



Poradnik FOTOWOLTAIKA



Zasady doboru ograniczników przepięć po stronie DC elektrowni fotowoltaicznej PV

Jak zapewnić bezpieczeństwo eksploatacji instalacji fotowoltaicznej?

Współpraca generatora fotowoltaicznego z magazynem energii

Redakcja

Adres redakcji
ul. Karczewska 18, 04-112 Warszawa
tel. 22 810 65 61
faks 22 810 27 42
redakcja@elektro.info.pl
www.elektro.info.pl

elektro.info.pl

Reklama: Karolina Rosa, krosa@medium.media.pl,
Hanna Witkowska, hwitkowska@medium.media.pl,
Monika Piekut, mpiekut@medium.media.pl

Redakcja: Anna Kuziemska, akuziemska@elektro.info.pl



Grupa MEDIUM
Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością Sp.K.
ul. Karczewska 18, 04-112 Warszawa
tel. 22 810 21 24, faks 22 810 27 42
ISBN 978-83-64094-10-1

Partnerzy publikacji



Spis treści

Instalacja fotowoltaiczna na terenie stacji paliw płynnych i gazowych	4
Ochrona odgromowa i przeciwprzepięciowa systemów fotowoltaicznych	12
Instalacje fotowoltaiczne – wybrane aspekty prawidłowego montażu	20
Wykrywanie zagrożeń w instalacjach fotowoltaicznych oraz innych urządzeniach elektrycznych za pomocą termowizji.	24
Nowe przepisy wspierające rozwój fotowoltaiki	30
Bezpieczeństwo w fotowoltaice – pomiary instalacji zestawem Sonel PVM-1020 KIT.	32
Bezpieczeństwo w obwodach OZE.	34
Dobór ograniczników przepięć do ochrony instalacji fotowoltaicznych zgodnie z PN-HD 60364-7-712.	38
Zasady projektowania ochrony przeciwporażeniowej w instalacjach niskiego napięcia z fotowoltaicznymi źródłami energii.	44
Współpraca stacji ładowania pojazdów elektrycznych z magazynem energii i instalacją fotowoltaiczną.	48
Rozwiązania fotowoltaiczne Weidmüller: najwyższa jakość i bezpieczeństwo	54
Podstawowe wymagania prawne obowiązujące przy przyłączaniu małych instalacji PV do sieci elektroenergetycznej	56
Uproszczony projekt instalacji piorunochronnej generatora przydomowej instalacji PV	60
Sprzedawaj fotowoltaikę przez internet w całej Unii Europejskiej!	64
Współpraca generatora fotowoltaicznego z magazynem energii	66
Kamery termowizyjne: szybki i niezawodny sposób testowania paneli słonecznych.	72
Fotowoltaika w zastosowaniach domowych – zagrożenia pożarowe i metody ich neutralizacji (część 1.)	74
Katalog firm	80



Instalacja fotowoltaiczna na terenie stacji paliw płynnych i gazowych

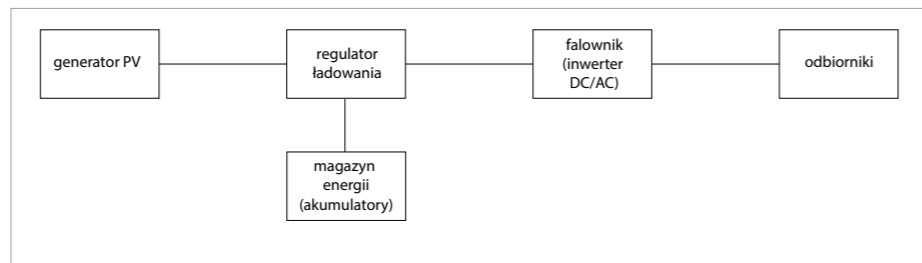
Wykorzystanie energii słonecznej przy lokalizacji elektrowni PV w miejscu dobrego nasłonecznienia może skutkować nadmiarem produkcji energii elektrycznej w stosunku do potrzeb. Z pomocą przychodzą magazyny energii, w których może zostać zgromadzony jej nadmiar, przeznaczony do wykorzystania w godzinach nocnych lub w zależności od potrzeb użytkownika.

W terenie pozbawionym sieci elektroenergetycznych, elektrownia PV może stanowić alternatywne źródło energii elektrycznej. Schemat blokowy elektrowni PV przedstawia rysunek 1.

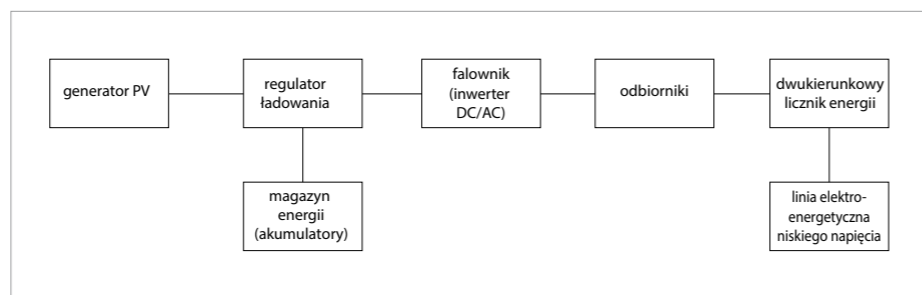
W przypadku dobrych warunków dla produkcji energii elektrycznej z wykorzystaniem generatora PV w terenie zelektryfikowanym, gdzie występuje sieć elektroenergetyczna, buduje się systemy fotowoltaiczne, których schemat blokowy przedstawia rysunek 2.

W układach PV ważnym elementem są baterie akumulatorów, które eksploatowane w niewłaściwy sposób stwarzają zagrożenie wybuchowe oraz porażeniowe. Akumulatory stosowane w systemach PV stanowią magazyn energii, w którym gromadzony jest nadmiar wyprodukowanej energii elektrycznej. Akumulatory, stanowiące podstawowe wyposażenie magazynów energii wydzielają przy ładowaniu i rozładowaniu gazy, które w mieszaninie z powietrzem tworzą atmosferę wybuchową.

Przepisy i normy przedmiotowe definiują metody określania strefy zagrożonej wybuchem oraz metody neutralizacji powstających zagrożeń. Do najważniejszych przepisów i norm obejmujących strefy zagrożone wybuchem należy zaliczyć:

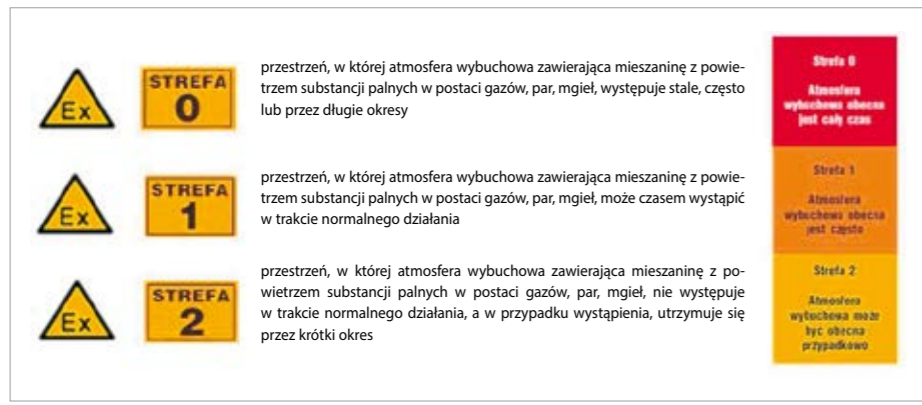


Rys. 1. Schemat autonomicznego systemu PV rys. J. Wiatr



Rys. 2. Schemat blokowy systemu PV przyłączonego do sieci elektroenergetycznej rys. J. Wiatr

- » Rozporządzenie Ministra Rolnictwa i Gospodarki Żywnościowej z dnia 7 października 1997 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budowle rolnicze i ich użytkowanie (Dz.U. Nr 132 z 1997 r., poz. 877),
- » Standard Techniczny nr ST-1 GG-0401:2010: Sieci gazowe. Strefy zagrożenia wybuchem. Ocena i wyznaczenie,
- » PN-EN 60079-10 *Urządzenia elektryczne w przestrzeniach zagrożonych wybuchem. Część 10: Klasyfikacja przestrzeni zagrożonych wybuchem*,
- » PN-EN 50281-3 *Wyposażenie do stosowania w obecności pyłów palnych Część 3: Klasyfikacja obszarów, w których występują lub mogą być obecne pyły palne*,
- » PN-EN 61241-10 *Urządzenia elektryczne do stosowania w obecności pyłów palnych. Część 10: Klasyfikacja obszarów, w których mogą być obecne pyły palne*,
- » Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 21 listopada 2005 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać bazy i stacje paliw płynnych, rurociągi przesyłowe dalekosiężne służące do transportu ropy naftowej i produktów naftowych i ich usytuowanie (Dz.U. Nr 243 z 2005 r., poz. 2063 z późn. zm.),
- » Rozporządzenie RMSWiA z dnia 7 czerwca 2010 roku w sprawie ochrony przeciwpożarowej budynków innych obiektów i terenów (Dz.U. nr 109/2010 poz. 719).



rowej budynków innych obiektów i terenów (Dz.U. nr 109/2010 poz. 719).

Zgodnie z rozporządzeniem RMSWiA z dnia 7 czerwca 2010 roku w sprawie ochrony przeciwpożarowej budynków innych obiektów i terenów (Dz.U. Nr 109/2010 poz. 719) definiuje się następujące pojęcia:

» **pomieszczenie zagrożone wybuchem** – pomieszczenie, w którym może się wytworzyć mieszanina wybuchowa powstała z wydzielającej się takiej ilości palnych gazów, par, mgieł lub pyłów, że jej wybuch mógłby spowodować przyrost ciśnienia w tym pomieszczeniu przekraczający 5 kPa,

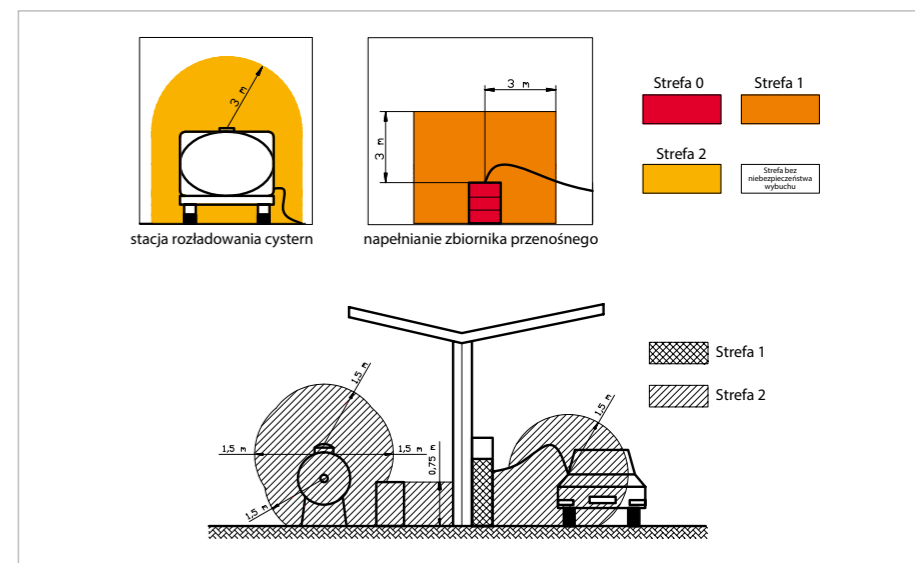
» **strefa zagrożenia wybuchem** – przestrzeń, w której może występować mieszanina substancji palnych z powietrzem lub innymi gazami utleniającymi, o stężeniu zawartym między dolną a górną granicą wybuchowości.

W pomieszczeniu należy wyznaczyć **strefę zagrożenia wybuchem**, jeżeli może w nim wystąpić mieszanina wybuchowa o objętości co najmniej 0,01 m³ w zwartej przestrzeni.

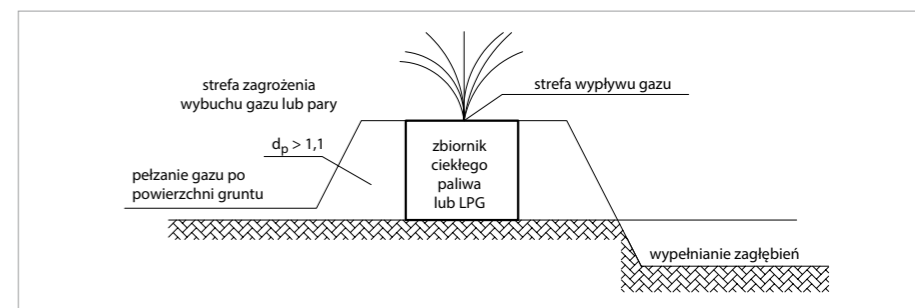
Ocena zagrożenia wybuchem obejmuje wskazanie pomieszczeń zagrożonych wybuchem, wyznaczenie w pomieszczeniach i przestrzeniach zewnętrznych odpowiednich stref zagrożenia wybuchem wraz z opracowaniem graficznej dokumentacji klasyfikacyjnej oraz wskazanie czynników mogących w nich zainicjować zapłon.

Graficzna dokumentacja klasyfikacyjna zawiera plany sytuacyjne obrazujące rodzaj i zasięg stref zagrożenia wybuchem oraz lokalizację i identyfikację źródeł emisji, zgodnie z zasadami określonymi w Polskich Normach.

Oceny zagrożenia wybuchem dokonują: inwestor, projektant lub użytkownik decydujący o procesie technologicznym.



Rys. 3. Zakres występowania strefy 1. oraz 2. zagrożenia wybuchem rys. J. Wiatr



Rys. 4. Zachowanie się oparów paliwa ciekłego cięższego od powietrza rys. J. Wiatr

Strefy zagrożenia wybuchem występujące na stacji paliw płynnych

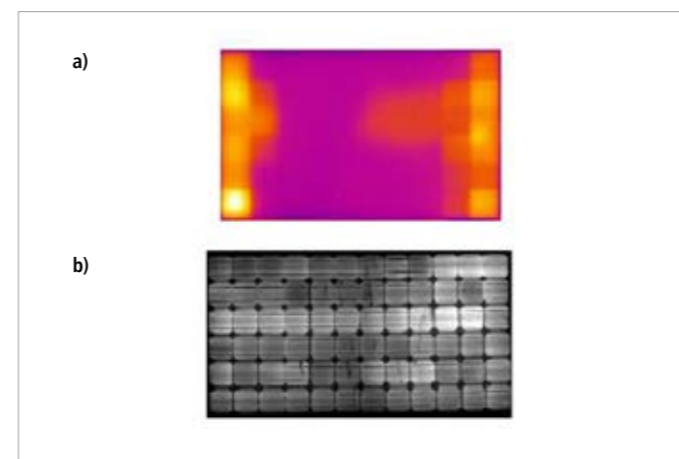
Zgodnie z normą PN-EN-1127-2:2001 *Atmosfera wybuchowa. Zapobieganie wybuchowi i ochrona przed wybuchem. Część 1: Pojęcia podstawowe i metodologia*, definiuje się następujące strefy zagrożenia wybuchem dla palnych gazów, mgieł i par palnych cieczy:

» strefa 0,

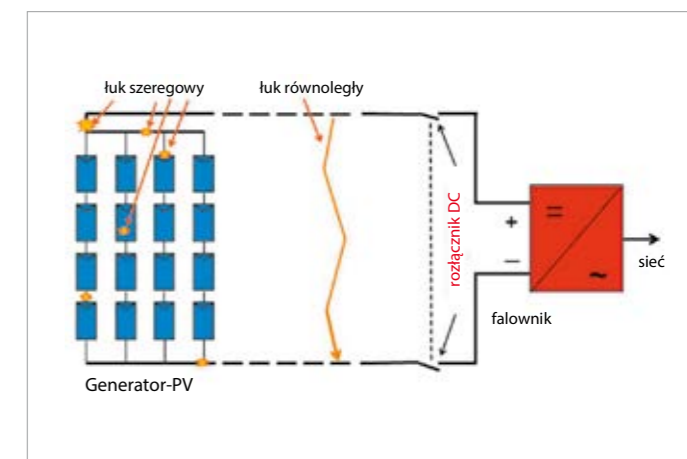
» strefa 1,

» strefa 2,

Zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 21 listopada 2005 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać bazy i stacje paliw płynnych, rurociągi przesyłowe dalekosiężne służące do transportu ropy naftowej i produktów naftowych i ich usytuowanie (tekst jednolity: Dz.U. 2014 poz. 1853), dla urządzeń technologicznych przeznaczonych



Rys. 5. Przykładowy wygląd potencjalnych miejsc powstawania gorących punktów, widocznych na obrazach: a) termowizyjnym i b) elektroluminescencyjnym [18]



Rys. 6. Miejsca i rodzaje możliwych do wystąpienia łuków elektrycznych w instalacji PV [19]

do magazynowania i dystrybucji ropy naftowej i produktów naftowych I i II klasy ustala się następujące strefy zagrożenia wybuchem (strefa 1. i strefa 2.):

1) pompa ustawiona na otwartej przestrzeni lub pod zastawieniem:

a) strefa 1. – 1,5 m w poziomie od dławicy pompy i połączeń kołnierзовych – 1 m w górę oraz w dół do ziemi,

b) strefa 2. – 1,5 m w poziomie od strefy 1., do wysokości 0,5 m nad powierzchnią ziemi;

2) studzienka, w której znajdują się armatura, rurociągi lub inne urządzenia o połączeniach kołnierзовych, strefa 1. – wewnątrz studzienki;

3) komora czyszczaka:

a) strefa 1. – w promieniu 1,5 m od głowicy komory czyszczaka,

b) strefa 2. – 1,5 m od strefy 1, do wysokości 0,5 m nad powierzchnią ziemi;

4) połączenia kołnierзовe armatury i rurociągów, strefa 2. – 1 m w górę, 1,5 m w poziomie i do ziemi;

5) studzienka zlewowa, strefa 2. – w promieniu 1 m od osi przewodu spustowego;

6) odmierzacze paliw:

a) strefa 1. – wewnątrz części hydraulicznej odmierzacza oraz w zagłębieniu pod nim,

b) strefa 2. – wewnątrz szczeliny bezpieczeństwa;

7) zbiornik podziemny, strefa 2. – w promieniu 1,5 m od wlotu przewodu oddechowego (odpowietrzenia);

8) zbiornik naziemny o osi głównej poziomej, strefa 2. – w promieniu 1,5 m od wylotu przewodu oddechowego;

9) cysterna drogową lub kolejową, w której wąż w czasie spustu produktu jest otwarty, strefa 2. – 1,5 m od wlotu i płaszcza cysterny, i w dół do ziemi;

10) cysterna drogową na placach postojowych, strefa 2. – 0,5 m od płaszcza cysterny i w dół do ziemi;

11) cysterna kolejowa na torach ładunkowych przed nalewnią bramową, strefa 2. – 0,5 m od płaszcza cysterny i w dół do ziemi;

12) cysterna kolejowa na torach zdawczo-odbiorczych lub odstawczych, strefa 2. – 0,5 m od płaszcza cysterny i w dół do ziemi;

13) nalewak kolejowy i samochodowy:

a) strefa 1. – w promieniu 2 m od wlotu cysterny lub zaworu oddechowego,

b) strefa 2. – 2 m od strefy 1. i w dół do ziemi;

14) nalewak beczkowy:

a) strefa 1. – w promieniu 0,5 m od otworu wlewowego,

b) strefa 2. – 1 m od strefy 1.;

15) zbiornik z dachem stałym w obwałowaniu lub ze ścianą osłonową:

a) strefa 1. – w promieniu 1,5 m od wylotu przewodu oddechowego,

b) strefa 2. – 2 m od strefy 1. i płaszcza zbiornika oraz wewnątrz obwałowania;

16) zbiornik z dachem stałym otoczony ścianą osłonową:

a) strefa 1. – w promieniu 1,5 m od wylotu przewodu oddechowego,

17) strefa 2. – 2 m od strefy 1 oraz między płaszczem zbiornika a ścianą osłonową; zbiornik z dachem pływającym w obwałowaniu:

a) strefa 1. – wewnątrz zbiornika nad dachem pływającym do obrzeża zbiornika,

b) strefa 2. – 1,5 m od strefy 1. i od płaszcza zbiornika oraz wewnątrz obwałowania;

18) zbiornik z dachem pływającym otoczony ścianą osłonową:

a) strefa 1. – nad dachem zbiornika do obrzeża zbiornika,

b) strefa 2. – 1,5 m od strefy 1. i od płaszcza zbiornika oraz między zbiornikiem i ścianą osłonową;

19) kanał otwarty lub przykryty płytami azurowymi instalacji z produktami naftowymi I i II klasy z połączeniami kołnierзовymi, strefa 1. – wewnątrz kanału;

20) zbiornik retencyjno-osadowy (podziemny, otwarty), strefa 1. – wewnątrz zbiornika;

21) komora dopływowo-rozrządowa (podziemna, otwarta), strefa 1. – wewnątrz komory;

22) pompownia ścieków przemysłowo-opadkowych z pompami zatopionymi (podziemna, otwarta):

a) strefa 1. – 1 m nad powierzchnią cieczy,

b) strefa 2. – 1 m od strefy 1.;

23) separator zawiesziny (podziemny, otwarty), strefa 1. – wewnątrz studzienki;

24) separator falisto-płytkowy (podziemny, przykryty balami drewnianymi), strefa 1. – wewnątrz studzienki;

25) pompownia z pompami zatopionymi odolejaczy (podziemna, przykryta płytą żelbetową z otworami montażowymi i włazowymi):

a) strefa 1. – wewnątrz pompowni,

b) strefa 2. – 2 m od krawędzi otworów: montażowego i włazowego na wysokości 0,5 m nad powierzchnią ziemi;

26) odolejacze koalescencyjno-adsorbcyjne (podziemny, przykryty płytą stalową z otworami), strefa 1. – wewnątrz odolejacza;

27) komora zbiornika słoików (zbiornik stalowy w wannie żelbetowej), strefa 1. – wewnątrz zbiornika;

28) pompownia słoików na tacy, strefa 2. – 1,5 m w górę i w poziomie od pompy i połączeń kołnierзовych i w dół do ziemi.

Na terenie stacji paliw płynnych w zakresie przedmiotowej oceny należy wyróżnić trzy strefy zagrożenia wybuchowego:

» strefa 0, występuje nad lustrem paliwa wewnątrz zbiorników,

» strefa 1., występuje w objętości dystrybutorów paliw,

» strefa 2., występuje jako kula o promieniu 1,5 m wokół nalewaka.

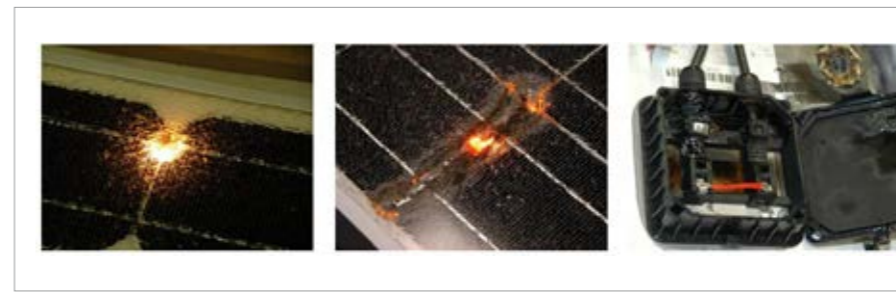
Zakres występowania **strefy 1.** oraz **2.** przedstawia **rysunek 3.** Paliwa płynne takie jak benzyna lub olej napędowy parują, ale w oparach są cięższe od powietrza, przez co mają tendencję zalegania przy ziemi, co schematycznie przedstawia **rysunek 4.**

Gazy i pary o gęstości większej od gęstości powietrza mają naturalną zdolność do opadania z prędkością proporcjonalną do różnicy gęstości i gęstości powietrza. Opadając i mieszając się z powietrzem wytwarzają one stożek rozszerzający się w dół o kącie wierzchołkowym odwrotnie proporcjonalnymi do prędkości opadania. Z chwilą osiągnięcia poziomu gruntu stężenie gazu lub par w mieszaninie wzrasta na skutek ciągłego dopływu nowych cząstek gazu. W pewnym momencie tuż nad powierzchnią gruntu w środku stożka stężenie gazu lub par osiąga swoje maksimum. Gaz zaczyna się ślać i pełzać po powierzchni gruntu we wszystkich kierunkach, tym dalej, im jest cięższy od powietrza. Wskutek tego ma on małą zdolność dyfuzji ograniczoną w kierunku w górę. Na skutek rozpełzania się gazów lub par na większej powierzchni możliwość unoszenia w górę jest tym mniejsza, im substancja tworząca opary jest cięższa od powietrza.

Przy ocenie zagrożenia można posłużyć się następującym wzorem: $d_p = M/29$, gdzie M – masa cząsteczkowa gazu, w [-]. Jeżeli $d_p < 1,1$, gaz unosi się w górę. Przy $d_p \in (0,8 - 1,1)$, gaz tworzy strefę kulistą wokół miejsca wypływu. Natomiast przy $d_p > 1,1$, gaz opada w kierunku ziemi tworząc stożek rozszerzający się w dół o kącie wierzchołkowym odwrotnie proporcjonalnym do prędkości wypływu.

Dach wiaty, pod którą zlokalizowane są dystrybutory, znajduje się 5,35 m nad poziomem ziemi, co w praktyce wyklucza możliwość zalegania oparów paliwa na jego powierzchni lub wokół urządzeń zainstalowanych na jego powierzchni.

Wszelkie prace projektowe oraz instalacyjne w zakresie instalacji PV należy prowadzić zgodnie z wymaganiami norm:



Rys. 7. Wizualizacja łuków elektrycznych oraz ich skutków w instalacji PV [19]

Czy jest LPS?	Czy zachowano odstępy izolacyjne „s” od LPS?	Odległość pomiędzy modułami PV i falownikiem	SPD DC moduły PV	SPD DC falownik	SPD AC
Tak	Tak	< 10 m	–	Typ 1	Typ 1
		> 10 m	Typ 1	Typ 1	
	Nie	< 10 m	–	Typ 2	
		> 10 m	Typ 2	Typ 2	
Nie	–	< 10 m	–	Typ 2	Typ 2
		> 10 m	Typ 2	Typ 2	

Tab. 1. Ogólne wytyczne doboru typów zabezpieczeń SPD w systemie PV ON-GRID [18]

» PN-EN 62109-2:2011 *Bezpieczeństwo konwerterów mocy stosowanych w fotowoltaicznych systemach energetycznych. Część 2: Wymagania szczegółowe dotyczące falowników.*

» PN-EN 61724-1: 2002 *Wydajność systemu fotowoltaicznego. Część 1: Monitorowanie.*

» PN-EN50438:2014-02 *Wymagania dla instalacji mikrogeneracyjnych przeznaczonych do równoległego przyłączenia do publicznych sieci dystrybucyjnych niskiego napięcia.*

» PN-EN 60269-1:2010 *Bezpieczniki topikowe niskonapięciowe. Część 1: Wymagania ogólne.*

» PN-EN 62446-2010 *Systemy fotowoltaiczne przyłączone do sieci elektrycznej. Minimalne wymagania dotyczące dokumentacji systemu, badania rozruchowe i wymagania kontrolne.*

» PN-EN 61173-2002 *Ochrona przepięciowa fotowoltaicznych (PV) systemów wytwarzania mocy elektrycznej. Przewodnik.*

» PN-HD 60364-7-712:2007 *Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych. Część 7-712: Wymagania dotyczące specjalnych instalacji lub lokalizacji. Fotowoltaiczne (PV) układy zasilania.*

» PN-EN 62305-1; -2; -3; -4 – *wieloarkuszowa norma Ochrona odgromowa.*

» PN-EN 61730-2:2007/A1:2012 *Ocena bezpieczeństwa modułu fotowoltaicznego (PV). Część 2. Wymagania dotyczące badań.*

Zagrożenia pożarowe stwarzane przez panele PV

Panele fotowoltaiczne dostępne na rynku mają różne klasy w zależności od współczynnika wypełnienia FF. Na etapie produkcji i dystrybucji modułów PV może dochodzić do oddziaływań wielu destrukcyjnych czynników, których efektem są trudne do zauważenia gołym okiem mikrouszkodzenia. Efekt ten zaczyna się ujawniać szczególnie wtedy, gdy przez uszkodzone ogniwo przepływa prąd wsteczny. Dzieje się tak np. podczas częściowego zacięcia modułu PV. Jedynym skutecznym sposobem wczesnego wykrycia tego defektu jest diagnostyka generatorka przy użyciu kamery termowizyjnej, która przy odpowiednim postępowaniu umożliwia wykrycie gorących punktów, zanim jeszcze będą widoczne gołym okiem.

Skutkiem tego defektu mogą być duże straty mocy, a nawet pożar instalacji PV. Niektórzy producenci poddają swoje produkty specjalnym testom, które sprawdzają występowanie mikrouszkodzeń prowadzących do powstawania gorących punktów. Tak przetestowane moduły PV w dokumentacji oznaczane są symbolem HSP (ang. *Hot-Spot Protect*).

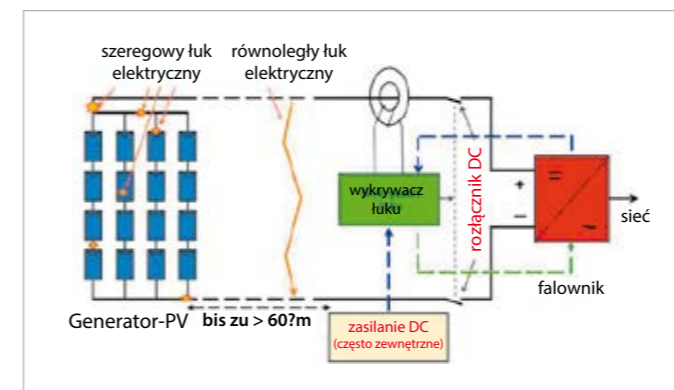
Innym sposobem na wykrywanie mikrouszkodzeń modułów PV jest wykonywanie fotografii elektroluminescencyjnych podczas tzw. EL testu. Na takich fotografiach widoczne są miejsca potencjalnych punktów, w których może powstać gorący punkt (**rys. 5.**)

Opisane defekty często są przyczyną powstawania łuków elektrycznych, które mogą skutkować narastaniem dalszych zagrożeń pożarowych w instalacjach fotowoltaicznych. Schematycznie miejsca oraz rodzaje łuków elektrycznych, jakie mogą wystąpić w instalacjach fotowoltaicznych, przedstawia **rysunek 6.**

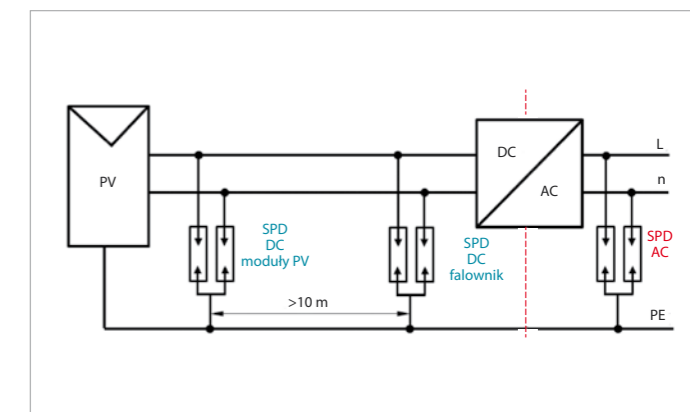
Natomiast na **rysunku 7.** zostały przedstawione skutki występowania łuku elektrycznego w instalacjach fotowoltaicznych. Dla uniknięcia skutków łuków elektrycznych zaleca się stosowanie detektorów wykrywania zagrożeń stwarzanych przez łuk elektryczny, których działanie przedstawia **rysunek 8.**

Dla zachowania bezpieczeństwa od zjawisk łuku elektrycznego, w projektowanej instalacji należy:

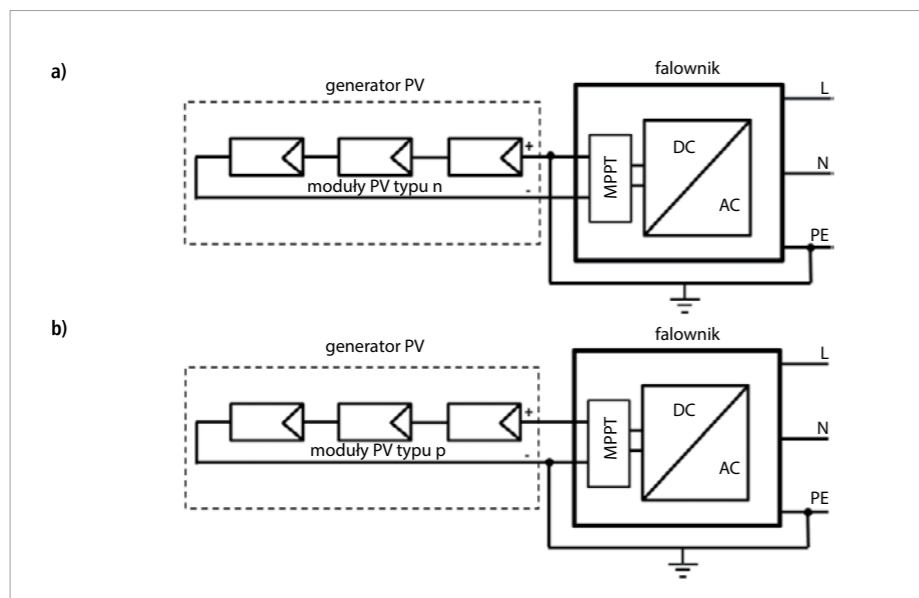
» stosować przewody przeznaczone do wykorzystania w instalacjach PV,



Rys. 8. Schemat układu oraz ilustracja działania detektora wykrywania łuków elektrycznych w instalacji PV [19]



Rys. 9. Schemat rozmieszczenia elementów ochrony przepięciowej w systemie PV [18]



Rys. 10. Schemat sposobu uziemienia biegunów generatora PV: a) dodatniego, b) ujemnego [18]

Doświadczenia produkcyjne	VRLA – SLA	VRLA-AGM
Dostępność rynkowa	duża	duża
Bezpieczeństwo pracy w podwyższonych temperaturach	wysokie	niskie
Pojemność cieplna	duża	mała
Ilość elektrolitu	wiejsza	mniejsza
Poziom rekombinacji gazów	do 97%	do 99 %
Korozja płyt i wyprowadzeń	niższa	wyższa
Rezystancja wewnętrzna	wyższa	niższa
Rozwarstwienie elektrolitu	nie	tak
Głębokie rozładowanie	tak	dyskusyjne
Odporność na przeładowanie	tak	nie
Wymagania w zakresie wentylacji	tak	tak

Tab. 2. Zestawienie porównawcze wybranych cech akumulatorów VRLA odmiany AGM oraz SLA [5]

- » stosować wyłącznie atestowane złączki przewodowe,
- » stosować ograniczniki przepięć zgodnie z zaleceniami z **rysunku 9** oraz **tabeli 1**,
- » wykonać instalację piorunochronną gwarantującą ochronę stacji paliw oraz paneli fotowoltaicznych,
- » prowadzić co sześć miesięcy inspekcję termowizyjną zainstalowanych paneli PV.

Na dachu wiaty nie instalować falowników (dopuszcza się instalacje modułów MPPT). Instalowane panele PV należy objąć pożarowym wyłączeniem w celu neutralizacji zagrożenia porażenia prądem elektrycznym w czasie pożaru.

Kolejnym problemem jest degradacja indukowanym napięciem PID (ang. *Potential Induced Degradation*), które jest zjawiskiem utraty mocy modułu PV spowodowanej wystąpieniem nie-

wielkiego prądu upływu, występującego przy wysokim napięciu. Problem ten dotyczy modułów klasycznych (I generacji), jak i cienkowarstwowych (II generacji), w których często objawia się występowaniem zjawiska korozji warstwy TCO. Degradacja napięciem indukowanym może mieć postać odwracalnej polaryzacji lub nieodwracalnej korozji elektrochemicznej, która może z kolei doprowadzić do uszkodzenia złącza p-n w poszczególnych ogniwach modułów PV. Warunkami sprzyjającymi do powstawania tego zjawiska jest wysoka temperatura i duża wilgotność otoczenia. W łańcuchu szeregowo połączonych modułów PV pomiędzy biegunami dodatnim i ujemnym występuje wysokie napięcie rzędu nawet do 600V. Ramy modułów są najczęściej uziemione i stąd duża różnica potencjałów sprzyja powstawaniu prądów upływu. Najczęściej narażony na problem

PID-u jest moduł znajdujący się przy ujemnym biegunie generatora PV.

Większość producentów formułuje zalecenia instalacyjne dla modułów PV, zagrożonych problemem PID-u. W przypadku stwierdzenia tego problemu dla modułów, dla których półprzewodnikiem bazowym jest półprzewodnik typu p – należy wykonać uziemienia ujemnego biegunu generatora PV. Jeżeli natomiast moduły są zbudowane z półprzewodnika bazowego typu n, należy uziemić biegun dodatni generatora PV. W obu przypadkach należy zastosować falownik transformatorowy galwanicznie izolowany. Sposób uziemienia dodatniego i ujemnego biegunu generatora PV przedstawiono schematycznie na **rysunku 10**.

W związku z opisanymi zjawiskami, warunkiem dopuszczenia do instalacji paneli PV na płaszczyźnie dachu wiaty jest wykonanie jej z materiałów niepalnych. Na dachu budynku stacji instalowane panele PV muszą spełnić wymagania takie jak panele instalowane na wiacie dystrybutorów. Falownik projektowanej instalacji należy instalować w budynku stacji paliw na podłożu niepalnym.

Wymagania dla magazynu energii systemu PV

W rozwiązaniach systemów PV stosowane są akumulatory klasyczne o gęstości elektrolitu 1,24 kg/l lub akumulatory wykonane w technologii VRLA (*Vavle Regulated Lead Acid*), czyli akumulatory regulowane z zaworem jednokierunkowym umożliwiającym usuwanie nadmiaru wodoru, o gęstości elektrolitu (1,25 – 1,3) kg/l. Akumulatory VRLA produkowane są w dwóch technologiach:

- » **AGM**, w której elektrolit jest umieszczony w separatorze między płytowym wykonanym z włókna szklanego o dużej porowatości, które eliminuje niebezpieczeństwo wycieku elektrolitu oraz zabezpiecza przed możliwością powstania zwarcia pomiędzy płytami: dodatnią i ujemną,
- » **SLA**, w której elektrolit jest zestalony w postaci żelu, stanowiącego tiksotropową odmianę dwutlenku krzemu (SiO_2).

Porównanie wybranych cech akumulatorów VRLA odmiany AGM oraz żelowej (SLA) przedstawia **tabela 2**.

W akumulatorach VRLA, które często błędnie nazywane są „szczelnymi” lub „hermetycznymi”, skutki reakcji elektrolitycznego rozkładu wody występują znacznie mniej intensywnie ze względu na wtórne reakcje powstających gazów prowadzące do znacznej ich redukcji przez po-

nowne powstanie wody i powrót do elektrolitu. Zagospodarowywanie powstających gazów jest jednak niecałkowite i ich nadmiar jest usuwany na zewnątrz akumulatorów przez jednokierunkowe zawory. Wraz z upływem czasu eksploatacji wskutek zjawiska starzenia lub błędnego jej przewodzenia mogą pojawić się ilości gazów znacznie przekraczające ilość powstającą w normalnych warunkach. Świadczy to o tym, że akumulatory te podobnie jak akumulatory klasyczne stwarzają zagrożenie wskutek wprowadzania wodoru (H_2) do pomieszczenia baterijnego, który w mieszaninie z powietrzem przy stężeniu w zakresie (4 – 75)% staje się wybuchowy. Zakres wybuchowości wodoru został przedstawiony na **rysunku 11**.

W praktyce stosuje się wentylację mechaniczną, choć po spełnieniu określonych warunków dopuszcza się wentylację grawitacyjną. Sterowanie wentylacją mechaniczną przedziału baterijnego należy realizować z wykorzystaniem układów detekcji stężenia wodoru.

Układy automatyki powinny mieć ustawione dwa progi wykrywania stężenia wodoru:

- » **10% DGW**, przekroczenie którego zostanie zasygnalizowane oraz zostanie uruchomiona wentylacja powodująca zwiększenie szybkości wymian powietrza o 100% w stosunku do warunków normalnych,
- » **30% DGW**, przekroczenie którego spowoduje oprócz dalszego działania sygnalizacji akustyczno-dźwiękowej oraz wentylacji, wyłączenie ładowania baterii akumulatorów do chwili ustania zagrożenia.

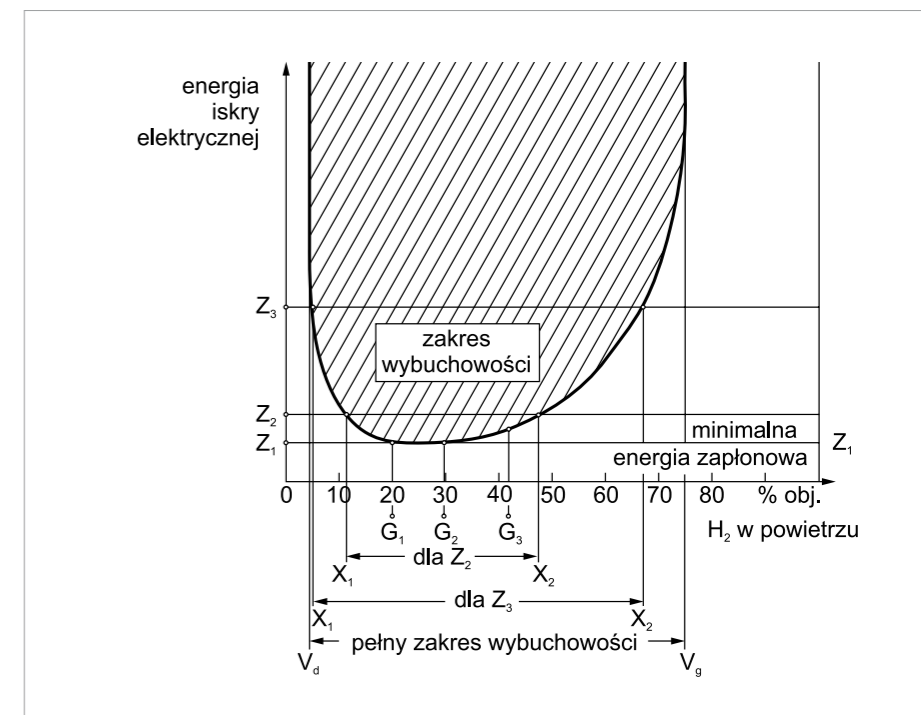
Podstawowe wymagania w zakresie wentylacji przedziału baterijnego wynikają bezpośrednio z normy PN-EN 62040-1:2009 *Systemy bezprzewodowego zasilania (UPS). Część 1: Wymagania ogólne i wymagania dotyczące bezpieczeństwa UPS. Aneks M (normatywny). Wentylacja przedziałów bateryjnych* [6]¹⁾. Przybliżoną wartość przepływu zapotrzebowanego powietrza w ciągu godziny w $[\text{m}^3/\text{h}]$ można obliczyć z poniższego wzoru [6]:

$$Q_p = v \cdot q \cdot s \cdot n \cdot I_g \cdot C_B \quad (1)$$

gdzie:

- v – wymagane rozcieńczenie wodoru $(100 - 4)/4 = 24$,
- q – wytworzony wodór: $0,45 \cdot 10^{-3} [\text{m}^3/\text{Ah}]$,
- s – współczynnik bezpieczeństwa (zalecana wartość: 5),
- I_g – prąd gazowania o wartości:

¹⁾ Norma wycofana i zastąpiona przez PN-EN IEC 62040-1:2019-1 – wersja angielska. W zasadniczej kwestii w normie z 2019 roku wymagania określone w normie z 2009 roku nie uległy zmianie.


 Rys. 11. Zależność energii zapłonowej od składu mieszanin wodoru z powietrzem, gdzie: Z_1 – minimalna energia zapłonu $E_{\min} = 0,019 \text{ mJ}$, V_d – dolna granica wybuchowości (DGW), V_g – górna granica wybuchowości (GGW) [4]

- 1 mA – dla baterii „zamkniętych” (z zaworem VRLA) przy zmiennym napięciu,
- 5 mA – dla baterii otwartych przy zmiennym napięciu,
- 8 mA – dla baterii „zamkniętych” (z zaworem VRLA) przy stałym napięciu ładowania,
- 20 mA – dla baterii otwartych przy stałym napięciu ładowania,

n – liczba ogniw baterii, w [-],
 C_B – pojemność baterii, w [Ah],
 Q_p – ilość wymaganego powietrza, w $[\text{m}^3/\text{h}]$.

Przyjmując współczynnik bezpieczeństwa $s=5$, wzór na obliczenie Q_p dla akumulatorów VRLA wykonanych w technologii AGM może być uproszczony:

$$Q_{\text{VRLA}} = 0,25 \cdot Q_p \quad (2)$$

Jeżeli w pomieszczeniu z akumulatorami wolna przestrzeń V spełnia następujący warunek:

$$V = V_p - V_u \begin{cases} \geq 2,5 \cdot Q_p \\ \geq 2,5 \cdot Q_{\text{VRLA}} \end{cases} \quad (3)$$

gdzie:

- V_p – objętość pomieszczenia z akumulatorami, w $[\text{m}^3]$,
- V_u – objętość, jaką zajmują akumulatory ze stojakami oraz inne wyposażenie pomieszczenia, w $[\text{m}^3]$,

to wystarczające jest zastosowanie wentylacji grawitacyjnej, z umieszczonymi po przeciw-

nych stronach pomieszczenia z otworami: dolotowym i wylotowym.

Każdy z tych otworów musi posiadać powierzchnię nie mniejszą od określonej poniższym wzorem [6]:

$$A_p = 28 \cdot Q_p \quad (4)$$

gdzie:

A_p – suma przekrojów otworów zewnętrznych i wewnętrznych, w $[\text{cm}^2]$.

W takim przypadku otwory wentylacyjne należy umieścić na przeciwległych ścianach. Jeżeli jest to niemożliwe i otwory wentylacyjne muszą zostać wykonane na tych samych ścianach, to odległość pomiędzy nimi nie może być mniejsza niż 2 m. Ten sam wymóg dotyczy instalowania wentylatorów wyciągowych, których odległość nie może być mniejsza niż 2 m.

W pomieszczeniach bateryjnych ważna jest również klimatyzacja z uwagi na znaczne ilości ciepła wydzielanego przez ładowane lub rozładowywane akumulatory. Dla celów praktycznych ilość ciepła wydzielanego podczas rozładowywania akumulatorów można oszacować z następującego wzoru [6]:

$$Q = I^2 \cdot R \cdot t \cdot n \quad (5)$$

gdzie:

I – przewidywany maksymalny prąd rozładowania, w [A],

Element systemu PV	Klasa ochronności	Stopień ochrony IP
Kable PV	II	IP 67
Złącza MC4	II	IP 68
Puszki modułów PV	II	IP 65
Moduły PV	II	–
Bezpieczniki nadprądowe	–	IP 20
Zabezpieczenia przeciwprzepięciowe	–	IP 20
Falownik	I	IP 65
Rozdzielnice PV	II	IP 65

Tab. 3. Klasy ochronności i stopień ochrony IP dla elementów systemów PV

n – liczba gałęzi równoległych pracujących w czasie rozładowania, w [-],
 Q – ilość ciepła wydzielanego w czasie t , w [J],
 R – rezystancja jednej gałęzi szeregowej akumulatorów (rezystancję dla pojedynczego ogniwa podają producenci baterii w swoich katalogach), w [Ω],
 t – przewidywany czas rozładowania, w [s].

W celu zapewnienia neutralizacji zagrożeń wybuchowych stwarzanych przez mieszaninę wodoru z powietrzem w pomieszczeniu baterijnym należy zastosować wentylację mechaniczną, która zagwarantuje w normalnych warunkach pracy wymianę powietrza w przedziale baterijnym w ilości zgodnej z obliczeniami, a po wykryciu stężenia wodoru na poziomie 10% DGW spowoduje automatyczne załączenie drugiego wentylatora, przy którym wystąpi zdwojenie ilości wymian powietrza z przedziału baterijnego z jednoczesną sygnalizacją zaistniałego stanu.


 Rys. 12. Szafa bateryjna wyposażona w system rur do odprowadzenia wodoru (H₂) rys. J. Wiatr

W przypadku gdy stężenie wodoru w przedziale baterijnym uzyska 30% DGW, automatyka układu ładowania akumulatorów musi przerwać ładowanie do momentu uzyskania warunków bezpiecznych, tj. zmniejszenia się stężenia wodoru poniżej 30% DGW. Sterowanie wentylacją należy wykonać w układzie detekcji stężenia wodoru w powietrzu. W artykule został przyjęty system wykrywania wodoru produkcji firmy „GAZEX”.

Liczbę czujek DEX-71 należy wyznaczyć w zależności od wymiarów geometrycznych pomieszczenia magazynu energii, przyjmując zasięg czujki równy 8m. Rozwiązanie sterowania wentylacją może zostać przyjęte w zależności od przeprowadzonej analizy ryzyka zagrożeń w następujący sposób:

- » ciągłe odprowadzanie wodoru H₂ za pomocą systemu rurek elastycznych poza przedział baterijny zgodnie z rysunkiem 12., z zastosowaniem wentylacji grawitacyjnej spełniającej wymagania opisane wyżej (sposób niezależny ze względu na konstrukcję przyjętych akumulatorów),
- » dwóch wentylatorów o jednakowej wydajności (rys. 13.), gwarantujących napływ powietrza w ilości wyznaczonej wyżej, uruchamianych wg następującego scenariusza:
 - jeden wentylator pracuje non stop gwarantując przewietrzanie przedziału baterijnego.
 - drugi wentylator łączy się po wykryciu stężenia wodoru w przedziale baterijnym wynoszącego 10% DGW.

Po wykryciu przez system detekcji wodoru stężenia wodoru o wartości 30% DGW następuje wyłączenie ładowania akumulatorów.

Wyznaczanie bezpiecznej odległości od źródeł inicjacji wybuchu

Bezpieczna odległość od baterii akumulatorów musi być zachowana ze względu na niepew-

ność dostatecznego rozcieńczenia mieszanki wybuchowej. Odległość bezpieczna powinna zapewnić odstęp w powietrzu do gniazd, wyłączników światła lub żarzących się aparatów (temperatura powierzchni ponad 300°C). Bezpieczna odległość związana z drogą dyfuzji gazów wybuchowych zależy od ilości uwalnianego gazu.

Wzór na bezpieczną odległość urządzeń elektrycznych od baterii akumulatorów:

$$d = 28,8 \cdot \sqrt{N \cdot I_{\text{gas}} \cdot C_n}, \text{ w cm} \quad (6)$$

gdzie:

N – liczba ogniw w bloku baterii (1 dla pojedynczego ogniwa),
 α – wykładnik wynikający z liczby otworów na ogniwo (np. 24 OPz 3000 jedno ogniwo – 3 otwory, $\alpha = 3$),

I_{gas} – prąd gazowania, w [mA/Ah],
 C_n – pojemność baterii, w [Ah].

Inne wymagania i ograniczenia

W projektowanej instalacji PV należy zapewnić ochronę przeciwporażeniową zgodnie z wymaganiami normy PN-HD 60364-4-41 Instalacje elektryczne niskiego napięcia. Część 4-41: Ochrona dla zapewnienia bezpieczeństwa. Ochrona przed porażeniem elektrycznym.

Należy stosować wyłącznie falownik transformatorowy. Projekt budowlany oraz projekt techniczny instalacji należy zlecić osobie posiadającej uprawnienia do projektowania sieci, instalacji oraz urządzeń elektrycznych bez ograniczeń. Dokumentację budowlaną należy uzgodnić z rzeczoznawcą ds. zabezpieczeń ppoż. oraz rzeczoznawcą ds. ergonomii i bhp.

W przypadku projektowania układu PV przeznaczonego do współpracy z siecią elektroenergetyczną należy uzyskać warunki przyłączenia wydane przez OSD właściwego dla miejsca przyłączenia. W takim przypadku należy sprawdzić warunki poprawnej współpracy siecią elektroenergetyczną, określone w normie niemieckiej DIN VDE 0126-1-1:2013-08 *Selbsttätige Schaltstelle zwischen einer netzparallelen Eigenzeugungsanlage und dem öffentlichen Niederspannungsnetz*, maksymalny wzrost napięcia w miejscu przyłączenia falownika do sieci elektroenergetycznej nie może przekroczyć 253 V.

Jeżeli średnia wartość napięcia w czasie 10 minut przekroczy wartość 253 V miejscu przyłączenia falownika do sieci elektroenergetycznej, falownik odłączy się automatycznie od sieci. Natomiast przekroczenie napięcia 260 V powoduje natychmiastowe odłączenie falownika od sieci elektroenergetycznej. Podczas projektowania

układu przyłączenia falownika do sieci elektroenergetycznej należy zachować dopuszczalny spadek napięcia pomiędzy falownikiem a miejscem przyłączenia ΔU 1%, czyli $\Delta U = 253 - U_{rz}$.

Moc projektowanej instalacji PV przyłączanej do sieci elektroenergetycznej nie może przekraczać wartości określonej z wykorzystaniem następującego wzoru:

$$P_{\text{max}} = \frac{\Delta U}{Z_{k1}} \cdot 253 = \frac{253 - U_{rz}}{Z_{k1}} \cdot 253 \quad (7)$$

gdzie:

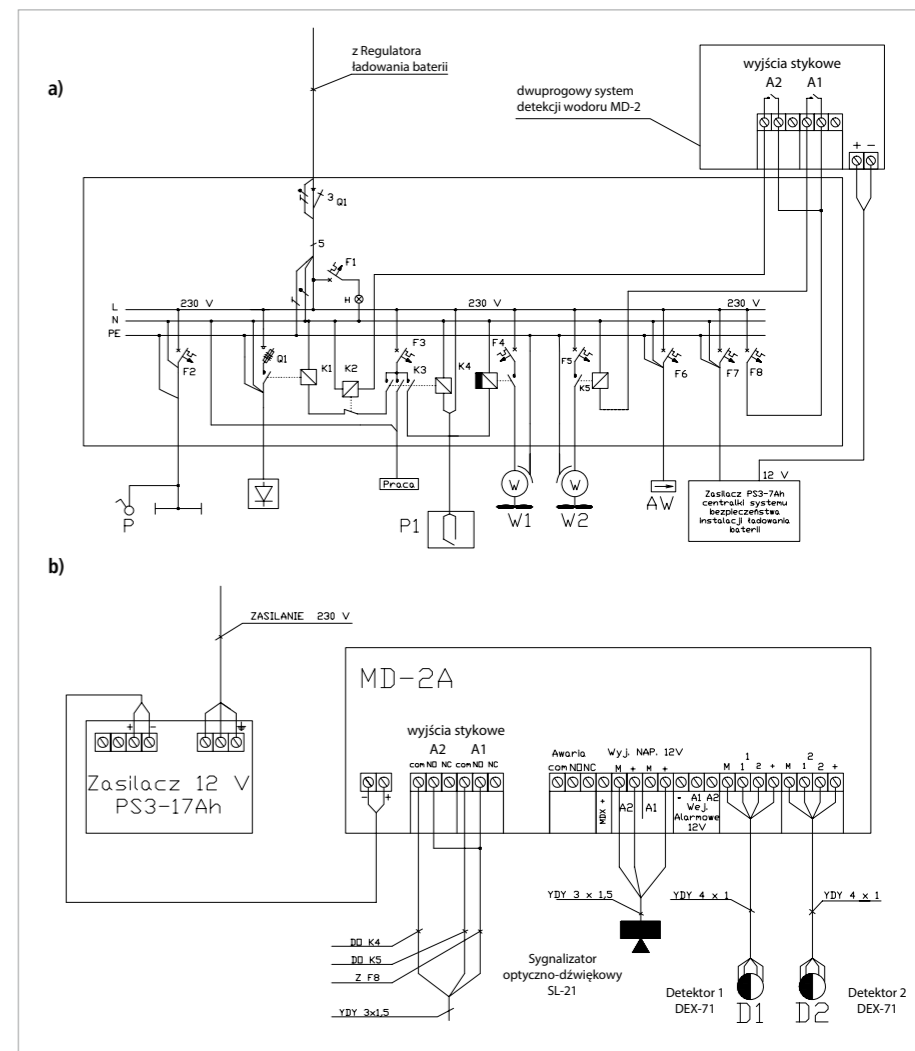
U_{rz} – rzeczywiste napięcie występujące w sieci w miejscu przyłączenia instalacji PV, w [V],
 Z_{k1} – impedancja pętli zwarcia w elektroenergetycznej linii zasilającej w miejscu przyłączenia instalacji PV, w [Ω].

W tabeli 3. zostały podane wymagania dotyczące stopni ochrony przez obudowy (kod IP) zgodnie z wymaganiami normy PN-EN 60529:2003 Stopień ochrony zapewnianej przez obudowy (Kod IP), jakie musi spełnić projektowana instalacja PV.

Ponadto, zgodnie z wymaganiami Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady Unii Europejskiej nr 305/2011 z dnia 9 marca 2011, nazywane Construction Products Regulation (CPR), ze względu na specyfikę projektowanego obiektu przewody i kable w instalacji PV muszą posiadać klasę reakcji na ogień nie niższą niż C_{ca}s1a,do,a1.

Wnioski

1. Panele PV mogą zostać zainstalowane na dachu wiaty dystrybutorów oraz dachu budynku stacji paliw, gdyż ich lokalizacja będzie występowała poza strefami zagrożonymi wybuchem.
2. Falownik projektowanej instalacji należy zlokalizować w budynku stacji paliw.
3. Kable doprowadzające energię z paneli PV instalowanych na dachu wiaty dystrybutorów należy prowadzić w ziemi w rurach osłonowych uniemożliwiających przedostawianie się wody oraz gazów.
4. W warunkach krajowych zgodnie z wymaganiami Rozporządzenia Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji z dnia 7 czerwca 2010 roku w sprawie ochrony przeciwpożarowej budynków, innych obiektów budowlanych i terenów (Dz.U. Nr 109/2010, poz. 719 z późniejszymi zmianami), za pomieszczenie zagrożone wybuchem należy uznać pomieszczenie, w którym spodziewany przyrost ciśnienia przekracza wartość 5 kP. Ponieważ wentylacja przedziału baterijnego ma za zadanie nie dopuścić do przekroczenia dopusz-



Rys. 13. Przykładowy układ sterowania dwoma wentylatorami: a) schemat ideowy Rozdzielnicy Zasilania Wentylacji, b) schemat centralki sterowania wentylacją rys. J. Wiatr

czalnego stężenia wodoru w powietrzu, pozostawiając bezpieczny odstęp od Dolnej Granicy Wybuchowości (po uzyskaniu 30% DGW w przedziale baterijnym następuje automatyczne odłączenie ładowania baterii powodując tym samym neutralizację zagrożeń dzięki pracującej wentylacji, która odprowadzi do atmosfery mieszaninę wodoru z powietrzem). Spełnienie tych wymagań pozwala kwalifikować pomieszczenie baterijne jako niezagrożone wybuchem.

5. Na budynku stacji paliw należy zainstalować sygnalizator dźwiękowo-optyczny informujący o uzyskaniu 10% DGW stężenia wodoru w przedziale baterijnym. Zadziałanie sygnalizatora oraz odłączenie ładowania baterii przy wykryciu stężenia wnoszącego 30% DGW powinno umożliwiać zdalny przekaz stanu stężenia do służb eksploatacyjnych elektrowni fotowoltaicznej. Do służb eksploatacyjnych powinna docierać informacja o stanie pracy wentylatorów.

6. Prowadzenie czynności eksploatacyjno-obsługowych w przedziale baterijnym należy wykonywać ze szczególną ostrożnością, ze względu na spodziewane duże prądy zwarcio-owe oraz występowanie napięć o wartościach większych od wartości dopuszczalnych długotrwałe. Wszystkie elementy wyposażenia należy objąć połączeniami wyrównawczymi oraz wykonać izolowaną podłogę zgodnie z wymaganiami normy PN-HD 60364-41 Instalacje elektryczne niskiego napięcia. Instalacje dla zapewnienia bezpieczeństwa. Część 4-41: Ochrona przed porażeniem elektrycznym.
7. W magazynie energii celu odprowadzenia ciepła wytwarzanego przez zainstalowane akumulatory należy objąć to pomieszczenie systemem klimatyzacji.

literatura do artykułu na elektro.info.pl

Ochrona odgromowa i przeciwprzebieciowa systemów fotowoltaicznych

W Polsce tylko w roku 2020 zainstalowano ponad 321 tysięcy mikroinstalacji fotowoltaicznych (PV) o łącznej mocy przekraczającej 2151 MWp [1]. Chęć pozyskania „darmowej” energii elektrycznej oraz liczne programy wsparcia tego rodzaju inwestycji przekładają się na tzw. boom, który przekracza założone prognozy [1]. Należy przypuszczać, iż w kolejnych latach instalacje PV staną się nieodzownym składnikiem instalacji elektrycznych. Pamiętajmy jednak, że poza oczywistymi zaletami są również zagrożenia, które należy neutralizować.

Do najważniejszych zagrożeń systemów PV zalicza się wpływ czynników zewnętrznych, takich jak wyładowania piorunowe i związane z nimi przebiecia oraz znaczne ryzyko pożaru nie tylko samych paneli PV, ale również całego obiektu budowlanego w miejscu ich instalacji [2]. Czas zwrotu inwestycji szacowany jest na 10–30 lat. Każde dodatkowe koszty ewentualnej naprawy systemu zmniejszają opłacalność, stąd też należy podjąć niezbędne działania na samym początku, aby móc przeciwstawić się zagrożeniom przez planowane lata eksploatacji projektowanego systemu PV.

Panele PV umieszcza się najczęściej na dachu i zazwyczaj okablowanie instalacji fotowoltaicznej jest wprowadzane do wnętrza budynku. W związku z tym instalowane są długie odcinki

przewodów łączące panele z falownikami i z instalacją elektryczną budynku. Wyładowania piorunowe powodują powstawanie impulsowego pola elektrycznego i magnetycznego, które indukuje w pobliskich instalacjach napięcia i prądy udarowe. Długość przewodów oraz wielkość pętli powstających z ułożonych przewodów zwiększa wartości przebiecia. Szkody wywołane przez przebiecia indukowane w przewodach przez prądy piorunowe występują zarówno w panelach fotowoltaicznych, układach sterowania i przewodach. Przebiecia pojawiające się w instalacji PV oraz współpracującej z nią instalacji elektrycznej mogą również uszkodzić pracujące w domu urządzenia, takie jak falownik PV, piec grzewczy, lodówka, telewizor, pralka, komputer i wiele innych. W niesprzyjających warunkach przebiecia same w sobie mogą spowodować pożar paneli umieszczonych na dachu. W przypadku bezpośredniego wyładowania piorunowego w obiekt budowlany, na którym zamontowano instalację PV, może dojść do ich zapłonu i pożaru całego budynku. Mając to wszystko na uwadze zaleca się instalację systemu ochrony odgromowej i przeciwprzebieciowej w budynku, na którym są zainstalowane ogniwa PV. Osoby korzystające z kredytu powinny bezwarunkowo wyposażyć swoją instalację w stosowne rozwiązania techniczne, o których mowa poniżej.

I Ryzyko pożaru paneli PV

Bardzo często osoby zaczynające swoją przygodę z panelami fotowoltaicznymi nie zdają sobie sprawy z zagrożenia jakie one niosą. Specyfika działania ogniów fotowoltaicznych uniemożliwia ich natychmiastowe wyłączenie. Najprościej rzecz ujmując, nie da się wyłączyć słońca, przez



Rys. 1. Skutki zwarcia gałęzi paneli PV zainstalowanych na dachu obiektu fot. J. Wiater



Rys. 2. Panele PV zamontowane powyżej poziomu projektowanej ochrony odgromowej fot. J. Wiater

co również nie da się wyłączyć paneli fotowoltaicznych. Cały czas na ich zaciskach wyjściowych obecne jest napięcie – zarówno w dzień słoneczny, jak i pochmurny. Jakiegokolwiek uszkodzenie paneli PV skutkujące zwarcie choćby tylko jednego ogniwa w panelu może być przyczyną pożaru. Powstałe w ten sposób zwarcie jest podtrzymywane przez pozostałe ogniwa w stringu, w pojedynczym panelu, ogniwie czy falowniku. Wykrycie i wyłączenie zwarcia jest bardzo trudne lub

wręcz niemożliwe. Dostępne na rynku rozwiązania techniczne umożliwiają co najwyżej izolację uszkodzonego modułu. Samo wykrycie zwarcia jest kłopotliwe ze względu na bardzo małą różnicę między prądem znamionowym panelu/ogniwa a prądem zwarciovym. Zmienne jest również ryzyko pracy panelu PV na zwarcie (rys. 1.). Mając to wszystko na uwadze, przystępując do inwestycji należy wziąć pod uwagę znaczne ryzyko pożaru i podjąć stosowne środki je ograniczające.

W przypadku bezpośrednich wyładowań piorunowych uwolniona energia jest jedną z najczęstszych przyczyn powstawania pożarów. Sama instalacja paneli fotowoltaicznych nie zwiększa ryzyka uderzenia pioruna, ale potencjalne straty w obiekcie wyposażonym w panele będą zdecydowanie większe. Dlatego też zaleca się szczegółową ocenę ryzyka wystąpienia szkody spowodowanej uderzeniem pioruna. Należy tego dokonać zgodnie z wymaganiami normy PN-EN 62305-2 [4]. Najczęściej popełnianym błędem jest instalacja systemu PV bez zwracania uwagi na problem ochrony odgromowej. Na rysunku 2. przedstawiono obiekt, w którym doinstalowano system PV nie modyfikując istniejącego systemu ochrony odgromowej (panele PV powyżej strefy ochrony odgromowej).

I Falowniki

Systemy fotowoltaiczne projektowane i instalowane zgodnie z zasadami wiedzy technicznej i stosownych norm powinny być bezpieczne. Elementem składowym każdej instalacji PV jest falownik. Moduły fotowoltaiczne wytwarzają prąd stały. Sieć elektroenergetyczna, do której oddajemy produkowaną energię elektryczną, pracuje z prądem zmiennym o napięciu 3x230/400V i częstotliwości 50 Hz. W dużym uproszczeniu zadaniem falownika jest zamiana prądu stałego na zmienny, tak aby możliwe było korzystanie z przetworzonej energii słonecznej oraz aby była możliwa odsprzedaż nadwyżek energii elektrycznej do sieci. Falowniki średnio stanowią około 20% całości poniesionych nakładów finansowych na budowę własnej instalacji PV. Każda chwila, w której możemy, a jednak nie „sprzedajemy” produkowanej energii elektrycznej, wydłuża czas zwrotu z poniesionej inwestycji. W przypadku gdy ulegnie uszkodzeniu jedno ogniwo zainstalowane na dachu, nie utracimy pełnej funkcjonalności naszej „elektrowni”. Z kolei gdy uszkodzeniu ulegnie falownik, nasza „elektrownia” przestaje dostarczać nam zysków, przestaje się „zwierać”, a zaczyna generować dodatkowe koszty przyjazdu wykwalifikowanego serwisu, ewentualnych napraw czy też

wymiany, jednocześnie powodując niepotrzebny dyskomfort u użytkownika.

Czy falowniki PV ulegają uszkodzeniom? Wystarczy wpisać w wyszukiwarce Google hasło: „falowniki PV uszkodzenia”, a natychmiast otrzymujemy kilkanaście zdjęć uszkodzeń, porad serwisowych itp. Na rysunku 3a widzimy uszkodzony stopień wyjściowy falownika, a dokładnie rozerwane warystory na wyjściu dwóch z faz oraz osmaloną płytkę PCB [12]. Na szczęście nie doszło do pożaru. Na rysunku 3b widzimy uszkodzony falownik, który zainicjował pożar poddasza [13].

Wymagania w zakresie ochrony a ubezpieczenie

Polskie prawo nie nakłada obowiązku instalacji systemu ochrony odgromowej obiektu wyposażonego w instalację PV. Prawo budowlane zobowiązuje zaś inwestora/projektanta do analizy ryzyka. Jeśli jest ona przeprowadzona zgodnie z normą, umożliwia wybór właściwego poziomu ochrony odgromowej budynku. Bardzo często jednak ubezpieczamy swój obiekt (dom) myśląc o ewentualnym ryzyku powstania strat, które mają być pokryte z polisy. Zawierając umowę ubezpieczenia (cywilnoprawną) z firmą ubezpieczeniową zgadzamy się na

STRESZCZENIE

Obecnie w Polsce bardzo popularne staje się instalowanie na dachu własnego domu instalacji fotowoltaicznej. Wszyscy inwestorzy są zafascynowani możliwością pozyskania energii elektrycznej „za darmo”. Ze względu na miejsce montażu instalacje fotowoltaiczne w znacznym stopniu narażone są na skutki bezpośrednich i pośrednich wyładowań piorunowych oraz przebiecia pochodzących z różnych źródeł. Czas zwrotu inwestycji może być znacznie przedłużony w przypadku uszkodzenia użytkowanego systemu, dlatego też prawidłowo zaprojektowana oraz dobrze wykonana instalacja odgromowa i przeciwprzebieciowa powinna być jej bardzo ważnym elementem. W skrajnym przypadku instalacja PV może być przyczyną pożaru obiektu, na którym została zainstalowana. W artykule przedstawione zostały podstawowe zasady ochrony odgromowej i przeciwprzebieciowej domowej instalacji fotowoltaicznej.

Słowa kluczowe: instalacja fotowoltaiczna, ochrona odgromowa, ograniczanie przebiecia, piorun.

elektro
inf

Profesjonalne szkolenia
dla elektryków online!

Ochrona odgromowa i przebieciowa budynków

Dostępne od ręki o każdej porze i bez względu na to, gdzie jesteś!

www.kursy.elektro.info.pl



Rys. 3a. Uszkodzony falownik PV [1]



Rys. 3b. Początek pożaru domu spowodowany uszkodzeniem falownika [16]

warunki zawarte w OWU (ogólne warunki ubezpieczenia). Kupując polisę rzadko sprawdzamy jej warunki. Jednak w nich możemy znaleźć bardzo ciekawe zapisy, które to *de facto* w bardziej lub mniej otwarty sposób nakładają na nas obowiązki instalacji ochrony odgromowej i przepięciowej. I tak na przykład w jednym z towarzystw ubezpieczeniowych przeglądając OWU w punkcie opisującym przedmiot ubezpieczenia napotykałyśmy zapis: „Ochroną ubezpieczeniową może być objęta instalacja fotowoltaiczna, która spełnia łącznie następujące warunki: (...) jest wyposażona w system ochrony odgromowej i przeciwprzepięciowej oraz uziemienie”. Analizując ten zapis musimy wyposażyć obiekt w ww. instalację, bo jak nie, to nasza instalacja nie jest objęta ubezpieczeniem – pomimo że mamy polisę. Dalej w tym samym OWU w punkcie „wyłączenia odpowiedzialności” możemy znaleźć, iż wyłączona jest całkowicie odpowiedzialność za szkody powstałe w skutek oddziaływania pola magnetycznego i elektrycznego. Należy tutaj nadmienić, iż wyładowanie piorunowe wytwarza bardzo duże wartości pola elektrycznego i magnetycznego szczególnie opisane w normie PN-EN 62305-1

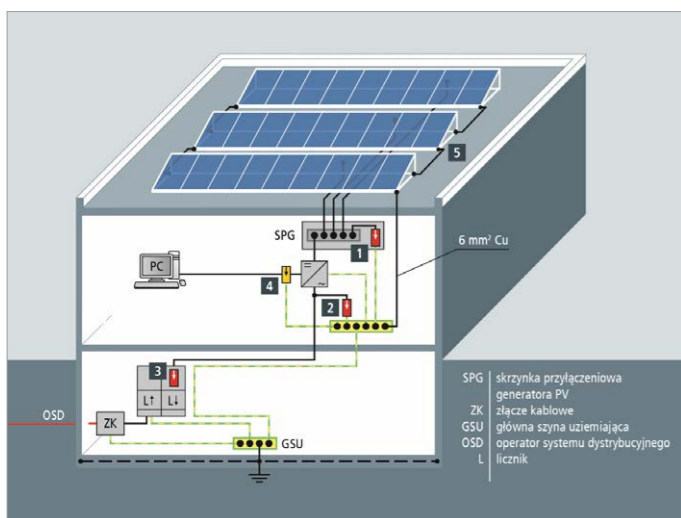
[3]. Cóż więc, zawierając umowę jesteśmy ubezpieczeni od kradzieży paneli PV, gradu, wichury itp. – ale nie od przepięć, które właśnie pole elektryczne i magnetyczne powoduje. W innym towarzystwie ubezpieczeniowym w dziale opisującym przedmiot ubezpieczenia czytamy, iż elektrownia fotowoltaiczna winna się składać z urządzenia ochrony przeciwprzepięciowej i odgromowej. Podsumowując należy podkreślić, iż wymagania polskiego prawa nie są równe wymaganiom, na które sami się zgadzamy podpisując umowę ubezpieczenia (cywilnoprawną).

Ochrona odgromowa małych instalacji fotowoltaicznych

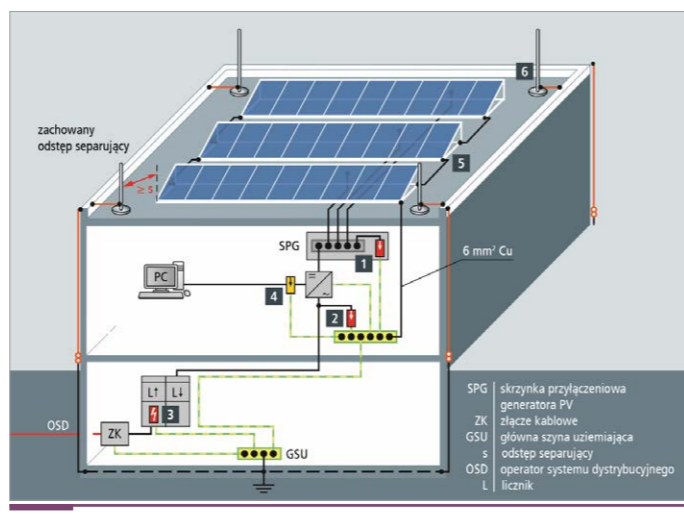
Mając na uwadze przytoczone powyżej argumenty i decydując się na montaż systemu fotowoltaicznego **należy doposażyć obiekt w system ochrony odgromowej i przeciwprzepięciowej**. Zgodnie z polskim prawem można tego nie robić, akceptując jednocześnie straty powstałe wskutek wyładowania piorunowego, przepięcia czy pożaru.

Na wstępie, tak jak już wcześniej wspomnieliśmy, należy przeprowadzić analizę ryzyka, której

wynik dostarcza informacji o wymaganym poziomie ochrony odgromowej (LPL), a co za tym idzie, jakie konkretnie rozwiązania techniczne należy zastosować, aby ryzyko ograniczyć do wymaganego normą poziomu. Dodatek 5 do niemieckiej wersji normy DIN EN 62305-3 [5] w punkcie 4.5 zawiera zapis, że urządzenie piorunochronne wykonane w III klasie LPS (LPL III) odpowiada normalnym wymaganiom dla instalacji fotowoltaicznych [2]. W polskiej edycji normy nie ma takiego uwarunkowania, niemniej jednak ubezpieczyciele wymagają co najmniej IV klasy LPS oraz ochrony przeciwprzepięciowej. Ciekawe jest również stanowisko Stowarzyszenia Niemieckich Firm Ubezpieczeniowych (*Gesamtverband der Deutschen Versicherungswirtschaft – GDV*), które w swoich wytycznych VdS 2010 „Ochrona odgromowa i przepięciowa ukierunkowana na ryzyko” wymaga poziomu ochrony LPL III (III klasa LPS) [2]. Podobne stanowisko w tej kwestii mają polskie firmy ubezpieczeniowe bezpośrednio w OWU. Po przeprowadzonej analizie ryzyka można przystąpić do projektowania systemu ochrony odgromowej.



Rys. 4. Budynek pozbawiony zewnętrznej instalacji piorunochronnej, gdzie: 1 – wejście DC falownika, 2 – strona AC falownika, 3 – sieć zasilająca nn 230/400V, 4 – interfejs przesyłu danych, 5 – połączenia wyrównawcze/zaciski uziemiające [2]



Rys. 5. Budynek z zainstalowaną instalacją piorunochronną spełniającą wymagane odstępstwa izolacyjne: 1 – wejście DC falownika, 2 – strona AC falownika, 3 – sieć zasilająca nn 230/400V, 4 – interfejs przesyłu danych, 5 – połączenia wyrównawcze/zaciski uziemiające, 6 – układ zwodów pionowych na dachu/iglica odgromowa z podstawą betonową [2]

OGRANICZNIKI PRZEPIĘĆ DO OCHRONY INSTALACJI FOTOWOLTAICZNYCH PO STRONIE DC



ETITEC SM T12 PV 1200/12,5 Y (BEZ PRĄDU UPŁYWU)



ETITEC M T12 PV 1100/12,5 Y

OGRANICZNIKI PRZEPIĘĆ DO OCHRONY INSTALACJI FOTOWOLTAICZNYCH PO STRONIE AC (ZA FALOWNIKIEM)



ETITEC M T12 950/12,5 4Y



ETITEC M T2 950/20 4Y



Budynek bez zewnętrznej ochrony odgromowej

Jeśli analiza ryzyka nie wykazała konieczności instalowania systemu ochrony odgromowej, wówczas należy się spodziewać niebezpiecznych napięć indukowanych wskutek pobliskich wyładowań piorunowych obok instalacji PV lub w wyniku przenoszenia się prądu z sieci elektroenergetycznej zasilającej obiekt [2]. W celu zabezpieczenia się przed skutkami przepięć należy zainstalować ograniczniki przepięć klasy T2 (**rys. 4.**):

- » w rozdzielnicach głównej budynku,
- » na wyjściu AC falownika w miejscu przyłączenia sieci niskiego napięcia, jeśli długość przewodów do rozdzielnic jest większa niż 10 m (wyposażonej w ograniczniki przepięć),
- » na wejściu DC falownika w miejscu przyłączenia kabli z paneli PV,
- » na wyjściu paneli PV, jeśli długość przewodów do falownika jest większa niż 10 m,
- » na wejściu sterującym falownika (jeśli takie posiada i są one wykorzystywane).

W celu wyrównania potencjałów pomiędzy ogniwami PV na dachu oraz dla zapewnienia prawidłowej pracy falownika, a w szczególności układu monitorującego stan izolacji ogniw PV (najczęściej zintegrowanego z falownikiem) wymaga się skutecznego uziemienia konstrukcji nośnej ogniw PV przewodem o minimalnym przekroju 6 mm² Cu lub równoważnym [2].

Budynek z zewnętrzną ochroną odgromową

Najlepszym i zalecanym sposobem ochrony instalacji PV jest montaż zewnętrznego systemu ochrony odgromowej. Koncepcję ochrony po-

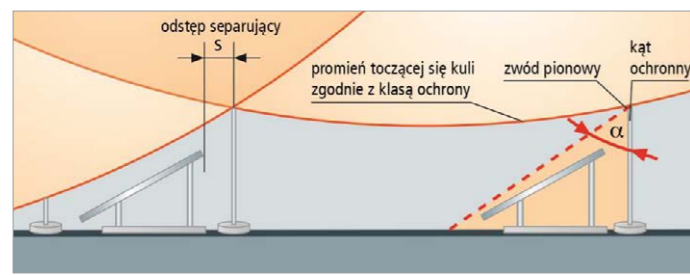
kazuje **rysunek 5**. Głównym zadaniem systemu jest przechwycenie prądu wyładowania piorunowego i wysłanie go przez projektanta obroną drogą do systemu uziomowego. W tym celu należy rozmieścić na dachu system zwodów pionowych wykorzystując do tego metodę toczonej kuli lub kąta ochronnego zgodnie z wymaganiami normy PN-EN 62305-3 [5] (**rys. 6.**).

Istotną kwestią podczas rozmieszczania zwodów na dachu jest problem zacienienia ogniw PV. Cień całkowity na ogniwie PV w bardzo dużym stopniu obniża ilość generowanej energii elektrycznej. Projektując system zwodów na dachu należy przeanalizować ten problem, gdyż pominięcie tego znacząco wydłuży okres zwrotu z inwestycji. Aby uniknąć cienia całkowitego, należy odpowiednio odsunąć zwody pionowe od modułów PV. I tak przykładowo, zwód pionowy o średnicy 10 mm w odległości 1,08 m od ogniw PV przekształca cień całkowity w półcień, co zapewnia równomierną pracę ogniw (**rys. 7.**). Dla zwodu o średnicy 16 mm wymagana odległość to 1,76 m ($L = \varnothing \times 108$). Szczegółowe wytyczne w tym zakresie znajdziemy w niemieckiej wersji normy DIN EN 62305-3 (dodatek 5, załącznik A) [2, 7].

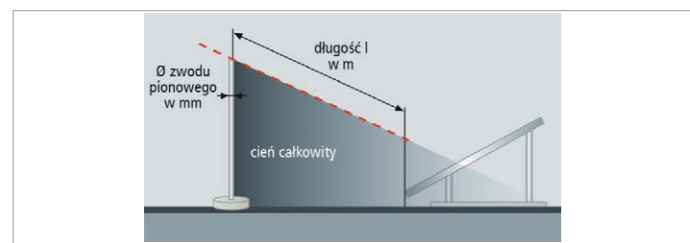
Należy w tym miejscu również wspomnieć o odstępach separujących (s), który powinniśmy zapewnić między panelami PV oraz innymi elementami i przewodami umieszczonymi na dachu a systemem zwodów. Spełnienie powyższego wymagania w znaczący sposób zmniejsza zagrożenie przepięciowe i pożarowe, gdyż izoluje system zwodów (który podczas doziemnego wyładowania piorunowego jest źródłem m.in. wysokiego napięcia) na dachu od resz-

ty urządzeń, zabezpiecza przed pojawieniem się niekontrolowanych przeskoków iskrowych, które bezpośrednio mogą być przyczyną pożaru. Metodę wyznaczania wymaganych odstępów separacyjnych znajdziemy w normie PN-EN 62305-3 [5]. W przypadku braku możliwości zapewnienia wymaganych odstępów należy rozważyć stosowanie przewodów o izolacji wysokonapięciowej (HVI) [2]. Dzięki temu przewody odprowadzające prąd piorunowy mogą się stykać z instalacją fotowoltaiczną nie powodując powstania zagrożenia. Przy doborze przewodów HVI należy upewnić się, czy spełniają one wymagania opisane w IEC TS 62561-8 [8] w zakresie deklarowanych odstępów separacyjnych. Problemem jest to, że na rynku polskim często wykorzystuje się kable średniego napięcia jako przewody wysokonapięciowe bez zdefiniowanego odstępów separacyjnych przeznaczonych dla urządzeń piorunochronnych, co może znacząco pogarszać poziom planowanej ochrony.

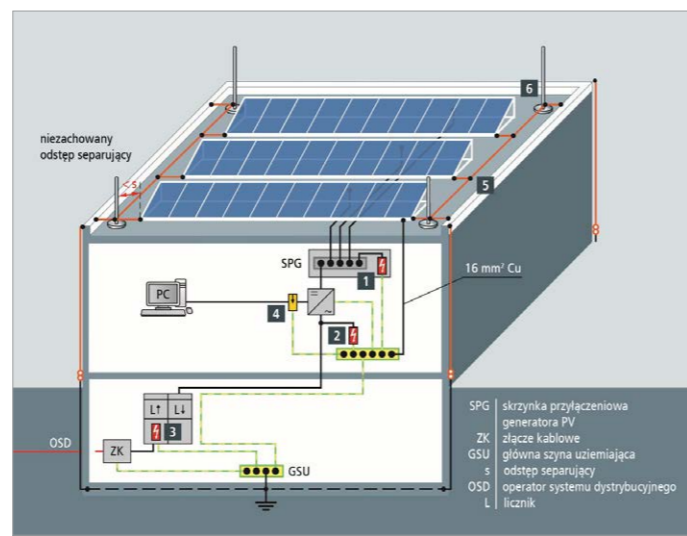
Bardzo ważną częścią systemu ochrony odgromowej i przepięciowej są także połączenia wyrównawcze. W sposób naturalny zmniejszają one względne różnice potencjałów między urządzeniami i elementami umieszczonymi na dachu, jak i wewnątrz budynku. W przypadku instalacji PV należy połączyć wszystkie konstrukcje wsporcze umieszczone na dachu pamiętając o wymaganym odstępach separacyjnych. Jeśli na dachu będą umieszczone inne urządzenia elektryczne lub elektroniczne, należy wprowadzając okablowanie do środka budynku (na granicy strefy LPZ0 i LPZ1) zastosować



Rys. 6. Porównanie metod określenia przestrzeni chronionej metodą toczonej się kuli i kąta ochronnego [2]



Rys. 7. Odstęp panelu PV od zwodu pionowego zapewniający eliminację cienia zupełnego [2]



Rys. 8. Budynek wyposażony w instalację piorunochronną bez spełnienia wymaganych odstępów izolacyjnych: 1 – wejście DC falownika, 2 – strona AC falownika, 3 – sieć zasilająca nn 230/400 V, 4 – interfejs przesyłu danych, 5 – połączenia wyrównawcze/zaciski uziemiające, 6 – układ zwodów pionowych na dachu/iglica odgromowa z podstawą betonową [2]

ROZWIĄZANIA I PRODUKTY DO FOTOWOLTAIKI

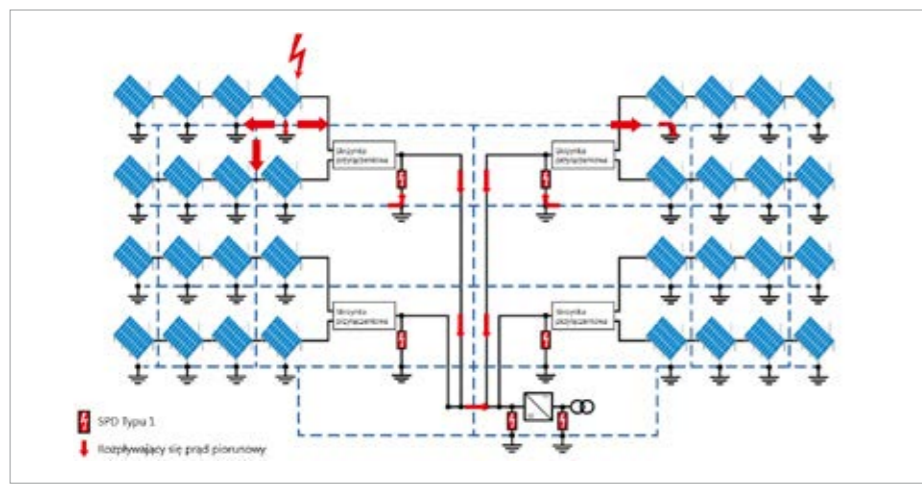
- Styczniki od 35A do 100A w kategorii obciążenia DC1 przy 1000V
- Rozłączniki izolacyjne do 315A w kategorii obciążenia DCPV1 przy 1500V
- Podstawy bezpieczników i wkładki DC
- Wyłączniki nadprądowe po stronie AC
- Ograniczniki przepięć po stronie AC oraz DC (do 1500VDC)
- Liczniki energii AC i DC
- Gotowe rozdzielnice do 1000VDC

LOVATO Electric Sp. z o.o.
tel +48 71 7979 010
info@LovatoElectric.pl
www.LovatoElectric.pl

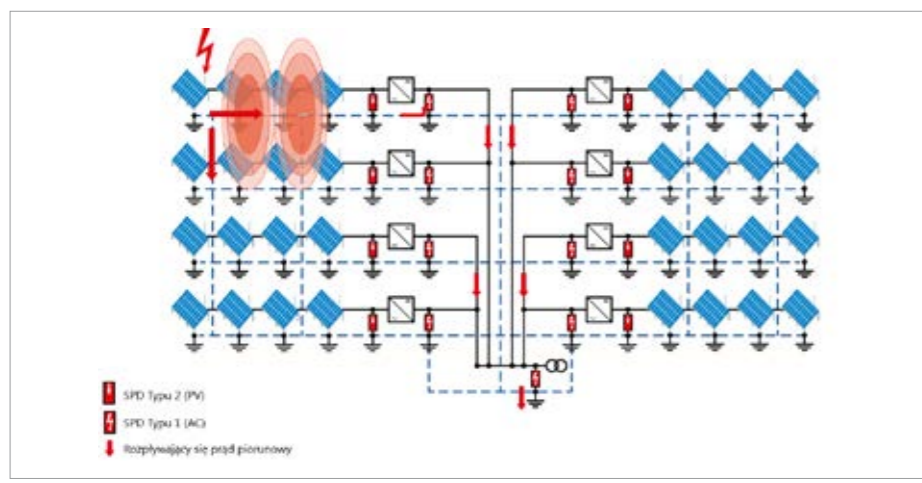


Lovato
electric

ENERGY AND AUTOMATION



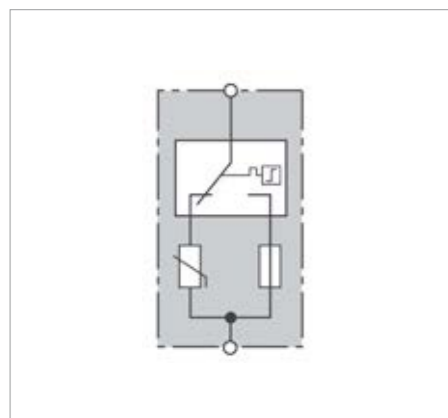
Rys. 9. Ochrona przeciwprzebieciowa farmy fotowoltaicznej z falownikiem centralnym (z oznaczonym możliwym do wystąpienia rozpryskującym się prądem doziemnego wyładowania piorunowego) rys. J. Wiater



Rys. 10. Ochrona przeciwprzebieciowa farmy fotowoltaicznej z falownikami przeznaczonymi dla każdej gałęzi (z oznaczonym możliwym do wystąpienia rozpryskującym się prądem doziemnego wyładowania piorunowego) rys. J. Wiater

ograniczniki przepięć klasy T2 – jednocześnie pamiętając o umieszczeniu ich w przestrzeni chronionej stworzonej przez układ zwodów umieszczonych na dachu.

W celu wyrównania potencjałów pomiędzy ogniwami PV na dachu oraz dla zapewnienia prawidłowej pracy falownika, a w szcze-



Rys. 11. Dwustopniowy ogranicznik przepięć do ochrony generatora PV [2]

gólności układu monitorującego stan izolacji ogniw PV (najczęściej zintegrowanego z falownikiem) wymaga się skutecznego uziemienia konstrukcji nośnej ogniw PV przewodem o minimalnym przekroju 6 mm² Cu lub równoważnym.

W celu zabezpieczenia się przed skutkami przepięć należy zainstalować:

- » w rozdzielni głównej budynku ogranicznik przepięć klasy T1 kombinowany zbudowany w oparciu o iskiernik,
- » na wyjściu AC falownika w miejscu przyłączenia sieci niskiego napięcia ogranicznik przepięć klasy T2, jeśli długość przewodów do rozdzielni jest większa niż 10 m,
- » na wejściu DC falownika w miejscu przyłączenia kabli z paneli PV ogranicznik przepięć klasy T2 przeznaczony do systemów PV,
- » na wyjściu paneli PV, jeśli długość przewodów do falownika jest większa niż 10 m, ogranicznik przepięć klasy T2 przeznaczony do systemów PV,

» na wejściu sterującym falownika (jeśli takie posiada i są one wykorzystywane) ogranicznik przepięć przeznaczony do torów sygnałowych klasy C2.

Jeżeli pokrycie dachu jest metalowe lub tworzy je sama instalacja PV i z punktu widzenia techniki montażu brak jest możliwości zachowania wymaganych odstępów separacyjnych (s), metalowe części konstrukcji nośnej ogniw PV muszą być połączone przewodami o przekroju min. 16 mm² Cu lub równoważnym do elementów zewnętrznego systemu ochrony odgromowej [2] (rys. 8). Należy także na wejściu przewodów DC falownika zainstalować ograniczniki przepięć klasy T1 przeznaczony do instalacji PV. Jeśli długość przewodów łączących panele PV z falownikiem od strony DC jest większa od 10 m, należy zainstalować kolejny ogranicznik przepięć klasy T1 przeznaczony do instalacji PV (na wyjściu paneli). Na wyjściu AC falownika należy również zainstalować ogranicznik przepięć klasy T1 kombinowany zbudowany w oparciu o iskiernik. Podczas układania przewodów należy zwrócić uwagę, aby nie tworzyć zbyt wielu pętli, w których mogą się indukować większe wartości napięć. Dotyczy to przewodów łączących ogniwa PV z falownikiem, ogniwa między sobą (stringi). Należy unikać prowadzenia poprzecznego przewodów DC między rzędami ogniw, przewodami przesyłu danych lub czujników nasłonecznienia, monitoringu pracy instalacji – tworzą one zbędne pętle, co też zwiększa narażenie przepięciowe całego systemu PV [2].

I Farma fotowoltaiczna

Skuteczna ochrona farm fotowoltaicznych wymaga zainstalowania systemu zwodów, tak aby chronić panele PV od wyładowań piorunowych. Niezbędna jest również instalacja uziemiająca, sieć połączeń wyrównawczych i urządzenia do ograniczania przepięć.

Ochrona przed bezpośrednim wyładowaniem piorunowym wymaga umieszczenia wszystkich paneli PV i innych urządzeń elektroenergetycznych w przestrzeni chronionej przez układ zwodów stosując tak jak poprzednio metodę toczonej kuli lub kąta ochronnego. Instalacja uziemiająca winna mieć rezystancję mniejszą niż 10 Ω. Szczególną uwagę należy zwrócić na sposób prowadzenia przewodów na terenie farmy fotowoltaicznej. Należy unikać dużych pętli przewodów, w których mogą się indukować niebezpieczne przepięcia. Do ochrony urządzeń od przepięć należy stosować dedykowane ograniczniki przepięć odpowiednio rozmieszczone na terenie farmy (rys. 9 i 10).

Klasa ochrony odgromowej i maksymalny prąd piorunowy (10/350 μs)	Liczba przewodów odprowadzających zewnętrznego urządzenia piorunochronnego				
	<4		≥4		
	Wartości dla SPD typu 1 ograniczających napięcie lub SPD typu 1 kombinowanych (połączenie szeregowe) na podstawie doboru I _{8/20} (8/20 μs) i I _{10/350} (10/350 μs)				
	I _{SPD1} = I _{SPD2} I _{8/20} / I _{10/350}	I _{SPD3} = I _{SPD1} + I _{SPD2} = I _{total} I _{8/20} / I _{10/350}	I _{SPD1} = I _{SPD2} I _{8/20} / I _{10/350}	I _{SPD3} = I _{SPD1} + I _{SPD2} = I _{total} I _{8/20} / I _{10/350}	
I lub nieznana	200 kA	17/10	34/20	10/5	20/10
II	150 kA	12,5/7,5	25/15	7,5/3,75	15/7,5
III i IV	100 kA	8,5/5	17/10	5/2,5	10/5

Tab. 1. Dobór minimalnej wartości prądu znamionowego (I_n) i impulsowego (I_{imp}) ograniczników przepięć klasy T1 ograniczających lub kombinowanych (połączenie szeregowe warystorów i iskierników) zgodnie z PN-EN 61643-31 [2, 10]

Klasa ochrony odgromowej i maksymalny prąd piorunowy (10/350 μs)	Liczba przewodów odprowadzających zewnętrznego urządzenia piorunochronnego				
	<4		≥4		
	Wartości dla SPD typu 1 ograniczających napięcie lub SPD typu 1 kombinowanych (połączenie równoległe)				
	I _{SPD1} = I _{SPD2} I _{imp}	I _{SPD3} = I _{SPD1} + I _{SPD2} = I _{total} I _{imp}	I _{SPD1} = I _{SPD2} I _{imp}	I _{SPD3} = I _{SPD1} + I _{SPD2} = I _{total} I _{imp}	
I lub nieznana	200 kA	25	50	12,5	25
II	150 kA	18,5	37,5	9	18
III i IV	100 kA	12,5	25	6,25	12,5

Tab. 2. Dobór minimalnej wartości prądu znamionowego (I_n) i impulsowego (I_{imp}) ograniczników przepięć klasy T1 ucinających (iskierników) lub kombinowanych (połączenie równoległe warystorów i iskierników) zgodnie z PN-EN 61643-31 [2, 10]

Specjalne ograniczniki przepięć do ochrony instalacji fotowoltaicznych

Ogniwa fotowoltaiczne ze względu na swoją specyfikę (jak już wspomniano wcześniej) mogą pracować przy prądzie znamionowym bardzo zbliżonym do prądu zwarcia. Ograniczniki przepięć dla systemów PV (DC) są inaczej budowane niż dla sieci prądu zmiennego (AC) m.in. dlatego, bo prądy następcze przy prądzie stałym trudno jest wyłączyć ze względu na nieprzechodzenie prądu przez zero. Wymusza to stosowanie specjalnych konstrukcji zgodnie z wymaganiami normy PN-EN 50539-11:2013-06 [9] zastąpionej w 2019 roku przez normę PN-EN 61643-31:2019-07 [10]. Głównym problemem w budowie ogranicznika PV jest bezpieczne odłączenie SPD w przypadku jego uszkodzenia lub przegrzania. Ma to na celu zapobieganie pożarowi. Klasyfikacja stosowane rozwiązanie polegające na stosowaniu zgrzewanego złącza bimetalicznego nie może być bezpośrednio zastosowane dla układów DC (PV). Ograniczniki przepięć prądu stałego składają się zazwyczaj z trzech elementów ucinających, ograniczających lub kombinowanych równoległe połączonych ze specjalnymi bezpiecznikami nadprądowymi sprzężonymi z modułami ograniczającymi przepięcia i działającymi sekwencyjnie. W przypadku pojawienia się krótkotrwałego przepięcia powinien zadziałać tylko moduł ucinający lub ograniczający prze-

biecie. Jeśli zaburzenie trwa dłużej (czas działania zależy od budowy i własności konkretnego SPD), wówczas ogranicznik przepięć powinien mieć możliwość skutecznego przerwania płynącego prądu zwarcia (DC) (rys. 11.). Ograniczniki przepięć do paneli PV charakteryzują się również innym napięciowym poziomem ochrony U_p – dobieranym w zależności od napięcia pracy stringu. Wartości prądów znamionowych (I_n) i impulsowych (I_{imp}) należy dobierać w zależności od przyjętej klasy ochrony, a co za tym idzie, maksymalnej wartości prądu piorunowego (10/350 μs), klasy probierczej ogranicznika (T1 lub T2), liczby przewodów odprowadzających zewnętrznego systemu ochrony odgromowej. Szczegóły można znaleźć w normie PN-EN 61643-31 [10]. Zestawienie wymaganych wartości minimalnych prądów znamionowych SPD zaczerpnięto z tabeli A.2 ww. normy i przedstawiono poniżej w tabelach 1 i 2.

I Najczęściej popełniane błędy

1. Brak jakiegokolwiek ochrony. Dołożenie instalacji PV bez modyfikacji systemu ochrony odgromowej i przeciwprzebieciowej obiektu.
2. Stosowanie aktywnej ochrony odgromowej lub innej polegającej na ograniczeniu liczby zwodów lub cienia na dachu. Wyłącza to odpowiedzialność ubezpieczyciela za ewentualne straty ze względu na stosowanie rozwiązań niezgodnych z polskim prawem budowlanym. Błędem jest powoływanie się

na normy francuskie, nieprzywołane w polskim rozporządzeniu Ministra Infrastruktury w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie [11].

3. Niezachowane odstępy separacyjne na dachu.
4. Brak ochrony przeciwprzebieciowej skoordynowanej energetycznie z urządzeniem końcowym (falownikiem). Ryzykujemy uszkodzenie falownika wskutek przepięć pomimo zastosowania ogranicznika przepięć.

I Podsumowanie

Własne elektrownie słoneczne stają się coraz bardziej popularne i modne w Polsce. Dostrzegając ich zalety, aktywnie z nich korzystając, nie można zapominać o zagrożeniach, które wraz z sobą one niosą. Ryzyko pożaru obiektu, na którym są zainstalowane, wzrasta znacząco. Bez skutecznej ochrony odgromowej i przeciwprzebieciowej okres zwrotu z inwestycji może być dłuższy lub w ekstremalnych przypadkach koszty przewyższą znacząco potencjalne zyski. W polskim prawie winien być wprowadzony zapis nakładający na użytkowników instalacji PV konieczność wyposażenia ich w urządzenia piorunochronne i przeciwprzebieciowe. Brak takiej regulacji jest wykorzystywany do zmniejszenia kosztów inwestycji. Ubezpieczenie daje tylko złudną nadzieję na pokrycie ewentualnych strat. Podsumowując: zaleca się instalację potocznie zwanej „odgromówki” i „przebieciówki”.

literatura do artykułu na elektro.info.pl

ABSTRACT

Lightning and surge protection for photovoltaic systems

Currently, it is becoming very popular in Poland to install solar installation on the roof of your own house. All investors are fascinated by the possibility of obtaining electricity "for free". Due to the installation location, solar installations are significantly exposed to the effects of direct and indirect lightning discharges and surges from various sources. The payback time can be significantly extended in the event of damage to the system in use, which is why a properly designed and well-made lightning and surge protection installation is very important. In extreme cases, the PV installation can cause a fire in the facility where it was installed. The article presents the basic principles of lightning and surge protection of a home photovoltaic installation.

Keywords: photovoltaic installation, lightning protection, surge protection, lightning strike.

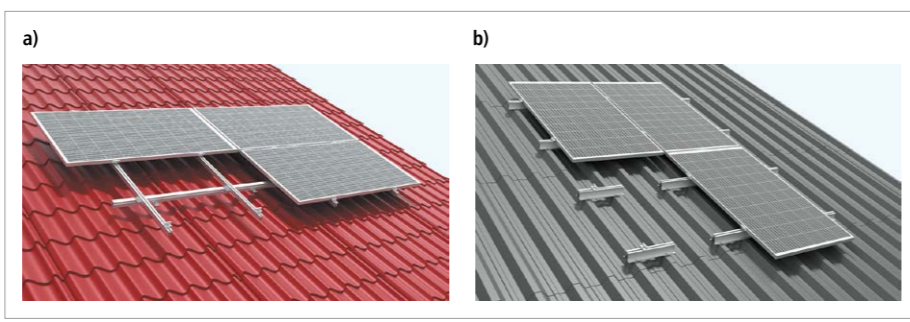
Instalacje fotowoltaiczne – wybrane aspekty prawidłowego montażu

Prawidłowe wykonawstwo to – obok właściwego projektu oraz zastosowania komponentów, urządzeń i podzespołów najwyższej jakości – filar efektywnej, bezpiecznej i prawidłowo działającej instalacji fotowoltaicznej. Warto pamiętać, które detale montażu instalacji PV mają szczególny wpływ na jej wydajność i bezpieczeństwo (w tym pożarowe).

Panele fotowoltaiczne muszą mieć dostęp do jak największej ilości światła, co wiąże się z ich orientacją względem stron świata, kątem nachylenia oraz brakiem zacienienia. Najwyższą wydajność (moc rzeczywistą) uzyskują panele zorientowane na południe. Ze względu na wydłużenie czasu produkcji energii warto uwzględnić także orientację południowo-wschodnią i południowo-zachodnią. Inna niż południowa **orientacja** paneli PV wymaga większej powierzchni instalacji, aby można było uzyskać taką samą wydajność jak w przypadku paneli skierowanych na południe.

Wartość **kąta nachylenia** wpływa nie tylko na uzyskanie dużej mocy rzeczywistej (wydajności) paneli, ale też na zdolność do samooczyszczania, co znacznie ogranicza zaleganie śniegu i zabrudzeń (a więc zapobiega zacienieniu). Minimalny kąt nachylenia wynosi 15°, a orientacyjna wartość optymalna dla warunków nasłonecznienia panujących w Polsce to 35–38° (w przypadku paneli skierowanych na południe). Inne nachylenie dachu (w granicach 20–60°), powoduje spadek rzeczywistej mocy o kilka (3–8) procent rocznie [1, 2].

Na dachach płaskich instalowane są specjalne konstrukcje umożliwiające nachylenie montowanych paneli pod kątem 30° – zwiększając kąt nachylenia, trzeba zachować odpowiednią



Rys. 1. Systemy montażowe paneli PV do dachów metalowych: a) do blachodachówki, b) do blachy trapezowej
Źródło: Energy5

odległość między kolejnymi rzędami paneli, inaczej będą one rzucać cień na siebie nawzajem, co może znacznie zmniejszyć ich powierzchnię użytkową i rzeczywistą moc. Do montażu należy stosować systemy pochodzące od jednego dostawcy i stanowiące całość – wszystkie części są wówczas precyzyjnie do siebie dopasowane (w innym przypadku mogą mieć niewystarczającą wytrzymałość i nieodpowiednie wymiary), wokół paneli zapewniona jest cyrkulacja powietrza niezbędna do ich prawidłowego działania, a odpowiednie rozwiązania zabezpieczają membranę dachową przed uszkodzeniem.

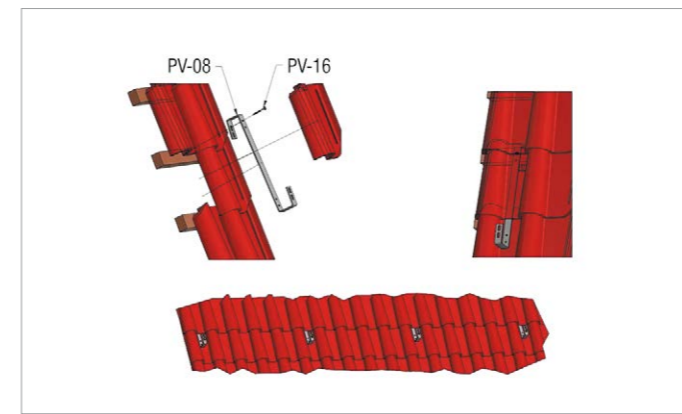
Na rynku dostępne są też konstrukcje, które automatycznie regulują kąt nachylenia paneli PV względem słońca, a ich zastosowanie może zwiększyć produkcję energii o kilka procent

w skali roku. Są one jednak wyraźnie droższe pod względem zakupu i montażu, wymagają cyklicznej konserwacji i są bardziej narażone na awarię czy przestój (zawierają części ruchome, które ulegają zużyciu). Lepszym rozwiązaniem jest zatem precyzyjne wyliczenie najlepszego kąta nachylenia dla danej lokalizacji. Przykładowo w 2019 roku w Katowicach przeprowadzono badania, w wyniku których stwierdzono, że dla paneli PV z krzemu amorficznego w okresie 1 grudnia–28 lutego optymalny kąt wynosi 73°, dla okresów 1 marca–30 kwietnia oraz 11 sierpnia–30 listopada kąt ten to 48°, a między 1 maja i 10 września maksymalna moc rzeczywista osiągnięta jest dla kąta 19° [3].

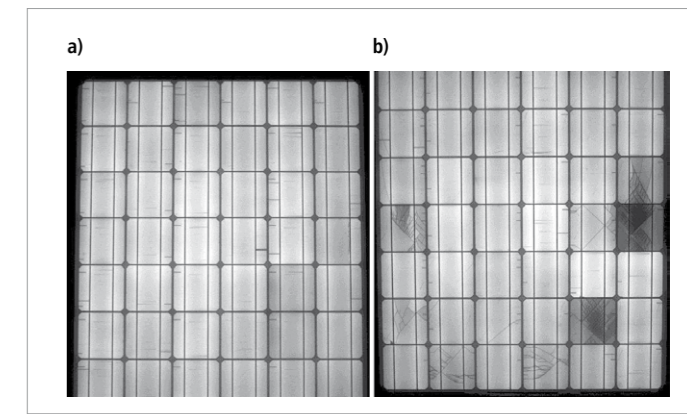
Panele nie powinny wystawać poza obręb dachu, gdyż mogą zostać zerwane. Haki do ich



Fot. 1. System montażowy do różnych wykonań dachów płaskich: a) system podwyższony z lepszą cyrkulacją powietrza (źródło: Energy5), b) system do dachów zielonych (źródło: BayWa r.e.), c) panele zamontowane na dachu zielonym (źródło: BayWa r.e.)



Rys. 2. Haki dachowe do montażu PV na dachu pokrytym dachówkami ceramicznymi lub betonowymi Źródło: Vario



Fot. 2. Panele w obrazie elektrooluminescencyjnym [4]: a) nieuszkodzony, b) z mikrouszkodzeniami

mocowania powinny być dobrane w odpowiedniej liczbie i dostosowane do rodzaju pokrycia dachu – jeśli nieprawidłowo dobrany hak opiera się na dachówce, może ją zdeformować, a nawet spowodować pęknięcie. Zbyt mała liczba haków może się wiązać z ich nadmiernym odkształceniem, co może grozić zniszczeniem instalacji w rejonach o zwiększonych opadach śniegu lub z silnymi wiatrami.

Należy również unikać **długotrwałego zacienienia** powierzchni paneli, które wpływa na obniżenie uzysków energii (mocy rzeczywistej), a także zagraża trwałości samej instalacji. Zacienienie może pochodzić nie tylko od drzew czy kominów oraz od nieprawidłowo rozmieszczonych innych paneli i ich konstrukcji, ale także od rys i uszkodzeń (nawet w skali mikro) na powierzchni panelu.

Problemy związane z zacienieniem i mikrouszkodzeniami paneli

Jednym z najczęstszych problemów związanych z pracą instalacji PV są tzw. hot spoty (gorące miejsca), czyli punkty nagrzewające się mocniej niż pozostałe (nawet do ponad 200°C) w wyniku wzrostu rezystancji. Mogą one prowadzić do skrócenia żywotności modułu PV oraz samozapłonu i pożaru. Powstają w miejscach długotrwałego miejscowego zacienienia (zachowując się jak odbiorniki energii) oraz w miejscach uszkodzeń, wynikających np. z niedoróbek produkcyjnych lub mikropęknięć.

Problem powstawania hot spotów w wyniku długotrwałego zacienienia paneli rozwiązano w ostatnich latach, dzieląc panele na stringi (szeregi) oraz stosując diody bocznikujące (bypassy, obejściowe). Dzięki diodom bocznikującym w przypadku częściowego zasłonięcia modułu odłączana jest tylko jego część, co zmniejsza wpływ zacienienia na spadek wy-

dajności całej instalacji. Diody takie muszą być rozwiązaniami dobrej jakości, trzeba je także prawidłowo zamontować. W innym przypadku mogą się przegrzewać, co stanowi jeden z powodów występowania łuku elektrycznego, będącego główną przyczyną pożaru [4].

Mikropęknięcia – wciąż będące poważnym problemem instalacji PV – powstają wskutek stosowania rozwiązań niskiej jakości, a najczęściej w wyniku niewłaściwego traktowania paneli. Można tu wymienić nieuczynny transport, stawianie na panelach czy chodzenie po nich, a także nieostrożny montaż – głównie zbyt mocne dokręcanie, czyli stosowanie nieodpowiednich (niezgodnych z zaleceniem producenta) momentów dokręcenia śrub mocujących – oraz niedbałą eksploatację, np. zbyt inwazyjne mycie lub odśnieżanie [4].

Mikropęknięć zwykle nie widać – ich wykrycie jest możliwe za pomocą badań kamerą termowizyjną, choć widocznym objawem są tzw. ślimacze ścieżki na panelach PV, czyli ciemne przebarwienia pojawiające się w ciągu 3–12 miesięcy w instalacji o niższej jakości, np. wykonanej z tańszych paneli, lub niestarannie zamontowanej [4]. Widocznym uszkodzeniem jest porysowanie paneli. Może ono spowodować niewielkie (miejscowe) zacienienie ognia, a w przypadku większych rys – zniszczenie powłoki antyrefleksyjnej oraz przenikanie wilgoci i zanieczyszczeń do wnętrza modułu.

W panelach gorszej jakości może dojść także do delaminacji, czyli odklejania się folii EVA zabezpieczającej ogniwa przed wilgocią w okolicach busbarów (szynoprzewodów odpowiedzialnych za przewodzenie prądu fotoelektrycznego). Powoduje to zmniejszenie przezroczystości modułu i jego zdolności do absorpcji światła słonecznego. Odklejona folia może łatwo ulec przedziurawieniu, co naraża ogniwo na wilgoć i korozję [4].

Zasady montażu falownika

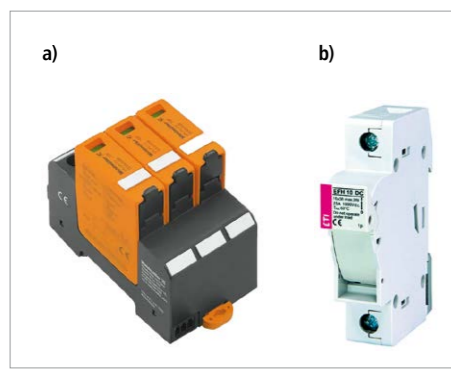
Truizmem jest stwierdzenie, że dobry, wysokiej jakości falownik (inwerter prądu stałego DC na prąd zmienny AC) to serce instalacji PV. Odpowiada on nie tylko za przetwarzanie prądu DC/AC, ale też zabezpiecza przed nadmiernym wzrostem napięcia w sieci oraz sygnalizuje szereg nieprawidłowości (np. awarię sieci AC czy upływ prądu do uziemienia), chroniąc przed ich skutkami dzięki wyłączeniu instalacji. Te wszystkie kluczowe zadania będą realizowane tylko w przypadku prawidłowego montażu – w przeciwnym wypadku nawet najlepsze urządzenie może się okazać nieskuteczne.

Falownik powinien się znajdować w odległości nie większej niż 10 m od paneli fotowoltaicznych. Wiąże się to przede wszystkim z wymaganiami zachowania spadku napięcia nieprzekraczającego 1%. Należy także ograniczyć wszelkie połączenia między modułami a falownikiem – im mniej miejsc zarabiania złączy, tym mniejsze ryzyko ich nieprawidłowego połączenia. Łączenie należy wykonywać za pomocą złączy pochodzących od jednego producenta o odpowiedniej renomie – mieszanie złączy od różnych producentów może spowodować nieodpowiednie dopasowanie i nieprawidłowy styk, co skutkuje przepaleniem złączki, a nawet powstaniem łuku elektrycznego, który może być przyczyną pożaru.

Falownik należy łączyć z instalacją DC z jednej strony i AC z drugiej poprzez przewody solarne, których przekrój zależy od mocy instalacji – przyjmuje się, że w przypadku falownika o mocy od 3 do 7,5 kW należy zastosować kabel solarny o średnicy wewnętrznej 4 mm, natomiast w przypadku mocy falownika od 7,5 do 11 kW sprawdzi się kabel 6 mm. Falownik należy umieścić w pomieszczeniu chłodnym i suchym, a jednocześnie dobrze wentylowanym (zatem nie należy go zamykać np. w szafie) –



Fot. 3. Przekrój kabla solarnego w izolacji bezhalogenowej. Źródło: Helukabel



Fot. 4. Przykładowe elementy zabezpieczenia instalacji fotowoltaicznej od strony DC: a) ogranicznik przepięć (źródło: Weidmüller), b) podstawa bezpiecznikowa (źródło: ETI Polam)

można go więc montować w domu lub w piwnicy na niepalnej powierzchni ściany (nie na stropie!), zachowując odległość co najmniej 1 m od podłogi oraz przynajmniej 15–30 cm wolnej przestrzeni z każdej strony. Jeśli falownik jest więcej, powinny być one oddalone od siebie o co najmniej 0,5 m.

I Jakość kabli solarnych

Moc rzeczywista mikroinstalacji PV uzależniona jest także od rodzaju, jakości i działania

przewodów fotowoltaicznych (solarnych) zastosowanych do wykonania połączeń. Wszystkie kable solarne – użyte do połączenia modułów, połączenia instalacja-falownik oraz podłączenia po stronie prądu stałego – powinny spełniać wymagania określone w normie PN-EN 50618:2015-03 [5] oraz w normie branżowej N-SEP-E-004 [6]. Dobre kable solarne mają zwykle gwarancję na taki sam okres jak instalacja PV, czyli od 15 do 25 lat.

Kabel solarny ma większą średnicę niż typowy kabel elektryczny, żyła miedziana jest pokryta cyną, jego giętkość jest większa (zwykle używa się kabli o klasie giętkości 5 lub 6). Ma także podwójną izolację. Materiałem głównej warstwy izolacyjnej jest polietylen usieciowany (PE-x), a warstwy zewnętrznej – różne tworzywa sztuczne, jednak godne polecenia są tworzywa bezhalogenowe (niezawierające halogenów, czyli chloru, fluoru, bromu i jodu), z których w przypadku pożaru nie są emitowane toksyczne gazy – np. poliolefiny. Izolacja powinna także zapewniać odporność na oddziaływanie zmiennych warunków atmosferycznych (deszcz, śnieg, grad, upały) oraz promieniowanie UV.

Kable solarne mogą mieć zewnętrzną średnicę od 4,5 do ponad 28 mm i dobiera się je zawsze do konkretnej instalacji PV. Należy je układać odpowiednio napięte (z uwzględnieniem rozszerzalności temperaturowej wynikającej z nagrzewania się podczas przepływu prądu), tak by nie były zanurzone w wodzie lub narażone na długotrwałe oddziaływanie wilgoci. Kable solarne można prowadzić w ziemi.

I Ochrona odgromowa instalacji PV

Instalacja fotowoltaiczna powinna być połączona z instalacją odgromową (LPS – ang. *Lightning Protection System*) – połączenie wyrównawcze ma połączyć moduł PV oraz falownik z ziemią o zerowym napięciu. Instalacja odgromowa (uziemiaenie) chroni instalację

PV przed skutkami bezpośredniego uderzenia pioruna (m.in. wybuchem pożaru, porażeniem prądem, zniszczeniem instalacji i urządzeń elektrycznych). Urządzenia wchodzące w skład instalacji fotowoltaicznej od strony prądu stałego (falownik, rozdzielnica) są obowiązkowo wyposażane we własne zabezpieczenia przeciwprzebiegiowe.

Prawidłowe uziemiaenie instalacji PV rozwiązuje także problem prądów błądzących, które jeszcze na początku lat 2000 powodowały istotne straty mocy paneli – nawet do 70%. Prądy błądzące (wywoływane przez różnicę potencjałów między uziemioną ramą a stringami modułów PV) powodowały zjawisko PID (*Potential Induced Degradation*), czyli degradację wywołaną napięciem. Obecnie na rynku dostępne są panele PV oznaczone jako „PID Free”, w przypadku których straty wynikające z prądów błądzących nie przekraczają 1%.

Zaleceniami do wykonania instalacji odgromowej są: dach z pokryciem metalowym, ryzyko wysokich strat materialnych i utraty życia, konieczność ochrony zabytku lub budynku/budowli ważnej dla kultury i sztuki oraz wysokie ryzyko wyładowań atmosferycznych w obiekt. Zmiany klimatyczne sprawiają, że przybywa anomalii pogodowych, w tym gwałtownych i częstych burz, dlatego dzisiejsze szacowanie częstotliwości wyładowań atmosferycznych uderzających w obiekt może być niemiernodajne w horyzoncie kilku–kilkunastu lat.

Jeśli budynek ma już instalację odgromową, należy objąć nią także całą instalację PV, w przeciwnym wypadku zgodnie z normą PN-EN 62305 [7] instalację należy uziemić odrębnie. Otwory w aluminiowych ramach modułów fotowoltaicznych należy wykorzystać do połączenia modułów przewodami uziemiającymi. Zgodnie z normą, przekrój kabla uziemiającego powinien wynosić co najmniej 16 mm², a rezystancja uziemiaenia co do zasady nie powinna przekraczać wartości 10 Ω (chyba że zostały sprecyzo-

wane inne, specjalne wytyczne). Uziemiaenie powinno się znajdować na głębokości co najmniej 3 m, przy czym o konkretnej wielkości decyduje tu rodzaj gruntu [6].

I Ochrona przed przepięciami

Napięcie w sieci niskiego napięcia musi wynosić 230 V ± 10% (czyli od 207 do 253 V). Zbyt wysokie napięcie w sieci może być spowodowane za wysokim oporem (impedancją) związanym ze zbyt małym przekrojem przewodów łączących instalację fotowoltaiczną lub źle wykonanymi połączeniami tych przewodów albo ze zbyt wysoką mocą prądu przesyłaną do sieci z instalacji PV (ma to miejsce w przypadku za dużej instalacji u danego odbiorcy lub zbyt dużej liczby instalacji PV doprowadzających prąd do sieci w okolicy). Dlatego kluczowe jest zastosowanie wysokiej jakości ograniczników przepięć – rozwiązań chroniących instalację przed uszkodzeniem wynikającym z przekroczenia wartości maksymalnej napięcia, czy to z powodu nieprawidłowej pracy sieci, czy też wyładowań atmosferycznych.

I Ochrona przed zagrożeniem pożarowym

Instalacje fotowoltaiczne wymagają stosowania urządzenia odłączającego – wyłącznika pożarowego, który umożliwia odłączenie zasilania w razie pożaru i bezpieczną pracę straży pożarnej. Wyłączniki pożarowe blokują przepływ prądu z modułów fotowoltaicznych zaraz po wyłączeniu głównej rozdzielnicy. Po przywróceniu zasilania wyłącznik pożarowy ponownie łączy stringi fotowoltaiczne. Należy zawsze stosować rozwiązania wysokiej jakości i nie oszczędzać na nich!

Ze statystyk zgromadzonych przez europejskie instytuty badawcze (niemieckie TÜV Rheinland i Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme oraz brytyjski BRE National Solar Centre) wynika, że choć pożary instalacji fotowoltaicznych stanowią znacznie poniżej 1% pożarów występujących w budynkach mieszkalnych [8, 9], w ponad połowie przypadków powodowane są przez czynniki zewnętrzne (burze i wyładowania atmosferyczne), a wśród pozostałych przyczyn główną rolę odgrywiają: nieprawidłowy montaż, obejmujący również błędy w doborze podzespołów, np. przewodów (18%), awarie urządzeń (17%) i błędy w projekcie (9%) [8].

Najczęściej występujące źródło pożaru stanowi łuk elektryczny – przepływ prądu przez powietrze między dwoma przewodnikami, któ-

rego temperatura wynosi nawet do 5000°C; powstająca znaczna ilość ciepła może doprowadzić do zniszczenia materiałów i wystąpienia pożaru. Łuk elektryczny pojawia się w instalacji elektrycznej w wyniku przerwania obwodu. W instalacjach PV nieprawidłowości powodujących przerwanie obwodu może wystąpić wiele – np. uszkodzenia przewodów powstałe w wyniku niestarannego montażu lub złej eksploatacji; niedopasowane, źle zamocowane lub wadliwe wtyczki prądu stałego; niestarannie wykonane zaciski śrubowe w rozdzielnicy czy falowniku; nieprecyzyjnie wykonane lub starzejące się połączenia lutowane; przegrzewanie się diod bocznikujących; mikropęknięcia ogniw i inne czynniki powodujące uszkodzenie modułów; źle dobrane lub zamontowane bezpieczniki prądu stałego oraz dopuszczenie do wpływu czynników zewnętrznych, takich jak wilgoć czy kurz [8, 9].

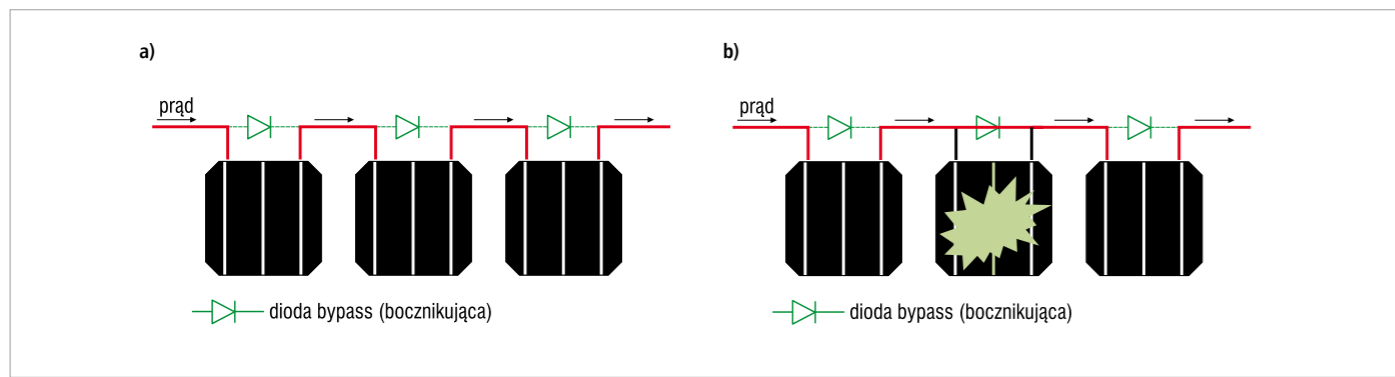
Profilaktykę łuku elektrycznego stanowi prawidłowy i staranny w detalach montaż oraz zastosowanie kompatybilnych materiałów wysokiej jakości, przystosowanych do pracy z wysokim napięciem oraz w trudnych i zmiennych warunkach wewnętrznych – problematyczne może być bowiem nawet łączenie w jednej realizacji złączek od różnych producentów [2, 8, 9]. Dodatkowym zabezpieczeniem przed powstawaniem łuku elektrycznego jest zastosowanie w falowniku odpowiedniego modułu – podstawową funkcjonalnością jest przerywacz łuku elektrycznego (AFCI – *Arc-Fault Circuit Interrupter*), w który standardowo lub opcjonalnie wyposażone są niektóre falowniki dostępne na rynku. Rozwiązanie to wykrywa i wygasza łuk elektryczny w czasie poniżej 1 s, a jednocześnie informuje użytkownika o pojawieniu się niebezpiecznej sytuacji, co umożliwi ustalenie źródła problemu i interwencję (np. wymianę wadliwej części instalacji PV).

Dodatkowym zaleceniem w przypadku instalacji fotowoltaicznej dla budynków nowych lub poddawanych gruntownemu remontowi jest odpowiednie wykonanie dachu pod względem odporności na ogień. MIWO – Stowarzyszenie Producentów Wełny Mineralnej: Szkłanej i Skalnej – rekomenduje zastosowanie niepalnej bariery, która w przypadku pożaru instalacji zapobiegnie przedostawaniu się ognia do wnętrza budynku, i wskazuje, że w domach jednorodzinnych w wielu wypadkach taką barierą może być izolacja cieplna z wełny mineralnej (niepalna, czyli o klasie reakcji na ogień co najmniej A2-s3, d0). Natomiast samo pokrycie dachu powinno mieć klasę od-

porności ogniowej REI 30 [10]. MIWO rekomenduje, by wartości takie znalazły się w przepisach warunków technicznych [11] – być może wymóg ten znacznie obowiązywać w niedalekiej przyszłości, a dachy domów jednorodzinnych będą zgodnie z literą prawa realizowane z myślą o fotowoltaice. Znowelizowana dyrektywa EPBD przewiduje, że wszystkie nowe budynki będą musiały być „gotowe na energetykę słoneczną”, czyli przygotowane do zainstalowania dachowej instalacji PV lub kolektorów słonecznych [12].

I Literatura

1. B. Szymański, *Instalacje fotowoltaiczne*, Globenergia 2023.
2. J. Wiatr, *Podstawy projektowania przydomowych systemów fotowoltaicznych. Niezbędnik elektryka*, Grupa MEDIUM, Warszawa 2023.
3. M. Pławecki, E. Rówiński, Ł. Płatkowski, B. Bzowski, *Optymalizacja ustawień panelu fotowoltaicznego amorficznego w Katowicach*, „Energetyka” 1/2019.
4. M. Köntges, S. Kurtz, C. Packard, U. Jahn, K.A. Berger, K. Kato, T. Friesen, H. Liu, M. van Iseghem, *Review of Failures of Photovoltaic Modules. Report IEA-PVPS T13-01:2014*, IEA – International Energy Agency, 2014.
5. PN-EN 50618:2015-03 *Kable i przewody do systemów fotowoltaicznych*
6. N-SEP-E-004 *Elektroenergetyczne i sygnalizacyjne linie kablowe. Projektowanie i budowa*
7. PN-EN 62305 *Ochrona odgromowa*.
8. K. Prume, Viehweg Jochen, *Assessing Fire Risks in Photovoltaic Systems and Developing Safety Concepts for Risk Minimization*, Golden, 2018.
9. Pester Steve, Crowder David, *Fire and Solar PV Systems – Recommendations for the Photovoltaic Industry*, Report No. P100874-1006, Issue 2.5, Building Research Establishment Ltd, Cornwall 2017.
10. M. Hyjek, *Panele fotowoltaiczne a bezpieczeństwo pożarowe budynków*, „Rynek Instalacyjny” 10/2023, www.rynekinstalacyjny.pl
11. Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (t.j. DzU 2022, poz. 1225).
12. European Commission, *Commission welcomes political agreement on new rules to boost energy performance of buildings across the EU*, https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_23_6423 (dostęp: 20.02.2024).



Rys. 3. Zasada działania diody bocznikującej: a) praca bez zacielenia modułu, b) praca w przypadku zacielenia modułu. Źródło: AGH

Wykrywanie zagrożeń w instalacjach fotowoltaicznych oraz innych urządzeniach elektrycznych za pomocą termowizji

W ostatnich latach można zaobserwować znaczny wzrost liczby instalacji fotowoltaicznych przetwarzających energię promieniowania słonecznego w energię elektryczną zarówno w budynkach mieszkalnych, jak i niemieszkalnych oraz instalacjach fotowoltaicznych, a także oświetleniu terenu i zasilaniu znaków drogowych. W następnych latach coraz większe znaczenie będzie miało wykorzystanie odnawialnych źródeł energii, w tym instalacji PV. Według prognoz IEO do 2025 przewiduje się budowę instalacji fotowoltaicznych, które będą produkowały nawet 14 GW energii elektrycznej. Ciekawostką jest, że według danych PSE w dniu 11.05.2021 r. o godzinie 13 w krajowym systemie elektroenergetycznym było produkowane 3411,213 MWh energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznych.

Z biegiem czasu wiele instalacji traci pierwotną sprawność na skutek starzenia się paneli, co prowadzi do spadku ilości wytwarzanej energii. Podczas eksploatacji uszkodzeniu mogą ulegać poszczególne elementy instalacji fotowoltaicznej, na które wpływ ma wiele czynników, w tym gryzonie. W konsekwencji – oprócz uszkodzenia pojedynczych ogniw, przegrzanych przewodów, nie bez znaczenia pozostaje występowanie łuków

elektrycznych oraz wnikanie wody spowodowane nieprecyzyjnym montażem. Te czynniki mogą prowadzić do powstania pożaru instalacji PV. Dzięki termowizji usterki te można łatwo zlokalizować, a następnie podjąć odpowiednie działania naprawcze. Ze względu na różnorodność producentów instalacji fotowoltaicznych, które są obecnie na rynku, wiele defektów może wykazywać różny kształt i obraz termiczny.

I Zagrożenia

Technika bezkontaktowego pomiaru temperatury instalacji fotowoltaicznej oraz instalacji elektrycznych umożliwia szybkie wykrywanie miejsc potencjalnych awarii oraz wad i nie wymaga wyłączenia urządzeń z eksploatacji. Zasada wykrywania wadliwych połączeń opiera się na obserwacji przyrostu temperatury w miejscu wadliwego połączenia, które objawia się w postaci wzrostu rezystancji połączenia wskutek np.

niedokręcenia śruby, złego docisku, utleniania czy też innych zjawisk prowadzących do pogorszenia styku. W konsekwencji może to doprowadzić do awarii, gdyż elementy o podwyższonej temperaturze częściej ulegają uszkodzeniom z uwagi na degradację izolacji oraz mogą wywołać pożar [1, 2, 4].

W poszczególnych krajach wymagania dotyczące stopnia obciążenia instalacji podczas badania termowizyjnego znacznie się różnią. W Polsce jako minimalną wartość przyjmuje się od wielu lat 40% obciążenia znamionowego badanego toru prądowego. W praktyce dopuszcza się w kraju, podobnie jak w wielu innych krajach, przeprowadzanie inspekcji z zastosowaniem kamer termowizyjnych przy obciążeniu na poziomie 30%. Przy czym prędkość przepływu powietrza nie może przekraczać 4 m/s. Zapewnienie odpowiednio dużego obciążenia prądowego badanych elementów zwiększa dokładność pomiarów i umożliwia wiarygodną ocenę ich wyników. Praktyka wykazuje jednak, że pomiary powinno się wykonać nawet wtedy, gdy obciążenie jest niskie. Pozwala to na wykrycie wielu zagrożeń, które przy większym obciążeniu mogą doprowadzić do awarii (fot. 1.).

Wykonywanie w takich sytuacjach pomiarów uzasadnione jest również faktem, że jednoczesna obserwacja znacznego obszaru, a przy tym wysoka rozdzielność małych różnic temperatury powoduje, że pominięcie ewidentnej wady, nawet słabo skonstrastowanej jest bardzo mało prawdopodobne. Kamery termowizyjne mają rozdzielczości termiczne na poziomie poniżej 0,1°C podczas gdy istotne wady przyrosty temperatury kilkunasto-, czy kilkudziesięciostopniowe (fot. 2.). Jedyny mankament badań przy niskim obciążeniu to mniej precyzyjna klasyfikacja wady, niż przy większych obciążeniach [1, 2, 3].

Wpływ czynników związanych między innymi ze środowiskiem, uwarunkowaniami technicznymi, konstrukcją badanego obiektu oraz zastosowaną aparaturą powoduje, że prawidłowa identyfikacja wad zależy od doświadczenia osób wykonujących pomiary. Muszą one bowiem uwzględnić czynniki, związane z wiedzą o badanym elemencie, a także o warunkach

STRESZCZENIE

W artykule omówiono warunki wykonywania pomiarów instalacji PV za pomocą kamer termowizyjnych. Na przykładach pokazane zostały wybrane defekty i zakażenia, które mogą być wykryte przy zastosowaniu kamery termowizyjnej.

Słowa kluczowe: kamera termowizyjna, instalacja fotowoltaiczna, inspekcja instalacji elektrycznej.

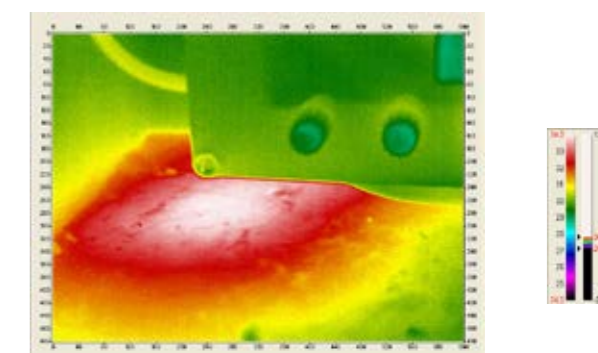


Fot. 3. Przykład niesymetrycznego obciążenia instalacji trójfazowej fot. Flir

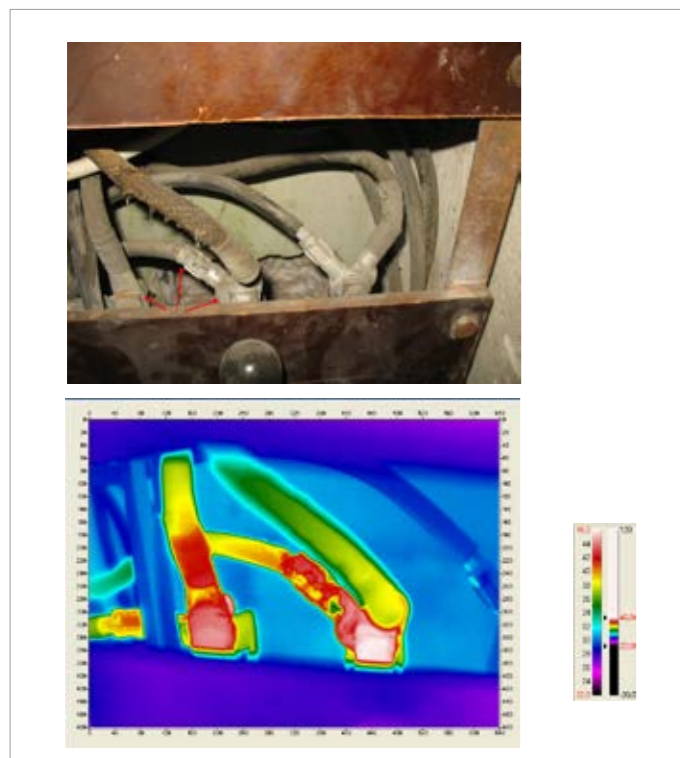
i metodzie pomiaru jak również uwzględnić specyfikę zastosowanej kamery.

Termografia jest metodą porównawczą, dlatego dla właściwej oceny wady i jej lokalizacji niezbędne jest uwzględnienie również wpływu elementów sąsiednich, geometrii obiektu, symetrii budowy oraz promieniowania od innych źródeł itp.

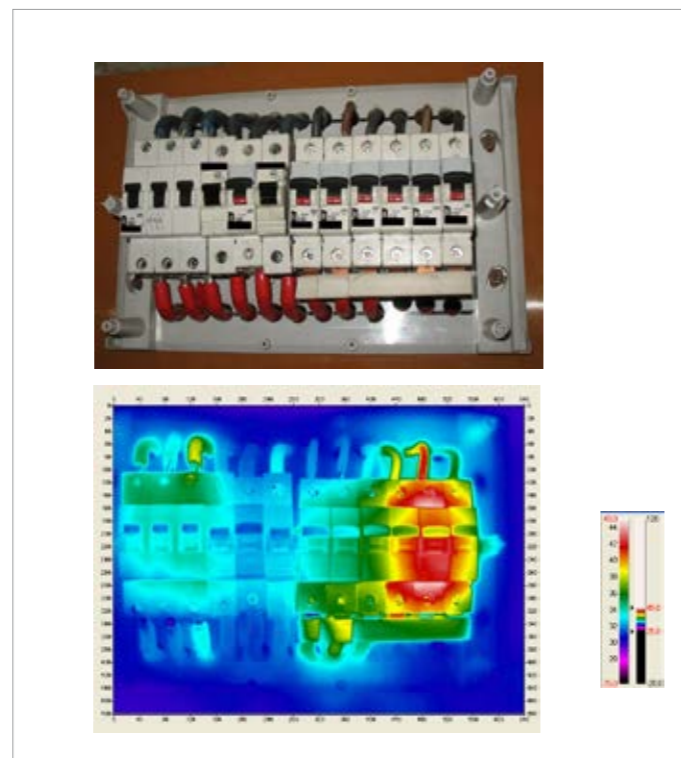
W torach prądowych trójfazowych przyjmuje się, że obciążenie prądowe we wszystkich fazach tego samego toru jest takie samo. Wówczas obrazy cieplne elementów porównuje się z tymi samymi elementami w innych fazach. Pozwala to na uproszczenie metodyki badań i ułatwienie procesu interpretacji. W praktyce często występuje niesymetria obciążenia instalacji, co należy uwzględnić przy analizie obrazów termowizyjnych. Możemy spotkać rozwiązania kamer umożliwiających komunikację z miernikami cęgowymi lub zewnętrznymi ekranami ciekłokrystalicznymi przy zastosowaniu komunikacji Bluetooth lub Wi-Fi. Przykład niesymetrii obciążenia, stwierdzony podczas badań instalacji, przedstawiono na **fotografii 3.**



Fot. 4. Przykład zaobserwowania podwyższonej temperatury za tablicą bakelitową i przyczyny zidentyfikowane przy demontażu tablicy [7]



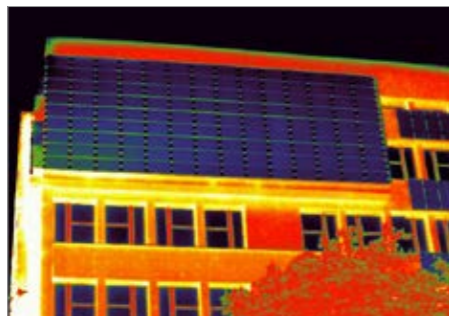
Fot. 1. Niewielka różnica temperatur wskazuje na miejsce potencjalnej przyszłej awarii [6]



Fot. 2. Zdjęcie wskazuje na uszkodzenie bezpiecznika drugiego od prawej [6]



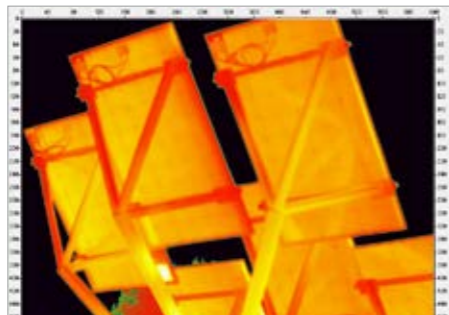
Fot. 5. Instalacja fotowoltaiczna na fasadzie budynku w świetle widzialnym [7]



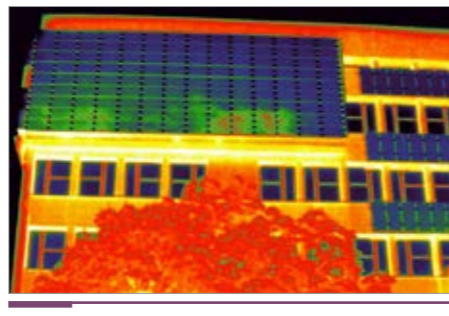
Fot. 6. Prawidłowo wykonane zdjęcie termowizyjne [7]



Fot. 8. Przykład wolno stojącej instalacji PV w świetle widzialnym [7]



Fot. 9. Widok instalacji w podczerwieni [7]



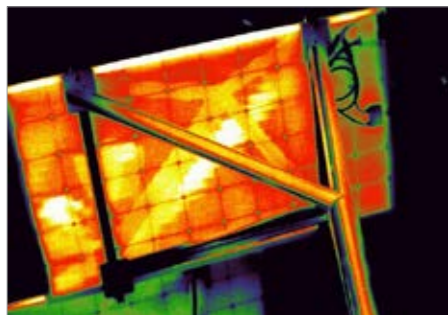
Fot. 7. Przykład zdjęcia termowizyjnego z odbiciem chmur, które mogą być interpretowane jako wady [7]



Fot. 10. Widoczne w świetle widzialnym odbicia na szklanych nierównościach spodniej strony panelu PV [7]

Głównymi zlecciodawcami termowizyjnych inspekcji instalacji elektrycznych są przede wszystkim zakłady przemysłowe oraz firmy posiadające obiekty szczególnie narażone na problemy związane z utratą zasilania. Badania przeprowadzane są tam nie tylko w celu rozpoznania stanu instalacji elektrycznej, ale także ze względu na wymogi firm ubezpieczeniowych [1, 2, 3].

Inspekcyjne ręczne kamery termowizyjne (IR) najczęściej wyposażone są w niechłodzony detektor bolometryczny FPA (ang. *Focal Plane Array*), rejestrujący promieniowanie w zakresie o długości fali 8÷14 μm (zakres długofalowy LW – ang. *Long Wave*). Detektory bolometryczne są detektorami termicznymi, w których sygnałem pomiarowym jest zmiana rezystancji elementu pomiarowego. Dla tego zakresu widma promieniowania szkło jest praktycznie nieprzezroczyste. Lepsze efekty można uzyskać przy za-



Fot. 11. Odbicia konstrukcji widoczne w podczerwieni [7]

stosowaniu kamer IR fotonowych krótkofalowych (SW) o zakresie długości fali 2÷5 μm (ang. *Short Wave*), w których sygnałem pomiarowym jest zmiana przewodności elektrycznej. Wymagają one jednak chłodzenia detektora (do ok. 77 K = -196°C). Krótkofalowe kamery IR są odporne na tzw. „efekt szklarniowy”, który polega na tym, że szkło kwarcowe dobrze przepuszcza promieniowanie krótkofalowe (do ok. 4 μm), a więc mogą mierzyć temperaturę obiektu za taką przegrodą [4]. Zakresy falowe LW i SW produkowanych kamer IR wynikają z istnienia w tych przedziałach długości fal tzw. „okna atmosferyczne”, w których przepuszczalność atmosfery dla promieniowania jest największa. Pomiędzy tymi przedziałami fal tłumienie sygnału termowizyjnego jest bardzo duże.

I Współczynnik emisyjności

W celu uwzględnienia wpływu rodzaju materiału, z którego wykonany jest badany obiekt, oraz stanu jego powierzchni wprowadzony został współczynnik emisyjności, który opisuje stosunek ilości energii emitowanej przez ciało do energii, która powinna być wyemitowana. Wartość współczynnika emisyjności zależy dodatkowo od: geometrii powierzchni, temperatury materiału i szybkości jej zmian, długości fali oraz czasu i kąta obserwacji. Przykładowo, beton ma współczynnik emisyjności 0,95, czyli emituje tylko 5% energii mniej niż wynika to ze wzoru Plancka. Natomiast wypolerowana powierzch-

nia aluminiowa ma współczynnik 0,05, co oznacza, że prawie nie emituje energii. Ogólnie emisyjność zależy od rodzaju materiału, z którego wykonana jest badana powierzchnia oraz od jej aktualnych właściwości fizykochemicznych – w szczególności stanu powierzchni badanego obiektu. Znajomość współczynnika emisyjności jest konieczna do określenia dokładnej temperatury obiektu, nie jest natomiast niezbędna do diagnostyki [5]. Należy zwrócić uwagę, że w przypadku badań diagnostycznych, np. połączeń elektrycznych, łożysk, uzwojeń silników, zależy nam na znalezieniu anomalii temperatury. Przykładem może być zdjęcie rozdzielnic nn (fot. 1.), gdzie zarejestrowano wzrost temperatury połączeń przewodów umieszczonych za tablicą bakelitową. Dopiero demonstacja tablicy umożliwiła ocenę stanu technicznego. Okazało się, że połączenia stykowe listwy przyłączeniowej są skorodowane, co świadczy o ich nagrzewaniu w wyniku przepływu prądów roboczych przez słabo dokręcone połączenia śrubowe, których część sama odpadła przy demontażu.

I Poprawne wykonanie pomiarów

Pomiary termowizyjne to skomplikowany proces, w którym kluczowymi elementami są wiedza i umiejętności operatora kamery termowizyjnej. Zakup nawet najbardziej zaawansowanej kamery termowizyjnej nie zapewni niedoświadczonemu operatorowi uzyskania wiarygodnych

rezultatów. Do poprawnego wykonania pomiarów, a następnie właściwej interpretacji uzyskanych wyników niezbędna jest wiedza o właściwościach cieplnych obserwowanych materiałów.

Każdy dodatkowy obiekt będący w przestrzeni między kamerą a obserwowanym obiektem emituje pewną ilość promieniowania podczerwonego, pewną absorbuje i przepuszcza, tym samym wpływając na wielkość rejestrowane przez kamerę. Atmosfera, chmury i opady również wysyłają promieniowanie podczerwone, przez co zniekształcają wyniki pomiarów. Oszacowanie wpływu zakłóceń powodowanych przez te czynniki na uzyskane wyniki pomiarów jest bardzo trudne [3].

Z reguły większość zakłóceń występujących w środowisku można wyeliminować poprzez odpowiednią kalibrację kamery termowizyjnej i odpowiednie dobranie warunków pomiarów (np. pory dnia lub nocy, nasłonecznienia, brak opadów, mała prędkość wiatru). Zdarzają się jednak sytuacje, w których sygnały zakłócające z otoczenia nie mogą być wyeliminowane. Wówczas operator powinien dobrać odpowiedni obiektyw, zmienić kierunek obserwacji, zmniejszyć dystans do obserwowanego obiektu, usunąć zakłócające źródła ciepła lub ograniczyć ich wpływ.

Promieniowanie słoneczne może w sposób istotny zakłócać pomiary, w szczególności poprzez nagrzanie powierzchni obiektu. Wpływ słońca jest szczególnie uciążliwy dla obiektów o niskiej emisyjności.

Istotnym elementem poprawiającym możliwość i jakość pracy z urządzeniami termograficznymi jest oprogramowanie dostarczane razem ze sprzętem pomiarowym. Dobrej jakości oprogramowanie daje możliwość analizy zarejestrowanych obrazów termograficznych i pozwala na zauważenie prawidłowości, które byłyby niemożliwe do wychwycenia na małym wyświetlaczu kamery. Inną ważną cechą oprogramowania jest możliwość automatycznego generowania raportów, czy nawet automatycznej wstępnej analizy zdjęć termograficznych.

Inspekcja instalacji fotowoltaicznych

Obserwacje instalacji PV bezpośrednio za pomocą kamery termowizyjnej jest utrudnione ze względu na zakłócenia pochodzące z otoczenia. Należy pamiętać, że wierzchnie szkło w panelu fotowoltaicznym nie jest przezroczyste dla promieniowania 8 – 14 μm . Mimo że szkło ma emisyjność 0,85 – 0,90 w zakresie 8 – 14 mikro-

metrów, pomiary termowizyjne na powierzchni szkła nie są łatwe do wykonania. Występujące odbicia w szkłe są lustrzane, co oznacza, że otaczające przedmioty o różnych temperaturach mogą być wyraźnie widoczne w obrazie termicznym. Powoduje to często błędną interpretację obrazów termowizyjnych, które zawierają nieprawdziwe „gorące punkty” oraz błędy pomiarowe. Przykładowo odbicie chmury lub słońca może być potraktowane jako defekt, który w rzeczywistości nie istnieje [4].

Aby uniknąć odbicia kamery termowizyjnej i samego operatora na powierzchni szklanej, kamera IR nie powinna być ustawiona prostopadle do sprawdzanego modułu. Jednak emisyjność jest najwyższa, gdy kamera ustawiona jest prostopadle, a zmniejsza się wraz ze wzrostem kąta. Dobrym rozwiązaniem jest kąt patrzenia 5 – 60° [1, 4].

Gdy ogniwa słoneczne są kontrolowane od przodu, kamera termowizyjna widzi dystrybucję ciepła na powierzchni szkła, ale tylko pośrednio transmisję ciepła w poszczególnych komórkach panelu PV. Z tego względu różnice temperatur, które mogą być mierzone i obserwowane na powierzchni panelu słonecznego są małe. Aby te różnice były widoczne, kamera termowizyjna wykorzystywana do tych kontroli potrzebu-

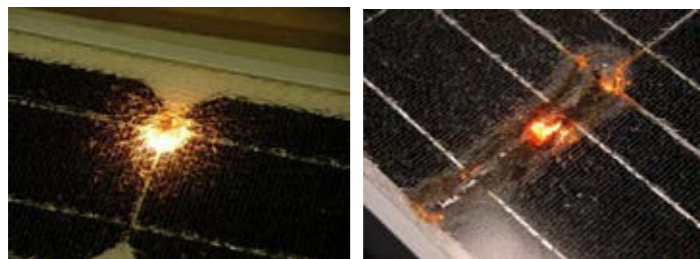
elektro
info

Profesjonalne szkolenia
dla elektryków online!

Kompensacja mocy biernej. Podstawy teoretyczne i zastosowania praktyczne.

Dostępne od ręki o każdej porze i bez względu na to, gdzie jesteś!

www.kursy.elektro.info.pl



Fot. 12. Przykład łuku elektrycznego w module fotowoltaicznym [9]

je czułości termicznej $\leq 0,08$ K. Do wyraźnej wizualizacji małych różnic temperatury w obrazie termicznym, kamera powinna mieć możliwość ręcznej regulacji poziomu emisyjności.

Moduły fotowoltaiczne są zwykle montowane na bardzo refleksyjnej konstrukcji aluminiowej, która przedstawia się jako zimny obszar na obrazie termicznym, ponieważ odbija promieniowanie ciepłe emitowane przez niebo. Aby osiągnąć wysoki kontrast obrazu termicznego, będzie potrzebna ciągła ręczna korekcja poziomu i zakresu lub stosowanie kamery z funkcją automatycznej regulacji kontrastu w scenach z wysokim zakresem dynamiki [4].

Kamera termowizyjna powinna mieć wbudowany aparat cyfrowy, który umożliwia rejestrację obrazu w świetle widzialnym (cyfrowe zdjęcie) umożliwiając powiązanie go z obrazem termicznym. Jest też tryb umożliwiający nakładanie obrazów cieplnych oraz w świetle widzialnym na siebie, co umożliwia łatwą identyfikację miejsca anomalii temperaturowych na powierzchni. Przy tworzeniu raportów mogą okazać się przydatne komentarze głosowe oraz tekstowe, które są zapisywane przez kamerę razem z obrazem.

I Wpływ wiatru

W przypadku badań „zewnątrznych” istotną rolę odgrywają warunki środowiskowe. Temperatura powietrza jest nieistotna, gdyż interesują nas przyrosty temperatury ponad otoczenie, natomiast ważną rolę odgrywa wiatr,

który schładza badane obiekty. Może to, w przypadku nieuwzględnienia, zmniejszyć sygnalizowany stopień zagrożenia. Producenci aparatury termowizyjnej opracowali orientacyjne współczynniki obniżenia przyrostu temperatury w zależności od prędkości wiatru. Podlegają one jednak wielu ograniczeniom. Są to parametry fizykochemiczne obiektu i powietrza [1, 2, 5]:

- » podatność obiektu na schładzanie przez wiatr (masa, kształt i przewodnictwo cieplne),
- » stałość prędkości wiatru (w przypadku zmienności długi czas uśredniania dla obiektów o dużej bezwładności cieplnej, a krótki – tuż przed pomiarem – dla obiektów małych).

Dodatkowo wprowadza się współczynniki, przez które mnożone są otrzymane wartości przyrostów temperatury, aby uzyskać odniesienie do pogody bezwietrznej.

Błąd względny otrzymanych wartości przyrostów temperatury oraz błąd klasyfikacji wady zwiększa się wraz z prędkością wiatru, co powoduje, że już przy wietrze o prędkości ponad 4 m/s nie zaleca się wykonywania badań.

Pomiary przykładowych obiektów

Na fotografiach 5. i 6. pokazano fasadowy system fotowoltaiczny o ustawieniu eliminującym zacienienie modułów fotowoltaicznych przez sąsiadujące budynki. Moduły są umieszczone na stelażach stalowych stanowiących pośrednią konstrukcję mocującą, a bezpośrednio



Fot. 13. Przykład skutków działania łuku elektrycznego w puszcze przyłączeniowej modułu PV [9]

mocowane są z wykorzystaniem profili aluminiowych, haków i docisków. Ciemniejszy fragment powierzchni blachy osłonowej z lewej strony jest dobrze widoczny na obrazie termicznym. Dobrze odbijająca powierzchnia panelu oraz dobór punktu obserwacji powodują, że w pewnych warunkach można obserwować zakłócające obserwację promieniowanie podczerwone pochodzące od chmur, które odbijają się na powierzchni panelu (fot. 7).

Fotografie 9. i 10. przedstawiają wolno stojącą instalację fotowoltaiczną w podczerwieni i świetle widzialnym. Poza odbiciami, uwagę zwraca cieplejsza komórka o współrzędnych (240, 400) o regularnych kształtach. Najprawdopodobniej uwidoczniony został potencjalny defekt w panelu, który należy obserwować i sprawdzić, czy nie nastąpiło mechaniczne uszkodzenie w tym miejscu oraz czy ujawniła się wada wewnętrzna.

Na fotografii 11. Można zobaczyć konstrukcję stelażu, która nieznacznie wpływa na ilość energii światła docierającą do powierzchni poprzez odbicia, przysłonięcia i uchwyty mocujące. Fotografia 12. przedstawia przykłady łuku elektrycznego w modułach fotowoltaicznych. Natomiast fotografia 13. pokazuje skutki działania łuku elektrycznego w puszcze przyłączeniowej oraz prawidłowe i nieprawidłowe zaprasowanie przewodów w złączach fotowoltaicznych.



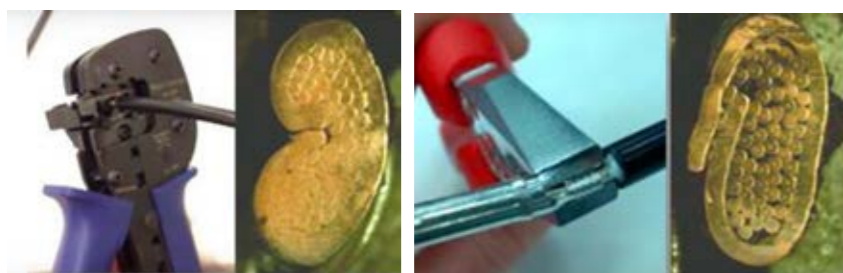
literatura do artykułu na
elektro.info.pl

ABSTRACT

Detection of Dangers in Photovoltaic Installations and Other Electrical Devices Using Thermal Imaging

The article discusses the conditions for measurements of PV installations using a infrared camera. The examples show selected defects and noises that can be detected using a thermal imaging camera.

Keywords infrared camera, photovoltaic installation, electrical installation inspection.



Fot. 14. Prawidłowy i nieprawidłowy sposób zaciskania złączy fotowoltaicznych [9]

PROGRAM HELIOPROTECTION® ROZWIĄZANIA DO FOTOWOLTAIKI

KOMPLETNA OCHRONA INSTALACJI FOTOWOLTAICZNYCH, TERAZ Z NOWYM ZAKRESEM WKŁADEK ORAZ GNIAZD BEZPIECZNIKOWYCH



Skontaktuj się z nami:
biuro.polska@mersen.com

Więcej informacji dostępne na
EP.MERSEN.COM

Nowe przepisy wspierające rozwój fotowoltaiki

W połowie 2023 r. opublikowane zostały ustawy wprowadzające zmiany w Prawie energetycznym [1] i Ustawie o odnawialnych źródłach energii [2]. Dokumenty te zawierają szereg nowych rozwiązań prawnych dotyczących wykorzystania energii wytworzonej w instalacjach PV i wprowadzają przepisy dyrektywy Unii Europejskiej 2019/944 (tzw. dyrektywy rynkowej), która formułuje w dziedzinie energetyki nowe zasady, ukierunkowane na potrzeby konsumenta. Nowe przepisy powinny się przyczynić do dalszego rozwoju fotowoltaiki w budynkach.

Ustawy [1] i [2] wprowadzają nowe, rozszerzone możliwości działania dla prosumentów energii odnawialnej oraz nowe formy współpracy i relacji komercyjnych pomiędzy samymi prosumentami, a także prosumentami i dostawcami energii. Poniżej omówiono najważniejsze zmiany prawne.

1. Prosument lokatorski

Ustawa [2] wprowadza nowe przepisy (art. 4c pkt 11–16) dotyczące budynków mieszkalnych wielorodzinnych spółdzielczych oraz będących własnością wspólnot mieszkaniowych, TBS-ów i in., które posiadają system energii odnawialnej wytwarzający energię elektryczną w mikroinstalacji przyłączonej do sieci poprzez układ pomiarowo-rozliczeniowy w części wspólnej budynku wielolokalowego i w których spełnione są dodatkowo następujące warunki:

- » mikroinstalacja jest zlokalizowana na budynku wielolokalowym (np. dach, balkon, elewacja),
- » moc mikroinstalacji nie może być większa niż moc przyłączeniowa całego budynku wielolokalowego (części wspólnej i indywidualnych lokali łącznie),
- » budynek musi mieć przeważającą funkcję mieszkalną.

W takich przypadkach prosument indywidualny, który wytwarza energię na potrzeby części wspólnej budynku wielolokalowego, będzie mógł (na podstawie złożonego wniosku) zmienić formę rozliczeń za nadwyżki wytworzonej energii stosowaną dla prosumentów na nową, uzyskując prawo do wypłaty wartości nadwyż-

ki energii na swoje konto i stając się tzw. prosumentem lokatorskim.

Rozliczenie energii wytwarzanej przez prosumenta lokatorskiego będzie się składać z dwóch etapów:

- » za energię wytworzoną i zużytą w ciągu tej samej godziny prosument indywidualny/lokatorski nie będzie płacił ani wnosił zmiennych opłat związanych z jej dystrybucją, ponieważ stanowić ona będzie tzw. autokonsumpcję;
- » nadwyżki godzinowe (czyli powstające w sytuacji, gdy energii wytworzonej w ciągu godziny jest więcej niż zużyto w tym samym czasie) będą przeliczane przez sprzedawcę na depozyt prosumencki po miesięcznej cenie rynkowej (od 1 lipca 2024 r. po cenie godzinowej), a następnie wypłacane w 100% na wskazane konto na koniec danego okresu rozliczeniowego. Wypłacone środki można przeznaczyć na:
- » rozliczenie zobowiązań prosumenta z tytułu zakupu energii elektrycznej;
- » obniżenie opłat (np.: fundusz remontowy, energia elektryczna, ciepło, gaz, administracja, sprzątnięcie) związanych z lokalami mieszkalnymi w budynku, na którym umiejscowiona jest instalacja OZE, i w innych budynkach o przeważającej funkcji mieszkalnej, których części wspólne są zarządzane przez tego prosumenta.

Przepisy te tworzą szczególne warunki prawne dla budynków wielolokalowych, dlatego stosowane jest w ich przypadku określenie „prosument lokatorski”, pomimo że nie występuje ono w ustawach.

2. Odbiorca aktywny

Zgodnie z ustawą [1] (art. 11 pkt zp i zr) „odbiorca aktywny” to odbiorca końcowy działający indywidualnie lub w grupie, który:

- a) zużywa wytworzoną we własnym zakresie energię elektryczną, lub
- b) magazynuje wytworzoną we własnym zakresie energię elektryczną, lub
- c) sprzedaje wytworzoną we własnym zakresie energię elektryczną, lub
- d) realizuje przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej, lub
- e) świadczy usługi systemowe,

pod warunkiem że działalności, o których mowa w lit. b–e, nie stanowią przedmiotu podstawowej działalności gospodarczej tego odbiorcy.

Ustawa stwierdza, że odbiorca aktywny nie może zostać obciążony dyskryminacyjnymi wymaganiami technicznymi, procedurami oraz dodatkowymi opłatami, w tym opłatami sieciowymi nieodzownie związanymi z dostępnym do sieci. Jest to umożliwienie odbiorcy energii działalności i zarabiania.

3. Agregator

Ustawa [1] wprowadza (art. 3 pkt 6e, 6f) możliwość działania „agregatora” – uczestnika rynku energii elektrycznej zajmującego się agregacją, czyli działalnością polegającą na łączeniu wielkości mocy lub energii elektrycznej oferowanej przez odbiorców, wytwórców lub posiadaczy magazynów energii elektrycznej w celu sprzedaży energii elektrycznej oraz świadczenia usług systemowych albo usług elastyczności. Jest to zatem umożliwienie kolejnej nowej formy działalności.

Usługi elastyczności to według ustawy [1] usługi świadczone na rzecz operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego przez agregatorów, odbiorców aktywnych, wytwórców i posiadaczy magazynów energii elektrycznej, których instalacje lub urządzenia są przyłączone do sieci dystrybucyjnej, mające na celu zapewnienie bezpieczeństwa i zwiększenie efektywności rozwoju systemu dystrybucyjnego, w tym zarządzania ograniczeniami sieciowymi w sieci dystrybucyjnej.

4. Obywatelskie społeczności energetyczne

Ustawa [1] wprowadza (art. 11 pkt od zi do zo) nową formę współpracy różnych podmiotów w zakresie organizowania dostaw i produkcji energii (poza już istniejącymi formami, tj. klastrami i spółdzielniami energetycznymi). Wdrożenie do krajowego prawa podmiotów określanych jako „obywatelskie społeczności energetyczne” to wymóg unijnej dyrektywy w sprawie wspólnotowych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej (2019/944).

Stworzenie ram prawnych działania obywatelskiej społeczności energetycznej ma na celu umożli-

wienie odbiorcom końcowym bezpośredniego udziału w wytwarzaniu, zużyciu oraz dzieleniu się energią elektryczną z innymi odbiorcami oraz zapewnienie jej członkom przystępnej cenowo energii. Przedmiotem działalności obywatelskiej społeczności energetycznej może być: wytwarzanie, dystrybucja, sprzedaż, agregacja i magazynowanie energii elektrycznej, a także realizowanie przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej oraz świadczenie usług w zakresie ładowania pojazdów elektrycznych swoich członków. Może ona działać w obrębie sieci jednego operatora systemu dystrybucyjnego.

Społeczność energetyczna może się także zajmować: wytwarzaniem, zużywaniem, magazynowaniem lub sprzedażą biogazu, biogazu rolniczego, biomasy i biomasy pochodzenia rolniczego. Jej głównym celem jest zapewnienie korzyści środowiskowych, gospodarczych lub społecznych swoim członkom, udziałowcom albo wspólnikom. Społeczności energetyczne mogą tworzyć grupy obywateli lub innych podmiotów, dla których działalność w sektorze energetycznym nie stanowi przedmiotu podstawowej działalności gospodarczej. Ustawa określa, że obywatelska społeczność energetyczna może prowadzić działalność w formie:

1. spółdzielni lub spółdzielni mieszkaniowej,
2. wspólnoty mieszkaniowej,
3. stowarzyszenia (z wyłączeniem stowarzyszenia zwykłego),
4. spółki osobowej (z wyłączeniem spółki partnerskiej),
5. spółdzielni rolników.

5. Partnerski handel energią ze źródeł odnawialnych

Ustawa [1] wprowadza do ustawy [5] nowe przepisy (art. 2a pkt 27.1 oraz art. 3a) umożliwiające sprzedaż energii wytworzonej przez prosumenta energii odnawialnej albo prosumenta zbiorowego energii odnawialnej innym użytkownikom systemu na podstawie umowy określającej w szczególności warunki dotyczące zautomatyzowanego wykonywania transakcji i płatności za nią bezpośrednio między stronami tej umowy albo za pośrednictwem będącego stroną trzecią użytkownika systemu lub spółki prowadzącej giełdę towarową.

Stosuje się tu określenie handel „peer-to-peer” (P2P), czyli „równy z równym”, co należy rozumieć jako zawieranie transakcji pomiędzy dwoma podmiotami będącymi na tym samym poziomie, czyli np. osobami fizycznymi, z których jedna chce kupić energię, a druga ją sprzedać, bez udziału pośredników czy centrali. Koncepcja peer-to-peer stanowi element nowego modelu działania sy-

stemu elektroenergetycznego, który opiera się na wymianie energii między dwoma lub większą liczbą „rówieśników”, a w konsekwencji na stałym i krótkoterminowym przełączaniu się odbiorców pomiędzy różnymi dostawcami.

6. Bezpośrednie linie energetyczne

Ustawa [1] reguluje problemy prawne i techniczne dotyczące budowy i eksploatacji linii energetycznych łączących wytwórcę energii z odbiorcą (z pominięciem sieci dystrybucyjnej) w celu bezpośredniego dostarczania energii elektrycznej do tego odbiorcy (art. 7aa). Zawiera przepisy mające na celu zwiększenie dostępności linii bezpośrednich, które mogą łączyć jednostki wytwarzania energii (w szczególności ze źródeł odnawialnych) bezpośrednio z odbiorcą. Dzięki nim przedsiębiorcy będą mogli w dużo łatwiejszy i tańszy sposób korzystać z OZE, żeby zaspokajać swoje potrzeby energetyczne.

7. Prawo do umowy z cenami dynamicznymi energii elektrycznej

Ustawa [1] wprowadza także nowy rodzaj umowy (art. 5 pkt 4f) sprzedaży energii elektrycznej, zawartej między sprzedawcą energii elektrycznej a odbiorcą końcowym, odzwierciedlającej wahania cen na rynkach energii elektrycznej i pozwalającej rozliczać prąd według stawek bieżących na rynku energii ustalonych na Towarowej Giełdzie Energii, z minimalną częstotliwością rozliczeń co 15 min. Rozwiązanie to jest szczególnie interesujące dla prosumentów, czyli osób posiadających instalacje fotowoltaiczne lub wiatrowe oraz magazyny energii.

Sprzedawca energii elektrycznej jest zobowiązany do informowania odbiorców końcowych o kosztach, korzyściach i ryzykach związanych z umową zawierającą cenę dynamiczną energii elektrycznej oraz o konieczności zainstalowania licznika zdalnego odczytu w celu skorzystania z możliwości zawarcia takiej umowy.

8. Porównywarka ofert

W ustawie [1] wprowadzony został (art. 31 pkt g) system informacji o zmieniających się cenach sprzedaży energii, przeznaczony dla odbiorców korzystających z umów z cenami dynamicznymi. Odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwach domowych i mikroprzedsiębiorcy o przewidywanym rocznym zużyciu energii poniżej 100 000 kWh mają mieć dostęp do narzędzia porównywania ofert jej sprzedaży, zwanego „porównywarką ofert”. Będzie ona zawierać informacje



Fot. Pixabay

o wszystkich ofertach sprzedaży energii elektrycznej, w tym ofertach umów z cenami dynamicznymi energii elektrycznej. Dzięki temu odbiorcy będą mogli w jednym miejscu, online i nieodpłatnie porównać wszystkie dostępne na rynku oferty oraz przeanalizować ich wady i zalety. Porównywarkę ofert będzie prowadził Prezes URE na przeznaczonej do tego celu stronie internetowej. Przepis ten wejdzie w życie 23 sierpnia 2024 r.

9. Inne nowe przepisy

Ustawy [1] i [2] porządkują i uściślają obowiązujące dotychczas przepisy dotyczące następujących kwestii:

- » działanie klastrowo-energetycznych,
- » działanie spółdzielni energetycznych,
- » cena sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii,
- » możliwość sprzedaży energii odnawialnej na aukcji,
- » magazyny energii elektrycznej,
- » działalność gospodarcza w zakresie energii odnawialnej,
- » instalacje hybrydowe energii odnawialnej.

Podsumowanie

Nowe przepisy znacznie poszerzają możliwości działania prosumentów posiadających instalacje fotowoltaiczne, którzy dotychczas nie zajmowali się działalnością komercyjną w energetyce. Mogą się oni łączyć w grupy, sprzedawać sobie nawzajem energię, łączyć się bezpośrednimi liniami energetycznymi, korzystać ze specjalnych form rozliczeń itd. Ta nowa sytuacja prawna powinna się przyczynić do jeszcze większego rozwoju wykorzystania energii słonecznej, a także do postępu w realizacji koncepcji energetyki rozproszonej, w której wytwarzanie energii przez małe jednostki lub obiekty produkcyjne na użytek lokalny zapewnia samowystarczalność energetyczną gospodarstw domowych, a także niezależność od zakłóceń dostaw energii, czyli bezpieczeństwo energetyczne.



literatura do artykułu na
elektro.info.pl

Bezpieczeństwo w fotowoltaice – pomiary instalacji zestawem Sonel PVM-1020 KIT

Bardzo gwałtowny i dynamiczny rozwój instalacji fotowoltaicznych, jaki ma miejsce na świecie w ostatnich latach, jest imponujący. Wynika on w dużej mierze z odchodzenia od tradycyjnych, nieodnawialnych źródeł energii. Większa świadomość społeczna oraz branie odpowiedzialności rządów poszczególnych państw za otaczający nas klimat wymusza przesunięcie sektora energetycznego w stronę zielonej energii. Ponadto technologia ta stale się rozwija, co powoduje obniżenie kosztów. Jeśli dodamy do tego nieustanny wzrost cen energii na rynku, to zauważymy, że rachunek ekonomiczny jest coraz bardziej korzystny dla sektora fotowoltaicznego. W kontekście dalszego rozwoju systemów PV jest to zjawisko kluczowe.

Niestety, często rentowność inwestycji próbuje się poprawić poprzez obniżenie jakości, a co za tym idzie – spadek poziomu bezpieczeństwa samej instalacji fotowoltaicznej (a więc i wzrost zagrożenia wobec obsługi eksploatującej i serwisującej dany obiekt). Z tego względu **bardzo istotnym jest, aby po montażu instalacja spełniała wszelkie wymagania bezpieczeństwa**, a jej wykonanie było zgodne z obowiązującymi przepisami. Upewnić nas o tym może tylko przeprowadzenie odpowiednich badań i sprawdzeń odbiorczych oraz okresowych. Podstawą prawną jest tutaj przede wszystkim wieloarkuszowa **norma IEC 62446, definiująca sposób i zakres kontroli bezpieczeństwa instalacji fotowoltaicznych**. Stosowanie się do zawartych w niej wytycznych w znacznym stopniu ogranicza ryzyko

wystąpienia porażenia czy też pożaru. Pomiary pozwalają na określenie nie tylko bezpieczeństwa, ale również efektywności danej instalacji i jej elementów.

Oczywiście gwałtowny rozwój sektora OZE nie uszedł uwadze jednemu z największych polskich producentów wysokiej jakości sprzętu pomiarowego, czyli firmie Sonel. W ostatnim czasie wdrożyła ona na rynek nowy miernik, mający między innymi zastosowanie w obszarze, gdzie głównym celem jest pozyskiwanie energii ze słońca.

Sonel PVM-1020 to prawdopodobnie **najmniejszy na świecie miernik do pomiarów instalacji fotowoltaicznych z tak dużą liczbą funkcji pomiarowych**. Ich wybór odbywa się za pomocą przełącznika obrotowego, co jest bardzo ergonomicznym rozwiązaniem. Dodatkowe parametry, takie jak wybór napię-

cia pomiarowego dla rezystancji izolacji, ustawia się przyciskami umieszczonymi na obudowie. Są one podświetlane, podobnie jak graficzny wyświetlacz, co znakomicie ułatwia obsługę w zaciemnionych miejscach, np. wykonując pomiary pod panelami PV umieszczonymi na ziemi. Obszerna pamięć wydatnie skraca czas przygotowania dokumentacji po pomiarowej, dzięki współpracy z dodatkowym oprogramowaniem **Sonel Pomiary Elektryczne**. Dane pomiarowe z miernika Sonel PVM-1020 można przenieść do komputera za pomocą **komunikacji bezprzewodowej Bluetooth**.

Norma IEC 62446-1 dzieli badania na **testy kategorii 1 i 2 oraz testy dodatkowe**. Zestaw **Sonel PVM-1020 KIT** umożliwi przeprowadzenie wszystkich pomiarów dla obowiązkowej kategorii 1, do tych należą:



Rys. 3. Miernik nasłonecznienia i temperatury Sonel IRM-1



Rys. 4. Zestaw Sonel PVM-1020 KIT – mierniki i standardowe akcesoria

- » pomiar napięcia obwodu otwartego (panelu lub łańcucha paneli PV) do 1000 VDC,
 - » pomiar prądu zwarcia (panelu lub łańcucha paneli PV) do 20 ADC,
 - » pomiar prądu roboczego paneli PV za pomocą zewnętrznych cęgów,
 - » test polaryzacji,
 - » pomiar rezystancji izolacji paneli PV napięciem pomiarowym 250, 500 lub 1000 V, jednoczesny pomiar dwóch wartości (plus do ziemi oraz minus do ziemi),
 - » pomiar rezystancji połączeń ochronnych i wyrównawczych prądem ± 200 mA.
- Dodatkowo można wykonać pomiary nie należące do kategorii 1, które spotykane są w codziennej praktyce pomiarowej. Są to pomiary:
- » napięcia RMS sieci AC do 600 V waz z pomiarem częstotliwości,
 - » rezystancji izolacji obwodów AC napięciem pomiarowym 250, 500 lub 1000 V,
 - » prądu przemiennego AC,
 - » mocy AC/DC,
 - » rezystancji niskim prądem z sygnalizacją dźwiękową i wizualną,
 - » diod prądem 200 mA z automatycznym wykrywaniem polaryzacji,
 - » diod blokujących napięciem 1000 VDC.

Mierząc parametry instalacji PV takie jak prąd zwarcia I_{sc} czy napięcie otwartego obwodu U_{oc} , można w szybki sposób zweryfikować poprawność połączeń modułów w łańcuchu, ich właściwą polaryzację i pracę. Pomiary mogą być wykonywane dla całego łańcucha paneli lub dla pojedynczego modułu. Ciągłość połączeń ochronnych i rezystancję uziemienia po stronie DC mierzy się w ten sam sposób, jak w instalacjach odbiorczych AC. W przypadku badań rezystancji izolacji jest istotna różnica, gdyż pomia-

ry odbywają się prawie zawsze pod napięciem (bardzo rzadko wykonuje się pomiary w nocy). Należy zatem zachować szczególną ostrożność. **Sprawdzenie wartości prądów roboczych i mocy po stronie DC oraz AC należy wykonać podczas pracy obydwu instalacji**. Na podstawie tych pomiarów można zweryfikować poprawność działania inwertera, poprzez porównanie obliczonej sprawności ze sprawnością deklarowaną przez producenta.

Producent paneli PV podają parametry zmierzone w warunkach STC (Standard Test Conditions: 25°C, 1000 W/m², AM 1,5). W celach porównawczych **Sonel PVM-1020** może automatycznie przeliczyć wyniki do warunków STC. Odbywa się to dzięki miernikowi irradiancji i temperatury **Sonel IRM-1**. Oba mierniki współpracują ze sobą poprzez łącze radiowe **LoRa** (z ang. Long Range) na znacznych odległościach. Miernik **Sonel IRM-1** może automatycznie przysyłać bieżące dane o nasłonecznieniu, a **Sonel PVM-1020** **przelicza zmierzone wartości prądu zwarcia i napięcia otwartego obwodu na standardowe warunki STC**. Miernik **Sonel IRM-1** dodatkowo posiada wbudowany rejestrator z pamięcią 5000 rekordów, co znacząco rozszerza jego możliwości. Umożliwia to wykorzystanie go jako narzędzia w procesie projektowania instalacji PV, a także do diagnozowania problemów z zacienieniem paneli. Dane pomiarowe z miernika **Sonel IRM-1** można przenieść do komputera za pomocą złącza USB.

Miernik Sonel IRM-1 umożliwia pomiary:

- » natężenia nasłonecznienia (irradiancja) w W/m² lub BTU/ft²h,
- » temperatury panelu fotowoltaicznego w °C lub °F,

- » temperatury otoczenia w °C lub °F,
- » kąta nachylenia paneli,
- » orientacji paneli dzięki wbudowanemu kompasowi.

Zestaw Sonel PVM-1020 KIT oprócz ogromnej ilości funkcji pomiarowych posiada bardzo bogate wyposażenie. Oprócz popularnych akcesoriów jak przewody pomiarowe czy krokodyłki, zawiera akcesoria dedykowane badaniom instalacji fotowoltaicznych m.in.: cęgi C-PV do pomiaru prądu AC/DC, adaptery do złącz MC-4, miernik do pomiaru irradiancji oraz temperatury paneli i otoczenia, uchwyt do mocowania miernika irradiancji do paneli słonecznych.

Wraz z całą gamą wyposażenia i możliwościami pomiarowymi, miernik stanowi wartościowe narzędzie w pracy pomiarowca. Docenią go zwłaszcza elektroinstalatorzy wykonujący pomiary odbiorcze w instalacjach fotowoltaicznych.

Zestaw Sonel PVM-1020 KIT otrzymał Medal Targów Kielce 2023 w kategorii „Diagnostyka w fotowoltaice”. Komisja konkursowa wysoko oceniła m.in. walory użytkowe, funkcjonalne i estetykę urządzenia, a także nowoczesność zastosowanych w nim rozwiązań.



Rys. 1. Wykorzystanie mierników zestawu Sonel PVM-1020 KIT do badania instalacji fotowoltaicznej



Rys. 2. Pomiary paneli fotowoltaicznych miernikiem Sonel PVM-1020

Bezpieczeństwo w obwodach OZE

W artykule przedstawiono zagadnienia związane z zagrożeniem porażeniowym i pożarowym występującym w obwodach związanych z energią ze źródeł odnawialnych. Przeanalizowano różne możliwe układy pracy instalacji przy takim zasilaniu. Przedstawiono możliwe problemy przy eksploatacji takich układów.

Specyfika energetyki odnawialnej

Z powodu coraz poważniejszych zagrożeń dla ludzkości, wynikających z degradacji środowiska, wymuszana jest zmiana technologii produkcji energii elektrycznej, która jest jednym z istotnych elementów wpływających na jego stan. Powstała zatem ogólna tendencja wykorzystywania do produkcji energii elektrycznej źródeł odnawialnych. Jedną z istotnych cech tego rodzaju źródeł energii jest jej rozproszenie i mała gęstość powierzchniowa. Powoduje to konieczność stosowania energetyki opartej na dużej ilości, stosunkowo małych producentów.

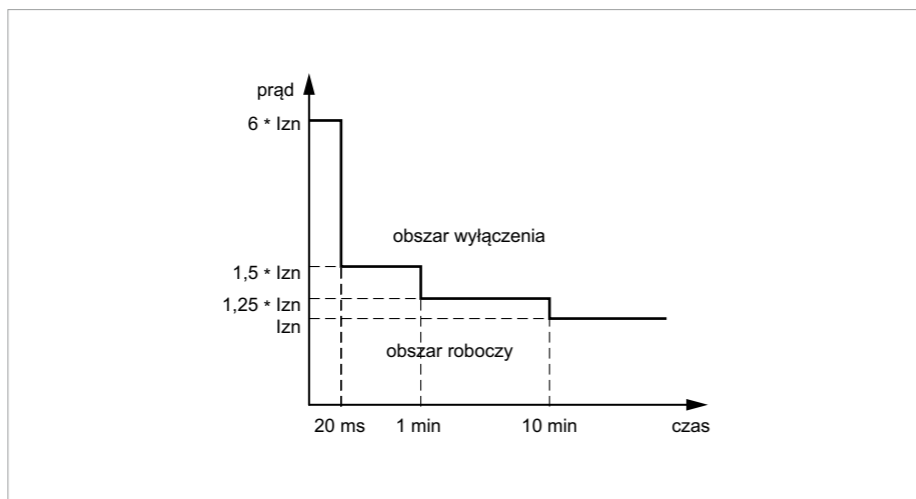
Zgodnie z ustawą o odnawialnych źródłach energii, instalacje podzielono na trzy grupy, biorąc pod uwagę ich moc zainstalowaną. Są to:

- » mikroinstalacje, przy mocach do 40 kW,
- » małe instalacje, przy mocach od 40 kW do 200 kW,
- » duże instalacje, przy mocach powyżej 200 kW [1].

Według danych podawanych przez Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej Polska PV, małe i duże instalacje OZE zdominowane są głównie przez farmy wiatrowe stanowiące 81% mocy zainstalowanej, natomiast w przypadku mikroinstalacji dominującym źródłem wytwórczym są instalacje fotowoltaiczne i stanowią one prawie 99% mocy wszystkich mikroinstalacji. Dynamika wzrostu tego typu instalacji jest bardzo wyso-

STRESZCZENIE

W artykule przedstawiono zagadnienia związane z zagrożeniem porażeniowym i pożarowym występującym w obwodach związanych z energią ze źródeł odnawialnych. Przeanalizowano różne możliwe układy pracy instalacji przy takim zasilaniu. Przedstawiono możliwe problemy przy eksploatacji takich układów.



Rys. 1. Przykład charakterystyki prądowo-czasowej falownika rys. R. Zacirka, J. Konieczny

ka. W 2014 roku zainstalowano 2,6 MWp mikroinstalacji PV, w roku 2015 – 22,3 MWp, natomiast w 2016 – 65,6 MWp [2].

W przypadku małych i dużych instalacji wymagane jest pozwolenie na budowę oraz zarejestrowana działalność gospodarcza, co w oczywisty sposób narzuca pewne pozytywne standardy postępowania podczas budowy i eksploatacji. Złuszczą w przypadku dużych instalacji OZE, niezależnie od źródeł energii, możemy traktować je jak klasyczne elektrownie zawodowe. Występują w nich podobne problemy, podobne są również kompetencje ludzi je obsługujących. Jeżeli występują zagrożenia, to są one dobrze rozeznane i dobrze interpretowane przez obsługujących je pracowników.

Większy problem stanowią mikroelektrownie wykorzystujące odnawialne źródła energii, dlatego, że bardzo często obsługiwane są przez ludzi niemających w ogóle nic wspólnego z energią. W związku z tym wiedza o pewnych właściwościach stosowanych urządzeń jest niewielka. Często konstrukcje są wykonywane samodzielnie przez użytkowników, dla których głównym źródłem informacji są fora internetowe. W związku z tym nie zawsze można zapewnić odpowiedni poziom bezpieczeństwa, z samego faktu, że obsługa nie jest do tego przygotowana. Wiele firm sprzedaje gotowe zestawy, składające się z panelu fotowoltaicznego z uchwytnymi montażowymi, falownika i przewodów łączących. Po zamontowaniu paneli

na dachu wystarczy połączyć czerwone zaciski czerwonym przewodem, czarne zaciski czarnym przewodem i włączyć falownik do dowolnego gniazdka jednofazowego. Czyli aby podłączyć generator o mocy 40 kW, nie potrzeba żadnych kwalifikacji.

I Możliwe konfiguracje instalacji

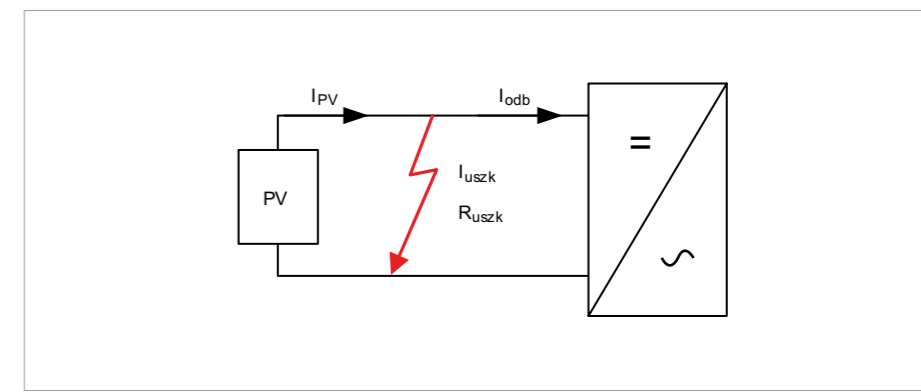
W przypadku klasycznych rozwiązań przemysłowych energia pierwotna pochodząca od źródeł odnawialnych zamieniana jest na energię elektryczną, o parametrach wynikających z zastosowanej technologii. W przypadku energii słonecznej są to najczęściej ogniwa fotowoltaiczne, które dostarczają prąd stały. Następnie w falowniku prąd stały zamieniany jest na prąd przemienny o wymaganych parametrach i dostarczany do obwodów w zasilanym obiekcie. Aby zapewnić bezpieczeństwo, falownik skonstruowany jest tak, że pierwotnym źródłem parametrów, takich jak częstotliwość, zgodność fazowa i wartość napięcia, jest sieć elektroenergetyczna zasilająca obiekt. Zatem parametry napięcia generowane przez falownik są związane z parametrami, jakie występują w sieci zasilającej obiekt. Więc kiedy zanika napięcie w sieci zasilającej, na przykład z powodu awarii lub planowych wyłączeń, zanika również dostarczenie energii wytwarzanej przez falownik. Dzięki temu, w tym układzie pracy parametry w obwodach wewnątrz obiektu, nawet w warunkach zakłóceń, są takie same jak w przypad-

ku zasilania obiektu wyłącznie z sieci energetyki zawodowej. Gwarantuje to poprawność pracy aparatury zabezpieczającej przewody, na przykład związanej z prądami zwarcia, jakie występują w instalacji, oraz z koordynacją zabezpieczeń.

Sytuacja wygląda inaczej, jeżeli użytkownik uzna, że może wykorzystać źródło energii do zasilania swoich odbiorników, nie tylko w warunkach normalnej pracy, ale również jako źródło zasilania rezerwowego, w przypadku gdy nastąpi awaria systemu energetycznego lub podczas prac remontowych i tym podobnych działań energetyki zawodowej. W takich sytuacjach mogą pojawiać się pewne problemy wynikające z tego, że po pierwsze, falownik musi być przystosowany do pracy wyspowej [3], po wtóre, instalacja musi być przygotowana do pracy w taki sposób aby działała poprawnie bez zasilania zewnętrznego, czyli w sytuacji, gdy parametry sieci zasilającej ulegają radykalnej zmianie. Zmienia nam się zasadniczo układ pracy sieci. Cechami tak zmienionego układu jest to że zostaje ograniczony prąd zwarcia, z powodu ograniczonej mocy, jaką może dostarczyć źródło lokalne. W związku z tym powstają kłopoty z poprawnym działaniem zabezpieczeń, a zwłaszcza z ich koordynacją na poszczególnych poziomach, z powodu znacznie niższej wartości prądu zwarcia. W takim układzie zasilania mogą pojawiać się prądy nie tylko sinusoidalne, ale również, przy pewnych rodzajach uszkodzeń w falownikach, prądy o niepełnych sinusoidach, czyli pulsujące lub nawet prądy stałe. Tego rodzaju prądy mogą powodować nieprawidłowe działanie niektórych urządzeń zabezpieczających, zwłaszcza wyłączników różnicowoprądowych. Jeżeli spodziewamy się, że może wystąpić prąd niesinusoidalny, a zwłaszcza prąd stały, musimy przewidzieć to w instalacji stosując na przykład wyłączniki różnicowoprądowe typu B.

Przy zasilaniu wyspowym, ze względu na niestabilne warunki dostarczania energii, bardzo często stosuje się akumulatorowe magazyny energii. Jeżeli stosowany jest akumulator do magazynowania energii, zasilacz ma możliwość chwilowego zwiększenia prądu, co pozwala podbić na krótko prąd zwarcia. Dzięki temu łatwiej jest dobrać zabezpieczenia i zapewnić selektywność ich działania.

Zasilacz taki jest jedynym źródłem energii zasilającej obwody elektryczne, zatem istotnym parametrem pozwalającym poprawnie zaprojektować obwody odbiorcze jest charak-



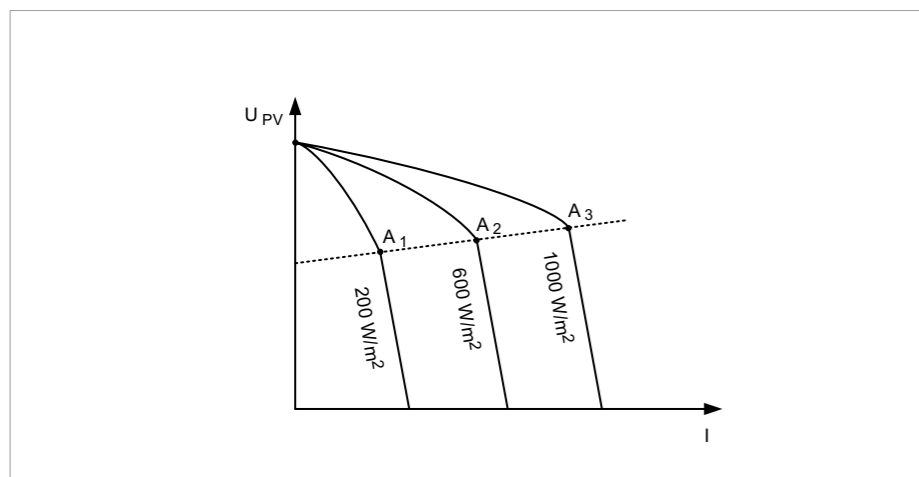
Rys. 2. Rozpyły prądu przy uszkodzeniu izolacji na przewodach łączących panel z falownikiem rys. R. Zacirka, J. Konieczny

terytyka prądowo-czasowa zasilacza w chwilach przeciążenia i zwarcia. Z punktu widzenia ochrony przeciwporażeniowej najistotniejsza jest wartość prądu uszkodzeniowego, jaki może popłynąć w chwili zwarcia lub przeciążenia. Budowa falownika jest stosunkowo złożona, a producenci, w zależności od swojej koncepcji, stosują różne rozwiązania techniczne, co powoduje, że parametry charakterystyki prądowo-czasowej bardzo różnią się w poszczególnych rodzajach zasilaczy. W głównych obwodach roboczych falowników znajdują się elementy energoelektroniczne, których szczególną cechą jest gwałtowna i nieodwracalna utrata właściwości półprzewodnika po przekroczeniu parametrów dopuszczalnych. Utrata ta może polegać zarówno na przebicciu złącza, co objawia się trwałym zwarcie w miejscu złącza, lub przepaleniem złącza, co objawia się przerwą w obwodzie. Oczywiście uszkodzenia nie muszą przyjmować tylko skrajnego stanu, czyli rezystancji bliskiej zero przy zwarcie, lub bliskiej nieskończoności przy przepaleniu złącza, lecz mogą przyjmować wartości pośrednie. Stan taki jest szczególnie niebezpieczny, bo z jednej strony stwarza zagrożenie porażeniowe lub pożarowe, a równocześnie nie jest prawidłowo rozpoznawany przez urządzenia zabezpieczające. Ze względu na wrażliwość elementów składowych falowników na przekroczenie wartości granicznych ich parametrów, urządzenia te są wewnętrznie zabezpieczone przed takimi sytuacjami. Najczęściej są to elektroniczne systemy kontrolujące wartość napięcia, płynącego prądu lub mocy wydzielanej w elementach energoelektronicznych, i sterują tymi wartościami tak, aby nie zostały przekroczone wartości dopuszczalne. Dodatkowo stosowane są zabezpieczenia w postaci szybkich bezpieczników topikowych, które powinny zadziałać, gdy zawiodą systemy elektroniczne.

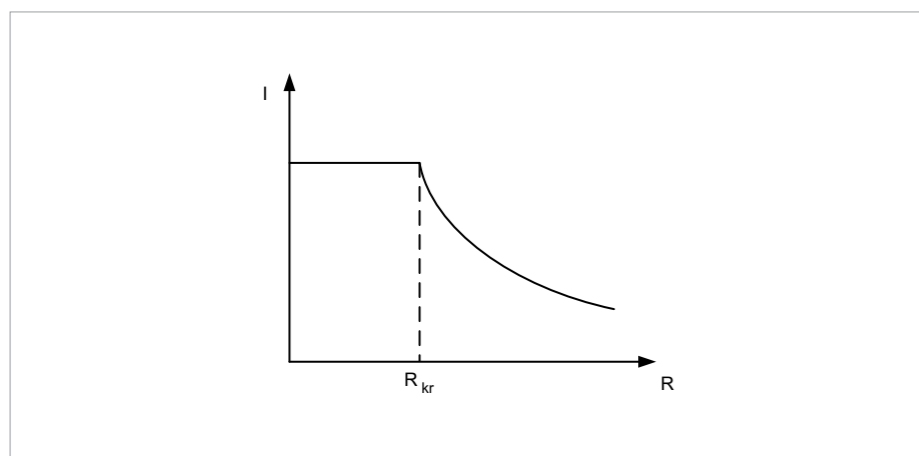
Aktywne sterowanie parametrami elektrycznymi w warunkach awaryjnych powoduje, że można dokładnie zaprojektować charakterystykę prądowo-czasową dla zwarcia i przeciążeń w obwodach zasilanych przez falowniki. Charakterystyki te podawane są przez producentów w danych katalogowych, lecz niestety charakteryzują się znaczną różnorodnością, czego efektem jest trudność z doбором zabezpieczeń. Najczęściej charakterystyka jest trójstopniowa. Na rysunku 1. pokazano taką charakterystykę z przykładowymi wartościami. Najistotniejszy jest pierwszy segment związany z największą krotnością prądu. Ma to istotny wpływ na dobór zabezpieczeń nadprądowych, a głównie na selektywność ich działania. Wartość prądu płynącego w stanie awaryjnym ma oczywiście wpływ na bezpieczeństwo elektryczne i sposób działania zabezpieczeń przeciwporażeniowych, zatem zawsze trzeba analizować dokładnie parametry falowników, również przy ich wymiarowaniu w istniejących instalacjach.

Zagrożenia porażeniowe i pożarowe

Panele instalowane są na zewnątrz, najczęściej na dachu. Narażone są więc, w znacznie większym stopniu niż inne instalacje, na przepięcia powodowane przez wyładowania atmosferyczne. Oddziaływania szkodliwe dotyczą nie tylko samych ogniów fotowoltaicznych, ale również obwodów łączących ogniwa z falownikami. Mogą więc występować uszkodzenia izolacji w tych obwodach. Nie muszą to być uszkodzenia na tyle duże, że uniemożliwiają pracę instalacji, ale mogą powodować wzrost prądu upływowego do wartości niebezpiecznych z punktu widzenia ochrony przeciwpożarowej. Najbardziej niebezpieczny jest obwód łączący panele pomiędzy sobą i falownikiem. Przykład rozpyły prądu w warunkach uszkodzenia przedstawiono na rysunku 2.



Rys. 3. Charakterystyka prądowo-napięciowa ogniwa fotowoltaicznego przy różnych natężeniach promieniowania słonecznego rys. R. Zacirka, J. Konieczny



Rys. 4. Charakterystyka zabezpieczenia rezystancyjnego rys. R. Zacirka, J. Konieczny

Jedną z cech charakterystycznych niektórych źródeł energii odnawialnej jest to, że dostawa energii jest od nas niezależna, i to nie tylko w sytuacji jej braku, gdy jej potrzebujemy, ale również jest dostarczana kiedy nie jest nam potrzebna, a nawet wówczas, kiedy może być dla nas groźna. Czyli dla ogniwa fotowoltaicznego napięcie na zaciskach ogniwa występuje zawsze, gdy świeci słońce. W pewnych okolicznościach, nawet w nocy, ogniwa mogą być groźne, gdyż wystarczy oświetlenie ich światłem księżycowym, aby wytworzyć prąd rażeniowy, wystarczający aby zagrazić człowiekowi. Wprawdzie pojedyncze ogniwo ma napięcie około 0,5 V, ale nie stosuje się pojedynczych ogniw. W praktyce produkowane są panele o napięciach od

kilkunastu do kilkudziesięciu woltów. Tworząc instalację fotowoltaiczną łączy się panele szeregowo-równolegle. Napięcie na takim zestawie osiąga wartości od kilkuset do 1000 V i nawet przy niewielkim oświetleniu ma swoją wartość znamionową.

W przypadku OZE opartych na PV praktycznie nie ma różnicy pomiędzy prądem roboczym a prądem zwarciovym, co widać na **rysunku 3**. Zatem stosowane powszechnie systemy zabezpieczeń, jakimi najczęściej są zabezpieczenia nadprądowe, nie spełniają prawidłowo swoich funkcji. Z charakterystyki źródeł fotowoltaicznych wynika, że maksymalny prąd roboczy, a tym samym prąd zwarcia, są praktycznie wprost proporcjonalne do natężenia promieniowania słonecznego, czyli są zmienne w czasie. Przy niskim natężeniu promieniowania słonecznego prąd zwarcia jest znacznie niższy od prądu roboczego w momentach wysokiego natężenia promieniowania słonecznego. Zmiany te mogą następować bardzo szybko, na przykład przy przesuwających się nad panelami chmurami. Fałownik lub układ ładują-

cy akumulator usiłuje pracować tak, aby znajdować się jak najbliżej punktu maksymalnej mocy przy aktualnym natężeniu oświetlenia (punkty A na **rysunku 2**), zatem punkt pracy instalacji jest dynamiczny i cały czas jest bliski prądowi maksymalnemu, czyli bliski również prądowi zwarcia. W związku z tym trudno jest na podstawie prądu rozróżnić stan normalnej pracy od stanu awaryjnego.

Natomiast w miarę stałą wartością w zakresie roboczym charakterystyk jest napięcie, które w chwili zwarcia gwałtownie spada do wartości bliskiej zeru. Teoretycznie można by zatem reagować na poziom napięcia i wyłączać obwód po stwierdzeniu obniżenia się napięcia poniżej wartości krytycznej. Niestety, nie jest ono wygodnym wskaźnikiem stanu obwodu z dwóch powodów. Po pierwsze, stan beznapięciowy jest jednym ze stanów normalnej pracy, na przykład w nocy. Po drugie, obniżenie napięcia poniżej wartości krytycznej dotyczy całej instalacji, a nie tylko uszkodzonego obwodu, więc nie udałoby się zachować selektywnego działania zabezpieczeń.

Jedną z możliwości jest analiza rezystancji obciążenia. Jeżeli będziemy mierzyli prąd i napięcie, to obliczając rezystancję obwodu możemy określić, w którym momencie nastąpiło przekroczenie dopuszczalnych parametrów dla danego obwodu. Po obniżeniu się rezystancji w danym obwodzie poniżej wartości krytycznej R_{kr} (**rys. 4**) następuje pobudzenie zabezpieczenia i im niższa jest rezystancja w obwodzie, tym szybciej zadziała zabezpieczenie danego obwodu. Pozwala to wyłączyć uszkodzony obwód zachowując selektywnie możliwość pracy pozostałych obwodów.

I Wnioski

1. Panele fotowoltaiczne stwarzają specyficzne zagrożenia porażeniowe i pożarowe wynikające i ich sposobu działania.
2. Jeżeli panele pracują wyłącznie w trybie online, instalacja wewnątrz obiektu pracuje normalnie jak klasyczna instalacja.
3. Jeżeli istnieje możliwość pracy wyspowej opartej wyłącznie na panelach fotowoltaicznych, należy przeanalizować poprawność pracy instalacji w takich stanach pracy.

I Literatura

1. R. Szczerbowski, Zagrożenia wynikające z pracy instalacji fotowoltaicznych, „elektro.info” 4/2015.
2. www.polskapv.pl
3. www.fotowoltaika.belos.pl

ABSTRACT

Safety in RES circuits

The article presents issues related to the risk of paralysis and fire occurring in the circuits associated with the energy from renewable sources. Various possible operating states of the installation with such a power supply were analyzed. Possible problems in the operation of such systems were presented.

Vademecum. Metodyka projektowania oraz odbiorów przeciwpożarowego wyłącznika prądu



Biorąc pod uwagę brak wiedzy oraz wytycznych dotyczących metodyki projektowania PWP, przygotowaliśmy publikację w formie miniporadnika, przeznaczoną dla projektantów, rzeczoznawców funkcjonariuszy pionu prewencji PSP oraz inspektorów nadzoru, a także inwestorów. Mamy nadzieję, że dzięki materiałowi zawartemu w publikacji projektowanie oraz dopuszczanie PWP do eksploatacji stanie się proste i znikną piętzące się problemy.

W imieniu zespołu autorskiego
Julian Wiatr

(fragment Od Autorów)

Rok wydania: 2022, wydanie I
Cena: 68 zł

Dobór ograniczników przepięć do ochrony instalacji fotowoltaicznych zgodnie z PN-HD 60364-7-712

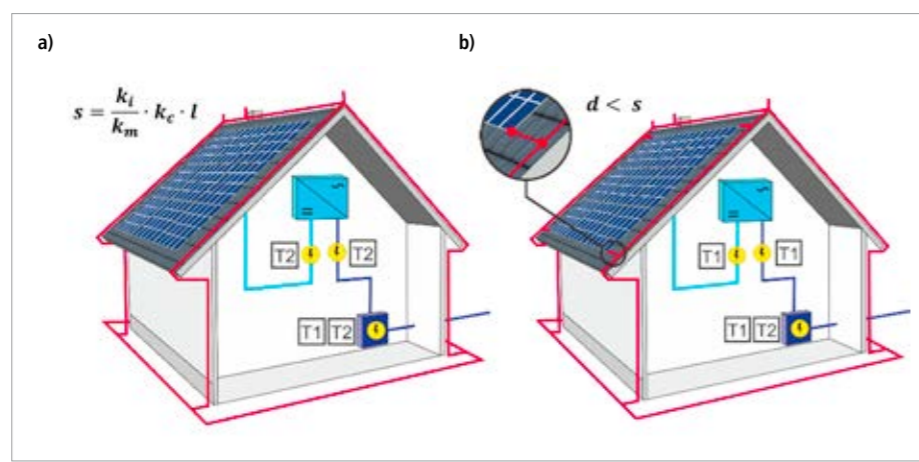
Odnawialne źródła energii (OZE) wykorzystywane są już powszechnie we wszelkich obszarach budownictwa i energetyki. Coraz częściej stosowane zarówno w sektorze prywatnym, jak i przemysłowym instalacje fotowoltaiczne (PV) są narażone na skutki oddziaływania wyładowań atmosferycznych. Wykonywane często jako rozbudowa istniejących instalacji elektrycznych powinny być dostosowane zarówno pod kątem ochrony odgromowej, jak i przed przepięciami do danego obiektu.

Wytyczne w zakresie ochrony odgromowej fotowoltaicznych układów zasilania ujęte są przede wszystkim w normie zharmonizowanej PN-HD 60364-7-712:2016-05 *Instalacje elektryczne niskiego napięcia. Część 7-712: Wymagania dotyczące specjalnych instalacji lub lokalizacji – fotowoltaiczne (PV) układy zasilania* [1] z uwzględnieniem wymogów norm odgromowych serii PN-EN 62305 [2]. Norma [1] skupia się przede wszystkim na ochronie przed przepięciami, w kwestii ochrony odgromowej należy odnieść się zatem do zasad ogólnych wg PN-EN 62305-3 [2]. Dodatkowo, bardziej szczegółowe informacje można znaleźć w standardzie międzynarodowym IEC 61643-32 [3].

Ochrona przed bezpośrednim uderzeniem pioruna

W zakresie ochrony odgromowej instalacji PV należy zwrócić uwagę na dwie podstawowe kwestie: czy ochrona przed bezpośrednim uderzeniem pioruna jest konieczna, a jeżeli tak, to należy ją wykonać w taki sposób, aby urządzenie LPS było odseparowane od elementów PV.

Jeżeli projektowany jest nowy budynek, to zawsze **należy dokonać oceny ryzyka wg PN-EN 62305-2 w celu stwierdzenia, czy ochrona przed bezpośrednim uderzeniem pioruna jest wymagana**. Jeżeli według tej oceny taka ochrona nie jest wymagana, to decyzję o jej stosowaniu powinien podejmować projektant w uzgodnieniu z inwestorem. Urządzenie piorunochronne zawsze może być wykonane na budynku, nawet gdy taka ochrona nie jest konieczna, w celu zwiększenia bezpieczeństwa obiektu. W przypadku istniejących



Rys. 1. Budynek z instalacją PV chroniony przez LPS: a) z zapewnionym odstępem separującym, b) przy zastosowaniu połączenia wyrównawczego

obiektów budowlanych ochrona paneli PV przed bezpośrednim uderzeniem pioruna powinna być dostosowana do klasy istniejącego urządzenia piorunochronnego budynku (LPS). Jeżeli budynek nie jest wyposażony w urządzenie piorunochronne lub nie ma określonego poziomu ochrony LPL, to należałoby przeprowadzić ocenę ryzyka według PN-EN 62305-2 w celu zweryfikowania potrzeby stosowania środków ochrony i określenia ewentualnej klasy LPS. Należy jednak podkreślić, że **jeżeli budynek nie wymaga ochrony przed bezpośrednim uderzeniem pioruna, to znajdująca się na jego dachu instalacja PV takiej ochrony także nie wymaga**. Zawsze należy rozważać kompletną ochronę budynku, a nie tylko znajdujących się na nim urządzeń. Nie należy nigdy wykonywać zatem ochrony wyłącznie paneli PV – urządzenie piorunochronne zawsze powinno obejmować cały budynek wraz z urządzeniami znajdującymi się na jego dachu.

Obecnie powstaje coraz więcej elektrowni fotowoltaicznych lokalizowanych na otwartych przestrzeniach. Takie elektrownie PV mogą zajmować bardzo duże powierzchnie, liczone często w hektarach. W praktyce im większa moc elektrowni PV, tym większa zajmowana przez nią powierzchnia i statystycznie większe ryzyko uderzenia pioruna. Dla przykładu elektrownia o mocy do 1 MW, która może zajmować powierzchnię do 2 ha, jest statystycznie narażona na uderzenie pioruna jeden raz na 20 lat (przy typowej dla obszaru Polski gęstości doziemnych wyładowań atmosferycznych $N_g = 2,5$ wył./km²/rok). Normy do ochrony naziemnych elektrowni PV zalecają najczęściej przyjęcie III klasy LPS [3].

W budynkach z dachami spadzistymi panele PV często znajdują się w strefie ochronnej zwodów poziomych ułożonych na kalenicy dachu. Zależy to jednak od powierzchni dachu i jego nachylenia, w związku z tym zawsze należy zweryfikować, czy LPS nie wymaga uzupełnienia o do-

datkowe zwody. Panele PV na dachach płaskich oraz elektrownie PV na otwartym terenie chronione są najczęściej z zastosowaniem zwodów pionowych. Strefy ochronne dla instalacji fotowoltaicznych wyznacza się metodą toczonej kuli lub metodą kąta ochronnego – w zależności od określonej klasy LPS zgodnie z PN-EN 62305-3 [2]. Metody te są ogólnie znane i nie będą z tego względu opisane w niniejszym artykule. Przy projektowaniu ochrony paneli PV należy zwrócić uwagę na inną szczególnie istotną kwestię. Zgodnie z punktem 712.534.101 normy zharmonizowanej PN-HD 60364-7-712 [1], instalacja PV **powinna znajdować się w strefie LPZ 0_B i być odseparowana od wszystkich części urządzenia piorunochronnego (rys. 1a)**. Poprzez odseparowanie należy rozumieć brak bezpośredniego połączenia i zachowanie odstępu separującego obliczanego według punktu 6.3 normy PN-EN 62305-3 [2]. Zachowanie bezpiecznych odległości od metalowych części urządzenia piorunochronnego i podłączonych do niego przewodzących elementów konstrukcyjnych budynku nie zawsze jest jednak możliwe. Sytuacja taka może wystąpić w przypadku maksymalnego wykorzystania powierzchni dachu zajmowanej przez panele lub tam, gdzie budynki pokryte są dachami metalowymi. W takich sytuacjach należy wykonać piorunochronne połączenia wyrównawcze pomiędzy przewodami LPS a metalową budowlą paneli (rys. 1b).

712.534 Urządzenia do ochrony przed przepięciami

712.534.101 Postanowienia ogólne Jeżeli instalacja PV znajduje się w przestrzeni chronionej przez LPS, wszystkie przewody zasilające i sygnałowe lub linie układu PV należy odseparować od wszystkich części LPS.

(...)

Jeżeli nie można zapewnić wymaganego odstępu separującego, to pomiędzy instalacją PV a LPS należy zastosować połączenie wyrównawcze, według opisu w EN 62305-3.

Odstęp separujący według metody uproszczonej oblicza się z zależności [2]:

$$s = \frac{k_i \cdot k_c}{k_m} \cdot l$$

gdzie:

s – odstęp separujący w m,

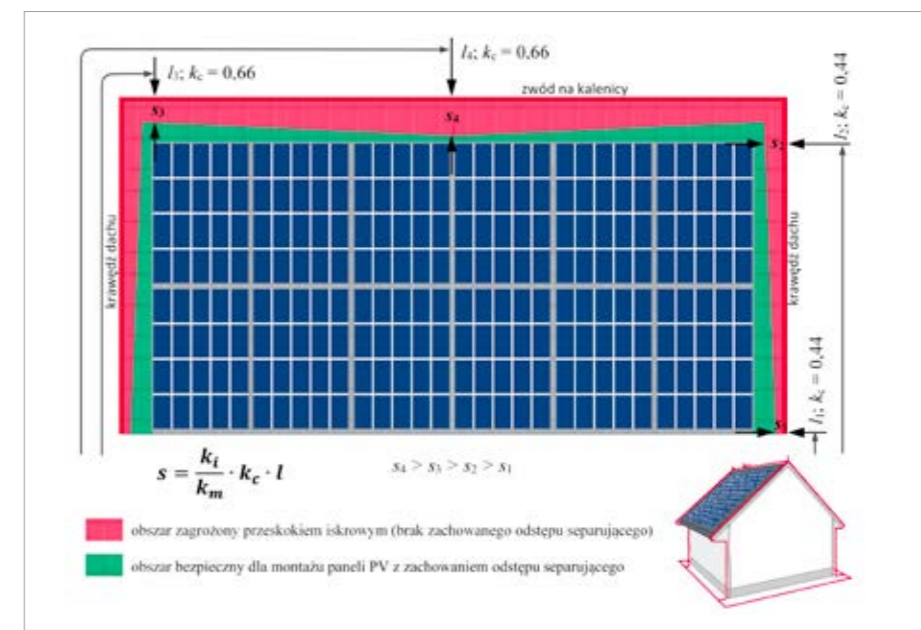
k_i – współczynnik zależny od klasy LPS,

k_m – współczynnik zależny od materiału izolacji elektrycznej,

k_c – współczynnik zależny od podziału prądu pioruna,

	k_i	k_c	k_m
LPS klasy III-IV	0,04	$n = 1^*$	1
LPS klasy II	0,06	$n = 2$	0,66
LPS klasy I	0,08	$n > 2$	0,44

Objaśnienia: * – dotyczy LPS odseparowanego i zwodów pionowych; n – liczba przewodów odprowadzających
Tab. 1. Wartości współczynników do obliczeń odstępu separującego według metody uproszczonej [2]



Rys. 2. Analiza odstępu separującego od przewodów LPS na dachu spadzistym

l – długość w metrach, mierzona wzdłuż przewodów LPS od punktu, w którym rozpatrywany jest odstęp separujący, do punktu najbliższego połączenia wyrównawczego lub do uziomu.

Wartości współczynników k podano w tabeli 1. W przypadku większości systemów PV jako stałe można przyjąć $k_i = 0,04$ i $k_m = 1$ co odpowiada LPS klasy III lub IV oraz odstępowi rozpatrywanemu w powietrzu. Jako zmienne do wyliczenia wartości s występują będą: współczynnik zależny od podziału prądu pioruna k_c oraz odległość l mierzona wzdłuż przewodów LPS od rozpatrywanego punktu do uziemia.

Dla zobrazowania odstępu separującego rozpatrzony zostanie przypadek montażu paneli PV na powierzchni dachu spadzistego o wymiarach 10 m x 5 m, przedstawiony na **rysunku 2**. Do obliczeń przyjęto, że urządzenie piorunochronne klasy IV budynku zawiera 4 przewody odprowadzające, a długość przewodów odprowadzających od krawędzi dachu do uziomu otokowego wynosi 6 m. W punkcie s_1 przy dolnej krawędzi dachu odstęp separujący od przewodu LPS będzie wynosił zaledwie 11 cm ($k_c = 0,44$ i $l_1 = 6$ m). Natomiast w punkcie s_2 , odległym od krawędzi dachu o 4,5 m, wymagany odstęp będzie wynosił już 18 cm ($k_c = 0,44$ i $l_1 = 10,5$ m). W przypadku odstępu rozpatrywanego od zwodu poziomego

prorowadzonego po kalenicy dachu należy już przyjąć wartość $k_c = 0,66$, ponieważ prąd w zwodzie poziomym podzieli się tylko na dwie części. Zatem wymagane odstępów od przewodu LPS na szczycie dachu będą większe: $s_3 = 30$ cm przy krawędzi ($k_c = 0,66$ i $l_3 = 11,5$ m) oraz $s_4 = 42$ cm pośrodku dachu ($k_c = 0,66$ i $l_4 = 16$ m).

Odstęp separujący powinien być zatem rozpatrywany zawsze w najmniej korzystnym przypadku, czyli w punkcie, w którym długość l będzie największa. Należy także zawsze brać pod uwagę odpowiednią wartość współczynnika k_c na podstawie potencjalnego podziału prądu pioruna w LPS.

Sposób wykonania ochrony paneli PV: z zachowaniem odstępu separującego lub z zastosowaniem połączeń wyrównawczych ma decydujące znaczenie w kwestii ochrony przed przepięciami obwodów stałoprądowych DC.

Kiedy należy stosować ograniczniki przepięć?

Załącznik C do normy [1] przedstawia układy lokalizacji ograniczników przepięć (SPD) w instalacji elektrycznej, w której występują obwody PV (rys. 3.):

1. rozdzielnica główna obiektu,
2. strona AC inwertera,

Typ instalacji	Obiekty mieszkalne	Elektrownia PV na otwartej przestrzeni	Obiekty niemieszkalne
L_{crit}	115/ N_g	200s/ N_g	450/ N_g
L_{crit} dla $N_g = 2,5$ wyl./km ² /rok	46 m	80	180
$L \geq L_{crit}$	Wymagana jest ochrona przeciwprzebieciowa po stronie DC		
$L < L_{crit}$	Nie jest wymagana ochrona przeciwprzebieciowa po stronie DC		

Objaśnienia: N_g – gęstość wyładowań doziemnych (wyładowanie/km²/rok) odpowiadająca lokalizacji linii zasilającej i przyłączonych obiektów

Tab. 2. Oszacowane krytyczne długości L_{crit} (na podstawie: tablica 712.102 [1])

3. strona DC inwertera,
4. panele PV.

Najbardziej podatnym na uszkodzenia elementem instalacji PV są nie panele PV narażone na bezpośrednie uderzenie pioruna, lecz inwertery DC/AC. Od strony stałoprądowej narażone są zarówno na przebiecia indukowane w łańcuchach PV, jak i częściowe prądy pioruna, mogące przeniknąć do instalacji przy wyładowaniu bezpośrednim w wyniku przeskoków iskrowych. Od strony AC inwerter może być z kolei narażony na przebiecia występujące w sieci elektroenergetycznej.

Nie w każdym przypadku ograniczniki przepięć należy instalować we wszystkich wskazanych lokalizacjach. Zastosowanie SPD w rozdzielni głównej zależy od kryteriów ocenianych według norm serii PN-EN 62305 oraz PN-HD 60364-4-443 [4]. Ochrona falownika po stronie prądu przemiennego zgodnie z punktem 712.534.103 jest wymagana, gdy **falownik znajduje się w odległości większej niż 10 m od złącza instalacji** (rozdzielni głównej). Ochrona obwodów po stronie DC powinna być stosowana, gdy ochrona przed przepięciami jest wymagana według PN-HD 60364-4-443 [4].

712.443.101 Ochrona przed przepięciami dorywczymi

Tam, gdzie zgodnie z HD 60364-4-443 ochrona przed przepięciem dorywczym jest wymagana, powinna być zastosowana również po stronie DC instalacji PV.

Zgodnie z punktem 712.443.101 ochrona po stronie DC jest zatem wymagana zawsze, jeżeli budynek wyposażony jest w urządzenie piorunochronne lub spełnione jest kryterium współczynnika CRL dotyczącego długości linii elektroenergetycznej według [4]. Kryterium CRL wymusza stosowanie SPD, przykładowo: gdy budynek mieszkalny położony jest w obszarze wiejskim lub podmiejskim i odległość do najbliższego ogranicznika zainstalowanego w sieci elektroenergetycznej wynosi zaledwie 68 m dla linii kablowej lub 34 m dla linii napowietrznej (dla typowej gęstości wyładowań doziemnych $N_g = 2,5$ wyładowania/km²/rok) [5]. Jeżeli ochrona przed przepięciami dorywczymi według PN-HD 60364-4-443 [4] nie jest wymagana, to należy z kolei dokonać oceny ryzyka (pkt. 712.443.102) na podstawie długości L (w metrach) trasy kablowej między falownikiem a punktami łączenia modułów PV różnych łańcuchów. Według tej oceny ochrona jest wymagana, jeżeli długość L jest większa od długości L_{crit} określonej zgodnie z tablicą 712.102 [1].

Ogranicznik przepięć po stronie DC zawsze powinien być instalowany jak najbliżej falownika. Dodatkowe SPD mogą być jednak wymagane także w innych miejscach, na przykład, gdy odległość między wejściem kabla DC do budynku a falownikiem jest większa niż 10 m (SPD instalowane na granicy LPZ 0/1) lub bezpośrednio przy panelach w rozległych układach elektrowni PV na otwartym terenie.

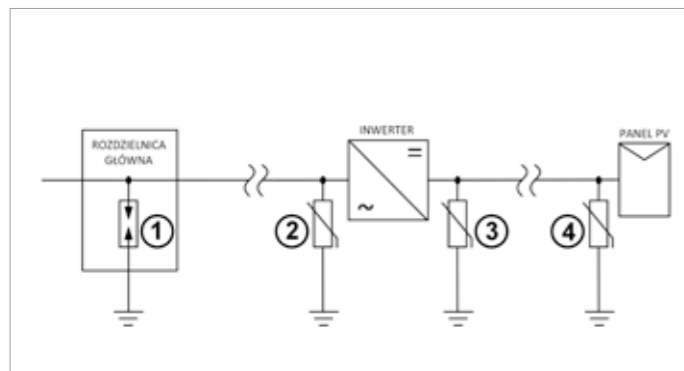
Sumując wszystkie powyższe kryteria, należy uznać, że **ochrona przed przepięciami instalacji PV zgodnie z normą zharmonizowaną PN-HD 60364-7-712 [1] powinna być stosowana niemal w każdym przypadku.**

I Dobór ograniczników przepięć

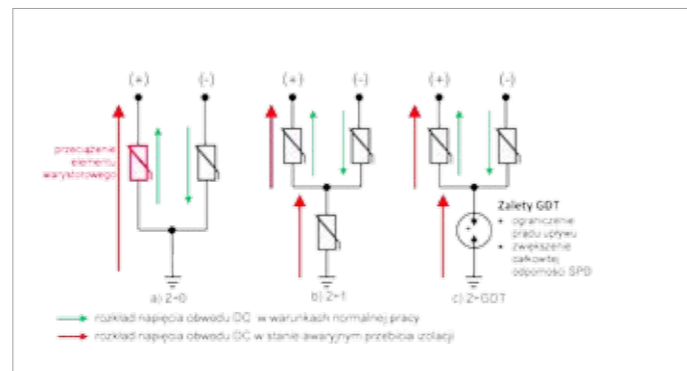
Dobór typu SPD w praktyce zależy od obecności urządzenia piorunochronnego i sposobu jego wykonania (tab. 3.), a wytyczne w tym zakresie opisują normy [1, 3]. W rozdzielni głównej budynku w większości przypadków zastosowanie mają ograniczniki typu 1 lub najlepiej typu 1+2 o niskim napięciowym poziomie ochrony, które mają zadeklarowaną odporność na prądy pioruna I_{imp} . Zastosowanie ograniczników warystorowych typu 2 w tym miejscu jest dopuszczalne wyłącznie wtedy, gdy można wykluczyć ryzyko uderzenia pioruna w zewnętrzną linię elektroenergetyczną. Dobór SPD do ochrony falownika zarówno po stronie DC, jak i AC, zależy od wykonania urządzenia piorunochronnego. Jeżeli zastosowano połączenia wyrównawcze między konstrukcją paneli a przewodami LPS jak na **rysunku 1b**, to zgodnie z punktem 712.534.102.6 [1] należy stosować SPD typu 1. W obwodach DC należy stosować ograniczniki o odporności nie mniejszej niż $I_{total} = 12,5$ kA. Ograniczniki przepięć typu 2 do ochrony falownika po stronie AC i DC powinny być stosowane tylko wtedy, gdy nie ma urządzenia piorunochronnego lub zachowane zostały bezpieczne odstępy separujące. Bardziej szczegółowe informacje o doborze SPD do obwodów DC zawarte są w [3].

712.534.102.1 Dobór klasy probierczej SPD

Na ogół SPD powinny należeć do II klasy probierczej. Jeżeli przewidziana jest ochrona przed skutkami wyładowań bezpośrednich, a odstęp separujący S nie jest zachowany zgodnie z EN 62305-3, należy stosować SPD I klasy probierczej (na ogół w połączeniu z SPD II klasy probierczej).



Rys. 3. Lokalizacja SPD w instalacji fotowoltaicznej



Rys. 4. Konfiguracje ograniczników przepięć do ochrony obwodów DC instalacji PV

Wymaga się (pkt. 712.534.102.4 [1]), aby minimalna wartość znamionowego prądu wyładowczego I_n ograniczników typu 2 wynosiła co najmniej 5 kA (8/20 μ s). Norma zwraca jednocześnie uwagę, że stosowanie SPD o wyższych parametrach powoduje wydłużenie trwałości urządzeń do ograniczania przepięć.

Ograniczniki PV występują w różnych konfiguracjach, wśród których jako najczęściej spotykane można wyróżnić: konfigurację U, czyli 2+0 oraz konfigurację Y w wykonaniu 2+1 lub 2+GDT (rys. 4.). Podstawowa konfiguracja (2+0) stanowi połączenie biegunów (+) i (-) obwodu DC za pomocą dwóch warystorów w układzie typu U względem punktu uziemiającego. Wadą takiego rozwiązania jest ryzyko związane z uszkodzeniem SPD w wyniku przebicia izolacji w obwodzie stałoprądowym. Ograniczniki do ochrony obwodu PV składają się często z warystorów o napięciu znamionowym równym co najmniej połowie maksymalnego napięcia U_{ocmax} w stanie jałowym panelu PV. Całkowita wartość napięcia panelu PV w warunkach normalnej pracy odkłada się na dwóch połączonych warystorach. W przypadku przebicia izolacji (zwarcia jednego z biegunów obwodu DC do ziemi) całkowite napięcie obwodu DC odkłada się na pojedynczym module warystora (rys. 4a), co może doprowadzić do jego przeciążenia termicznego i uszkodzenia. Z tego względu zaleca się stosowanie trójmodułowych ograniczników, w konfiguracji połączeń typu Y z dodatkowym warystorem (rys. 4b) lub iskiernikiem GDT (rys. 4c).

Dodatkowy element (warystor lub GDT) w gałęzi ochronnej zabezpiecza ogranicznik przed jego uszkodzeniem w przypadku przebicia izolacji w obwodzie DC instalacji PV. Rozwiązanie z zastosowaniem iskiernika dodatkowo eliminuje prąd upływu powodowany przez elementy warystorowe, zwiększając tym samym trwałość SPD. Przykłady ograniczników przepięć różnych typów w poszczególnych konfiguracjach przedstawiono w **tabeli 4.**

Lokalizacja SPD	Rozdzielnica główna ①	Strona AC inwertera ②	Obwód DC ③ ④
	RST Power T2* T2 $I_n = 20$ kA	RST Power T2 T2 $I_n = 20$ kA	RST Solar PV T2 T2 $I_n = 20$ kA
	RST Power T1+T2 T1 T2 $I_{imp} = 12,5$ kA	RST Power T2 T2 $I_n = 20$ kA	RST Solar PV T2 T2 $I_n = 20$ kA
	RST Power T1+T2 T1 T2 $I_{imp} = 12,5$ kA	RST Power T1+T2 T1 T2 $I_{imp} = 12,5$ kA	RST Solar PV T1+T2 T1 T2 $I_{total} = 12,5$ kA

Objaśnienia: * w rozdzielni głównej można zastosować ogranicznik typu 2 w przypadku, gdy zasilany jest wyłącznik linią kablową, która nie łączy się z linią napowietrzną i można wykluczyć ryzyko bezpośredniego uderzenia pioruna w linię

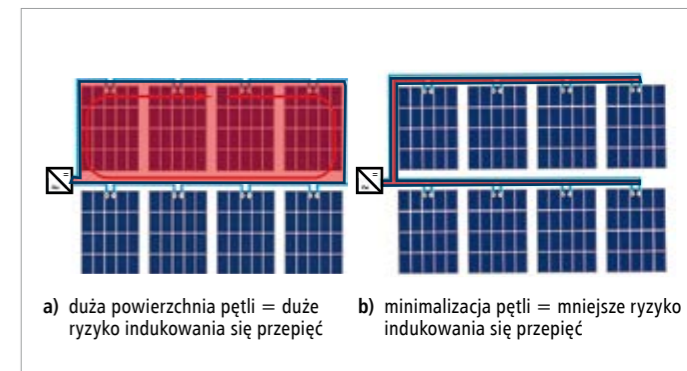
Tab. 3. Dobór typów SPD w poszczególnych lokalizacjach w zależności od sposobu wykonania ochrony odgromowej

Dodatkową zaletą rozwiązania 2+GDT jest wyższa całkowita wytrzymałość takiego ogranicznika. W SPD z wymiennymi, wyłącznie warystorowymi, modułami ochronnymi maksymalna wytrzymałość ogranicznika jest równa wytrzymałości pojedynczego modułu. Odgromnik charakteryzuje się wyższą wytrzymałością udarową, dzięki czemu moduł sumujący GDT jest w stanie wytrzymać maksymalne prądy odprowadzane przez oba moduły warystorowe, decydującym tym samym o maksymalnej wytrzymałości takiego ogranicznika. Dla uzyskania wyższej wytrzymałości udarowej ogranicznika bazującego wyłącznie na elementach warystorowych względem zacisku uziemiającego należy stosować układ dwóch równolegle połączonych warystorów – takie rozwiązanie wymaga już stosowania innego rodzaju obudów.

Obecnie standardem w ogranicznikach PV są wymienne moduły ochronne oraz optycz-



Rys. 5. Sygnalizacja stanu SPD



Rys. 6. Pętle powstające w obwodach DC instalacji PV

	RST Solar PV T1+T2 G 1000V DC	RST Solar PV T2 G 1000V DC
Typ SPD		
	$T1$ $I_{total} = 12,5$ kA $T2$ $I_n = 25$ kA; $I_{max} = 50$ kA	$T2$ $I_n = 20$ kA; $I_{max} = 40$ kA
Schemat		
U_{CPV}	1000 V	1000 V
U_p	4,75 kV	4,0 kV
Właściwości	Konfiguracja Y, z odgromnikiem sumującym względem zacisku PE, brak prądu upływu, odporny na przebiecie izolacji w obwodzie DC, moduły warystorowe o podwyższonej odporności na częściowe prądy pioruna	Konfiguracja Y, z odgromnikiem sumującym względem zacisku PE, brak prądu upływu, odporny na przebiecie izolacji w obwodzie DC, moduły warystorowe odporne na przepięcia indukowane

Tab. 4. Konfiguracje ograniczników przepięć do ochrony obwodów stałoprądowych instalacji fotowoltaicznych

na sygnalizacja stanu ogranicznika. Okienka sygnalizacyjne zmieniają kolor, jeżeli moduł ochronny ulegnie uszkodzeniu. Różne kolory okienek w jednym ograniczniku nie zawsze jednak oznaczają stan uszkodzenia. W ogranicznikach w konfiguracji 2+GDT moduł sumujący iskiernikowy oznaczany jest najczęściej dla odróżnienia innym kolorem. Najczęściej moduły warystorowe posiadają okienka w kolorze zielonym, a moduły iskiernikowe w kolorze niebieskim lub żółtym (rys. 5.). Kolor czerwony, zarówno dla elementów MOV, jak i GDT, oznacza najczęściej uszkodzenie i konieczność wymiany modułu ochronnego. Uszkodzenie modułu ochronnego powoduje rozłączenie gałęzi ochronnej – instalacja może pracować dalej, ale pozostaje bez ochrony.

I Minimalizacja pętli

Z punktu widzenia zagrożenia piorunowego największe ryzyko związane jest z wyładowaniami pobliskimi. O ile prawdopodobieństwo bezpośredniego uderzenia pioruna wynosi statystycznie typowo raz na kilkadziesiąt lat to prawdopodobieństwo zaindukowania się niebezpiecznych przepięć jest zdecydowanie większe. W zależności od wielkości instalacji niebezpieczne mogą się okazać nawet wyładowania doziemne w odległości do kilkuset metrów. Struktura okablowania instalacji PV opiera się na łańcuchach, które samoistnie tworzą pętle podatne na indukowanie się przepięć w obwo-

dach stałoprądowych DC. Z tego względu bardzo duże znaczenie ma sposób prowadzenia tras kablowych, i to nie tylko w rozległych instalacjach PV na otwartych przestrzeniach, ale także w przypadku stosunkowo niewielkich instalacji na dachach budynków. Zgodnie z punktem 712.521.102 normy [1] w celu ograniczenia przepięć indukowanych w łańcuchach PV „**należy zmniejszyć – do granic możliwości – powierzchnie wszystkich pętli**”.

712.521.102 Aby zminimalizować wartości napięć indukowanych przez wyładowania piorunowe, należy zmniejszyć – do granic możliwości – powierzchnie wszystkich pętli, a zwłaszcza tworzących oprzewodowanie łańcuchów PV. Przewody DC i połączeń wyrównawczych powinny przebiegać obok siebie.

Sposób łączenia modułów PV może decydować o podatności obwodu na indukowanie się przepięć. Im większa powierzchnia pętli tworzonej przez obwód DC (rys. 6a), tym większa indukcyjność i wartości napięć indukowanych na skutek oddziaływania piorunowego pola elektromagnetycznego. W celu minimalizacji pętli należy zapewnić uporządkowane i wspólne trasy dla przewodów łączących moduły PV (rys. 6b).

I Podsumowanie

Kwestia ochrony przed przepięciami instalacji fotowoltaicznych jest obszernie omówio-

na w normie zharmonizowanej PN-HD 60364-7-712. Dobór ograniczników przepięć zależy przede wszystkim od sposobu wykonania ochrony odgromowej. Panele PV powinny znajdować się w przestrzeni LPZ 0B oraz w bezpiecznych odstępach separujących od przewodów LPS. Łączenie konstrukcji paneli z LPS za pomocą połączeń wyrównawczych powinno być ostatecznością. Do ochrony obwodów DC zaleca się stosowanie ograniczników przepięć w konfiguracji typu Y, zabezpieczających przed uszkodzeniem SPD w sytuacjach awaryjnych.

Ochrona przed przepięciami powinna być stosowana ze względu na zabezpieczenie nie tylko samej instalacji PV, ale także instalacji i osób wewnątrz budynku. Ze względów ekonomicznych instalacja PV nie powinna ulec uszkodzeniu, zanim nie zwróci się koszt inwestycji.

I Literatura

1. PN-HD 60364-7-712:2016-05 *Instalacje elektryczne niskiego napięcia. Część 7-712: Wymagania dotyczące specjalnych instalacji lub lokalizacji – fotowoltaiczne (PV) układy zasilania.*
2. PN-EN 62305-3:2011 *Ochrona odgromowa. Część 3: Uszkodzenia fizyczne obiektów i zagrożenie życia.*
3. IEC 61643-32 *Low-voltage surge protective devices. Part 32: Surge protective devices connected to the DC side of photovoltaic installations – Selection and application principles.*
4. PN-HD 60364-4-443:2016-03 *Instalacje elektryczne niskiego napięcia. Część 4-443: Ochrona dla zapewnienia bezpieczeństwa. Ochrona przed zaburzeniami napięciowymi i zaburzeniami elektromagnetycznymi. Ochrona przed przejściowymi przepięciami atmosferycznymi lub łączeniowymi.*
5. T. Maksimowicz, Dobór ograniczników przepięć w instalacjach elektrycznych według znowelizowanych norm PN-HD 60364, „elektro.info” nr 4/2018, pp. 44-48, kwiecień 2018.



RST sp. z o.o.
 15-113 Białystok, ul. gen. W. Andersa 40a
 tel. 85 307 00 85
 rst@rst.pl
 www.rst.pl



Kupuj, sprzedawaj, negocjuj PRZEZ INTERNET W CAŁEJ UNII EUROPEJSKIEJ

Największy wybór w najlepszych cenach

Komunikator tłumaczący w czasie rzeczywistym

Dostęp do zapytań ofertowych

Szybkie płatności online i odroczone płatności

Zweryfikowani sprzedający i kupujący

Gwarancja bezpieczeństwa transakcji



Zarejestruj się już teraz!
www.merxu.com

Zasady projektowania ochrony przeciwporażeniowej w instalacjach niskiego napięcia z fotowoltaicznymi źródłami energii

Podstawowe zasady ochrony przeciwporażeniowej w instalacjach niskiego napięcia są podane w normach PN-EN 61140:2016-07 [1] oraz PN-HD 60364-4-41:2017-09 [2]. Zgodnie z normą [1] części czynne niebezpieczne nie powinny być dostępne, a części przewodzące dostępne nie powinny być niebezpieczne:

- » w warunkach normalnych (w braku uszkodzenia),
- » w przypadku pojedynczego uszkodzenia.

Ochrona w warunkach normalnych jest zapewniona przez zastosowanie środków ochrony podstawowej (ochrony przed dotykiem bezpośrednim), a w przypadku pojedynczego uszkodzenia należy stosować ochronę przy uszkodzeniu (ochronę przy dotyku pośrednim, ochronę dodatkową).

Według normy PN-HD 60364-4-41:2017-09 [2] wyróżnia się następujące środki ochrony przeciwporażeniowej podstawowej:

- » izolację podstawową,
- » osłony/przegrody lub obudowy,
- » przeszkody,
- » umieszczenie poza zasięgiem ręki.

W odniesieniu do ochrony przy uszkodzeniu (ochrony przy dotyku pośrednim, ochronę dodatkową) wyróżnia się środki takie jak:

- » samoczynne wyłączanie zasilania,
- » izolacja ochronna (izolacja podwójna, izolacja wzmocniona lub ochronna osłona izolacyjna),

STRESZCZENIE

W artykule przedstawiono podstawowe zasady ochrony przeciwporażeniowej, które należy uwzględnić przy projektowaniu instalacji niskiego napięcia zawierających fotowoltaiczne źródła energii. Wymieniono środki ochrony przeciwporażeniowej, które są dopuszczalne w takich instalacjach. Zwrócono uwagę na problemy stosowania w nich wyłączników różnicowoprądowych.

Słowa kluczowe: instalacje niskiego napięcia, systemy fotowoltaiczne, ochrona przeciwporażeniowa.

- » separacja elektryczna,
- » izolowanie stanowiska,
- » bardzo niskie napięcie ze źródła bezpiecznego (SELV, PELV).

Norma [2] przewiduje jeszcze jedną grupę środków – ochronę przeciwporażeniową uzupełniającą. Są to środki techniczne chroniące przed porażeniem, kiedy ochrona podstawowa zawodzi lub zostaje ominięta (np. dotyk bezpośredni przewodu liniowego), a ochrona przy uszkodzeniu nie zapobiega rażeniu. W ramach tej grupy stosuje się:

- » wyłączniki różnicowoprądowe wysokoczułe ($I_{\Delta n} \leq 30$ mA),
- » połączenia wyrównawcze.

Należy przy tym zaznaczyć, że norma [2] wyróżnia także niezziemione połączenia wyrównawcze miejscowe, które mają zastosowanie np. w przypadku separacji elektrycznej więcej niż jednego odbiornika. Obudowy odbiorników separowanych łączą się za pośrednictwem tych połączeń wyrównawczych, dzięki czemu następuje wyrównanie potencjału między jednocześnie dostępnymi obudowami, a w razie zwarcia dwumiejscowego połączenia te umożliwiają przepływ prądu w pętli metalicznej i wyłączenie zasilania.

Instalacje fotowoltaiczne są zaliczane do instalacji specjalnych w rozumieniu normy wieloarkuszowej PN-HD 60364 i projektując je, w szczególności dobierając środki ochrony przeciwporażeniowej, należy uwzględnić postanowienia normy PN-HD 60364-7-712:2016-05 [3]. Zgodnie z tą normą, w instalacjach fotowoltaicznych nie wszystkie środki ochrony wymienione powyżej są dopuszczalne. Jeżeli źródła energii wchodzi w skład instalacji prosumenckiej, to wskazane jest stosować się również do postanowień normy PN-HD 60364-8-2:2019-01 [4].

W artykule przedstawiono podstawowe zasady ochrony przeciwporażeniowej, które należy

brać pod uwagę projektując instalacje niskiego napięcia zawierające fotowoltaiczne źródła energii.

Środki ochrony przeciwporażeniowej w instalacjach fotowoltaicznych

Specyfika instalacji fotowoltaicznych polega m.in. na tym, że zawierają one zarówno obwody napięcia stałego (DC), jak i obwody napięcia przemiennego (AC). Norma PN-HD 60364-7-712:2016-05 [3] określa środki ochrony przeciwporażeniowej odrębnie dla strony DC oraz strony AC. W tabeli 1. wymieniono środki, które są dopuszczalne w instalacjach fotowoltaicznych. Porównanie danych z tabeli 1. z listą środków ochrony przedstawioną w początkowych fragmentach niniejszego artykułu (wg PN-HD 60364-4-41:2017-09 [2]) prowadzi do wniosku, że w zakresie ochrony podstawowej (ochrony przed dotykiem bezpośrednim) nie dopuszcza się stosowania przeszkód ani umieszczenia poza zasięgiem ręki, zarówno po stronie DC, jak i AC. W zakresie ochrony przy uszkodzeniu (ochrony przy dotyku pośrednim, ochronę dodatkową) po stronie DC nie należy stosować samoczynnego wyłączania zasilania ani izolowania stanowiska, ani separacji elektrycznej. Z tego wynika, że po stronie DC aktualnie nie dopuszcza się urządzeń o klasie ochronności I (takie urządzenia dopuszczała poprzednia wersja arkusza 712, tzn. PN-HD 60364-7-712:2007 [5]). Po stronie AC nie dopuszcza się izolowania stanowiska ani separacji elektrycznej więcej niż jednego odbiornika.

Jeżeli po stronie DC stosuje się obwody SELV lub PELV, to zgodnie z normą PN-HD 60364-7-712:2016-05 [3] napięcie $U_{OC,MAX}$, tzn. największe możliwe napięcie na zaciskach modułu PV/łańcucha PV/kolektora PV (przy otwartym obwodzie) nie powinno przekraczać 120 V. Warto przy

tym dodać, że najnowsza wersja normy IEC odnosząca się do instalacji fotowoltaicznych, IEC 60364-7-712:2017-04 [6], redukuje to napięcie do poziomu 60 V.

W zakresie ochrony przeciwporażeniowej uzupełniającej obowiązują wymagania ogólne zawarte w normie PN-HD 60364-4-41:2017-09 [2].

Z punktu widzenia zagrożenia porażeniowego należy podkreślić, że urządzenia po stronie DC należy traktować jako będące pod napięciem, nawet gdy:

- » przekształtnik energoelektroniczny DC/AC jest odłączony od strony DC,
- » strona AC instalacji jest odłączona od sieci zasilającej.

Po stronie AC najczęściej stosuje się samoczynne wyłączanie zasilania i w tym zakresie należy kierować się postanowieniami ogólnymi zawartymi w normie PN-HD 60364-4-41:2017-09 [2]. Zatem w przypadku uszkodzenia izolacji doziemnej ma nastąpić wyłączenie zasilania w określonym czasie lub napięcia dotykowe nie powinny przekraczać wartości dopuszczalnej. Wymagania odnoszące się do tego czasu podano w tabeli 2.

Czasy podane w tabeli 2. odnoszą się do obwodów odbiorczych:

- » gniazd wtorkowych o prądzie znamionowym nieprzekraczającym 63 A,
- » z odbiornikami zainstalowanym na stałe o prądzie znamionowym nieprzekraczającym 32 A.

Dla innych obwodów odbiorczych oraz dla obwodów rozdzielczych można przyjmować czasy wyłączania nie większe niż:

- » 5 s – w układzie TN,
- » 1 s – w układzie TT.

Zgodnie z normami PN-HD 60364-4-41:2017-09 [2] i PN-HD 60364-5-53:2016-02 [7], w układach TN i TT jako urządzenia wyłączające zasilanie w razie pojedynczego uszkodzenia można stosować zabezpieczenia nadprądowe (wyłączniki nadprądowe, bezpieczniki) lub zabezpieczenia różnicowoprądowe.

Na rysunku 1. przedstawiono przykładową uproszczoną instalację z fotowoltaicznymi źródłami energii. Przy doziemieniu pomiędzy przekształtnikiem a rozdzielnicą AC prąd do miejsca doziemienia płynie z dwóch stron – od przekształtnika ($I_{AC,p}$) i od sieci publicznej ($I_{AC,s}$). Urządzenie wyłączające (w analizowanym przypadku wyłącznik nadprądowy W2) powinno zapewniać wyłączenie zasilania przy doziemieniu na końcu obwodu, czyli na zaciskach AC przekształtnika (przepływ prądu $I_{AC,s}$). W przy-

Rodzaj ochrony	Środki ochrony przeciwporażeniowej	
	Strona DC	Strona AC
Ochrona podstawowa	– izolacja podstawowa, – osłony/przegrody lub obudowy	– izolacja podstawowa – osłony/przegrody lub obudowy
Ochrona przy uszkodzeniu	–	– samoczynne wyłączanie zasilania
	– izolacja podwójna lub wzmocniona (urządzenia klasy ochronności II)	– izolacja podwójna lub wzmocniona (urządzenia klasy ochronności II)
	– bardzo niskie napięcie SELV lub PELV	– bardzo niskie napięcie SELV lub PELV
	–	– separacja elektryczna jednego odbiornika

Tab. 1. Środki ochrony przeciwporażeniowej dopuszczalne w instalacjach fotowoltaicznych, zgodnie z PN-HD 60364-7-712:2016-05 [3]

Układ sieci	50 V < U _o ≤ 120 V		120 V < U _o ≤ 230 V		230 V < U _o ≤ 400 V		U _o > 400 V	
	AC	DC	AC	DC	AC	DC	AC	DC
TN	0,8	1)	0,4	1	0,2	0,4	0,1	0,1
TT	0,3	1)	0,2	0,4	0,07	0,2	0,04	0,1

1) Wyłączenie może być wymagane z innych powodów niż zagrożenie porażeniem, U_o – napięcie nominalne sieci względem ziemi

Tab. 2. Największe dopuszczalne czasy wyłączania zasilania (w sekundach) w instalacjach niskiego napięcia [2]

padku wyłączników instalacyjnych zadziałanie członu elektromagnetycznego i wyłączenie zasilania następuje poniżej 0,1 s. Jeżeli przekształtnik wcześniej nie został odłączony przez wewnętrzne zabezpieczenia, to po wykryciu braku napięcia w sieci (po zadziałaniu wyłącznika nadprądowego W2) zabezpieczenie przekształtnika od pracy wyspowej z pewnością go odłączy. Obwód ten można traktować jako rozdzielczy, a więc samoczynne wyłączanie zasilania w układzie TN powinno nastąpić w czasie do 5 s (a nie 0,4 s). W praktyce cała sekwencja zdarzeń powinna zająć wyraźnie mniej niż to dopuszczalne 5 s.

Stosowanie wyłączników różnicowoprądowych

W instalacjach fotowoltaicznych wyłączniki różnicowoprądowe nie są wymagane. Jeżeli wyłącznik taki jednak zastosowano, to zgodnie z normą [3]:

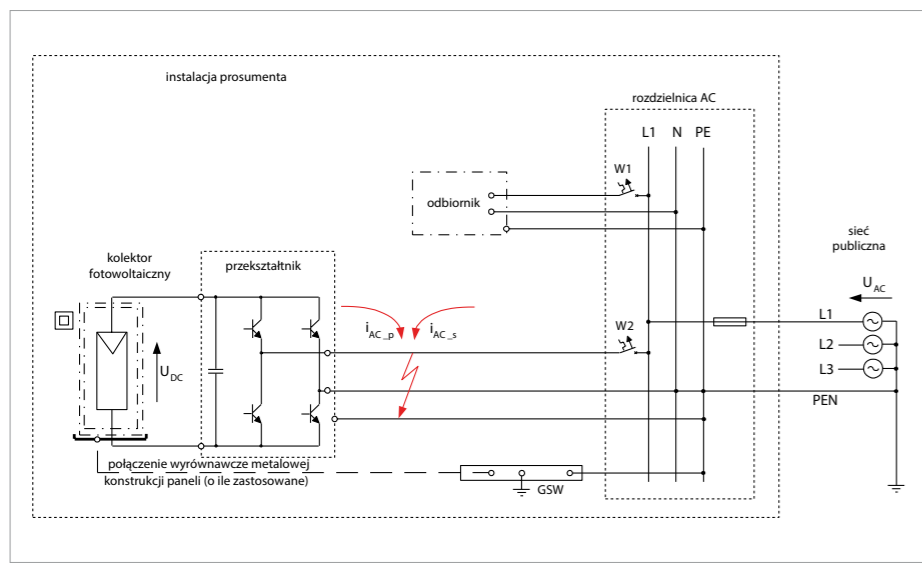
- » powinien być on typu B w przypadku braku separacji podstawowej pomiędzy stronami DC i AC (brak transformatora oddzielającego stronę DC od AC),
- » nie wymaga się typu B (zatem w rachubę wchodzi też wyłącznik różnicowoprądowy typu A lub typu F), gdy zastosowano separację podstawową między stronami DC i AC lub gdy producent przekształtnika podaje, że nie jest wymagany wyłącznik różnicowoprądowy typu B.

Wyżej wymienione typy wyłączników są wymagane z powodu możliwości pojawienia się w prądzie ziemnozwarciowym składowej stałej. Podział wyłączników różnicowoprądowych

ze względu na zdolność do wykrywania określonego kształtu prądu różnicowego jest następujący [8, 9]:

- » typ AC – wykrywa prąd różnicowy przemienności sinusoidalny (na ogół 50/60 Hz),
- » typ A – wykrywa prąd taki jak wyłączniki typu AC, a ponadto prąd pulsujący stały (prąd pulsujący stały – prąd o przebiegu pulsującym, który w każdym okresie odpowiadającym częstotliwości sieciowej przyjmuje wartość 0 albo wartość nie większą niż 6 mA prądu stałego w jednym pojedynczym przedziale czasu, odpowiadającym kątowi co najmniej 150° [8]),
- » typ F – wykrywa prądy takie jak wyłączniki typu A, a ponadto prąd pulsujący stały ze składową wygładzoną 10 mA oraz prąd przemienności zawierający harmoniczne (zasilanie jednofazowe),
- » typ B – wykrywa prąd różnicowy: przemienności sinusoidalny o częstotliwości do 1 kHz, prąd pulsujący stały, prąd stały o pomijalnym tętnieniu oraz prąd zawierający harmoniczne.

Należy przy tym zaznaczyć, że wyłącznik różnicowoprądowy, jeśli zastosowany, ma raczej pełnić funkcję urządzenia wyłączającego po stronie AC w ramach środka ochrony przy uszkodzeniu „samoczynne wyłączanie zasilania”, a nie jest stosowany jako ochrona uzupełniająca. W żadnej wersji normy PN-HD 60364-7-712 nie stawia się wymagań odnośnie do znamionowego prądu różnicowego zadziałania wyłącznika różnicowoprądowego w instalacji fotowoltaicznej pomiędzy przekształtnikiem a szynami rozdzielnicą AC z rysunku 1., np. w budynku



Rys. 1. Uproszczona instalacja ze źródłami fotowoltaicznymi, bez separacji podstawowej pomiędzy stronami DC i AC, gdzie: GSW – główna szyna wyrównawcza, W1, W2 – wyłączniki nadprądowe. Uszkodzenie izolacji pod stronie AC. Przepływ prądu doziemnego z obu stron miejsca doziemienia, gdzie: i_{AC_p} – składowa prądu doziemnego od strony przekształtnika, i_{AC_s} – składowa prądu doziemnego od strony sieci publicznej
rys. S. Czapp

mieszkalnym. Ze względu na naturalne prądy upływowe występujące w instalacji fotowoltaicznej wyłącznik różnicowoprądowy nie powinien mieć zbyt małego znamionowego prądu różnicowego zadziałania (np. 30 mA). Dlatego producenci niektórych przekształtników podają, że prąd ten nie powinien być mniejszy niż 100 mA czy nawet 300 mA. Decydując się na zastosowanie wyłącznika różnicowoprądowego w instalacji z przekształtnikami beztransformatorowymi (brak separacji galwanicznej), konieczne jest więc uwzględnienie wytycznych ich producentów, zarówno co do wartości znamionowego prądu różnicowego zadziałania, jak i typu wyzwania wyłącznika różnicowoprądowego (typ A czy typ B).

Obowiązek stosowania wyłączników różnicowoprądowych może wynikać z wymagań odrębnych norm, np. jeżeli instalacja fotowoltaiczna jest umieszczona w obiekcie podlegającym szczególnym wymaganiom w odniesieniu do ochrony przeciwporażeniowej i/lub przeciwpożarowej. Przykładem takich obiektów są gospodarstwa rolne i ogrodnictwo (poza częścią mieszkalną), dla których należy uwzględnić też wymagania normy PN-HD 60364-7-705:2007 [10]. Zgodnie z tą normą w gospodarstwach rolniczych i ogrodniczych do ochrony przez samoczynne wyłączenie zasilania należy zastosować wyłączniki różnicowoprądowe o następującym znamionowym prądzie różnicowym zadziałania:

- » $I_{\Delta n} \leq 30 \text{ mA}$ – w obwodach odbiorczych zasilających gniazda wtyczkowe o prądzie znamionowym nieprzekraczającym 32 A,

- » $I_{\Delta n} \leq 100 \text{ mA}$ – w obwodach odbiorczych zasilających gniazda wtyczkowe o prądzie znamionowym przekraczającym 32 A,
 - » $I_{\Delta n} \leq 300 \text{ mA}$ – w pozostałych obwodach.
- Zatem jeżeli instalacja fotowoltaiczna (źródła energii i przekształtnik) jest zintegrowana np. z budynkiem stodoły lub budynkiem mieszczącym zwierzęta gospodarskie, a ochrona przy uszkodzeniu polega na samoczynnym wyłączeniu zasilania (samoczynne wyłączenie zasilania po stronie AC, po stronie DC urządzenia klasy ochronności II), to obwód po stronie AC należy wyposażyć w wyłącznik różnicowoprądowy o $I_{\Delta n} \leq 300 \text{ mA}$. Takiego wyłącznika różnicowoprądowego wymaga się również ze względu na ochronę przed pożarem.

Wnioski

Instalacje fotowoltaiczne należą do instalacji specjalnych w rozumieniu normy PN-HD 60364. Z tego powodu dopuszcza się stosowanie tylko wybranych środków ochrony przeciwporażeniowej. Mimo że są to instalacje specjalne, nie ma konieczności stosowania w nich wyłączników różnicowoprądowych. Wyłączniki takie, w szczególności wysokoczułe, mogłyby spowodować zbędne wyłączenia instalacji fotowoltaicznych ze względu na naturalne prądy upływowe o dużej wartości.

Literatura

1. PN-EN 61140:2016-07 (wersja polska) *Ochrona przed porażeniem prądem elektrycznym. Wspólne aspekty instalacji i urządzeń.*

2. PN-HD 60364-4-41:2017-09 (wersja polska) *Instalacje elektryczne niskiego napięcia. Część 4-41: Ochrona dla zapewnienia bezpieczeństwa. Ochrona przed porażeniem elektrycznym.*
3. PN-HD 60364-7-712:2016-05 (wersja polska) *Instalacje elektryczne niskiego napięcia. Część 7-712: Wymagania dotyczące specjalnych instalacji lub lokalizacji. Fotowoltaiczne (PV) układy zasilania.*
4. PN-HD 60364-8-2:2019-01 (wersja polska) *Instalacje elektryczne niskiego napięcia. Część 8-2: Niskonapięciowe instalacje elektryczne prosumenta.*
5. PN-HD 60364-7-712:2007 (wersja polska) *Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych. Część 7-712: Wymagania dotyczące specjalnych instalacji lub lokalizacji. Fotowoltaiczne (PV) układy zasilania.*
6. IEC 60364-7-712:2017-04 *Low-voltage electrical installations. Part 7-712: Requirements for special installations or locations. Solar photovoltaic (PV) power supply systems.*
7. PN-HD 60364-5-53:2016-02 (wersja polska) *Instalacje elektryczne niskiego napięcia. Część 5-53: Dobór i montaż wyposażenia elektrycznego. Aparatura rozdzielcza i sterownicza.*
8. PN-EN 61008-1:2013-05 (wersja angielska) *Wyłączniki różnicowoprądowe bez wbudowanego zabezpieczenia nadprądowego do użytku domowego i podobnego (RCCB). Część 1: Postanowienia ogólne.*
9. PN-EN 62423:2013-06 (wersja polska) *Wyłączniki różnicowoprądowe typu F i typu B z wbudowanym zabezpieczeniem nadprądowym i bez wbudowanego zabezpieczenia nadprądowego do użytku domowego i podobnego.*
10. PN-HD 60364-7-705:2007 (wersja angielska) *Instalacje elektryczne niskiego napięcia. Część 7-705: Wymagania dotyczące specjalnych instalacji lub lokalizacji. Gospodarstwa rolne i ogrodnictwo.*

ABSTRACT

Principles of designing of protection against electric shock in low-voltage installations with PV sources of energy

Basic rules of protection against electric shock in low-voltage installations containing PV sources of energy are presented. The measures of protection against electric shock, acceptable in such installations, are listed. Special attention is paid to the problems of application of residual current devices in PV installations.

Keywords: low-voltage electrical installations, PV systems, protection against electric shock.

W naszej księgarni znajdziecie Państwo książki z dziedziny:



elektrotechnika
instalacje
budownictwo

- budownictwa
- chłodnictwa
- ciepłownictwa i ogrzewnictwa
- gazownictwa
- instalacji sanitarnych
- ochrony środowiska
- wentylacji i klimatyzacji
- instalacji elektrycznych
- informatyki
- oraz programy, słowniki, poradniki

ksiegarniatechniczna.com.pl

**Księgarnia Techniczna
Grupa MEDIUM**

ul. Karczewska 18

04-112 Warszawa

tel.: 22 810 21 24

faks 22 810 27 42

e-mail: eib@ksiegarniatechniczna.com.pl

www.ksiegarniatechniczna.com.pl

dr inż. Marta Żurek-Mortka – Sieć Badawcza Łukasiewicz – Instytut Technologii Eksploatacji w Radomiu,
dr hab. inż. Jerzy Szymański, prof. uczelni – Uniwersytet Technologiczno-Humanistyczny im. K. Pułaskiego w Radomiu

Współpraca stacji ładowania pojazdów elektrycznych z magazynem energii i instalacją fotowoltaiczną

Dostępność infrastruktury do ładowania baterii pojazdów elektrycznych (EV) jest jednym z kluczowych czynników pozwalających rozwiązać obawy związane z zasięgiem, a zatem jest niezbędna do ułatwienia krótko- i długoterminowej absorpcji pojazdów elektrycznych oraz zrównoważonego rozwoju przemysłu motoryzacyjnego. Szacuje się, że do końca 2019 r. na całym świecie zainstalowano 870 000 publicznych i 4 miliony prywatnych ładowarek, obsługujących 8,1 miliona używanych pojazdów elektrycznych [1]. Na podstawie najnowszej edycji raportu Polskiego Stowarzyszenia Paliw Alternatywnych „Polish EV Outlook 2021” w Polsce do 2025 r. będzie funkcjonować ok. 43 tys. ogólnodostępnych punktów ładowania oraz od 90 do 115 tys. niepublicznych punktów [2].

STRESZCZENIE

W artykule zostały omówione rodzaje przekształtników energoelektronicznych i ich przeznaczenie w pojazdach elektrycznych z uwzględnieniem możliwości wykorzystania baterii pojazdu jako zasobnika energii dla przydomowej elektrowni fotowoltaicznej. Przedstawiono model i badania przekształtnika DC/DC do dostarczania energii z sieci zasilania 3x400 V/50 Hz do baterii litowo-jonowej pojazdu w różnych wartościach napięć roboczych.

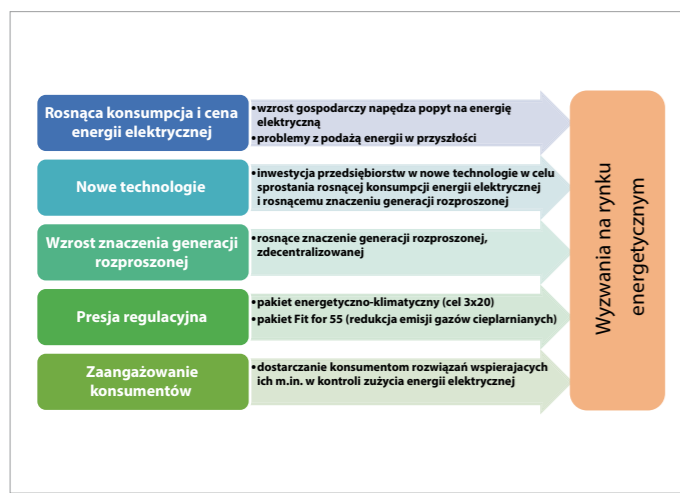
Słowa kluczowe: pojazdy elektryczne, przekształtniki w pokładowej ładowarce, ładowanie baterii, słoneczne elektrownie domowe, zasobniki energii.

to dom lub mieszkanie), są teraz trudniejsze do uzasadnienia dla konsumentów na całym świecie. Rządy w Europie i Chinach oferują różne pakiety stymulacyjne i dostosowują politykę, aby nie dopuścić do załamania się sprzedaży. Z drugiej strony, dostrzegalna jest zwiększająca się dynamika sprzedaży, ponieważ konsumenci stają się bardziej świadomi korzyści płynących z czystego powietrza w miastach. Jednak sprzedaż nadal opiera się głównie na polityce rządów, a do powszechnego przyjęcia pojazdu elektrycznego konieczne jest zminimalizowanie kosztów jego produkcji i eksploatacji czy zwiększenie wydajności ogniw litowo-jonowych, nie zapominając o dostosowaniu infrastruktury sieci elektroenergetycznej zasilanej energią ze źródeł odnawialnych.

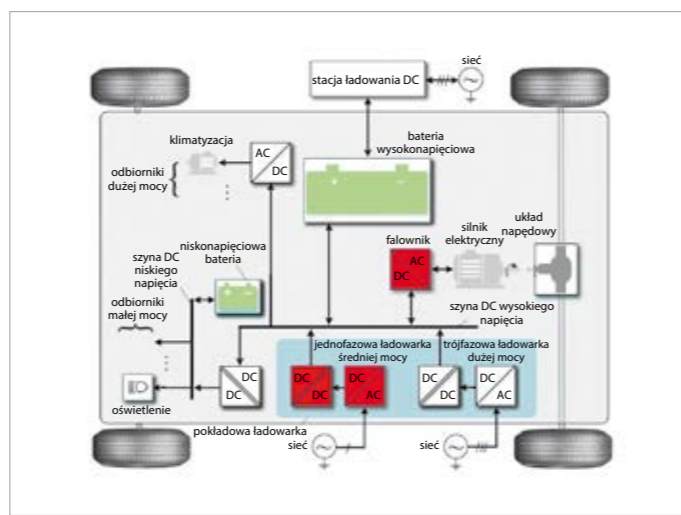
Zdecentralizowana struktura sieci elektroenergetycznej z odnawialnymi źródłami energii

Klasyczne systemy elektroenergetyczne XX wieku, w których energia elektryczna była wytwarzana w przeważającej mierze w centralnych elektrowniach i dostarczana do użytkowników za pomocą linii przesyłowych wysokiego napięcia oraz sieci dystrybucyjnych średniego i niskiego napięcia, jest niewystarczająca i wymaga modernizacji. Rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną jest jednym z współczesnych wyzwań dla rynku energii (rys. 1). Rozwijający się sektor odnawialnych źródeł energii uwydatnia kolejne problemy systemu energetycznego, m.in. stochastyczny charakter produkcji. Źródła te są dostępne okresowo i silnie

Na sprzedaż samochodów ma wpływ pandemia COVID-19: w obliczu niepewności gospodarczej i bezrobocia, zakupy samochodów, które są zazwyczaj drugim co do wielkości zakupem konsumenckim (pierwszy



Rys. 1. Wyzwania stojące przed rynkiem energetycznym
rys. M. Żurek-Mortka, J. Szymański



Rys. 2. Schemat instalacji elektrycznej w pojeździe elektrycznym [6]

zmienne w czasie, i uzależnione od warunków atmosferycznych. Kolejnym problemem jest podwyższanie napięcia sieci, z czym obecnie związany jest montaż przez prosumentów instalacji fotowoltaicznych o mocy do 100% wartości mocy przyłączeniowej. Taka sytuacja może spowodować przekroczenie wartości granicznych zadanych parametrów i wyłączenie falownika lub transformatora SN/nn przez zabezpieczenie lub wystąpienie uszkodzeń urządzeń przyłączonych do ww. sieci, przez co zakład energetyczny może zostać zobowiązany do naprawy szkód lub pokrycia kosztów ich likwidacji. Podobna sytuacja nastąpi, gdy konwencjonalne źródła wytwórcze przyjmą obniżoną wartość produkcji ze względu na przewidywaną produkcję energii z systemów fotowoltaicznych i elektrowni wiatrowych – wystąpienie jej niedoboru powoduje spadek napięcia w sieci i zanik zasilania. Aby zaradzić występowaniu fluktuacji prowadzących do destabilizacji całego systemu elektroenergetycznego stosuje się magazyny energii oraz inteligentne sieci (*smart grid*). Stosowanie tego rozwiązania w przyszłości jest pewne i niezbędne głównie w związku z rozwojem elektromobilności, ponieważ ładowanie pojazdów elektrycznych czy maszyn roboczych wiąże się z przekazywaniem dużej energii w krótkim czasie, co również wpływa niekorzystnie w dużym stopniu na system dystrybucji energii. Z kolei skoncentrowanie generacji rozproszonej w jeden, logicznie połączony system, zwiększy efektywność techniczną i ekonomiczną wytwarzania energii elektrycznej. Generacja rozproszona, położona w bezpośrednim sąsiedztwie odbiorców energii, może wykorzystywać i łączyć ze sobą lokalne zasoby paliw, w tym biopaliw i energii ze źródeł odnawialnych, oraz zasobniki energii elektrycznej (zbiorniki wodne, akumulatory), które sterowane są zdalnie za pomocą rozbudowanego systemu informatycznego.

Floty pojazdów elektrycznych, takie jak autobusy i ciężarówki, wymagają zróżnicowanych rozwiązań infrastruktury ładowania niż w przypadku floty elektrycznych samochodów osobowych – od przygotowania trójfazowej mocy do punktów wymiany zestawów akumulatorów (ang. *battery swapping*). Chociaż ładowanie akumulatorów floty pojazdów elektrycznych stanowi około 3% całkowitej wielkości infrastruktury ładowania, stanowi to ponad 20% całkowitej wartości rynkowej ze względu na dodatkowe koszty związane z wymaganiami dotyczącymi dużej mocy [3].

Zapotrzebowanie na magazynowanie energii

Magazynowanie energii jest istotnym aspektem umożliwiającym trwającą elektryfikację sektorów o wysokiej emisji dwutlenku węgla (przemysł motoryzacyjny, elektrownie, ciepłownie oraz ciepłownie). Rozwój w zakresie magazynowania energii jest napędzany przez zwiększone wykorzystanie pojazdów elektrycznych i bilansowanie sieci OZE w celu dostarczenia energii w okresach niskiej produkcji energii z elektrowni słonecznych i wiatrowych.

Energooszczędne technologie akumulatorów m.in. litowo-jonowych, stworzyły nowe możliwości wykorzystania ich w przenośnych urządzeniach elektronicznych, mobilności elektrycznej czy stacjonarnego przechowywania. Prognozuje się, że zapotrzebowanie na akumulatory litowo-jonowe wyniesie ponad 2500 GWh dla samych pojazdów elektrycznych [4]. Jednak upowszechnienie akumulatorów litowo-jonowych nie jest pozbawione kosztów – nadal stwarzają problemy zarówno technologiczne, jak i środowiskowe, które powoli są eliminowane poprzez zmiany w projektowaniu akumulatorów. Na przykład zastosowanie architektury napięcia 800V w pojeździe elektrycznym zostało przyjęte przez wielu producentów OEM [4], ze względu na możliwość szybkiego ładowania i bardziej wydajnej pracy akumulatora. Jednak nadal niezbędna jest infrastruktura ładowania, aby w pełni to wykorzystać, ponieważ akumulator będzie musiał pobierać zwiększone moce szybkiego ładowania. Co za tym idzie, istotne będzie zapewnienie wzmocnionej izolacji elektrycznej zestawu akumulatorów.

Innowacje technologiczne w falownikach i silnikach, takie jak przejście na tranzystory MOSFET z węgla krzemu i architektury napięcia 800V, mają do odegrania ważną rolę w kwestii paritetu cenowego i zróżnicowania produktów w miarę dojrzewania rynku, z możliwością zwiększenia zasięgu do 10% bez ingerencji w strukturę akumulatora, a także umożliwić ultraszybkie ładowanie, np. mocą 350 kW dc [1].

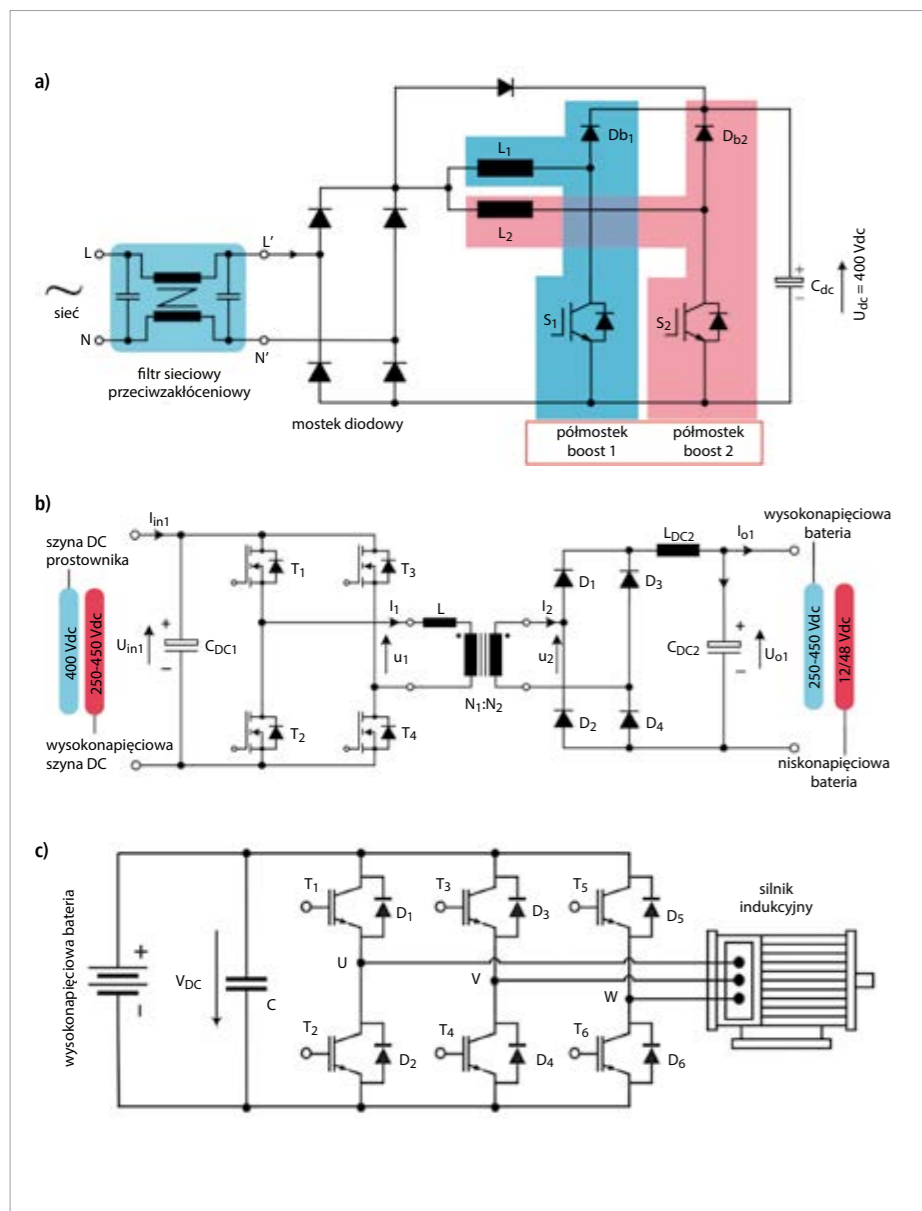
Badane są również projekty akumulatorów typu cell-to-pack (CTP) [3], [5]. W tym przypadku zwiększona wydajność pakietów ogniw może wspomóc ograniczenie redukcji gęstości energii wynikającej ze struktury katod baterii LFP (elektroda dodatnia jest litowo-żelazowo-fosforanowa (LiFePO₄), a elektroda ujemna grafitowa) [4]. Istnieje wyraźny trend w kierunku materiałów katodowych o wyższej zawartości niklu NMC i NCA, aby poprawić gęstość energii akumulatorów

litowo-jonowych (w rezultacie także zasięgu pojazdów elektrycznych), ale jednak mogą nie być powszechnie stosowane ze względu na politykę zrównoważonego rozwoju dla surowców pierwotnych. Przedsiębiorstwa, takie jak BYD, CATL, Tesla i Stellantis ogłaszają zamiar stosowania katod LFP (bądź LMFP jak w przypadku Stellantis) w połączeniu z projektami akumulatorów CTP [5]. Dość ważną kwestią pozostaje modularność, ponieważ większość producentów zestawów baterii w Europie i Ameryce Północnej oferuje rozwiązania modułowe. Dodatkowa redundancja i możliwość naprawy akumulatorów nabierają większego znaczenia w sektorach komercyjnych, podczas gdy ich modułowa konstrukcja umożliwi również producentom zestawów baterii łatwiejszą obsługę. Poza tym, istotnymi kwestiami są konstrukcja ogniwa (cell) i współczynnik kształtu, elektrolity stałe, wybór materiałów anodowych, materiałów termoprzewodzących czy systemów zarządzania zestawami baterijnymi, które stanowią część ekosystemu projektowania akumulatorów z licznymi możliwościami poprawy wydajności, kosztów i bezpieczeństwa akumulatorów i pojazdów elektrycznych.

Topologie ładowarki pokładowej i stacjonarnej

W celu wyjaśnienia udziału energoelektroniki w systemie zasilania pojazdu elektrycznego energią elektryczną, omówiono przekształtniki energoelektroniczne stosowane w pojeździe elektrycznym. **Rysunek 2.** przedstawia schemat blokowy typowej architektury systemu zasilania elektrycznego w pojeździe elektrycznym. W tym przypadku wysokie napięcie szyny dc mieści się zwykle w zakresie 250–450V dc w zależności od wykorzystywanego napięcia baterii wysokonapięciowej, a szyna dc niskiego napięcia ma wartość znamionową 12/48V dc. Ładowarka pokładowa jest istotną częścią pojazdu oraz pełni dwie główne role: ładowanie baterii przez główną sieć energetyczną oraz zapewnia korektę współczynnika mocy cos φ (PFC) blisko 0,99, przy niskim poziomie zakłóceń powodowanych harmonicznymi [6].

Moc ładowania baterii zależy od mocy dostępnej w sieci elektroenergetycznej, do której przyłączone jest stanowisko ładowania. Jednofazowa ładowarka pokładowa może mieć moc do 19,2 kW. Jednak bardziej odpowiednie jest zastosowanie trójfazowej ładowarki dla poziomów mocy powyżej 7,4 kW ze względu na liczbę komponentów i obciążenie prądowe sieci elektroenergetycznej. Większość pojazdów



Rys. 3. Schemat blokowy przekształtników ładowarki pokładowej i DC/DC: a) jednofazowa AC/DC w topologii PFC, b) izolowany przekształtnik DC/DC z jednokierunkową konfiguracją PSFB, c) półmostkowy falownik trójfazowy do napędu silnika prądu przemiennego (napęd główny pojazdu EV) rys. M. Żurek-Mortka, J. Szymański

elektrycznych na całym świecie wykorzystuje obecnie pokładową ładowarkę jednofazową w zakresie mocy od 6,6 do 7,4 kW [6].

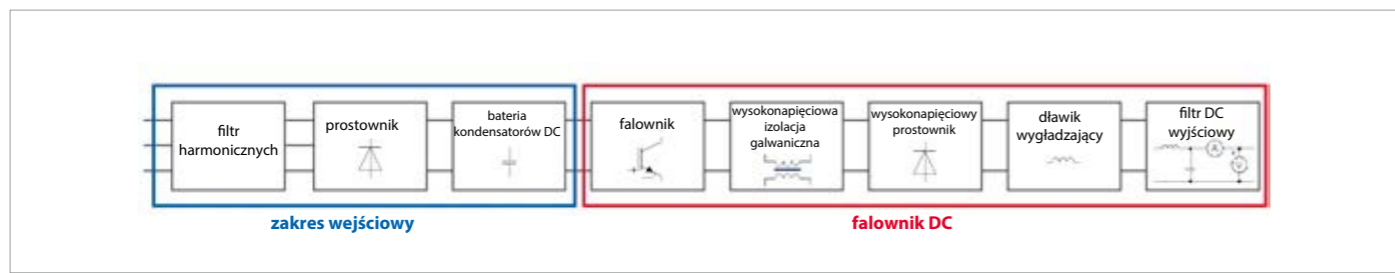
Rysunek 3a przedstawia najpopularniejszą jednofazową topologię ładowarki pokładowej (ang. *interleaved boost with power factor correction*). Choć ta topologia charakteryzuje się

większą wydajnością i mocą w porównaniu z pojedynczym półmostkiem boost, to wymaga większej liczby komponentów, co może prowadzić do obniżonej niezawodności. Ponieważ każdy stopień wzmacniający (półmostek boost) jest zaprojektowany do obsługi połowy mocy znamionowej, może on zapewnić redundancję

systemu, jeśli jeden stopień wzmacniająca ulegnie awarii. Dzięki temu ładowarka może kontynuować ładowanie baterii „wysokonapięciowej” połową swojej mocy znamionowej. Obecnie trwają prace badawczo-rozwojowe nad bardziej zaawansowanymi topologiami, takimi jak totem-pole IBW PFC z urządzeniami o szerokim paśmie wzbronionym (WBG – ang. *wide band-gap*), w celu dalszej poprawy wydajności i gęstości mocy ładowarki pokładowej. Trend zmierza w kierunku ładowania dwukierunkowego, w którym pojazd elektryczny/hybrydowy może wspierać sieć energetyczną, dostarczając energię akumulatora z powrotem do sieci.

Rysunek 3b przedstawia topologię przekształtnika dc/dc z izolacją galwaniczną i jest ona często stosowana w pojazdach elektrycznych. Dla zapewnienia separacji galwanicznej jest tu wykorzystywany jednofazowy wysokoczęstotliwościowy transformator separecyjny. Przekształtnik dc/dc jest stosowany w dwóch etapach. Pierwszym z nich jest ładowanie akumulatora z prostownika. Na tym etapie przekształtnik dc/dc powinien dostarczać napięcie do szyny (mikrosieci) wysokiego napięcia dc (np. typowo 250–450 V dc). Drugi przekształtnik dc/dc, oparty na tej samej topologii, jest przystosowany do zasilania napięciem szyny niskonapięciowej dc, która może mieć napięcie 12 lub 48 V dc w zależności od rodzaju baterii niskonapięciowej pojazdu (**rys. 2.**). Ze względu na wymagania bezpieczeństwa przekształtnik dc/dc powinien izolować sieć energetyczną od wysokonapięciowej mikrosieci dc oraz z kolei tę mikrosieć dc od niskonapięciowej mikrosieci dc.

Przekształtnik pełnomostkowy dc/ac z transformatorem separecyjnym, może wykorzystywać sieć rezonansową dla zapewnienia bezstratnego przełączania tranzystorów MOSFET, np. przełączania w zerze napięcia ZVC (ang. *zero voltage switching*), opartej na szeregowym przetworniku rezonansowym SRC, (ang. *series resonant circuit*). Alternatywną metodą jest zastosowanie indukcyjności rozproszenia transformatora (może być wymagana dodatkowa indukcyjność), która jest znana jako przekształtnik



Rys. 4. Schemat stacji ładowania DC [7]

z pełnomostkowy z przesunięciem fazowym (PSFB – ang. *phase shift full bridge converter*) [6].

Na **rysunku 3c** przedstawiono falownik napięciowy do zasilania silnika pojazdu elektrycznego. Falownik, poprzez zastosowanie metody szerokości impulsów (MSI lub z ang. PWM – *Pulse Width Modulation*) do kształtowania trójfazowego napięcia wyjściowego, steruje prędkością obrotową silnika zapewniając odpowiednią częstotliwość napięcia i momentem napędowym silnika poprzez zadawanie odpowiedniej wartości skutecznej napięcia zasilania silnika. Moc bierna silnika indukcyjnego pojazdu krąży tutaj pomiędzy silnikiem i baterią kondensatorów umieszczonych na zasilaniu dc falownika. W przewodzeniu prądu biernego uczestniczą diody zwrotne dołączone przeciwnolegle z tranzystorami IGBT (ang. *insulated gate bipolar transistor*) falownika.

Falownik z transformatorem separecyjnym i prostownikiem wysokoczęstotliwościowym

Rysunek 4. przedstawia ogólny schemat stacji szybkiego ładowania, która zwykle pracuje w trybie ładowania 4 z obudową przyłączeniową „C” zgodnie z normą IEC 61851-1 (VDE0122-1). Oznacza to, że kabel i wtyczka pojazdu są zamocowane na stałe w stacji ładującej. Stacja ładowania dc spełnia specyfikację CHAdeMO, a także spełnia wymagania bezpieczeństwa CE.

Podstawowym elementem stacji szybkiego ładowania jest ładowarka dc z nowoczesną energoelektroniką, w której można ustawić napięcie ładowania. Tranzystory IGBT przełączające się z częstotliwością 20 kHz działają prawie bezgłośnie, ponieważ ich częstotliwość robocza wykracza poza zakres, który większość ludzi jest w stanie usłyszeć. Wysokiej jakości filtry dcpo stronie wyjściowej ładowarki zapewniają tłumienie szczytkowych wartości składowych prądów w napięciu wyprostowanym. Izolacja elektryczna zapewnia bezpieczną izolację pomiędzy siecią zasilającą a napięciem ładowania dc. Dodatkowo obwód ładowania dc jest zwykle wyposażony w urządzenie monitorujące izolację. Z technicznego punktu widzenia dławik wygładzający i obwód filtra prądu stałego zapewniają redukcję napięć zakłócających, które obciążają akumulator pojazdu i mogą powodować przyspieszone jego starzenie się [7].

Przykładowy model przekształtnika dc/dc z separecją galwaniczną w celu izolacji sieci zasilania od stałonapięciowej mikrosieci napięcia wysokiego lub niskiego pojazdu elektrycznego przedstawia **rysunek 5.**

Rysunek 5a przedstawia model obwodu mocy przekształtnika dc/dc z wykorzystaniem falownika i transformatora separecyjnego wraz z grafem stanów sterowania jednobiegunowego falownika. Falownik pełnomostkowy jest tu zasilany z prostownika trójfazowego dołączonego do sieci napięcia przemiennego 3×400 V/50 Hz, dlatego jest on zasilany napięciem stałym $E_2 = 560$ V. Napięcie zasilania falownika E_2 po pośrednim przekształceniu na jednofazowe napięcie przemiennie o częstotliwości 2 kHz jest transformowane na stronę wtórną transformatora separecyjnego i następnie jest ono prostowane diodą D6 (**rys. 5b**). Napięcie na obciążeniu R3 musi mieć wartość zależną od przekładni transformatora i współczynnika gładkości modulacji M i wynosi $V_{M5} = 400$ VDC. Współczynnik modulacji w danym przypadku wynosi 1 (**rys. 5c**).

Współpraca stacji ładowania pojazdów elektrycznych z instalacją fotowoltaiczną i magazynem energii

W cyklu 24-godzinny system fotowoltaiczny (PV) generuje pewną ilość energii E_{PV} – **rys. 6**. Część tej energii trafia do sieci. Nadmiarowa energia uzyskana z systemu fotowoltaicznego jest wykorzystywana do ładowania magazynu energii E_{ES}^{CH} (ES – ang. *energy storage*), zamiast jej ograniczania, gdy moc wyjściowa systemu PV jest wysoka w ciągu dnia. Ta zmagazynowana energia jest następnie odprowadzana do sieci E_{ES}^{DISCH} , gdy moc wyjściowa systemu PV jest mała lub zerowa w nocy. Systemy PV i ES są umieszczone w tym samym miejscu, aby uniknąć strat energii w sieci podczas ładowania jednostki ES. Uogólniając, równanie bilansu całkowitej mocy wyjściowej głównych składowych można opisać jako model mocy. Wyrażenie to przedstawia moc OZE w okresie, np. 1 roku.

$$\int_0^T p_{PV}(t) dt = \sum_{i=1}^n \int_0^T p_i(t) dt + \int_0^T p_{ES}(t) dt \quad (1)$$

gdzie:

$T = 1$ rok,

i – liczba punktów ładowania akumulatorów pojazdów EV,

$p_{PV}(t)$ – moc elektrowni fotowoltaicznej,

$p_{II}(t)$ – moc stacji ładowania EV,

$p_{ES}(t)$ – moc magazynu energii.

Rysunek 7. przedstawia kwartalną produkcję energii przez dachową elektrownię fotowoltaiczną o mocy 6 kW_p w słoneczne dni, gdzie maksymalne nasłonecznienie latem wynosi około 1 kW/m² przy 16 godzinach na dobę

i zimą 0,1 kW/m² przy 8 godzinach słonecznych na dobę. Uwzględnione jest magazynowanie energii i dostarczenie jej do odbiorów podłączonych do mikrosieci prądu stałego lub do sieci prądu przemiennego. Roczna produkcja energii w elektrowni fotowoltaicznej wynosi około 6 MWh (w polskich realiach koszt takiej instalacji wynosi ok. 1000 USD/1 kW_p). Dzięki tej małej elektrowni fotowoltaicznej, we wskazanym okresie (od 2018 roku) udało się zredukować ponad 22 ton dwutlenku węgla, co znajduje odzwierciedlenie również w obsadzeniu ok. 260 drzew. Zakładając, że np. małe przedsiębiorstwo posiada 1 samochód elektryczny, który zużywa maks. 20 kWh/100 km (np. Ford E-Transit) i ma roczny przebieg maks. 30 000 km, dana elektrownia słoneczna jest w stanie zaspokoić zapotrzebowanie na energię do ładowania tego pojazdu. Podobne założenia można przyjąć i skalować w zależności od floty pojazdów elektrycznych w przedsiębiorstwie, profilu zużycia energii elektrycznej czy rodzaju działalności przedsiębiorstwa (usługi, produkcja itp.).

Minimalna energia E_{minPVr} powinna być dostarczana przez OZE w ciągu roku do ładowania akumulatorów pojazdów elektrycznych i nie powinna być mniejsza niż energia wymagana dla stacji ładowania E_{lr} , co przedstawia wyrażenie (2):

$$E_{minPVr} \geq E_{lr} \quad (2)$$

Pojazdy elektryczne są integralną częścią takiej mikrosieci, w której mogą pełnić funkcję zarówno odbiorców, jak i źródeł energii. Praca systemu jest kontrolowana przez system zarządzania, który realizuje funkcje monitorowania, diagnostyki i sterowania pracą mikrosieci. Funkcją docelową może być minimalizacja kosztów, a dzięki możliwości magazynowania możliwa jest długoterminowa optymalizacja. Dzięki prognozowaniu operator mikrosieci może zarządzać przepływem energii elektrycznej, maksymalizując zyski.

Podsumowanie

Elektroniczne układy sterowania mocą stanowią kluczową technologię w pojazdach elektrycznych, a w energoelektronice pierwszym warunkiem ewolucji jest rozwój komponentów. Artykuł przedstawia przegląd wybranych topologii przekształtników energoelektronicznych stosowanych w pojazdach elektrycznych oraz opis kluczowych komponentów systemu zasilania stacji EV, tj. elektrowni słonecznej i magazynu energii, współpracujących ze stacją ład-

ABSTRACT
Cooperation of electric vehicle charging stations with an energy storage and a photovoltaic installation

The types of power electronic converters and their purpose in electric vehicles have been discussed taking into account the possibility of using the vehicle's battery as energy storage for a home PV power plant. The paper presents a model and tests of a DC/DC converter for supplying energy from a 3x400 V/50 Hz power grid to a vehicle's Li-ion battery at various operating voltages of this battery.

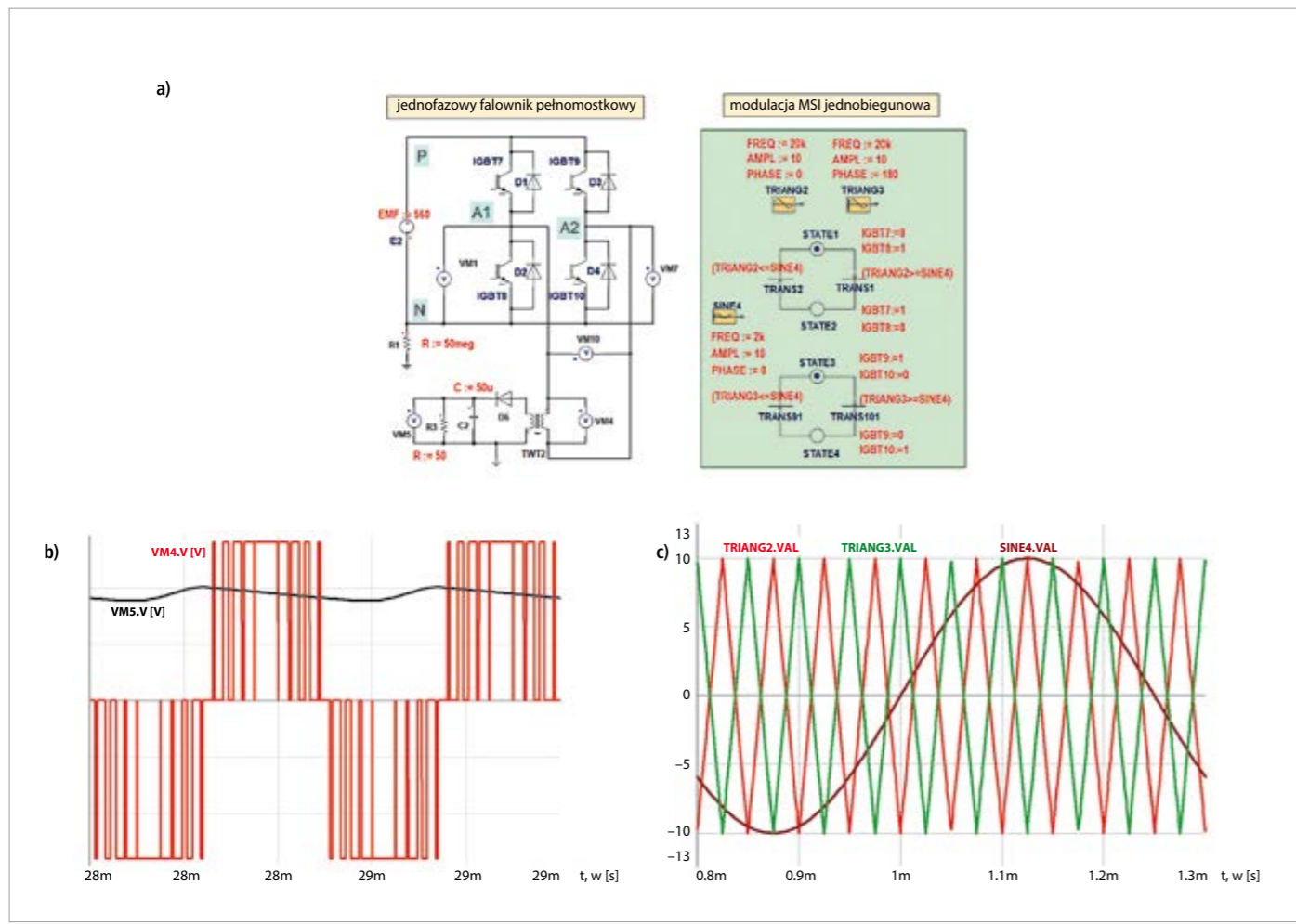
Keywords: electric vehicles, on-board converter, battery charging, solar domestic power plants, energy storage.

go ładowania są bardziej atrakcyjną i wydajną opcją dla stacji ładowania. Mikro sieci zawierające odnawialne źródła energii są wykorzystywane w odległych obszarach na całym świecie. Jednak przerywana energia może powodować duże wahania częstotliwości w mikro sieci. Aby temu zapobiec, prowadzone są nadal badania, m.in. nad strategiami sterowania mikro siecią prądu stałego obejmującą stację szybkiego ładowania pojazdów elektrycznych i jednostki generacji rozproszonej w celu zbadania wpływu na sieć oraz ich potencjalnego wkładu w pracę całego systemu w przypadku uwzględnienia technologii pojazd-do-sieci (V2G). Duży wybór urządzeń do ładowania baterii EV pod względem ich realizacji technicznej nie pozwala na prognozowanie zakłóceń w sieci, więc nie istnieje dotychczas ogólne rozwiązanie problemu polegające np. na pasywnym/aktywnym filtrowaniu generowanych składowych harmonicznych. Odpowiednio zaprojektowany i zrealizowany musi być cały łańcuch związany z montażem stacji ładowania: od analizy potrzeb i projektu

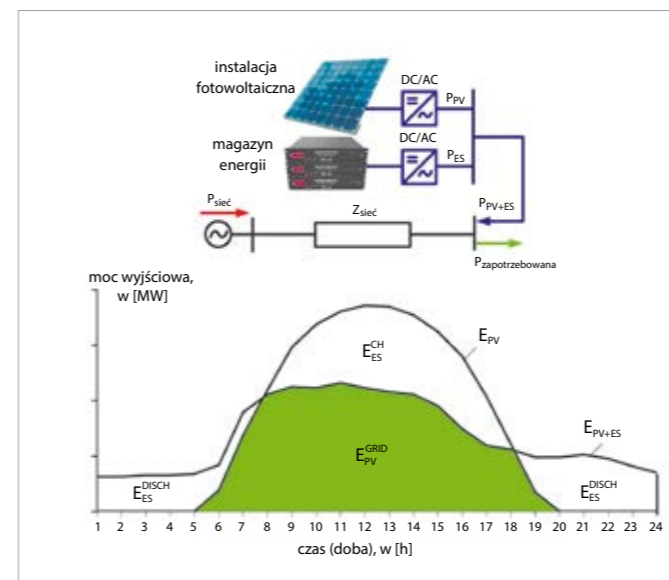
instalacji elektrycznej, przez jej zbudowanie, po zakup odpowiedniej ładowarki, jej instalację i integracją z aplikacją do rozliczeń i monitoringu technicznego oraz z mikro siecią z OZE i magazynem energii. Rozwiązanie zasilania stacji ładowania EV źródłami OZE i wspomagającym jej zasilenie magazynem energii może być szansą na szybki rozwój infrastruktury do ładowania, szczególnie w miejscach, gdzie tradycyjne wykonanie będzie trudne i nie będzie uzasadnione ekonomiczne.

I Literatura

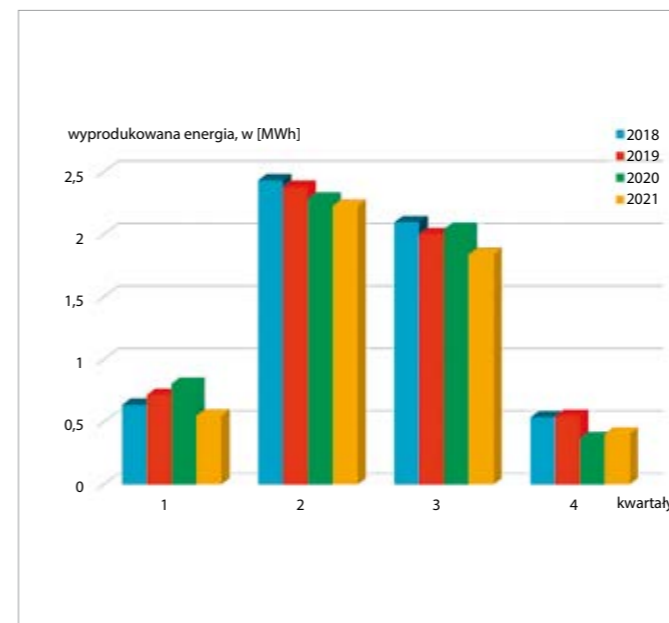
1. Charging Infrastructure for Electric Vehicles and Fleets 2021-2031, IDTechEx Research Report, <https://www.idtechex.com/en/research-report/charging-infrastructure-for-electric-vehicles-and-fleets-2021-2031/775>.
2. <https://pspa.com.pl/2021/informacja/blisko-50-tys-ogolnodostepnych-punktow-ladowania-w-polsce-do-2025-r/>.
3. Lithium-ion Batteries for Electric Vehicles 2021-2031, IDTechEx Research Report, <https://www.idtechex.com/en/research-report/lithium-ion-batteries-for-electric-vehicles-2021-2031/814>.



Rys. 5. Model pokładowego przekaźnika DC/DC (rys. 2.) pojazdu elektrycznego: a) falownik pełnomostkowy z transformatorem i prostownikiem wysokoczęstotliwościowym oraz graf stanów sterowania jednobiegunowego MSI falownika, b) napięcie zasilania strony pierwotnej separującego transformatora ferrytowego o częstotliwości 2 kHz (VM4) oraz napięcie wyprostowane 400V (VM5), c) napięcia sterujące falownikiem MSI z rysunku 5a i uwzględnione w grafie stanów z rysunku 5b
rys. M. Żurek-Mortka, J. Szymański



Rys. 6. Zasilanie hybrydowe stacji ładowania z wykorzystaniem elektrowni słonecznej PV i magazynu energii ES: schemat połączeń oraz zapotrzebowanie dobowe na energię odnawialną z magazynu energii i instalacji fotowoltaicznej
rys. M. Żurek-Mortka, J. Szymański



Rys. 7. Kwartalna produkcja energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznej o mocy 6 kW_p (dane rzeczywiste) rys. M. Żurek-Mortka, J. Szymański

- www.idtechex.com/en/research-report/lithium-ion-batteries-for-electric-vehicles-2021-2031/814.
4. Materials for Electric Vehicle Battery Cells and Packs 2021-2031, IDTechEx Research Report, <https://www.idtechex.com/en/research-report/materials-for-electric-vehicle-battery-cells-and-packs-2021-2031/796>.
 5. <https://www.idtechex.com/en/research-article/many-trends-to-track-for-li-ion-batteries-in-electric-vehicles/24503>.
 6. Blaabjerg, H. Wang, I. Vernica, B. Liu, P. Davari, Reliability of Power Electronic Systems for EV/HEV Applications, Proceedings of the IEEE (Volume: 109, Issue: 6, June 2021), DOI: 10.1109/JPROC.2020.3031041
 7. Technical Series Edition 9, Electrical infrastructure for e-car charging stations. Siemens, www.siemens.com/tip-cs.



Profesjonalne szkolenia dla elektryków online!

„Podstawy projektowania przydomowych systemów fotowoltaicznych”

Dostępne od ręki o każdej porze i bez względu na to, gdzie jesteś!

www.kursy.elektro.info.pl

Rozwiązania fotowoltaiczne Weidmüller: najwyższa jakość i bezpieczeństwo

Wśród wielu produktów do systemów fotowoltaicznych, oferowanych przez firmę Weidmüller, przedstawiamy dwa innowacyjne rozwiązania, dzięki którym instalacja PV będzie działać efektywnie przez długie lata.

PV Next – rozdzielnice nowej generacji

Istotną częścią każdej instalacji fotowoltaicznej jest rozdzielnica, która służy do łączenia kilku stringów oraz ochrony przed przepięciami, ale ma też inne funkcje. Co wyróżnia rozdzielnicę PV Next?

Mają one konstrukcję modułową, aby umożliwić jak największą liczbę wariantów przy jak najmniejszej liczbie produktów końcowych, np. jeśli instalacja PV wymaga wersji z jednym wejściem i jednym wyjściem, można użyć rozdzielnic z 3 wejściami i 3 wyjściami. Zapewnia to wysoką dostępność magazynową, elastyczność użytkowania i optymalizację kosztów.

PV Next to pierwsza na świecie koncepcja rozdzielnic fotowoltaicznych oparta na znormalizowanej konstrukcji płytki drukowanej. Jednym z istotnych aspektów koncepcji modułowej jest użycie bardzo ograniczonej liczby płytek drukowanych lub PCB. Logika jest prosta: jedna płytka drukowana potrzebna jest do 1 MPP. Tak więc jeśli falownik ma 3 MPP, wymagany jest sumator PV Next z 3 płytkami PCB. Dodatkowo istnieje zoptymalizowane rozwiązanie z 2 MPP na jednej płycie drukowanej.

Zaletą rozdzielnic PV Next jest też zmniejszenie o 25% wykorzystanie takich materiałów jak miedź i tworzywa sztuczne, a ich wygląd umożliwia łatwą, szybką i bezpieczną instalację. Zin-



Rozdzielnice PV Next chronią system fotowoltaiczny przed przepięciami i zwarciami, a także zapewniają opcję łączenia stringów

tegowana technologia PUSH IN zmniejsza też czas instalacji i ryzyko błędów oraz ich konsekwencji. Wszystkie instalacje fotowoltaiczne montowane na budynkach na terenie Unii Europejskiej muszą być zabezpieczone przed przepięciami po stronie DC – w zależności od rodzaju instalacji, wymagana jest ochrona przeciwprzepięciowa typu II lub typu I+II. Portfolio rozdzielnic PV Next oferuje odpowiednie rozwiązanie dla obu typów. W ofercie Weidmüller jest wiele różnych wariantów PV Next przeznaczonych do budynków komercyjnych i mieszkalnych.

Przełącznik PV Next Fireman do bezpiecznego zdalnego wyłączenia

Dachowe systemy fotowoltaiczne wymagają urządzenia odłączającego w pobliżu modułów fotowoltaicznych, które jest podłączone do źródła zasilania w domu. Przepływ prądu z modułów fotowoltaicznych zostaje przerwany w momencie wyłączenia zasilania wewnątrz



Przełącznik PV Next Fireman Switch z ochroną przeciwprzepięciową

lub na zewnątrz domu – dzięki temu straż pożarna może przeprowadzić akcję gaśniczą bez narażania się na niebezpieczeństwo.

WARTO WIEDZIEĆ

Najważniejsze cechy przełącznika PV Next Fireman Switch:

- » automatyczne (zdalne) odłączanie modułów fotowoltaicznych od sieci w przypadku pożaru,
- » efektywne łączenie ciągów fotowoltaicznych – oszczędność kabli do 50%,
- » prosta, kompaktowa konstrukcja, zajmująca niewiele miejsca,
- » dodatkowa funkcja: ochrona przeciwprzepięciowa – w wybranych wariantach.

W takiej sytuacji doskonale sprawdza się przełącznik PV Next Fireman Switch, który łączy ciągi fotowoltaiczne i może je automatycznie rozłączyć w przypadku pożaru, a po przywróceniu zasilania przełącznik automatycznie ponownie łączy ciągi fotowoltaiczne. Dzięki takiemu roz-

wiązaniu ekipa gaśnicza może bezpiecznie pracować, a pożar można ugasić szybciej. W odróżnieniu od innych rozwiązań, pobór prądu następuje jedynie podczas przełączania. Dodatkowo zaletą przełącznika jest to, że zajmuje bardzo mało miejsca.

PV Next Fireman Switch występuje w dwóch wersjach: z ochroną przeciwprzepięciową i bez takiej ochrony.

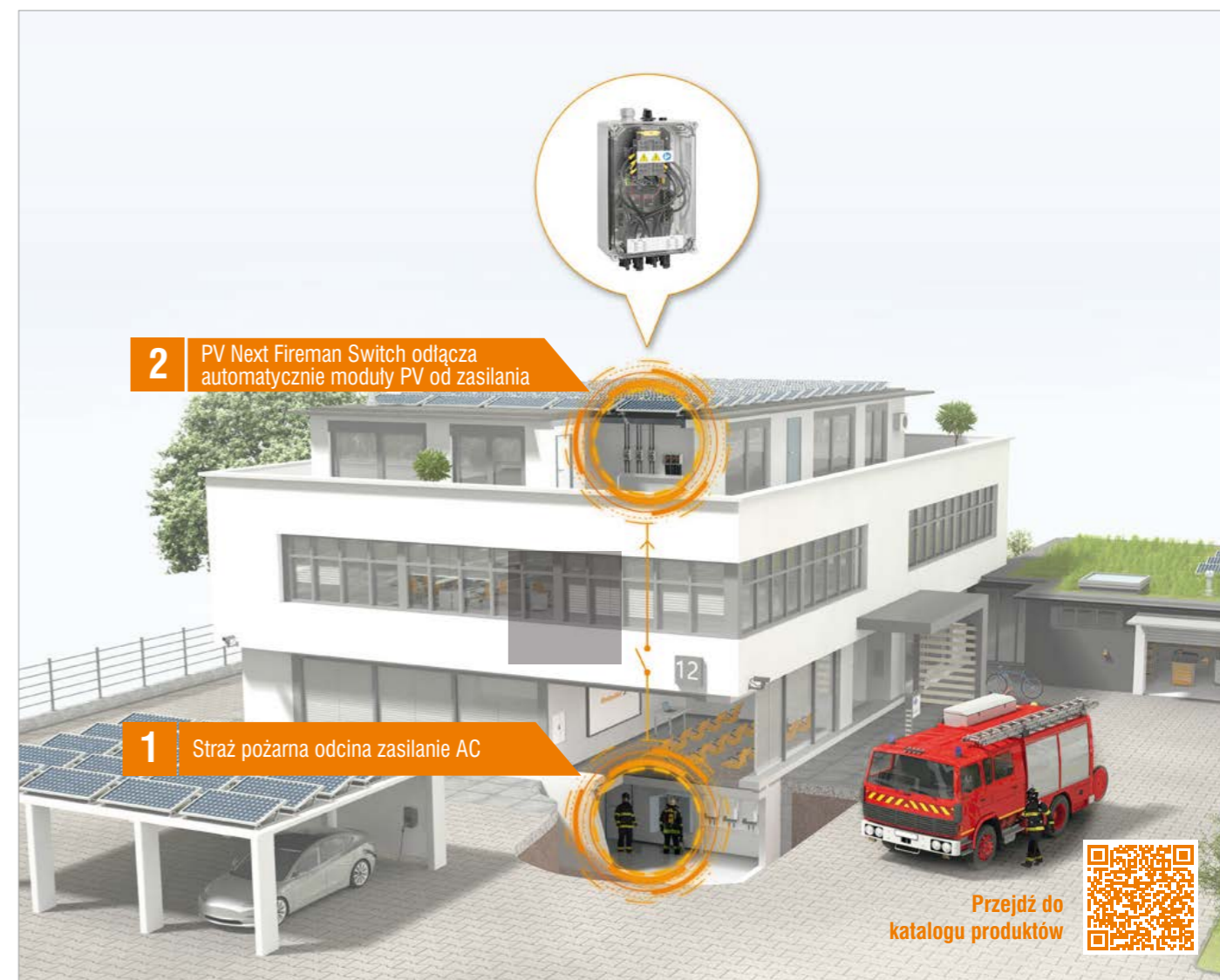
Weidmüller

Weidmüller Sp. z o.o.
00-876 Warszawa, ul. Ogrodowa 58
tel. 22 510 09 40, faks 22 510 09 41
biuro@weidmuller.com
www.weidmuller.pl

WARTO WIEDZIEĆ

Inne ważne cechy i funkcje rozdzielnic PV Next:

- » **uziemiające funkcjonalne** gwarantuje prawidłowe funkcjonowanie i bezawaryjną pracę instalacji elektrycznej,
- » można je zamówić wraz z **wyłącznikiem do włączania i wyłączania przepływu prądu stałego** – podstawowa konstrukcja, w tym liczba płytek drukowanych i rozmiar obudowy, pozostaje taka sama, producent musi tylko przygotować pokrywę, zamontować wyłącznik i podłączyć kable do płytki PCB, w wykonaniach bez wyłącznika ta część jest zmostkowana kablem (fabrycznie zainstalowanym); w razie potrzeby wszystkie wyłączniki można łatwo zablokować lub zaplombować,
- » połączenie stringów (wejście +/-) można zrealizować na dwa sposoby: przez użycie złącza Weidmüller PV z szybkim zaciskiem poza skrzynką lub poprowadzenie kabli stringów przez standardowe dławiki kablowe do wnętrza skrzynki – wewnątrz skrzynki można łatwo wykonać połączenie za pomocą złączek szeregowych PUSH-IN; ta technologia wymaga tylko odizolowanego kabla, który można wprowadzić bezpośrednio do zacisku złączki szeregowej (wymagany jest tylko standardowy śrubokręt),
- » rozdzielnice są często instalowane w trudnych warunkach klimatycznych, co prowadzi do kondensacji, aby pozbyć się wilgoci, wszystkie skrzynki PV Next mają **zintegrowany element kompensacji ciśnienia**,
- » stan ograniczników przepięć można rozpoznać po kodzie kolorystycznym (zielony – sprawny, czerwony – do wymiany), taka wizualna kontrola wymaga przezroczystej pokrywy skrzynki; alternatywą jest sprawdzenie stanu w systemie monitoringu i w tym celu wszystkie wersje PV Next mają **zdalny styk**, który umożliwia połączenie kablowe z jednostką komunikacyjną.



Ochrona instalacji PV przed przepięciami i automatyczne wyłączenie w przypadku pożaru z wykorzystaniem produktów Weidmüller

Podstawowe wymagania prawne obowiązujące przy przyłączaniu małych instalacji PV do sieci elektroenergetycznej

Coraz większa świadomość w dziedzinie ochrony środowiska oraz możliwości zaoszczędzenia na rachunkach za energię elektryczną przekładają się na rosnące zainteresowanie konsumentów produkcją energii z własnych źródeł energii. Z przydomowych instalacji produkują oni energię na własny użytek, a nadwyżki wprowadzają do sieci dystrybucyjnych. Najnowszy Raport przygotowany przez Urząd Regulacji Energetyki, zawierający zbiorcze informacje dotyczące energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii w mikroinstalacji (w tym przez prosumentów) i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej w 2020 r. [1] pokazuje ponad trzykrotny, w stosunku do 2019 r., wzrost wolumenu energii elektrycznej wprowadzonej do sieci z mikroinstalacji. Blisko 98,5% tej energii wyprodukowali prosumenci w instalacjach fotowoltaicznych.

I Mikroinstalacje i małe instalacje

W ustawie o odnawialnych źródłach energii [2] wprowadzone zostały definicje mikroinstalacji i małej instalacji. **Mikroinstalacja** – to instalacja odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 50 kW, przyłączona do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV albo o mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu nie większej niż 150 kW, w której łączna moc zainstalowana elektryczna jest nie większa niż 50 kW [2]. Natomiast **mała instalacja** – instalacja odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 50 kW i nie większej niż 1 MW, przyłączona do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV albo o mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu większej niż 150 kW i mniejszej niż 3 MW, w której łączna moc zainstalowana elektryczna jest większa niż 50 kW i nie większa niż 1 MW [2].

W 2020 r. roku energia elektryczna wytwarzana była w niemal 460 tysiącach mikroinstalacji, o łącznej mocy ponad 3 GW. Najwięcej pod względem liczby – prawie 459 tysięcy – było mikroinstalacji fotowoltaicznych. Dla porównania, pozostałych mikroinstalacji wykorzystujących inne źródła odnawialne było tylko 493 [1]. Warto zaznaczyć, że łączna ilość energii elektrycznej wprowadzonej do sieci elektroenergetycznych przez wytwórców w mikroinstalacjach w 2020 r. wyniosła 1,15 TWh, co oznacza, że było jej ponad trzykrotnie więcej niż w roku 2019. Dynamika wzrostu wolumenu energii elektrycznej



Przykład mikroinstalacji fotowoltaicznej fot. JT

wytworzonej we wszystkich mikroinstalacjach w okresie 2019/2018 wyniosła około 122%, natomiast w okresie 2020/2019 – już blisko 211% [1].

I Mikroinstalacje PV

Obecnie powszechnym stało się przyłączanie przydomowych instalacji fotowoltaicznych do sieci elektroenergetycznej, do której może zostać przekazany nadmiar wyprodukowanej energii elektrycznej przez system PV. Napięcie w miejscu przyłączenia falownika do sieci elektroenergetycznej ulega zmianom wskutek interakcji falownika oraz sieci elektroener-

getycznej. Napięcie to zależy w dużej mierze od wartości napięcia zasilającego w sieci elektroenergetycznej. Przyjmuje się dopuszczalny spadek napięcia pomiędzy falownikiem a miejscem przyłączenia do Systemu Elektroenergetycznego wynoszący nie więcej niż 1%. Wymóg

STRESZCZENIE

Artykuł omawia podstawowe wymagania prawne przy przyłączaniu małych instalacji PV.

Słowa kluczowe: mikroinstalacja PV, mała instalacja PV, przyłączanie instalacji fotowoltaicznej.

ten jest prosty do spełnienia na etapie projektowania systemu PV przez dobór właściwego przekroju przewodu. Nieco trudniej jest zaplanować nad dopuszczalnym spadkiem napięcia w sieci zasilającej, który zgodnie z wymaganiami normy PN-HD 60364-5-52:2011, przy zasilaniu z publicznej sieci elektroenergetycznej nie powinien przekraczać 5% od dolnych zacisków transformatora do podstaw bezpiecznikowych w złączu budynku. Natomiast zgodnie z normą N SEP-E 002 dopuszczalny spadek napięcia od złącza do najbardziej obciążonego odbiornika nie może przekraczać 4%. Norma ta określa dopuszczalny spadek napięcia od złącza do zacisków rozdzielnic za licznikiem zużytej energii elektrycznej. W tym miejscu następuje przyłączenie przewodów wyprowadzających energię z falownika przyłączonego do SEE układu PV [3].

W praktyce występujące spadki napięcia w sieciach zasilających mogą odbiegać od wymagań norm. Jest to spowodowane stanem technicznym sieci, które w wielu miejscach wymagają przebudowy, a mimo to przyłączani są do nich nowi odbiorcy. Na wartość spadku napięcia mają wpływ dwa parametry: przekrój przewodów oraz przesyłana moc. Więcej

informacji technicznych znajduje się w publikacji [4].

I Odmowy przyłączenia

Na podstawie art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii jest obowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci, na zasadzie równoprawnego traktowania przyłączenia, w pierwszej kolejności instalacji odnawialnego źródła energii, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczenia energii, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne odmówi zawarcia umowy o przyłączenie do sieci lub przyłączenia w pierwszej kolejności instalacji odnawialnego źródła energii, jest ustawowo obowiązane do niezwłocznego pisemnego powiadomienia o odmowie jej zawarcia Prezesa URE i zainteresowany podmiot, podając przyczyny odmowy. W latach 2019–2020 Oddziały Terenowe URE otrzymały 1209 powiadomień o odmowach przyłączenia obiektów do sieci elektroenergetycznej o łącznej mocy przyłą-

czeniu 5 667,739 MW. Inwestorzy zainteresowani byli przyłączaniem obiektów do sieci OSD, a głównym powodem odmów przyłączenia był brak warunków technicznych [1].

Stosownie do postanowień art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE rozstrzyga, na wniosek strony, spory dotyczące m.in. odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, w tym dotyczące zwiększania mocy przyłączeniowej, odmowy przyłączenia w pierwszej kolejności instalacji odnawialnego źródła energii, a także odmowy przyłączenia mikroinstalacji, nieprzyłączenia mikroinstalacji pomimo upływu terminu, o którym mowa w art. 7 ust. 8d pkt 2. W latach 2019–2020 wpłynęło ich do oddziałów terenowych URE łącznie 340. Wydanych zostało 14 decyzji w sporach dotyczących przyłączenia oraz 4 decyzje w sprawie przyłączenia instalacji OZE [1].

I Ostatnie zmiany

Nowelizacja ustawy o odnawialnych źródłach energii z dnia 29 października 2021 r., przyjętej ostatecznie przez Sejm w dniu 2 grudnia 2021 r. wprowadził net-billing, czyli system wartościowego rozliczenia nadwyżki energii wyprodukowanej przez prosumenta. System

JULIAN WIATR

PODSTAWY PROJEKTOWANIA PRZYDOMOWYCH SYSTEMÓW PV

WYDANIE PAPIEROWE:

45 zł

WYDANIE ELEKTRONICZNE:

35 zł

(EBOOK)

PDF



Publikacja prezentuje praktyczne podejście do projektowania systemów fotowoltaicznych w odniesieniu do wymagań wynikających z Ustawy o odnawialnych źródłach energii.

Poruszono w niej między innymi zagadnienia związane z ograniczeniem mocy generatora PV w układach współpracujących z siecią elektroenergetyczną oraz omówiono metodykę neutralizacji tych ograniczeń. Opisane zostały m.in. zasady doboru przewodów i ich zabezpieczeń, metody projektowania ochrony odgromowej oraz ochrony przeciwporażeniowej zarówno po stronie stałoprądowej, jak i przeniennoprądowej.

BONUS!

- Metodyka instalowania systemów PV na stacjach paliw płynnych i gazowych.
- Uproszczony projekt instalacji przydomowego systemu PV.
- Wykorzystanie fotowoltaiki do zasilania znaków drogowych oraz oświetlenia terenu w miejscach, gdzie doprowadzanie energii z sieci elektroenergetycznej jest ekonomicznie nieuzasadnione

ZAMÓW: www.wydawniczy.pl, www.ksiegarniatechniczna.com.pl

Mikroinstalacje OZE ze względu na rodzaj odnawialnego źródła energii	Liczba mikroinstalacji, w [szt.]	Łączna moc zainstalowana, w [MW]
Biogaz inny niż biogaz rolniczy	20	0,118
Biogaz rolniczy	30	0,839
Biomasa	18	0,262
Promieniowanie słoneczne	458 675	3 015,413
Promieniowanie słoneczne/biogaz inny niż biogaz rolniczy	1	0,032
Promieniowanie słoneczne/wiatrowa	44	0,496
Promieniowanie słoneczne/wodna	4	0,071
Wiatrowa	83	0,522
Wodna	293	8,040
Suma	459 168	3025,792

Tab. 1. Mikroinstalacje OZE w podziale na rodzaj odnawialnego źródła energii (stan na koniec 2020 r.) [1]

net-billingu będzie stanowił zachętę dla prosumentów do większej autokonsumpcji energii. Nowoczesny prosument, to aktywny uczestnik rynku energii, który korzysta z urządzeń służących do magazynowania i zarządzania energią w gospodarstwie domowym, ale również reaguje na bodźce cenowe w celu optymalizacji wysokości swoich rachunków. Obliczanie wartości nadwyżki energii na koncie prosumenta będzie realizował operator w oparciu o algorytm wynikający z przepisów ustawy. Rozliczenie będzie dotyczyło wartości, a nie ilości energii elektrycznej – jak obecnie, i będzie dokonywane w pieniądzu (PLN), a nie w kilowatogodzinach (kWh). Podstawowym celem net-billingu jest obniżenie rachunków za energię elektryczną w gospodarstwie domowym prosumenta [5].

Nowe rozwiązania wdrażają przepisy UE obowiązujące państwa członkowskie w tym zakresie. Zgodnie z Dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej, zmieniającą dyrektywę 2012/27/UE (tzw. dyrektywa rynkowa), wszyscy uczestnicy rynku energii, w tym prosumenci, muszą ponosić opłaty sieciowe. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (tzw. dyrektywa RED II) przewiduje obowiązek umożliwienia prosumentom otrzy-

mywania wynagrodzenia odzwierciedlającego wartość rynkową energii. System net-billingu wprowadza te rozwiązania w życie [5].

Mając na względzie prawa nabyte, dotychczasowi prosumenci oraz ci, którzy do 31 marca 2022 r. złożyli wnioski do Operatora Sieci Dystrybucyjnej (OSD) o przyłączenie mikroinstalacji do sieci, pozostaną w systemie opustów, z którego będą korzystały przez 15 lat. Natomiast, system net-billingu będzie dotyczył nowych prosumentów, którzy złożyli wniosek o przyłączenie do sieci od 1 kwietnia 2022 r. [5]

Nowelizacja ustawy o OZE wprowadza także pojęcie prosumenta zbiorowego i wirtualnego [6]. **Prosument wirtualny energii odnawialnej** to odbiorca końcowy wytwarzający energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby w instalacji odnawialnego źródła energii przyłączonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej w innym miejscu niż miejsce dostarczania energii elektrycznej do tego odbiorcy, którą jednocześnie nie jest przyłączona do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej za pośrednictwem wewnętrznej instalacji elektrycznej budynku wielolokalowego, pod warunkiem że w przypadku odbiorcy końcowego niebędącego odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym wytwarzanie to nie stanowi przedmiotu przeważającej działalności gospodarczej. Planowana data wejścia w życie przepisów dot. prosumenta wirtualnego to 2 lipca 2024 r. [6]. Jest to dzień następny po planowanej dacie wejścia w życie Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii.

Natomiast **prosument zbiorowy energii odnawialnej** to odbiorca końcowy wytwarzający energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby w mikroinstalacji lub małej instalacji przyłączonej

do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej za pośrednictwem wewnętrznej instalacji elektrycznej budynku wielolokalowego, w której znajduje się punkt poboru energii elektrycznej tego odbiorcy, pod warunkiem że w przypadku odbiorcy końcowego niebędącego odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym wytwarzanie to nie stanowi przedmiotu przeważającej działalności gospodarczej. Planowana data wejścia w życie przepisów dotyczących prosumenta zbiorowego to 1 kwietnia 2022 r. [6].

Tempo powstawania nowych instalacji OZE w Polsce, w szczególności instalacji prosumenckich, jest bardzo dynamiczne dzięki zaprogramowaniu i realizacji specjalnych programów wsparcia i spadającym cenom technologii. W zaledwie 5 lat moc instalacji OZE w Polsce wzrosła blisko dwukrotnie. Na koniec września 2021 r. wynosiła ona ponad 15 200 MW. Najbardziej dynamicznie rozwijającą się technologią OZE jest fotowoltaika. Od grudnia 2015 r. do września 2021 r. moc zainstalowana instalacji fotowoltaicznych wzrosła blisko 60-krotnie ze 108 MW do 6 304,2 MW [5].

Tak dynamiczny rozwój OZE przynosi wiele korzyści, ale także i szereg wyzwań związanych z koniecznością budowy nowego rynku energii elektrycznej oraz dostosowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego do dynamicznie rozwijającej się gospodarki, a co zatem idzie, znacznego zwiększenia zapotrzebowania na energię elektryczną i budowy nowych mocy wytwórczych w energetyce zawodowej.

I Literatura

1. Raport Prezesa URE z marca oraz czerwca 2021 r.
2. Ustawa o odnawialnych źródłach energii z dnia 20 lutego 2015 r. z późn. zm. (Dz.U. z 2021 r. poz. 610, 1093 i 1873).
3. J. Wiatr, Ograniczenia mocy generatora PV przyłączonego do sieci elektroenergetycznej, „elektro.info” nr 11/2020.
4. J. Wiatr, Podstawy projektowania przydomowych instalacji PV – zagadnienia wybrane, Niezbędnik Elektryka nr 6, Grupa MEDIUM, Warszawa 2021.
5. www.gov.pl/web/klimat/sejm-przyjal-nowelizacje-ustawy-o-odnawialnych-zrodlach-energii-wprowadzajaca-zmiany-do-systemu-rozliczen-prosumentow.
6. Ustawa z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2021 poz. 2376).

WSZYSTKIE PRZYRZĄDY DO POMIARU FOTOWOLTAIKI



MPI-540-PV Solar

Wielofunkcyjny miernik instalacji fotowoltaicznych z zestawem do pomiaru nasłonecznienia

PVM-1020 KIT

Zestaw mierników do pomiaru instalacji fotowoltaicznych

CMP-1015-PV + AHV-3

Cyfrowy miernik cęgowy do instalacji PV z adapterem wysokonapięciowym

Uproszczony projekt instalacji piorunochronnej generatora przydomowej instalacji PV

Instalacje fotowoltaiczne stają się instalacjami powszechnie występującymi w różnych obiektach budowlanych. Szereg osób decydujących się na ich budowę nie zdaje sobie sprawy z kosztów inwestycji oraz problemów eksploatacyjnych. W artykule prezentujemy przykładowy projekt instalacji piorunochronnej generatora PV zlokalizowanego poza budynkiem na wolnym terenie.

Podstawa opracowania

1. Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002 roku w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (tekst jednolity: Dz.U. z 2019 roku, poz. 1065 z późniejszymi zmianami).
2. Projekt architektoniczno-budowlany wraz z projektem zagospodarowania terenu.
3. Projekt instalacji generatora fotowoltaicznego.
4. Wieloarkuszowa norma PN-EN 62305 *Ochrona odgromowa*.
5. J. Wiatr, M. Orzechowski, Poradnik projektanta elektryka. Podstawy zasilania budynków mieszkalnych, użyteczności publicznej i innych obiektów nieprzemysłowych w energię elektryczną, Grupa MEDIUM 2021, wydanie VI.
6. Uzgodnienia z inwestorem.

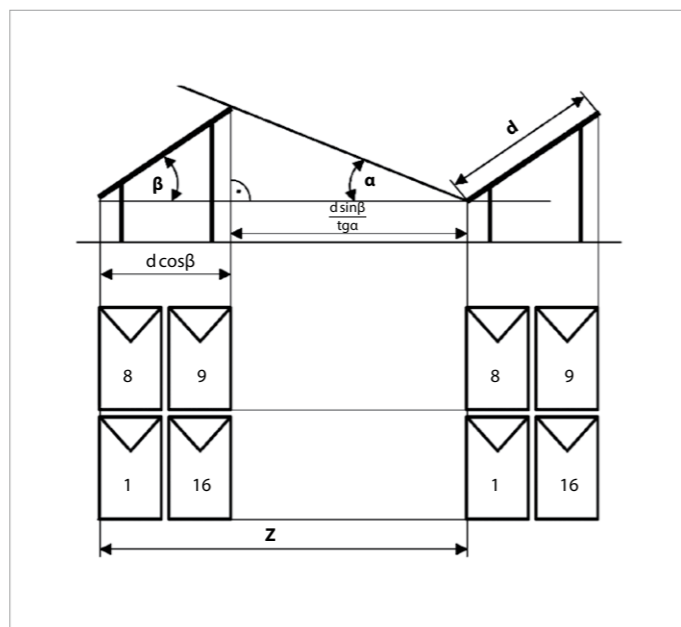
Stan istniejący

Budynek jest zasilany z sieci elektroenergetycznej nn 3x230/400 V. W linii ogrodzenia zainstalowana jest szafka złączowo-licznikowa, wyposażona w licznik dwukierunkowy w układzie bezpośrednim. Do budynku energia elektryczna jest doprowadzona kablem YKYżo 5x10, wprowadzonym do Rozdzielnicz Główniej Budynku (RGB). Na wolnym terenie obok budynku projektowana jest instalacja generatora PV. Szerokość geograficzna, na której jest położona nieruchomość: $\Phi = 52^\circ$. Rezystywność gruntu zmierzona metodą Wennera: $\rho = 300 [\Omega \cdot m]$.

Stan projektowany

Projektowany generator PV należy chronić od wyładowań atmosferycznych. W tym celu w miejscach wskazanych na **rysunku 2.** należy zainstalować słupy odgromowe o wysokości $h = 5$ m, stanowiące zwody pionowe instalacji piorunochronnej. Strefa ochronna utworzona przez słupy dla II poziomu ochrony zgodnie z zaleceniami PKOO SEP została przedstawiona na **rysunku 3.**

W miejscach wskazanych na **rysunku 2.**, należy pograć uziomy pionowe $\Phi 16$. Górny koniec uziomu na głębokości 1 m poniżej poziomu gruntu. Dolny koniec uziomu na głębokości 7 m poniżej poziomu gruntu. Uziomy pionowe oraz słupy stanowiące zwody pionowe należy po-



Rys. 1. Metodyka rozmieszczania stringów paneli PV, gdzie: d – wymiar wyznaczony przez konstrukcję nośną paneli PV, β – kąt nachylenia płaszczyzny panelu PV do poziomu gruntu, α – kąt padania promieniowa słonecznego, przy którym nie następuje zacielenie paneli na sąsiednich stringach, obliczany dla najkrótszego dnia w roku, tj. 21 grudnia rys. J. Wiatr

łączyć taśmą Fe-Zn 30x4, układaną w guncie na głębokości 1 m poniżej poziomu gruntu. Uziomy pionowe z taśmą Fe-Zn 30x4 należy łączyć przez zgrzewanie termiczne oraz zabezpieczyć przed korozją. Połączenie uziomów poziomych ze słupami tworzącymi siatkę zwodów pionowych należy łączyć za pomocą śrub. Połączenie zabezpieczyć przed korozją.

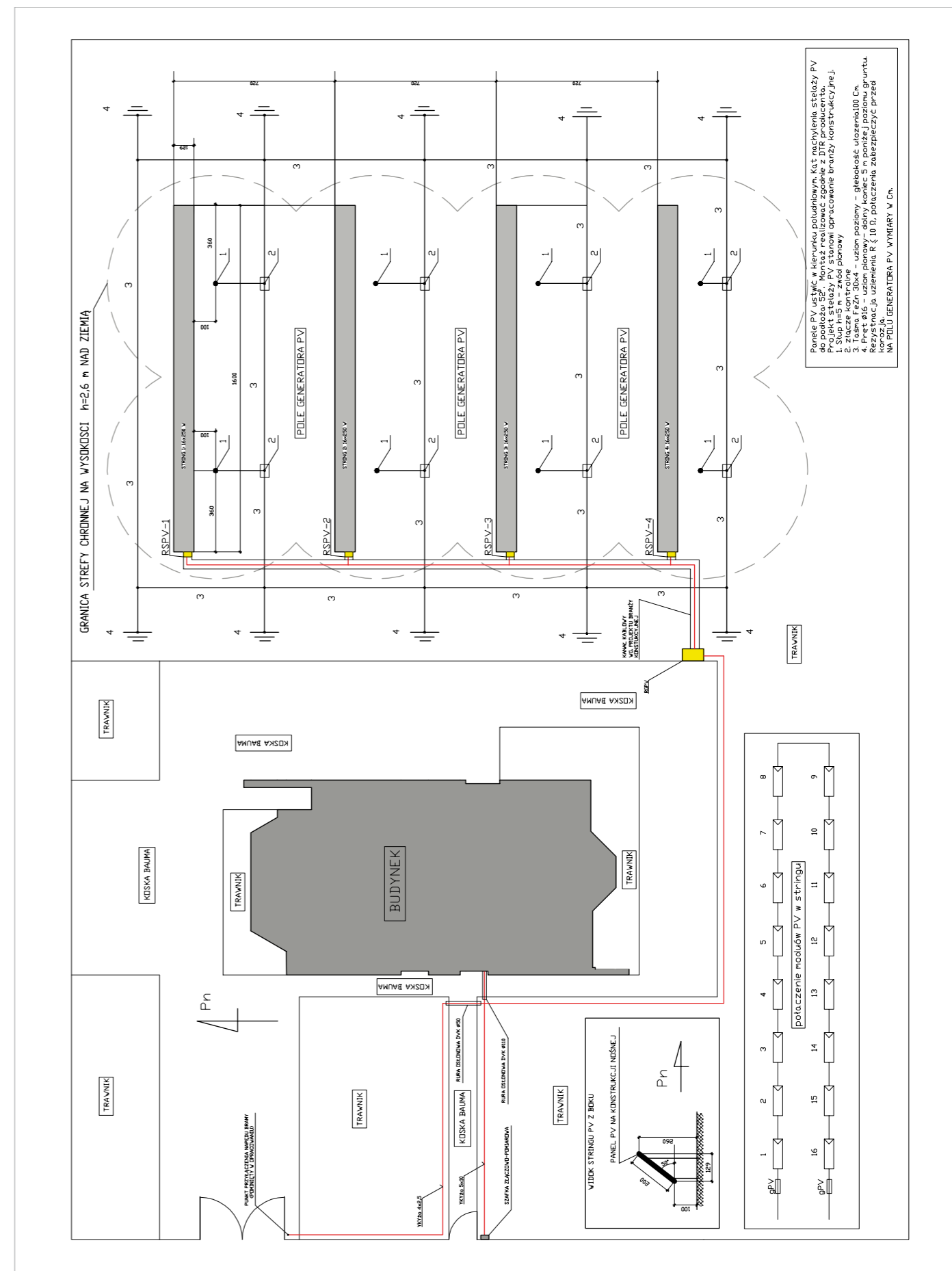
UWAGA!

Słupy odgromowe mogą powodować kilkuprocentowe zacielenie paneli fotowoltaicznych. Szacuje się, że strata produkcji energii elektrycznej z tego powodu nie powinna przekroczyć 2% wartości maksymalnej możliwej do wytworzenia energii elektrycznej.

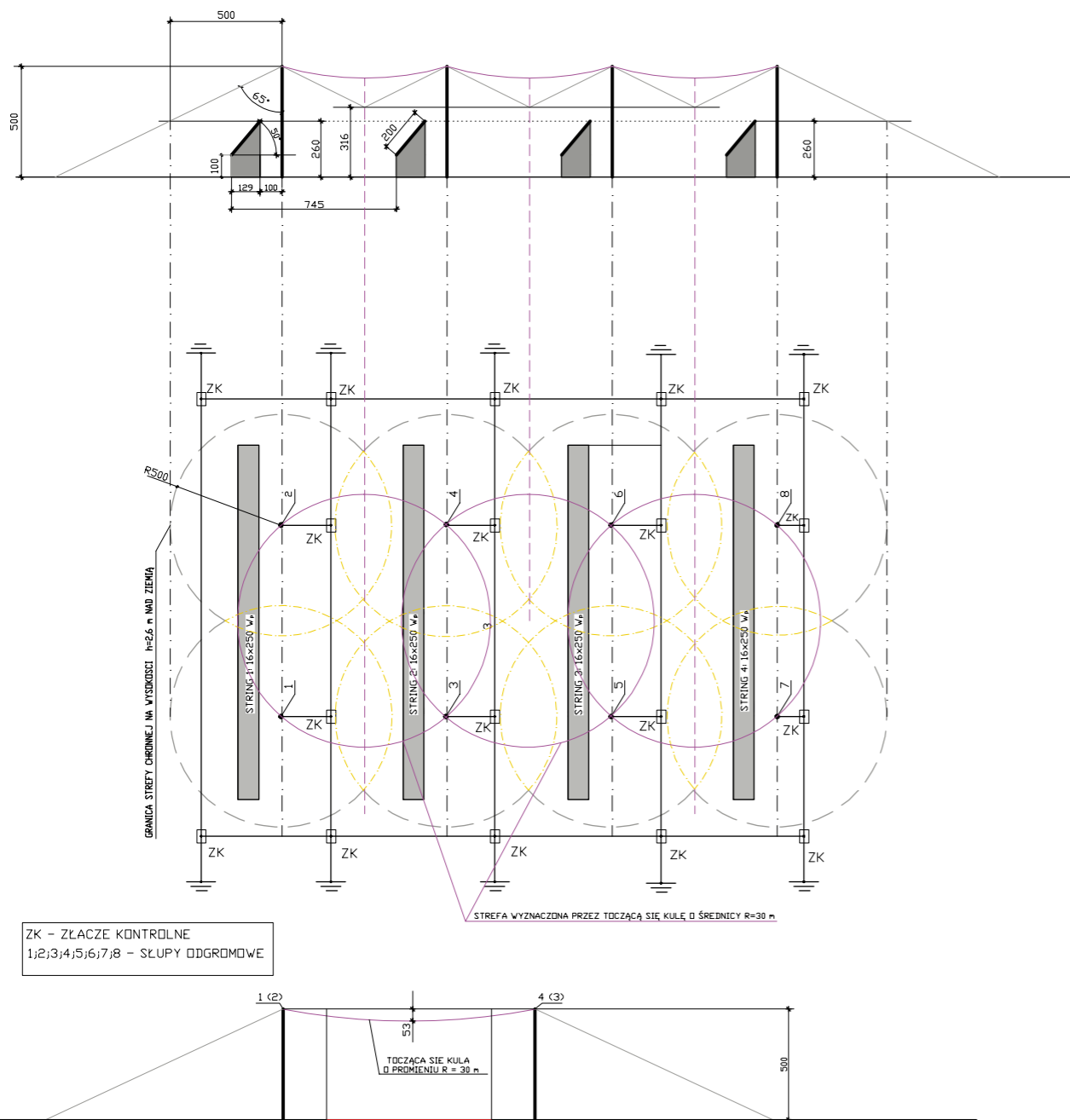
Obliczenia

W celu zminimalizowania wpływów cienia na pracę generatora PV, należy wyznaczyć wartości określone na **rysunku 1.**

Zgodnie z opisem zawartym w „Poradniku projektanta elektryka” (J. Wiatr, M. Orzechowski, Grupa MEDIUM, wydanie VI, 2021), wymagane odległości pomiędzy gałęziami paneli, przyjęte przez projektanta generatora PV, zostały zachowane i wynoszą:



Rys. 2. Plan zagospodarowania terenu rys. J. Wiatr


Uwaga!

Uziomy pionowe $\varnothing 16 L = 6 \text{ m}$, dolny koniec – 7 m poniżej poziomu gruntu, górny koniec – 1 m poniżej poziomu gruntu. Uziom poziomy Fe-Zn 30x4 układać na głębokości 1 m i łączyć z uziomami pionowymi metodą zgrzewania egzotermicznego. Uziom poziomy ze zwodami pionowymi łączyć z wykorzystaniem połączenia śrubowego.

Rys. 3. Szkic wyznaczający strefę ochronną pola generatora PV rys. J. Wiatr

$$\alpha = 90^\circ - \phi - 23^\circ 27' = 90^\circ - 52^\circ - 23^\circ 27' = 14^\circ 33'$$

gdzie:

ϕ – szerokość geograficzna właściwa dla miejsca instalacji generatora PV, w [°].

Optymalna wartość kąta β , pochylenia paneli PV, powinna być równa wartości szerokości geograficznej występującej w miejscu instalacji. Dopuszcza się spełnienie warunku $\beta = \phi \pm 15^\circ$. W artykule został przyjęty kąt $\beta = 50^\circ$.

$$Z = d \cdot \frac{\sin(\alpha + \beta)}{\sin \alpha} = 2 \cdot \frac{\sin(14^\circ 33' + 50^\circ)}{\sin 14^\circ 33'} = 7,2 \text{ m}$$

$$d \cdot \cos \beta = 2 \cdot \cos 50^\circ \approx 1,29 \text{ m}$$

Wyznaczone długości odcinków d i L uwzględniają zapas niezbędny do instalacji klamer montażowych.

Obliczenia elementów ochrony odgromowej projektowanego generatora PV

Zgodnie z wytycznymi PKOO SEP, opracowanymi na podstawie wieloarkuszowej normy PN-EN 62305, zostanie przyjęty II poziom ochrony, przy którym kąt ochronny dla zwodów pionowych o wysokości 5 m wynosi 65° . Przyjmując wysokość posadowienia najniższej położonych krawędzi paneli PV nad ziemią $h_{\min} = 1 \text{ m}$, wysokość najwyższej położonych krawędzi wyniesie:

$$h_{\max} = 1 + \text{tg} 50^\circ \cdot d \cdot \cos 50^\circ \approx 2,53 \text{ m} = 2,6 \text{ m}$$

Zatem strefę ochrony należy wyznaczyć na wysokości min. 2,6 m nad poziomem gruntu:

$$R = \text{tg} 65^\circ \cdot (h_{st} - h_{\max PV}) = \text{tg} 65^\circ \cdot (5 - 2,6) = 5,14 \text{ m} = 5 \text{ m}$$

Obszar ochrony pola wyznaczonego przez wierzchołki słupów odgromowych jest określony przez czaszę kuli o promieniu $R = 30 \text{ m}$. Najniższy punkt strefy znajduje się na wysokości $h = 4,47 \text{ m}$. Strefę ochrony wyznaczoną przez słupy odgromowe przedstawia **rysunek 3**.

Minimalna odległość paneli PV od konstrukcji nośnej:

$$s_p \geq \frac{k_1}{k_m} \cdot (k_{c1} \cdot h + k_{c2} \cdot x_1 + k_{c3} \cdot x_3) = \frac{0,06}{1} \cdot (1,5 + 1 \cdot 2 + 0,5 \cdot 5) = 0,57 \text{ m}$$

Została przyjęta odległość $S_p \geq 1 \text{ m}$ (**rys. 3**).

Rezystancja uziemienia:

» pojedynczy uziom pionowy (górny koniec: 1 m poniżej gruntu; dolny koniec: 7 m poniżej poziomu gruntu):

$$R = \frac{0,84 \rho}{L} = \frac{0,84 \cdot 300}{6} = 42 \Omega$$

» rezystancja wypadkowa, bez uwzględniania uziomów poziomych:

$$R_w = \frac{R}{n} = \frac{42}{10} = 4,2 \Omega < 10 \Omega$$

Uwagi końcowe

Po wykonaniu instalacji należy zmierzyć rezystancję uziemienia oraz sprawdzić wszystkie połączenia wykonanej instalacji piorunochronnej.

REKLAMA

JULIAN WIATR

PRAKTYCZNE ASPEKTY OBLICZANIA ZWARĆ W SIECIACH ORAZ INSTALACJACH ELEKTRYCZNYCH NISKIEGO NAPIĘCIA

WYDANIE PAPIEROWE:

39 zł

WYDANIE ELEKTRONICZNE:

30 zł (EBOOK)

PDF



W książce przedstawiono metodykę prowadzenia obliczeń zwarciowych w sieciach oraz instalacjach elektrycznych niskiego napięcia, rozszerzoną o obliczanie zwarć w sieciach elektroenergetycznych średniego napięcia. Opisano wpływ silników na prądy zwarciowe, które mogą przyczyniać się do wzrostu prądu zwarciowego. Zjawisko to należy uwzględnić przy doborze odporności zwarciowej dołączanych aparatów i urządzeń elektrycznych. Pomińcie silników w obliczeniach prądów

zwarciovych może skutkować doborem aparatów lub urządzeń o zbyt małej odporności zwarciowej. Uzupełnieniem publikacji jest opis metody składowych symetrycznych zawierający szczegółowe wytyczne zastosowania rachunku macierzowego będącego elementem algebry liniowej wykorzystywanej przy obliczaniu zwarć. Zawarte w książce liczne przykłady rachunkowe pozwalają na łatwe zrozumienie treści teoretycznych i stosowanie ich w praktyce projektowej.

Sprzedawaj fotowoltaikę przez internet w całej Unii Europejskiej!

Europejska e-platforma handlowa merXu coraz chętniej wybierana jest przez firmy zainteresowane zakupem profesjonalnego asortymentu z kategorii odnawialnych źródeł energii. Najwięcej z nich poszukuje produktów związanych z fotowoltaiką – modułów fotowoltaicznych, inwerterów, pomp ciepła i innych, pozwalających na wytwarzanie energii elektrycznej w sposób alternatywny.

Polscy sprzedawcy z sektora OZE zdecydowanie przodują w zawieraniu transakcji za pośrednictwem merXu i wiele na tym zyskują, rozwijając na skalę międzynarodową biznesy działające dotąd tylko lokalnie. Innowacyjna platforma nie tylko pozwala zarządzać sprzedażą na wielu rynkach, ale też znacznie upraszcza aspekty związane z płatnościami, logistyką czy marketingiem.

Zweryfikowani klienci biznesowi z 27 krajów Unii Europejskiej

Czy transformacja cyfrowa i transformacja energetyczna mogą mieć ze sobą coś wspólnego? Ależ oczywiście, co udowodnia istniejąca od 2020 internetowa platforma handlowa merXu, której celem jest stworzenie sieci biznesowych powiązań między firmami z branż przemysłowych, w tym tych, które interesuje nowoczesna energetyka i czysta energia (np. produkcja energii z fotowoltaiki). Aktualnie zarejestrowanych jest już na niej ponad 50 000 przedsiębiorstw z całej Unii Europejskiej (m.in. z Polski, Czech, Niemiec, Rumunii, Hiszpanii, Holandii, Estonii, Węgier itd.), z czego większość robi regularne zakupy firmowe i planuje robić je dalej. Dużą część zajmują unijni dostawcy z sektora zielonej energii z OZE, sprzedający panele fotowoltaiczne, magazyny energii, instalacje i systemy fotowoltaiczne oraz inny asortyment PV. Dostęp do e-platformy mają tylko te firmy, które pozytywnie przeszły wstępną weryfikację. Dzięki temu zarówno sprzedający, jak i kupujący mają pewność, że za pośrednictwem merXu robią interesy wyłącznie z zaufanymi kontrahentami z państw członkowskich UE, a każda transakcja jest nie tylko obiecująca, ale przede wszystkim bezpieczna. To ważne, zwłaszcza gdy mowa o sprzedaży we wszystkich krajach UE, które różnią się między sobą chociażby pod względem aspektów podatkowo-organizacyjnych.



Sprzedający sami ustalają ceny i warunki dostawy. Mogą też skorzystać z integracji z Base-Linkerem, co przyspieszy nie tylko zbudowanie katalogu produktów i zarządzanie zamówieniami, ale również aktualizację stanów magazynowych.

75% transakcji międzynarodowych na europejskiej e-platformie handlowej

Choć merXu umożliwia dokonywanie transakcji lokalnych, to transakcje międzynarodowe biorą górę na platformie. Zwłaszcza w kategoriach związanych z energią odnawialną – z fotowoltaiką na czele. Dzieje się tak, ponieważ inwestycja w źródła odnawialne nieustannie się opłaca z uwagi na ogromne zapotrzebowanie

nie gospodarstw domowych na tańszą energię oraz niesłabnące zainteresowanie firm, którym bliski jest temat klimatu i środowiska. Ma to duży związek z Europejskim Zielonym Ładem, dotacjami w krajach UE w zakresie energii odnawialnej, rosnącą potrzebą zwiększenia ilości energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych, poszukiwaniem sposobów na zmniejszenie kosztów energii itd. Dziś transakcje międzynarodowe stanowią już 75% wszystkich transakcji, jakie zawierane są za pośrednictwem platformy merXu. Mimo globalnego kryzysu gospodarczego, w branży energii odnawialnej wciąż utrzymuje się trend wzrostowy. Warto wykorzystać ten potencjał i zacząć sprzedawać na merXu, dbając o konkurencyjność ofert z rynku energii odnawialnej, by dotrzeć do klientów biznesowych z całej UE.

Ponad 20 000 zapytań ofertowych o fotowoltaikę od kupujących z całej UE

Poza możliwością kupowania produktów, które wystawione są na platformie, merXu udostępnia również opcję dodawania zapytań ofertowych. Gdy kupujący nie może znaleźć w ofercie produktu na przykład do magazynowania energii słonecznej czy wiatrowej, który jest niezbędny jego firmie, w prosty sposób sam może zgłosić zapotrzebowanie na niego. Tylko w kategorii energii odnawialnej takich zapytań od kupujących jest już ponad 20 000, a ¼ z nich ma charakter międzynarodowy. Dziś zapytania ofertowe są źródłem około 20% wszystkich transakcji, jakie zawierane są na europejskiej platformie merXu, również z zakresu odnawialnej energii elektrycznej.

Brak barier językowych w sprzedaży fotowoltaiki na rynkach europejskich

Intuicyjny panel, do którego mają dostęp użytkownicy merXu, ułatwia zarządzanie międzynarodową sprzedażą. Jedną z jego kluczowych zalet jest innowacyjny system automatycznych tłumaczeń, dzięki któremu sprzedający między innymi asortyment fotowoltaiczny, nie muszą obawiać się barier językowych czy ponosić dodatkowych nakładów finansowych na udostępnienie swojej oferty na zagranicznych rynkach. Sprzedający i kupujący komunikują się na merXu za pomocą wewnętrznego komunikatora. Piszą i odczytują wiadomości w swoich ojczystych językach, ponieważ system płynnie tłumaczy je w czasie rzeczywistym. Podobnie sprawa ma się z ofertami – tłumaczone są automatycznie na języki krajów, w których są dostępne, dzięki czemu w szybki sposób mogą stać się atrakcyjne i konkurencyjne dla zagranicznych podmiotów zainteresowanych wykorzystaniem zielonej energii do celów biznesowych.

Wsparcie logistyczne i marketingowe dla firm z branży OZE

Tylko w ostatnim kwartale oferty z kategorii energii odnawialnej były na merXu obejrzone prawie 400 000 razy, z czego ponad połowę stanowiły oferty polskich sprzedających. Warto dodać, że w tym samym czasie na platformie aktywnych było ponad 100 polskich sprzedających z ponad 8000 ofertami. Odnotowany ruch jest nie tylko zasługą olbrzymiego zainteresowania profesjonalnym asortymentem fotowol-

taicznym. Duży udział mają w tym również wewnętrzne i zewnętrzne działania marketingowe podejmowane przez merXu na rzecz sprzedających. Ponadto, firmy sprzedające za pośrednictwem platformy mogą również liczyć na bezpośrednie wsparcie zespołu merXu w zakresie organizacji transportu krajowego i międzynarodowego, co jeszcze bardziej ułatwia handel z zagranicznymi kontrahentami i sprawia, że inwestycja dołączenia do merXu naprawdę potrafi zwrócić się z nawiązką.

Usługi płatnicze zachęcające kupujących fotowoltaikę do dokonywania transakcji

To jednak nie koniec udogodnień, jakie użytkownikom proponuje europejska e-platforma. Na merXu dostępny jest system szybkich płatności internetowych. Każda firma, która chce skorzystać z tej możliwości, przechodzi weryfikację niezależnej instytucji płatniczej, co daje sprzedającemu gwarancję, że jego obrót jest zabezpieczony. Wpłata klienta oznacza szyb-

ki dostęp do środków na rachunku bankowym sprzedającego, bez czekania na często skomplikowane i czasochłonne procesowanie tradycyjnych płatności. Możliwość aktywacji merXu Pay, czyli usługi odroczonej płatności oraz program ochrony kupujących to kolejne powody, dla których firmy z chęcią dokonują zakupów za pośrednictwem platformy.

By zacząć rozwijać sprzedaż na skalę międzynarodową, a nie tylko na rynku energii odnawialnej w Polsce, tworząc łańcuch powiązań biznesowych i mając realny wpływ na unijny miks energetyczny, warto już dziś zarejestrować się na www.merxu.com. Wykorzystanie aktualnego trendu dotyczącego produkcji zielonej energii może sprawić, że już w połowie 2023 r. inwestycja dołączenia do e-platformy okaże się jedną z lepszych decyzji biznesowych. Zwłaszcza że Komisja Europejska zamierza prowadzić dalsze działania w kierunku tego, by Europa stała się neutralną emisyjnie, m.in. pod kątem CO₂, a to oznacza, że nowoczesna energetyka będzie wciąż tematem numer jeden.



Współpraca generatora fotowoltaicznego z magazynem energii

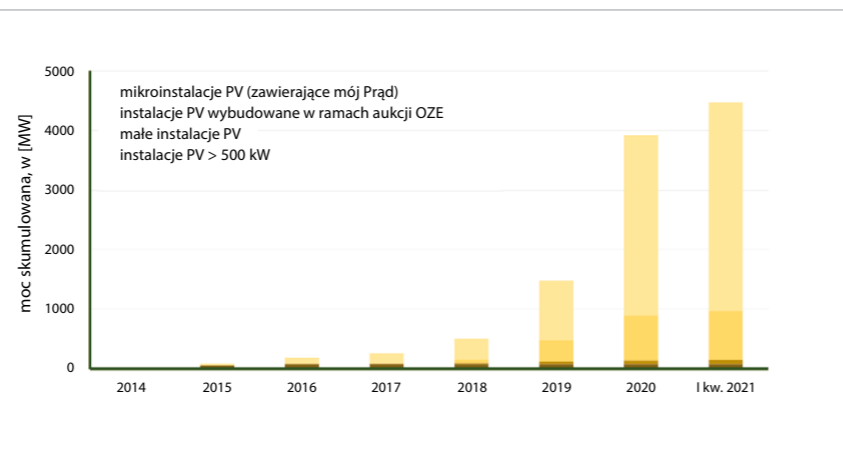
Zmieniająca się sytuacja geopolityczna, rosnące wymagania polityki klimatycznej Unii Europejskiej, w tym rosnące ceny certyfikatów energetycznych, zwiększają presję na przyspieszenie transformacji energetycznej. Jednym z jej kluczowych kierunków jest rozwój energetyki rozproszonej, w szczególności małych przydomowych elektrowni fotowoltaicznych, które zasadniczo zwiększają swoje możliwości i bezpieczeństwo energetyczne w połączeniu z magazynami energii.

Elektrownie fotowoltaiczne

Według stanu na koniec listopada 2021 r. w Polsce moc zainstalowana w elektrowniach fotowoltaicznych wyniosła 7122 MW [12]. W skali roku zauważalny jest wzrost ok. 1,5% zapotrzebowania na energię, głównie elektryczną, a w roku 2030 prognozuje się produkcję energii elektrycznej na poziomie 200 TWh z udziałem odnawialnych źródeł energii 32,5%. Są to bardzo dobre prognozy dla rozwoju rynku generatorów fotowoltaicznych w Polsce, jednak coraz bardziej oczywiste staje się to, że w celu zapewnienia nie tylko jakości, ale także bezpieczeństwa oraz ciągłości zasilania w systemie muszą zaistnieć określone elementy, które umożliwią magazynowanie wyprodukowanej energii elektrycznej, szczególnie tej wyprodukowanej przez generatory o małej przewidywalnej charakterystyce generacji, jak elektrownie fotowoltaiczne i wiatrowe.

Obecne instalacje fotowoltaiczne w zależności od ich współpracy z siecią elektroenergetyczną można podzielić na trzy podstawowe grupy: on-grid, off-grid oraz instalacje hybrydowe.

Klasyczna instalacja fotowoltaiczna on-grid daje możliwość włączenia generatorów bezpośrednio do sieci elektroenergetycznej, np. na poziomie niskiego napięcia, i tym samym odsprzedaży wyprodukowanej energii elektrycznej operatorowi systemu elektroenergetycznego. Instalacje typu on-grid należą do jed-



Rys. 1. Skumulowana moc zainstalowana w elektrowniach fotowoltaicznych w Polsce (na podstawie [7])

nej z najtańszych form instalacji fotowoltaicznej. Największą wadą tego typu instalacji jest brak możliwości korzystania z energii, jaka jest produkowana przez poszczególne panele, chociażby przy wystąpieniu przerw w dostawie energii z sieci elektroenergetycznej.

W przypadku instalacji fotowoltaicznej typu off-grid nie ma możliwości sprzedaży energii elektrycznej bezpośrednio do sieci. Produkowana energia może być wykorzystywana na bieżąco bądź też akumulowana w magazynach energii. Dzięki temu cechą charakterystyczną tego typu instalacji jest przede wszystkim duża autonomiczność energetyczna z możliwością pokrycia do 100% zapotrzebowania na energię elektryczną przyłączonych odbiorów. Wadą tego typu instalacji jest duży koszt budowy w porównaniu z instalacją on-grid, który wynika głównie z kosztów budowy magazynu energii.

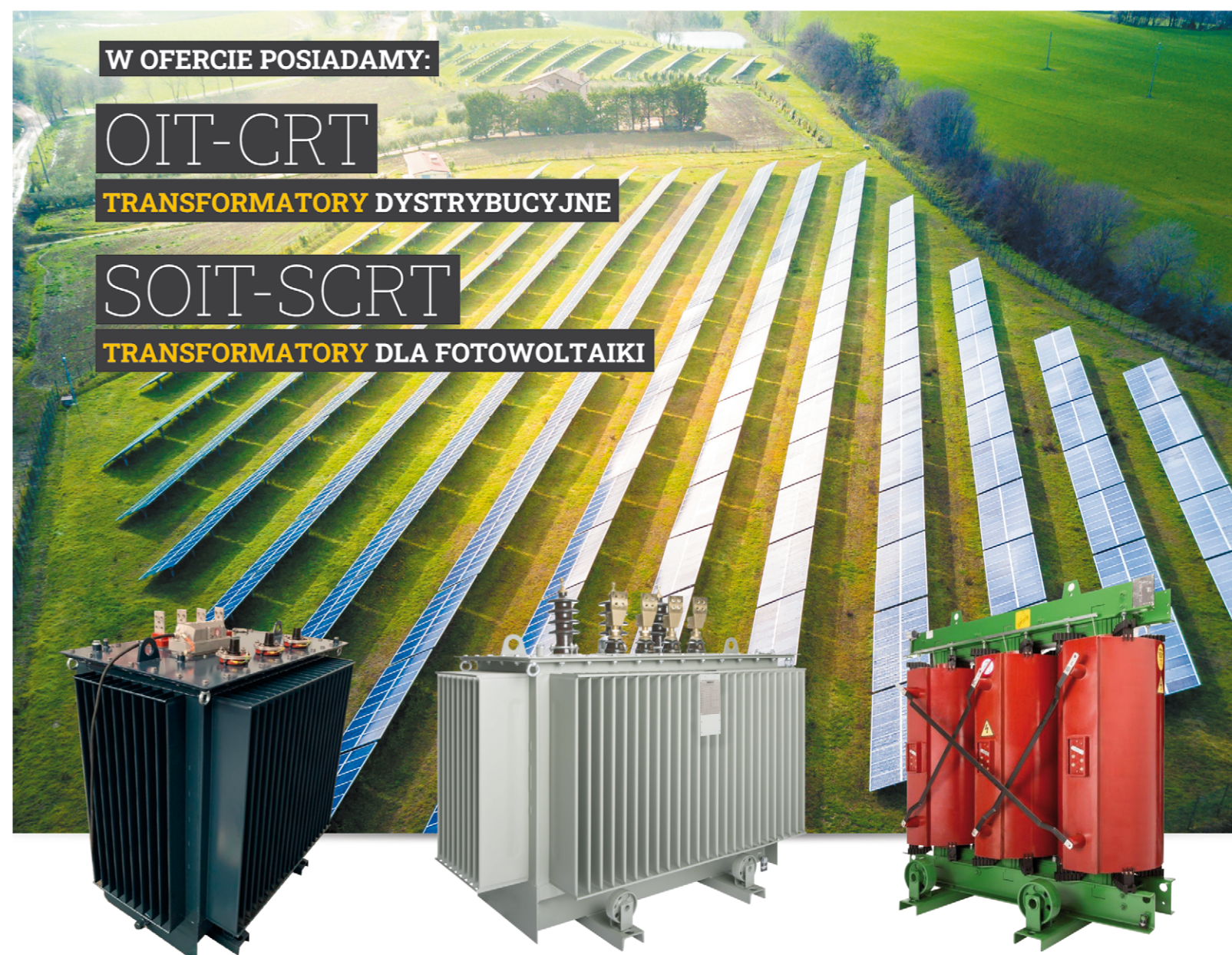
Instalacje hybrydowe są bardziej złożone i mogą zawierać połączenia różnych źródeł energii odnawialnych i nieodnawialnych, magazynu energii oraz przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. Spotykanym rozwiązaniem, szczególnie w obiektach oddalonych od sieci, jest zastosowanie np. generatora spalinowego

jako źródła back-upu dla paneli fotowoltaicznych z ewentualnym niewielkim akumulatorowym magazynem energii elektrycznej.

Rynek generatorów fotowoltaicznych w Polsce

Rok 2020 zaliczono do najlepszych w całej historii rozwoju fotowoltaiki w Polsce. Na podstawie danych zebranych przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne wartość mocy zainstalowanej w fotowoltaice na koniec 2020 r. osiągnęła wartość 3935 MW, co daje wyraźny wzrost o 2463 MW w stosunku do lat poprzednich. Polskę wyprzedziły jedynie Niemcy, Holandia oraz Hiszpania. Rok 2021 również zaczął się dość optymistycznie, w pierwszym kwartale odnotowano moc zainstalowaną 4466 MW [12]. Zdecydowanie największy wzrost odnotowano w mikroinstalacjach, ponieważ to właśnie w ich przypadku przybyło prawie 500 MW mocy. Na rysunku 1. zobrazowano skumulowaną moc zainstalowaną w Polsce dla kolejnych lat z podziałem na poszczególne typy instalacji.

Według Instytutu Energetyki Odnawialnej statystyka mocy zainstalowanej w źródłach fotowoltaicznych uwzględnia [7]:



I TRAFU

IMEFY wprowadza na rynek transformatory pozwalające na automatyczną regulację zacząpów, które zapewnią stabilność napięcia w dystrybucyjnych sieciach publicznych, prywatnych i przemysłowych. Kompensują one wahania średniego napięcia i reagują dynamicznie na zmiany w zasilaniu i obciążeniu przy niskim poziomie napięcia dzięki przełącznikowi ECOTAP VPD.

IMEFY POLSKA Sp. z o.o.

MidPoint 71, 53-332 Wrocław, ul. Powstańców Śląskich 9
tel. 74 664 05 52
transformatory@imefy.com
www.imefy.com.pl

TRANSFORMATORY ZGODNIE

z rozporządzeniem Komisji UE nr 1783/2019 (ECODESIGN Etap 2)

PRODUCENT TRANSFORMATORÓW DYSTRYBUCYJNYCH I WYSOKOMOCOWYCH

SPECJALIZACJA – TRANSFORMATORY DO FOTOWOLTAIKI TYPU SOIT I SCRT

TYPOWE MOCE I NAPIĘCIA:

1000 kVA 15,75/0,8 kV lub 21/0,8 kV
2000 kVA 15,75/0,8 kV lub 21/0,8 kV
4000 kVA 15,75/0,8 kV lub 21/0,8 kV
5000 kVA 15,75/0,8-0,8 kV lub 21/0,8-0,8 kV
6500 kVA 15,75/0,8-0,8 kV lub 21/0,8-0,8 kV

INNA KONFIGURACJA MOCY I NAPIĘĆ WEDŁUG POTRZEB KLIENTA

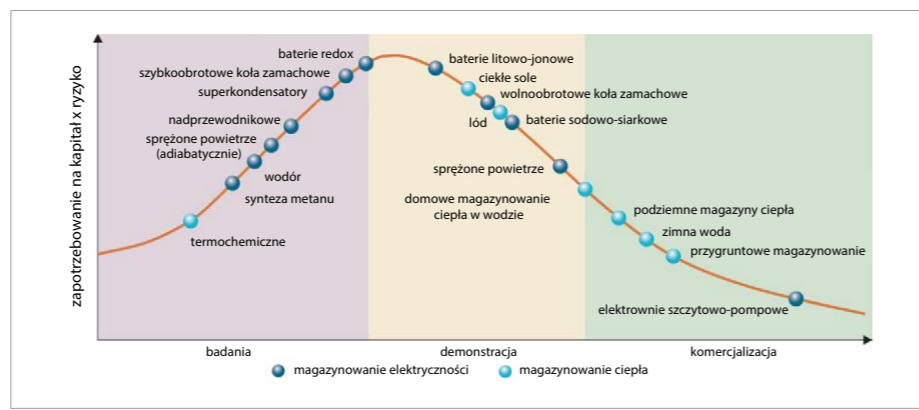


- » mikroinstalacje, charakteryzujące się łączną mocą zainstalowaną, która nie przekracza 50 kW; zainstalowana moc na koniec 2020 to 3022 MW, na marzec 2021 to 3500 MW,
- » małe instalacje, będące instalacjami o mocy od 50 kW do 500 kW; zainstalowana moc na koniec 2020 to 65 MW, na marzec 2021 to 71 MW,
- » instalacje fotowoltaiczne o mocy przekraczającej 500 kW, które utworzono w ramach systemu świadectw pochodzenia bądź też poza aukcyjnym systemem wsparcia; łączna moc zainstalowana to 75 MW,

- » instalacje fotowoltaiczne, które wybudowano w ramach aukcji OZE; zainstalowana moc na koniec 2020 to 750 MW, na marzec 2021 to 820 MW, zazwyczaj są to farmy fotowoltaiczne oraz elektrownie słoneczne o mocach niespełna 1 MW.

W Polsce zdecydowanie największy udział w rynku mają mikroinstalacje PV, w 2020 r. instalacje te stanowiły aż 77% mocy zainstalowanej w fotowoltaice. Jest to wynik wielu czynników, jak chociażby znacznego wzrostu popularności tej technologii wśród prosumentów, dotacji, jakie są udzielane w ramach Regionalnych Programów Operacyjnych, a także rządowego programu dofinansowania „Mój prąd”, który był realizowany od września 2019 r. do grudnia 2020 r. Udział mocy zainstalowanej w fotowoltaice w stosunku do mocy zainstalowanej w OZE na koniec 2020 r. wyniósł 30% i był on już dwukrotnie wyższy niż w 2019 r. Instalacje PV wyprzedziły biomasę (11%), hydroelektrownię (8%) oraz biogaz (2%). Jednak na pierwszym miejscu w dalszym ciągu znajduje się energetyka wiatrowa na lądzie z udziałem mocy zainstalowanej na poziomie 49%. Statystyki pokazują, że od czterech lat fotowoltaika jest najszybciej rozwijającym się OZE w Polsce i osiąga największe roczne przyrosty [7]. Wśród instalacji posiadających koncesję na produkcję energii elektrycznej na koniec 2020 r. na fotowoltaikę przypadało 887 MW, na energetykę wiatrową 6347 MW mocy zainstalowanej [12].

Według danych Agencji Rynku Energii w październiku 2021 r. moc zainstalowana fotowoltaiki w Polsce osiągnęła wartość 6688 MW, co stanowiło prawie dwukrotny wzrost w skali roku (w październiku 2020 było 3936 MW). W samym październiku 2021 moc zainstalowana zwiększyła się o ok. 383 MW, na co złożyły się 39 562 nowe instalacje fotowoltaiczne, o średniej mocy 11 kW, co stanowiło przeszło 99% wszystkich instalacji OZE, które zbudowano w październiku 2021 r. Całkowita moc zainstalowana dla wszyst-



Rys. 2. Stopień zaawansowania wybranych technologii magazynowania energii (na podstawie [5])

kich rodzajów źródeł w październiku 2021 r. wyniosła 54,2 GW; tym OZE 15,7 GW (29%), z czego fotowoltaika 42% na drugim miejscu za energetyka wiatrową (44%). Najbardziej dynamiczny przyrost odnotowano w przypadku mikroinstalacji fotowoltaicznych (w październiku 2021 r. przybyło około 500 MW). Statystyki pokazują, że w 2020 roku mimo pandemii COVID-19 rynek PV w Polsce rozwijał się dynamicznie. W I półroczu 2020 r. powstało 112 420 nowych mikroinstalacji fotowoltaicznych o łącznej mocy 774,1 MW, o ok. 13% więcej w porównaniu z rokiem 2019 [10].

Dane zebrane zarówno wśród polskich producentów, jak i też firm instalatorskich oraz deweloperów pokazują, iż nastąpił wyraźny wzrost zainteresowania modułami Half Cut Cells, czyli wykonanymi w technologii, która wykorzystuje moduły z ogniwami ciętymi na pół. Udział sprzedaży modułów Half Cut Cell w I połowie 2020 r. osiągnął 75,5%, monokrystalicznych całych 18%, polikrystalicznych 6,2%. Ponadto w zestawieniu uwidoczniły się również moduły w technologii BI-Facel, stanowiącej 0,3% całkowitej sprzedaży w I połowie 2020 r. [3].

Magazynowanie energii

W 2009 r. Parlament Europejski uchwalił dyrektywę, w której nałożył obowiązek podjęcia kroków na każde z państwo członkowskie UE w celu stworzenie obiektów magazynujących energię gwarantujących bezpieczeństwo wytworzenia energii ze źródeł odnawialnych [4]. Jednakże z praktycznego punktu widzenia dopiero od 2015 r. Unia Europejska podjęła realne kroki zajmując się tym tematem i zwracając szczególną uwagę na to, iż kwestia magazynowania energii powinna być tematem priorytetowym z uwagi na wciąż rosnące zagrożenie niestabilnością systemu elektroenergetycznego. Skupiono się przede wszystkim na magazynowaniu energii metodami elektrochemicznymi. Podkreślono również, że aby możliwe było

sprostanie wciąż rosnącej ilości źródeł odnawialnych należy:

- » stworzyć w szczególności systemy magazynowania na zasadzie lokalnych obszarów bilansowania w szczególności na terenach wiejskich;
- » promować zwłaszcza w indywidualnych gospodarstwach domowych systemy fotowoltaiczne wraz z przydomowym akumulatorem, który ładowałby się podczas nieobecności domowników;
- » inwestować w akumulację, która to mogłaby szybko reagować na znaczne zmiany w wytwarzanej mocy z odnawialnych źródeł energii.

W Polsce przełom miał miejsce na początku 2018 r., wraz z wejściem w życie Ustawy o Rynku Mocy [8], gdyż jest to w zasadzie pierwsza ustawa, która tak wyraźnie wspomina o magazynach energii. Kolejnym krokiem w kwestii magazynowania energii było Rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 21 października 2021 r. opublikowanie w Dzienniku Ustaw w dniu 5 listopada 2021 r. w sprawie rejestru magazynów energii elektrycznej. Rozporządzenie to wydatko zgodnie z ostatnią nowelizacją ustawy Prawo energetyczne, która to wprowadziła wiele rozwiązań, mających na celu umożliwić rozwój krajowego rynku magazynów energii. Magazynowanie energii przyczynia się do zwiększenia efektywności energetycznej, nie tylko samego systemu dystrybucyjnego, ale też i jego bezpośrednich odbiorców będących konsumentami energii elektrycznej.

W większej skali magazynowanie energii ma na celu zbilansowanie sieci w pełnym cyklu dobowym, a także łagodzenie powstających w szczytach obciążeń sieci elektroenergetycznej i gromadzenie energii w przypadku jej nadprodukcji. Magazynowanie energii prowadzone na dużą skalę dałoby możliwość gromadzenia nadwyżki wówczas, kiedy produkcja energii w generatorach fotowoltaicznych przekracza popyt, po

Grupa MEDIUM 30 lat

polski wydawca czasopism
z 30-letnim
doświadczeniem



C Z Y M S I Ę Z A J M U J E M Y :

- czasopisma branżowe
- portale internetowe
- książki i dodatki
- konferencje
- szkolenia
- akcje społeczne

czym uwalniają ją do sieci, gdy produkcja bieżąca jest niewystarczająca do tego, aby możliwe było zaspokojenie bieżącego zużycia.

Magazyny energii w wersji zintegrowanej ze stacją rozdzielczą bądź też jako samodzielne obiekty powstają od kilku lat i będą stawały się z czasem coraz bardziej powszechne. Aktualnie istnieje wiele sposobów magazynowania energii elektrycznej w zależności od typu magazynowanej energii, najważniejsze z nich wraz z zaawansowaniem technologii i stopniem komercjalizacji zestawiono na **rysunku 2**. Więcej informacji o magazynowaniu energii można znaleźć w miesięczniku „elektro.info” w artykułach autora w numerach 6/2020 [1] i 7–8/2020 [2].

Zastosowanie magazynów energii elektrycznej w instalacjach fotowoltaicznych daje możliwość przechowywania ewentualnych nadwyżek produkowanej energii elektrycznej. Dzięki temu zgromadzona w ten sposób energia może być wykorzystywana w okresie bezprodukcyjnym. Jednakże pomimo zalet magazynów energii mają też i wady, do których zalicza się między innymi: wysoki koszt magazynu/magazynowania, straty w magazynowaniu energii, różną wy-

dajność takiego procesu w zależności od warunków pracy. Dwie ostatnie nie są tak istotne jeżeli magazynujemy energię ze źródeł odnawialnych, która w innym przypadku w ogóle nie byłaby wykorzystana.

Rynek magazynów energii w Polsce

W wielu państwach rośnie udział systemów z magazynowaniem energii elektrycznej w ogólnej liczbie instalacji fotowoltaicznych. Tak jest np. w Niemczech, gdzie do końca 2019 r. zainstalowanych zostało prawie 160 000 magazynów energii elektrycznej w systemach fotowoltaicznych podłączonych bezpośrednio do sieci niskiego napięcia, co stanowiło ok. 9% z 1,7 mln wszystkich instalacji). Należy jednak uzgodnić to, że w przeciwieństwie do paneli PV, które są tam instalowane już od ponad 20 lat, współpracujące z nimi magazyny energii zyskały popularność dopiero kilka lat temu. Widoczny jest jednak wzrost instalacji magazynów energii w instalacjach w roku 2016 było 34 000 magazynów energii, zaś w 2018 r. liczba ta wyniosła już 100 000, a pod koniec 2019 r. aż 160 000. Na podstawie danych zgromadzonych

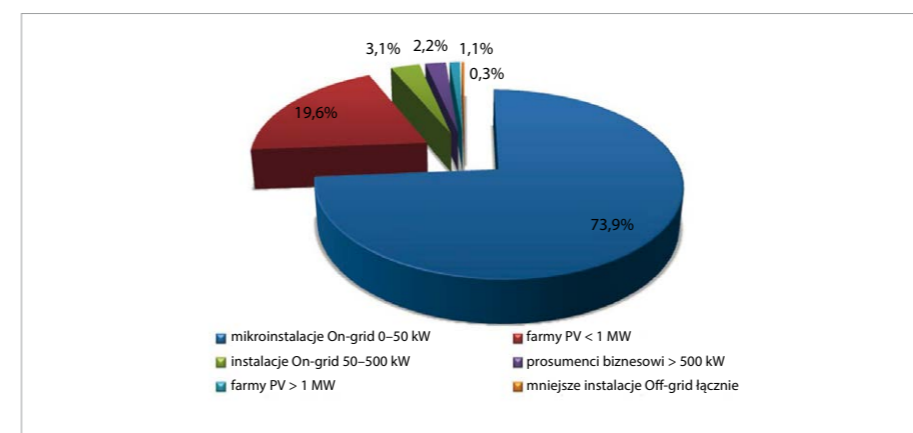
przez Polskie Izby Magazynowania Energii zainstalowano w Polsce magazyny energii o mocy ok. 1450 MW, z czego 1370 MW zainstalowanych jest w elektrowniach szczytowo-pompowych. W 2021 r. w Polsce było już około 50 MW mocy zainstalowanej w magazynach energii elektrycznej w technologii elektrochemicznej. Prognozy przewidują zainstalowanie kolejnych 300–500 MW. Polska Grupa Energetyczna uruchomiła w Rzepedzi na Podkarpaciu pierwszy w Polsce magazyn energii elektrycznej z zastosowaniem modułów Powerpack Tesla o mocy 1,2 MW oraz pojemności 4,2 MWh, zaprojektowany głównie w celu wspierania niezawodności lokalnej sieci dystrybucyjnej. Docelowo do roku 2030 PGE planuje wybudować magazyny energii o łącznej mocy co najmniej 800 MW [6]. Spółka wytypowała już kilkanaście lokalizacji, z których największy jest projekt CHEST o mocy 205 MW oraz pojemności 820 MWh planowany jest w Żarnowcu [11].

5 listopada 2021 r. weszło w życie rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska, dzięki tym przepisom możliwe będzie szczegółowe monitorowanie rozwoju magazynów energii, które stanowią dopełnienie dla instalacji fotowoltaicznych. Do tej pory magazyny nie podlegały obowiązkowi wpisu do rejestru i traktowane były jako jednostki wytwórcze, co utrudniało ich monitorowanie.

Generator fotowoltaiczny i magazyn energii

Obecnie w Polsce układy współpracy generatora fotowoltaicznego z elektrochemicznym magazynem energii, który stanowi zespół akumulatorów o określonej pojemności, znajdują ograniczone zastosowanie. Stosuje się je głównie w przypadkach braku możliwości podłączenia do sieci elektroenergetycznej lub bardzo mocno ograniczonych możliwości przyłączenia do sieci wybudowanych systemów PV. Dotyczy to zwłaszcza odległych od infrastruktury domków letniskowych, obiektów turystycznych oraz sygnalizacji i oświetlenia.

Znacznie większą popularnością cieszą się instalacje łączące zalety systemów zarówno on-grid z off-grid, umożliwiając zarówno korzystanie z sieci elektroenergetycznej oraz nabywanie pewnej niezależności od dostawcy energii. W przypadku przerwy w dostawie energii z sieci elektroenergetycznej instalacja jest w stanie funkcjonować w pełni samodzielnie i dostarczać energię na własne potrzeby. Dodatkowo, stosowane w rozwiązaniach typowo hybrydowych magazyny energii pozwalają zmniejszyć jej szczytowy pobór bezpośrednio z sieci. Na ry-



Rys. 3. Generacja energii ze źródeł fotowoltaicznych w Polsce (dane na podstawie [7])

sunku 3, przedstawiono udział produkcji energii w generatorach fotowoltaicznych ze źródeł off-grid w zestawieniu ze źródłami przyłączonymi do sieci.

Ilościowo w Polsce instalacje off-grid stanowią zaledwie margines produkcji energii w instalacjach fotowoltaicznych. W 2020 r. instalacje te produkowały niespełna 6000 MWh, co stanowiło jedynie 0,3% łącznej energii wytworzonej (**tab. 1**).

Uznanie wśród użytkowników, początkowo na południu Europy, a obecnie i w Polsce znajdują również systemy grzewcze z wykorzystaniem energii elektrycznej produkowanej przez panele fotowoltaiczne. Systemy takie pozbawione są wad instalacji z kolektorami cieczowymi, jak przegrzewanie się instalacji i możliwe uszkodzenia, szczególnie w gorące dni, gdy jest zbyt mały lub zerowy pobór ciepła lub ciepłej wody. Sytuacja ta ma szczególnie miejsce podczas wakacyjnych wyjazdów. Elementem grzejnym w systemach z generatorem fotowoltaicznym mogą być np. grzejniki oporowe w tym ogrzewanie podłogowe lub promienniki podczerwieni. Jeżeli ogrzewanie miało być prowadzone w nocy, najlepszym rozwiązaniem będzie wyposażenie instalacji w magazyn energii (off-grid lub hybrydowo).

Rosnąca liczba odnawialnych źródeł energii słonecznej i wiatrowej w systemie elektroenergetycznym będzie powodowała gwałtowne zmiany generacji mocy, które będą negatywnie wpływać na stabilność systemu elektroenergetycznego. W celu uniknięcia tych problemów jedynym skutecznym rozwiązaniem jest instalacja magazynów energii. Wzrost zainteresowania generatorami fotowoltaicznymi wpływa na rynek magazynów energii sprawiając, że stają się one w dłuższym horyzoncie czasowym uzasadnionym rozwiązaniem dla stabilności generacji ze źródeł odnawialnych. Generacja ze źró-

deł fotowoltaicznych, przesunięta względem dziennego profilu zapotrzebowania na energię, ma istotny wpływ na stymulowanie rozwoju technologii magazynowania energii. W **tabeli 2** zestawiono dane pokazujące perspektywę rozwoju magazynów energii w obrębie firm, które wchodziły w skład Przemysłowego Panelu PV.

Należy również zauważyć, że w reakcji na koszty opłaty mocowej, jak również znaczny wzrost cen energii, w kolejnych latach coraz bardziej powszechne stawać się będą instalacje autoproducentckie, czyli tzw. producent biznesowy i co ważne będą to w dużej mierze instalacje duże. Prognozuje się, że pod koniec 2023 roku segment ten ma jak najbardziej możliwość uzyskania nawet 10% udziału w całkowitej mocy, zaś w perspektywie do 2030 roku przewidywany jest ciągły wzrost [3].

Podsumowanie

Większość szczególnie przydomowych instalacji fotowoltaicznych wykorzystuje sieć elektroenergetyczną jako magazyn energii o nieograniczonej pojemności i czasie działania dostarczając i odbierając energię elektryczną w dowolnie wybranym, korzystnym dla siebie, ale niekoniecznie dla sieci momencie. Rosnąca liczba instalacji fotowoltaicznych w systemie prowadzić może do niepożądanych problemów w zasilaniu energią elektryczną, doprowadzając nawet do lokalnych przerw w dostawie energii elektrycznej. W dłuższej perspektywie czasowej zapobiec temu może powszechność stosowania magazynowania energii.

Niewątpliwie magazyny energii stosowane w przydomowych instalacjach PV pozwolą na pełne wykorzystanie produkowanej energii w przypadku złych parametrów sieci elektroenergetycznej lub przeciążenia powodowanego przez nadmiar produkowanej energii przez systemy PV przyłączone do sieci elektroenergetycznej.

Literatura

1. T. Bakoń, Technologie magazynowania i zastosowanie magazynów energii, „elektro.info” 6/2020, ss. 60–64.
2. T. Bakoń, Wybrane metody magazynowania energii i ich zastosowanie w systemie elektroenergetycznym, „elektro.info” 7–8/2020, ss. 74–77.
3. W. Banul, Wpływ generatorów fotowoltaicznych na rynek magazynów energii, Praca dyplomowa SGGW WIP 2022.
4. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych z dnia 23 kwietnia 2009 r.
5. European Commission, Energy Storage: Which Market Designs and Regulatory Incentives Are Needed?, [http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2015/563469/IPOL_STU\(2015\)563469_EN.pdf](http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2015/563469/IPOL_STU(2015)563469_EN.pdf), 2015.
6. P. Rapacka, Magazyny energii wchodzą na ścieżkę dynamicznej ekspansji rynkowej, <https://globenergia.pl/magazyny-energii-wchodza-na-ścieżkę-dynamicznej-ekspansji-rynkowej>
7. Rynek fotowoltaiki w Polsce 2020, Raport Instytutu Energetyki Odnawialnej, <https://ieo.pl/pl/raporty>, 2020.
8. Ustawa o rynku mocy, Dz.U. z 2021 r. poz. 1854 z dnia 8 grudnia 2017 r.
9. K. Wiśniewski, D. Gręda, A. Skomorowska, T. Kowalak, K. Michałowska-Knap, Mapa drogową rozwoju przemysłu fotowoltaicznego w Polsce do 2030 roku. Przemysłowy panel PV, Instytut Energetyki Odnawialnej, Warszawa 2020.
10. Polski rynek fotowoltaiczny w liczbach – stan na 30 czerwca 2020 roku, <https://www.emiter.net.pl/aktualnosci/polski-rynek-fotowoltaiczny-w-liczbach.html>.
11. Ruszyły inwestycje w polskie magazyny energii, <https://wysokienapiecie.pl/39276-ruszyly-inwestycje-w-polskie-magazyny-energii>.
12. <https://www.ure.gov.pl>.

ABSTRACT

Support of a photovoltaic generator by an energy storage

This article describes the current state and the possibilities of supporting of photovoltaic generators and installations by an energy storage. Potential benefits and limitations in the development of cooperation between these technologies were indicated and their market in Poland was described.

Keywords: photovoltaic, energy storage, solar power station.

Rodzaj instalacji PV		Przyrost mocy w 2020 r., w [MW]	Moc na koniec 2020 r., w [MW]	Produkcja energii w 2020 r., w [MWh]	Wartość energii z PV, w [mln zł/rok]
On-grid	Mikroinstalacje 0–50 kW	800	1791	1700981	476
	Mikroinstalacje 50–500 kW	20	72	70898	21
	Instalacje powyżej 500 kW	10	50	50000	12
	Farmy fotowoltaiczne poniżej 1 MW	90	450	450331	143
	Farmy fotowoltaiczne powyżej 1 MW	25	25	25000	52
Off-grid	Oświetlenie, domy letniskowe, oddalone obiekty turystyczne	1,5	8	6000	3

Tab. 1. Zestawienie mocy zainstalowanej i wyprodukowanej energii w 2020 roku w polskich instalacjach fotowoltaicznych on-grid i off-grid (na podstawie [7])

Planowany roczny poziom zdolności produkcyjnych magazynów energii, w [MW/rok]								
Rok	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Suma wzrostu zdolności produkcyjnych, w [MW/rok]	Wartość inwestycji, w [mln zł]
Scenariusz wyjściowy		341	345	350	355	360	240	26,5
Scenariusz rozwojowy						700	580	81,5

Tab. 2. Plan inwestycyjny na lata 2020–2025 w produkcję magazynów energii przez wiodących polskich producentów [9]

Kamery termowizyjne: szybki i niezawodny sposób testowania paneli słonecznych

Zapewnienie jakości ma fundamentalne znaczenie dla paneli słonecznych. Bezawaryjność paneli jest wstępnym warunkiem efektywnego wytwarzania energii, długiego okresu eksploatacji i wysokiego zwrotu z inwestycji. Aby zapewnić bezawaryjne działanie, wymagana jest szybka, prosta i niezawodna metoda oceny wydajności paneli słonecznych, zarówno podczas procesu produkcji, jak i po ich zainstalowaniu. Wykorzystanie kamer termowizyjnych do oceny działania paneli zapewnia kilka korzyści. Nieprawidłowości są bez problemu widoczne na wyraźnym obrazie termowizyjnym i – w przeciwieństwie do większości innych metod – kamer termowizyjnych można użyć do skanowania zainstalowanych paneli słonecznych podczas normalnego działania. Kamery termowizyjne pozwalają także skanować duże obszary w krótkim czasie.

W dziedzinie badań i rozwoju kamery termowizyjne są już uznanym narzędziem oceny ogniw i paneli słonecznych. Do tych zaawansowanych pomiarów zwykle używane są, w kontrolowanych warunkach laboratoryjnych, kamery o wysokich parametrach z chłodzonymi detektorami. Jednak stosowanie kamer termowizyjnych do oceny

paneli słonecznych nie ogranicza się tylko do badań naukowych. Niechłodzone kamery termowizyjne są obecnie coraz częściej używane do kontroli jakości paneli słonecznych przed zainstalowaniem oraz do regularnego utrzymania ich w ruchu po ich zainstalowaniu. Te niedrogie kamery są lekkie i przenośne, co pozwala na dowolne ich wykorzystanie w terenie. Za pomocą kamery termowizyjnej można wykryć miejsca potencjalnych problemów i naprawić je przed faktycznym wystąpieniem awarii. Jednak nie każda kamera termowizyjna nadaje się do kontroli ogniw słonecznych. Istnieją pewne zasady i wytyczne, które muszą być przestrzegane w celu przeprowadzenia efektywnej kontroli i wyciągnięcia prawidłowych wniosków. Przykłady w tym artykule są oparte na modułach fotowoltaicznych z krystalicznymi ogniwami słonecznymi, jednak te zasady i wytyczne dotyczą także kontroli termograficznej modułów cienkowarstwowych, ponieważ podstawowe koncepcje termografii są takie same.

Procedury kontroli paneli słonecznych za pomocą kamer termowizyjnych

W procesie rozwoju i produkcji ogniw słonecznych są aktywowane elektrycznie lub przy użyciu lamp błyskowych. Zapewnia to wystarczający kontrast termiczny do dokładnych pomiarów termograficznych. Tej metody nie można stosować do testowania paneli słonecznych w terenie, więc operator musi zapewnić wystarczającą ilość światła słonecz-



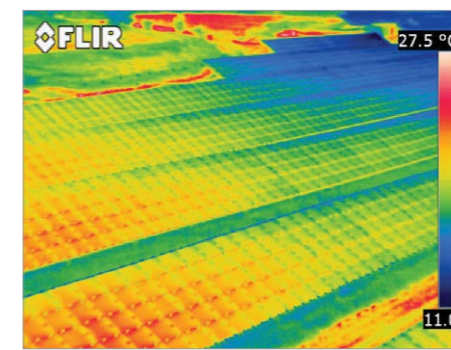
Bateria paneli fotowoltaicznych na dachu

nego. Aby osiągnąć wystarczający kontrast termiczny podczas kontroli ogniw słonecznych w terenie, potrzebne jest napromieniowanie słoneczne 500 W/m² lub wyższe. W celu osiągnięcia najlepszych wyników zalecane jest napromieniowanie słoneczne na poziomie 700 W/m². Napromieniowanie słoneczne określa moc chwilową na powierzchni w jednostkach kW/m², która może być zmierzona piranometrem (w przypadku globalnego napromieniowania słonecznego) lub pirheliometrem (w przypadku bezpośredniego napromieniowania słonecznego). Zależy ono w dużym stopniu od miejsca i lokalnych warunków pogodowych. Kontrast termiczny mogą również zwiększać niskie temperatury zewnętrzne.

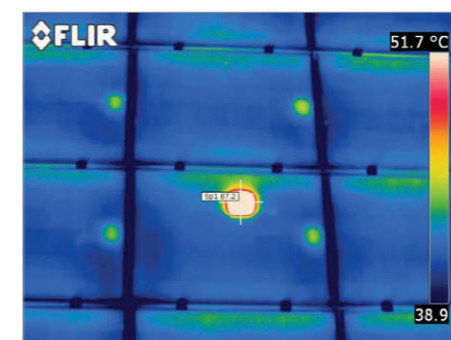
Jaki rodzaj kamery jest potrzebny?

Ręczne kamery termowizyjne do kontroli prognostycznych mają zazwyczaj niechłodzony detektor mikrobolometryczny reagujący na długości fal 8–14 μm. Jednak szkło nie jest przezroczyste w tym zakresie. Gdy ogniw słoneczne są kontrolowane z przodu, ka-

mera termowizyjna widzi rozkład ciepła na powierzchni szkła, ale tylko pośrednio rozkład ciepła w ogniwach pod spodem. W związku z tym różnice temperatur, które można zmierzyć i zobaczyć na szklanej powierzchni panelu słonecznego, są małe. Aby różnice te były widoczne, kamera termowizyjna używana do tych kontroli musi mieć czułość termiczną ≤ 0,08 K. Aby wyraźnie ukazać małe różnice temperatur na obrazie termowizyjnym, kamera powinna również umożliwiać ręczną regulację poziomu i zakresu. Moduły fotowoltaiczne są zwykle montowane na wysoce odbłaskowym szkielecie aluminiowym, który na obrazie termowizyjnym jest widoczny jako zimny obszar, ponieważ odbija promieniowanie ciepłe emitowane przez niebo. W praktyce oznacza to, że kamera termowizyjna rejestruje temperaturę szkielecetu jako znacznie poniżej 0°C. Ponieważ wyrównanie histogramu kamery termowizyjnej automatycznie dostosowuje się do maksymalnej i minimalnej zmierzonej temperatury, wiele małych anomalii termicznych nie będzie widocznych od razu. Aby uzyskać obraz termiczny o wysokim kontraście, konieczna jest ciągła ręczna korekta poziomu i zakresu. Rozwiązaniem jest funkcja nosząca nazwę DDE (Digital Detail Enhancement – cyfrowe wzmocnienie szczegółów). DDE automatycznie optymalizuje kontrast obrazu w polach o wysokim



W celu uniknięcia fałszywych wniosków podczas kontroli paneli słonecznych kamera termowizyjna powinna być ustawiona pod odpowiednim kątem



Gorący punkt w jednym ogniwie słonecznym oznacza fizyczne uszkodzenie wewnątrz ogniwa

zakresie dynamicznym, a obrazu termowizyjnego nie trzeba dostosowywać ręcznie. Kamera termowizyjna z funkcją DDE doskonale nadaje się więc do szybkiej i precyzyjnej kontroli paneli słonecznych.

I Przydatne funkcje

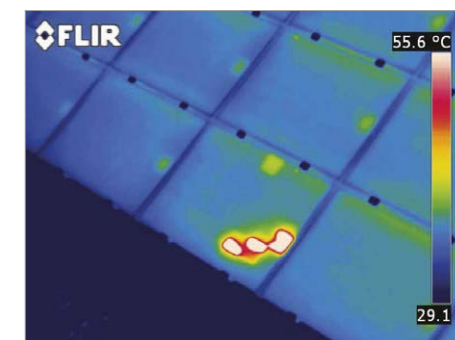
Inną przydatną funkcją kamery termowizyjnej jest oznaczanie obrazów termowizyjnych danymi GPS. Pomaga to zlokalizować wadliwe moduły na dużych obszarach, np. na farmach słonecznych, a także powiązać obrazy termowizyjne z urządzeniami, np. w raportach. Kamera termowizyjna powinna mieć wbudowany aparat cyfrowy, aby skojarzony obraz (zdjęcie cyfrowe) mógł być zapisany z powiązaniem obrazem termowizyjnym. Przydatny jest również tzw. tryb łączenia, który umożliwia nakładanie zdjęć i obrazów termicznych. Komentarze tekstowe i głosowe, które mogą być zapisane w kamerze wraz z obrazami termowizyjnymi, stanowią dodatkową korzyść w przypadku raportowania.

Ustawienie kamery: należy wziąć pod uwagę odbicia i emisyjność

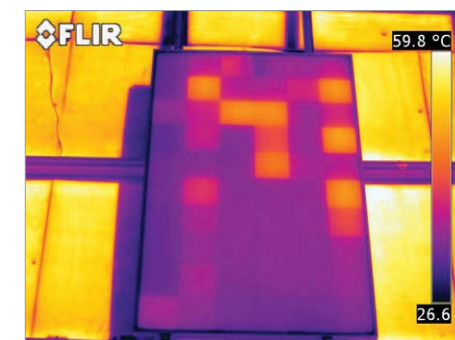
Chociaż szkło ma emisyjność 0,85–0,90 w pasmie częstotliwości 8–14 μm, pomiary termowizyjne na powierzchniach szklanych nie są łatwe. Odbicia szkła są lustrzane, co oznacza, że okolice obiektów o różnych temperaturach mogą być wyraźnie widoczne na obrazie termowizyjnym. W najgorszym przypadku powoduje to błędy interpretacji (fałszywe „gorące punkty”) i błędy pomiarowe. W celu uniknięcia odbicia kamery termowizyjnej i operatora w szkło nie można jej umieszczać prostopadle do kontrolowanego modułu. Emisyjność jest jednak najwyższa, gdy kamera jest prostopadła, i zmniejsza się wraz z rosnącym kątem. Kąt widzenia 5–60° stanowi dobry kompromis (0° to kąt prostopadły).

I Obserwacje z dużej odległości

Nie zawsze można łatwo osiągnąć odpowiedni kąt widzenia podczas wykonywania pomiaru. W większości przypadków użycie statywu rozwiązuje problem. W trudniejszych warunkach konieczne może być użycie mobilnych platform roboczych lub nawet przelotu helikopterem nad ogniwami słonecznymi. W takich przypadkach większa odległość od celu może być korzystna, ponieważ większy obszar można sprawdzić w jednym przebiegu. Aby zapewnić odpowiednią jakość obrazu ter-



Obraz termowizyjny uzyskany kamerą FLIR P660 podczas przelotu nad farmą słoneczną (termogram udostępniony przez Evi Müllers, IMM)



Termogram z poziomem i zakresem w trybie ręcznym

mowizyjnego, do większych odległości należy użyć kamery termowizyjnej o rozdzielczości min. 320x240 pikseli – najlepiej 640x480 pikseli. Kamera powinna mieć również wymienny obiektyw, aby operator mógł zastosować teleobiektyw w celu prowadzenia obserwacji z daleka, np. z helikoptera. Wskazane jest jednak używanie teleobiektywów tylko w kamerach termowizyjnych, które mają wysoką rozdzielczość obrazu. Kamery termowizyjne o niskiej rozdzielczości nie będą mogły rejestrować małych szczegółów termicznych, które wskazują na wady paneli słonecznych, przy pomiarach z dużej odległości z użyciem teleobiektywu.

Zobacz kamery termowizyjne do testowania paneli słonecznych.

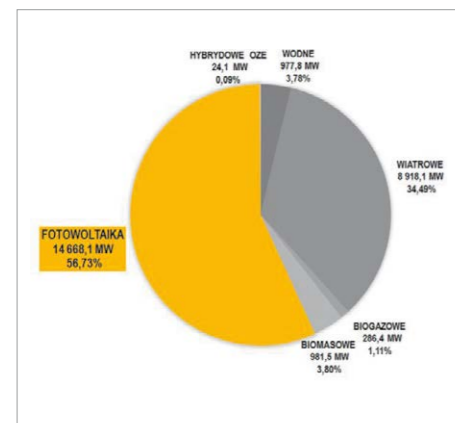
KAMERY IR

Kamery IR
02-521 Warszawa
ul. Rakowiecka 39A/3
tel. +48 601 251 025
rutkowski@kameryir.com.pl
www.kameryir.com.pl

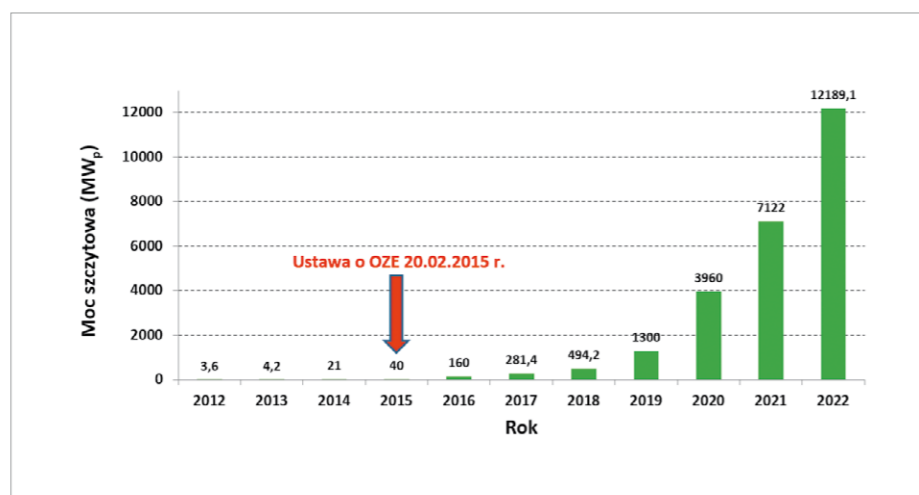
Fotowoltaika w zastosowaniach domowych – zagrożenia pożarowe i metody ich neutralizacji (część 1.)

Fotowoltaika (PV) jako dziedzina zajmująca się bezpośrednią konwersją energii promieniowania słonecznego na energię elektryczną [1] w Polsce rozwija się dynamicznie dopiero po wprowadzeniu w życie ustawy o odnawialnych źródłach energii (OZE) w roku 2015 (dokładnie w dniu 20.02.2015) [2]. Dynamikę tego rozwoju w ostatnim dziesięcioleciu przedstawiono na rysunku 1., obrazującym przyrost mocy szczytowej zainstalowanej w Polsce w latach 2012–2022.

Stan całkowitej mocy elektrycznej zainstalowanej w Polsce dla wszystkich rodzajów źródeł (konwencjonalnych i odnawialnych) w lipcu 2023 r. wyniósł 63 529,72 MW_p. Wszystkie OZE miały około 41%, a fotowoltaika zajmuje wśród nich pierwsze miejsce z udziałem ok. 57% (dokładnie 56,73% – rys. 2.). Całkowita moc szczytowa fotowoltaiki zainstalowana w Polsce na koniec lipca 2023 r. wyniosła ok. 14,7 GW_p (dokładnie 14 668,1 MW_p, w tym: zawodowe elektrownie PV – 801 MW_p i niezależne prosumenckie – 13 867,1 MW_p; liczba prosumenckich instalacji PV wyniosła 1 300 511 sztuk), a ilość energii wprowadzonej do sieci przez prosumentów wzrosła o 26,4% rok do roku. Największa farma fotowoltaiczna w Polsce znajduje się na Pomorzu (Zwartowo – 204 MW_p – Respect Energy). W lipcu 2023 roku powstało 16 322 szt. nowych instalacji PV o łącznej mocy 345,41 MW_p, co stanowiło w sztukach 99% wszystkich nowych instalacji OZE, a przeciętna wielkość nowej instalacji PV wyniosła 21,16 kW_p.



Rys. 2. Moc zainstalowana fotowoltaiki w Polsce na tle innych OZE na koniec lipca 2023 r. [3]



Rys. 1. Całkowita moc zainstalowana PV w Polsce w latach 2012–2022 (opracowanie własne na podstawie danych z [3])

Na podstawie art. 29 ust. 4 pkt 3 lit. c), w trybie art. 56 ust. 1a ustawy Prawo budowlane (tj. Dz.U. z 2020 r. poz. 1333 ze zmianami) [4] od 19.09.2020 roku istnieje obowiązek powiadomienia Państwowej Straży Pożarnej o rozpoczęciu eksploatacji instalacji PV o mocy powyżej 6,5 kW_p. Państwowa Straż Pożarna analizuje przedstawioną dokumentację pod kątem bezpieczeństwa pożarowego i gromadzi istotne, ze względu na bezpieczeństwo ekip ratowniczych, informacje na temat zainstalowanych instalacji PV. W razie wystąpienia nowych istotnych okoliczności, możliwe jest przeprowadzenie czynności kontrolno-rozpoznawczych w obiekcie w zakresie oceny zastosowanych rozwiązań technicznych oraz możliwości prowadzenia działań ratowniczych. W celu ułatwienia zgłoszenia i zebrania istotnych w tej sprawie informacji na portalu gov.pl zamieszczono wzory dokumentów i przykładowe karty instalacji [5].

Na **rysunku 3.**, przedstawiającym średnią moc nowych instalacji PV w Polsce po 2020 roku, zaznaczono kolejną ważną dla fotowoltaiki datę – 1.04.2022, która wprowadza nowy system rozliczeń wartościowych (net-billing), zastępujący

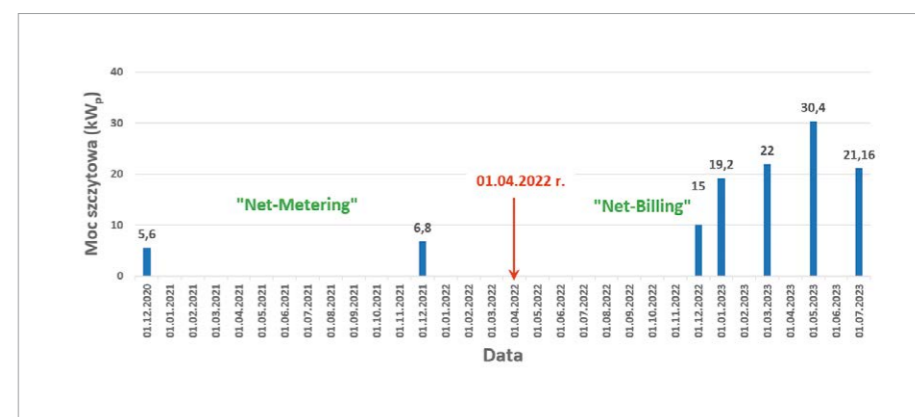
STRESZCZENIE

W artykule przedstawiono najważniejsze aspekty neutralizacji zagrożeń pożarowych w domowych instalacjach fotowoltaicznych (PV). Zwrócono uwagę na najsłabsze punkty systemu PV w tym zakresie, a w szczególności poprawność wykonywania złąc MC4, które mogą być przyczyną pożaru. Omówiono również różne rozwiązania alternatywne, a w szczególności koncepcję stosowania nowej generacji mikrofalowników PV. Podano również podstawowe zasady bezpieczeństwa stosowania coraz powszechniejszych magazynów energii. Rozważania przeprowadzono w aspekcie zmieniających się w Polsce przepisów dotyczących budowy systemów PV i mechanizmów wsparcia ekonomicznego tego typu inwestycji.
Słowa kluczowe: fotowoltaika, instalacja PV, falownik, magazyn energii, zagrożenia pożarowe.

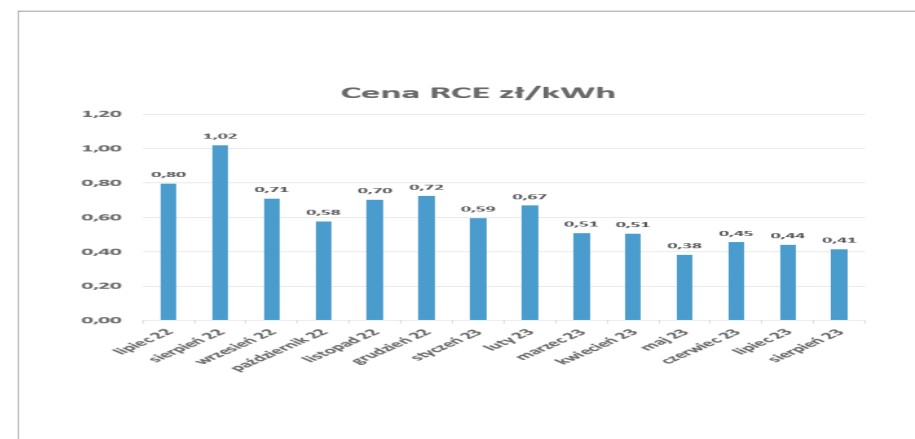
dotychczasowy system rozliczeń ilościowych (net-metering). Tu wyraźnie widać, że zmiana systemu rozliczeń spowodowała znaczny wzrost mocy nowych instalacji PV, co nie pokrywa się z intencjami ustawodawcy, których genezą było odciążenie sieci elektroenergetycznych (EE) przez zwiększenie autokonsumpcji energii elektrycznej przez prosumentów. Dodatkowo wszelkie mechanizmy wsparcia (Mój Prąd [6]) dla już istniejących instalacji PV, rozliczanych na starych zasadach (net-metering), zostały uwarunkowane obligatoryjnym przejściem na net-billing. To niewątpliwie dalsze próby nakłaniania prosumentów do zwiększenia autokonsumpcji i instalowania domowych magazynów energii, odciążających sieci EE.

Kolejne nowelizacje ustawowe wprowadzają zasadę, która polega na tym, że prosumenci rozliczani według systemu net-billing od dnia 1.07.2024 roku nadwyżki energii elektrycznej wyprodukowanej przez systemy PV będą rozliczali **według rynkowych cen godzinowych**. Zamiast przyjmować jednolitą stawkę za nadwyżki energii przez cały okres rozliczeniowy, stawki będą różnicowane w zależności od godziny, w której energia została wprowadzona do sieci. Przejście na ceny godzinowe oznacza, że prosumenci będą rozliczani na podstawie ilości energii elektrycznej oddanej do sieci w danej godzinie i według stawki obowiązującej w tej godzinie. W godzinach szczytowej generacji z PV mogą się więc pojawić ujemne ceny energii.

W tej nowej przyszłej sytuacji koniecznym elementem każdej przydomowej instalacji PV będzie **magazyn energii elektrycznej**, a zautomatyzowany inteligentny system do zarządzania energią będzie ładować magazyn energii nadwyżkami energii produkowanej z PV lub z sieci wtedy, kiedy ceny na Towarowej Giełdzie Energii (TGE) będą niskie, i z kolei zużywać ją w czasie, kiedy ceny będą rosły. Kluczowe w kontekście opłacalności będą zatem hasła: autokonsumpcja i elastyczne systemy smart home. Na podstawie dotychczasowych doświadczeń należy spodziewać się kolejnych, trudnych do przewidzenia zmian legislacyjnych i elastyczność systemów smart home musi zapewniać szerokie możliwości adaptacyjne. Należy się spodziewać ciągłych modyfikacji mechanizmów rynkowych typu Rynek Dnia Następnego (RDN) itp. Optymalny smart home to taki, który będzie w stanie śledzić na bieżąco zmiany cen rynkowych i odpowiednio reagować, a kryterium jego funkcjonowania musi być efektywność ekonomiczna systemu PV w danym



Rys. 3. Średnia moc nowych instalacji PV w Polsce od 2020 roku (opracowanie własne na podstawie danych z [3])



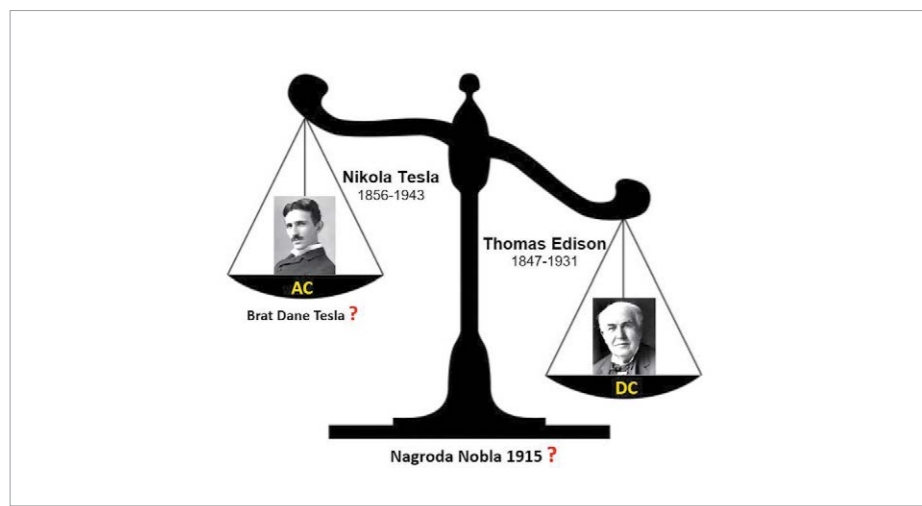
Rys. 4. Rynkowe Ceny Energii (RCEm) w Polsce (opracowanie własne na podstawie danych z [7])

konkretnym przypadku. W procesie projektowania systemów PV w obecnej sytuacji rynkowej w Polsce maksymalizacja uzysków energii nie jest już kryterium dominującym – istotniejsze będzie to, jak tą energią zarządzać. A może wystarczy posiadać tylko inteligentny magazyn energii i stać się „graczem” na giełdzie cen energii? Jedno jest pewne: prosumenci rozliczający się na starych zasadach (net-metering) powinni jedynie zwiększyć autokonsumpcję i nie ulegać pokusom, takim jak np. „Mój Prąd 5”, gdyż nie jesteśmy w stanie przewidzieć, jaka będzie sytuacja po 15 latach. Na **rysunku 4.** przedstawiono Rynkowe Ceny Energii (RCEm) w Polsce, jakie były w ostatnich miesiącach.

Kolejna już nowelizacja ustawy o OZE z 2021 r. wprowadziła szereg zmian i rozwiązań w sektorze odnawialnych źródeł energii, pojawił się między innymi nowy typ uczestnika rynku energii odnawialnej – **prosument wirtualny**. Definicję prosumenta wirtualnego określa ustawa, i zgodnie z jej brzmieniem prosument wirtualny to „odbiorca końcowy wytwarzający energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii, na własne potrzeby, w instalacji odnawialnego źródła energii, przyłączonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej w innym

miejscu niż miejsce dostarczania energii elektrycznej do tego odbiorcy, która jednocześnie nie jest przyłączona do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej za pośrednictwem wewnętrznej instalacji elektrycznej budynku wielolokalowego, pod warunkiem że w przypadku odbiorcy końcowego niebędącego odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, wytwarzanie to nie stanowi ponadto przedmiotu przeważającej działalności gospodarczej” [8]. W skrócie – jest to nowy typ prosumenta, który wytwarza energię poza miejscem, w którym ją zużywa. Podobne rozwiązania wprowadzono już wcześniej w innych krajach, np. na Litwie, gdzie cieszą się dużą popularnością. Jest to regulacja korzystna dla „wykluczonych fotowoltaicznie” – podobnie jak to miało miejsce wcześniej przy wprowadzeniu pojęcia **prosumenta lokatorskiego** dla spółdzielni i wspólnot mieszkaniowych.

Należy jeszcze wspomnieć również o pewnym aspekcie społecznym rozwoju fotowoltaiki w Polsce. Do dynamicznego rozwoju fotowoltaiki w ostatnich latach w Polsce przyczyniły się bardzo agresywne kampanie reklamowe promujące kolejne edycje różnych mechanizmów wsparcia. Nie ma chyba nikogo, kto nie odebrał



Rys. 5. Fotowoltaika jako kompromis DC/AC w dziejowym sporze Edison vs. Tesla rys. M. Sarniak

w tej sprawie telefonu, a niektóre uczelnie uruchomiły nawet specjalne studia podyplomowe typu „jak przekonać nieprzekonanych”. Jest to efekt społeczeństw na dorobku, którymi można skutecznie sterować poprzez różnego rodzaju daniny i dotacje, a które nie zawsze w dłuższej perspektywie są tak korzystne jak się je reklamuje. Wszystkie te zmienne regulacje legislacyjne powodowały nagłe przyspieszenia w liczbie oddawanych instalacji PV (np. rok 2022) i należy mieć tylko nadzieję, że nie odbije się ten postęp na jakości ich wykonania, o czym przekonamy się wkrótce.

W artykule pominięto aspekty ochrony przepięciowej i odgromowej instalacji PV, które szczegółowo przeanalizowano w książce autora [1].

Bezpieczne dla człowieka wartości napięć i prądów DC/AC

Każdy system PV, ze względu na upowszechnienie urządzeń domowych przystosowanych do zasilania prądem przemiennym AC, składa się z części stałoprądowej DC i przemiennoprądowej AC. Nawiązuje to do historycznego sporu pomiędzy dwoma wybitnymi uczonymi, zajmującymi się tymi zagadnieniami, który symbolicznie przedstawiono na **rysunku 5**. Gdyby nie wzajemna niechęć do współpracy, Tesla i Edison mogliby wspólnie więcej osiągnąć i zapewne byłiby laureatami nagrody Nobla w 1915 roku. W fotowoltaice, ze względu na istotę zjawiska konwersji, występuje zawsze istotna część stałoprądowa DC instalacji, która jest w obrębie generatora umieszczonego w części zewnętrznej systemu PV, wyekspozowanej na bezpośrednią operację słoneczną.

Napięcie bezpieczne – jest to największa wartość napięcia dotykowego lub roboczego, któ-

rego długotrwałe utrzymywanie się nie stanowi żadnego zagrożenia dla zdrowia lub życia człowieka w danych warunkach otoczenia. Obecnie termin „napięcie bezpieczne” został zastąpiony terminem **napięcie dotykowe dopuszczalne długotrwałe**. W zależności od warunków środowiskowych, wynosi:

» dla prądu przemiennego (AC):

- 50 V – warunki środowiskowe normalne (pomieszczenia suche),
- 25 V – warunki środowiskowe specjalne (pomieszczenia mokre i gorące),
- 12 V – warunki zagrożenia ekstremalnego (w basenie, w wannie),

(30 mA – graniczna wartość natężenia prądu przemiennego),

» dla prądu stałego (DC):

- 120 V – warunki środowiskowe normalne (pomieszczenia suche),
- 60 V – warunki środowiskowe specjalne (pomieszczenia mokre i gorące),
- 30 V – warunki zagrożenia ekstremalnego (w basenie, w wannie),

(70 mA – graniczna wartość natężenia prądu stałego).

Prąd stały jest mniej szkodliwy niż prąd przemienny, dlatego też dopuszczalne są około dwukrotnie większe wartości napięć dotykowych stałych niż przemiennych.

W warunkach specjalnych (np. praca podczas deszczu) następuje obniżenie rezystancji układu człowiek – urządzenie, co może powodować zwiększenie potencjalnego prądu przepływu przez ciało człowieka, a w konsekwencji poważniejsze skutki ewentualnego uszkodzenia izolacji elektrycznej. Dlatego też stosuje się dwukrotne obniżenie wartości napięcia dotykowego dopuszczalnego długotrwałe (w porównaniu do warunków normalnych). W warunkach ekstre-

malnych (np. w basenie, w wannie) panuje największe zagrożenie, więc napięcia są ponownie dwukrotnie obniżone.

Powszechnie przyjmuje się, że **w normalnych warunkach oporność ciała człowieka ma wartość około 1 kΩ**. Przepływ prądu przemiennego o wartości powyżej 50 mA zaczyna powodować nieodwracalne szkody. Z prawa Ohma wynika, że bezpieczna wartość napięcia to: $1\text{ k}\Omega \cdot 50\text{ mA} = 50\text{ V}$. Z tego też względu wyłączniki różnicowoprądowe typu AC (najpopularniejsze) są tak zbudowane, aby wyłączać obwód zabezpieczony w przypadku przekroczenia połowy znamionowej wartości prądu różnicowego (najczęściej równego 30 mA) – gwarantuje to odpowiednią czułość urządzenia, równocześnie skutecznie zabezpieczając ludzi.

Oddziaływanie prądu elektrycznego na organizm ludzki – poza rodzajem prądu (DC/AC) oraz warunkami środowiskowymi – zależy dodatkowo od następujących czynników:

» **częstotliwości prądu** – prądy o wyższych częstotliwościach są uważane za bardziej bezpieczne, co wynika z tzw. efektu naskórkowości, czyli ze zjawiska polegającego na tym, że im większą częstotliwość ma prąd, tym płycej wnika w materiał (w tym w ciało ludzkie). Dzięki temu jest szansa, że prąd nie dotrze do serca, ale pozostanie tylko w wierzchniej warstwie ciała;

» **czasu przepływu** – przytoczono wcześniej wartości dopuszczalne długotrwałe; człowiek jest w stanie przeżyć więcej, ale wszystko zależy wówczas od czasu oddziaływania energii elektrycznej na organizm: im krótszy czas, tym większe wartości człowiek wytrzyma. Napięcia i prądy oraz czasy powinny być rozpatrywane łącznie, a analiza wpływu np. samego czasu przepływu prądu w oderwaniu od jego wielkości nie ma większego sensu. Dlatego tworzy się specjalne wykresy czasowo-prądowe zarówno dla prądu stałego, jak i zmiennego, na których dodatkowo zaznaczane są strefy przynoszące określone oddziaływania;

» **drogi przepływu** – najniebezpieczniejsze są te prądy, które płyną przez serce, a jak wiemy, prąd zawsze płynie najkrótszą (o najmniejszym oporze) drogą. Dlatego też porażenie w przypadku, gdy np. trzymamy przewód fazowy w jednej ręce, a neutralny w drugiej – niesie dużo większe zagrożenie niż sytuacja, gdy prąd płynie z przewodu fazowego trzymanego w ręce przez ciało do ziemi. W pierwszym przypadku droga przepływu wiedzie

przez serce, a w drugim istnieje spora szansa, że ten organ zostanie ominięty. Dodatkowo otoczenie (podłoże) wnosi własną rezystancję (tzw. rezystancję przejścia), stanowiącą dodatkową przeszkodę dla przepływu prądu, zależną od rodzaju podłoża (np. $1\text{ G}\Omega$ dla drewna czy tylko 100Ω dla betonu);

» **indywidualnych cech osobniczych człowieka** – człowiek, z punktu widzenia prądu elektrycznego, stanowi jakąś impedancję. O ile dla prądu stałego jest to jedynie rezystancja, o tyle dla przemiennego wchodzi jeszcze w grę pojemności (reaktancje). Impedancja ciała nie jest stała i zależy m.in. od wilgotności powietrza, stanu naskórka (wilgotność, uszkodzenia), napięcia dotykowego (dlatego można stwierdzić, że człowiek jest w pewnym sensie warystorem), częstotliwości prądu, drogi przepływu, itd. Impedancja ta nie jest jednakowa dla wszystkich i wykazuje dużą zmienność osobniczą. Dla większości populacji przy częstotliwości 50–60 Hz zawiera się w przedziale 1500–4500 Ω .

W wyniku przerwania ciągłości obwodu elektrycznego lub zwarcia – zarówno prądu stałego, jak i przemiennego – pojawia się **łuk elektrycz-**

ny, który jest bardziej intensywny w przypadku prądu stałego.

Łuk elektryczny – największy wróg bezpieczeństwa systemów PV

Największe niebezpieczeństwo pożarowe stanowi łuk elektryczny, który może pojawić się przy zwarciu lub przerwaniu ciągłości obwodu elektrycznego. Jeżeli rezystancja łuku elektrycznego będzie stosunkowo duża i prąd zwarciowy będzie miał małą wartość, to może się zdarzyć, że nie zadziałają standardowe zabezpieczenia instalacji PV. Łuk elektryczny to przepływ prądu przez powietrze, który odbywa się za pośrednictwem zjonizowanego gazu (plazmy) pomiędzy dwoma przewodami elektrycznymi. W kontrolowany sposób zjawisko to wykorzystuje się m.in. w sektorze przemysłowym. Powstająca przy okazji łuku elektrycznego wysoka temperatura (w zależności od warunków, temperatura łuku elektrycznego osiąga nawet kilka tysięcy stopni Celsjusza) znajduje zastosowanie przy spawaniu czy w piecach łukowych. Łuk elektryczny może pojawić się zarówno przy prądzie przemiennym (AC), jak i przy prądzie stałym (DC).

Jednak to właśnie ten drugi – **łuk elektryczny prądu stałego jest zjawiskiem o wiele bardziej niebezpiecznym**. Dlatego, że prąd stały, jak nazwa wskazuje, przepływa przez cały czas (a przynajmniej tak długo, jak dostarczają go moduły PV). Dla porównania prąd przemienny, zmieniając kierunek przepływu, przez krótką chwilę przestaje płynąć (gdy sinusoida przechodzi przez wartość „0”), co ułatwia wygaszenie łuku. W instalacjach domowych prąd stały znacznych wartości (o napięciu nawet do 1000 V) występuje głównie w instalacjach PV, dlatego łuk elektryczny w fotowoltaice budzi największe obawy w kontekście bezpieczeństwa pożarowego.

W fotowoltaice wyróżniamy dwa rodzaje stałoprądowych łuków elektrycznych:

- » **łuki elektryczne szeregowe** – to najbardziej prawdopodobne zjawisko, które trudno zidentyfikować. W instalacji PV istnieje wiele punktów, w których występuje połączenie szeregowe (a zatem, gdzie może pojawić się łuk), np. połączenia między ogniwami, na złączach przewodów (MC4), w skrzynkach przyłączeniowych DC i inne,
- » **łuki elektryczne równoległe** pojawiają się między dwoma pobliskimi przewodami

Dlaczego warto prenumerować elektro.info?

- » 10 numerów w roku (numery łączone: 1/2, 7/8 – w cenie numeru pojedynczego)
- » Przesyłka na koszt wydawnictwa
- » Prenumerata w formie pdf do pobrania na nośnik zewnętrzny (laptop, tablet itp.)
- » Link do pobrania wersji pdf czasopisma otrzymujesz niezwłocznie po ukazaniu się danego numeru
- » Dostęp do wszystkich treści zamieszczonych na stronie internetowej www.elektro.info.pl otrzymujesz niezwłocznie po zaksięgowaniu wpłaty na konto

Prenumerata papierowa



EDUKACYJNA ROCZNA
10 numerów + roczny dostęp do wszystkich treści portalu (365 dni)
cena: 137,00 zł

PÓŁROCZNA
5 numerów + półroczny dostęp do wszystkich treści portalu (183 dni)
cena: 137,00 zł

ROCZNA
10 numerów + roczny dostęp do wszystkich treści portalu (365 dni)
cena: 229,00 zł

DWULETNI
20 numerów + dwuletni dostęp do wszystkich treści portalu (730 dni)
cena: 405,00 zł

Prenumerata PDF



ROCZNA
10 numerów + roczny dostęp do wszystkich treści portalu (365 dni)
cena: 206,00 zł

DWULETNI
20 numerów + dwuletni dostęp do wszystkich treści portalu (730 dni)
cena: 364,00 zł

Prenumerata papierowa + PDF



ROCZNA
10 numerów + roczny dostęp do wszystkich treści portalu (365 dni)
cena: 332,00 zł

DWULETNI
20 numerów + dwuletni dostęp do wszystkich treści portalu (730 dni)
cena: 587,00 zł

FORMULARZ ZAMÓWIENIA

Zamawiam:

» Prenumeratę papierową:

edukacyjną – 137 zł półroczną – 137 zł

roczną – 229 zł dwuletnią – 405 zł od numeru

» Prenumeratę PDF:

roczną – 206 zł dwuletnią – 364 zł od numeru

» Prenumeratę papierową + PDF:

roczną – 332 zł dwuletnią – 587 zł od numeru

Nazwa firmy

Ulica i numer

Kod pocztowy Mięscowość

Osoba zamawiająca

Rodzaj działalności

NIP Telefon kontaktowy

e-mail:

Wysyłka będzie realizowana po dokonaniu wpłaty na konto: Volksbanken Bank Polska S.A., 09 2130 0004 2001 0616 6862 0001

Administratorem Państwa danych osobowych jest Grupa MEDIUM Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością Sp.K., nr KRS: 0000537655, z siedzibą w 04-112 Warszawa, ul. Karłowicza 18, tel. +48 22 810-21-24, wydawca elektro.info. Wyrażam zgodę na przetwarzanie moich danych osobowych przez Grupę MEDIUM Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością Sp.K. w celu zamówienia prenumeraty, Przystępuję Pani/Panu prawo do wglądu do swoich danych, aktualizowania, poprawiania oraz całkowitego usunięcia ich, a także wniesienia sprzeciwu wobec ich przetwarzania. Podanie danych ma charakter dobrowolny. Dane są chronione zgodnie z Rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/679 z dnia 27 kwietnia 2016 r.

Upoważniam GRUPĘ MEDIUM do wystawienia faktury VAT bez podpisu odbiorcy. Data: Podpis:

o przeciwnej biegunowości, w tym samym obwodzie prądu stałego.

Łuk elektryczny w fotowoltaice jest realnym zagrożeniem, a jego pojawieniu się sprzyjają następujące problemy i nieprawidłowości w instalacjach:

- » w obrębie wtyczek DC:
 - niedopasowane wtyczki MC4 (od różnych producentów bieguny +/-),
 - złe lub słabo zacisnięte zaciski elektryczne lub wtyczki,
 - niecałkowicie wciśnięte wtyczki,
 - uszkodzone mechanicznie wtyczki,
 - niska jakość wtyczki (uszkodzenia i niedoróbki z etapu produkcji);
- » w obszarze zacisków śrubowych (rozdzielnic, falownik po stronie DC):
 - niedokładnie dokręcone styki,
 - niedbale włożone przewody,
 - zbyt mocne dokręcanie gwintów, powodujące ich zerwanie,
 - zbyt blisko ułożone przewody;
- » przy połączeniach lutowanych:
 - nieprecyzyjne lutowanie,
 - starzenie się połączeń;
- » przy diodach obejściowych:
 - przepięcia wywołane np. wyładowaniem elektrostatycznym (piorun),
 - długotrwałe przegrzewanie się;
- » w modułach:
 - uszkodzenia ogniw PV związane np. z mikropęknięciami,
 - oderwane złącza ogniw,
 - pęknięcia szyby lub ogniw;
- » przy bezpiecznikach DC:
 - nieprawidłowy dobór lub instalacja;
- » na przewodach:
 - zniszczenie związane z warunkami atmosferycznymi (światło, wilgoć, zmiany temperatury),
 - uszkodzenia wywołane przez zwierzęta,
 - problemy wynikające ze złego montażu (uszkodzenia mechaniczne na luźno zwisających przewodach, złamanie izolacji lub przewodu);
- » inne problemy:
 - wilgoć, zanieczyszczenia, akty wandalizmu itp.

W praktyce, jeśli chodzi o instalację PV, łuk elektryczny może pojawić się w każdym miejscu, m.in. w połączeniach wewnątrz modułu, w okolicy złącz przyłączeniowych do modułów PV czy przy połączeniach w falowniku. Z pojawieniem się łuku elektrycznego w fotowoltaice zwykle wiąże się bardzo wysoka temperatura (4000–5000°C). Oznacza to, że bardzo szybko

może dojść do zapłonu elementów znajdujących się w jego pobliżu. Z badań przeprowadzonych m.in. przez TÜV Rheinland i Instytut Systemów Energetyki Słonecznej im. Fraunhofera (2015) oraz z raportu BRE National Solar Center (2017) [9] wynika, że **łuk elektryczny będący następstwem błędów montażowych jest jedną z najczęstszych przyczyn powstawania pożarów w fotowoltaice**. Łuk elektryczny może być również bezpośrednim zagrożeniem dla ludzi. Może powodować rozległe oparzenia, uszkodzenia oczu, słuchu, płuc, a także uszkodzenia ciała wywołane ewentualnym wybuchem. Również dla osób prowadzących akcję gaśniczą praca w warunkach obecności wysokiego napięcia prądu stałego jest niebezpieczna.

I Literatura

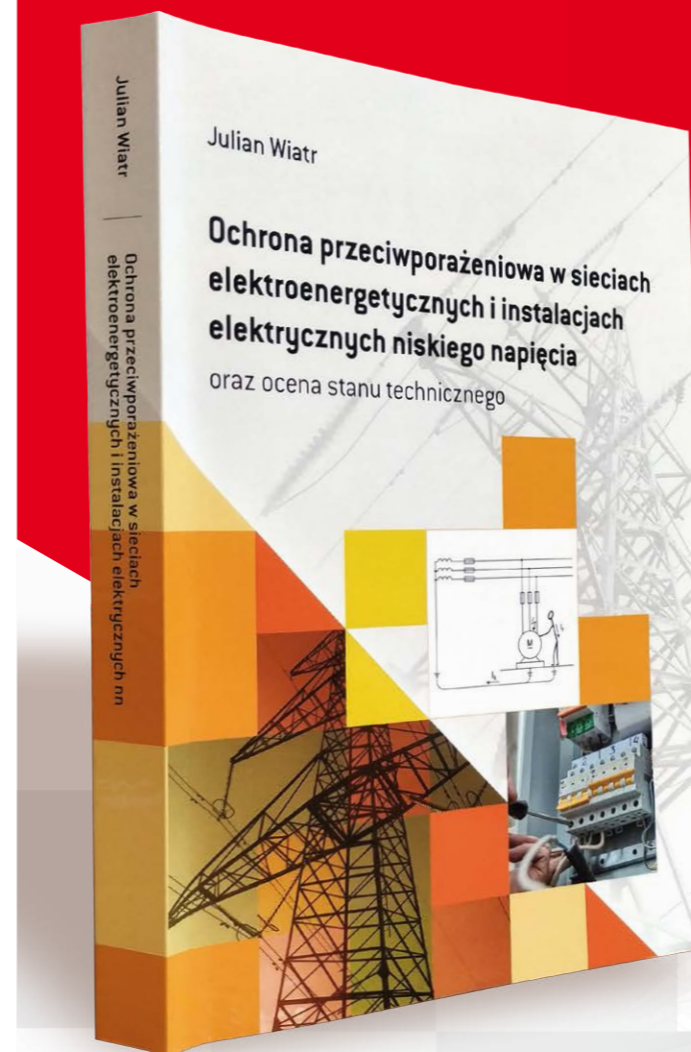
1. M.T. Sarniak, Podręcznik instalatora systemów fotowoltaicznych (in Polish). Grupa MEDIUM, Warszawa 2022.
2. Dziennik Ustaw RP, poz. 478. Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, Warszawa, Sejm RP, 2015. <http://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=wdu20150000478> (dostęp: 21.09.2023).
3. Portal RynekElektryczny.pl, Moc zainstalowana fotowoltaiki. Nowa instalacja ma przeciętnie 30 kW (in Polish), 2023. <https://www.rynekelektryczny.pl/moc-zainstalowana-fotowoltaiki-w-polsce/> (dostęp: 6.09.2023).
4. Sejm RP, Prawo budowlane (t.j. Dz.U. z 2020 r. poz. 1333 ze zm.). <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WDU20200001333> (dostęp: 5.10.2023).
5. PSP, Zgłoszenie instalacji fotowoltaicznej o mocy powyżej 6,5 kW. <https://www.gov.pl/web/kppsp-lancut/zgloszenie-instalacji-fotowoltaicznej-o-mocy-powyzej-65-kw> (dostęp: 5.10.2023).
6. NFOŚiGW, Mój Prąd – Program dofinansowania mikroinstalacji fotowoltaicznych. <https://mojprad.gov.pl/> (dostęp: 2.10.2023).
7. AktywnyProsument.pl, RCEm – Rynkowe miesięczne ceny energii elektrycznej. <https://aktywnyprosument.pl/rcem/> (dostęp: 5.10.2023).
8. ENERGA, Prosument wirtualny – to warto o nim wiedzieć. <https://www.energa.pl/zielone-pojecie/oszczedzanie/prosument-wirtualny.html> (dostęp: 3.10.2023).
9. E. Biernaciak, AFCl na łuk elektryczny w fotowoltaice – co to za zabezpieczenie?, enerad.pl. <https://enerad.pl/wiedza/afci-na-luk-elektryczny-w-fotowoltaice-co-to-za-zabezpieczenie/> (dostęp: 5.10.2023).
10. GoodWe, Nowa generacja ochrony przed łukiem elektrycznym w instalacjach PV. <https://magazynfotowoltaika.pl/goodwe-wprowadzil-nowa-generacje-ochrony-przed-lukiem-elektrycznym-afci/> (dostęp: 5.10.2023).
11. Columbus, Columbus Safe – taśma samogasząca dla bezpieczeństwa Twojej instalacji. <https://columbusenergy.pl/blog/columbus-safe-tasma-samogaszaca-dla-bezpieczenstwa-twojej-instalacji?zrodlo=google-ads&medium=search&IDkampanii=1509955182&Grupa-reklam=76367446224&slowo-kluczowe=&kampania=fotowoltaika-search-1&glid=CjwKCAjwvfm0BhAwEiwAG2t> (dostęp: 5.10.2023).
12. Columbus, Columbus Safe 2.0 – ochrona złącz MC4. <https://columbusenergy.pl/blog/columbus-safe-2-0-ochrona-zlacz-mc4> (dostęp: 5.10.2023).
13. FRONIUS, Bezpieczeństwo pożarowe instalacji PV – biała księga. 2020.
14. FRONIUS, Ograniczenie ryzyka wystąpienia pożaru w instalacjach PV – biała księga. 2020.
15. SBF, Fotowoltaiczny dekalog dobrych praktyk, [Online]. Available: <http://polskapv.pl/>
16. FRONIUS, Uzgodnianie projektów instalacji PV z rzeczoznawcą ds. zabezpieczeń przeciwpożarowych – biała księga. 2020.
17. D. Kaczmarczyk, Magazyn energii. <https://fotowoltaikaonline.pl/magazyn-energii> (dostęp: 5.10.2023).
18. Polskie Stowarzyszenie Rozwoju Fotowoltaiki, Poradnik – wymagania ppoż. dla systemów magazynowania energii. <https://psrf.pl/produkt/album/> (dostęp: 5.10.2023).

ABSTRACT

Photovoltaics in home applications, fire threats, and methods of their naturalization

The paper presents the most important aspects of neutralizing fire hazards in domestic PV systems. Attention was paid to the weakest points of the PV system, in particular, the correctness of making MC4 connectors, which can cause fire. Various alternatives were also discussed, particularly the concept of using a new generation of PV microwaves. The basic safety principles of using more common energy storage are also given. The discussion was carried out on changing regulations in Poland concerning the construction and mechanisms of economic support of PV systems.

Keywords: photovoltaics, PV installation, inverter, power grid, fire threats.



OCHRONA PRZECIWPORAŻENIOWA W SIECIACH ELEKTROENERGETYCZNYCH I INSTALACJACH ELEKTRYCZNYCH NISKIEGO NAPIĘCIA ORAZ OCENA STANU TECHNICZNEGO

2023, wydanie pierwsze
Liczba stron: 388

Wyróżnienie w konkursie **TECHNICUS 2024**
na najlepszy poradnik techniczny



Naczelna Organizacja Techniczna
Federacja Stowarzyszeń Naukowo-Technicznych

NOWOŚĆ!



W książce zostały opisane podstawowe zasady projektowania ochrony przeciwporażeniowej w sieciach elektroenergetycznych oraz instalacjach elektrycznych niskiego napięcia z uwzględnieniem specyfiki dostępnych źródeł zasilania. Omówiono także zasady badania stanu technicznego instalacji elektrycznych niskiego napięcia. W celu ułatwienia korzystania z publikacji na końcu zasadniczej części książki zostały zamieszczone załączniki, w których podano wymagania dotyczące ochrony urządzeń elektrycznych przez obudowy, parametry zwarciove transformatorów, linii napowietrznych i kablowych oraz tabele pomocnicze do oceny skuteczności samoczynnego wyłączenia zasilania podczas zwarc. Wiedzę w niej zawartą z pewnością docenią projektanci, inspektorzy nadzoru, ochrony przeciwpożarowej oraz osoby wykonujące badania stanu technicznego instalacji elektrycznych niskiego napięcia.

ZOBACZ WIĘCEJ:



Zamów:

ksiegarniatechniczna.com.pl

ELEKTRO SPARK

20-468 Lublin
ul. Energetyków 15
tel. 81 744 46 13
info@elektrospark.pl
www.elektrospark.pl

**ETI POLAM Sp. z o.o.**

06-100 Pułtusk, ul. Jana Pawła II 18
tel. 23 691 93 00, faks 23 691 93 60
etipolam@etipolam.com.pl
www.etipolam.com.pl

**IMEFY POLSKA Sp. z o.o.**

MidPoint 71, 53-332 Wrocław,
ul. Powstańców Śląskich 9
tel. 74 664 05 52
transformatory@imefy.com
www.imefy.com/pl

**Lovato Electric Sp. z o.o.**

55-330 Błonie k. Wrocławia
ul. Zachodnia 3
tel. 71 797 90 10, faks 71 797 90 20
info@LovatoElectric.pl
www.LovatoElectric.pl

**Mersen Polska Sp. z o.o.**

30-633 Kraków
ul. Walerego Sławka 3A
biuro.polska@mersen.com
ep.mersen.com

**merXu**

Zarejestruj się, by sprzedawać międzynarodowo
www.merxu.com

**RST sp. z o.o.**

15-113 Białystok
ul. gen. W. Andersa 40a
tel. 85 307 00 85
rst@rst.pl
www.rst.pl

**SONEL S.A.**

58-100 Świdnica
ul. Wokulskiego 11
tel. 74 884 10 53
bok@sonel.pl
www.sonel.pl

**Kamery IR**

02-521 Warszawa, ul. Rakowiecka 39A/3
tel. +48 601 251 025
biuro@kameryir.com.pl
www.kameryir.com.pl

**Weidmüller Sp. z o.o.**

00-876 Warszawa
ul. Ogrodowa 58
tel. 22 510 09 40
e-mail: biuro@weidmueller.com
www: https://www.weidmuller.pl/pl/

