



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



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

Spis treści

Instalacja fotowoltaiczna na terenie stacji paliw płynnych i gazowych	4
Ochrona odgromowa i przeciwprzebieciowa systemów fotowoltaicznych	12
Ocena funkcjonowania sieci niskiego napięcia o zróżnicowanym nasyceniu źródłami PV	20
Wykrywanie zagrożeń w instalacjach fotowoltaicznych oraz innych urządzeniach elektrycznych za pomocą termowizji.	24
Ochrona domowych instalacji fotowoltaicznych przed skutkami wyładowań piorunowych i przepięć – ryzyko pożaru paneli PV i wymagania w zakresie ochrony a ubezpieczenie	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
Podstawowe wymagania prawne obowiązujące przy przyłączaniu małych instalacji PV do sieci elektroenergetycznej	54
Uproszczony projekt instalacji piorunochronnej generatora przydomowej instalacji PV	58
Sprzedawaj fotowoltaikę przez internet w całej Unii Europejskiej!	62
Współpraca generatora fotowoltaicznego z magazynem energii	64
Katalog firm	70

Partnerzy publikacji



Instalacja fotowoltaiczna na terenie stacji paliw płynnych i gazowych

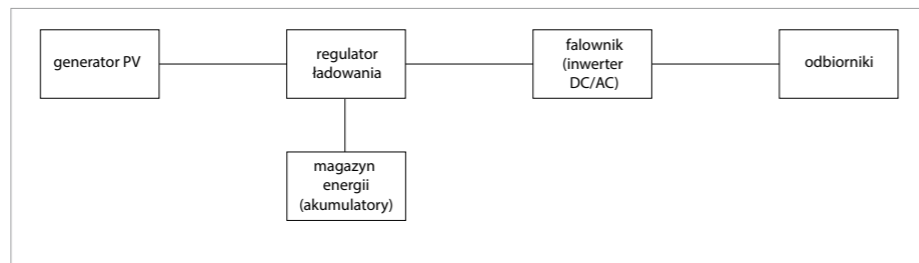
Wykorzystanie energii słonecznej przy lokalizacji elektrowni PV w miejscu dobrego nasłonecznienia może skutkować nadmiarem produkcji energii elektrycznej w stosunku do potrzeb. Z pomocą przychodzą magazyny energii, w których może zostać zgromadzony jej nadmiar, przeznaczony do wykorzystania w godzinach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

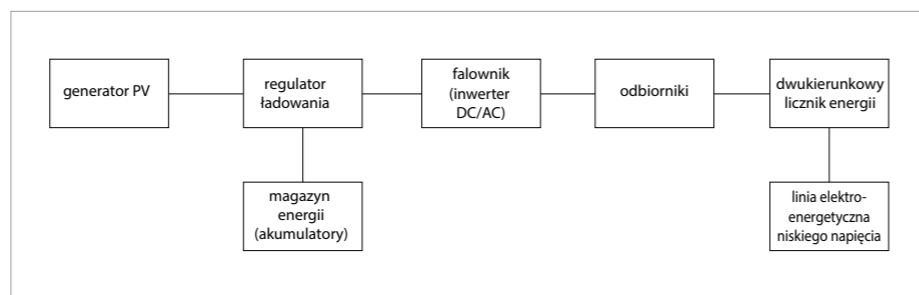
W przypadku dobrych warunków dla produkcji energii elektrycznej z wykorzystaniem generatora PV w terenie zelektryfikowanym, gdzie występuje sieć elektroenergetyczna, buduje się systemy fotowoltaiczne, których schemat blokowy przedstawia rysunek 2.

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:

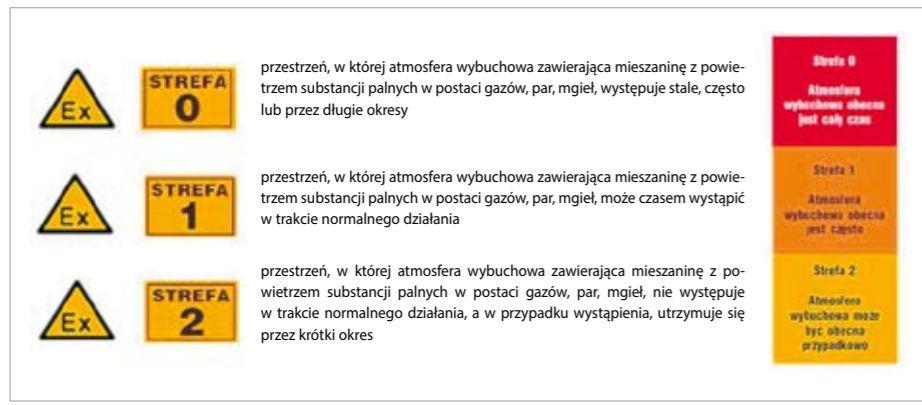


Rys. 1. Schemat autonomicznego systemu PV rys. J. Wiatr



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,

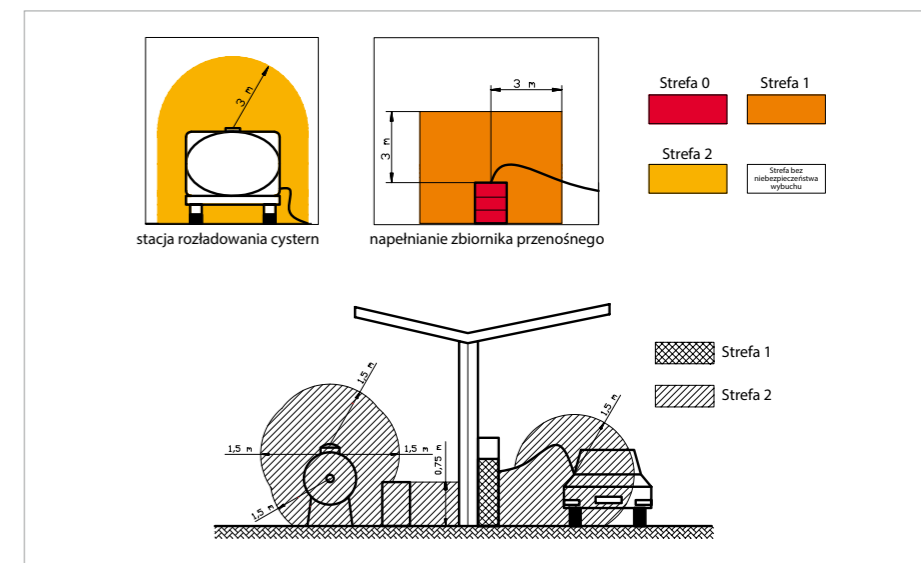
» **strefa zagrożenia wybuchem** – przestrzeń, w której może występować mieszanina substancji palnych z powietrzem lub innymi gazami utleniającymi, o stężeniu zawartym między dolną a górną granicą wybuchowości.

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

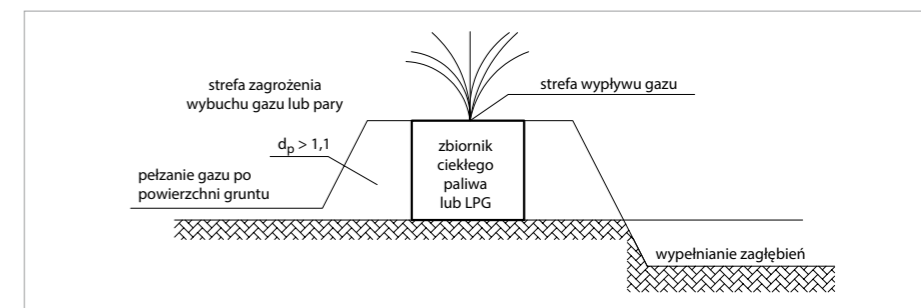
Ocena zagrożenia wybuchem obejmuje wskazanie pomieszczeń zagrożonych wybuchem, wyznaczenie w pomieszczeniach i przestrzeniach zewnętrznych odpowiednich stref zagrożenia wybuchem wraz z opracowaniem graficznej dokumentacji klasyfikacyjnej oraz wskazanie czynników mogących w nich zainicjować zapłon.

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

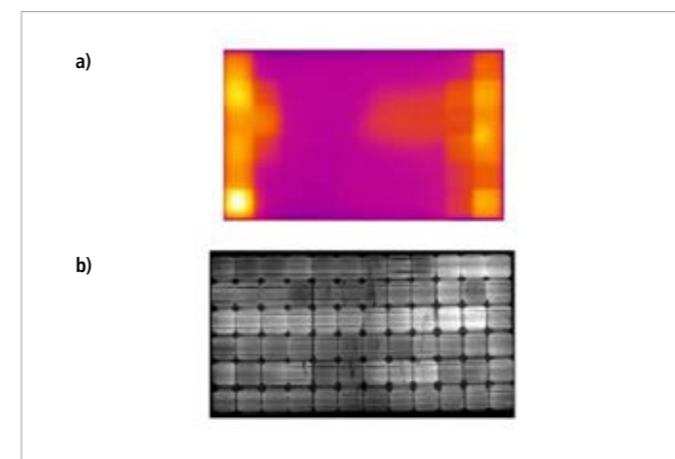
Zgodnie z normą PN-EN-1127-7:2001 *Atmosfera wybuchowa. Zapobieganie wybuchowi i ochrona przed wybuchem. Część 1: Pojęcia podstawowe i metodologia*, definiuje się następujące strefy zagrożenia wybuchem dla palnych gazów, mgieł i par palnych cieczy:

» strefa 0,

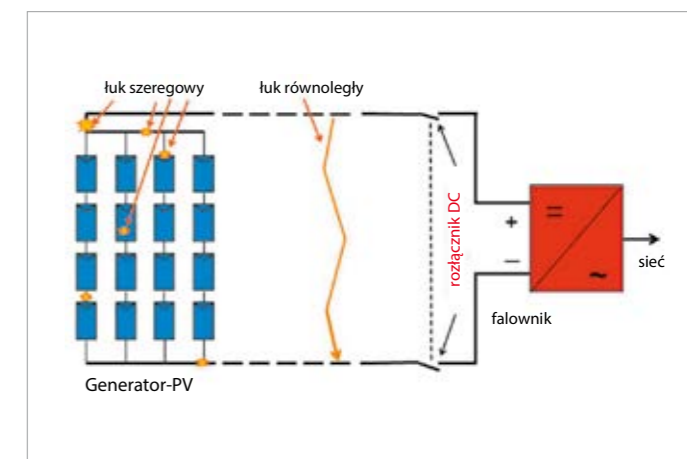
» strefa 1,

» strefa 2,

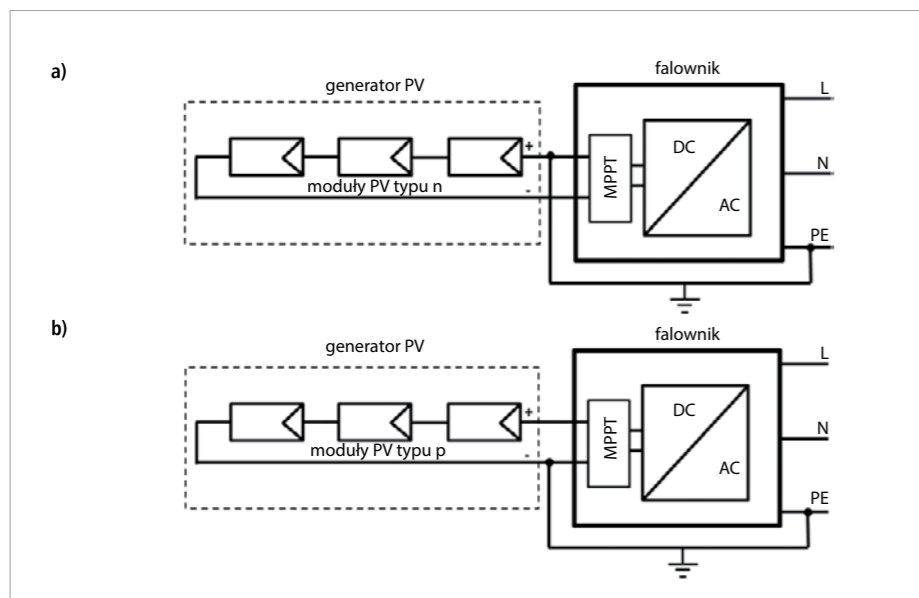
Zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 21 listopada 2005 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać bazy i stacje paliw płynnych, rurociągi przesyłowe dalekosiężne służące do transportu ropy naftowej i produktów naftowych i ich usytuowanie (tekst jednolity: Dz.U. 2014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



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.

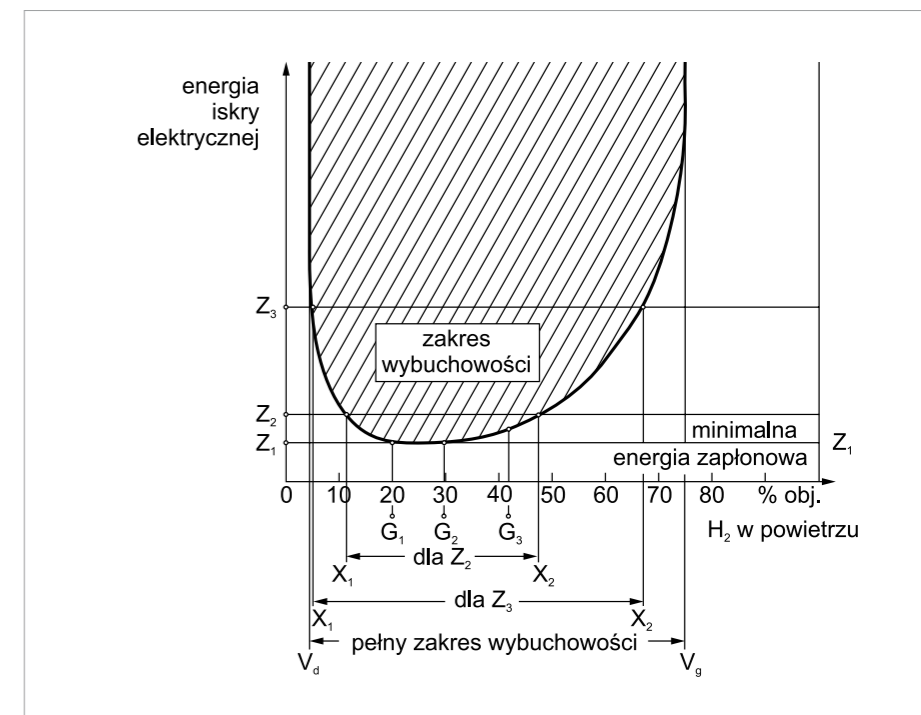
Podstawowe wymagania w zakresie wentylacji przedziału baterijnego wynikają bezpośrednio z normy PN-EN 62040-1:2009 *Systemy bezprzewodowego zasilania (UPS). Część 1: Wymagania ogólne i wymagania dotyczące bezpieczeństwa UPS. Aneks M (normatywny). Wentylacja przedziałów bateryjnych* [6]¹⁾. Przybliżoną 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 niezalecany 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 ogni w bloku baterii (1 dla pojedynczego ogniwa),

α – wykładnik wynikający z liczby otworów na ogniwo (np. 24 OPz 3000 jedno ogniwo – 3 otwory, α = 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 Eigenenerzeugungsanlage 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 ΔU = 253 – U_{rz}.

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

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

gdzie:

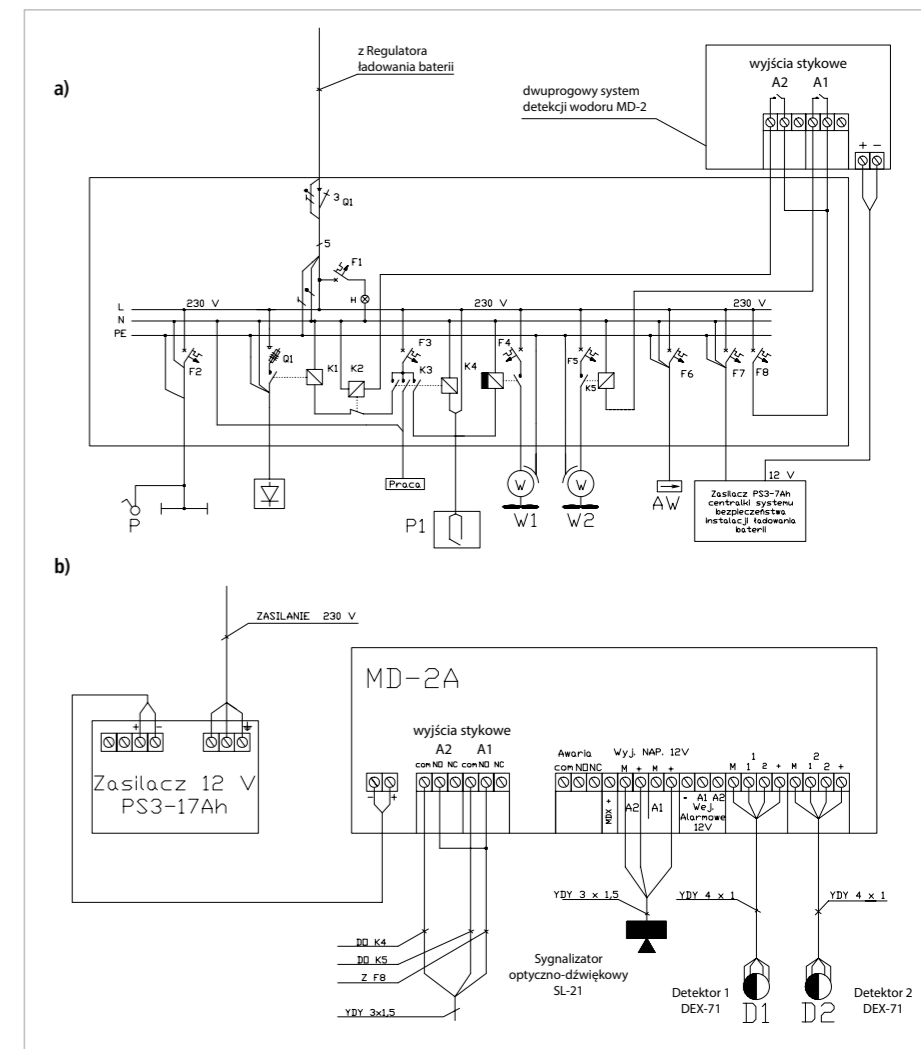
U_{rz} – rzeczywiste napięcie występujące w sieci w miejscu przyłączenia instalacji PV, w [V],
 Z_{k1} – impedancja pętli zwarcia w elektroenergetycznej linii zasilającej w miejscu przyłączenia instalacji PV, w [Ω].

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 Rozdzielniczy 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-obslugowych w przedziale baterijnym należy wykonywać ze szczególną ostrożnością, ze względu na spodziewane duże prądy zwarcioowe 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 przepięć. Szkody wywołane przez przepięcia indukowane w przewodach przez prądy piorunowe występują zarówno w panelach fotowoltaicznych, układach sterowania i przewodach. Przepięcia 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 przepięcia 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 ogniw 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 zwarcieniem 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. Zmienienna jest również możliwość 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 „zwracać”, 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

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

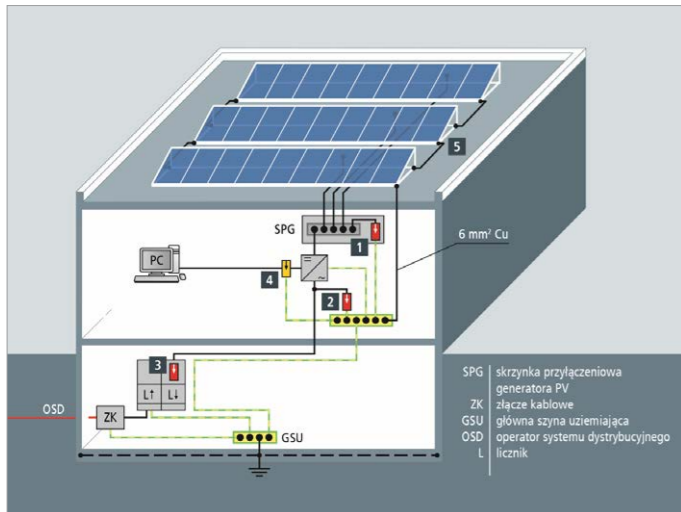
[3]. Cóż więc, zawierając umowę jesteśmy ubezpieczeni od kradzieży paneli PV, gradu, wichury itp. – ale nie od przepięć, które właśnie pole elektryczne i magnetyczne powoduje. W innym towarzystwie ubezpieczeniowym w dziale opisującym przedmiot ubezpieczenia czytamy, iż elektrownia fotowoltaiczna winna 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

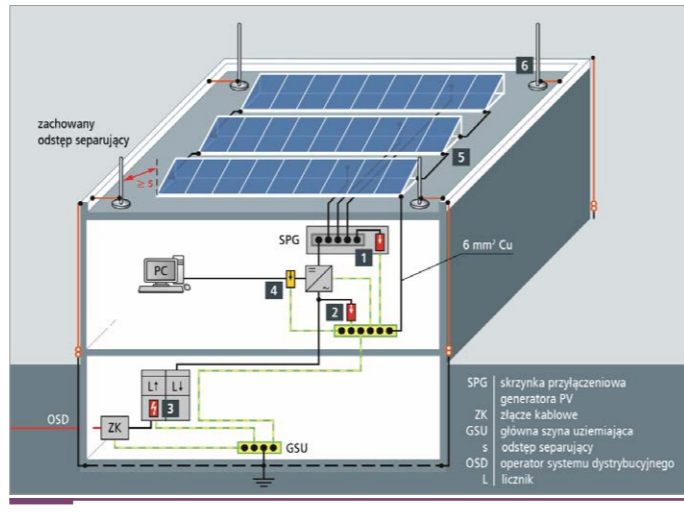
Mając na uwadze przytoczone powyżej argumenty i decydując się na montaż systemu fotowoltaicznego **należy doposażyć obiekt w system ochrony odgromowej i przeciwprzepięciowej**. Zgodnie z polskim prawem można tego nie robić, akceptując jednocześnie straty powstałe wskutek wyładowania piorunowego, przepięcia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

ZABEZPIECZENIA DLA FOTOWOLTAIKI



f @ in ▶
/etipolam

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 prądu należy zainstalować ograniczniki prądu 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 prądu),
- » 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-

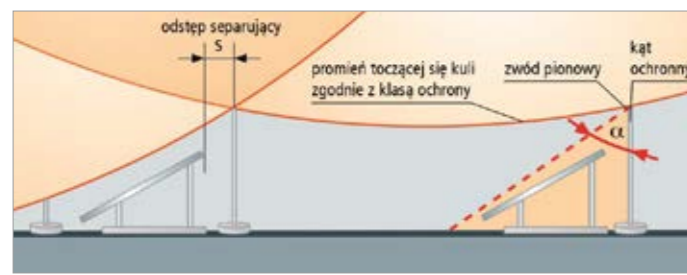
kazuje rysunek 5. Głównym zadaniem systemu jest przechwycenie prądu wyładowania piorunowego i wysłanie go przez projektanta obroną drogą do systemu uziomowego. W tym celu należy rozmieścić na dachu system zwodów pionowych wykorzystując do tego metodę toczonej kuli lub kąta ochronnego zgodnie z wymaganiami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

Istotną kwestią podczas rozmieszczania zwodów na dachu jest problem zacienienia ogniw PV. Ciężar 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 ciężar całkowity w półciężar, co zapewnia równomierną pracę ogniw (rys. 7.). Dla zwodu o średnicy 16 mm wymagana odległość to 1,76 m (L=Øx108). Szczegółowe wytyczne w tym zakresie znajdziemy w niemieckiej wersji normy DIN EN 62305-3 (dodatek 5, załącznik A) [2, 7].

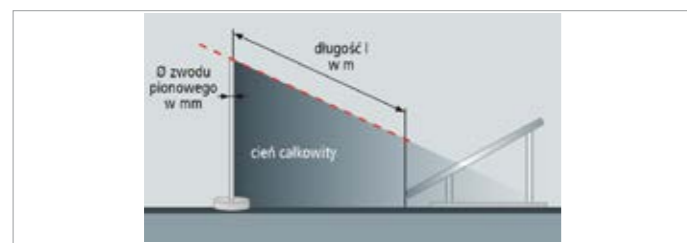
Należy w tym miejscu również wspomnieć o odstępach separacyjnych (s), który powinniśmy zapewnić między panelami PV oraz innymi elementami i przewodami umieszczonymi na dachu a systemem zwodów. Spełnienie powyższego wymagania w znaczący sposób zmniejsza zagrożenie przepięciowe i pożarowe, gdyż izoluje 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.

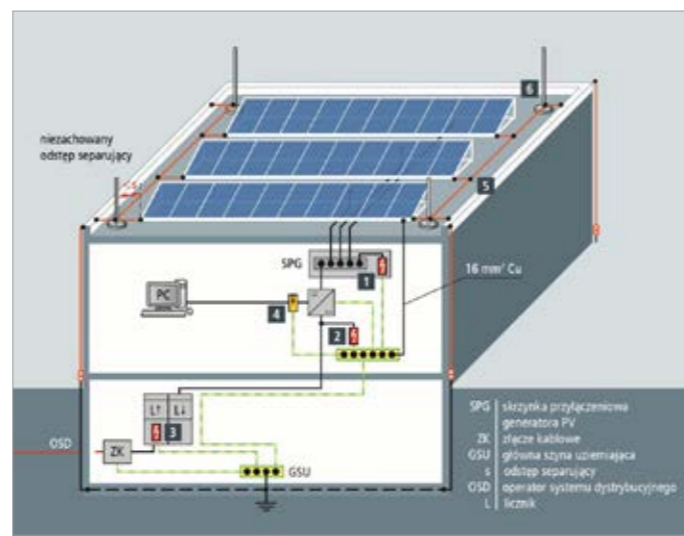
Bardzo ważną częścią systemu ochrony odgromowej i przepięciowej są także połączenia wyrównawcze. W sposób naturalny zmniejszają one względne różnice potencjałów między urządzeniami i elementami umieszczonymi na dachu, jak i wewnątrz budynku. W przypadku instalacji PV należy połączyć wszystkie konstrukcje 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]

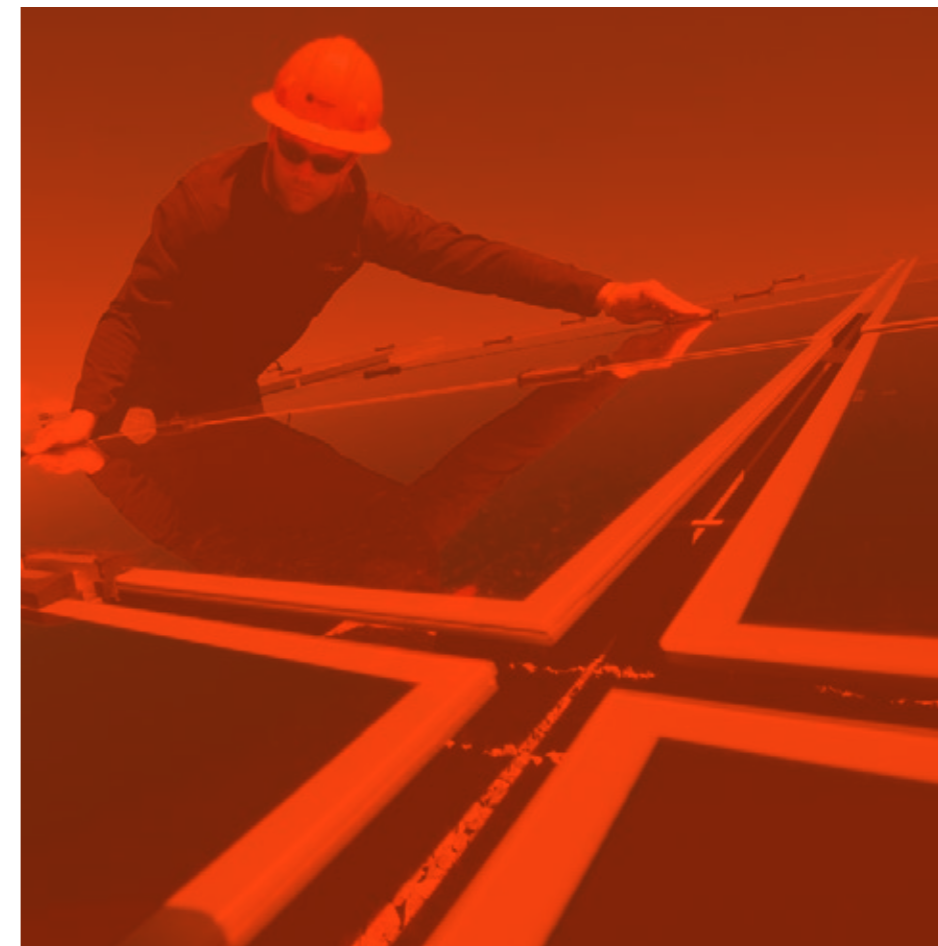


Rys. 7. Odstęp panelu PV od zwodu pionowego zapewniający eliminację cienia zupełnego [2]



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]

PRODUKTY I ROZWIĄZANIA DO FOTOWOLTAIKI



- styczniki od 35 do 275A w kategorii obciążenia DC1 przy 1000V
- rozłączniki izolacyjne do 850A przy 1000VDC
- podstawy bezpieczników i wkładki bezpiecznikowe DC
- wyłączniki nadprądowe po stronie AC
- ograniczniki prądu typu B/C i C do 1500VDC
- przekaźniki nadzoru napięcia i częstotliwości po stronie AC
- liczniki energii po stronie AC
- gotowe rozdzielnice do 1000VDC

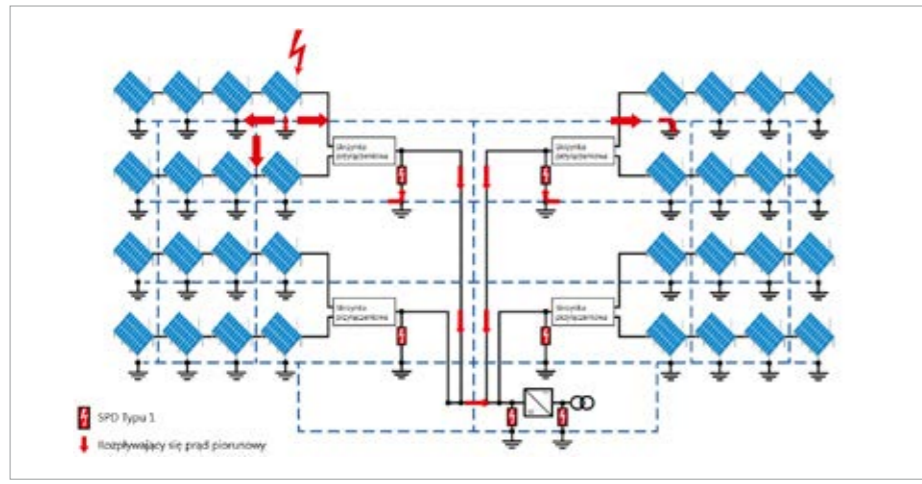
Lovato electric

ENERGY AND AUTOMATION

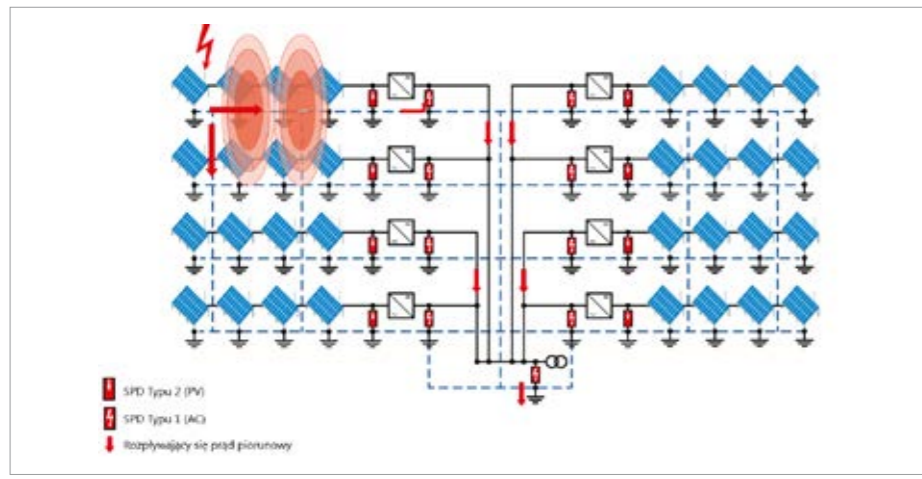
www.LovatoElectric.pl

Znajdź nas na





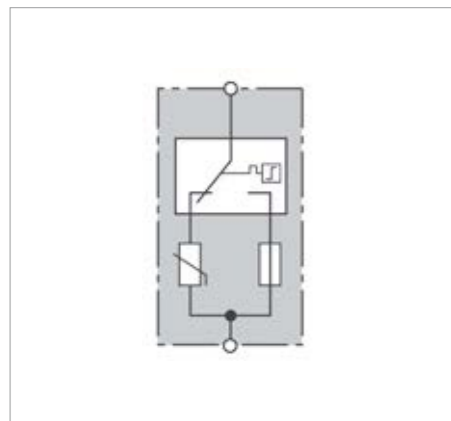
Rys. 9. Ochrona przeciwprzebieciowa farmy fotowoltaicznej z falownikiem centralnym (z oznaczonym możliwym do wystąpienia rozpryskającym się prądem doziemnego wyładowania piorunowego) rys. J. Wiater



Rys. 10. Ochrona przeciwprzebieciowa farmy fotowoltaicznej z falownikami przeznaczonymi dla każdej gałęzi (z oznaczonym możliwym do wystąpienia rozpryskającym 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 rozdzielniczy 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 rozdzielniczy 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 zbędnych 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 uziemniająca, 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 się kuli lub kąta ochronnego. Instalacja uziemniająca 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 zwarcowego. 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. Klasyczne 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-

pięcie. Jeśli zaburzenie trwa dłużej (czas działania zależy od budowy i własności konkretnego SPD), wówczas ogranicznik przepięć powinien mieć możliwość skutecznego przerwania płynącego prądu zwarcowego (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”.



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.

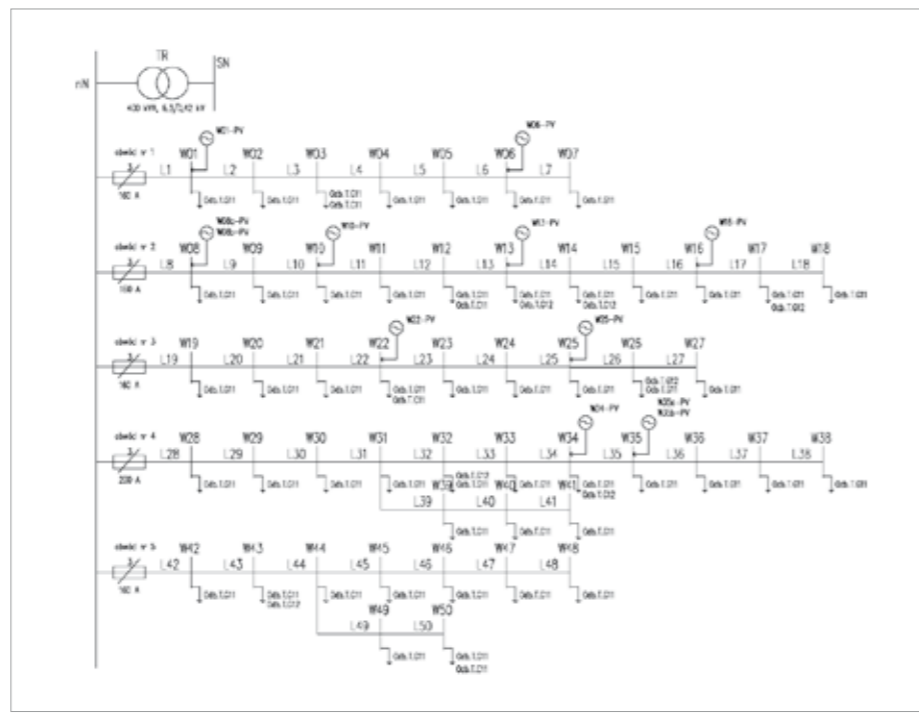
Keywords: photovoltaic installation, lightning protection, surge protection, lightning strike.

Ocena funkcjonowania sieci niskiego napięcia o zróżnicowanym nasyceniu źródłami PV

Polityka prowadzona przez państwa członkowskie Unii Europejskiej za jeden z podstawowych celów stawia osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 roku. Uzyskanie takiego celu, czyli zerowej emisji gazów cieplarnianych netto (w tym CO₂), jest możliwe przez stopniowe odchodzenie od paliw kopalnych i zwiększenie udziału źródeł nisko – i zero-emisyjnych w strukturze wytwórczej [7].

Do najbardziej popularnych źródeł odnawialnych można zaliczyć elektrownie wiatrowe oraz fotowoltaikę (PV) [9]. Jeśli chodzi o rozwój jednostek wytwórczych w sieci niskiego napięcia, to dominującą grupę stanowią mikroinstalacje PV. Intensywny rozwój tej grupy jest podyktowany licznymi programami wsparcia instalacji OZE, a także możliwością obniżenia, przez odbiorcę energii elektrycznej, rachunków za prąd. Odbiorca taki staje się wówczas prosumentem, może produkować energię elektryczną na własne potrzeby, a jej nadwyżkę oddawać do sieci i w późniejszym czasie ją odbierać [14].

Zwiększony udział mikroinstalacji w sieci niskiego napięcia, czyli małych jednostek wytwórczych powoduje, że zmianie ulega dotychczasowa rola sieci dystrybucyjnej. Z sieci pasywnej, czyli zaprojektowanej w taki sposób, aby energia płynęła tylko w jedną stronę (do odbiorcy), następuje stopniowe przekształcanie się w sieć



Rys. 1. Model sieci niskiego napięcia w wariantcie 1 rys. J. Traskiewicz, M. Przygodzki

STRESZCZENIE

Postępujący wzrost liczby i udziału produkcji źródeł fotowoltaicznych przyłączonych do sieci niskiego napięcia może prowadzić do wystąpienia problemów z utrzymaniem przez operatorów systemu dystrybucyjnego właściwych poziomów napięć i prądów. Koniecznym jest zatem analizowanie wpływu energetyki rozproszonej na sieć w celu prawidłowego jej zarządzania i rozwoju. W artykule omówiono przyczyny i skutki oddziaływań źródeł PV na wybrane parametry sieci oraz przedstawiono symulacje na zaproponowanym modelu sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia. Analizy przeprowadzono zarówno dla normalnych stanów pracy sieci, jak i awaryjnych. Dodatkowo uwzględniono wpływ rozmieszczenia źródeł PV na parametry sieci elektroenergetycznej, przy różnych wartościach obciążenia systemu i produkcji w źródłach.

Słowa kluczowe: fotowoltaika, mikroinstalacja, sieć niskiego napięcia, poziom napięcia.

aktywną, pozwalającą na przepływ dwukierunkowy (od-do prosumenta).

I Oddziaływania sieciowe

Zachodzące zmiany w sieci powodują, że Operatorzy Sieci Dystrybucyjnej są zmuszeni zmagać się z coraz licześniejszymi problemami i wyzwaniem [2, 3, 17]. Ciągły wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną i coraz większa liczba przyłączanych mikroinstalacji, powoduje, że konieczne staje się inwestowanie w modernizację sieci oraz zwiększanie możliwości monitorowania i sterowania taką siecią. Ponadto mikroinstalacje, poprzez wykorzystanie energii słonecznej, są źródłami niesterowalnymi i nie-

stabilnymi, czyli w dużej mierze generacja z tych źródeł zależna jest od panujących warunków atmosferycznych [11]. Sytuacja taka znacznie utrudnia zarządzanie siecią. Coraz częściej pojawiają się problemy związane z utrzymaniem wymaganych parametrów jakościowych energii elektrycznej, w tym w głównej mierze odpowiedniego poziomu napięcia [13, 15, 16]. W sieci niskiego napięcia istnieją ograniczone możliwości regulacji napięcia, w szczególności nie ma układów automatycznie regulujących napięcie. Klasycznie jedną z opcji jest regulacja poprzez zmianę położenia przełącznika zacze- pów transformatora SN/nn, jednak jest to możliwe do wykonania jedynie w stanie beznapięciowym i wy-

maga obsługi ręcznej przez brygadę pogotowia energetycznego.

Do innych istotnych parametrów sieci można zaliczyć obciążalność linii elektroenergetycznych. Mikroinstalacje wytwórcze, wprowadzające moc do sieci dystrybucyjnej mogą powodować przekroczenia wartości prądu dopuszczalnego długotrwale, a co za tym idzie może to prowadzić do wyłączeń linii. Sytuacje takie mają istotny wpływ na jakość dostaw energii elektrycznej.

Tematyka oddziaływań sieciowych jest na bieżąco rozważana w różnych publikacjach [1, 4, 5, 6, 12]. Badania te koncentrują się na wieloaspektowej ocenie warunków sieciowych. Dla potrzeb tych badań rozpatrywane są różne scenariusze rozwoju PV w sieci, parametry urządzeń, a także mogą być to nawet narzędzia pozwalające na przeprowadzenie przedmiotowych analiz. Poniżej włączając się w nurt problematyki również przedstawiono jeden z możliwych wariantów analiz w zakresie oddziaływań źródeł PV na pracę sieci niskiego napięcia.

Metodyka podejścia do analiz oddziaływań źródeł PV

W zrealizowanych badaniach jako cel postawiono ocenę wpływu źródeł PV na pracę sieci niskiego napięcia w stanach normalnych i zakłóceń. Wykonawczo przeprowadzono analizę koncentrując się na ocenie w jaki sposób przyłączone mikroinstalacje oddziałują na poziomy napięcie w węzłach sieci oraz na obciążalność linii elektroenergetycznych. Dla realizacji badań przyjęto różne warianty lokalizacji mikroinstalacji w sieci oraz różne charakterystyczne punkty pracy, pozwalające na zobrazowanie potencjalnych zagrożeń w funkcjonowaniu sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia.

Obliczenia wykonano za pomocą programu OeS – Obliczenia Sieciowe 4.8.11, który umożliwia przeprowadzenie analizy funkcjonowania sieci niskiego napięcia z przyłączonymi mikroinstalacjami PV [10].

Badania wykonano w dwóch etapach analizując wpływ źródeł fotowoltaicznych na sieć elektroenergetyczną niskiego napięcia. Etap 1 obejmował pracę sieci w stanie ustalonym przy różnej konfiguracji i mocy źródeł. Etap 2 dotyczył analizy w wybranych stanach awaryjnych.

Rozpatrywane etapy oraz warianty przeprowadzonej analizy zostały zestawione w tabeli 1.

Dla każdego z realizowanych wariantów badania założono 2 charakterystyczne stany

Etap/stan pracy sieci	Scenariusze badawcze
Etap 1 – stan normalny	Wariant 1 (układ bazowy) – praca mikroinstalacji w bazowym układzie. Wariant 2 – rozkład losowy/wysoka produkcja w źródłach odnawialnych (losowe rozłożenie przyrostowej liczby dodatkowych źródeł PV względem wariantu podstawowego). Wariant 3 – rozkład zdeterminowany/różne rozmieszczenie źródeł PV, przy zachowaniu takiej samej mocy w każdej rozpatrywanej konfiguracji. Analizowane konfiguracje: a) duże zagęszczenie mikroinstalacji fotowoltaicznych na końcu każdego z obwodów, b) mikroinstalacje PV rozmieszczone na początku obwodów, w pobliżu zasilającej stacji transformatorowej, c) mikroinstalacje fotowoltaiczne rozmieszczone równomiernie na każdym z obwodów, d) usytuowanie mikroinstalacji PV na końcu najdłuższego obwodu, e) usytuowanie mikroinstalacji PV na końcu najkrótszego obwodu, f) rozmieszczenie mikroinstalacji w węzłach, w których jest najwięcej odbiorców.
Etap 2 – stan awaryjny	Wariant A1 – wyłączenie najdłuższego obwodu w sieci niskiego napięcia. Wariant A2 – wyłączenie części sieci w miejscu rozgałęzienia.

Tab. 1. Analizowane scenariusze stanów normalnych i zakłóceń

pracy przy różnych poziomach produkcji energii w źródłach PV oraz różnym zapotrzebowaniu. Założone skrajne punkty pracy to:

- » MZDP – małe zapotrzebowanie i duża produkcja,
- » DZMP – duże zapotrzebowanie i mała produkcja.

Do przeprowadzenia badań przyjęto, że „duża produkcja” z mikroinstalacji PV odpowiada generacji na poziomie 100% wartości ich mocy znamionowej, natomiast „mała produkcja” oznacza generację wynoszącą 20% wartości mocy znamionowej.

Spodziewane zapotrzebowanie w badanej sieci zostało określone na podstawie rzeczywistych grafików zużycia energii elektrycznej (grafików obciążenia).

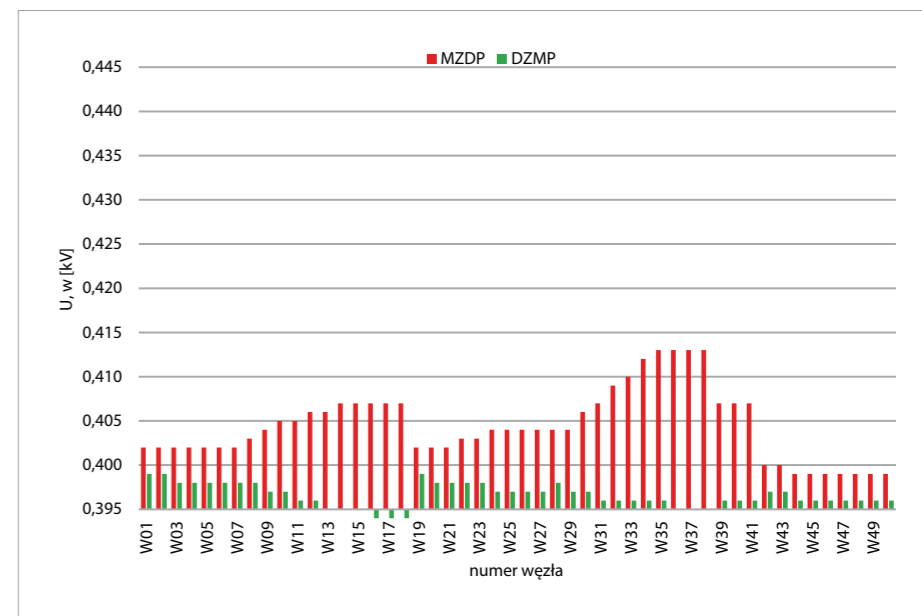
Układ bazowy jest modelem sieci napowietrznej zasilanej z transformatora SN/nn o mocy

400 kVA przy pięciu obwodach niskiego napięcia. Model sieci zawiera 50 węzłów, do których przyłączeni są odbiorcy. Do wybranych węzłów przyłączone są mikroinstalacje fotowoltaiczne. Schemat połączeń przedstawiono na rysunku 1.

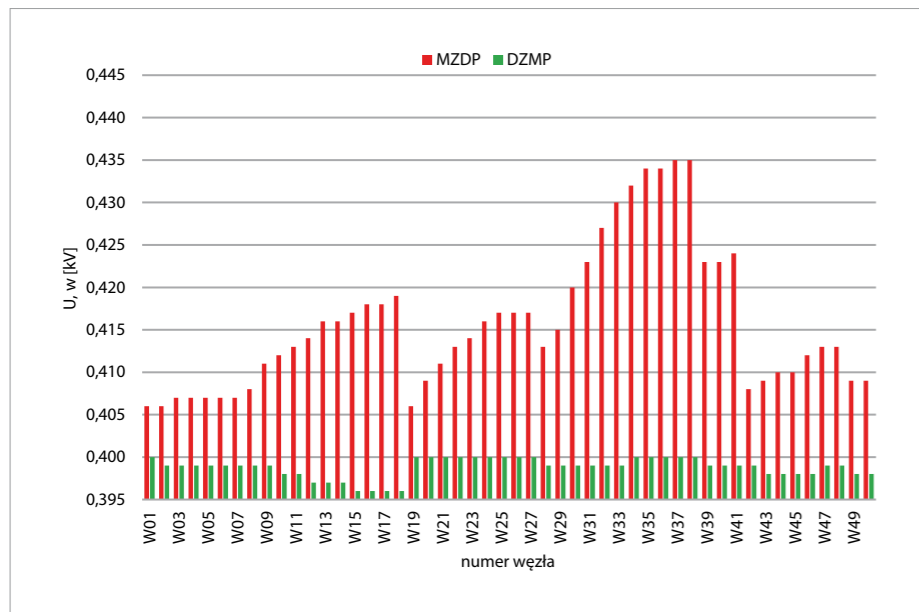
I Wybrane wyniki

Poniżej przedstawiono wybrane wyniki symulacji w postaci wartości napięć w węzłach dla założonych stanów pracy układu. Prezentowane na rysunkach 2-4 wykresy obrazują wartości napięć węzłowych wyznaczone w danym układzie sieci niskiego napięcia.

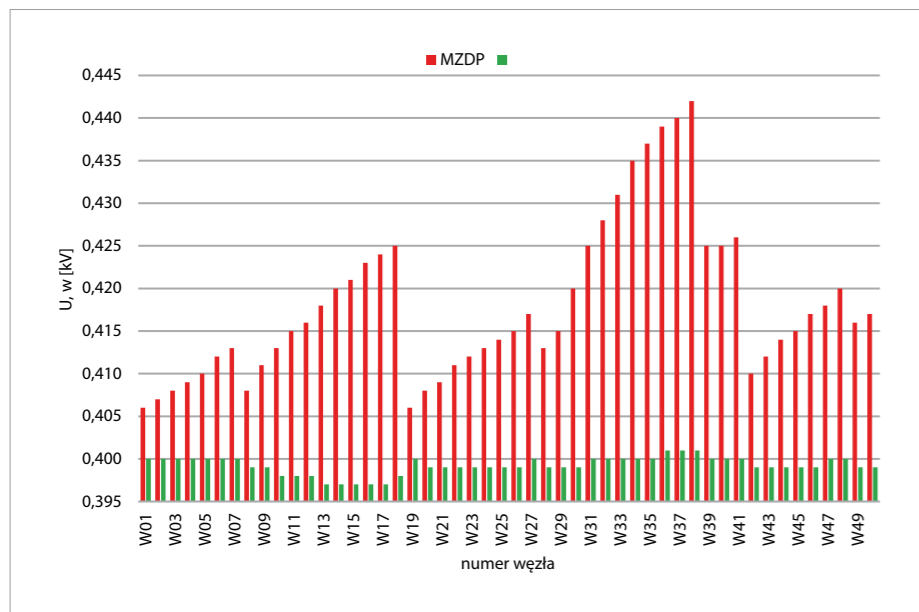
Symulacje w stanie awaryjnym przeprowadzono przy wykorzystaniu modeli sieci zbudowanych dla stanów normalnych, czyli przy różnym rozmieszczeniu źródeł PV w sieci i dla



Rys. 2. Porównanie wartości napięć w węzłach w sieci – wariant 1 rys. J. Traskiewicz, M. Przygodzki



Rys. 3. Porównanie wartości napięć w węzłach w sieci – wariant 2 rys. J. Traskiewicz, M. Przygodzki



Rys. 4. Porównanie wartości napięć w węzłach w sieci – wariant 3a rys. J. Traskiewicz, M. Przygodzki

różnych wartości obciążenia i generacji. Uzyskane wyniki przeanalizowano podobnie jak w przypadku stanów normalnych.

Spostrzeżenia i wnioski z przeprowadzonych badań

W ramach prowadzonych badań, w tym prezentowanych powyżej wybranych elementów, skupiono się na aspektach oceny poziomów napięć w węzłach sieci. Odnosząc się do uzyskanych wyników można zauważyć, iż najwyższe wartości napięć w węzłach wystąpiły dla punktu pracy MZDP, czyli w sytuacji gdy w modelowanej sieci było małe zapotrzebowanie na energię elektryczną, przy jednoczesnej dużej produkcji PV. Najniższe warto-

ści napięć zaobserwowano dla punktu pracy DZMP, tj. w przypadku największego obciążenia sieci i małej produkcji PV. Zjawisko to występuje zarówno w przypadku pracy sieci w stanie normalnym, jak i awaryjnym, dla każdego badanego wariantu rozmieszczenia mikroinstalacji w sieci.

Kolejną obserwacją jest zauważalny wpływ odległości węzłów od stacji zasilającej. Największe zmiany napięć występują dla węzłów, które są położone najdalej. Przy dużej generacji z mikroinstalacji, na końcu obwodów napięcie jest wyższe niż na początku. Wyjątek stanowi obwód, w którym nie było zainstalowanych źródeł PV. Przyłączenie dodatkowych źródeł PV do sieci wpłynęło na znaczne

zwiększenie maksymalnych wartości napięć, które oscylują w pobliżu dopuszczalnych limitów napięć.

Analiza różnych konfiguracji źródeł w ramach wariantu 3 dla stanów ustalonych pozwoliła na zbadanie, w jaki sposób rozmieszczenie mikroinstalacji fotowoltaicznych w sieci niskiego napięcia, wpływa na poziomy napięć w węzłach. W przypadku zagęszczenia źródeł PV na końcu każdego z obwodów można zaobserwować wyższe wartości napięć niż dla przypadku skupienia źródeł na początku obwodów, w pobliżu zasilającej stacji transformatorowej. Jeżeli źródła fotowoltaiczne zostaną rozmieszczone równomiernie w sieci, na każdym z obwodów to wówczas najwyższa wartość napięcia daje wyrównany rozkład napięcia. Najbardziej niekorzystnym rozkładem jest ten, w którym wszystkie dodane mikroinstalacje zostały zlokalizowane na końcu najdłuższego obwodu. W obwodzie tym wartości napięć są zdecydowanie wyższe, niż w pozostałych obwodach. Dla punktów pracy MZDP i DZDP, w najdłuższym obwodzie, dochodzi do przekroczenia dopuszczalnych wartości napięć. Dużo bardziej korzystne jest zlokalizowanie źródeł PV na końcu najkrótszego obwodu. Rozmieszczenie mikroinstalacji w węzłach, w których jest najwięcej odbiorców dla badanej sieci, skutkuje wystąpieniem maksymalnych wartości napięć w innym obwodzie niż najdłuższy.

Przy wyłączeniu najdłuższego obwodu (wariant A1) wartości napięcia w węzłach zawierały się w granicach $\pm 10\%$ napięcia znamionowego. Losowe dołożenie źródeł PV do modelu bazowego spowodowało wzrost górnej granicy napięcia. Największy wzrost napięcia zaobserwowano przy dużym skupieniu źródeł PV w jednym obwodzie, w węzle końcowym. Wartości te były zbliżone do górnej granicy napięcia dopuszczalnego. Wyłączenie fragmentu sieci w miejscu rozgałęzienia (wariant A2), nie wpłynęło znacząco na wartości napięć w pozostałych obwodach sieci. Dla przypadku, w którym dołożono mikroinstalacje na końcu obwodu (w tym również w rozgałęzieniu) oraz przy równomiernym rozłożeniu źródeł PV również mimo awarii uzyskano poprawę warunków napięciowych.

Warto zauważyć, że w przeprowadzonych analizach zastosowano szereg uproszczeń. W sytuacjach rzeczywistych generacja z mikroinstalacji fotowoltaicznych cechuje się pewną nieprzewidywalnością i jest ściśle uzależniona jest od aktualnych warunków

pogodowych, dodatkowo profil obciążenia sieci ulega zmianom w ciągu doby. W badaniach przyjęto tylko pewne charakterystyczne punkty pracy, które symulują sytuacje skrajne, w danych godzinach w ciągu letniego dnia. Również symulacje przeprowadzono w układzie trójfazowym sieci niskiego napięcia z przyłączonymi układami fotowoltaicznymi, czyli przy symetrycznym rozłożeniu obciążeń pomiędzy fazy. Często w przypadku przyłączania do sieci źródeł PV mogą pojawiać się problemy z asymetrią napięć, szczególnie w przypadku przyłączania jednofazowych instalacji fotowoltaicznych [5].

I Podsumowanie

Zainteresowanie źródłami odnawialnymi jest bardzo duże, stosuje się uproszczone procedury przyłączania mikroinstalacji do sieci, co przy spełnieniu określonych wymogów powoduje, że sieć elektroenergetyczna jest coraz bardziej nasycona mikroinstalacjami fotowoltaicznymi. O ile pojedyncze źródła nie oddziałują znacząco na sieć, to ich duża liczba może prowadzić do występowania negatywnych skutków, w tym problemów z utrzymaniem odpowiednich poziomów napięć i prądów. Zjawiska te nasilają się w przypadku, gdy mikroinstalacje fotowoltaiczne produkują najwięcej energii, czyli w bardzo słoneczne dni, w godzinach, w których zapotrzebowanie na energię przez odbiorców jest stosunkowo małe. Do sieci wprowadzana jest wówczas nadwyżka energii, która skutkuje zwiększeniem napięcia w instalacjach prosumentów, co w rezultacie prowadzi do ich wyłączeń.

Bardzo ważnym aspektem staje się konieczność dostosowywania sieci elektroenergetycznych niskiego napięcia, i nie tylko, do rozwoju energetyki rozproszonej. Może się to odbywać poprzez modernizację sieci, w tym instalowanie nowoczesnych urządzeń energoelektronicznych, które wspomagałyby pracę sieci. Inną opcję stanowi rozwój magazynów energii. Przydomowe magazyny energii dają możliwość magazynowania nadwyżek energii, którą później można wykorzystać w okresach niedoboru, w tym również w razie awarii sieci dystrybucyjnej. Takie rozwiązanie zapewnia dużo większą niezależność energetyczną dla prosumentów oraz oddziałuje na bardziej stabilną pracę mikroinstalacji z siecią niskiego napięcia. Praca sieci elektroenergetycznych nasyconych źródłami PV dodatkowo powinna być stale

monitorowana, co staje się możliwe dzięki budowaniu sieci w standardzie „smart grid” [8]. Konieczne jest wdrażanie inteligentnych systemów pomiarowo-kontrolnych oraz decyzyjnych, które pozwolą zwiększyć niezawodność pracy systemu elektroenergetycznego. Mikroinstalacje mogą być efektywnie wykorzystane, jeżeli aktualna infrastruktura sieciowa, zostanie dostosowana również do pracy przy przepływie energii w odwrotnym kierunku niż dotychczasowo.

I Literatura

1. B. Bayer, H. Thomas, P. Matschoss, A. Marrian, The German experience with integrating photovoltaic systems into the low-voltage grids. Renewable Energy, vol. 119, April 2018, pp. 129-141, DOI: 10.1016/j.renene.2017.11.045.
2. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej z dnia 7.05.2021r., Tauron Dystrybucja S.A., <https://www.tauron-dystrybucja.pl/uslugi-dystrybucyjne/instrukcja-iriesd>, [dostęp: 25.08.2021].
3. Karty Aktualizacji Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej, Tauron Dystrybucja S.A., <https://www.tauron-dystrybucja.pl/uslugi-dystrybucyjne/instrukcja-iriesd>, [dostęp: 25.08.2021].
4. R. Kowalak, Zmiany poziomów napięć w sieci niskiego napięcia z przyłączonymi źródłami generacji rozproszonej. Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki PG, Nr 52, 2017, ss. 179-182, ISSN 2353-1290.
5. A. Lucas, Single-Phase PV Power Injection Limit due to Voltage Unbalances Applied to an Urban Reference Network Using Real-Time Simulation. Applied Sciences, Vol. 8, Issue 8, August 2018, p. 1333, DOI: 10.3390/app8081333.
6. P. Miller, M. Wancercz, Praca źródeł fotowoltaicznych przy zmianach i zanikach napięcia w sieci nn, „Rynek Energii”, nr 1/2017, ISSN 1425-5960.
7. Monitor Polski 2021 poz. 264: Obwieszczenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 2 marca 2021 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2040 r.
8. M. Parol, Mikrosieci niskiego napięcia, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2013.
9. J. Paska, Wytwarzanie rozproszone energii elektrycznej i ciepła, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, 2010.
10. Program OeS, IPC s.c. Ośrodek badawczo-rozwojowy elektroenergetyki, <https://www.ipcsc.pl/index.php/oprogramowanie/obliczenia-sieciowe> [dostęp: 25.08.2021].
11. K. Sereja, Funkcjonowanie instalacji prosumenckich w sieci niskiego napięcia – ujęcie probabilistyczne. Poznan University of Technology Academic Journals: Electrical Engineering, no. 98, 2019 pp. 31-40, DOI 10.21008/j.1897-0737.2019.98.0003.
12. M. Sobierajski, W. Rojewski, Analysis of Energy and Power Generation in a Photovoltaic Micro installation Interconnected with a Low Voltage Grid. Acta Energetica, vol. 4, no. 25, 2015, pp. 111-115, DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2015410.
13. Topolski Ł., Schab W., Firlit A., Piątek K.: Analiza wpływu generacji rozproszonej na wybrane parametry jakości energii elektrycznej w sieci niskiego napięcia na terenie klastra Wirtualna Zielona Elektrownia Ochotnica. Przegląd Elektrotechniczny, R. 96, nr 3, 2020, ss. 17-20, DOI: 10.15199/48.2020.03.05.
14. Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii. Dz. U. 2015 poz. 478.
15. M. Wancercz, P. Miller, Problemy napięciowe w instalacjach niskiego napięcia z dużą koncentracją mikroźródeł. Przegląd Elektrotechniczny, R. 94, nr 7, 2018, DOI: 10.15199/48.2018.07.08.
16. I. Wasiak, R. Pawełek, Jakość zasilania w sieciach z generacją rozproszoną. PWN, Warszawa 2015.
17. Zbiór wymagań dla modułów wytwarzania energii typu A, w tym mikroinstalacji (wersja z 31.12.2019 r.), <https://www.tauron.pl/dla-domu/urzadzenia/fotowoltaika>, [dostęp: 25.08.2021].

ABSTRACT

The Assessment of the Low Voltage Grid Operation with Different PV Sources Saturation

The progressive increase in the number and share of production of photovoltaic sources connected to the low voltage grid may lead to problems with the maintenance of appropriate voltage and current levels by distribution system operators. Therefore, it is necessary to analyze the impact of distributed energy sources on the grid in order to properly manage and develop it. The article discusses the causes and effects of the impact of PV sources on selected grid parameters and presents simulations on the proposed model of low voltage distribution grid. The analyses were carried out for both normal and emergency conditions of the power grid. Additionally, the influence of the arrangement of PV sources on the parameters of the power grid was taken into account, with different values of the system load and production at the sources.

Keywords: photovoltaics, micro-installations, low-voltage grid, voltage level.

www.ipcsc.pl/index.php/oprogramowanie/obliczenia-sieciowe [dostęp: 25.08.2021].

11. K. Sereja, Funkcjonowanie instalacji prosumenckich w sieci niskiego napięcia – ujęcie probabilistyczne. Poznan University of Technology Academic Journals: Electrical Engineering, no. 98, 2019 pp. 31-40, DOI 10.21008/j.1897-0737.2019.98.0003.
12. M. Sobierajski, W. Rojewski, Analysis of Energy and Power Generation in a Photovoltaic Micro installation Interconnected with a Low Voltage Grid. Acta Energetica, vol. 4, no. 25, 2015, pp. 111-115, DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2015410.
13. Topolski Ł., Schab W., Firlit A., Piątek K.: Analiza wpływu generacji rozproszonej na wybrane parametry jakości energii elektrycznej w sieci niskiego napięcia na terenie klastra Wirtualna Zielona Elektrownia Ochotnica. Przegląd Elektrotechniczny, R. 96, nr 3, 2020, ss. 17-20, DOI: 10.15199/48.2020.03.05.
14. Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii. Dz. U. 2015 poz. 478.
15. M. Wancercz, P. Miller, Problemy napięciowe w instalacjach niskiego napięcia z dużą koncentracją mikroźródeł. Przegląd Elektrotechniczny, R. 94, nr 7, 2018, DOI: 10.15199/48.2018.07.08.
16. I. Wasiak, R. Pawełek, Jakość zasilania w sieciach z generacją rozproszoną. PWN, Warszawa 2015.
17. Zbiór wymagań dla modułów wytwarzania energii typu A, w tym mikroinstalacji (wersja z 31.12.2019 r.), <https://www.tauron.pl/dla-domu/urzadzenia/fotowoltaika>, [dostęp: 25.08.2021].

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.

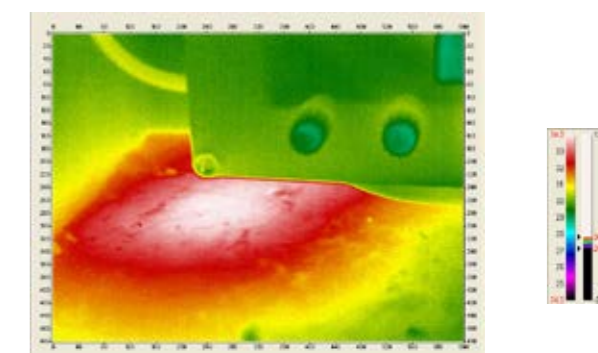


Fot. 3. Przykład niesymetrycznego obciążenia instalacji trójfazowej fot. Flir

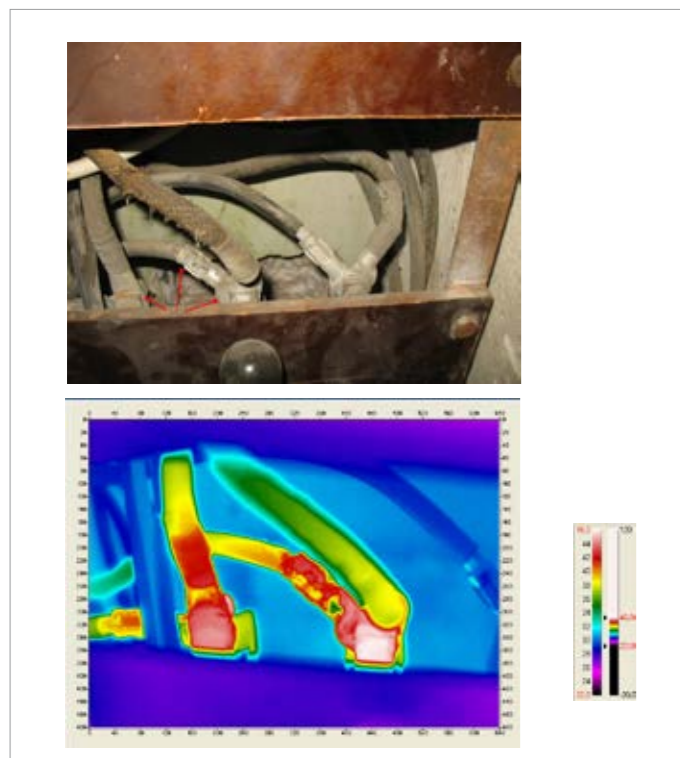
i metodzie pomiaru jak również uwzględnić specyfikę zastosowanej kamery.

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.

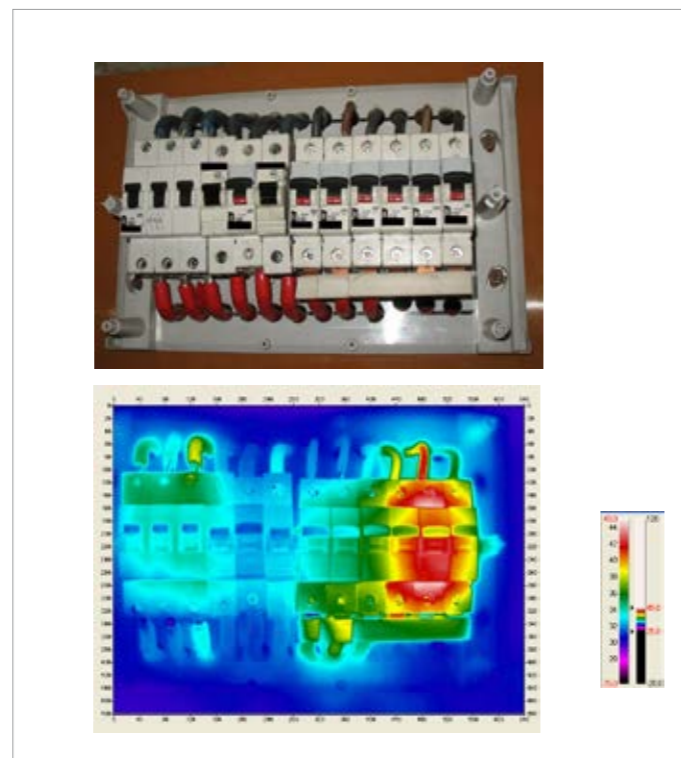
W torach prądowych trójfazowych przyjmuje się, że obciążenie prądowe we wszystkich fazach tego samego toru jest takie samo. Wówczas obrazy cieplne elementów porównuje się z tymi samymi elementami w innych fazach. Pozwala to na uproszczenie metodyki badań i ułatwienie procesu interpretacji. W praktyce 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]



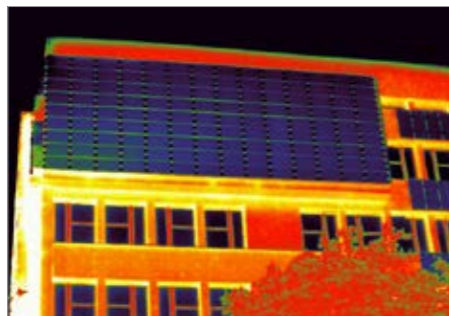
Fot. 1. Niewielka różnica temperatur wskazuje na miejsce potencjalnej przyszłej awarii [6]



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



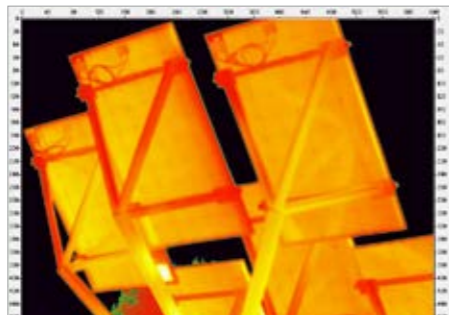
Fot. 5. Instalacja fotowoltaiczna na fasadzie budynku w świetle widzialnym [7]



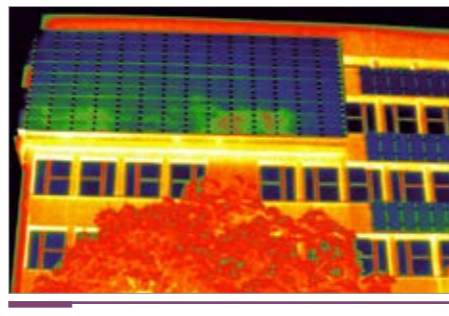
Fot. 6. Prawidłowo wykonane zdjęcie termowizyjne [7]



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



Fot. 9. Widok instalacji w podczerwieni [7]



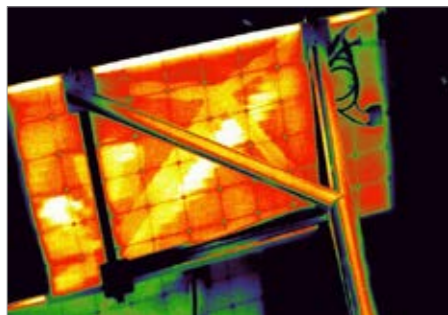
Fot. 7. Przykład zdjęcia termowizyjnego z odbiciem chmur, które mogą być interpretowane jako wady [7]



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 obiekt, 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 szkło 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-

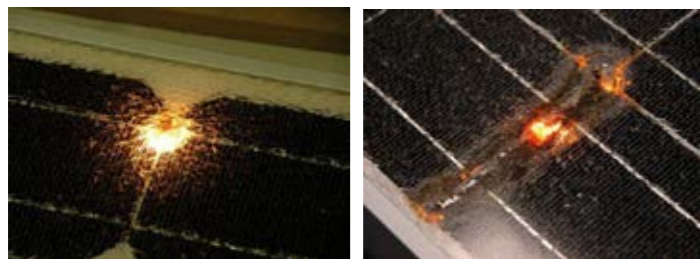
elektro
info

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.



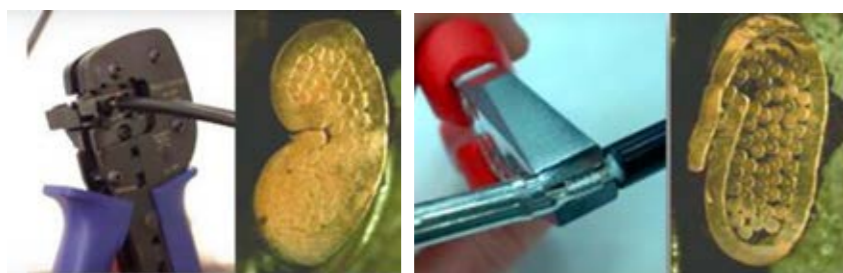
literatura do artykułu na
elektro.info.pl

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

Ochrona domowych instalacji fotowoltaicznych przed skutkami wyładowań piorunowych i przepięć (część 1.)

Ryzyko pożaru paneli PV i wymagania w zakresie ochrony a ubezpieczenie

W Polsce tylko w roku 2019 zainstalowano ponad 104 tysiące mikroinstalacji fotowoltaicznych (PV) o łącznej mocy przekraczającej 680 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. Należy jednak pamiętać, iż poza oczywistymi zaletami są również zagrożenia, z którymi trzeba się zmierzyć. Do najważniejszych zalicza się wpływ czynników zewnętrznych, takich jak m.in. wyładowania piorunowe i związane z nimi przepięcia 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 dziesięciolecia.

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 siecią elektroenergetyczną. Wyładowania piorunowe powodują powstawanie impulsowego pola elektrycznego i magnetycznego, które to indukuje w pobliskich instalacjach napięcia i prądy udarowe. Długość przewodów oraz wielkość pętli powstających

z ułożonych przewodów zwiększa wartości przepięć. Szkody wywołane przez przepięcia występują zarówno w panelach fotowoltaicznych, falownikach, sterownikach, jak i układach elektronicznych nimi sterującymi. Przepięcia dochodzące poprzez sieć energetyczną mogą również uszkodzić pracujące w domu urządzenia, takie jak falownik PV, piec grzewczy, lodówka, telewizor, pralka, komputer i wiele innych. W niesprzyjających warunkach przepięcia same w sobie mogą spowodować pożar paneli umieszczonych na dachu, a jego gaszenie będzie bardzo utrudnione ze względu na obecność napięcia na ich zaciskach i brak możliwości gaszenia wodą. 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 przeciwprzepięciowej w budynku, na którym są zainstalowane ogniwa PV. Osoby korzystające z kredytu powinny bezwarunkowo wyposażać swoją instalację w stosowne rozwiązania techniczne, o których mowa poniżej.

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 przepięć 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 przeciwprzepięciowa 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 przeciwprzepięciowej domowej instalacji fotowoltaicznej.

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

I Ryzyko pożaru paneli PV

Bardzo często osoby zaczynające swoją przygodę z panelami fotowoltaicznymi nie zdają



Fot. 1. Praca na zwarcie stringu paneli PV zainstalowanych na dachu obiektu fot. J. Wiater

sobie sprawy z zagrożenia, jakie one niosą. Specyfika działania ogniu fotowoltaicznych uniemożliwia ich natychmiastowe wyłączenie. Najprościej rzecz ujmując, nie da się wyłączyć słońca, przez co również nie da się wyłączyć paneli fotowoltaicznych. Cały czas na ich zaciskach wyjściowych obecne jest napięcie – zarówno w dzień słoneczny, jak i pochmurny. Jakikolwiek uszkodzenie paneli PV skutkujące zwarcie choćby tylko jednego ogniwa w panelu może być przyczyną pożaru. Powstałe w ten sposób zwarcie jest utrzymywane 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. Znamienne jest również możliwość 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 fotografii 2. przedstawiono obiekt, w którym doinstalowano system PV nie modyfikując istniejącego systemu ochrony odgromowej (panele PV powyżej piorunochronów na dachu).

Wymagania w zakresie ochrony a ubezpieczenie

Polskie prawo nie nakłada obowiązku instalacji systemu ochrony odgromowej obiektu wyposażonego w instalację PV. Prawo budowlane nakłada zaś na inwestora/projektanta konieczność analizy ryzyka. Analiza ryzyka 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 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 obowiązek instalacji ochrony odgromowej i przeciwprzepięciowej. I tak na przykład w jednym z towarzystw ubezpieczeniowych przeglądając OWU w punkcie opisywanym przedmiot ubezpieczenia napotykamy 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 wychodzi na to, że musimy wyposażać obiekt w ww. instalację, bo jak nie, to nasza instalacja nie



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

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 wskutek oddziaływania pola magnetycznego i elektrycznego. Należy tutaj nadmienić, iż wyładowanie piorunowe wytwarza bardzo duże wartości pola elektrycznego i magnetycznego szczegółowo 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).

I Literatura

1. <https://globenergia.pl/ponad-104-tysiacemikroinstalacji-pv-w-2019-roku-gigantyczny-wzrost-w-fotowoltaice/> (2020.03.26)
2. Poradnik ochrony odgromowej. Neumarkt DEHN, 2019.
3. PN-EN 62305-1:2011 *Ochrona odgromowa. Część 1: Zasady ogólne.*
4. PN-EN 62305-2:2012 *Ochrona odgromowa. Część 2: Zarządzanie ryzykiem.*
5. PN-EN 62305-3:2011 *Ochrona odgromowa. Część 3: Uszkodzenia fizyczne obiektów i zagrożenie życia.*
6. PN-EN 62305-4:2011 *Ochrona odgromowa. Część 4: Urządzenia elektryczne i elektroniczne w obiektach.*

ABSTRACT

Protection of home photovoltaic installations against the effects of lightning and overvoltages. Part 1. Risk of fire of PV panels and protection requirements versus insurance policy

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.

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.

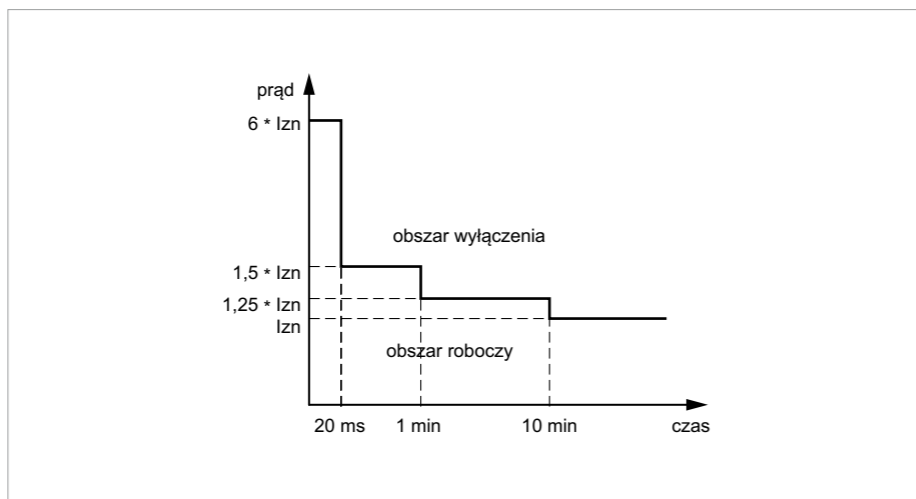
Zgodnie z ustawą o odnawialnych źródłach energii, instalacje podzielono na trzy grupy, biorąc pod uwagę ich moc zainstalowaną. Są to:

- » 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. Zwłaszcza 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 uchwytami 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

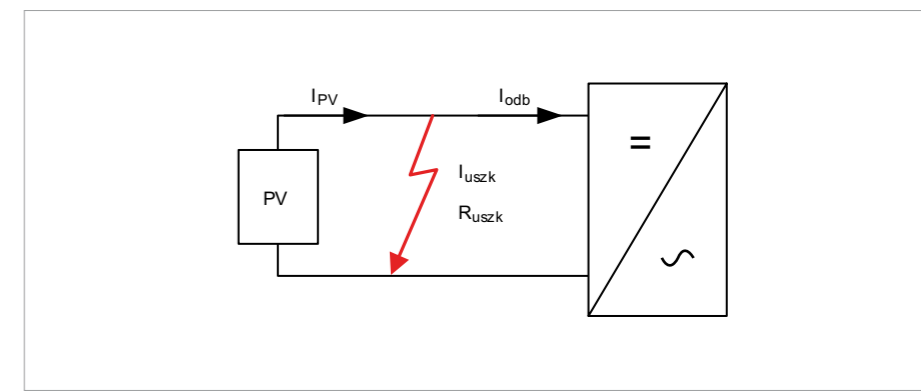
W przypadku klasycznych rozwiązań prosumenckich energia pierwotna pochodząca od źródeł odnawialnych zamieniana jest na energię elektryczną, o parametrach wynikających z zastosowanej technologii. W przypadku energii słonecznej są to najczęściej ogniwa fotowoltaiczne, które dostarczają prąd stały. Następnie 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 zwarciovowy, 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 zwarciovowego. 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 zwarciovowy. 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-



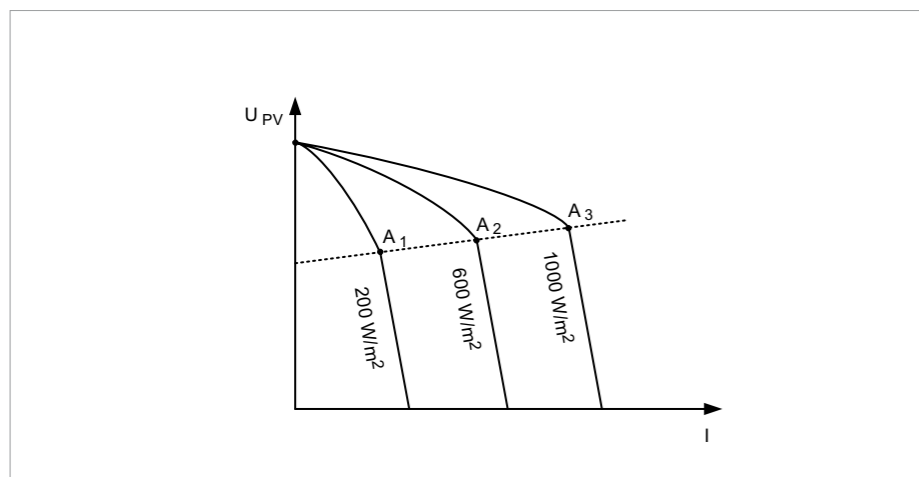
Rys. 2. Rozpyły prądu przy uszkodzeniu izolacji na przewodach łączących panel z falownikiem rys. R. Zacirka, J. Konieczny

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 zwarcim 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 zwarciu, 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.

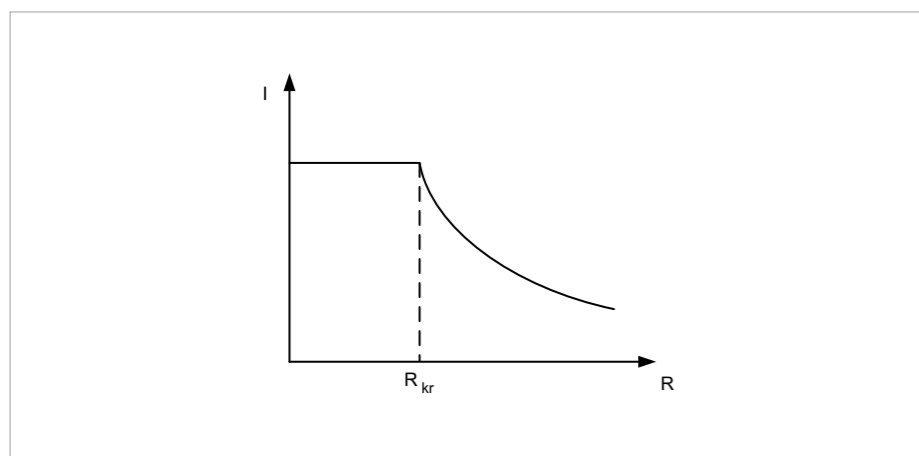
Aktywne sterowanie parametrami elektrycznymi w warunkach awaryjnych powoduje, że można dokładnie zaprojektować charakterystykę prądowo-czasową dla zwarcia i przeciążeń w obwodach zasilanych przez falowniki. Charakterystyki te podawane są przez producentów w danych katalogowych, lecz niestety charakteryzują 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

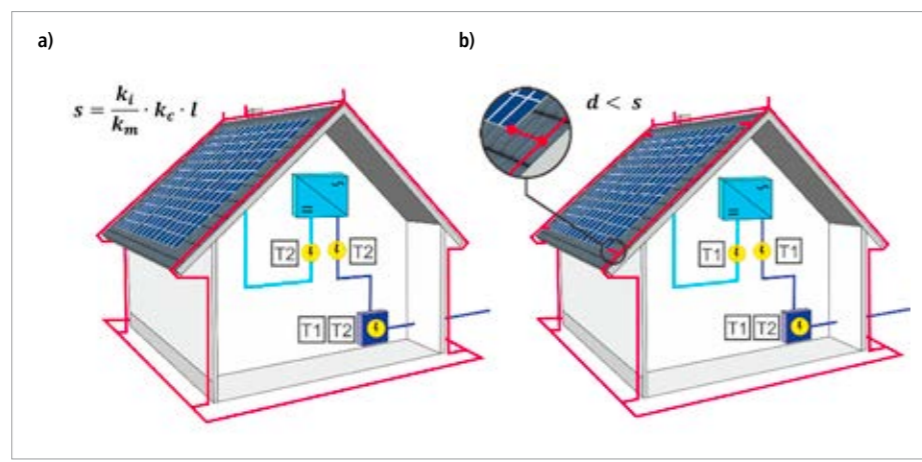
Dobór ograniczników przepięć do ochrony instalacji fotowoltaicznych zgodnie z PN-HD 60364-7-712

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]:

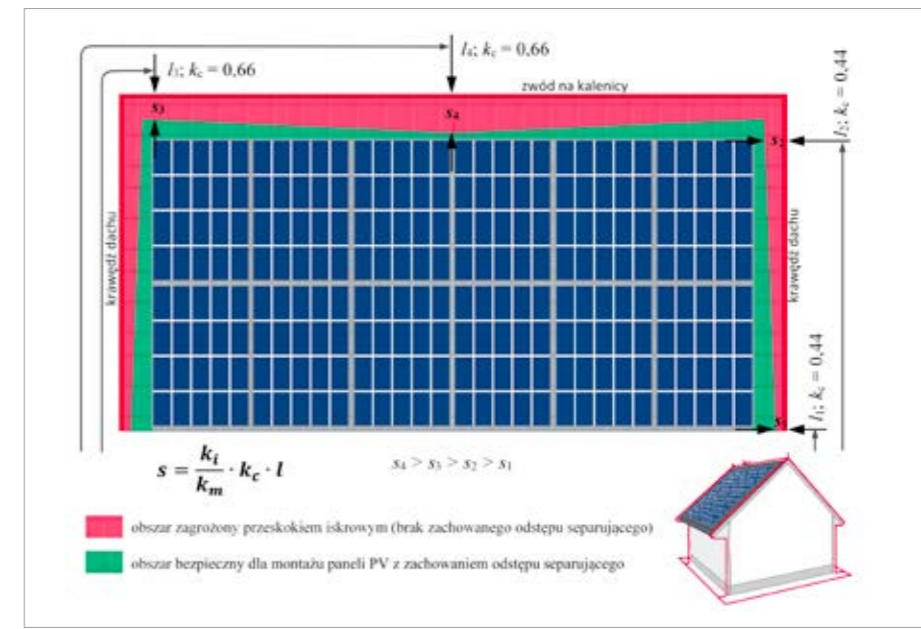
$$s = \frac{k_i}{k_m} \cdot k_c \cdot l$$

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	$n = 1^*$	powietrze
LPS klasy II	0,06	$n = 2$	0,66
LPS klasy I	0,08	$n > 2$	0,44
			beton, cegły, drewno
			1
			0,5

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 występuwać 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 separujących 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 tabelicą 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.

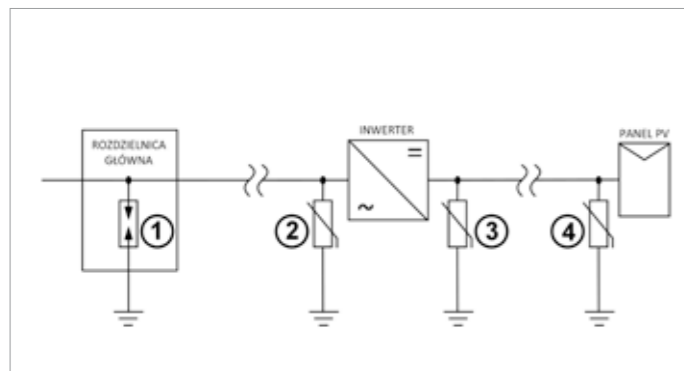
Sumując wszystkie powyższe kryteria, należy uznać, że **ochrona przed przepięciami instalacji PV zgodnie z normą zharmonizowaną PN-HD 60364-7-712 [1] powinna być stosowana niemal w każdym przypadku.**

I Dobór ograniczników przepięć

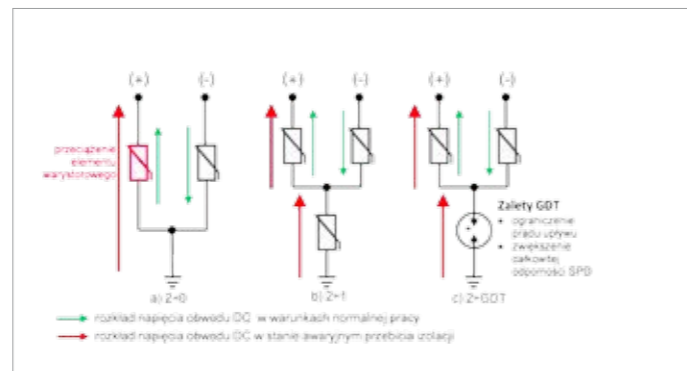
Dobór typu SPD w praktyce zależy od obecności urządzenia piorunochronnego i sposobu jego wykonania (tab. 3.), a wytyczne w tym zakresie opisują normy [1, 3]. W rozdzielni głównej budynku w większości przypadków zastosowanie mają ograniczniki typu 1 lub najlepiej typu 1+2 o niskim napięciowym poziomie 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* $I_n = 20$ kA	RST Power T2 $I_n = 20$ kA	RST Solar PV T2 $I_n = 20$ kA
	RST Power T1+T2 $I_{imp} = 12,5$ kA	RST Power T2 $I_n = 20$ kA	RST Solar PV T2 $I_n = 20$ kA
	RST Power T1+T2 $I_{imp} = 12,5$ kA	RST Power T1+T2 $I_{imp} = 12,5$ kA	RST Solar PV T1+T2 $I_{total} = 12,5$ kA

Objaśnienia: * w rozdzielni głównej można stosować 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

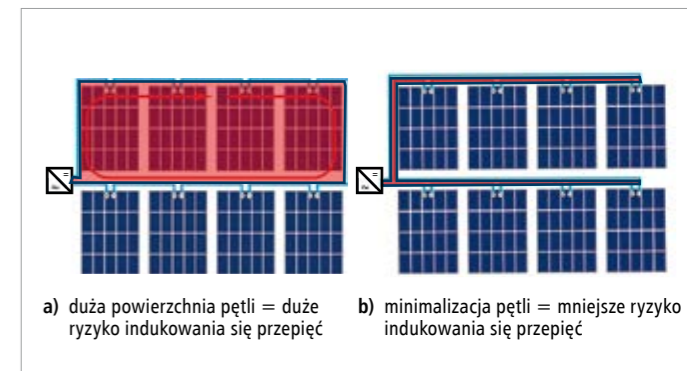
Dodatkową zaletą rozwiązania 2+GDT jest wyższa całkowita wytrzymałość takiego ogranicznika. W SPD z wymiennymi, wyłącznie warystorowymi, modułami ochronnymi maksymalna wytrzymałość ogranicznika jest równa wytrzymałości pojedynczego modułu. Odgromnik charakteryzuje się wyższą wytrzymałością udarową, dzięki czemu moduł sumujący GDT jest w stanie wytrzymać maksymalne prądy odprowadzane przez oba moduły warystorowe, decydując

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 łączy 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, ochrony dodatkowej) 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]:

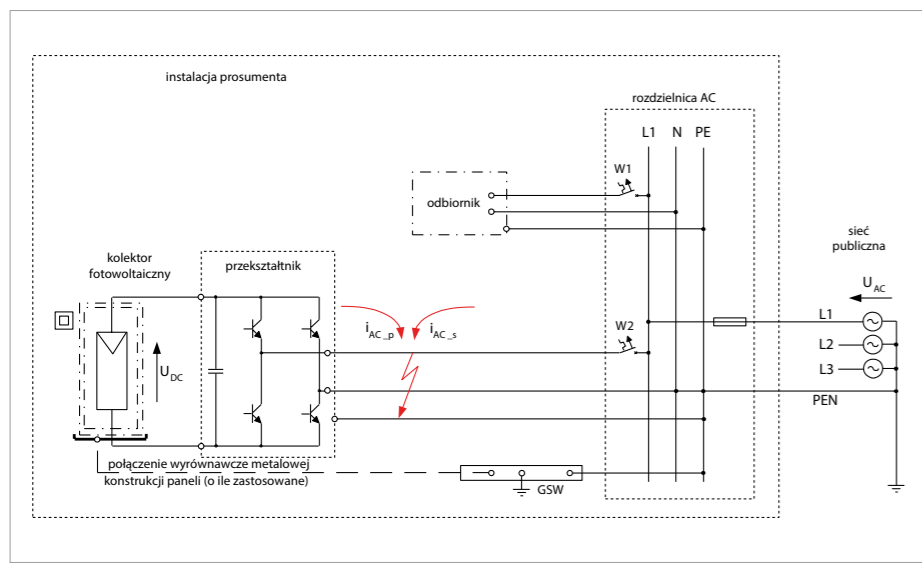
- » powinien być on typu B w przypadku braku separacji podstawowej pomiędzy stronami DC i AC (brak transformatora oddzielającego stronę DC od AC),
- » nie wymaga się typu B (zatem w rachubę wchodzi też wyłącznik różnicowoprądowy typu A lub typu F), gdy zastosowano separację podstawową między stronami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

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

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

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, elektrownie ciepłowne 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].

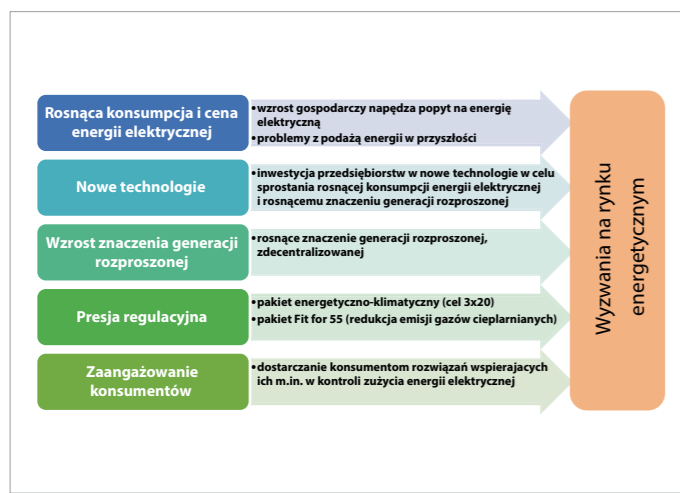
Badane są również projekty akumulatorów typu cell-to-pack (CTP) [3], [5]. W tym przypadku zwiększona wydajność pakietów ogniw może wspomóc ograniczenie redukcji gęstości energii wynikającej ze struktury katod baterii LFP (elektroda dodatnia jest litowo-żelazowo-fosforanowa (LiFePO₄), a elektroda ujemna 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.

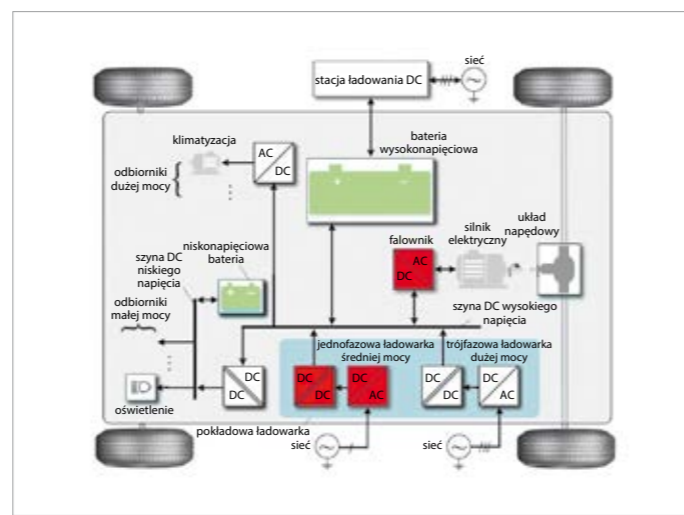
Topologie ładowarki pokładowej i stacjonarnej

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].

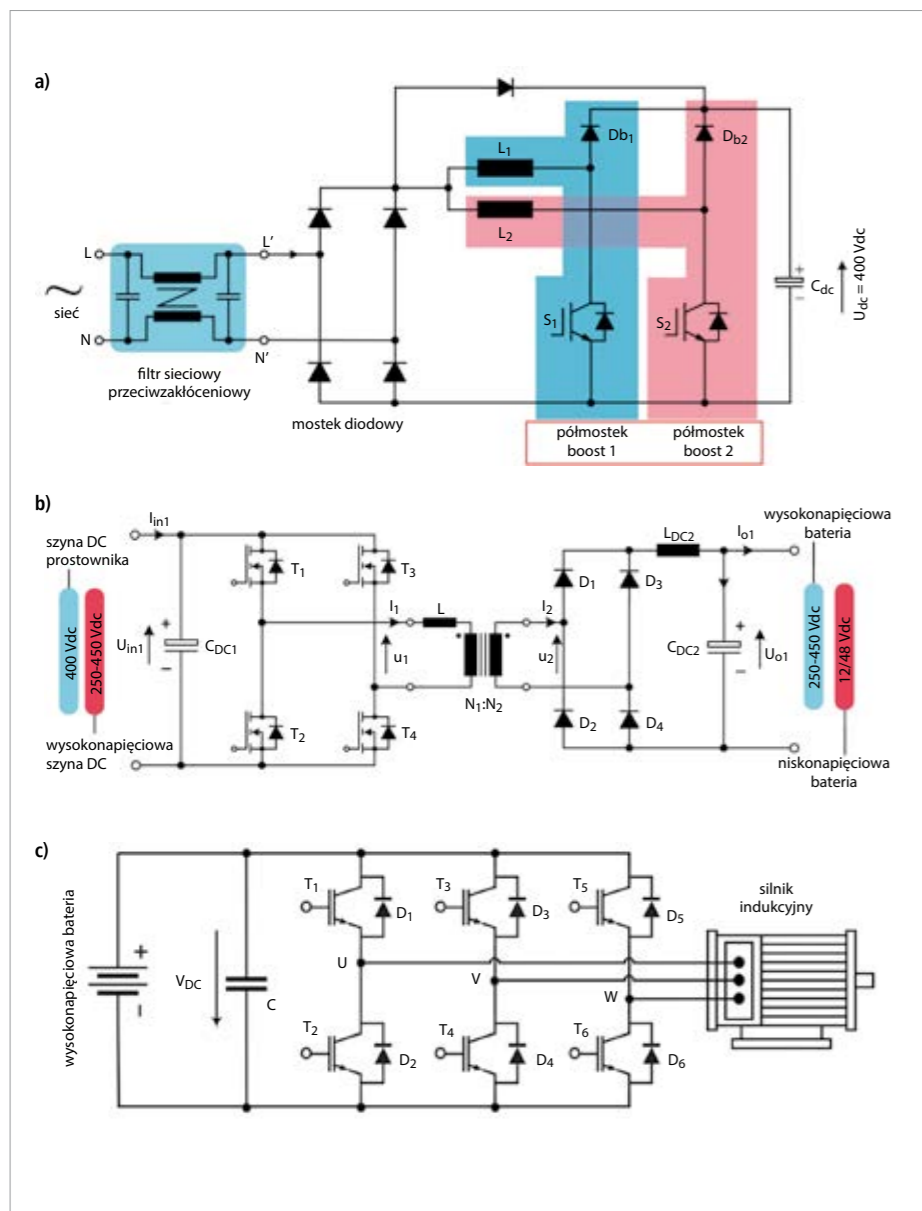
Moc ładowania baterii zależy od mocy dostępnej w sieci elektroenergetycznej, do której przyłączone jest stanowisko ładowania. Jednofazowa ładowarka pokładowa może mieć moc do 19,2 kW. Jednak bardziej odpowiednie jest zastosowanie trójfazowej ładowarki dla poziomów mocy powyżej 7,4 kW ze względu na liczbę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



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



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



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].

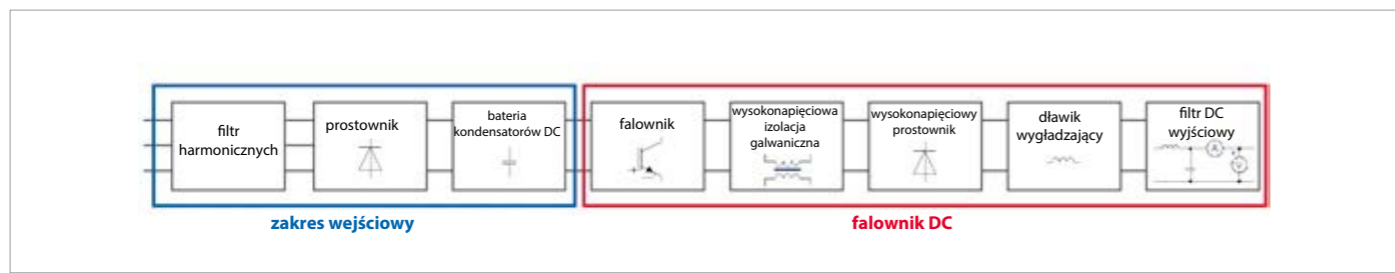
Rysunek 3a przedstawia najpopularniejszą jednofazową topologię ładowarki pokładowej (ang. *interleaved boost with power factor correction*). Choć ta topologia charakteryzuje się

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 przemiennych 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 odbiorników, 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.

I 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.

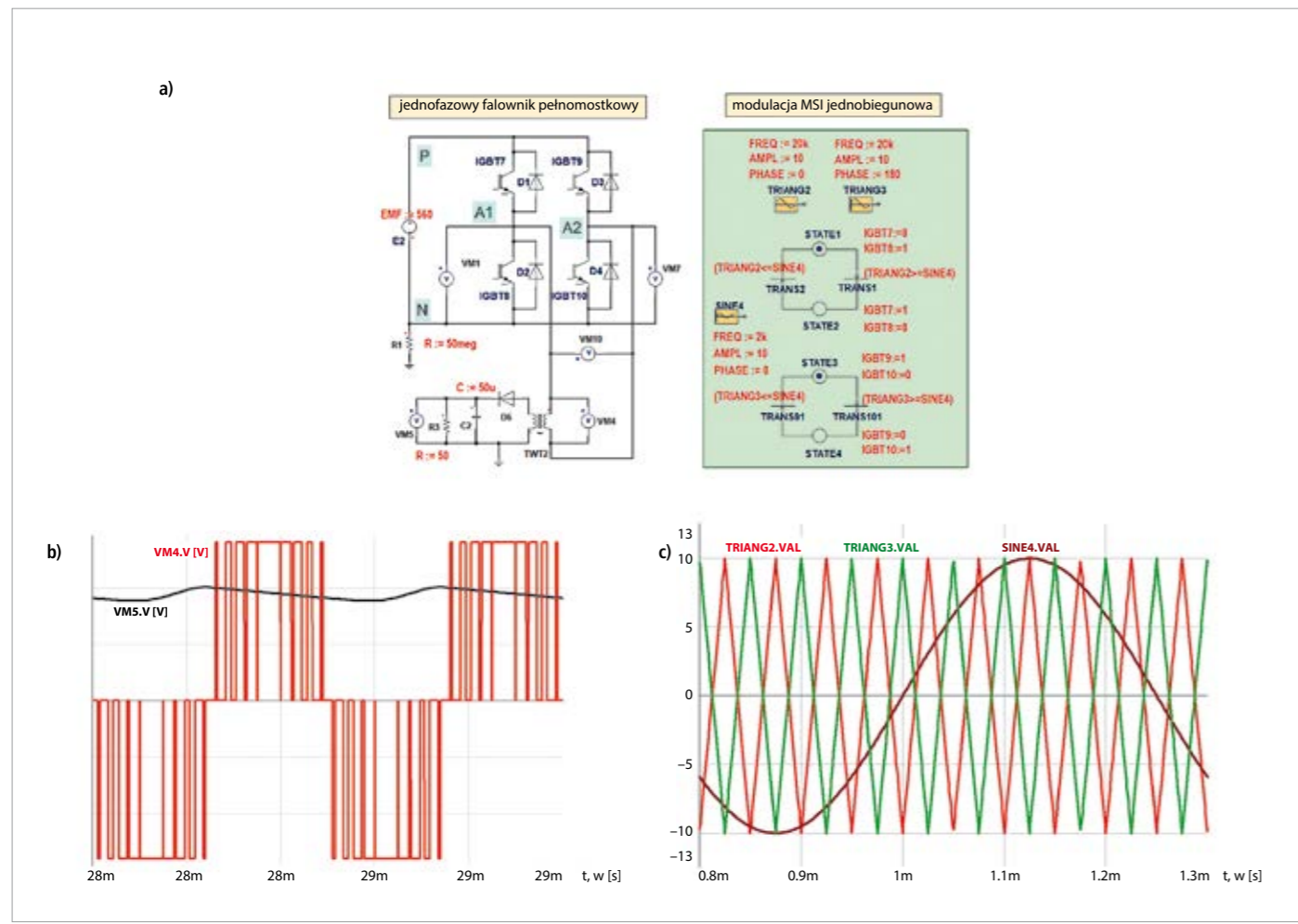
go ładowania są bardziej atrakcyjną i wydajną opcją dla stacji ładowania. Mikrosieci zawierające odnawialne źródła energii są wykorzystywane w odległych obszarach na całym świecie. Jednak przerywana energia może powodować duże wahania częstotliwości w mikro sieci. Aby temu zapobiec, prowadzone są nadal 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.

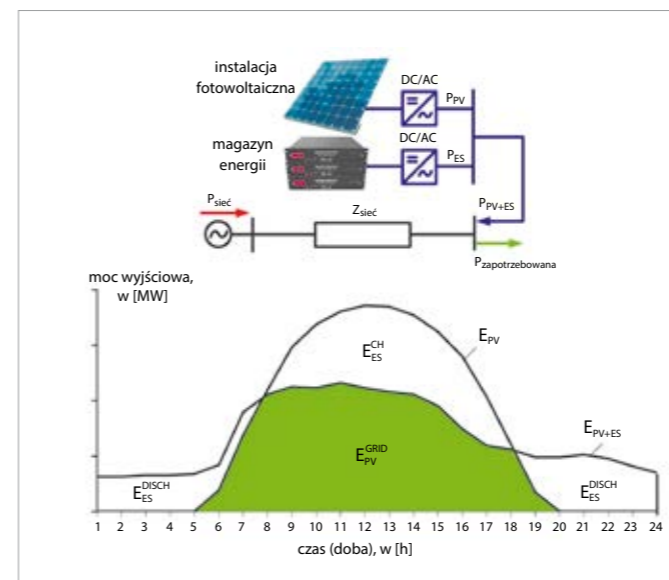
I Literatura

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://>

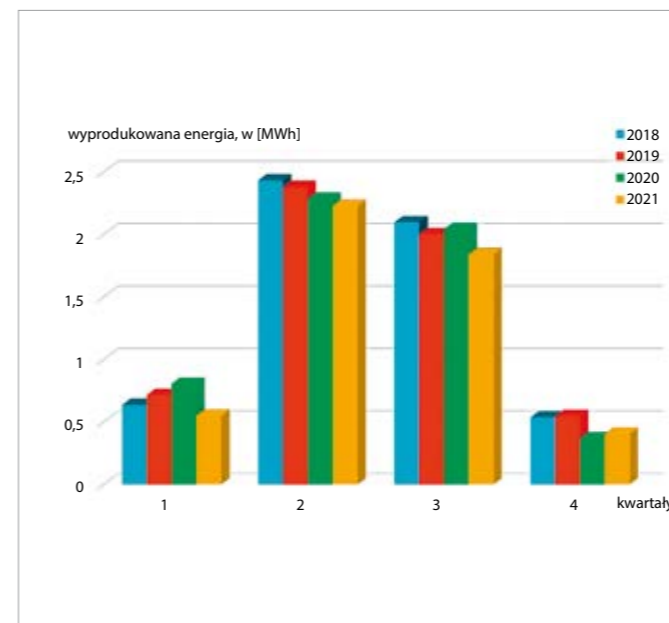
dowania baterii EV. Oczekuje się, że liczba pojazdów elektrycznych na drogach będzie nadal rosła w ciągu najbliższych dziesięcioleci z powodu różnych czynników, głównie ze względu na szybki postęp w technologii EV i akumulatorów. Przedłużający się proces ładowania akumulatorów, który jest jednym z głównych problemów wpływających na zwiększoną penetrację pojazdów EV i sprawia, że jednostki szybkie-



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 400 V (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. F. 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

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



NOWOŚĆ
Seria: **NIEZBĘDNIK ELEKTRYKA**

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. złożą wnioski do Operatora Sieci Dystrybucyjnej (OSD) o przyłączenie mikroinstalacji do sieci, pozostaną w systemie opustów, z którego będą korzystać przez 15 lat. Natomiast, system net-billingu będzie dotyczyć nowych prosumentów, którzy złożą 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, 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 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 zlokalizowane-go 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.

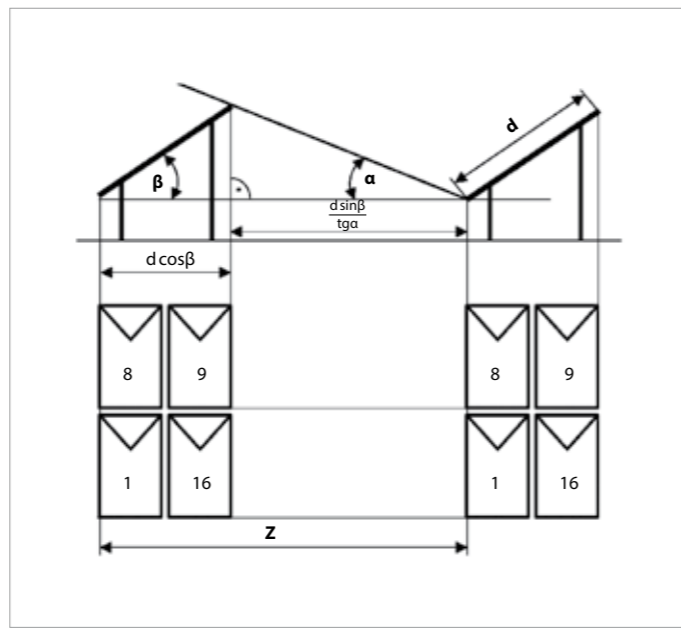
Stan istniejący

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.

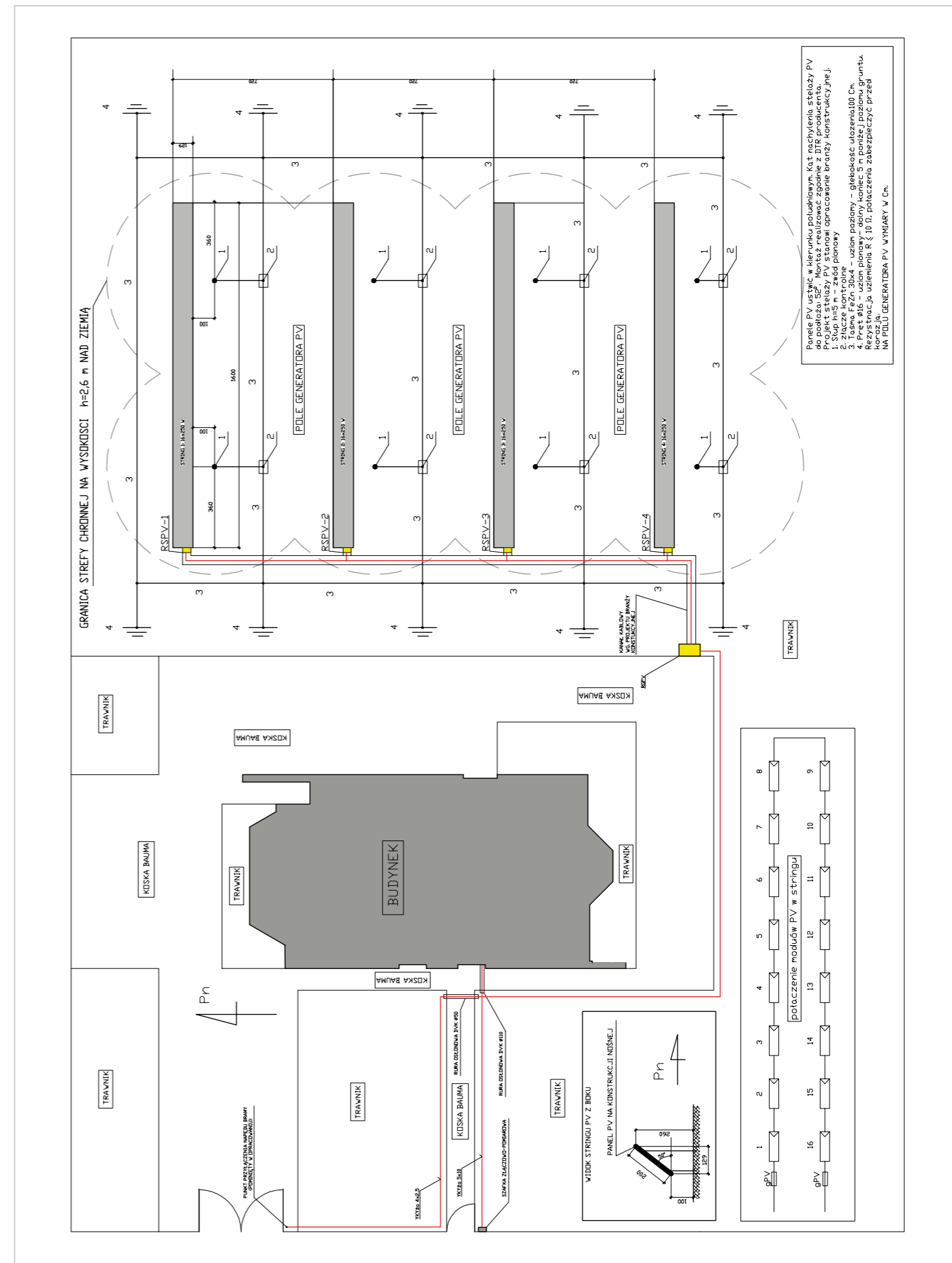
UWAGA!

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

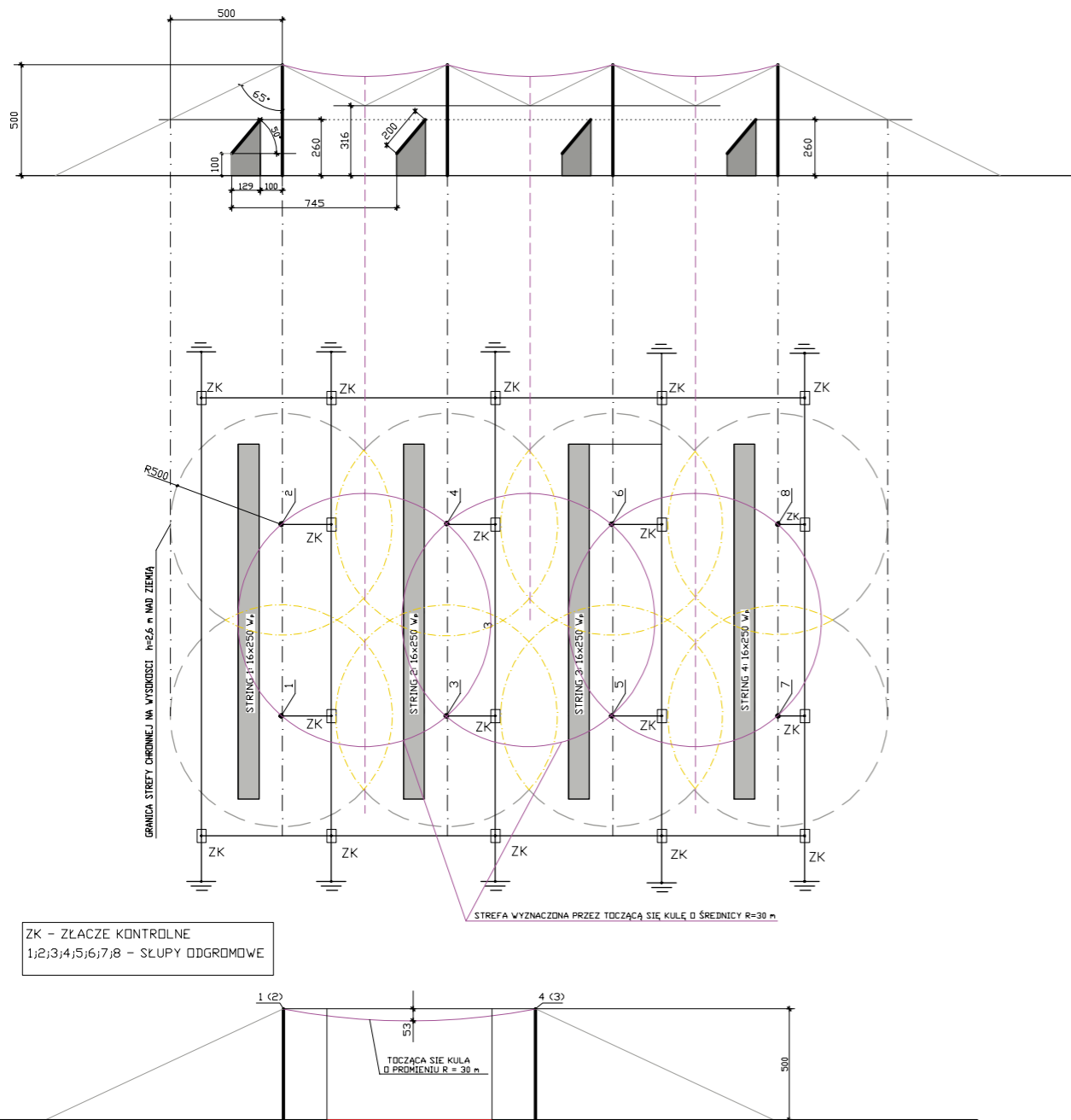
Obliczenia

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 $\varnothing 16 L = 6 m$, 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 $\beta = 50^\circ$.

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

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

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 $h_{\min} = 1 m$, wysokość najwyższej położonych krawędzi wyniesie:

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

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

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

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

Minimalna odległość paneli PV od konstrukcji nośnej:

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

Została przyjęta odległość $s_p \geq 1 m$ (**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 doborze aparatów i urządzeń elektrycznych. Pominięcie silników w obliczeniach prądów

zwarciowych może skutkować doбором 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.

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

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

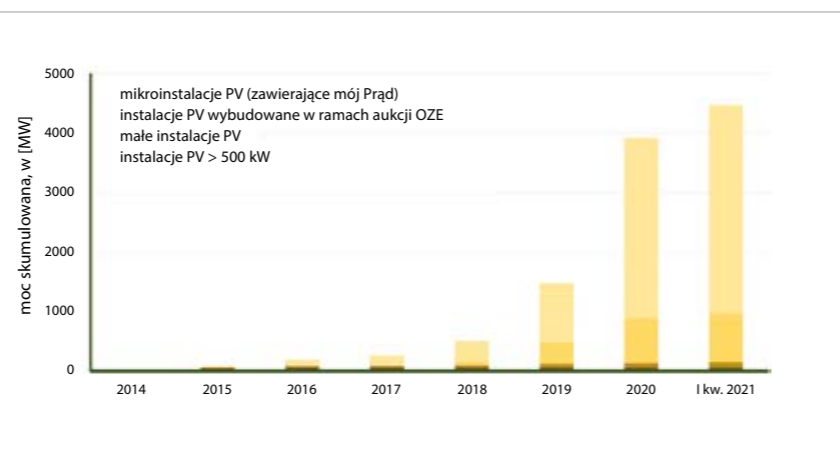
Zmieniająca się sytuacja geopolityczna, rosnące wymagania polityki klimatycznej Unii Europejskiej, w tym rosnące ceny certyfikatów energetycznych, zwiększają presję na przyspieszenie transformacji energetycznej. Jednym z jej kluczowych kierunków jest rozwój energetyki rozproszonej, w szczególności małych 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. Spotykamy rozwiązania, 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]:

STRESZCZENIE

W artykule opisano stan obecny i możliwości współpracy generatorów i instalacji fotowoltaicznych z magazynami energii. Wskazano na potencjalne korzyści i ograniczenia w rozwoju współpracy tych technologii oraz opisano ich rynek w Polsce.

Słowa kluczowe: fotowoltaika, magazyn energii, elektrownia słoneczna.



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

IMEFY POLSKA Sp. z o.o.

58-160 Świebodzice, ul. Królowej Jadwigi 2/2
tel. 74 664 05 52
transformatory@imefy.com
www.imefy.com/pl

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

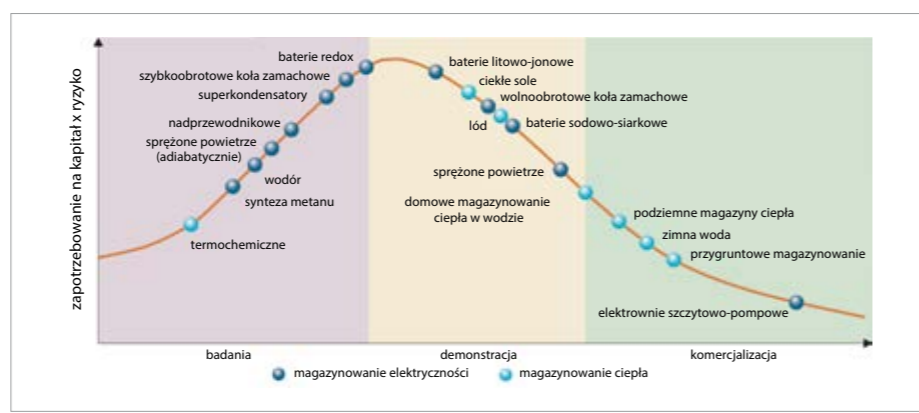


- » mikroinstalacje, charakteryzujące się łączną mocą zainstalowaną, która nie przekracza 50 kW; zainstalowana moc na koniec 2020 to 3022 MW, na marzec 2021 to 3500 MW,
- » małe instalacje, będące instalacjami o mocy od 50 kW do 500 kW; zainstalowana moc na koniec 2020 to 65 MW, na marzec 2021 to 71 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 wytwarzania 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. opublikowane 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

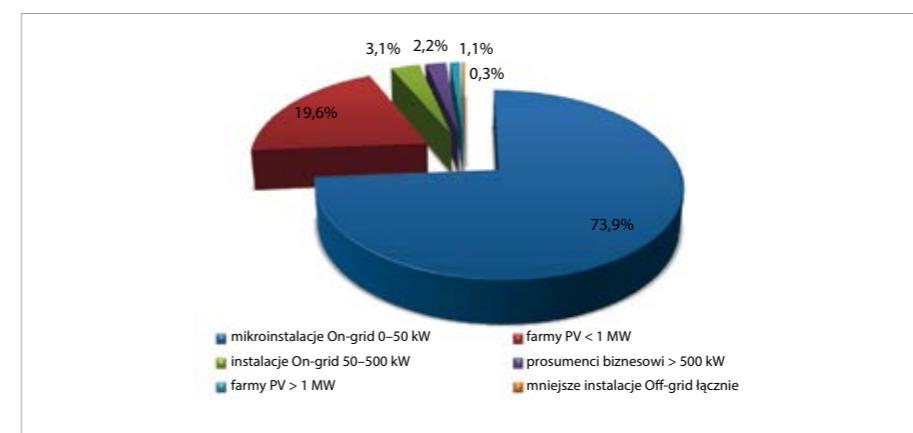
przez Polskie Izby Magazynowania Energii zainstalowano w Polsce magazyny energii o mocy ok. 1450 MW, z czego 1370 MW zainstalowanych jest w elektrowniach szczytowo-pompowych. W 2021 r. w Polsce było już około 50 MW mocy zainstalowanej w magazynach energii elektrycznej w technologii elektrochemicznej. 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 podczerwiieni. 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]

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.**

58-160 Świebodzice, ul. Królowej Jadwigi 2/2
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

**Redakcja elektro.info**

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

