



Poradnik **FOTOWOLTAIKA 2**

**Technologia PV –
kierunki rozwoju,
możliwości
optymalizacji
i magazynowania
energii**

**Certyfikacja
instalatorów
i badania odbiorcze
instalacji PV**

**Dobór paneli PV
do falownika oraz
ograniczenia mocy
generatora PV
pracującego z siecią
elektroenergetyczną**

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

Magazyny energii jako element transformacji systemu energetycznego (część 1.)	4
Bezpieczeństwo w fotowoltaice – pomiary instalacji zestawem Sonel PVM-1020 KIT	8
Magazyny energii jako element transformacji systemu energetycznego (część 2–3)	10
Konstrukcje do montażu paneli fotowoltaicznych	18
Dobór ograniczników przepięć do ochrony instalacji fotowoltaicznych zgodnie z PN-HD 60364-7-712	22
Fotowoltaika w zastosowaniach domowych – metody wykrywania i przerywania łuku elektrycznego w fotowoltaice	28
Koncepcja hybrydowego inwertera PV współpracującego z magazynem energii dla mikroinstalacji o mocy do 50 kW	34
Certyfikacja instalatorów i badania odbiorcze instalacji PV	38
Zwiększenie produkcji energii w generatorach fotowoltaicznych poprzez zastosowanie technologii bifacjalnej	42
Możliwości inspekcji instalacji PV za pomocą kamery termowizyjnej	50
Sprzedawaj fotowoltaikę przez internet w całej Unii Europejskiej!	54
Rozwiązania fotowoltaiczne Weidmüller: najwyższa jakość i bezpieczeństwo	56
Zabezpieczenia topikowe specjalne i przeciwprzepięciowe nowej generacji dla instalacji fotowoltaicznych PV	58
Ograniczenia mocy generatora PV przyłączanego do sieci elektroenergetycznej	62
Kamery termowizyjne: szybki i niezawodny sposób testowania paneli słonecznych	64
Nowe technologie i rozwiązania w instalacjach fotowoltaicznych	66
Katalog firm	72

Partnerzy publikacji



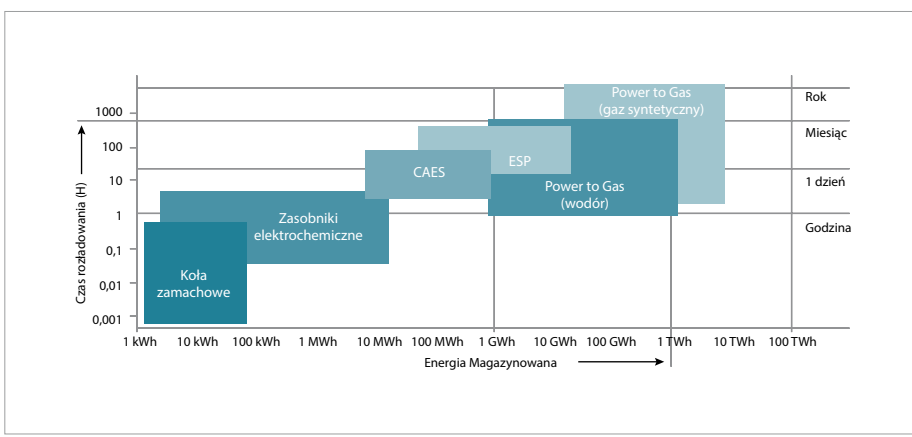
Magazyny energii jako element transformacji systemu energetycznego (część 1.)

Magazynowanie energii jest jednym z popularniejszych haseł obszaru elektroenergetycznego. Stało się zjawiskiem niemal powszechnym, mającym na celu poprawę stabilności Krajowego Systemu Elektroenergetycznego z uwagi na przyłączanie źródeł energii odnawialnej.

Rozwój systemów magazynowania energii (ESS z ang. *Energy Storage System*) charakteryzuje kilka etapów instalacyjnych. Pierwszy etap to faza projektów dotowanych, gdzie instalowane są ESS z dużym współfinansowaniem i dotacjami unijnymi/państwowymi. Są to instalacje próbne, badawcze, eksperymentalne, które w ograniczonym zakresie wynikają z głębokich analiz zasadności technicznej i ekonomicznej. Ten etap właśnie się kończy.

Drugim etapem będą instalacje ESS, które łagodzią niewydolność systemu energetycznego. Dotyczy to przypadków wykonania instalacji Odnawialnych Źródeł Energii (OZE) w otoczeniu, gdzie:

- » nie można uzyskać odpowiedniej mocy przyłączeniowej;
- » w danym obszarze występują problemy techniczne z jakością energii za sprawą instalacji OZE, które w konsekwencji mogą być



Rys. 1. Możliwości magazynowania energii w różnych technologiach ze względu na czas i moc, zgodnie z [2]

odłączane (bo zawyżają napięcia w sieci dystrybucyjnej, powodują niebilansowanie lokalnej generacji energii z OZE z profilem odbiorów itp.);

- » mogą występować zapady napięcia w sieci dystrybucyjnej i nawet wyłączenia odbior-

ców, wtedy magazyn energii będzie miał jako zadanie przeprowadzić instalację na pracę wyspową (ang. *off-grid*).

STRESZCZENIE

Magazynowanie energii jest jednym z popularniejszych haseł obszaru elektroenergetycznego. W artykule przedstawiono, z jakich elementów się składa magazyn energii, jakie są generalne zasady jego doboru i jakie spełnia funkcje. Jeżeli odniesiemy to do potrzeb i problemów Krajowego Systemu Energetycznego (KSE), to określimy docelowe zadania, jakie będą musiały wypełnić takie systemy. Przedstawiono modele energetyki „przyszłości” i jak może przebiegać transformacja systemu elektroenergetycznego. Będzie to przejście z koncepcji energetyki scentralizowanej (zarządzanej odgórnie, gdzie wiodącą rolę w generacji energii mają duże bloki energetyczne) do koncepcji energetyki rozproszonej, elastycznej, lokalnej, gdzie największe znaczenie będą miały źródła OZE uzupełnione o stabilną produkcję energii z bloków gazowych, jądrowych, biomasy. Docelowo będzie to przejście do systemu opartego na Lokalnych Obszarach Samobilansujących, a docelowo na inteligentnych sieciach.

Słowa kluczowe: magazyn energii, Baterijny magazyn energii, transformacja krajowego systemu elektroenergetycznego, przesył i dystrybucja energii, Lokalne Obszary Bilansujące i Sieci Inteligentne.

Trzeba pokreślić, że odbiorcy energii/prosumenci, pomimo że są końcowym elementem Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, to muszą respektować jego techniczne uwarunkowania. Nie mogą przekraczać warunków przyłączeniowych i muszą mieć na uwadze lokalne uwarunkowania techniczne sieci. Z tego powodu będą zmuszeni do podejmowania działań łagodzących niewydolność systemu energetycznego np. poprzez dodanie do swojej lokalnej instalacji OZE Systemu Magazynowania Energii.

Trzecim etapem instalacji magazynów energii będą instalacje stanowiące element systemu energetycznego po jego transformacji. Te instalacje będą w pełni dobrane, przeliczone, uzasadnione technicznie i ekonomicznie. Dlatego też odniesiemy magazynowanie energii do transformacji systemu KSE. Transformacją będzie przejście z koncepcji energetyki scentralizowanej (zarządzanej odgórnie, gdzie wiodącą rolę w generacji energii mają duże bloki energetyczne) do koncepcji energetyki rozproszonej (elastycznej, lokalnej, gdzie największe znaczenie będą miały źródła OZE uzupełnione o generację stabilną np. z bloków gazowych, jądrowych, biomasy). Energetyka rozproszona będzie oparta na obszarach samobilansujących (określanych jako LOB – Lokalne Obszary Bilansujące), a docelowo będzie oparta na inteligentnych sieciach (z ang. *Smart-Grids*).

Transformacja energetyczna jest problemem odkładanym, niechcianym, a nawet w niektórych kręgach pomijanym w dyskusji. Dość powszechny jest pogląd, że transformacji nie będzie lub będzie miała charakter pozorowany, czyli system pozostanie scentralizowany z elementami rozproszenia.

Tu mam inne zdanie, bo uważam, że Krajowy System Elektroenergetyczny działając w obecnym otoczeniu stanie się wkrótce systemem nieefektywnym ekonomicznie i technicznie. Będzie to wynikało z faktu, że system nie będzie w stanie rozwiązać nawarstwiających się problemów, jakimi są:

- » przeciążenia na liniach najwyższych napięć przesyłu i dystrybucji (400, 220, 110 kV);
- » coraz większa, ponadnormatywna liczba instalacji generacji OZE – generacji niestabilnej i niesterowalnej przez operatorów i mogącej powodować ogromne problemy w sieciach OSD (Operatorów Sieci Dystrybucyjnych);
- » wymóg osiągania celów unijnej polityki klimatyczno-energetycznej oraz coraz większych opłat za nadmiarową emisję CO₂.

Wątpię, że ww. problemy można skutecznie zaadresować bez głębokiej transformacji KSE. Ich nasilenie będzie powodować wyłączenia, problemy z brakiem ciągłości dostaw energii, nieefektywnym wykorzystaniem źródeł OZE i w konsekwencji tego pojawi się znaczny wzrost cen energii. Jeżeli do tego dołożymy coraz większe naciski Unii Europejskiej na działania proklimatyczne i dalsze naciski/kary finansowe, to można zadać pytanie: czy to nie spowoduje niezadowolenia społecznego i w efekcie nie wymusi rewolucji energetycznej i jej decentralizacji? W artykule omówię, z jakich elementów się składa magazyn energii, jakie są generalne zasady jego doboru i jakie spełnia funkcje. To wszystko odniesiemy do potrzeb i problemów Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE), by określić docelowe zadania pełnione przez magazyny energii. Przedstawię możliwe modele energetyki „przyszłości”. Transformacja energetyki musi być powiązana ze zmianą myślenia społecznego i przewartościowaniem celów efektywności energetycznej w obszarach życia zawodowego i prywatnego. Drogowskazem są zapisy normy ISO 50001 „Efektywność Energetyczna” – która powinna też zaistnieć w naszym życiu jako element i podstawa takich zmian.

Magazyn energii – funkcje, schemat podstawowy, dobór zasobników

Magazyn energii (ESS) jest zestawem urządzeń podłączonych do sieci energetycznej, które w sposób aktywny są w stanie pobierać i oddawać energię do sieci, zgodnie z zadanym algorytmem. Transmisję energii w obu kierunkach zapewnia przekształtnik dwukierunkowy (DC → AC i AC → DC, określane jako falownik, a czasem prostownik – bo łączy obie funkcje). Magazyn Energii może stabilizować i regulować parametry sieci lub zadania w punkcie przyłączenia, a jego pracą zarządza sterownik określany jako EMS (ang. *Energy Management System*), w oparciu o algorytm, zaprojektowany specyficznie dla potrzeb danego systemu.

Często magazyny energii będą umiejscowione przy źródłach OZE z racji tego, że te źródła charakteryzuje niestabilna generacja, a ESS doskonale niweluje tę dysfunkcjonalność.

Magazyn energii musi być wyposażony w zasobnik, czyli zbiornik energii, do którego jest przekazywana lub pobierana energia. Energia może być magazynowana w różnej

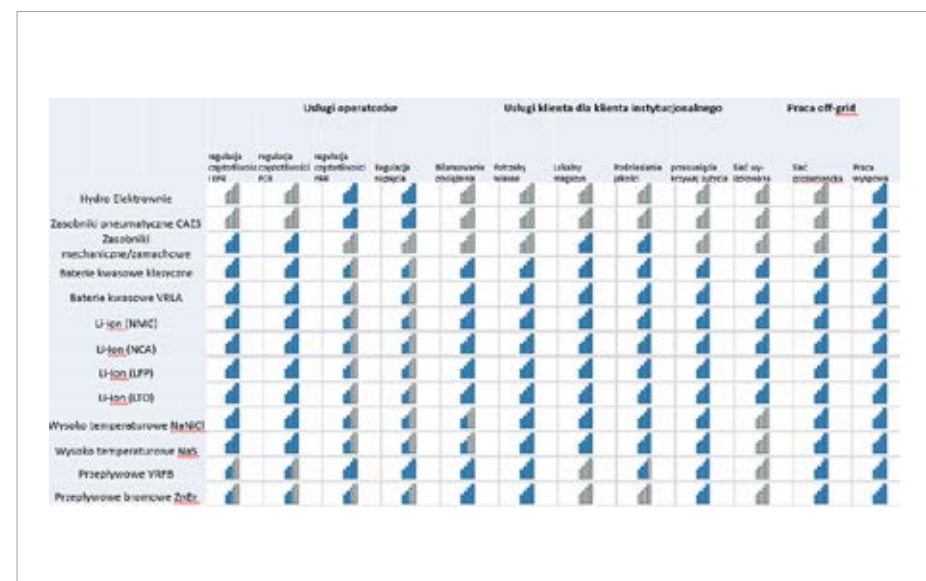
formie. Mogą to być zbiorniki wodne (stosowane w elektrowniach wodnych), gazy sprężone, masy wirujące, wodór, baterie chemiczne. Dobór zasobnika jest zależny od tego, jaką moc i w jaki czasie musi zapewnić ESS. Jeżeli mówimy o magazynach energii największej mocy (czyli setki megawatów przy pracy w długim czasie często kilku godzin) tu preferowane będą zbiorniki wodne, czyli elektrownie wodne, szczytowo-pompowe. Magazynowanie energii w formie sprężonego gazu, czy wodoru są to systemy, które do brze się sprawdzają dla mocy od 10 MW do 100 – 200 MW. Baterie chemiczne optymalnie magazynują moc w systemach od kilku kilowatów do 10 megawatów w czasie rozładowania minutowym i godzinowym. Kola zamachowe, superkondensatory optymalnie zapewniają magazynowanie energii do stu kilowatów, ale są dedykowane do krótkich czasów rozładowań np. sekundy, milisekundy. Przedstawia to **rysunek 1**.

Innym parametrem doboru technologii wykonania zasobnika energii w ESS są funkcje sieciowe, takie jak:

- » kształtowanie profilu obciążenia (ang. *Capacity Firming*),
- » regulacja częstotliwości (ang. *Frequency Regulation*),
- » wyrównywanie profilu obciążenia (ang. *Load Leveling*),
- » wycinanie obciążeń szczytowych (ang. *Peak Shaving*),
- » przesunięcie obciążenia w okresy pozaszczytowe (ang. *Load Shedding*),
- » zapewnienie jakości energii (ang. *Power Quality*),
- » funkcje przeciwwypadowe (ang. *Spinning Reserve*).

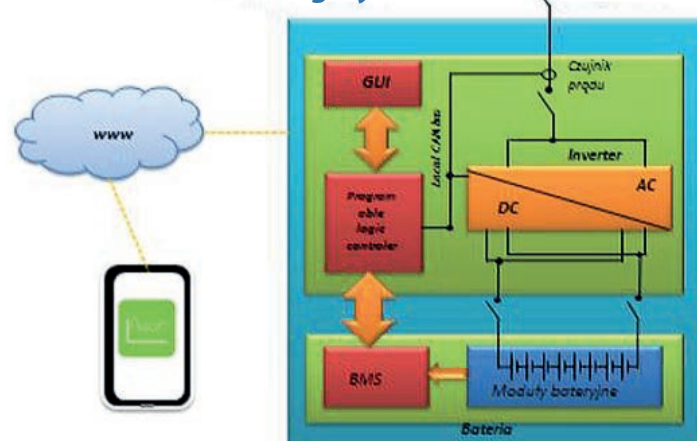
Są też funkcje popytowo-podażowe wykorzystujące zmienność cen na rynku energii oraz wspomaganie realizacji programów bilansowanie popytu i podaży. Mogą być zadania typu UPS czyli zapewnienie bezprzerwowego zasilania lub wydzielenie obszaru a wyspę. Zatem zmiennych jest wiele. Dopasowanie technologii magazynowania energii do ww. funkcji ilustruje **rysunek 2**. (opracowanie na podstawie raportu „International Renewable Energy Agency” z 2017 roku (źródło [8])).

Gęstość kresek ilustruje skalę dopasowania danej technologii do zadania. Opracowanie wskazuje, że istotną rolę zasobników w Magazynach Energii mogą spełniać baterie litowo-jonowe lub litowo-polimerowe,



Rys. 2. Dobór zasobników energii ze względu na zadania systemowe (źródło: [8]).

sieć energetyczna odbiorniki



Rys. 3. Konfiguracja magazynu energii z zasobnikiem chemicznym BESS (zgodnie z [1])

które w dobrze wypełniają niemal wszystkie funkcje. Tu trzeba pamiętać, że jest to grupa baterii o różnych parametrach, a nie jeden typ. Najbardziej popularne są baterie litowe chemii NMC (nikiel, mangan, kobalt), LFP (żelazowo-fosforowe) i LTO (tytanowe). W tym zestawieniu są też analizowane baterie kwasowo-ołowiowe. Jednak ich rola w magazynach energii będzie mniejsza i wykorzystywane będą raczej tylko do funkcji pojemnościowych. Wynika to z powodu ich słabej cykliczności, małej odporności na wysokie temperatury, braku możliwości przyjmowania dużych porcji energii, braku systemów nadzoru tego typu ogniw.

Magazyn Energii z zasobnikiem chemicznym określany jest jako BESS (ang. *Battery Energy*

Storage System) i składa się z następujących elementów (zgodnie z [1]):

- przetwornicy dwukierunkowej (falownika/prostownika) przekształtnika DC/AC i AC/DC;
- zasobnika baterijnego – baterii akumulatorów chemicznych;
- kontrolera baterii BMS (z ang. *Battery Management System*);
- programowalnego kontrolera (ang. *Programmable Logic Controller*);
- układu nadzoru i wizualizacji pracy GUI (ang. *Graphic User Interface*);
- elementów pomocniczych zapewniających podłączenie do sieci (np. transformatora separującego), elementów pomiarowych prądu i napięcia, itp.

Schemat zasobnika BESS ilustruje rysunek 3.

Magazyn energii może pracować w trybie „pojemnościowym” polegającym na oddawaniu zmagazynowanej energii, zazwyczaj w dłuższym czasie lub może pracować w trybie „mocowym – regulacyjnym” polegającym na przyjęciu/oddaniu dużej porcji energii w krótkim czasie. Tryb który łączy obie funkcje jest określany jako „hybryda”. Układy pojemnościowe wspierają niestabilną pracę źródeł OZE, mogą zapewnić pracę magazynu energii w funkcji UPS do utrzymania krytycznych odbiorów, mogą przesunąć profil obciążenia, czyli przyjąć energię w szczycie produkcyjnym źródeł OZE, a oddać ją kiedy źródła OZE nie pracują. Tryb regulacyjny to realizacja poprzednio opisanych funkcji sieciowych w celu wyeliminowania zakłóceń, zapewnienia jakości zasilania, ukształtowania profilu odbiorów. Uzyskujemy to przez dostarczanie lub pobieranie z systemu mocy biernej i/lub czynnej, zazwyczaj w krótkim czasie. W trybie hybrydowym realizowane są oba zadania. Tryb hybrydowy będzie stosowany w pracy wyspowej instalacji, w inteligentnych mikrosieciach, w Lokalnych Obszarach Bilansujących się (określanych jako LOB). Tryby pracy BESS ilustruje rysunek 4.



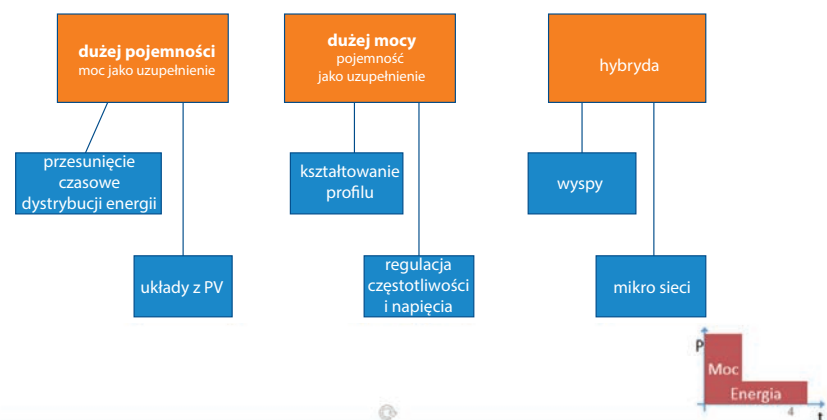
literatura do artykułu na
elektro.info.pl

ABSTRACT

Energy Storage Systems as part of National Power System transformation

Energy storages is one of the most popular buzzwords of the electric power area. The article presents what elements an Energy Storage System consists of, what are the general principles of its selection and what functions it performs. If we relate this to the needs and problems of the National Power System (NPS), we determine the target tasks that such systems will have to fulfill. The models of the power industry of the 'future' are presented and how the transformation of the power system may proceed. It will be a transformation from a centralized energy concept (top managed, where the leading role in energy generation is played by large power generation) to a distributed energy concept (flexible, local, where the leading role will be played by RES sources complemented by stable energy production from gas, nuclear and biomass units. Finally it will be a transition to a system based on Local Self-Balancing Areas, and to the Smart Grids.

Key words: Energy Storage System (ESS), Battery Energy Storage System (BESS), National Power System Transformation, Energy transmission and distribution; Local Balancing Areas and Smart Grids.



Rys. 4. Konfiguracja Magazynu Energii w zależności od wymagań moc/energia (opracowanie własne na podstawie [9])

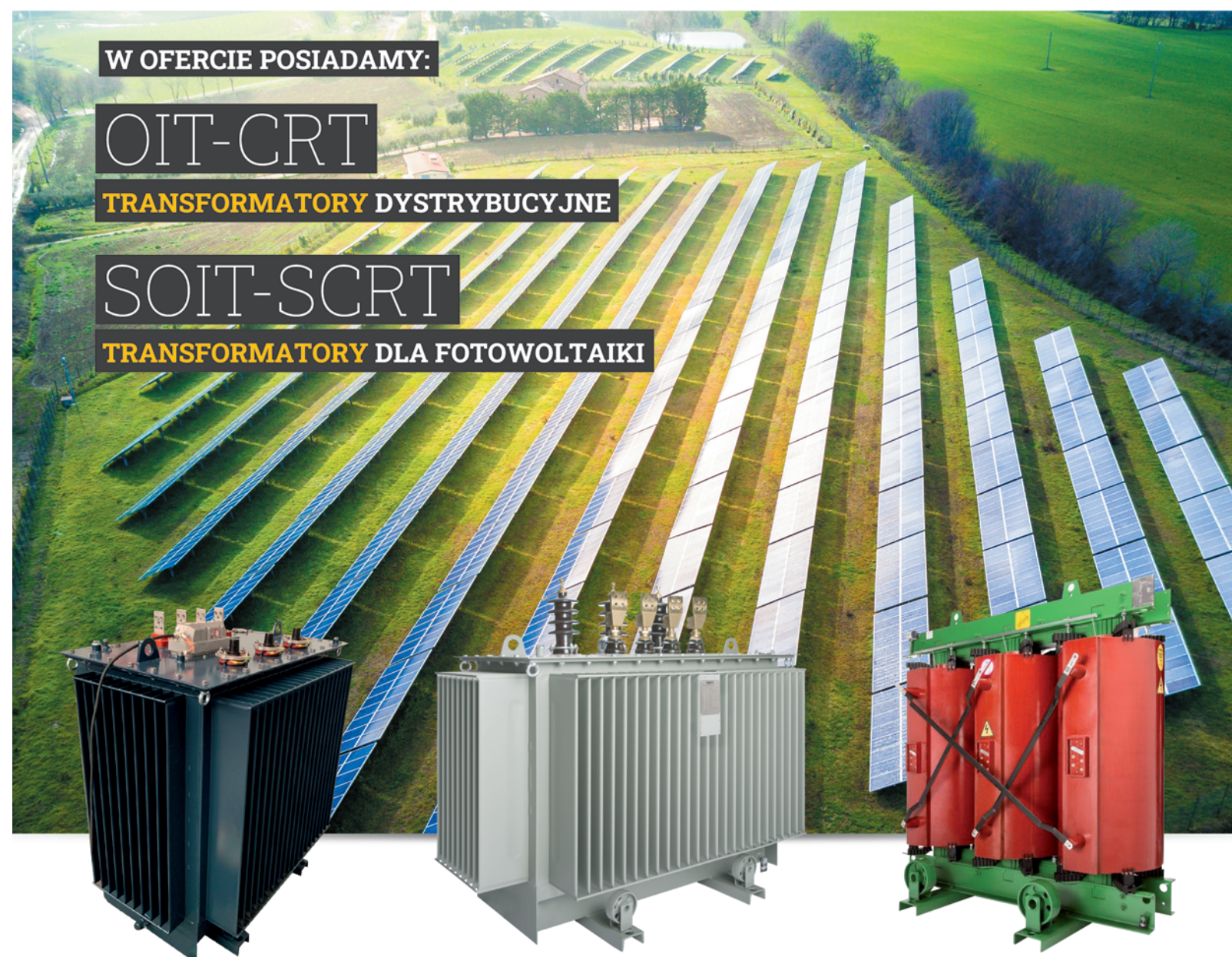
W OFERCIE POSIADAMY:

OIT-CRT

TRANSFORMATORY DYSTRYBUCYJNE

SOIT-SCRT

TRANSFORMATORY DLA FOTOWOLTAIKI



I TRAFU

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

TRANSFORMATORY ZGODNIE

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

PRODUCENT TRANSFORMATORÓW
DYSTRYBUCYJNYCH I WYSOKOMOCOWYCH

SPECJALIZACJA – TRANSFORMATORY DO FOTOWOLTAIKI TYPU SOIT I SCRT

TYPOWE MOCE I NAPIĘCIA:

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

INNA KONFIGURACJA MOCY I NAPIĘĆ WEDŁUG POTRZEB KLIENTA

IMEFY POLSKA Sp. z o.o.

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



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 pokazną 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 zacienionych 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 umożliwia przeprowadzenie wszystkich pomiarów dla obowiązkowej kategorii 1, do tych należą:

- » 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 krokodylki, 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.



SONEL S.A.
58-100 Świdnica, ul. Wokulskiego 11
tel. 74 884 10 53
bok@sonel.pl
www.sonel.pl



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



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



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



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

Magazyny energii jako element transformacji systemu energetycznego (część 2.)

Zasady funkcjonowania Krajowego Systemu Energetycznego (KSE)

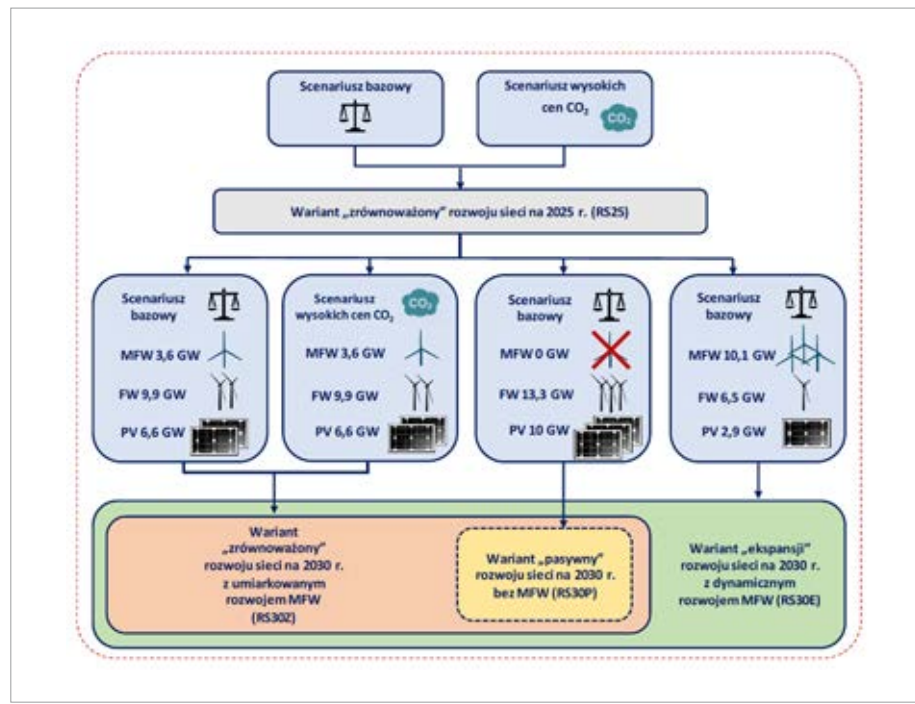
Spółki dystrybucyjne w ramach systemu energetycznego prowadzą działalność biznesową, ale jednocześnie pełnią misję społeczną dla zapewnienia prawidłowego funkcjonowania gospodarki krajowej oraz odbiorców indywidualnych. Krajowy System Elektroenergetyczny ma zapewnić nieprzerwane dostawy energii o wymaganych parametrach gwarantujących funkcjonowanie zasilanych odbiorników. KSE ma spełniać dowolne i nieznane potrzeby odbiorców, którzy mogą pobierać energię do wielkości mocy przyłączeniowej, w dowolnym czasie i w dowolny sposób. Odbiorcy chcą być zasilani napięciem sinusoidalnym o stałej amplitudzie i częstotliwości, a KSE powinien w sposób stabilny, bez przerw, spełnić ich oczekiwania. „Stabilność” jest jednak inaczej definiowana z punktu widzenia odbiorcy i operatora systemu.

Operator systemu elektroenergetycznego przede wszystkim oczekuje, że system będzie zrównoważony w bilansie energii, czyli produkcja powinna być równa zapotrzebowaniu na odbiór. Wskaźnikiem tego stanu jest przede wszystkim stabilny poziom częstotliwości i napięcia sieci, dwa parametry szczególnie ważne dla operatorów. Zatem ope-

STRESZCZENIE

Magazynowanie energii jest jednym z popularniejszych haseł obszaru elektroenergetycznego. W artykule przedstawiono z jakich elementów się składa magazyn energii, jakie są generalne zasady jego doboru i jakie spełnia funkcje. Jeżeli odniesiemy to do potrzeb i problemów Krajowego Systemu Energetycznego (KSE) to określiliśmy docelowe zadania, jakie będą musiały wypełnić takie systemy. Przedstawiono modele energetyki „przyszłości” i jak może przebiegać transformacja systemu elektroenergetycznego. Będzie to przejście z koncepcji energetyki scentralizowanej (zarządzanej odgórnie, gdzie wiodącą rolę w generacji energii mają duże bloki energetyczne) do koncepcji energetyki rozproszonej, elastycznej, lokalnej, gdzie wiodącą rolę będą miały źródła OZE uzupełnione o stabilną produkcję energii z bloków gazowych, jądrowych, biomasy. Docelowo będzie to przejście do systemu opartego na Lokalnych Obszarach Samobilansujących, a docelowo na inteligentnych sieciach.

Słowa kluczowe: magazyn energii, baterijny magazyn energii, transformacja Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, przesył i dystrybucja energii, Lokalne Obszary Bilansujące i Sieci Inteligentna.



Rys. 1. Proces analityczny wyboru zakresu rozbudowy sieci przesyłowej [12]

operator systemu musi dysponować narzędziem do bilansowania popytu i podaży dla zapewnienia wymaganej jakości napięcia oraz bezprzerwowego i stabilnego zasilania odbiorców. Inne są regulatory w scentralizowanym systemie, a inne będą w decentralizowanym (z powodu rozproszenia generacji muszą być instalowane w pobliżu miejsca zakłóceń i mieć

zdolność do szybkiego działania). Podsumowując, możemy określić następujące zasady działania KSE:

1. Podstawową zasadą systemu elektroenergetycznego jest: energia wytworzona = energia zużywana + straty.
2. Niezbilansowanie powyższego będzie powodować zakłócenia w pracy systemu.

3. Współczesne systemy elektroenergetyczne, które wykorzystują niestabilne źródła generacji OZE, są bardziej podatne na zakłócenia.
4. System elektroenergetyczny sam w sobie nie ma zdolności magazynowania energii. Obecnie stabilizację systemu energetycznego w Polsce uzyskujemy przez regulację bloków węglowych mogących pracować w parametrach ponad krytycznych (czyli można je przeciążać), przez pracę hydrozespołów (mogą być włączone w kilka minut), a w krytycznych sytuacjach wspomagane jest to interwencyjnym importem. Tak działa system scentralizowany, który jest zaprojektowany do przesyłu energii od najwyższych napięć do niższych.

Lokalne regulatory systemu, jakimi mogą być magazyny energii, muszą eliminować zakłócenia wynikające ze starych i nowych problemów w KSE. System elektroenergetyczny zachowuje się inaczej w poszczególnych jego częściach. Inne zakłócenia są bliżej generacji, inne dla przesyłu energii po liniach WN (wysokiego napięcia) i SN (średniego napięcia), a inne bliżej odbiorcy i rozdziału energii (linie nn – niskiego napięcia). Zmiana częstotliwości pokazuje niezbilansowanie mocy czynnej, a napięcia mocy biernej. W systemie przesyłowym wysokiego i średniego napięcia rezystancja linii jest pomijalnie mała w porównaniu do reaktancji. Z tego powodu niezbilansowanie parametrów przesyłowych pokazują wahania częstotliwości. Wahania rzędu +/- 50 mHz uznaje się za akceptowalne. Gdy są większe, operator musi interweniować starając się doprowadzić do równowagi systemu. W systemie dystrybucyjnym (linie nn) wielkości rezystancji i reaktancji są porównywalne. W tym systemie zmiany napięcia pokazują niezbilansowanie przesyłu (w tym przekraczanie zdolności przesyłowej linii). Dopuszczalne wahania napięcia powinny się mieścić w przedziale +/-10% napięcia nominalnego (U_N) dla 95% odbiorców (próbka mierzona w czasie 10-minutowym), a w przedziale +/-10/-15% U_N dla całej populacji odbiorców. Do tego dochodzą wymogi przeciwdziałania szybkim zmianom napięcia, niesymetrii obciążenia, zawartości w napięciu odkształceń harmonicznych napięcia (THDu, ang. *Total Harmonic Distortion Voltage*). Wymogi do oceny jakości napięcia i częstotliwości w sieciach przesyłowych i dystrybucyjnych opisane są w pozycji [4]. W obszarze Polski południowej elektro-

rownie (produkcja energii) znajduje się w pobliżu odbiorców, tu nie ma problemu z przesyłem i dystrybucją energii po liniach WN. W obszarze

Polski północnej problemem jest przesył i przeciążenie linii 400 kV, 220 kV i 110 kV. W obszarze Polski rolniczej problemem jest okresowe, nagłe przeciążanie linii (np. włączanie pomp do nawadniania pól, okresowa praca przechowalni plonów i agregatów chłodniczych) – czyli zapady napięcia. W obszarze całej Polski problemem jest włączanie się do systemu niestabilnych źródeł OZE, które są niestabilne, a także (a nawet przede wszystkim) podwyższają napięcia w sieci energetycznej. W elektrowniach coraz częściej się mówi o problemie z wodą do chłodzenia bloków energetycznych. W praktyce system energetyczny nie jest dokładnie zrównoważony, a efektem zakłóceń bliżej odbiorów jest fakt, że w punkcie przyłączeniowym odbiorców napięcie nie jest idealnie „sinusoidalne”. Przy znacznych przebiegach lub zapadach (niespełnieniu wymogów opisanych w [4]) operator powinien także interweniować i stabilizować napięcie, z jednej strony zwiększając lub zmniejszając produkcję energii, a z drugiej, starając się regulować popyt.

W ramach szeregu działań przygotowawczych do transformacji energetyki prowadzone są analizy, jak uzyskać stabilizację systemu w nowych warunkach, przy istotnym wykorzystaniu źródeł OZE. Prace uwzględniają możliwe scenariusze zakłóceń, nawet przypadki okresowych, lokalnych wyłączeń (z ang. *black-out*). Te opracowania uwzględniają magazynowanie energii jako element stabilizacji systemu. Są to bardzo ważne i cenne opracowania, lecz sporządzone centralnie, z poziomu operatorów przesyłowych lub dystrybucyjnych, w odniesieniu do dużych obszarów. W związku z tymi mogą nie uwzględniać uwarunkowań lokalnych i szybkich zmian otoczenia.

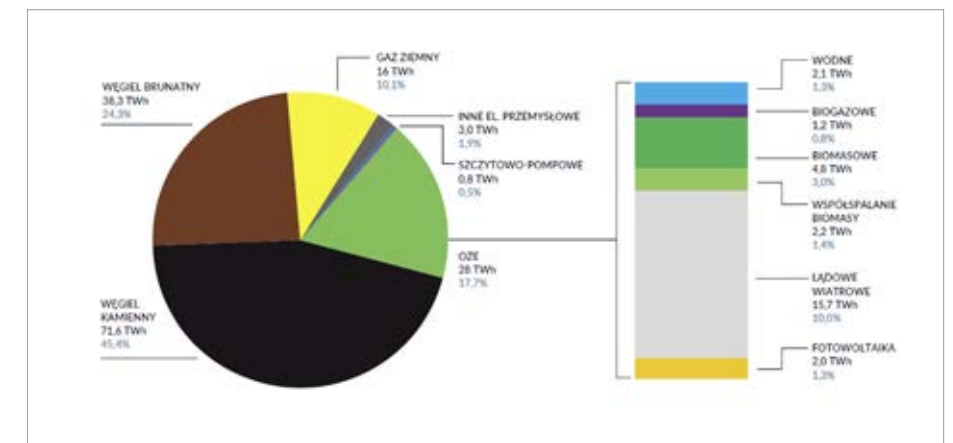
Takim opracowaniem jest „Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektrycz-

ną na lata 2021–2030”, opracowany przez PSE S.A. [12]. Dokument obejmuje różne scenariusze rozwoju KSE, opisuje działania przygotowawcze do transformacji energetyki, zawiera analizy uzyskania stabilizacji systemu po transformacji, opisywane są modele przyszłości KSE przy istotnym wykorzystaniu źródeł OZE. Przewidywane są możliwe ekstremalne warunki zakłóceń, możliwe następstwa i pod to dobierane środki zaradcze. W Planie ujęto różne współczynniki, które określają prawdopodobieństwa wystąpienia niezbilansowania systemu, przykładowo:

- » prawdopodobieństwa wystąpienia niezbilansowania systemu COPT (ang. *Capacity Outage Probability*),
- » współczynniki deficytów i dystrybucyjności mocy LOLE (ang. *Loss of Load Expectation*),
- » deficyt mocy w czasie LOLP (ang. *Loss of Load Probability*),
- » prawdopodobieństwo deficytu mocy,
- » prawdopodobieństwo przerw w dostawach EENS (ang. *Expected Energy Not Supplied*).
- » plan modeli DSR (z ang. *Demand Side Response*), czyli dostosowania popytu na żądanie.

Centralne scenariusze rozwoju i transformacji energetyki uwzględniają dominujący udział państwowej energetyki zawodowej. Zmiany będą zależne od decyzji rządów wielkich spółek energetycznych, zatem pod wpływem politycznym nadzorujących ministerstw (czasem pojedynczych polityków). W tym scenariuszu decyzje będą zależne od finansowania centralnego Skarbu Państwa. Natomiast wyzwaniem dla KSE jest dywersyfikacja źródeł generacji energii i ograniczenie wytwarzania energii z bloków węglowych.

W KSE źródła wytwarzające energię elektryczną to: elektrownie, elektrociepłownie, źródła energii odnawialnej. Łączna moc zainstalowana wynosi obecnie 48 GW. Dominuje tu



Rys. 2. Produkcja energii elektrycznej w 2020 r. z podziałem na źródła generacji [6]

generacja energii z bloków na paliwa kopalne – 40 GW, co stanowi o ok. 80% ogólnej mocy za instalowanej. Pozostałe źródła są to generacja wiatrowa – 5,8 GW (12%), generacja PV – 0,2 GW (0,5%), energetyka wodna – 2,5 GW (5%), energetyka obywatelska (biomasa, biogaz, prosumenci) – 60 MW. Powyższe dane zestawiono na podstawie [6, 11].

W 2020 roku udział „węgla” w produkcji energii elektrycznej wyniósł 69,7% (pierwszy raz poniżej 70%) i jest to spadek o 3,6% rok do roku (r/r). Z drugiej strony, udział produkcji energii ze źródeł OZE osiągnął 17,7% i jest to wzrost o 2,8% r/r. Widoczna jest tendencja spadku generacji z „węgla” i wzrostu OZE. Analizy roku 2020 wskazują, że całkowita produkcja energii elektrycznej spadła o 3,8% r/r, a zapotrzebowanie na nią zmniejszyło się o 2,1% r/r. Trudno dziś ocenić, czy spadek zapotrzebowania na energię jest trwały, czy raczej wynika ze specyfiki roku pandemicznego. Import netto energii elektrycznej w roku 2020 osiągnął rekordowy poziom 13,3 TWh, co stanowiło 7,8% całkowitego zużycia. Zmniejszyło się zarówno zużycie, jak i produkcja węgla energetycznego, wzrosły zapasy węgla, które na koniec 2020 r. wyniosły 15 mln ton. Podział produkcji energii według źródeł przedstawiono na **rysunku 2**.

Energetyka się zmienia w kierunku głębszego wykorzystania źródeł OZE i ograniczenia stosowania paliw kopalnych, choć tempo zmian nie jest zbyt dynamiczne. Pozytywne jest jednak to, że w Polsce w 2019 r. emisja gazów cieplarnianych ogółem zmalała o 5,3% r/r i wyniosła 390,67 mln ton ekwiwalentu CO₂. Ta tendencja się utrzymała w roku 2020 – spadek o co najmniej 3% r/r, zaś energetyka zanotowała spadek emisji gazów cieplarnianych o 7,4% r/r. Istotny udział w tych zmianach ma polityka Unii Europejskiej, która oferuje duże wsparcie dla ochrony klimatu w obecnej perspektywie finansowej. Polska w roku 2021 będzie mogła mieć do dyspozycji kwotę ca. 130 mld zł na inwestycje w energetyce, a wraz z pożyczkami to może być 250 mld zł (źródło [5, 6]). Zgodnie z rozporządzeniami Unii Europejskiej nie będzie dostępne wsparcie inwestycji energetycznych ze środków publicznych w odniesieniu do paliw kopalnych.

Bardzo niekorzystne dla Polski jest to, że ceny uprawnień do emisji CO₂ biją kolejne rekordy cen i coraz trudniej będzie dźwigać te obciążenia krajowym producentom energii. Jeśli więc nie kwestie klimatyczne, to właśnie te ekonomiczne powinny przyspieszyć decyzje o ograniczeniu węgla w produkcji energii. W maju 2021 roku cena praw do emisji 1 tony CO₂ przebiła

już 60 euro (a pod koniec 2021 roku było już ponad 70 euro), podczas gdy jeszcze w styczniu sięgała niewiele powyżej 30 euro (zgodnie z [5]). Roczna emisja CO₂ w Polsce wynosi około 170 mln ton na rok, a darmowy przydział wynosi 105 mln ton rocznie, zatem łatwo obliczyć, że deficyt uprawnień w latach 2021–2023 będzie oscylować wokół ok. 60 mln ton p.a., a to będzie powodować konieczność zakupu dodatkowych uprawnień do emisji CO₂ w kwocie 16–20 mld zł rocznie.

W efekcie należy oczekiwać, że energetyka będzie przenosić wzrost kosztów emisji na wzrost cen energii, a to jest prostą drogą do inflacji i w konsekwencji niezadowolienia społecznego.

Literatura

1. P. Biczul, J. Świątek, Magazyny energii z akumulatorami chemicznymi, ich funkcje w systemie elektroenergetycznym, „Wiadomości Elektrotechniczne” 10/2017, pp. 58–64. DOI:10.15199/74.2017.10.5.
2. L. Bronk, B. Czarnecki, R. Magulski, Elastyczność krajowego systemu elektroenergetycznego, Diagnostyka, potencjał, rozwiązania, LUTY 2019, www.forum-energii.eu, na podstawie <http://globalwarmingisreal.com/2016/08/18/compressed-air-Energy-stored>.
3. W. Ehrenhalt, Założenia do Rozwoju Energetyki w Polsce, publikacja 04/2021, Związek Pracodawców Polskich, Rada Dialogu Społecznego (www.zpp.net.pl).
4. E. Siwy, Dostosowanie przepisów polskich w zakresie jakości energii elektrycznej do wymogów Unii Europejskiej [w:] Sieci i instalacje elektryczne w aspekcie prawodawstwa Unii Europejskiej. Euro-Slne. Krajowa narada, Gliwice – [Ustroń], 6–7 czerwca 2002 r. Stowarzyszenie Elektryków Polskich. Oddział Gliwicki, Politechnika Śląska w Gliwicach. Wydział Elektryczny; Gliwice: Stowarzyszenie Elektryków Polskich. Oddział Gliwicki, 2002, s. 109–119.
5. www.cire.pl/handel-emisjami-co2.cire.pl/artykuly/serwis-informacyjny-cire-24/ (<https://handel-emisjami-co2.cire.pl/artykuly/serwis-informacyjny-cire-24/kobize-we-wrzesniu-dzieki-uaktywnieniu-podazy-ceny-uprawnień-do-emisji-co2-nie-zdolaly-przebic-poziomu-643-euro-za-tone->).
6. www.forum-energii.eu, „Transformacja energetyczna w Polsce, Edycja 2021”, opracowanie Michał Jędra, marzec 2021.

7. www.gov.pl > attachment, pdf. Sprawozdanie z wyników Monitorowania Bezpieczeństwa Dostaw Energii Elektrycznej, za okres od dnia 1 stycznia 2019 do dnia 31 grudnia 2020 r., Warszawa lipiec 2021.
8. www.irena.org, “Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030, International Renewable Energy Agency”, October 2017, ISBN 978-92-9260-038-9 PDF, s. 44.
9. www.irena.org, Electricity Storage and Renewables: Battery Storage for Renewables: Market Status and Technology Outlook, International Renewable Energy Agency, January 2015 PDF, s. 9.
10. www.me.gov.pl/Energia-jadrowa, „Małe reaktory modułowe – alternatywa dla dużych obiektów jądrowych czy ich uzupełnienie”, Materiał informacyjny, opracowany przez Departament Energii Jądrowej Ministerstwa Energii, maj 2017.
11. www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-roczne-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2020, „Raport 2020 KSE, Zestawienie danych ilościowych Dotyczących Funkcjonowania KSE w 2020 roku”.
12. www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-roczne-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2020, „Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021–2030”, dokument główny, Konstancin Jeziorna 2020.

ABSTRACT

Energy Storage Systems as part of National Power System transformation

Energy storages is one of the most popular buzzwords of the electric power area. The article presents what elements an Energy Storage System consists of, what are the general principles of its selection and what functions it performs. If we relate this to the needs and problems of the National Power System (NPS), we determine the target tasks that such systems will have to fulfill. The models of the power industry of the ‘future’ are presented and how the transformation of the power system may proceed. It will be a transformation from a centralized energy concept (top managed, where the leading role in energy generation is played by large power generation) to a distributed energy concept (flexible, local, where the leading role will be played by RES sources complemented by stable energy production from gas, nuclear and biomass units. Finally it will be a transition to a system based on Local Self-Balancing Areas, and to the Smart Grids. **Keywords:** Energy Storage System (ESS), Battery Energy Storage System (BESS), National Power System Transformation, energy transmission and distribution; Local Balancing Areas and Smart Grids.

Grupa MEDIUM

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

Magazyny energii jako element transformacji systemu energetycznego (część 3.)

Możliwe kierunki transformacji KSE

Z transformacją energetyczną jest podobnie jak z magazynami energii. Wszyscy wiedzą, że będzie, ale nie jest sprecyzowana, w jakiej formie i kiedy się rozpocznie. Prognozowanych jest kilka kierunków i sposobów transformacji energetyki. Część środowiska energetycznego, szczególnie kadra zarządzająca spółek energetycznych, których właścicielem jest skarb państwa, skoncentrowana jest na transformacji, która utrzyma dominującą pozycję spółek energetycznych, a zmiany będą niezbyt dynamiczne. Ja jednak uważam, że może być inaczej.

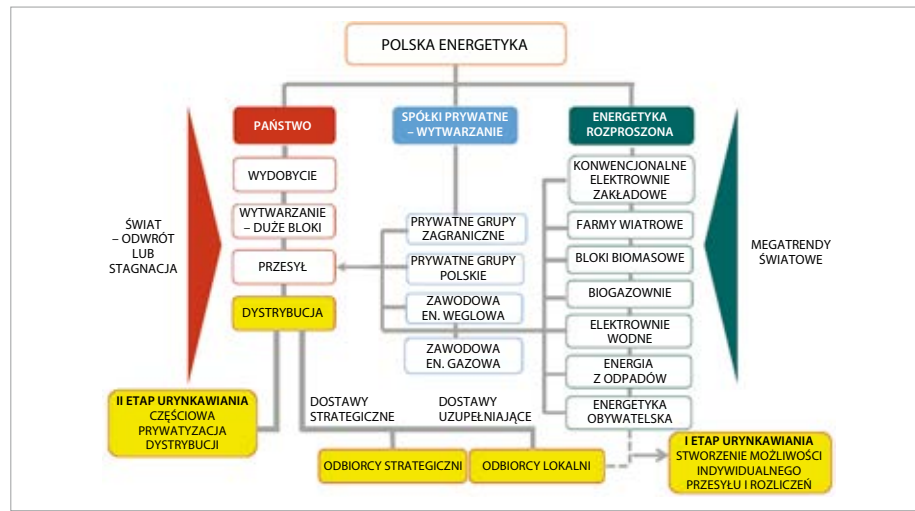
Ociążenia finansowe energetyki, problemy techniczne z przesyłem i nadmiar instalacji OZE, które są niesterowalne i poza kontrolą operatorów energetycznych, mogą doprowadzić do niewydolności technicznej i ekonomicznej systemu, a następnie wymusić zmiany gwałtowne i dynamiczne, a w konsekwencji kosztowne.

Warto zatem rozważyć scenariusz zmian opisany w publikacji „Założenia do Rozwoju Energetyki w Polsce” opracowanej przez Związek Pracodawców Polskich [3]. Przedstawiona tam doktryna energetyczna zakłada, że:

STRESZCZENIE

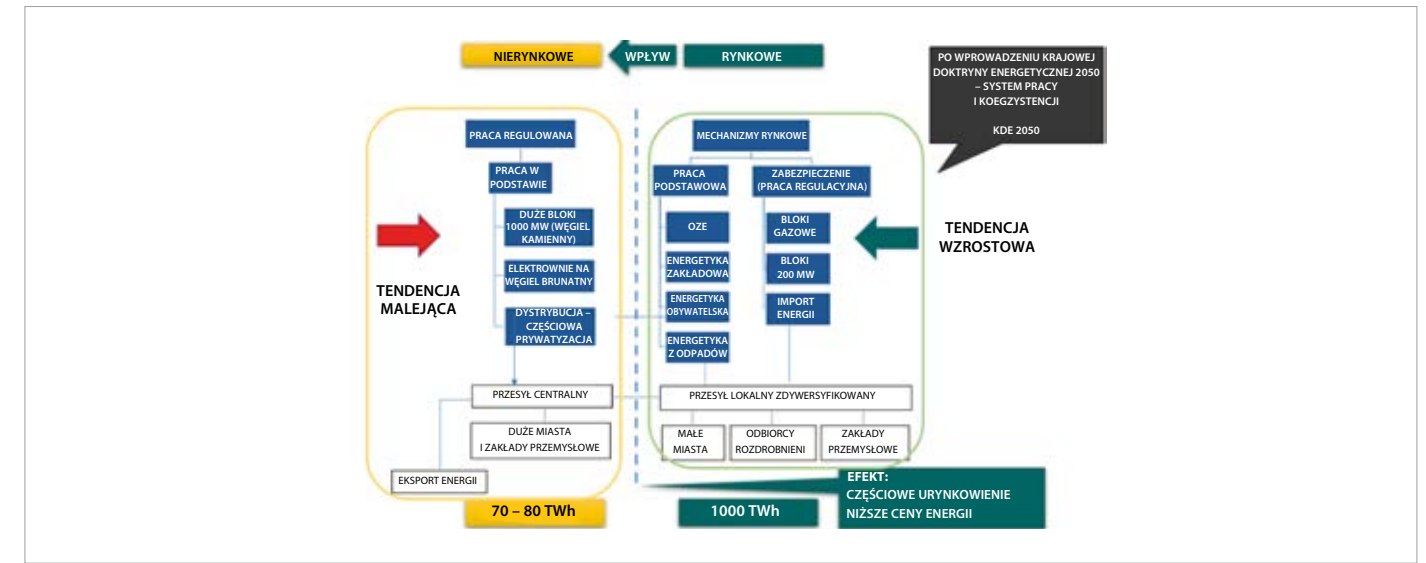
Magazynowanie energii jest jednym z popularniejszych haseł obszaru elektroenergetycznego. W artykule przedstawiono z jakich elementów się składa magazyn energii, jakie są generalne zasady jego doboru i jakie spełnia funkcje. Jeżeli odniesiemy to do potrzeb i problemów Krajowego Systemu Energetycznego (KSE) to określimy docelowe zadania jakie będą musiały wypełnić takie systemy. Przedstawiono modele energetyki „przyszłości” i jak może przebiegać transformacja systemu elektroenergetycznego. Będzie to przejście z koncepcji energetyki scentralizowanej (zarządzanej ogólnie, gdzie wiodącą rolę w generacji energii mają duże bloki energetyczne) do koncepcji energetyki rozproszonej, elastycznej, lokalnej, gdzie wiodącą rolę będą miały źródła OZE uzupełnione o stabilną produkcję energii z bloków gazowych, jądrowych, biomasy. Docelowo będzie to przejście do systemu opartego na Lokalnych Obszarach Samobilansujących, a docelowo na inteligentnych sieciach.

Słowa kluczowe: magazyn energii, baterijny magazyn energii, transformacja Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, przesył i dystrybucja energii, Lokalne Obszary Bilansujące i Sieci Inteligentne.



Rys. 1. Transformacja energetyki – pierwszy etap urynkowienia energetyki [3]

- Kierunkiem zmian energetyki będzie polski miks energetyczny, czyli konwencjonalna energetyka (oparta na blokach węglowych i gazowych), która będzie współdziałać z generacją energii ze źródeł niskoemisyjnych lub OZE, w przyszłości być może także z generacją z reaktorów jądrowych.
- Będzie następować odwracanie ról poszczególnych źródeł wytwórczych i przejmowanie pracy podstawowej przez źródła rozproszone. Konwencjonalna energetyka węglowa będzie ustępować miejsca jako źródło podstawowej pracy i przejmować rolę pomocniczą, czyli gwaranta dostaw energii elektrycznej.
- Największe i nowo wybudowane bloki węglowe, które są nieregulacyjne, będą pracować (bo nie stać Polski na ich zamknięciu) i będą odgrywać rolę gwaranta energetycznego Państwa.
- Linie przesyłowe 400 kV i 220 kV, 110 kV powinny być w gestii Operatora Systemu Przesyłowego (jako spółki skarbu Państwa).
- Linie przesyłowe średniego i niskiego napięcia mogą być sprywatyzowane, sporadycznie będą prywatyzowane linie 110 kV.
- Pozostałe źródła generacji energii, a także produkcja ze źródeł OZE, mogą powstawać przy współudziale kapitału prywatnego. W tym zestawie dla stworzenia obszarów bilansujących, generacja OZE (energetyka wiatrowa, energetyka z odpadów, fotowoltaika, energetyka obywatelska) powinna być uzupełniona o duże stabilne bloki generacji 200 MW – 500 MW (gazowe lub rewitalizowane bloki węglowe oraz np. modu-



Rys. 2. Transformacja energetyki – drugi etap urynkowienia energetyki [3]

łowe reaktory – zgodnie z [10]). W obszarze mniejszych LOB rolę stabilnej produkcji energii będą spełniać małe źródła niskoemisyjne.

- Wykorzystanie węgla powinno być zgodne z logiką ekonomiczną. Wydobycie powinno być ograniczone do opłacalnych złóż.
- W przyszłości to źródła OZE powinny być podstawą generacji energetyki rozproszonej i jako element polityki ograniczenia emisji CO₂.
- Państwo będzie odpowiadać za dostawę energii i kreować politykę energetyczną zgodną z ww. założeniami. Strategiczne źródła wytwórcze i strategiczne linie przesyłowe powinny być własnością Państwa.
- Energetyka powinna być decentralizowana, oparta na lokalnej generacji przy dużym współudziale źródeł OZE oraz zdecentralizowanych spółkach dystrybucyjnych.

Zgodnie z tym scenariuszem transformacja energetyczna może być realizowana w kilku etapach. Pierwszym jest ograniczenie produkcji energii z bloków elektrowni systemowych, które są własnością skarbu państwa, a w miejsce tego wzrost produkcji energii z generacji rozproszonej, w tym z OZE. Elementem tej transformacji będzie stworzenie możliwości indywidualnego przesyłu i rozliczeń. Obecnie jest to prawnie dozwolone i sankcjonują to umowy PPA (ang. *Power Purchase Agreements*), które dopuszczają przesyłanie energii z generacji OZE poza państwową siecią i rozliczanie się poza aukcjami. Działania takie są już podejmowane, natomiast nie widać determinacji (inwestycji i możliwości technicznych), aby był to wiodący kierunek dla masowej transformacji. W tym etapie jest zakładana częściowa prywatyzacja dystrybucji, co

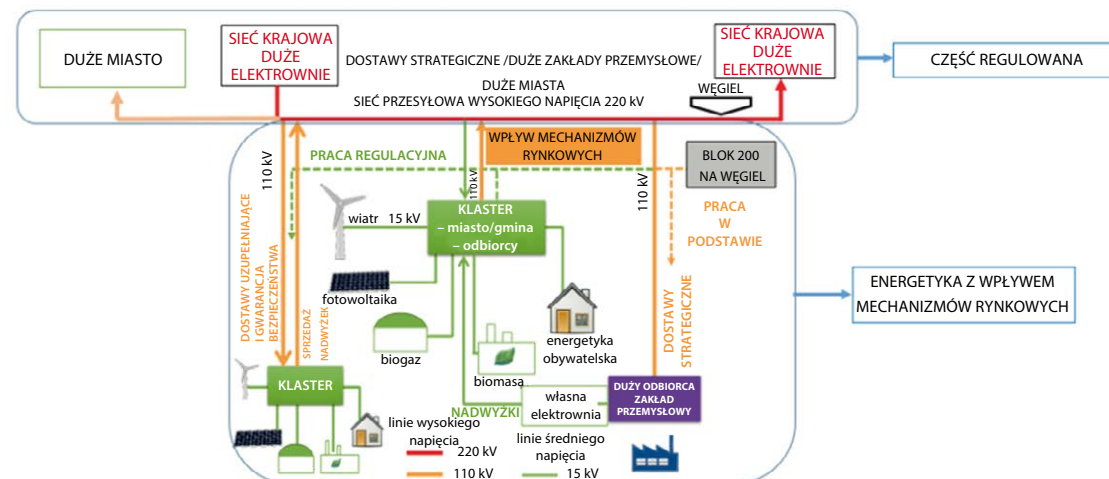
nie następuje. Oczywiście mogą być zainicjowane zmiany oddolne, w których gminy, miasta, a nawet spółdzielnie będą budować własne sieci i źródła wytwórcze. Obecnie jednak takie działania nie są jeszcze widoczne. Prognozę zmian w energetyce, zgodną z omawianym scenariuszem, ilustruje **rysunek 1**.

Drugim etapem powinno być przejście na Lokalne Obszary Bilansujące. Powstałe obszary z silną generacją opartą np. na blokach gazowych o mocy 200 – 500 MW uwzględnią generację OZE, która będzie z nimi współdziałać. W tym etapie produkcja energii dużych elektrowni systemowych będzie uzupełnieniem nowego systemu. Duże miasta będą zasilane przez energetykę zawodową z pracujących tam bloków, które będą generacją podstawą. Powstaną obszary „energetyki lokalnej” oparte na rewitalizowanych blokach węglowych lub gazowych przy współudziale energetyki OZE. Docelowo jest możliwe wprowadzenie bloków z reaktorami jądrowymi (reaktory lekko-wodne, ciśnieniowe typu PWR, z ang. *Pressurized Water Reactor*). Zakłada się, że udział tej formy generacji wyniesie ok 7 – 9% w roku 2040 (za publikacją „Małe reaktory modułowe – alternatywa dla dużych obiektów jądrowych czy ich uzupełnienie”, wydaną przez Departament Energii Jądrowej Ministerstwa Energii [10]).

Zatem główną ideą tej propozycji transformacji jest odwrócenie ról w produkcji energii. Generacją pierwszego wyboru będą źródła bezemisyjne lub niskoemisyjne, a generacja klasyczna będzie spełniać funkcję uzupełniającą. Taki model energetyki mogą szybko wdrożyć duże koncerny państwowe oraz równocześnie mogą powstawać Lokalne Obszary Bilansujące

na małym obszarze: w zakładach przemysłowych, gminach, klastrach energetycznych itp. LOB-y w makro wydaniu mogą być realizowane jako inwestycje Orlenu, dużych koncernów energetycznych, a rolę stabilnych źródeł produkcji energii mogą spełniać tam bloki energetyczne dużych zakładów przemysłowych. W „małych” LOB-ch rolę stabilnej generacji mogą pełnić niskoemisyjne źródła, jakimi są np. agregaty gazowe. W tym modelu magazyny energii będą instalowane jako regulatory po stronie sieci dystrybucyjnej oraz przy źródłach OZE dla zapewnienia stabilnej generacji. Oczywiście kluczem do sukcesu LOB-ów będzie koegzystencja obu energetyk: klasycznej i odnawialnej, ich wzajemna komunikacja, przepływ i analiza danych w celu optymalnego wykorzystania źródeł odnawialnych, a także zapewnienie bilansu pomiędzy generacją i zapotrzebowaniem odbiorców na dostawę energii. Zmiany te raczej odbędą się przy udziale kapitału państwowego, a motorem zmian będzie ograniczanie energetyki „węglowej” i produkcji CO₂. Taki model energetyki przedstawia **rysunek 2**.

Ostatnim, trzecim etapem transformacji polskiej energetyki jest przejście na energetykę rozproszoną. Powstanie na całym terytorium system powiązanych Lokalnych Obszarów Bilansujących oraz sieci inteligentnych (ang. *smart-grid*). Będzie to sieć obszarów rozproszonych. Magazyny energii będą ważnym elementem dla takich obszarów. Dla systemów smart grid podstawą działania będą systemy „inteligentnej” generacji i przesyłu, z rozbudowaną wzajemną komunikacją w celu uzyskania maksymalnej efektywności energetycznej oraz niezawodności pracy. Taki system może powstawać



Rys. 3. Transformacja energetyki – trzeci etap urynkowienia energetyki [3]

z kapitałem państwowym jak i prywatnym. Pojawia się też nowe pojęcie dla obszaru samobilansującego, czyli sandbox (piaskownica). Tak nazywane są formy obszarów samobilansujących niezależnych od KSE. Takie obszary już funkcjonują w Unii Europejskiej i są to wspólnoty energetyczne współdziałające z zawodową energetyką (prywatne inicjatywy w Holandii, Niemczech, Belgii). Jest również przestrzeń w Polsce dla wdrażania rozwiązań typu sandbox. Schematycznie ten etap transformacji ilustruje **rysunek 3**.

Podczas transformacji energetyki, przechodzenia przez etapy 1, 2, 3 (**rys. 1–3**) magazyny energii mogą spełniać następujące funkcje:

- » dla generacji centralnej: bilansowanie produkcji energii (funkcje pojemnościowe, oddawanie energii w czasie);
- » dla operatorów przesyłowych OSP: bilansowanie częstotliwości (funkcje regulacyjne, duże porcje energii w bardzo krótkim czasie);
- » dla operatorów dystrybucyjnych OSD: do bilansowania napięcia i częstotliwości (funkcje regulacyjne, duże porcje energii w bardzo krótkim czasie), kompensacja mocy biernej, regulacja mikroobszarów;
- » dla zakładów przemysłowych: kształtowanie profilu napięcia (likwidowanie zapadów), regulacja szczytu obciążenia, odbieranie nadwyżek mocy z farm OZE (funkcje popytowo-podażowe), przejście na pracę wyspową;
- » dla prosumentów: odbieranie nadwyżek mocy z farm OZE (funkcje popytowo-podażowe), przejście na pracę wyspową;
- » dla obszary samo-bilansujących (LOB)/smart-grids: funkcje regulujące przepływy mocy w obszarze.

I Podsumowanie

Przyjęte kierunki transformacji w energetyce, w tym zmiany regulacyjne i finansowe, z uwzględnieniem systemów dotacji, określają dla magazynów energii:

- » miejsce instalacji, algorytmy doboru i ich funkcjonalności,
- » ekonomiczne i techniczne uzasadnienie ich instalacji.

W mojej ocenie dziś nie można jednoznacznie ocenić, kiedy i które scenariusze transformacji energetyki będą wdrażane. Można dywagować, czy najpierw nastąpią wyłączenia, problemy i „ciemność”, a potem zmiany być może pośpieszne i chaotyczne? Czy też może inaczej, zmiany nastąpią wcześniej, jako wynik predykcji ewidentnych zagrożeń? Można jednak przyjąć, że obecny stan problemów krajowego systemu energetyki, bez ich natychmiastowego zaadresowania, spowoduje, że:

1. będą następować podwyżki cen za energię elektryczną – ale to nie rozwiąże problemów systemu energetycznego a w konsekwencji spowoduje niezadowolenie społeczne;
2. konieczną transformacją energetyki w kierunku rozproszonego i elastycznego systemu zajmą spółki i organizacje państwowe, duże, scentralizowane oraz nieelastyczne, bez uwzględnienia głosów innych kluczowych interesariuszy;
3. długoterminowe projekty zmian KSE będą komentowane przez środowisko energetyczne, z dominującym udziałem decydentów, którzy mają poczucie krótkoterminowego zatrudnienia, są podatni na krótkoterminową logikę wyborczą, a nie długofalową cywilizacyjną i proklimatyczną.

Katalizatorem ale i motorem zmian w energetyce wielu krajów UE są lokalni przedsiębiorcy i inicjatywy oddolne. Ograniczeniem sprawności ich działania są bariery regulacyjne i kapitałowe. W Polsce dodatkowym elementem jest bariera komunikacji pomiędzy interesariuszami społecznymi, prywatnymi a państwowymi krajowego systemu energetyki.

**Dokąd zatem zmierzasz energetyko?
Bo czas ucieka!**



literatura do artykułu na
elektro.info.pl

ABSTRACT

Energy Storage Systems as part of National Power System transformation

Energy storages is one of the most popular buzzwords of the electric power area. The article presents what elements an Energy Storage System consists of, what are the general principles of its selection and what functions it performs. If we relate this to the needs and problems of the National Power System (NPS), we determine the target tasks that such systems will have to fulfill. The models of the power industry of the 'future' are presented and how the transformation of the power system may proceed. It will be a transformation from a centralized energy concept (top managed, where the leading role in energy generation is played by large power generation) to a distributed energy concept (flexible, local, where the leading role will be played by RES sources complemented by stable energy production from gas, nuclear and biomass units. Finally it will be a transition to a system based on Local Self-Balancing Areas, and to the Smart Grids.

Keywords: Energy Storage System (ESS), Battery Energy Storage System (BESS), National Power System Transformation, Energy transmission and distribution; Local Balancing Areas and Smart Grids.

WKŁADKI TOPIKOWE gPV (CYLINDRYCZNE I NOŻOWE) DO OCHRONY INSTALACJI FOTOWOLTAICZNYCH PO STRONIE DC


CH10x38 gPV
1000V DC

CH10/14x85 gPV
1500V DC

NH1C gPV
1000 V

MIXL gPV
1500 V DC

WKŁADKI TOPIKOWE gG DO OCHRONY INSTALACJI FOTOWOLTAICZNYCH PO STRONIE AC (ZA FALOWNIKIEM)


NH1, NH2, NH3
800V AC

WKŁADKI TOPIKOWE gBat DO OCHRONY MAGAZYNÓW ENERGII PO STRONIE DC


NH gBat
DC


ETI



✎ Agnieszka Roszkowska

Konstrukcje do montażu paneli fotowoltaicznych

Branża fotowoltaiczna dynamicznie się rozwija – coraz więcej firm i osób prywatnych decyduje się na montaż własnej instalacji. Aby przedsięwzięcie to było sensowne i opłacalne, trzeba dobrze rozważyć, gdzie taką instalację zamontować i w jaki sposób to zrobić. Ważną kwestią jest zatem wybór odpowiedniej konstrukcji do montażu instalacji PV.

W maju 2022 r. produkcja energii elektrycznej z fotowoltaiki w naszym kraju osiągnęła rekordowo wysoki poziom 1 tys. 213 GWh. Miejmy nadzieję, że jest to już stały trend, który nieodwracalnie zmieni oblicze polskiej energetyki i pozwoli nam na zawsze pożegnać się z węglem. Elektrownie fotowoltaiczne dają bowiem wiele korzyści – przede wszystkim nie szkodzą środowisku, a uzyskiwany z nich prąd jest znacznie tańszy niż ze spalania paliw kopalnych.

Każda instalacja fotowoltaiczna składa się z kilku elementów. Są to: moduły (panele) fotowoltaiczne, inwerter (inaczej falownik), który zamienia pozyskiwany z instalacji prąd stały na prąd zmienny, okablowanie i konstrukcja wsporcza, na której zamocowane są panele. Konstrukcja ta pełni niezwykle ważną funkcję, ponieważ tworzy szkielet, który utrzymuje całą instalację. Dobrze dobrana, wykonana i umocowana konstrukcja zapewnia nie tylko optymalne ułożenie modułów względem stron świata oraz optymalny kąt padania promieni słonecznych, ale także stabilność całej instalacji, jej trwałość i odporność na szkodliwe czynniki atmosferyczne

WARTO WIEDZIEĆ

Zasada działania fotowoltaiki opiera się na jak największym dostępie do promieni słonecznych, dlatego instalacja pracuje najefektywniej, gdy panele PV skierowane są na południe i ułożone pod kątem około 30–40° do poziomu. W takich warunkach szacuje się, że z każdego 1,25 kWp mocy instalacja fotowoltaiczna będzie w stanie rocznie wygenerować około 1000 kWh energii elektrycznej. W przypadku instalacji na gruncie lub ogrodzeniu konieczne może być zastosowanie tzw. wysięgników, aby umieścić moduły na wysokości 1,5–2,5 metra, nie tracąc powierzchni działki.



System: DS-V3N pokrytym gontem bitumicznym Fot. BAKS

oraz bezawaryjną i bezobsługową eksploatację przez długi czas.

Istnieje kilka rodzajów konstrukcji fotowoltaicznych – w zależności od miejsca ich montażu (dach lub grunt), rodzaju dachu (płaski lub skośny) oraz typu jego pokrycia (blachówka, dachówka, gont, blacha trapezowa, papa itp.), a także materiału, z którego jest wykonana sama konstrukcja. Materiał ten musi być trwały, odporny na korozję i zapewniać bezpieczeństwo całej instalacji PV. Dobrymi opiniami cieszą się zwłaszcza systemy wsporcze wykonane z aluminium albo stali nierdzewnej i pokryte innowacyjną powłoką magneliś. Jest ona trzykrotnie bardziej odporna na korozję niż stal ocynkowana. Konstrukcje ze stali ocynkowanej ogniowo są najtańsze, ale słabszej jakości. Oprócz tego można też spotkać konstrukcje ze stali kwasoodpornej czy galwanizowanej.

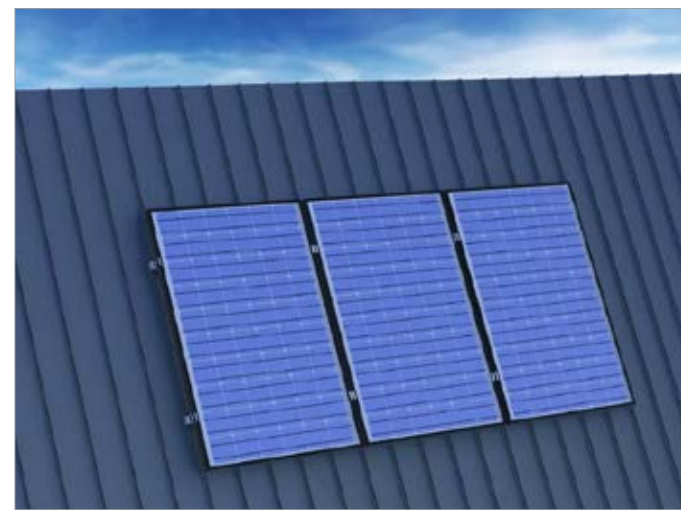
Konstrukcje dachowe

Decydując się na montaż paneli na dachu, trzeba wziąć pod uwagę stan techniczny dachu oraz całego budynku, dobry dostęp do powierzchni dachu oraz otoczenie budynku – wy-

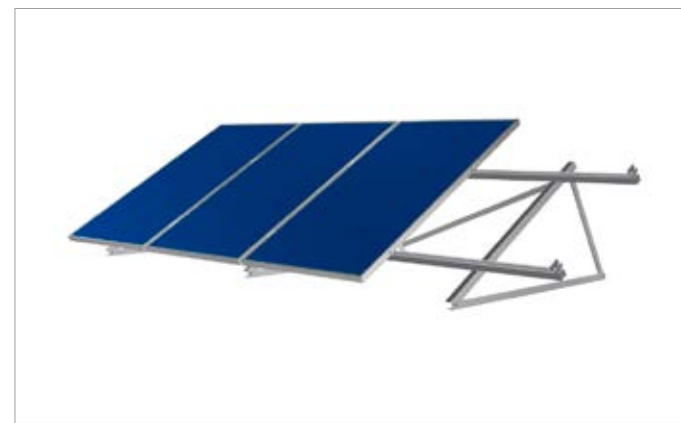
sokie drzewa czy bloki mieszkalne w sąsiedztwie mogą bowiem zaciemniać panele PV, przez co ich praca stanie się mniej wydajna.

Konstrukcje na dachy skośne

Konstrukcje fotowoltaiczne na dachu skośnym montować można zarówno wtedy, gdy jest on pokryty blachodachówką, dachówką, blachą, papą czy gontem bitumicznym. Jednak w zależności od rodzaju pokrycia dachowego należy wybrać odpowiedni system montażowy. Zwykle składa się on z szyn montażowych, kłom, zaślepek oraz łączników. Najbardziej popularnym pokryciem dachu w Polsce – zwłaszcza na domach jednorodzinnych – są dachówki ceramiczne, betonowe lub blachodachówka. We wszystkich tych przypadkach uchwyty mocowane są do krokwi. W przypadku montażu paneli fotowoltaicznych na dachu z blachodachówki wkręcane są śruby dwugwintowe, które przechodzą przez powierzchnię blachy. Na dachach pokrytych blachą trapezową konstrukcje fotowoltaiczne są mocowane bezpośrednio do poszycia.



Uchwyt na rąbek stojący, dachy kryte blachą Fot. PG Solar



Konstrukcje na dachy płaskie wykonane są najczęściej ze stali nierdzewnej lub aluminium i mocowane do dachu za pomocą śrub, wkrętów lub szpilek Fot. Elpuk

Istotny jest również materiał, z którego wykonana jest konstrukcja – musi być ona odporna na działanie czynników atmosferycznych, ale też musi utrzymać ciężar przymocowanych do nich modułów PV.

Konstrukcje na dachy płaskie

Konstrukcje na dach płaski mogą być montowane na dachach pokrytych: dachówką ceramiczną, blachodachówką, blachą na rąbek stojący, blachą trapezową, gontem bitumicznym. Montaż paneli fotowoltaicznych na dachu płaskim jest stosunkowo prosty. Głównym zadaniem takiej konstrukcji jest uzyskanie odpowiedniego kąta nachylenia paneli fotowoltaicznych.

Konstrukcje na dachy płaskie wykonane są najczęściej ze stali nierdzewnej lub aluminium i mocowane do dachu za pomocą śrub, wkrętów lub szpilek – są to więc systemy inwazyjne, co wymaga dużej precyzji przy nawiercaniu otworów oraz doszczelnienia tych miejsc po montażu.

Innym, nieinwazyjnym typem konstrukcji są systemy balastowe (dociążane). Ich montaż jest

łatwiejszy i mniej ryzykowny, bo nie muszą być one przykręcane do dachu – odpowiednie trzymanie i stabilność zapewniają betonowe bloczki obciążające konstrukcję. Jednak trzeba pamiętać o tym, że w takim przypadku dach musi unieść dodatkowe obciążenie, które wynosi ok. 50 kg na jeden moduł PV.

Istnieją również systemy samonośne, które nie wymagają przykręcania konstrukcji do powierzchni dachu ani dużej ilości balastu dociążającego, bo ich aerodynamiczna budowa pozwala na zastosowanie dociążenia jedynie na obrzeżach instalacji. Wysoka aerodynamika wiąże się jednak z koniecznością zastosowania niskich kątów nachylenia (maksymalnie 15°). Nowatorskim rozwiązaniem wśród systemów samonośnych są konstrukcje montowane bezinwazyjnie – poprzez klejenie lub zgrzewanie – na dachach płaskich pokrytych membraną hydroizolacyjną.

Konstrukcje na elewację budynku

W niektórych budynkach nie można zamontować instalacji fotowoltaicznej na dachu ze wzglę-



Przykład realizacji z wykorzystaniem instalacji wsporczych Fot. Solsum



System Corab PB-068 to konstrukcja balastowa na dach płaski. Kąt nachylenia to 15 st. Wykonana z wysokiej klasy aluminium oraz stali nierdzewnej. Pozwala na orientację modułów na południe. Na system składa się również wiatrownica. Aby ochronić dach przed ewentualnym zniszczeniem, wykorzystano specjalną izolację. Istnieje możliwość połączenia rzędów ze sobą Fot. Corab

du na jego kształt lub niewystarczającą nośność albo zły stan techniczny. Wtedy można rozważyć montaż fotowoltaiki na elewacji. Wymaga to użycia specjalnych mocowań, ponieważ standardowe uchwyty nie zapewnią odpowiedniego zamocowania – panele montuje się na systemach stelażowych lub kasetonach. Pomiędzy konstrukcją nośną a panelami powinna znajdować się pusta przestrzeń zapewniająca prawidłową wentylację i chroniąca instalację przed przegrzaniem. Na ścianie budynku trudno osiągnąć nachylenie paneli PV pod kątem 30° czy większym, ale nawet panele zamieszczone pionowo mogą generować wystarczającą ilość energii na potrzeby jednorodzinnego gospodarstwa domowego.

Konstrukcje wolnostojące

To rozwiązanie stosowane wtedy, gdy nie ma możliwości zainstalowania fotowoltaiki na dachu. Konstrukcje wolnostojące mają swoje zalety, umożliwiają np. optymalne ułożenie paneli względem stron świata i czerpanie korzyści z energii słonecznej nawet w sytuacji, gdy



Nowatorskim rozwiązaniem wśród systemów samonośnych są konstrukcje montowane bezinwazyjnie – poprzez klejenie lub zgrzewanie Fot. energy5



Przykład montażu fotowoltaiki na elewacji Fot. BAKS



Najszybsze w montażu są konstrukcje montowane poprzez wbijanie ocynkowanych profili w grunt Fot. Elpuk



Aluminiowy system dwupodporowy czterorzędowy mocowany do betonu Fot. Remor

nie mamy dachu skierowanego na południe. Montaż takich konstrukcji wsporczych wymaga jednak zwykle większej powierzchni działki i zazwyczaj jest też bardziej kosztowny, co wiąże się z odpowiednim przygotowaniem terenu i osadzeniem całej konstrukcji na stabilnym gruncie. W zależności od możliwych opcji montażu, panele PV mogą być zakładane w układzie pionowym lub poziomym.

Konstrukcje wolnostojące to także jedyna możliwość zastosowania paneli bifacialnych, których z oczywistych względów nie montu-

je się na dachach. Panele bifacialne, czyli dwustronne, mają warstwę aktywną z obu stron, a więc absorbują światło, które pada na nie bezpośrednio, jak również światło odbite, które dociera do nich z drugiej strony („od spodu”).

W tej sytuacji odpowiednia konstrukcja ma szczególne znaczenie i musi być dobrze przemyślana – powinna mieć układ podpór niezastanawiających modułów PV od spodu. Trzeba pamiętać o tym, że im wyżej będą zamontowane, tym lepiej, zwłaszcza na maksymalnie płaskim podłożu. Istnieją trzy podstawowe sposoby ustawienia paneli dwustronnym względem słońca: pionowo na osi wschód–zachód, standardowo (w kierunku południowym) i na jednoosiowym systemie nadążnym (trackerze). Optymalne jest to drugie ustawienie, zarówno pod kątem wydajności, jak i kosztu montażu. W takiej pozycji tylna strona paneli może dodatkowo generować nawet do 25% uzysku energii. Najbardziej wydajnym, ale też najbardziej kosztownym sposobem jest zamontowanie paneli na jednoosiowym systemie nadążnym.

Konstrukcje wbijane lub wkręcane w grunt

Najszybsze w montażu są konstrukcje montowane poprzez wbijanie ocynkowanych profili w grunt. Jeśli konstrukcja ma być postawiona na gruncie o niskiej nośności, np. na piasku, jej

montaż będzie trudniejszy – konieczne będzie zastosowanie dłuższych, kilkumetrowych profili, które są wbijane w ziemię za pomocą specjalnego sprzętu. Na gruntach o niższej nośności lepiej sprawdzą się systemy wkręcane, które łatwiej się montuje.

Konstrukcje mocowane do fundamentu

Gdy podłoże nie jest wystarczająco stabilne, konstrukcję trzeba umocować na betonowym fundamencie. Można to zrobić, zalewając słupy podporowe betonem w otworach wykonanych w gruncie albo za pomocą kotew mechanicznych lub chemicznych – słupy podporowe są wówczas kotwione do fundamentu.

Carport, czyli wiatła fotowoltaiczna

System carport to wolno stojąca konstrukcja fotowoltaiczna, mocowana do podłoża (fundamentu). Spełnia ona funkcję miejsca parkingowego, a raczej wiaty dla samochodu, której dach pokryty jest panelami fotowoltaicznymi, a więc produkuje energię elektryczną, którą wykorzystuje się do ładowania parkującego tam samochodu. Cała konstrukcja musi być wykonana z materiałów odpornych na korozję, najczęściej stosuje się powłokę magnelis®. Carport może być jedno-, dwu – lub wielostanowiskowy.



System CARPORT to konstrukcja mocowana do fundamentu, która jest jednocześnie wiatą samochodową. Liczba zamontowanych modułów na dwa stanowiska to 15 sztuk Fot. Corab



Trackery sprawdzają się przede wszystkim na dużych, wielkopowierzchniowych farmach fotowoltaicznych Fot. Energy5

Trackery, czyli konstrukcje podążające za słońcem

Specyficznym rodzajem konstrukcji fotowoltaicznej są trackery, czyli ruchome elementy systemu fotowoltaicznego, dzięki którym panele fotowoltaiczne mogą poruszać się w ciągu dnia – ustawiają się w optymalnym kierunku i pod optymalnym kątem względem promieni słonecznych, umożliwiając zwiększenie uzysku energii. Zastosowanie trackerów eliminuje problem zacielenia modułów od ich spodniej strony. Trackery sprawdzają się przede wszystkim na dużych, wielkopowierzchniowych farmach fotowoltaicznych.

Główną zaletą tego systemu jest zwiększona efektywność pozyskiwania energii słonecznej – uzyski są większe średnio o 30% w porównaniu do nieruchomych konstrukcji wolnostojących.

W ruchomych systemach fotowoltaicznych stosuje się trackery umożliwiające ruch w jednej płaszczyźnie – pionowej lub poziomej (tzw. single axis) oraz trackery podwójne – umożliwiające ruch paneli zarówno w pionie, jak i w poziomie (double axis). Wadą takich instalacji solarnych jest przede wszystkim to, że na konkretnej działce można zamontować mniej

paneli: montaż podobnej mocy paneli PV jak w przypadku statycznej farmy solarnej wymaga przeznaczenia pod nią większego terenu. Poza tym zastosowanie trackerów może zwiększać prawdopodobieństwo awaryjności instalacji.

Na rynku dostępnych jest bardzo wiele rodzajów konstrukcji pod instalacje fotowoltaiczne i wybór tej najbardziej odpowiedniej do konkretnych warunków musi być dobrze przemyślany. Od jakości systemu wsparczego w dużym stopniu zależy bowiem rentowność inwestycji i zadowolenie klienta z jej użytkowania.

REKLAMA

JULIAN WIATR

PODSTAWY PROJEKTOWANIA PRZYDOMOWYCH SYSTEMÓW PV

WYDANIE PAPIEROWE:

45 zł

WYDANIE ELEKTRONICZNE:

35 zł

(EBOOK)

PDF



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

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

BONUS!

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

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

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

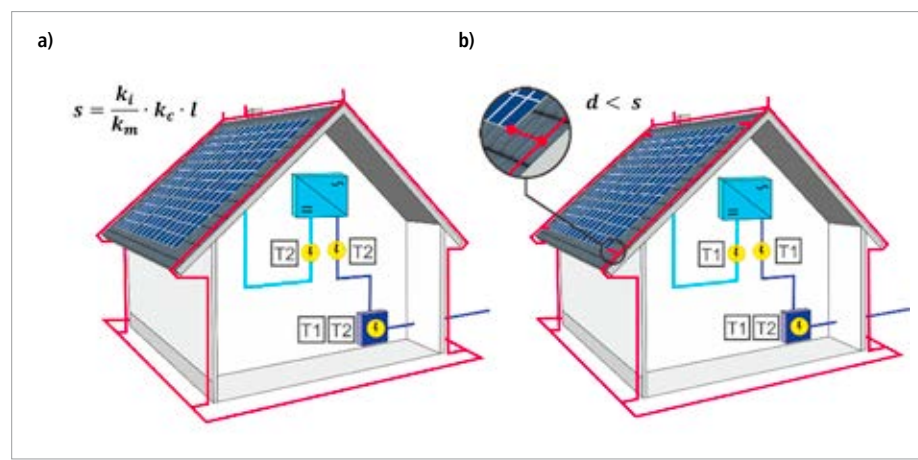
Odnawialne źródła energii (OZE) wykorzystywane są już powszechnie we wszelkich obszarach budownictwa i energetyki. Coraz częściej stosowane zarówno w sektorze prywatnym, jak i przemysłowym instalacje fotowoltaiczne (PV) są narażone na skutki oddziaływania wyładowań atmosferycznych. Wykonywane często 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 zwozdów 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 zwozdów 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 obudową 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]:

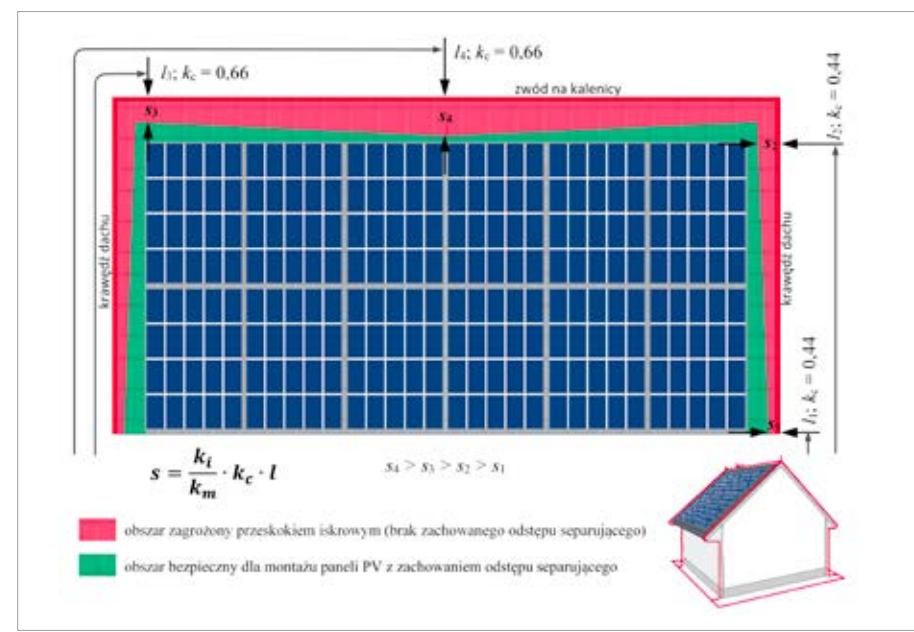
$$s = \frac{k_i}{k_m} \cdot k_c \cdot l$$

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

Objaśnienia: * – dotyczy LPS odseparowanego i zwozdów 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 uziemienia.

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

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

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

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

Kiedy należy stosować ograniczniki przepięć?

Załącznik C do normy [1] przedstawia przykłady 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 inwerty 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 rozdzielnicach 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** (rozdzielniczy 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 rozdzielnicach 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).

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

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

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

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

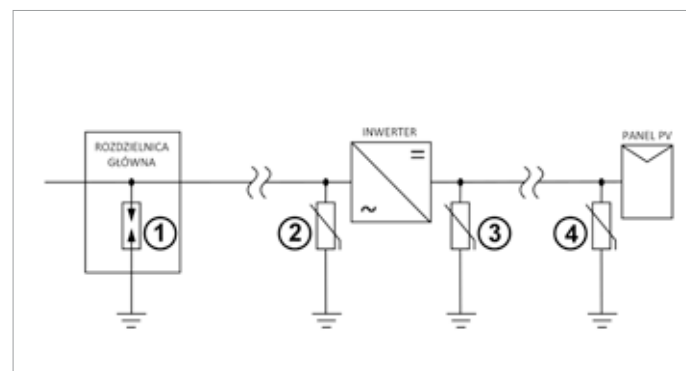
Objaśnienia: * w rozdzielnicach głównej można zastosować ogranicznik typu 2 w przypadku, gdy zasilany jest wyłącznik linią kablową, która nie łączy się z linią napowietrzną i można wykluczyć ryzyko bezpośredniego uderzenia pioruna w linię

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

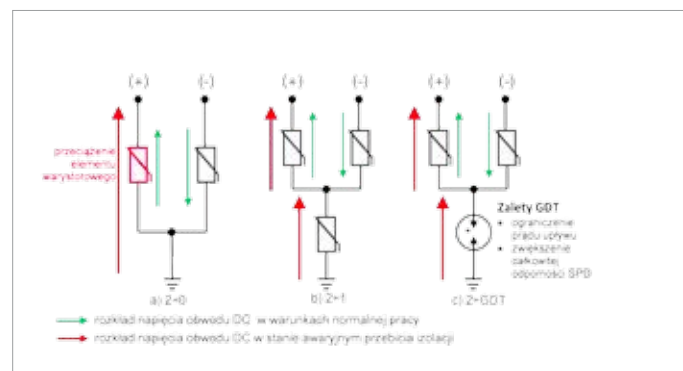
Dodatkową zaletą rozwiązania 2+GDT jest wyższa całkowita wytrzymałość takiego ogranicznika. W SPD z wymiennymi, wyłącznie warystorowymi, modułami ochronnymi maksymalna wytrzymałość ogranicznika jest równa wytrzymałości pojedynczego modułu. Odgromnik charakteryzuje się wyższą wytrzymałością udarową, dzięki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



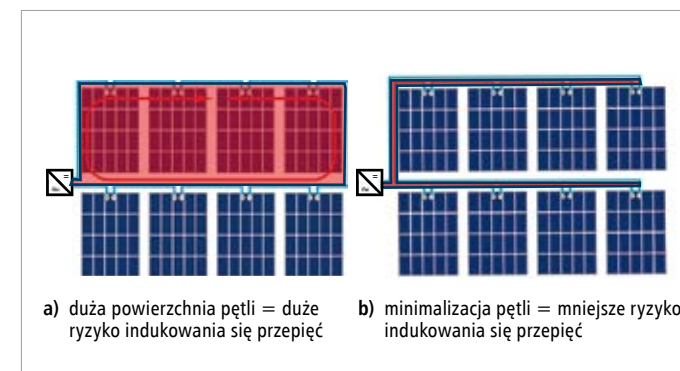
Rys. 3. Lokalizacja SPD w instalacji fotowoltaicznej



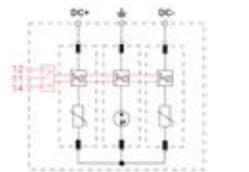
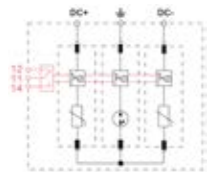
Rys. 4. Konfiguracje ograniczników przepięć do ochrony obwodów DC instalacji PV



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		
	$I_{T1} = 12,5 \text{ kA}$ $I_{T2} = 25 \text{ kA}; I_{max} = 50 \text{ kA}$	$I_{T2} = 20 \text{ kA}; I_{max} = 40 \text{ kA}$
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.

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**).

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 ostrożnością. 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.

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

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

Fotowoltaika w zastosowaniach domowych – metody wykrywania i przerywania łuku elektrycznego w fotowoltaice

Zagadnienia związane z wykrywaniem łuku elektrycznego stały się jednym z priorytetów branży PV. Istnieją skuteczne sposoby nie tylko na wykrywanie łuku elektrycznego w fotowoltaice, ale również na jego przerwanie, zanim przejdzie on w zjawisko zagrażające życiu i mieniu.

Podstawowym narzędziem do wykrywania łuku elektrycznego oraz jego przerywania jest tzw. moduł AFCI. AFCI (ang. *Arc-Fault Circuit Interrupter*) to inaczej przerywacz obwodu łuku zwarcowego. Jest to rozwiązanie, które wykrywa i wygasza łuk elektryczny. Jednocześnie moduł AFCI informuje użytkownika o wystąpieniu niebezpiecznej sytuacji. Dzięki temu ma on szansę znaleźć i usunąć potencjalnie niebezpieczny element instalacji fotowoltaicznej. Koncepcja AFCI nie jest ściśle związana z branżą fotowoltaiczną. Wyłączniki AFCI są stosowane w różnego rodzaju instalacjach elektrycznych jako zabezpieczenie przed łukiem elektrycznym. W Stanach Zjednoczonych i Kanadzie są koniecznym elementem instalacji chroniącym gniazda elektryczne. Jedną z pierwszych firm, która wykorzystwała AFCI w falownikach, była marka SMA, która w 2012 roku zaprezentowała model falownika z wbudowanym modulem AFCI. Produkt został opracowany na rynek amerykański – miał

m.in. odpowiadać wprowadzonym w 2011 roku normom National Electrical Code (NEC). Pojawienie się zwarcia łukowego DC nie pozostaje bez wpływu na napięcie i natężenie prądu w instalacji fotowoltaicznej. Przeprowadzając pomiary we właściwym miejscu, można wykryć odkształcenia we wzorcowych przebiegach natężenia i napięcia prądu, wskazujące na wystąpienie łuku elektrycznego. Uzyskane dane są następnie analizowane przez specjalny przetwornik i porównywane do próbek danych zebranych podczas normalnej pracy oraz podczas występowania łuku zwarcowego. Dzięki temu możliwe jest ustalenie, czy i gdzie występuje łuk elektryczny w instalacji fotowoltaicznej. Następnie falownik odcina drogę powstawania łuku i wysyła do użytkownika informację o wykryciu problemu. Wszystko odbywa się w ułamkach sekund, dzięki czemu łuk zwarcowy nie ma szans dokonać większych zniszczeń.

Firma GoodWe, dostawca falowników fotowoltaicznych, wprowadziła nową generację ochrony przed łukiem elektrycznym (AFCI) [10], zatwierdzoną przez TÜV Rheinland (niezależny instytut badawczy z siedzibą w Kolonii, w Niemczech, przeprowadzający testy techniczne w obszarach bezpieczeństwa, wydajności i jakości), w celu rozwiązania problemu wyładowań łukowych prądu stałego w systemach PV. Dzięki integracji zaawansowanej sztucznej inteligencji (AI – *artificial intelligence*) technologia ta wykrywa wyładowania łukowe z niezwykłą precyzją. Ma zasięg wykrywania łuku wynoszący 200 m i osiąga szybkie wyłączenie w ciągu 500 ms (wymagania normatywne wg UL 1699B tego parametru to 2,5 s) przy maksymalnym prądzie wejściowym do 30 A. W prze-



Rys. 1. Urządzenie Columbus Safe 2.0 – zatrzyma i ugasi ogień w złączu MC4 [12]

ciwieniu do tradycyjnego podejścia opartego na doświadczeniu, nowa technologia AFCI firmy GoodWe łączy w sobie sztuczną inteligencję (AI) oraz głębokie uczenie się (DL – *deep learning*), umożliwiając analizę charakterystyk łuków w różnorodnych scenariuszach. Systemy PV GoodWe zintegrowane z tą funkcją AFCI mogą osiągnąć precyzyjną dokładność wykrywania.

Od listopada 2020 roku instalacje fotowoltaiczne firmy Columbus wyposażone są w taśmy samogaszące – Columbus Safe [11]. Jest to w pełni autonomiczny i ekologiczny system ochrony przeciwpożarowej, który zwiększa bezpieczeństwo instalacji PV. Taśmy samogaszące Columbus Safe wykonane są z materiału wykorzystującego technologię mikrokapsulek ASPP-TECH (Autonomiczny System Prewencji Pożarowej), stosowaną w prewencji pożarowej. Taśma ma postać niewielkiej naklejki z wypustkami wypełnionymi środkiem gaśniczym. Skoncentrowany pod wysokim ciśnieniem gaz uwalnia się

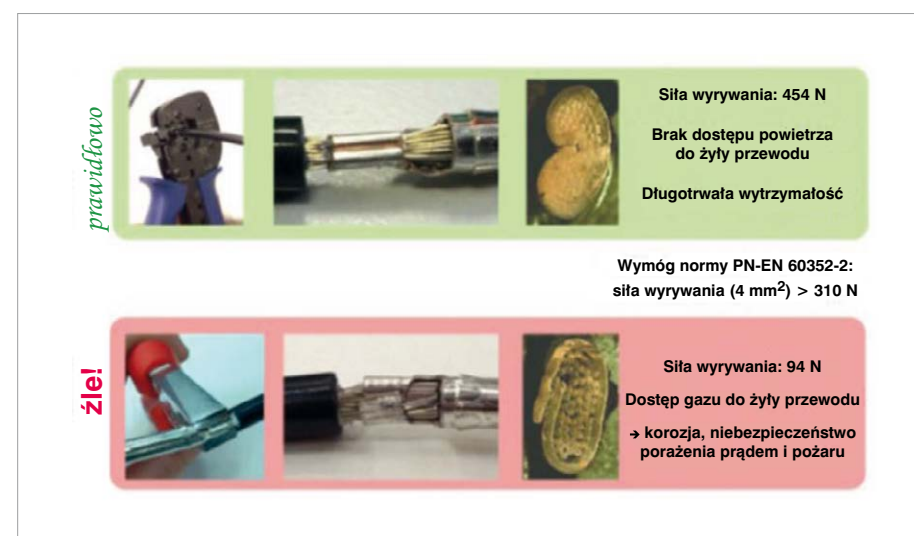
automatycznie pod wpływem wysokiej temperatury od 120°C. Dzięki specyficznym właściwościom, gaz już w pierwszej fazie zapłonu wypiera tlen z ogniska pożaru, tłumi ogień i chłodzi otoczenie. Uwolniony środek zapobiega też ponownemu zapaleniu. Taśmy Columbus Safe nie wymagają zasilania zewnętrznego czy współdziałania z jakimkolwiek zewnętrznymi czujnikami. Nie potrzebują również serwisu ani konserwacji. Zarówno w stanie „czuwania”, jak i po uwolnieniu gazu, są obojętne dla środowiska naturalnego. Nie przewodzą prądu ani nie wywołują korozji. Taśma samogasząca zapobiega pożarom spowodowanym przez jakiegokolwiek przepięcia. System warto instalować w miejscach, w których może powstać niebezpieczeństwo pojawienia się ognia, a w szczególności w miejscach trudno dostępnych i zamkniętych. Columbus jako pierwszy postanowił zastosować tego typu rozwiązanie w instalacjach fotowoltaicznych. W przypadku fotowoltaiki, taśmy montowane są w rozdzielnicach prądu stałego oraz w specjalnych osłonach do złącz MC4 (rys. 1.) – Columbus Safe 2.0 (system dostępny od sierpnia 2022 roku). Jest to szczelna osłona wykonana z trwałego, ognioodpornego materiału, służąca do zabezpieczania złącz MC4. Osłona posiada wewnątrz znany już wcześniej sticker Columbus Safe, czyli taśmę samogaszącą, stosowaną w prewencji pożarowej.

Posiadaczom instalacji fotowoltaicznej zaleca się również zakup gaśnicy proszkowej ABC (GP-4x) zawierającej co najmniej 4 kg proszku gaśniczego. Proszek gaśniczy umożliwia bezpieczne gaszenie instalacji elektrycznych z odległości co najmniej 1 m. Gaśnica ta powinna znaleźć się obok falownika i urządzenia zabezpieczającego instalację. Można również zastosować gaśnice mgłowe GWM-3x lub GWM-6x – bezpieczne przy gaszeniu urządzeń elektronicznych pod napięciem i bardzo skuteczne. Nie uszkadzają przy tym układów elektronicznych, są jednak około 4 razy droższe od gaśnic proszkowych.

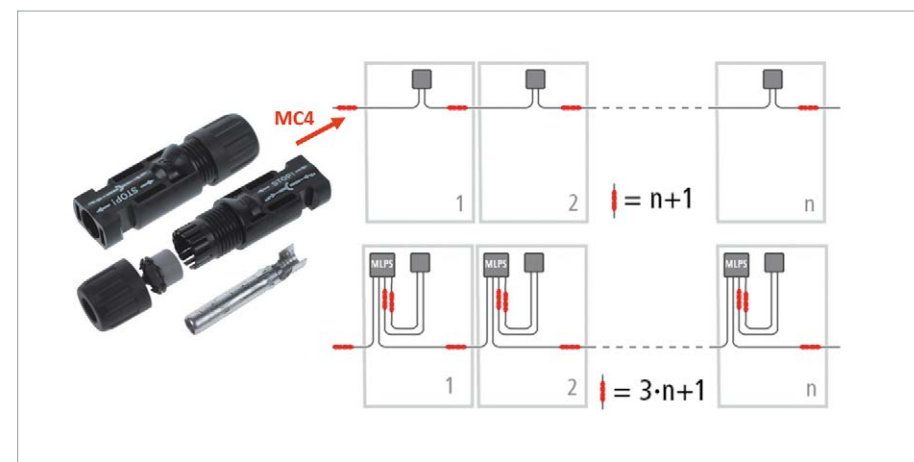
Złącze MC4 i trasy kablowe – najsłabsze elementy instalacji PV

Według badań niemieckich i brytyjskich liczbę pożarów wywołanych przez instalacje PV w stosunku do wszystkich pożarów można mierzyć w %, a złącze MC4 jest najsłabszym ogniwem i najczęściej od niego zaczyna się pożar.

Dwie główne przyczyny występowania łuków szeregowych w złączach prądu stałego to:



Rys. 2. Porównanie połączeń MC4 wykonanych właściwymi i nieprawidłowymi szczypcami do zaciskania [13]



Rys. 3. Porównanie liczby złącz MC4 w instalacji standardowej oraz wyposażonej w optymalizatory mocy
rys. M. Sarniak

- » błędy instalacji: złącza nieprawidłowo połączone razem oraz słabe mocowanie złącz na kablu,
- » połączenia realizowane za pomocą złączy różnych producentów (niedopasowanie). Typowe źródła błędów wykonawczych to:
- » użycie niewłaściwych narzędzi do zaciskania, takich jak szczypce uniwersalne lub tanie szczypce niskiej jakości (rys. 2.),
- » brak precyzji podczas montażu złączy, np. z powodu presji czasu lub niewygodnych warunków,
- » niewystarczające przeszkolenie personelu instalacyjnego („efekt spoconej dłoni instalatora”).

Mówiąc o problemach ze złączami DC, często stosujemy termin „niedopasowanie” (lub „brak kompatybilności”). Niedopasowanie oznacza, że połączenie między złączem męskim i żeńskim jest wykonywane za pomocą złączy DC różnych producentów. Poza nieprawidłowym montażem złączy, niedopasowanie jest uważa-

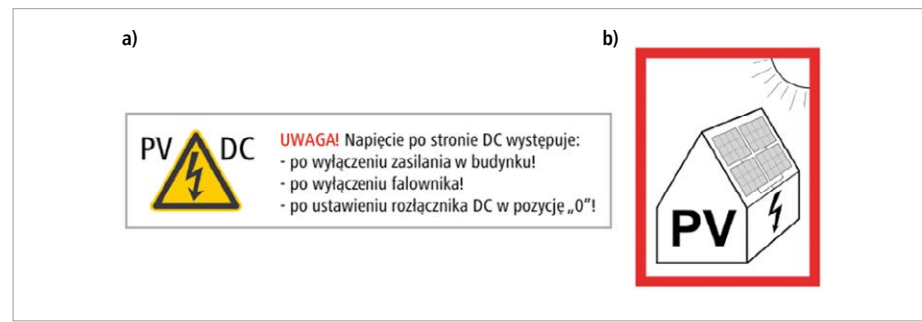
ne za jedno z głównych źródeł błędów, co sprawia, że złącza DC częściej się zapalają. Zidentyfikowano następujące przyczyny:

- » różni producenci używają różnych materiałów. Może to prowadzić do:
- » niekompatybilności chemicznej powodującej łuk elektryczny,
- » różnej rozszerzalności cieplnej powodującej wnikanie wody i korozję,
- » małe różnice w konstrukcji i tolerancjach mechanicznych złączy mogą powodować iskrzenie.

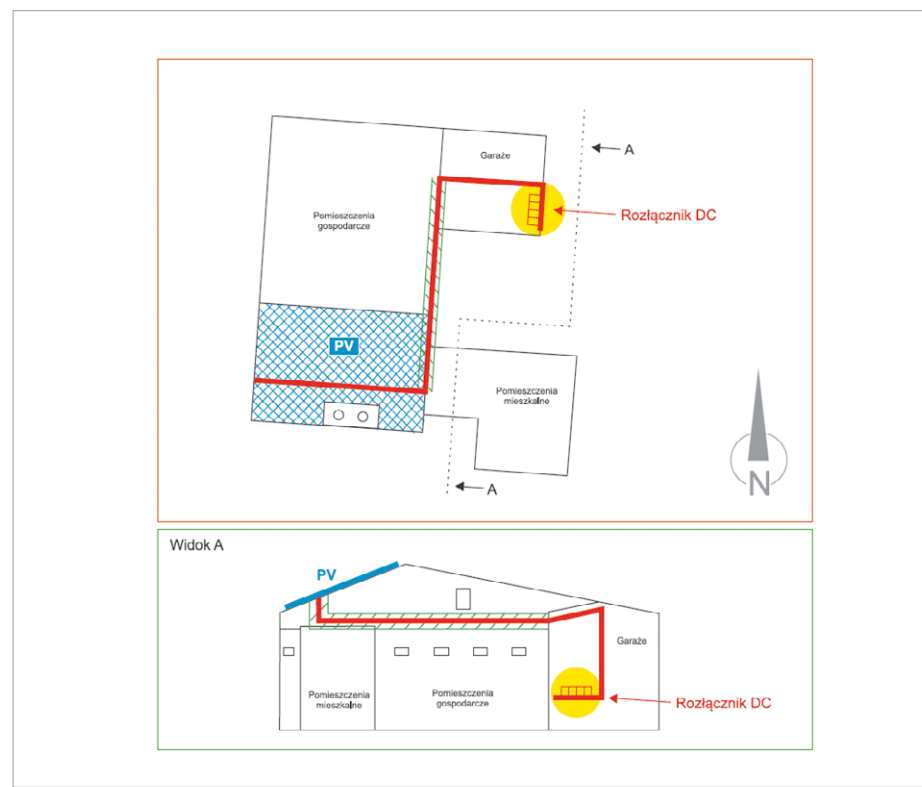
W zakresie doboru złącz MC4 (podobne wytyczne dotyczą sporadycznie występujących złącz starszego typu MC3) należy stosować dwa główne zalecenia:

- » złącza MC4 (męskie/żeńskie) muszą być tego samego typu i producenta,
- » należy dążyć do minimalizacji liczby połączeń DC w instalacji PV.

Szczególną uwagę na zagadnienie kompatybilności złącz MC4 należy zwrócić przy pod-



Rys. 4. Wzory tabliczek ostrzegawczych: a) tras przewodów DC pod napięciem oraz b) obiektu z instalacją PV [14]



Rys. 5. Przykład ogólnego planu domowej instalacji PV dla służb gaśniczych wg [15]

łączeniu do modułów PV zewnętrznych urządzeń MPLE (ang. *Module Level Power Electronics*), takich jak mikrofalowniki lub optymalizatory mocy. Niezastosowanie złącz tego samego typu i producenta w modułach PV i urządzeniach MLPE może potencjalnie prowadzić do zwiększenia ryzyka powstania łuku elektrycznego, a co za tym idzie – ryzyka powstania pożaru.

Na **rysunku 3.** przedstawiono przykład liczby zastosowanych złącz MC4 dla dwóch przypadków instalacji: standardowej stringowej oraz z optymalizatorami mocy. Wiele firm instalatorskich dość pochopnie proponuje inwestorom stosowanie optymalizatorów w instalacjach PV, które mają zapewnić zwiększenie uzysków. Należy tu wyraźnie zaznaczyć, że zastosowanie optymalizatorów powinno być ograniczone jedynie do rzeczywiście uzasadnionych przypadków, gdyż powoduje to znaczne zwiększenie liczby

złącz MC4 w instalacji. Jak pokazano na **rysunku 8.** liczba złącz MC4 w instalacji PV z optymalizatorami zwiększa się trzykrotnie. Dobrą praktyką instalatorską jest również wymiana skrajnych złącz MC4 w łańcuchu (stringu) tak, aby były one w pełni kompatybilne na przewodach łączących (tzw. powrotnych) z falownikiem.

Dodatkowo należy zadbać o odpowiednie prowadzenie tras kablowych w instalacji PV:

- » trasy przewodów DC należy prowadzić w metalowych kanałach kablowych (eliminując wszelkie ostre krawędzie), a tam, gdzie to konieczne – w obudowie,
- » trasy przewodów DC należy prowadzić tak, aby nie tworzyć pętli indukcyjnych, co często ma miejsce przy nieuzasadnionych „oszczędnościach” firm instalatorskich,
- » trasy przewodów należy odpowiednio oznakować: „Niebezpieczeństwo – wysokie napię-

cie DC w ciągu dnia obecne po wyłączeniu instalacji” (**rys. 4a**),

- » przepusty instalacyjne przez ściany oddzielenia przeciwpożarowego należy zabezpieczyć w tej samej klasie odporności ogniowej co przegroda,
- » prowadzenie przewodów na dachach krytych materiałem palnym powinno być minimum 10 cm nad pokryciem dachu,
- » na dachach skośnych przewody poza modułami należy prowadzić zawsze w dodatkowych osłonach, trwale przymocowanych do dachu,
- » zapewnić ochronę odgromową urządzeń fotowoltaicznych (jeżeli w budynku istnieje instalacja odgromowa).

Właściwe oznaczenia domowych instalacji PV

W celu zapewnienia odpowiedniego bezpieczeństwa dla ekip ratowniczo-gaśniczych należy odpowiednio oznakować obiekt wyposażony w PV (zgodnie z normą PN-EN 60364-7-712). Naklejka (**rys. 4b**) z wizerunkiem modułów PV na dachu budynku powinna być umieszczona:

- » w miejscu przyłączenia instalacji PV,
- » w rozdzielni głównej budynku,
- » przy liczniku,
- » przy głównym wyłączniku zasilania.

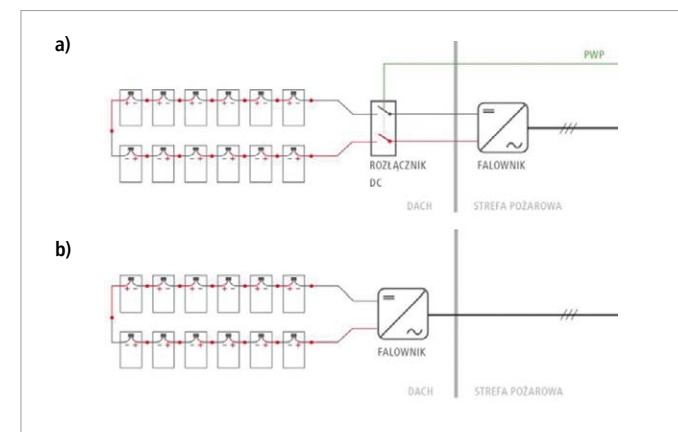
Na **rysunku 5.** przedstawiono przykładowy plan (uproszczony schemat) domowej instalacji PV dla służb ratowniczo-gaśniczych, na którym zaznaczono miejsca najważniejszych jej elementów istotnych z punktu widzenia bezpieczeństwa osób biorących udział w akcji.

Zalecenia dotyczące falowników PV

W przypadku kiedy należy zrealizować odłączenie zasilania przeciwpożarowym wyłącznikiem prądu (PWP), warto przytoczyć tu Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (Dz.U.2019 poz. 1065):

„...§ 183 Warunki techniczne dotyczące instalacji elektrycznych [...] 2. Przeciwpożarowy wyłącznik prądu, odcinający dopływ prądu do wszystkich obwodów, z wyjątkiem obwodów zasilających instalacje i urządzenia, których funkcjonowanie jest niezbędne podczas pożaru, należy stosować w strefach pożarowych o kubaturze przekraczającej 1000 m³ lub zawierających strefy zagrożone wybuchem...”.

Jeśli zatem w budynku występują strefy pożarowe o kubaturze powyżej 1000 m³ lub przeciwpożarowy wyłącznik prądu, instalacja PV musi



Rys. 6. Dwa warianty umożliwiający odłączenie zasilania przewodów prowadzonych przez budynek: a) wariant z zewnętrznym rozłącznikiem DC i b) wariant z umiejscowieniem falownika (oraz obwodów DC) poza strefą pożarową [16]

zostać zaprojektowana w sposób umożliwiający odłączenie od zasilania w energię elektryczną przewodów prowadzonych przez budynek. Na **rysunku 6.** przedstawiono dwa warianty rozłączania przewodów DC. Wariant z montażem falownika poza strefą pożarową jest rozwiązaniem kompromisowym, niewymagającym stosowania PWP.

Falowniki PV powinny być również wyposażane w moduły aktywnego chłodzenia, co nie tylko zwiększa bezpieczeństwo pożarowe, ale i ich żywotność. Często cytowaną zasadą niezawodności kondensatorów w elektronice jest to, że każdy wzrost temperatury o 10°C w przybliżeniu zmniejsza o połowę ich żywotność.

W niektórych krajach (np. USA) ostatnio w domowych instalacjach PV zaczęto masowo stosować mikrofalowniki PV (**rys. 7**), które charakteryzują się następującymi zaletami:

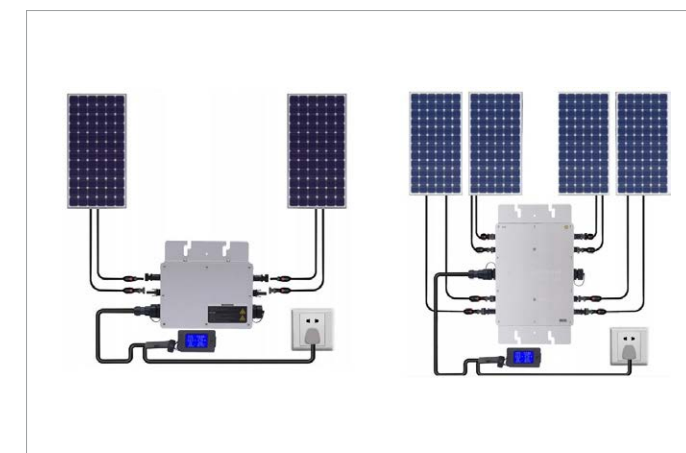
- » są 1-fazowymi falownikami PV typu on-grid,
- » obsługują aktualnie od 2 do 6 modułów PV (pierwsze konstrukcje były dla pojedynczych modułów PV),
- » każde wejście mikrofalownika PV jest wyposażone w niezależny moduł MPPT, czyli każdy moduł PV jest niezależnie optymalizowany i monitorowany,
- » instalacja PV z mikrofalownikami jest wydajniejsza i bardziej odporna na częściowe zacienienie w skali roku (pomimo mniejszych wartości sprawności nominalnych),
- » zapewniają dużą dowolność i elastyczność przy wymiarowaniu, rozmieszczeniu i rozbudowie instalacji PV,
- » napięcie po stronie DC instalacji PV nie przekracza 60 V, czyli jest w zakresie bezpiecznym nawet w warunkach środowiskowych specjalnych,
- » awaria pojedynczego mikrofalownika PV nie wpływa na pracę pozostałej części systemu PV,

- » występują mniejsze straty na przewodach i złączach DC,
- » mniejsza jest awaryjność i dłuższa gwarancja producenta mikrofalowników PV (np. firma Hoymiles udziela gwarancji nawet na 25 lat na wybrane modele) – szacuje się, że mikrofalowniki ulegają awarii przeciętnie ok. 100 razy mniej w stosunku do centralnych (stringowych),
- » wadami stosowania mikrofalowników PV są: wyższy koszt instalacji PV, 1-fazowość i brak możliwości bezpośredniej współpracy z magazynami energii.

O nie najlepszej opinii o mikrofalownikach PV w Polsce zdecydowały dwa wydarzenia: wprowadzenie w roku 2014 i wycofanie z rynku w 2015 niezbyt udanych mikrofalowników firmy SMA (model: SB 240) oraz napływ złej jakości mikrofalowników z Chin w roku 2019. Żywotność projektowana obecnie produkowanych mikrofalowników PV wynosi ok. 40 lat (np. Deye, Fox, Hoymiles), a w przypadku centralnych (stringowych) żywotność rzeczywista to ok. 10 lat. Nowoczesne konstrukcje mikrofalowników PV są hermetycznie zamkniętymi, zalanymi żelami elektronicznymi, układami niewymagającymi chłodzenia i uziemienia (IP67 – klasa II). Stosowanie mikrofalowników PV eliminuje podstawową przyczynę pożarów, czyli wysokie napięcie DC w połączeniach szeregowych na dachu budynku (rzędu 1000 V). Jeżeli obwód z mikrofalownikiem zabezpieczamy wyłącznikiem RCD, to powinien on być typu B, gdyż wykrywają one prądy upływu DC oraz AC o wysokiej częstotliwości.

Nowe wyzwanie – wymagania ppoż. dla magazynów energii

Zbliżający się termin wprowadzenia rozliczeń godzinowych (RCE) za energię wymusza na pro-



Rys. 7. Dwa przykładowe mikrofalowniki PV obecnie obsługujące 2 i 4 moduły PV rys. M. Sarniak

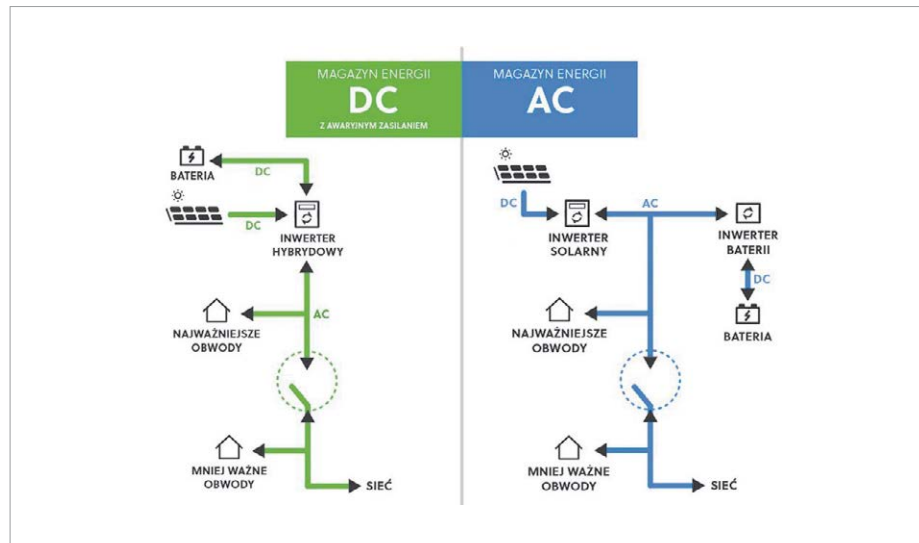
sumentach stosowanie magazynów energii. Magazyn energii DC od AC (**rys. 8.**) różni się typem akumulatora (wysokonapięciowe dla magazynu DC, niskonapięciowe dla AC) i liczbą urządzeń, a w konsekwencji ceną. Magazyn energii DC jest tańszy niż AC, bo dzieli z instalacją PV wspólny falownik, a wersja AC wymaga dwóch falowników – jednego do fotowoltaiki i drugiego do akumulatora. Niestety musi to być specjalny rodzaj falownika – falownik hybrydowy – zatem montaż magazynu energii musi przebiegać wraz z montażem fotowoltaiki, co wymaga planowania z wyprzedzeniem.

Najważniejsze korzyści z zastosowania magazynu energii to:

- » zwiększanie autokonsumpcji z instalacji PV,
- » lepsze dostosowanie profilu zużycia energii po wprowadzeniu godzinowych zmian RCE,
- » zapewnienie zasilania awaryjnego – w przypadku awarii sieci,
- » uodpornienie systemu PV na samoczynne wyłączanie się falowników, np. z powodu zbyt wysokiego napięcia w sieci.

Pod względem objętości akumulatory litowo-jonowe mają obecnie maksymalną gęstość energii elektrycznej wynoszącą około 0,58 kWh/l. Wartość opałowa wynosi około 10 razy gęstość energii elektrycznej; czyli około 5,8 kWh/l. Oznacza to, że przy tej samej objętości benzyna zawiera około 1,5 raza więcej energii; wartość opałowa benzyny wynosi około 8,6 kWh/l. Biorąc powyższe pod uwagę, bateryjne systemy magazynowe należy uznać za materiały łatwopalne i tak należy je traktować podczas planowania inwestycji.

Podczas pożaru po przekroczeniu określonej temperatury następuje gwałtowny rozkład termiczny systemu magazynowego (ang. *Thermal Runaway*), który zależy od następujących czynników:



Rys. 8. Dwa podstawowe typy domowych magazynów energii DC i AC [17]

- » stanu naładowania – największe zagrożenie występuje przy 100% SOC (stan naładowania) lub podczas przeładowania,
- » temperatury otoczenia,
- » rodzaju ogniwa,
- » konstrukcji ogniwa (rozmiar ogniwa, objętość elektrolitu itp.),
- » rozprzestrzenianie się niekontrolowanej temperatury z jednego ogniwa do sąsiednich ogniw.

Jednym z najważniejszych parametrów pracy systemów bateryjnych jest temperatura pracy, przekroczenie której może doprowadzić do wybuchu pożaru. Dlatego podczas użytkowania systemów magazynowania energii ważne jest, aby zapewnić prawidłowe warunki pracy, w szczególności:

- » z reguły ogniwa litowo-jonowe nie są przeznaczone do pracy i przechowywania w temperaturach powyżej 60°C,
- » sporadycznie stosowane są akumulatory litowo-jonowe o dopuszczalnej temperaturze pracy 85°C,
- » optymalna temperatura pracy wynosi od 20°C do 40°C – w tym zakresie temperatur akumulator litowo-jonowy ma najwyższą wydajność i żywotność.

W ujemnych temperaturach mogą pojawić się groźne mechanizmy starzenia, które prowadzą do nieodwracalnego uszkodzenia ogniw. Większość dostępnych na rynku ogniw litowo-jonowych wykazuje samonagrzewanie do temperatury około 80°C przy 100% SOC.

Aby zapewnić bezpieczeństwo pracy systemów magazynowania energii, należy unikać – oprócz awarii ogniw litowo-jonowych z powodu zwarcia – również głębokiego ich rozładowania. System zarządzania baterią (BMS) musi

rozpoznać takie krytyczne stany i zablokować układ. Aby zapobiec głębokiemu rozładowaniu, w projekcie systemu należy przewidzieć ładowanie małych systemów magazynowania poprzez publiczną sieć energetyczną, a w razie potrzeby – z awaryjnego generatora prądu (zewnętrznego urządzenia). W przypadku przeładowania nie wolno przekraczać górnych granic napięcia ogniw.

Planując zastosowanie baterijnego systemu magazynowego oraz oceniając bezpieczeństwo baterii zawierających lit, należy wziąć pod uwagę:

- » bezpieczeństwo elektryczne (wysokie napięcie DC),
- » bezpieczeństwo chemiczne – zagrożenie spowodowane toksycznymi wyciekami,
- » ryzyko pożaru i wybuchu – podczas pożaru mogą powstawać wybuchowe gazy takie jak wodór.

Elementów bateryjnych systemów magazynowych nie wolno mocować bezpośrednio do ścian drewnianych lub wykonanych z innych materiałów palnych. W związku z występowaniem wysokich prądów w systemach bateryjnych, wraz ze wzrostem długości przewodów DC wzrastają też straty ciepłne. Zarówno do systemu baterijnego, jak również do systemu fotowoltaicznego zaleca się stosowanie rozłącznika DC (może być w wykonaniu ze zdalnym wyzwaniem, przy czym powinien on być zlokalizowany w rejonie bezpiecznika głównego budynku), który powinien być odpowiednio oznakowany. Jednym z ważniejszych elementów planistycznych w przypadku bateryjnych systemów magazynowych są szczeliny wentylacyjne i radiatory zabudowane w pomieszczeniach, w których znajdują się

baterie. Baterie muszą mieć zapewnione optymalne chłodzenie, dlatego nie powinny być montowane blisko siebie. Baterijny system magazynowy wraz ze wszystkimi elementami składowymi należy wyraźnie oznakować (rys. 9.), aby umożliwić służbom straży pożarnej szybkie rozpoznanie, że na terenie znajduje się system fotowoltaiczny wyposażony w system baterijny.

Podczas pożaru akumulatorów litowo-jonowych należy zwrócić uwagę na następujące elementy:

- » Woda lub wodne środki gaśnicze mogą najskuteczniej spowolnić lub zatrzymać postępujący rozkład termiczny ogniw litowo-jonowych (ang. *Thermal Runaway*), ponieważ ogniwo Li-Ion zaczyna się rozkładać już w temperaturze ok. 130°C, dlatego rozkład jednego ogniwa może wywołać rozkład kolejnych ogniw i w takim przypadku ogniwa znajdujące się w zestawie baterijnym mogą rozkładać się jedno po drugim.

- » Aby zapobiec dalszej degradacji ogniw, należy je natychmiast schłodzić. Chłodzenie ogniw/akumulatorów/magazynów powinno trwać wystarczająco długo (nawet kilka lub kilkanaście godzin), aby zmniejszyć prawdopodobieństwo dalszej ich degradacji. Wystarczy regularne zwilżanie wodą. Jeśli temperatury były wcześniej bardzo wysokie lub systemy magazynowe są duże, to ogniwa mogą rozkładać się przez dłuższy czas (akcja ratownicza może trwać nawet 24 godziny). Woda ma również tę zaletę, że wypłukuje z gazów spalinyowych niebezpieczny fluorowodor.

- » Nawet jeśli elementy ogniwa wejdą w bezpośredni kontakt z wodą gaśniczą, to nie ma ryzyka niebezpiecznej reakcji z litem i wynikającego z tego powstania wybuchowego wodoru. Niemniej jednak obszar ten powinien być dobrze wentylowany, przy zachowaniu pełnej ostrożności. Stosując gazowe środki gaśnicze, nie uzyskamy dostatecznego efektu chłodzenia, co w przypadku pożaru ogniw bateryjnych jest bardzo istotne (w początkowej fazie pożaru).

- » Użycie proszku przeciwpożarowego nie jest ani praktyczne, ani konieczne. Ponieważ proszek nie ochładza się, ten środek gaśniczy ma niewielki wpływ na dalszy przebieg pożaru. Ponadto uwolniony kwas fluorowodorowy nie zostanie przez niego związany. Środki gaśnicze na bazie proszku dobrze się sprawdzają w przypadku automatycznych systemów gaśniczych.

- » Zastosowanie środków gazowych, wypierających tlen, tłumi pożar elektrolitu organicznego i zmniejsza uwalnianą energię. Jednakże w takim przypadku również nie ma efektu chłodzenia, a tlen w ogniu umożliwia przynajmniej częściowe utlenienie rozpuszczalnika, nawet bez zewnętrznego tlenu atmosferycznego.

- » Mechaniczne zniszczenie ogniwa lub modułu baterijnego może spowodować wyciek elektrolitu ogniwa. Ulatniający się elektrolit jest palny i powoduje korozję ze względu na zawartą w nim przewodzącą sól. W zależności od temperatury zapłonu użytego elektrolitu, w rzadkich przypadkach opary mogą tworzyć atmosferę wybuchową.

I Podsumowanie i wnioski

Dobrym podsumowaniem rozważań jest przypomnienie stwierdzenia, że prawidłowo zaprojektowana i wykonana instalacja PV nie stwarza zagrożenia pożarowego, a żeby tak było, należy stosować np. fotowoltaiczny dekalog dobrych praktyk (sformułowany przez Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej – FSB) [15], który obejmuje:

1. Prawidłowe posadowienie instalacji PV na budynku,
2. Wykonanie połączeń za pomocą złącz tego samego typu i producenta,
3. Okresowe badania termowizyjne,
4. Pomiary elektryczne: rezystancji i ciągłości,
5. Momenty dokręcenia zacisków śrubowych,
6. Ochronę kabli i przewodów przed uszkodzeniem,
7. Używanie odpowiednich narzędzi,
8. Oznaczenia instalacji PV,
9. Regularne przeglądy serwisowe,
10. Dodatkowe zabezpieczenia w aspekcie ochrony ppoż. (np. BirdBlockery – rzadko stosowane).

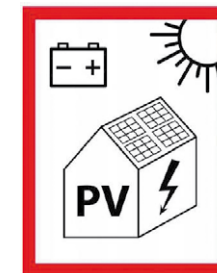
Należy rozważyć stosowanie mikrofalowników na dachowych niskonapięciowych instalacjach PV, a falowników centralnych (stringowych) – w instalacjach wolnostojących. Takie podejście jest wynikiem trudności z wykonywaniem przeglądów okresowych złącz MC4, „ukrytych” pod modułami na dachu. Takie podejście redukuje do niezbędnego minimum wielkość części DC systemu PV i eliminuje większość zagrożeń pożarowych.

Zdecydowanie najsłabszymi elementami systemów PV z punktu widzenia zagrożenia pożarowego są złącza MC4, które powinny być wykonywane z wysokiej jakości materiałów i przy użyciu profesjonalnego sprzętu przez wykwalifikowanych instalatorów.

Najważniejsze jest jednak to, aby legislacja dotycząca systemów PV była stabilna i długofalowa, a nie ulegała zmianom według aktualnych potrzeb i możliwości operatorów sieci dystrybucyjnych czy sympatii polityczno-społecznych.

I Literatura

1. M.T. Sarniak, Podręcznik instalatora systemów fotowoltaicznych (in Polish), Grupa MEDIUM, Warszawa 2022.
2. Dziennik Ustaw RP, poz. 478. Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, Warszawa, Sejm RP, 2015. <http://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=wdu20150000478> (dostęp: 21.09.2023).
3. Portal RynekElektryczny.pl, Moc zainstalowana fotowoltaiki. Nowa instalacja ma przeciętnie 30 kW (in Polish), 2023. <https://www.rynekelektryczny.pl/moc-zainstalowana-fotowoltaiki-w-polsce/> (dostęp: 6.10.2023).
4. Sejm RP, Prawo budowlane (t.j. Dz.U. z 2020 r. poz. 1333 ze zm.). <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=Wdu20200001333> (dostęp: 2.10.2023).
5. PSP, Zgłoszenie instalacji fotowoltaicznej o mocy powyżej 6,5 kW. <https://www.gov.pl/web/kppsp-lancut/zgloszenie-instalacji-fotowoltaicznej-o-mocy-powyzej-65-kw> (dostęp: 5.10.2023).
6. NFOŚiGW, Mój Prąd – Program dofinansowania mikroinstalacji fotowoltaicznych. <https://mojprad.gov.pl/> (dostęp: 2.10.2023).
7. AktywnyProsument.pl, RCEm – Rynkowe miesięczne ceny energii elektrycznej. <https://aktywnyprosument.pl/rcem/> (dostęp: 5.10.2023).
8. ENERGA, Prosument wirtualny – to warto o nim wiedzieć. <https://www.energa.pl/zielone-pojecie/oszczedzanie/prosument-wirtualny.html> (dostęp: 5.10.2023).
9. Emila Biernaciak, AFCl na łuk elektryczny w fotowoltaice – co to za zabezpieczenie?, enerad.pl. <https://enerad.pl/wiedza/afci-na-luk-elektryczny-w-fotowoltaice-co-to-za-zabezpieczenie/> (dostęp: 5.10.2023).
10. GoodWe, Nowa generacja ochrony przed łukiem elektrycznym w instalacjach PV. <https://magazynfotowoltaika.pl/goodwe-wprowadzil-nowa-generacje-ochrony-przed-lukiem-elektrycznym-afci/> (dostęp: 5.10.2023).
11. Columbus, Columbus Safe – taśma samogasząca dla bezpieczeństwa Twojej instalacji. <https://columbusenergy.pl/blog/columbus-safe-tasma-samogaszaca-dla-bezpieczenstwa-twojej-instalacji?zrodlo=google-ads>



Rys. 9. Oznaczenie systemu PV z magazynem energii [18]

- &medium=search&IDkampanii=1509955182&Grupa-reklam=76367446224&slovo-kluczowe=&kampania=fotowoltaika-search-1&gclid=CjwKCAjwvfm0BhAwEiwAG2t (dostęp: 5.10.2023).
- 12. Columbus, Columbus Safe 2.0 – ochrona złącz MC4. <https://columbusenergy.pl/blog/columbus-safe-2-0-ochrona-zlacz-mc4> (dostęp: 5.10.2023).
- 13. FRONIUS, Bezpieczeństwo pożarowe instalacji PV – biała księga. 2020.
- 14. FRONIUS, Ograniczenie ryzyka wystąpienia pożaru w instalacjach PV – biała księga. 2020.
- 15. SBF, Fotowoltaiczny dekalog dobrych praktyk, [Online]. Available: <http://polskapv.pl/>.
- 16. FRONIUS, Uzgadnianie projektów instalacji PV z rzeczoznawcą ds. zabezpieczeń przeciwpożarowych – biała księga. 2020.
- 17. D. Kaczmarczyk, Magazyn energii. <https://fotowoltaikaonline.pl/magazyn-energii> (dostęp: 5.10.2023).
- 18. Polskie Stowarzyszenie Rozwoju Fotowoltaiki, Poradnik – wymagania ppoż. dla systemów magazynowania energii. <https://psrf.pl/produkt/albun/> (dostęp: 5.10.2023).

ABSTRACT

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

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

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

mgr inż. Dominik Trojnicz, dr hab. inż. Marcin Habrych, prof. uczelni, dr inż. Justyna Herlender – Politechnika Wrocławska

Koncepcja hybrydowego inwertera PV współpracującego z magazynem energii dla mikroinstalacji o mocy do 50 kW

Obecne problemy sektora energetycznego w Polsce, ciągły wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną obiektów przemysłowych, jak również instalacji domowych, systematyczny wzrost cen energii elektrycznej czy restrykcje narzucane przez Unię Europejską (UE) w zakresie ograniczenia emisji CO₂ sprawiają, że konieczne jest podjęcie kroków mających na celu modernizację całego systemu elektroenergetycznego. Około 70% energii elektrycznej produkowanej w Polsce to energia wytwarzana z węgla kamiennego i brunatnego. Zmiany w polskim miksie energetycznym wymagają konieczności częściowego zastąpienia elektrowni węglowych przez odnawialne źródła energii (OZE), które obecnie odpowiadają za produkcję około 20% energii elektrycznej w Polsce [1]. Budowa nowych jednostek wytwórczych energii elektrycznej, jak i wymiana przestarzałych linii przesyłowych, wymagają ogromnych nakładów finansowych. Częściowym rozwiązaniem tych problemów jest ciągły wzrost mocy instalacji fotowoltaicznych (PV).

Rynek fotowoltaiczny w Polsce rozwija się bardzo dynamicznie, o czym świadczą wysokie na tle UE przyrosty mocy PV w latach 2020 i 2021, co dało Polsce odpowiednio 4. i 2. miejsce pod tym względem wśród krajów wspólnoty [2]. Pokazuje to, że przy obecnych warunkach w Polsce można skutecznie inwestować w dalszy rozwój PV. Ponadto Polska, tak jak obecny lider UE pod względem wytwarzanej energii elektrycznej przy użyciu fotowoltaiki, czyli Niemcy [3], jest położona w strefie umiarkowa-

nej i znajduje się na podobnej szerokości geograficznej, co wskazuje na korzystne warunki środowiskowe dla rozwoju rynku PV również w Polsce. Należy wskazać na istotną rolę mikroinstalacji (instalacji o łącznej mocy elektrycznej zainstalowanej nie większej niż 50 kW), które stanowią prawie 80% spośród wszystkich rodzajów instalacji PV w Polsce [2]. Ich gwałtowny rozwój był możliwy między innymi dzięki korzystnym regulacjom prawnym [2]. Regulacje te jednak uległy zmianie i od 1.04.2022 r. czas zwrotu inwestycji w układy PV wyraźnie się wydłużył.

Odbiorca energii elektrycznej posiadający instalację fotowoltaiczną oraz własny magazyn energii byłby w stanie odciążać sieć poprzez wytwarzanie energii w miejscu jej zużycia, co powoduje np. wyeliminowanie strat związanych z przesyłaniem energii na duże odległości. Taki odbiorca, będący jednocześnie producentem energii, jest w stanie także wysyłać nadwyżkę energii do systemu oraz bilansować moc czynną i bierną w systemie elektroenergetycznym.

Analiza dostępnych rozwiązań układów PV

Instalacje fotowoltaiczne mogą pracować w kilku trybach, które różnią się integracją systemu fotowoltaicznego z siecią elektroenergetyczną. Obecnie większość instalacji fotowoltaicznych w Polsce pracuje w trybie on-grid, charakteryzującym się bezpośrednim połączeniem do sieci elektroenergetycznej. Instalacje on-grid nie mogą pracować w przypadku od-

łączenia od sieci lub zakłóceń występujących w sieci publicznej, co jest dużym ograniczeniem. W przypadku zainstalowania wielu źródeł generacji rozproszonej na małym obszarze może dojść do sytuacji wzrostu napięcia w sieci, spowodowanego zbyt dużą ilością mocy generowanej, co powoduje kaskadowe wyłączenia inwerterów.

Kolejnym rozwiązaniem są instalacje pracujące w trybie off-grid, czyli instalacje izolowane od sieci elektroenergetycznej, co zapewnia całkowitą niezależność od dostawcy energii elektrycznej. Instalacje tego typu są najczęściej instalacjami małej mocy. Instalacje fotowoltaiczne off-grid są bardzo często instalowane wraz z magazynami energii – ze względu na silną zależność generowanej energii od nasłonecznienia. Magazyn energii pozwala na zakumulowanie wytwarzanej energii w celu późniejszego jej wykorzystania, a także umożliwia pracę sieci wewnętrznej w odpowiednich parametrach jakościowych napięcia (częstotliwość czy wartość skuteczna).

Coraz bardziej popularnym rozwiązaniem stają się instalacje fotowoltaiczne pracujące w trybie hybrydowym. Inwertery hybrydowe, podobnie jak instalacje off-grid, często łączone są z magazynami energii. Zastosowanie inwerterów hybrydowych łączy zalety inwerterów off-grid, polegające na niezależności od dostawcy energii elektrycznej, z zaletami instalacji on-grid, dając możliwość oddawania nadwyżki wyprodukowanej energii do sieci, jak również jej pobierania z sieci w razie niedostatku energii pozyskiwanej z własnej instalacji słonecznej.

Instalacje fotowoltaiczne nie są jednak pozbawione wad. Największym problemem jest niestabilność generowanej energii, która jest silnie zależna od nasłonecznienia, co znacznie ogranicza możliwości ich stosowania w celu całkowitego zastąpienia elektrowni bazujących na paliwach kopalnych. Nasłonecznienie na obszarze Polski jest niejednorodne w skali roku, co jest przede wszystkim związane ze zmienną długością dnia – w zależności od pory roku. Poza szerokością geograficzną, która określa długość dnia i nocy, jako istotne czynniki należy wymienić: rzeźbę terenu, roślinność i zabudowania, które są szczególnie istotne przy instalacjach fotowoltaicznych budowanych na dachach budynków, jak również liczba pochmurnych dni w roku czy zanieczyszczenie powietrza [4]. Na dwie pory roku, tj. wiosnę i lato, przypada aż 80% całkowitej rocznej sumy nasłonecznienia, kiedy Słońce może być aktywne nawet do 16 godzin [5]. W sezonie jesienno-zimowym aktywność spada w skrajnych miesiącach do poziomu 8 godzin, a kąt padania promieni słonecznych na panele fotowoltaiczne jest niekorzystny. W Polsce najwyższy wskaźnik nasłonecznienia występuje w południowej części kraju: ok. 1150 kWh/m², natomiast najniższy jest w północno-wschodniej części [5] – wartości w tym regionie mogą wynosić mniej niż 1000 kWh/m² [5].

Pośrednim rozwiązaniem problemu związanego z niepokrywaniem się charakterystyk generowanej energii z instalacji fotowoltaicznych z charakterystyką dziennego zapotrzebowania na energię elektryczną jest stosowanie magazynów energii. Banki energii pozwalają na zgromadzenie energii wytworzonej w szczycie produkcji i wykorzystanie jej w czasie, gdy energia wytwarzana przez instalację fotowoltaiczną jest

niewystarczająca do pokrycia aktualnego zapotrzebowania. Kolejną wadą instalacji fotowoltaicznych jest ich niska sprawność, wynosząca obecnie około 17% (w zależności od technologii wykonania paneli fotowoltaicznych [2]) oraz problem z utylizacją paneli fotowoltaicznych po zakończeniu ich eksploatacji.

1 Założenia projektowe systemu

Podczas projektowania hybrydowego inwertera PV przyjęto następujące założenia:

- » możliwość pracy instalacji po podłączeniu do sieci (on-grid) oraz przy odłączeniu od sieci (off-grid),
- » współpraca z instalacją paneli fotowoltaicznych,
- » współpraca z magazynem energii,
- » możliwość dołączenia dodatkowego modułu ładowania baterii samochodu elektrycznego, która może również służyć jako zastępczy magazyn energii,
- » zaciski odbiorcze 400 V do podłączenia odbiorników z podziałem na odbiorniki priorytetowe, jak i niepriorytetowe,
- » możliwość pracy w wybranych warunkach zakłóceń w sieci,
- » zdolność do pracy w zakresie automatyki mocy czynnej i biernej,
- » dobór optymalnych algorytmów sterowania do warunków atmosferycznych panujących w Polsce.

1 Koncepcja inwertera

Na rysunku 1. przedstawiono topologię połączenia inwertera. Hybrydowy inverter PV złożony jest z czterech przekształtników elektroenergetycznych.

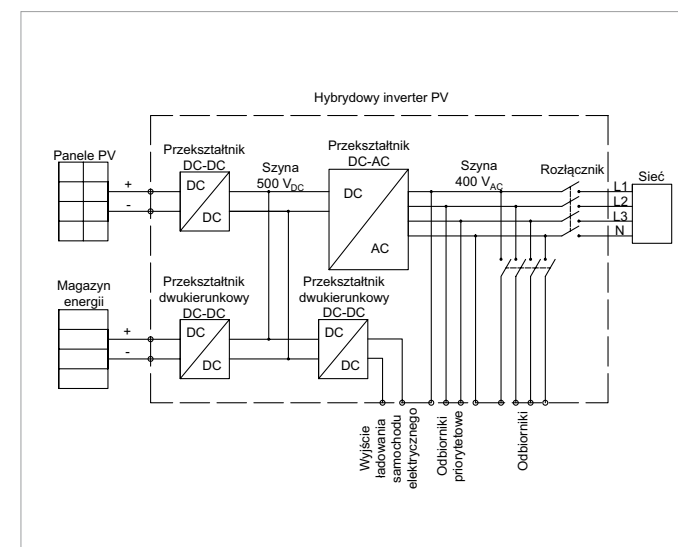
Pierwszy z przekształtników (1) (rys. 1.) połączony jest z instalacją paneli PV i szyną 500 VDC.

Przekształtnik ten, sterowany algorytmem MPPT (*Maximum Power Point Tracking*), odpowiedzialny jest za dostosowanie napięcia wyjściowego paneli do napięcia 500 VDC. Kolejnym przekształtnikiem (3) jest urządzenie podłączone na wyjściu magazynu energii. W celu zmniejszenia strat napięcie znamionowe zastosowanego magazynu energii powinno być jak najbliższe napięciu 500 VDC. Zastosowanie przekształtnika dwukierunkowego daje możliwość przesyłania energii w dwóch kierunkach, co pozwoli na ładowanie magazynu w chwilach, gdy energia generowana z paneli PV jest większa od energii pobieranej przez odbiorniki oraz rozładowywanie baterii, gdy brakuje energii do zasilania odbiorników. Osobny moduł z przekształtnikiem dwukierunkowym (4) przeznaczony jest do ładowania samochodu elektrycznego. Moduł ten wspiera technologię Vehicle-to-grid (V2G), pozwalającą na wykorzystanie baterii samochodu elektrycznego do zasilania urządzeń odbiorczych. Zastosowanie modułu ładowarki samochodowej wykorzystującej standard ładowania DC, zasilanego bezpośrednio z szyny DC, pozwoli na pominięcie konwersji napięcia sieciowego 400 VAC na napięcie stałe – jak ma to miejsce w stacjach ładowania samochodów elektrycznych zasilanych z napięcia sieciowego. Rozwiązanie to powoduje zmniejszenie strat energii i wydzielanego ciepła. Głównym elementem całego urządzenia jest falownik (2) zamieniający napięcie 500 VDC na napięcie sieciowe trójfazowe 400 VAC. Szyna odbiorcza 400 VDC przystosowana jest do podłączenia odbiorników priorytetowych (np. systemu alarmowego, serwerów itp.), które wymagają największej pewności zasilania, oraz odbiorników mniej priorytetowych, które zostaną wyłą-

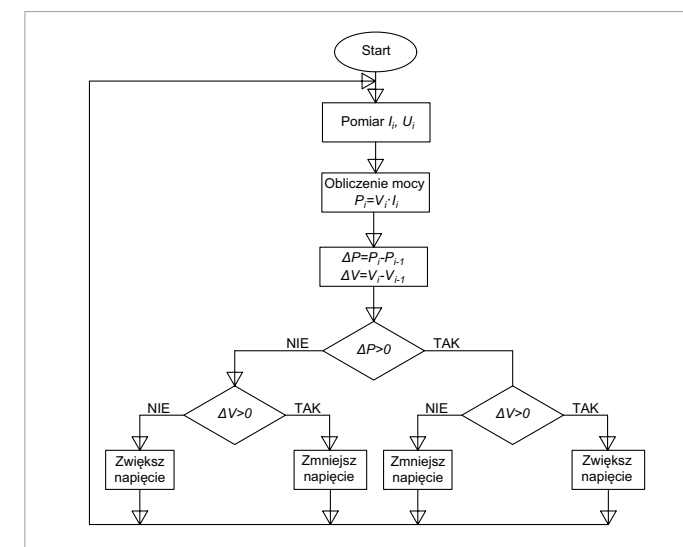
STRESZCZENIE

W artykule przedstawiono koncepcję hybrydowego inwertera PV, współpracującego z magazynem energii, przeznaczonego do pracy w mikroinstalacji o mocy do 50 kW. Przeanalizowano wady i zalety dostępnych na rynku rozwiązań oraz charakterystykę nasłonecznienia w Polsce. Przedstawiono założenia przyjęte podczas projektowania urządzenia wraz z topologią połączeń inwertera. Zaprezentowano sposób sterowania poszczególnymi przekształtnikami, wchodzącymi w skład całego urządzenia oraz zaproponowano rozwiązania mające na celu osiągnięcie optymalnego wykorzystania pozyskanej energii słonecznej. Koncepcja układu zakłada wykorzystanie dwóch metod sterowania falownikiem. Do urządzenia dodano także dodatkowy przekształtnik dwukierunkowy, pozwalający na ładowanie baterii samochodu elektrycznego oraz wykorzystanie baterii samochodu do zasilania innych odbiorników. Zaproponowane urządzenie łączy w sobie cechy inwerterów pracujących w trybie off-grid i on-grid, co powoduje, że może być ono ciekawą alternatywą dla obecnie stosowanych inwerterów on-grid.

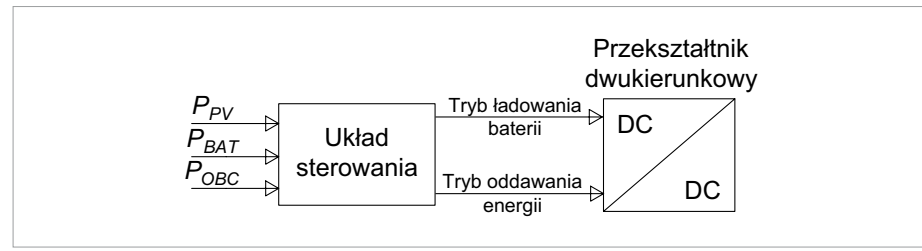
Słowa kluczowe: hybrydowy inverter PV, magazyn energii, instalacje fotowoltaiczne.



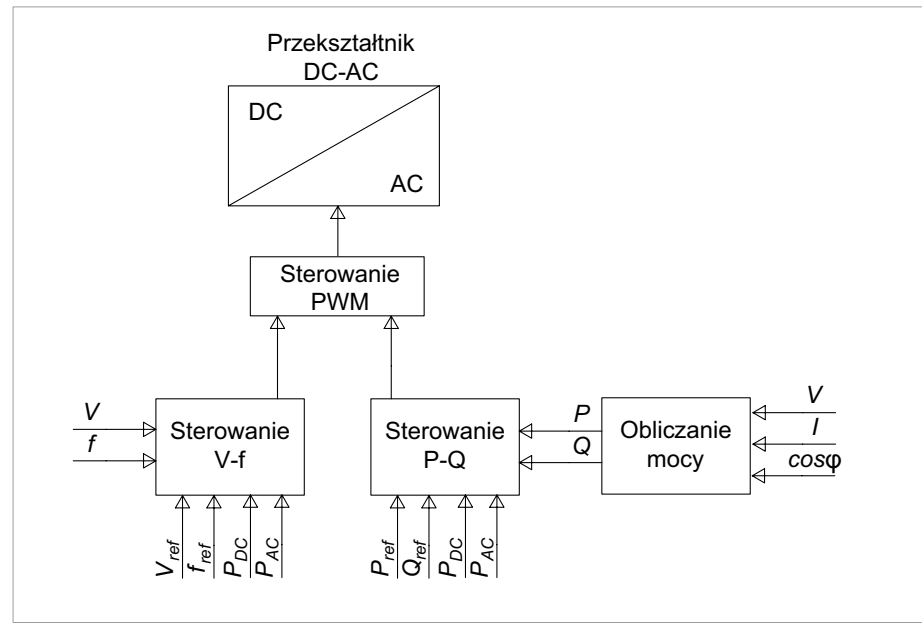
Rys. 1. Schemat hybrydowego inwertera PV rys. D. Trojnicz, M. Habrych, J. Herlender



Rys. 2. Schemat blokowy algorytmu P&O rys. D. Trojnicz, M. Habrych, J. Herlender



Rys. 3. Schemat sterowania przekształtnikiem dwukierunkowym rys. D. Trojnicz, M. Habrych, J. Herlender



Rys. 4. Schemat sterowania falownikiem rys. D. Trojnicz, M. Habrych, J. Herlender

czony w przypadku małej ilości dostępnej energii. Ostatnim elementem układu jest rozłącznik izolujący urządzenie od sieci zasilającej.

W przypadku nadwyżki energii generowanej może być ona przesłana do sieci, natomiast w sytuacji wystąpienia zakłóceń w sieci (zanik napięcia, zbyt wysoka wartość napięcia) następuje rozłączenie od sieci, a urządzenie przechodzi w tryb pracy off-grid. Po ustąpieniu zakłóceń i po odpowiedniej zwłoce czasowej, pozwalającej na ustabilizowanie się stanu sieci (zadziałaniu automatyki SPZ), inwerter może powrócić do pracy z siecią praktycznie bez przerwy w zasilaniu.

I Sposób sterowania inwerterem

Sterowanie przekształtnikiem DC-DC paneli PV (1) będzie zrealizowane za pomocą metody MPPT (*Maximum Power Point Tracking*), czyli śledzenia punktu mocy maksymalnej. Spośród metod sterowania MPPT wybrano metodę zaburzenia i obserwacji P&O (*Perturb & Observe*), charakteryzującą się prostotą działania i przynoszącą wymierne efekty w postaci zwiększenia uzysku energii z generatora PV. Algorytm P&O jest algorytmem iteracyjnym, który do działania wymaga jedynie dwóch sygnałów

wejściowych: prądu i napięcia paneli fotowoltaicznych. Na podstawie tych dwóch zmiennych obliczana jest aktualna moc. Działanie tej metody polega na wykryciu punktu pracy na charakterystyce prądowo-napięciowej ($I - V$) panelu fotowoltaicznego i porównaniu go z wartością otrzymaną z poprzedniej iteracji. Regulator wprowadza do układu zaburzenie polegające na niewielkim przyroście napięcia, a następnie porównuje wartość mocy obliczonej w danej chwili z wartościami obliczonymi w poprzednim cyklu działania. W przypadku wystąpienia wzrostu mocy następuje dalsze zwiększanie napięcia. Natomiast dojście algorytmu do punktu, w którym dalsze zwiększanie napięcia nie powoduje wzrostu mocy, skutkuje tym, że regulator zaczyna działać w odwrotną stronę, tj. następuje zmniejszenie napięcia [6]. W ten sposób regulator P&O znajduje punkt, w którym moc osiąga wartość maksymalną. Schemat blokowy algorytmu P&O przedstawiono na **rysunku 2**.

Przekształtniki dwukierunkowe (3 i 4 – **rys. 1.**), odpowiedzialne za ładowanie i rozładowywanie magazynu energii oraz baterii samochodu elektrycznego, umożliwiając przepływ mocy w obu kierunkach, co zaprezentowano na **rysunku 3**.

Sterowanie przekształtnikami dwukierunkowymi magazynu energii i ładowarki samochodu elektrycznego będzie oparte na bilansie mocy pomiędzy produkcją a konsumpcją [7]:

$$P_{PV} + P_{BAT} = P_{OBC} + \Delta P \quad (1)$$

gdzie:

P_{PV} – moc paneli fotowoltaicznych,

P_{BAT} – moc baterii, P_{OBC} – moc obciążenia,

ΔP – moc strat.

Przekształtniki dwukierunkowe będą umożliwiały indywidualne nastawienie parametrów, które pozwolą m.in. na zablokowanie rozładowywania baterii, ustawienie minimalnego poziomu rozładowania baterii w trybie on-grid i off-grid, wybór baterii ładowanej priorytetowo oraz nastawienie godziny ładowania baterii (dla samochodów elektrycznych).

Sterowanie falownikiem DC-AC (2), który jest sercem całego urządzenia, będzie odbywało się poprzez algorytm utrzymania napięcia i częstotliwości ($V-f$) oraz algorytm zarządzania mocą czynną i bierną ($P-Q$). Algorytm $V-f$ oparty jest na pomiarze prądów i napięć po stronie szyny 500 VDC oraz dopasowaniu sterowania poprzez Modulację Szerokości Impulsu – PWM (*Pulse-Width Modulation*), która polega na zmianie szerokości impulsów w zależności od zadanej wartości napięcia i częstotliwości wyjściowej (V_{ref} , f_{ref}). Na wyjściu urządzenia można podłączyć odbiorniki trójfazowe. Dodatkowym algorytmem sterowania będzie sterowanie mocą czynną i bierną ($P-Q$). Sterowanie to pozwoli na kompensację mocy biernej w przy-

padku nadwyżki energii produkowanej, której nie można oddać do sieci (np. w przypadku wzrostu napięcia w sieci przekraczającego dopuszczalne normy). Implementacja algorytmu $P-Q$ pozwoli na zoptymalizowanie zużycia energii [7]. Sterowanie $P-Q$ może być szczególnie opłacalne w przypadku odbiorców przemysłowych, którzy obecnie są prawnie zobligowani do opłat za energię bierną pobieraną z sieci. Energia bierna wprowadzona do systemu elektroenergetycznego może pomóc w regulacji napięcia w systemie oraz zmniejszyć straty spowodowane przesyłaniem energii biernej na duże odległości, co może być korzystne z punktu widzenia operatora sieci dystrybucyjnej. Należy mieć jednak na uwadze, że produkcja mocy biernej odbywa się kosztem wytwarzanej mocy czynnej. Schemat sterowania falownikiem przedstawiono na **rysunku 4**.

I Podsumowanie

Energia elektryczna pozyskiwana z energii słonecznej ma bardzo wiele zalet w porównaniu z energią pozyskiwaną z paliw kopalnych. Energia słoneczna jest przyjazna środowisku, bezkosztowa i praktycznie niewyczerpana, co powoduje, że będzie ona dostępna dla wielu przyszłych pokoleń. Budowanie nowych jed-

nostek wytwórczych opartych na odnawialnych źródłach energii pozwoli na częściowe, a może w przyszłości całkowite, uniezależnienie się od wyczerpujących się zasobów paliw kopalnych. Oczywiście odnawialne źródła energii przez niestabilność generowanej energii nie są w stanie obecnie wyprzeć całkowicie elektrowni węglowych w Polsce, ponieważ brakuje jeszcze technologii opłacalnego magazynowania dużych ilości energii, co stanowi obecnie globalne wyzwanie dla sektora energetycznego.

Zaprezentowane w artykule urządzenie jest ciekawą alternatywą dla najbardziej popularnych inwerterów pracujących w trybie on-grid. Poza możliwością uniezależnienia się od dystrybutora energii elektrycznej daje też możliwość współpracy z nim poprzez oddawanie nadwyżek energii do sieci, jak i bilansowanie mocy biernej oraz regulację napięcia w sieci, co może być korzystne nie tylko z punktu widzenia użytkownika, ale także operatora sieci dystrybucyjnej. Urządzenie łączy w sobie zalety urządzeń on-grid i off-grid. Zastosowanie magazynu energii elektrycznej pozwala na wykorzystanie zgromadzonych zasobów w sytuacjach, gdy aktualnie generowana energia nie wystarcza na pokrycie bieżącego zapotrzebowania. Natomiast zastosowa-

nie przekształtnika pełniącego rolę ładowarki do samochodu elektrycznego pozwala na zminimalizowanie strat energii i wykorzystanie baterii samochodu do zasilania wybranych odbiorników. Urządzenie daje możliwość zarządzania całą siecią mikroinstalacji, pozwalając na optymalne wykorzystanie energii. Natomiast podział odbiorników na priorytetowe i mniej priorytetowe umożliwi zasilanie najważniejszych urządzeń w sytuacjach kryzysowych.

Podsumowując, ciągły wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną, rozwój sektora fotowoltaicznego, rozwój technologii magazynowania energii, rozwój elektromobilności i coraz większe zainteresowanie zieloną energią mogą w przyszłości spowodować, że instalacje hybrydowe zastąpią instalacje on-grid.



Artykuł prezentowany w formie referatu podczas XXVI Sympozjum Naukowo-Technicznego „SEMAG 2022” w miejscowości Mysłakowice k. Jeleniej Góry w dniach 25–27 maja 2022 roku.

REKLAMA

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

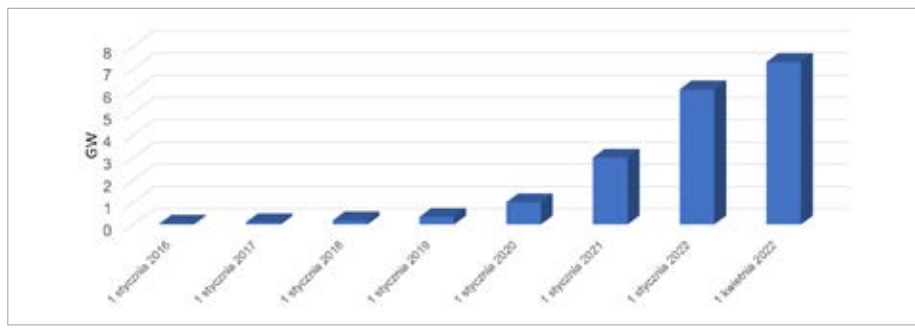
Certyfikacja instalatorów i badania odbiorcze instalacji PV

Wprowadzenie

Dynamiczny rozwój rynku instalacji fotowoltaicznych, wspierany różnymi programami finansowania, spowodował w ostatnich latach, że każdego roku powstaje duża liczba instalacji PV. Inwestycja w instalację fotowoltaiczną wiąże się nie tylko z ograniczeniem zużycia energii elektrycznej produkowanej przez konwencjonalne źródła wytwórcze, ale również z bezpieczną eksploatacją tych instalacji przez wiele lat [1, 2].

I Rozwój instalacji PV

W I kwartale 2022 r. Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych (OSD) przyłączyli do swoich sieci ponad 152 tysiące nowych mikroinstalacji o łącznej mocy ponad 1265 MW. Na koniec marca 2022 r. liczba wszystkich mikroinstalacji przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSD wyniosła łącznie ponad milion, a ich moc – ponad 7,3 GW. W trudnej sytuacji epidemicznej związanej z COVID-19, OSD w 2020 r. oraz 2021 r. przyłączyli do swoich sieci blisko 7-krotnie więcej mikroinstalacji niż w roku 2019 oraz ponad 5-krotnie więcej niż wynosi łączna liczba wszystkich mikroinstalacji przyłączonych w latach poprzednich. W samym tylko 2021 r. przyłączono ponad 396 tysięcy nowych mikroinstalacji o łącznej mocy ponad 3 GW. Dla porównania w 2020 r. liczba przyłączonych mikroinstalacji wyniosła 303 tysiące, a ich łączna moc – ponad 2 GW. W 2021 r. liczba mikroinstalacji wzrosła o ponad 86%, a moc zainstalowana mikroinstalacji w systemie elektroenergetycznym wzrosła o ponad 100%. W marcu 2022 r. przyłączono do sieci OSD blisko 75 tysięcy nowych mikroinstalacji o mocy ponad 621 MW. Przy utrzymaniu się obecnej dynamiki przyłączeń, na koniec 2022 r.



Rys. 1. Łączna moc instalacji PV przyłączonych przez OSD [3]

łączna moc mikroinstalacji może osiągnąć wartość ok. 10 GW [3].

I Budowa instalacji PV

Instalacja fotowoltaiczna składa się z modułów PV, inwertera(ów) PV, rozdzielnic DC z zabezpieczeniami oraz rozdzielnic AC z zabezpieczeniami. Nie możemy zapomnieć o właściwej konstrukcji, odpornej na warunki atmosferyczne, na której będą zamontowane panele fotowoltaiczne. Kolejnym ważnym elementem jest instalacja odgromowa i przeciwprzepięciowa, zapewniająca bezpieczną eksploatację instalacji. Więcej czytelnik może znaleźć w publikacjach [1, 2].

	Liczba mikroinstalacji przyłączonych przez OSD, [szt.]	Moc mikroinstalacji przyłączonych przez OSD, [GW]	Przyrost procentowy liczby mikroinstalacji r/r, [%]	Przyrost procentowy mocy mikroinstalacji r/r, [%]
Stan na 1 stycznia 2016	4080	0,030	–	–
Stan na 1 stycznia 2017	16173	0,102	296,40	240,65
Stan na 1 stycznia 2018	28778	0,183	77,94	78,78
Stan na 1 stycznia 2019	54214	0,343	88,39	87,34
Stan na 1 stycznia 2020	154426	0,992	184,85	189,30
Stan na 1 stycznia 2021	457443	3,007	196,22	203,09
Stan na 1 stycznia 2022	853958	6,071	86,62	101,68

Tab. 1. Liczba oraz moc mikroinstalacji przyłączonych przez OSD w poszczególnych latach [3]

I Certyfikacja instalatorów

W Dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania energii ze źródeł odnawialnych przewidziano system certyfikacji instalatorów OZE, a także akredytacji ośrodków prowadzących szkolenia instalatorów. Wymagania dyrektywy wdrożono do prawa polskiego Ustawą z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. z 2015 r. poz. 478 z późniejszymi zmianami).

Zgodnie z tą ustawą Urząd Dozoru Technicznego zajmuje się akredytowaniem organizatorów szkoleń i certyfikacją instalatorów [4]:

- » mikroinstalacji,
- » małych instalacji, których łączna moc zainstalowana elektryczna jest mniejsza niż 500 kW, albo o mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu nie większej niż 900 kW, w której łączna moc zainstalowana elektryczna jest mniejsza niż 500 kW,

STRESZCZENIE

Artykuł przedstawia podstawowe przepisy dotyczące certyfikacji instalatorów oraz badań odbiorczych instalacji PV.

Słowa kluczowe: mikroinstalacje, mierniki PV, certyfikacja.

» instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej cieplnej nie większej niż 600 kW dla następujących rodzajów odnawialnych źródeł energii: kotłów i pieców na biomasę, systemów fotowoltaicznych, słonecznych systemów grzewczych, pomp ciepła, płytowych systemów geotermalnych.

W ustawie o odnawialnych źródłach energii definicje mikroinstalacji i małej instalacji są następujące [4]:

» mikroinstalacja – 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,

» 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.

Szczegółowe uregulowania prawne w zakresie certyfikacji instalatorów i akredytacji organizatorów szkoleń zawarte są w odpowiednich aktach wykonawczych do ustawy o odnawialnych źródłach energii, w szczególności w Rozporządzeniu Ministra Aktywów Państwowych z dnia 25 lutego 2020 r. w sprawie szczegółowych warunków udzielania akredytacji organizatorom szkoleń w zakresie odnawialnych źródeł energii oraz szkoleń i egzaminów dla osób ubiegających się o wydanie lub przedłużenie ważności certyfikatu (Dz.U. z 2020 r. poz. 348).

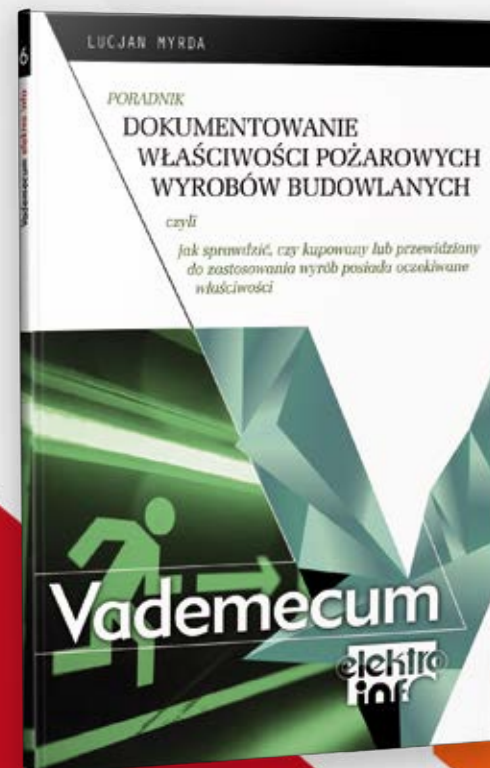
Certyfikat wydawany przez Urząd Dozoru Technicznego potwierdza posiadanie kwalifikacji do instalowania następujących rodzajów instalacji odnawialnych źródeł energii: kotłów i pieców na biomasę, systemów fotowoltaicznych, słonecznych systemów grzewczych, pomp ciepła, płytowych systemów geotermalnych.

Certyfikat wydaje się na 5 lat. Ważność certyfikatu będzie można przedłużyć na okres kolejnych 5 lat, po spełnieniu określonych wymagań. Aby uzyskać certyfikat instalatora odnawialnych źródeł energii, instalator musi spełnić wymagania określone w art. 136 Ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. z 2015 r. poz. 478 z późniejszymi zmianami).

I Badanie instalacji PV

Badanie każdej instalacji fotowoltaicznej – podobnie jak przy odbiorczych badaniach instalacji elektrycznych niskiego napięcia – należy rozpocząć od oględzin. Oględziny są inspekcją instalacji wykonywaną w celu sprawdzenia poprawności doboru i montażu poszczególnych elementów instalacji fotowoltaicznych oraz zgodności z dokumentacją projektową. Podstawą oględzin są wymagania normy PN-HD 60364-6 *Instalacje elektryczne niskiego napięcia. Część 6: Sprawdzanie* z uwzględnieniem dodatkowych aspektów związanych głównie z instalacją prądu stałego i inwerterem, do których należą między innymi: sprawdzenie, czy instalacja została wykonana z elementów dopuszczonych do użytku na terenie Unii Europejskiej, zgodnych z wymaganiami odpowiednich przepisów, instalacja została prawidłowo zainstalowana, dobrano prawidłowe środki ochrony przed porażeniem prądem elektrycznym, a także prawidłowe środki zabezpieczające przed uszkodzeniem izolacji oraz prawidłowo dobrano zabezpieczenia nadprądowe. Oględzinom podlegają także elementy instalacji uziemiającej, środki ochrony odgromowej i przeciwprzepięciowej. Należy też sprawdzić,

REKLAMA



Lucjan Myrda

Poradnik. Dokumentowanie właściwości pożarowych wyrobów budowlanych

Jak sprawdzić, czy kupowany lub przewidziany do zastosowania wyrób posiada oczekiwane właściwości?

Stan prawny: lipiec 2022

Poradnik skierowany jest do wszystkich uczestników procesu budowlanego: projektantów, architektów, inspektorów nadzoru inwestorskiego, osób nadzorujących procesy budowlane, kierowników budów i robót, wykonawców robót budowlanych, służb inwestorskich, organów rozstrzygających spory i inspektorów nadzoru budowlanego. Mogą z niego korzystać również funkcjonariusze pionu kontrolno-rozpoznawczego Państwowej Straży Pożarnej, rzeczoznawcy do spraw zabezpieczeń przeciwpożarowych i rzeczoznawcy budowlani oraz inne osoby zajmujące się na co dzień sprawami ochrony przeciwpożarowej budynków i budowli, a także przedstawiciele firm działających w tej dziedzinie.

WYDANIE ELEKTRONICZNE

Cena regularna: **36 zł**

Cena dla prenumeratorów elektro.info: **33 zł**

WYDANIE PAPIEROWE

Cena regularna: **39,90 zł**

Cena dla prenumeratorów elektro.info: **36 zł**

zamów na:

WYDAWNICZY.PL

czy dokonano poprawnego doboru elementów składowych układu po stronie DC [5].

Po stronie AC instalacji fotowoltaicznej należy sprawdzić możliwości odizolowania inwertera, prawidłową konfigurację sieci, ustawienia inwertera oraz ochronę przeciwporażeniową. Bardzo ważną rolę odgrywa też prawidłowe oznaczenie elementów składowych instalacji (a w szczególności kluczowych wyłączników!) etykietami z nazwą elementu oraz miejsc, gdzie może utrzymywać się niebezpieczne napięcie (etykiety z ostrzeżeniami). W rozdzielnicach fotowoltaicznych powinny znaleźć się też schematy instalacji, dane kontaktowe elektroinstalatora/konserwatora, opisy procedur wyłączenia instalacji i postępowania w razie awarii. Wszystkie te oznaczenia powinny być wykonane i przytwierdzone w sposób gwarantujący ich trwałość i czytelność. Jeśli w czasie oględzin stwierdzono odstępstwa od projektu, ale mieszczą się one w granicach dopuszczalnych przez odpowiednie przepisy, należy zaktualizować dokumentację powykonawczą, by odzwierciedlała ona stan faktyczny [6].

Prawidłowe wykonanie oględzin, choć w praktyce często bagatelizowane, może uchronić przed dopuszczeniem do eksploatacji nieprawidłowo wykonanej instalacji oraz przyczynić się do sprawniejszego przebiegu akcji gaśniczej czy ratunkowej w razie awarii instalacji. Dodatkowo wyniki oględzin pozwalają także prawidłowo dobrać parametry pomiarowe, a więc rzetelnie i miarodajnie sprawdzić bezpieczeństwo i parametry pracy instalacji [5].

Oprócz wspomnianej wieloarkuszowej PN-HD 60364, podstawą sprawdzenia instalacji są najczęściej wieloarkuszowe normy **PN-EN IEC 61730** *Ocena bezpieczeństwa modułu fotowoltaicznego (PV)* oraz **PN-EN 62446** – wersja angielska *Systemy fotowoltaiczne (PV)*.

Wieloarkuszowa norma **PN-EN 62446** definiuje sposób i zakres kontroli bezpieczeństwa instalacji fotowoltaicznych. Pomiary pozwalają na określenie nie tylko bezpieczeństwa, ale również efektywności danej instalacji i jej elementów. Norma dzieli badania na testy kategorii 1 i 2 oraz testy dodatkowe [6].

PN-EN 62446-1:2016-08 E *Systemy fotowoltaiczne (PV). Wymagania dotyczące badań, dokumentacji i utrzymania. Część 1: Systemy podłączone do sieci. Dokumentacja, odbiory i nadzór.* Niniejsza część normy 62446 w wersji językowej angielskiej definiuje zakres wymaganych informacji oraz dokumentacji, która powinna być udostępniona klientowi po zakończeniu instalacji systemu PV przyłączonego do sieci elektroenergetycznej. Norma opisuje również testy odbiorcze, kryteria kontroli oraz dokumentację, której należy oczekiwać w celu weryfikacji, czy instalacja została wy-

konana w sposób bezpieczny i czy system pracuje poprawnie. Dokument może być również wykorzystywany w celu okresowych kontroli systemu. Niniejsza część normy 62446 została opracowana dla systemów przyłączonych do sieci elektroenergetycznej niewykorzystujących: elementów magazynujących energię (np. akumulatorów) oraz systemów hybrydowych. Poprzez uszczegółowienie spodziewanego minimum testów odbiorczych oraz kryteriów nadzoru, może być ona również pomocna przy weryfikacji/kontroli systemu PV, przyłączonego do sieci zarówno bezpośrednio po jego zainstalowaniu, jak i podczas kolejnych testów, w procesie utrzymania systemu czy też jego modyfikacji.

PN-EN IEC 61730-1:2018-06 PL *Ocena bezpieczeństwa modułu fotowoltaicznego (PV). Część 1: Wymagania dotyczące konstrukcji.* W niniejszej części normy 61730 określono i opisano podstawowe wymagania konstrukcyjne dla modułów fotowoltaicznych (PV) w celu zapewnienia bezpiecznej eksploatacji elektrycznej i mechanicznej. Przedstawiono szczegółowe zagadnienia mające na celu ocenę zapobiegania porażeniu elektrycznemu, zagrożeniom pożarowym i obrażeniom ciała spowodowanym narażeniami mechanicznymi i środowiskowymi. W części 1. IEC 61730 odniesiono się do konkretnych wymagań konstrukcyjnych. Natomiast w części 2. IEC 61730 określono wymagania dotyczące badań. W niniejszej wielośćściowej Normie Międzynarodowej ustalono wymagania IEC dotyczące modułów fotowoltaicznych do zastosowań naziemnych przeznaczonych do ich długotrwałej eksploatacji w naturalnych warunkach zewnętrznych. Niniejszą normę stosuje się do wszystkich materiałów używanych w naziemnych modułach płaskich, takich jak moduły z krystalicznego krzemu czy moduły cienkowarstwowe. Zastosowanie modułów PV objętych niniejszą normą ograniczone jest do maksymalnego napięcia prądu stałego systemu, które wynosi 1500V. W niniejszej Normie Międzynarodowej określono wymagania podstawowe dla różnych zastosowań modułów PV, ale nie można uważać, że uwzględniono w niej wszystkie przepisy krajowe czy regionalne. Niniejsza Norma Międzynarodowa nie odnosi się do szczególnych wymagań dla produktów, które łączą moduł PV ze sprzętem do konwersji mocy, elektroniką służącą do monitorowania lub kontroli, takich jak zintegrowane falowniki, konwertery lub wymagań dotyczących funkcji odłączających wyjścia. Niniejszą Normę Międzynarodową opracowano, aby zapewnić spójność z sekwencjami badań w normie wielośćściowej IEC 61215, tak że pojedynczy zestaw próbek może być wykorzystany do przeprowadze-

nia zarówno oceny bezpieczeństwa, jak i kwalifikacji konstrukcji modułu fotowoltaicznego. Celem niniejszej Normy Międzynarodowej jest określenie wymagań dotyczących konstrukcji modułów fotowoltaicznych w odniesieniu do bezpieczeństwa. Wymagania te mają na celu zminimalizowanie niewłaściwego zastosowania i niewłaściwego użytkowania modułów PV lub uszkodzenia ich komponentów, które mogłyby spowodować pożar, porażenie elektryczne i obrażenia ciała. Zaleca się, aby dodatkowe wymagania konstrukcyjne – określone w odpowiednich normach ISO lub w przepisach krajowych czy lokalnych, regulujących instalację i użytkowanie modułów fotowoltaicznych w miejscach przeznaczenia – były brane pod uwagę jako uzupełnienie wymagań zawartych w niniejszej normie [7].

PN-HD 60364-7-712:2016-05 PL *Instalacje elektryczne niskiego napięcia. Część 7-712: Wymagania dotyczące specjalnych instalacji lub lokalizacji. Fotowoltaiczne (PV) układy zasilania.* Niniejsza norma dotyczy instalacji elektrycznej systemów fotowoltaicznych przeznaczonych do zasilania całości lub części instalacji i/lub wytwarzania energii elektrycznej do sieci. Norma PN-HD 60364-7-712 dotyczy wyposażenia systemów PV i podobnie jak to ma miejsce w przypadku każdego innego elementu wyposażenia instalacji elektrycznej, odnosi się do jego doboru i stosowania w instalacji elektrycznej. Instalacja elektryczna systemu PV zaczyna się od modułu PV lub zestawu modułów połączonych szeregowo kablami dostarczonymi przez producenta modułów i doprowadzonych do instalacji odbiorcy lub sieciowego punktu zasilania. Wymagania zawarte w dokumencie dotyczą: systemów PV do zasilania instalacji niepołączonej z siecią, systemów PV zasilających instalację równoległą do zasilania sieciowego, systemów PV zasilających instalację jako alternatywne w stosunku do sieci źródło zasilania oraz odpowiedniej kombinacji wyżej wymienionych. Rozważane są wymagania dotyczące systemów PV z bateriami lub innymi zasobnikami energii [7].



literatura do artykułu na
elektro.info.pl

ABSTRACT

Installer Certification and Acceptance Tests PV Installations – Introduction

The article presents the basic rules for certification of installers and acceptance tests PV installations.

Keywords: micro installations, PV meters, certification.

ROZWIĄZANIA I PRODUKTY DO FOTOWOLTAIKI

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

LOVATO Electric Sp. z o.o.

tel +48 71 7979 010

info@LovatoElectric.pl

www.LovatoElectric.pl



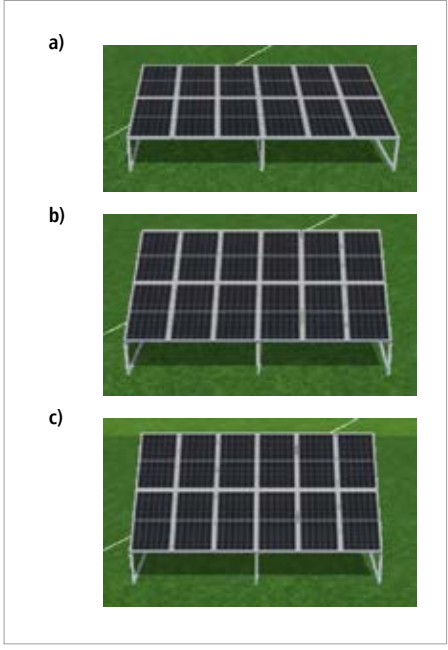
Lovato
electric

ENERGY AND AUTOMATION

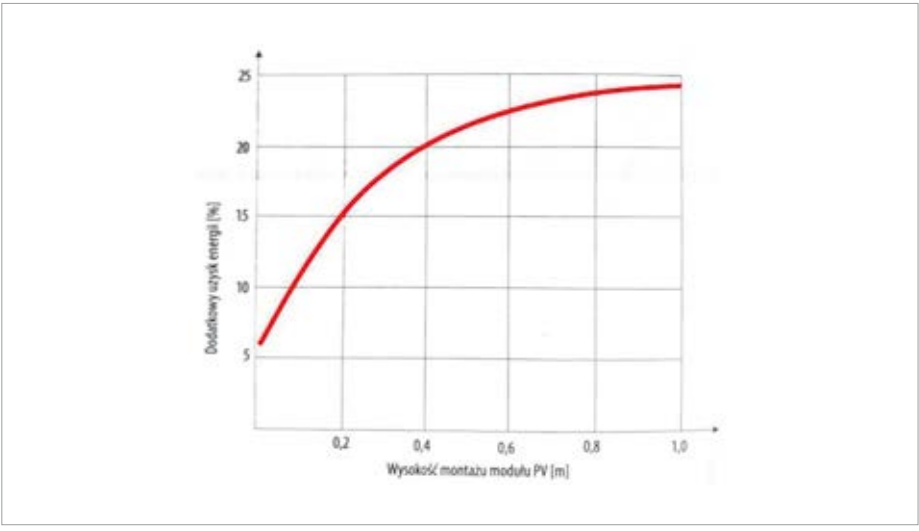
Zwiększenie produkcji energii w generatorach fotowoltaicznych poprzez zastosowanie technologii bifacjalnej

Energetyka słoneczna w Polsce w ostatnich latach dynamicznie się rozwija. Obok rozwiązań konwencjonalnych odbiorcy poszukują nowych, bardziej efektywnych. To, że ogniwo fotowoltaiczne zdolne jest do pracy dwustronnej, wiadomo w zasadzie od jego odkrycia. Moduły dwustronne były przez długi czas zbyt drogie, aby ekonomicznie uzasadnione było ich powszechne stosowanie. Jednak obecnie ceny ogniw monofacjalnych (jednostronnych) oraz bifacjalnych (dwustronnych) znacznie się zbliżyły, co spowodowało zwiększone zainteresowanie ogniwami wykonanymi w technologii bifacjalnej.

Technologia bifacjalna może być używana w wielu zastosowaniach, w których tradycyjna technologia monofacjalna nie byłaby tak efektywna. Na przykład pionowy montaż może być korzystny pod względem zwiększenia generacji energii z PV w ograniczonych przestrzennie miejscach. W zastosowaniach komercyjnych można wykorzystać pionowe ogniwa na instalacjach ekranów dźwiękochłonnych przy autostradach czy liniach kolejowych albo jako ogrodzenia i płoty, np. na terenach zielonych. Brakuje jednak metodologii, która umożliwiałaby precyzyjne przewidywanie zysków energii



Rys. 2. Układ modułów bifacjalnych w przeprowadzonej symulacji, azymut 0°, inklinacja: a) 10°, b) 30°, c) 40° Źródło: opracowanie własne w programie PV*SOL Premium



Rys. 1. Zależność dodatkowego zysku z modułu bifacjalnego od odległości od podłoża [15]

w warunkach eksploatacyjnych. Wyniki przedstawionych w dalszej części artykułu symulacji próbują wskazać ilościowo potencjalne zyski z wyboru technologii bifacjalnych w różnych lokalizacjach.

Fotowoltaiczne moduły bifacjalne

Technologia bifacjalna powstała jako konsekwencja struktury i właściwości niektórych typów ogniw, umożliwiając wykorzystanie do wytwarzania energii elektrycznej promieni słonecznych padających z obu stron ogniwa. Pierwsze krzemowe ogniwo wyprodukowane zostało w 1964 r. w Bell Labs jako struktura IBC (ang. *Integrated Back Contact*) typu n [7]. Budowa tego ogniwa pozwalała także na pracę w trybie dwustronnym. Również Japończyk Hiroshi Mori [11] oraz Rosjanin Zaitsev i Fedo-

seeva [2] pracowali równocześnie nad tą technologią. W latach 60. XX wieku Mori opatentował ogniwo ze złączem p-n po obu stronach płytki krzemowej typu n, tworząc tym samym strukturę p+ np+. Wskazał także na możliwość obustronnego oświetlenia ogniwa w celu konwersji energii słonecznej. Rozwój technologii

STRESZCZENIE

W artykule zamieszczono porównanie produkcji energii elektrycznej z zastosowaniem generatorów fotowoltaicznych wykonanych w technologii mono- i bifacjalnej na różnych podłożach. W każdym przypadku zaobserwowano wzrost produkcji energii. Zawarto również podstawowe informacje dotyczące technologii bifacjalnej.

Słowa kluczowe: fotowoltaika, moduły bifacjalne, instalacje fotowoltaiczne.

dwustronnej łączy się z działalnością Hiszpana Cuevasa. Nie jest on wynalazcą tej technologii, jednak jako pierwszy zaprezentował ogniwo o wydajności 12,7% o powierzchni 4 cm² [5]. Pierwsza publikacja na temat technologii bifacjalnej ukazała się już w 1977 r. z okazji Pierwszej Europejskiej Konferencji nt. Fotowoltaicznej Energii Słonecznej w Luksemburgu; ogniwa miały wydajność ok. 7%. Technologia IBC została opisana w 1977 r. przez Lammerta i Schwartza, którzy zaproponowali przesunięcie obszaru emitera na tylną stronę, jednocześnie dokonując pasywacji. Konstrukcja komory koncentratora podobna do IBC została zaprezentowana również na konferencji w Luksemburgu przez Chianga. Urządzenie z tylnym złączem miało drugie złącze p-n na przedniej powierzchni, zwykle pozostawione pływające, aby pomóc w pasywacji powierzchni. Rok później zasugerowano zastąpienie go jednobiegunowym złączem z przodu. Te trzy ogniwa ze złączem tylnym były źródłem inspiracji dla dwuwarstwowych ogniw słonecznych [5]. Cuevas i inni wykazali, że wzrost wytwarzania energii elektrycznej do 50% można uzyskać poprzez jednoczesne zbieranie promieniowania bezpośredniego oraz albedo z dachu i otoczenia wokół modułu za pomocą urządzenia koncentrującego, które zwiększa promieniowanie albedo. W związku z tym wykazano, że dwustronne ogniwa słoneczne mogą zwiększyć gęstość mocy modułów PV w porównaniu z ogniwami monofacjalnymi, przy jednoczesnym zmniejszeniu obszaru instalacji.

Najczęściej w technologii dwustronnej stosowane są trzy zasadnicze struktury: PERC (ang. *Passivated Emitter and Rear Cell*), PERT (ang. *Passivated Emitter Rear Cell Totally Diffused*) i HIT (ang. *Heterojunction with Intrinsic Thin layer*). Każda z nich ma inny poziom dwustronności. Bifacjalność określa się jako stosunek pomiędzy wydajnością tylnej strony ogniwa a wydajnością ogniwa przedniego, który odpowiada stosunkowi mocy wyjściowej z tylnej strony do przedniej w warunkach laboratoryjnych STC (*Standard Test Conditions*). Struktury HIT i n-PERT są najbardziej efektywne, ponieważ charakteryzują się ponad 90-proc. obustronnością. W przypadku PERC jest to ok. 70% [2].

W technologii bifacjalnej następuje potrzeba wykonania przezroczystej powłoki tylnej modułu. Wykorzystuje się do tego dodatkową warstwę szkła lub przezroczyste osłony odporne na promieniowanie UV. Ten rodzaj hermetyzacji zwiększa izolację termiczną na tylnej stronie ogniwa, co zapewnia niższą temperaturę pracy

Rodzaj powierzchni	Współczynnik albedo
Świeży asfalt	0,02 ÷ 0,04
Zużyty asfalt	0,12
Piasek	0,15 ÷ 0,45
Piach pustylny	0,30 ÷ 0,40
Las iglasty (latem)	0,08 ÷ 0,15
Drzewa liściaste	0,15 ÷ 0,18
Tundra	0,18 ÷ 0,25
Zielona trawa	0,20 ÷ 0,25
Płody rolne	0,18 ÷ 0,25
Goła gleba	0,17
Otwarty ocean	0,06
Śnieg	0,40 ÷ 0,90
Świeży śnieg	0,80 ÷ 0,90
Łód oceaniczny	0,50 ÷ 0,70

Tab. 1. Wartość współczynnika albedo dla typowych powierzchni (na podstawie [13])

Nachylenie płaszczyzny		Zachód			Południe			Wschód
		270°	240°	210°	180°	150°	120°	
Pion	90°	51%	62%	69%	72%	70%	63%	52%
	80°	58%	71%	80%	82%	80%	71%	51%
	70°	65%	78%	87%	90%	87%	79%	65%
	60°	71%	84%	93%	96%	94%	85%	72%
	50°	76%	89%	97%	99%	98%	89%	77%
	40°	80%	92%	99%	100%	99%	92%	81%
	30°	83%	93%	99%	100%	100%	93%	84%
	20°	85%	93%	97%	99%	97%	93%	86%
	10°	87%	90%	93%	95%	94%	91%	87%
Poziom	0°	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%

Tab. 2. Produkcja energii z instalacji PV w odniesieniu do azymutu i inklinacji (na podstawie [12])

w porównaniu z ogniwami monofacjalnymi. Ponadto szczelność zapobiega niebezpiecznemu wnikananiu wody do wnętrza modułu, przeciwdziałając degradacji [10]. W przypadku budowy szkło-szkło ciężar pojedynczego modułu jest większy, a moduł sztywniejszy i trwalszy, koszty produkcji jednak wzrastają [1]. W celu ograniczenia powierzchni wpływającej niekorzystnie na uzysk z tylnej strony modułu konieczne jest wprowadzenie zmian konstrukcyjnych, np. zmiana miejsca puszkii przyłączeniowej, która standardowo znajduje się na tylnej części modułu.

Parametry pracy

Moc wyjściowa tylnej powierzchni modułu zależy od albedo gruntu i jego bezpośredniego otoczenia, konfiguracji modułu i warunków meteorologicznych. Z zacienionego obszaru na ziemi moduł przechwytuje tylko promieniowanie rozproszone. W obszarze nie-

zacienionym natomiast odbija także promieniowanie bezpośrednie, wpływające na tylną stronę modułu typu bifacjalnego. W celu zmaksymalizowania produkcji energii z paneli wykonanych w technologii bifacjalnej istotne są nie tylko ww. aspekty, ale także odległość międzyrzędowa modułów. Istotne jest to z powodu możliwości powstawania dodatkowego cienia wskutek samozacienienia modułów. Optymalizacja uzysków staje się bardziej złożona – technologia monofacjalna nie jest tak wrażliwa na układ samej instalacji.

Podstawowe zalety zastosowania modułów bifacjalnych:

- » zwiększona gęstość mocy modułów w porównaniu z modułami monofacjalnymi,
- » zmniejszenie kosztów związanych z obszarem zajmowanym przez systemy PV,
- » spadek temperatury pracy ogniwa i odpowiadającemu mu wzrostu maksymalnej mocy wyjściowej z powodu zmniejszonej absorpcji

podczerwieni w przypadku braku tylnej metalizacji aluminium.

Dokładne przewidywanie rocznych uzysków z zainstalowanej mocy instalacji fotowoltaicznej jest kluczowe w prawidłowym projekcie systemu wytwórczego. Potrzebne są znormalizowane charakterystyki elektryczne wykorzystywanych modułów. Tu zaczynają się przeszkody dla technologii bifacialnej. Wszystkie standardowe ogniwa fotowoltaiczne charakteryzują się znormalizowaną krzywą działania, uzyskaną i opracowaną w warunkach STC: promieniowanie wynoszące 1 kW/m², temperatura robocza 25°C, brak wiatru i współczynnik masy powietrza równy 1,5. Standaryzacja pozwala na komercyjne porównanie modułów. Charakterystyka dwustronnych modułów wiąże się z wieloma komplikacjami i jest znacznie trudniejsza ze względu na trudny szacunkowy pomiar uzysku z tylnej powierzchni. Obecnie wciąż brakuje powszechnej procedury uwzględniającej dodatkowe dane wejściowe umożliwiające oszacowanie ogólnej wydajności modułu bifacialnego. Niektórzy producenci stosują metodę tzw. flashingu przedniej strony modułu maszyną błyskową lub sy-

mulatorem słońca oraz oklejaniem tylnej strony czarną folią. Podczas testu błysku moduł wystawiany jest na krótki (od 1 ms do 30 ms) i jasny (100 mW/cm²) błysk światła z lampy łukowej wypełnionej ksenonem [6]. Inną metodą jest oddzielne określenie wydajności strony przedniej i tylnej modułu. Oba testy przeprowadzane są w warunkach STC poprzez przykrycie jednej powierzchni nieodbłaskową warstwą arkusza przy jednoczesnym oświetlaniu drugiej [3]. Trzecia opcja to jednoczesne oświetlenie obu stron modułu za pomocą symulatora podwójnego słońca i pomiar parametrów krzywej prądowo-napięciowej w różnych warunkach oświetlenia tylnego [10].

Rynek fotowoltaiczny podejmuje szereg wysiłków, których celem jest ustanowienie międzynarodowych standardów testowania modułów dwustronnych, mimo tak szerokiej obecności różnorodności proceduralnej. Usystematyzowanie standaryzacji może znacznie przyczynić się do zwiększenia masowej produkcji i wdrażania modułów bifacialnych. Międzynarodowa komisja elektrotechniczna wprowadziła normę IEC TS 60904-1-2:2019, opisującą pro-

cedurę pomiaru charakterystyki prądowo-napięciowej (I–V) dwustronnych modułów fotowoltaicznych w symulowanym lub naturalnym świetle słonecznym. Ma ona zastosowanie do pojedynczych ogniw fotowoltaicznych, sekcji oraz całości jednego modułu PV, określa także dodatkowe wymagania dotyczące pomiarów krzywej I–V modułów w technologii bifacialnej [8].

Od czasu powstania koncepcji modułów bifacialnych powstało wiele zastosowań bazujących na ich bezpośrednich zaletach. Przykładowo, zaproponowano integrację modułów dwustronnych z rosyjskimi satelitami w latach 70. Przewagą ich zastosowania w kosmosie nad technologią tradycyjną jest fakt zwiększonego wykorzystania padających promieni słonecznych i albedo Ziemi oraz niska absorpcja podczerwieni. Na obecnej Międzynarodowej Stacji Kosmicznej nadal zainstalowane są moduły bifacialne o mocy 10 kW, z udowodnionym wzrostem wytwarzania energii do 20% [4]. Kolejnym zastosowaniem tej technologii jest użycie w postaci ekranów dźwiękochłonnych przy torach kolejowych i autostradach [10]. Pierwsza wielkoskalowa elektrownia fotowoltaiczna z wykorzystaniem modułów dwustronnych powstała w 2013 r. w Japonii. Miasto Hokuto zostało zasilone elektrownią o łącznej mocy 1,25 MW. Obecnie liderem instalacji z zastosowaniem technologii bifacialnej są Chiny.

Instalacja z panelami bifacialnymi

W rzeczywistych warunkach pracy modułu panele wystawione są na wiele czynników zewnętrznych. Najważniejszym jest chwilowa ilość promieniowania słonecznego. Wpływa ona również na temperaturę pracy ogniwa, której wzrost zmniejsza sprawność ogniwa.

Albedo wyraża się jako stosunek światła odbitego (rozproszonego) od powierzchni, to bezwymiarowa wielkość z przedziału od 0 do 1. Zero oznacza czarną powierzchnię pochłaniającą całe promieniowanie, natomiast jedność wyraża powierzchnię zdolną do odbicia 100% padającego na nią promieniowania do przestrzeni padania. To stosunkowo prosta definicja, jednak wartość albedo zależna jest od implikacji fizycznych określonej powierzchni: albedo rzeczywiste różnić się może w skalach czasowych – od międzyrocznej, sezonowej, dziennej do nawet minutowej – w zależności od parametrów atmosferycznych i warunków oświetleniowych. Typowe wartości dla najczęściej spotykanych materiałów przedstawiono w **tabeli 1**. Znajomość współczynnika albedo jest szczególnie istotna

Parametry symulacyjne		Jednostka
Komponenty	Moduły fotowoltaiczne	
	Symulacje w technologii bifacialnej	
	model	LG 385 N2T-A5 bifacial
	moc nominalna	385 [Wp]
	Symulacje w technologii monofacialnej	
	model	LG 385 N1C-E6
	moc nominalna	385 [Wp]
	Inwerter	
	model	Fronius Symo 4.5-3-M
	moc nominalna	4,5 [kW AC]
	liczba	1 [sztł]
	zakres pracy	150–800 [V]
stosunek DC/AC	1,03 [-]	
System fotowoltaiczny	Parametry podstawowe	
	konstrukcja	gruntowa
	wysokość nad gruntem	0,8 [m]
	liczba modułów	12 [sztł]
	moc nominalna (STC)	4620 [Wp]
	układ bazowy	1 łańcuch × 12 modułów szeregowo
	Parametry w układzie normalnej pracy	
	Pmpp	4213 [Wp]
	Umpp	442 [V]
	Impp	9,5 [A]
	powierzchnia modułów	25,4 [m²]

Tab. 3. Podstawowe dane wejściowe do przeprowadzonych symulacji

Warszawa						
Bifacial			Monofacial		Natężenie promieniowania, w [kWh/m²]	
albedo 20%			albedo nieuwzględniane			
Kąt nachylenia	ALBEDO 20% uzysk roczny ogółem, w [kWh]	Natężenie promieniowania, w [kWh/kWp]	MODUŁ MONOFACJALNY uzysk roczny ogółem, w [kWh]	Natężenie promieniowania, w [kWh/kWp]	strony przedniej	strony tylnej
10°	4739	1026	4505	975	1063	540
30°	4979	1078	4700	1017	1063	519
40°	4924	1066	4593	994	1063	528
albedo 80%						
Kąt nachylenia	ALBEDO 80% uzysk roczny ogółem, w [kWh]	Natężenie promieniowania, w [kWh/kWp]				
10°	5310	1149				
30°	5570	1206				
40°	5500	1190				

Tab. 4a Kluczowe wyniki symulacji – Warszawa (badania własne)

Oslo						
Bifacial			Monofacial		Natężenie promieniowania, w [kWh/m²]	
albedo 20%			albedo nieuwzględniane			
Kąt nachylenia	ALBEDO 20% uzysk roczny ogółem, w [kWh]	Natężenie promieniowania, w [kWh/kWp]	Moduł monofacjalny	Natężenie promieniowania, w [kWh/kWp]	strony przedniej	strony tylnej
10'	4153	899	3933	851	898	446
30°	4510	976	4259	922	898	412
40°	4518	978	4224	914	898	413
albedo 80%						
Kąt nachylenia	ALBEDO 80% uzysk roczny ogółem, w [kWh]	Natężenie promieniowania, w [kWh/kWp]				
10°	4666	1010				
30°	5010	1084				
40°	5030	1089				

Tab. 4b Kluczowe wyniki symulacji – Oslo (badania własne)

Lizbona						
Bifacial			Monofacial		Natężenie promieniowania, w [kWh/m²]	
albedo 20%			albedo nieuwzględniane			
Kąt nachylenia	ALBEDO 20% uzysk roczny ogółem, w [kWh]	Natężenie promieniowania, w [kWh/kWp]	Moduł monofacjalny	Natężenie promieniowania, w [kWh/kWp]	strony przedniej	strony tylnej
10°	7430	1608	7130	1543	1707	871
30°	7910	1712	7560	1637	1707	871
40°	7910	1712	7510	1626	1707	858
albedo 80%						
Kąt nachylenia	ALBEDO 80% uzysk roczny ogółem, w [kWh]	Natężenie promieniowania, w [kWh/kWp]				
10°	8260	1788				
30°	9030	1954				
40°	8840	1913				

Tab. 4c Kluczowe wyniki symulacji – Lizbona (badania własne)

w przypadku zastosowania instalacji z panelami bifacialnymi wykorzystującymi również promieniowanie odbite.

Orientacja modułów, ich kąt nachylenia oraz odległości międzyrzędowe w warunkach rzeczywistych często definiowane są na podsta-

wie możliwości obiektu lub terenu, na którym planowana jest dana instalacja fotowoltaiczna. Odbija się to z uwzględnieniem technicznych możliwości oraz praktyk dobrego projektowania instalacji, przy dążeniu do optymalnych uzysków. W idealnym przypadku azymut instalacji to 0°, co odpowiada kierunkowi południowemu na półkuli północnej.

Inklinacja determinowana jest zwykle poprzez istniejący kąt nachylenia np. połąci dachowej. Idealnym nachyleniem jest jednak to, które pozwala na prostopadłe odbicie promieni słonecznych na powierzchni ogniwa fotowoltaicznego, co zapewnia najefektywniejszą jego pracę – konwersję energii słonecznej na energię elektryczną. Najkorzystniejszy kąt nachylenia różni się zależnie od długości geograficznej lokalizacji instalacji oraz pory roku. **Tabela 2.** przedstawia szacowany procentowy uzysk z instalacji, z uwzględnieniem jej azymutu oraz kąta nachylenia. Odnosi się do uśrednionych warunków w Polsce. Optymalny kąt nachylenia w Polsce to przedział 20°÷50°. W przypadku instalacji położonych dokładnie w kierunku południowym jest to nawet przedział 10°÷60°. Im wyższy kąt nachylenia, tym mniejszy uzysk, wykluczając instalację zlokalizowaną na zerowym nachyleniu. Odwrotna sytuacja jest jednak w przypadku instalacji ukierunkowanych na zachód lub wschód – wówczas za lepsze rozwiązanie uważa się możliwość najmniejszą inklinację ułożenia modułów. Dzięki takiemu rozwiązaniu słońce operuje na takiej połąci znacznie dłużej w skali dnia.

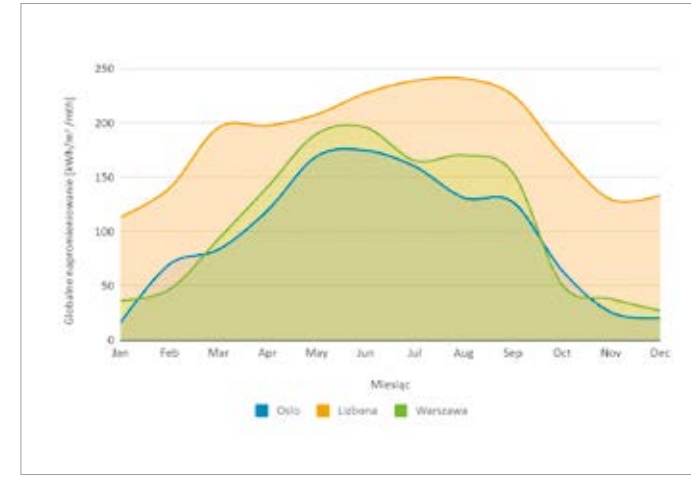
Symulacja instalacji

Do przeprowadzenia symulacji zastosowano program PVSyst 7.0 [14]. Dla odliczeń z zastosowaniem modułów dwustronnych tok postępowania podobny jest do konwencjonalnych, monofacialnych modułów fotowoltaicznych, z uwzględnieniem zwiększonej ekspozycji na promieniowanie dochodzące do tylnej części modułu. Zwiększone skuteczne promieniowanie definiowane jest poprzez:

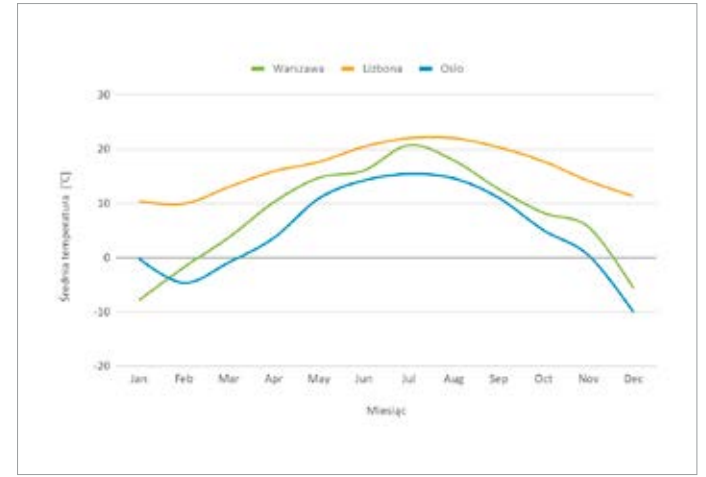
$$E_{\text{eff,modul}} = E_{\text{eff,front}} + E_{\text{tyl}} = E_{\text{eff,front}} + E_{\text{grunt}} \cdot VF \cdot GA / CA$$

gdzie:

$E_{\text{eff,modul}}$ – energia całkowita,
 $E_{\text{eff,front}}$ – energia przedniej strony modułu,
 E_{tyl} – energia tylnej strony modułu,
 E_{grunt} – natężenie promieniowania odbitego od podłoża,
 VF – współczynnik widoku,
 GA – powierzchnia gruntu,
 CA – powierzchnia modułów.



Rys. 4. Globalne optimum promieniowania dla rozpatrywanych miast – opracowanie własne na podstawie danych meteorologicznych z PVGIS



Rys. 5. Średnie miesięczne temperatury w rozpatrywanych lokalizacjach – opracowanie własne na podstawie danych meteorologicznych z PVGIS

Obliczanie ilości promieniowania z tylnej strony modułu bifacialnego zależne jest od sposobu konstrukcji modułu i jego nachylenia:

- 1) dla systemów równoległych do dachu bądź zintegrowanych z fasadą BIPV nie uwzględnia się promieniowania na tylnej stronie;
- 2) dla rzędów modułów ustawionych pionowo bądź gdy kąt nachylenia przekracza 80° nasłonecznienie zarówno przedniej, jak i tylnej strony obliczane jest za pomocą zwykłych modeli promieniowania;
- 3) dla podwyższonych, pochylonych rzędów modułów promieniowanie z przodu liczone jest jak dla konwencjonalnych modułów PV, a z tyłu składowe całkowitego promieniowania to promieniowanie odbite od podłoża, promieniowanie odbite od modułów sąsiadujących oraz proporcja promieniowania rozproszonego i bezpośredniego, które jest w stanie dotrzeć do tylnej strony modułu.

W **tabeli 3.** przedstawiono najważniejsze dane wejściowe wykorzystane w symulacji systemu współpracującego z siecią elektroenergetyczną. W celu uzyskania możliwie najbardziej zbliżonych wyników porównawczych między konstrukcjami monofacialnymi a bifacialnymi zastosowano moduły tego samego producenta i tej samej mocy. Falownik we wszystkich symulacjach został dobrany zgodnie z zasadami projektowania systemów fotowoltaicznych na terenie Polski. Taki dobór determinowany jest przede wszystkim przewidywanym uzyskiem rocznym wyrażonym w kWh na rozpatrywanym terenie. Podana moc inwertera (4,5 kW) odnosi się do mocy maksymalnej, jaką może on przekonwertować po stronie prądu zmiennego. Wysokość instalacji ponad gruntem określona została jako stała wartość 0,8 m. Badania wykazują to jako optymalną odległość.

Niższe zawieszenie znacznie zmniejsza zdolność produkcji energii elektrycznej z tylnej strony ogniwa fotowoltaicznego. Wyższy montaż ponad gruntem zwiększa tylko w nieznacznym stopniu produkcję energii elektrycznej. Zwiększona wysokość wymagałaby zastosowania więcej materiału konstrukcji oraz stół narażony byłby na zwiększone działanie wiatru (**rys. 1.**). Układ modułów w stole w przeprowadzonych symulacjach pokazano na **rysunku 2.** Wybrano trzy różniące się klimatem europejskie lokalizacje do przeprowadzenia symulacji: Warszawę (Polska), Oslo (Norwegia) i Lizbonę (Portugalia).

Kąt nachylenia instalacji. Kolejnym parametrem znacznie wpływającym na uzysk z tylnej strony modułu bifacialnego jest kąt nachylenia, pod jakim jest usytuowany moduł. Symulacje przeprowadzono dla trzech kątów: 10°, 30° i 40° (**rys. 2.**). Rozpatrywane analizy zostały przeprowadzone na instalacjach zlokalizowanych na gruncie. Kąt 40° jako skrajny ma za zadanie wskazać górną granicę zwiększonego uzysku.

Wartość współczynnika albedo ma diametralny wpływ na wielkość dodatkowego uzysku w konstrukcji dwustronnej ogniw słonecznych.

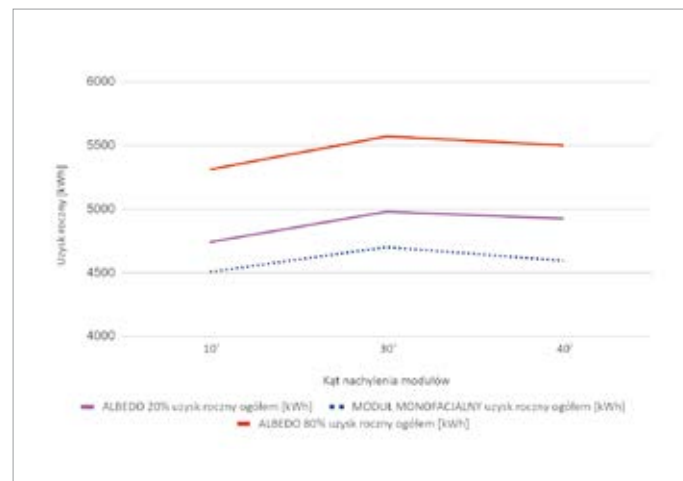
Wybrano współczynnik albedo 20% – odpowiadający zielonej trawie oraz albedo 80% – odpowiadający białemu betonowi (**tab. 1.**).

Dla wszystkich lokalizacji dane pogodowe zostały zaczerpnięte ze źródła PVGIS TMY (ang. *Typical Meteorological Year*). Dane są zbiorem godzinowych próbek z okresu co najmniej 10 lat. Typowy rok meteorologiczny generowany jest w zgodzie z procedurą ISO 15927-4 [9]. Na **rysunku 3.** przedstawiono globalne promieniowanie dla wybranych lokalizacji i inklinacji z zaznaczeniem optimum. Analizując powyższe wykresy szczegółowe z **rysunku 3.** oraz wykres zbiorczy (**rys. 4.**), można zauważyć, że Lizbona pod względem ilości promieniowania znacząco odbiega od pozostałych lokalizacji, rozkład i histereza odchyleń w skali roku są znacznie mniejsze pomiędzy poszczególnymi miesiącami. W przypadku Warszawy i Oslo wykresy wykazują pewne podobieństwo, występują jednak znaczne różnice w ilości promieniowania pomiędzy półroczem ciepłym (kwiecień/wrzesień) a półroczem chłodnym (październik/marzec), przy czym w Warszawie promieniowanie jest średniorocznie więk-

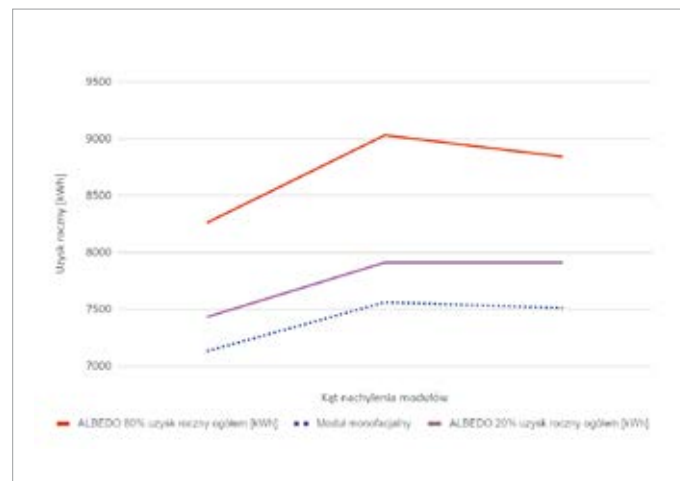
Rys. 3. Globalne promieniowanie dla rozpatrywanych inklinacji: a) Warszawa, b) Oslo, c) Lizbona – opracowanie własne na podstawie danych meteorologicznych z PVGIS

Kąt nachylenia	Zwiększony uzysk przy zastosowaniu technologii bifacialnej		
–	Oslo	Lizbona	Warszawa
–	albedo 20%		
10°	105,6%	104,2%	105,2%
30°	105,9%	104,6%	105,9%
40°	107,0%	105,3%	107,2%
–	albedo 80%		
10°	118,6%	115,8%	117,9%
30°	117,6%	119,4%	118,5%
40°	119,1%	117,7%	119,7%

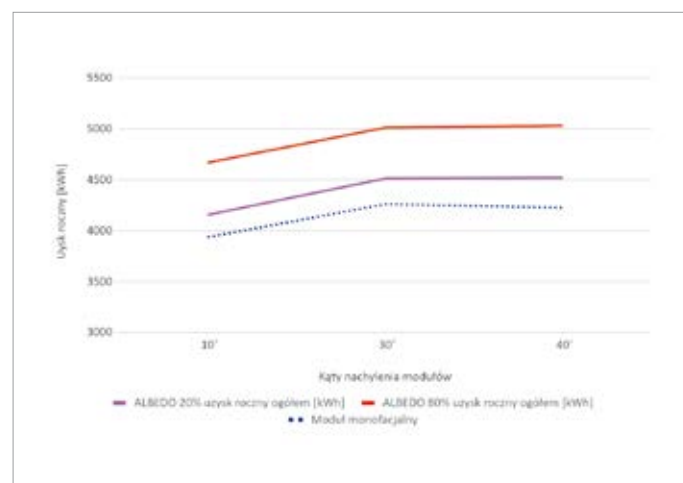
Tab. 5. Wpływ współczynnika odbicia albedo na zwiększony uzysk roczny (technologia monofacialna = 100%) – badania własne



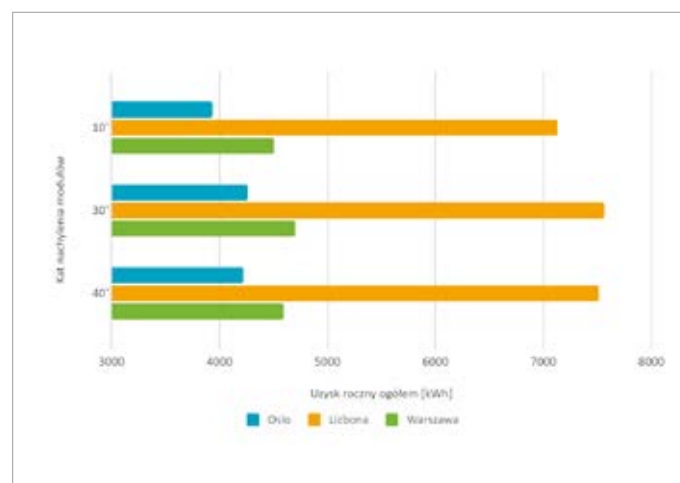
Rys. 6a Roczny uzysk z instalacji fotowoltaicznej w zależności od technologii wykonania i współczynnika albedo gruntu dla Warszawy – badania własne



Rys. 6b Roczny uzysk z instalacji fotowoltaicznej w zależności od technologii wykonania i współczynnika albedo gruntu dla Lizbony – badania własne



Rys. 6c Roczny uzysk z instalacji fotowoltaicznej w zależności od technologii wykonania i współczynnika albedo gruntu dla Oslo – badania własne



Rys. 7. Wpływ inklinacji na roczny uzysk energii w instalacji monofacialnej – badania własne

sze o 20%. Przebiegi temperatur w wybranych lokalizacjach, które będą miały wpływ na nagrzewanie się modułów PV, przedstawiono na **rysunku 5**.

Wyniki

Wykonano łącznie 27 symulacji dla: trzech lokalizacji (Warszawa, Oslo, Lizbona), trzech kątów nachylenia instalacji (10°, 30°, 40°), dwóch wartości albedo (20%, 80%) każdorazowo dla modułów bifacialnych oraz monofacialnych. W **tabelach 4a, 4b i 4c** zestawiono najważniejsze wyniki. Na **rysunkach 6a, 6b i 6c** widać wzrost generacji uzyskanej dzięki zastosowaniu technologii bifacialnej, który zwiększa się wraz ze wzrostem współczynnika albedo.

Na **rysunku 7** pokazano zależność średniorocznego uzysku instalacji od kąta jej nachylenia dla badanych lokalizacji. Można założyć, że:

» wzrost inklinacji przekłada się na wzrost produkcji rocznej niezależnie od lokalizacji,

» optymalnym kątem nachylenia instalacji jest $\pm 30^\circ$, jego zwiększanie prowadzi do nieznacznych spadków w produkcji rocznej do granicy $\pm 40^\circ$, większe zwiększenie prowadziłoby do dużego spadku produkcji energii.

Współczynnik odbicia albedo jest najbardziej istotny przy porównywaniu konstrukcji monofacialnej i bifacialnej. To jego wartość bezpośrednio przekłada się na ilość zwiększonego uzysku z tylnej strony modułu fotowoltaicznego; wyniki zestawiono w **tabeli 5**. Widoczny jest wzrost generacji w każdym przypadku, dla Warszawy możliwe jest zwiększenie nawet o 20%.

Podsumowanie

Jak wynika z przeprowadzonych symulacji, panele fotowoltaiczne bifacialne generują więcej energii elektrycznej od monofacialnych. Umieszczenie ich na odpowiednim (jasnym) gruncie zwiększa ten efekt. Ponieważ techno-

logia ta cenowo zbliża się do cen tradycyjnych paneli, może stanowić interesującą alternatywę, szczególnie tam, gdzie inwestor dysponuje ograniczoną powierzchnią, którą może przeznaczyć na budowę instalacji.



literatura do artykułu na
elektro.info.pl

ABSTRACT

Increasing energy production in photovoltaic generators through the use of bifacial technology
This article presents a comparison of electricity production with the use of photovoltaic generators made in mono and bifacial technology on various backgrounds. In each case, an increase in energy production was observed. Basic information about the bifacial technology is also included.

Keywords: photovoltaics, bifacial modes, photovoltaic installations.

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

Możliwości inspekcji instalacji PV za pomocą kamery termowizyjnej

Kamery termowizyjne umożliwiają zarejestrowanie promieniowania podczerwonego (ang. IR – *infrared*) emitowanego przez badany obiekt, a następnie zobrazowania go na wbudowanym ekranie urządzenia. Każdej barwie zarejestrowanej na termogramie odpowiada na skali temperatur określona temperatura zarejestrowana przez kamerę termowizyjną. Kamery dysponują najczęściej 5–8 paletami barwowymi. Z reguły barwami jasnymi oznacza się powierzchnie o wysokiej temperaturze, natomiast kolorami ciemniejszymi – powierzchnie o temperaturze niższej [1, 2].

I Detektor bolometryczny

Działanie bolometru polega na radiacyjnej wymianie ciepła między obiektem a detektorem poprzez obiektyw. W konsekwencji detektor pochłania lub emituje promieniowanie podczerwone i zmienia swoją temperaturę – ogrzewa się lub ochładza. Wzrost wartości temperatury detektora zmienia wartości jego parametrów, co umożliwia zamianę sygnału optycznego na elektryczny. Najczęściej możemy spotkać 3 typy bolometrów, które znalazły szerokie zastosowanie w praktyce. Są to bolometry rezystancyjne, piroelektryczne i termoelektryczne [1]. Bolometry rezystancyjne wykorzystują wpływ temperatury na rezystancję półprzewodnika (a-Si – z amorficznego krzemu, VO_x – z tlenku wanadu lub innych materiałów). Bolometry piroelektryczne działają na zasadzie zmiany polaryzacji elektrycznej dielektryka wywołanej zmianą wartości temperatury, a działanie termoelementów (termopar radiacyjnych) polega na generacji napięcia termoelektrycznego na złączu dwóch materiałów [1, 3].

Detektory bolometryczne rezystancyjne mogą być w postaci membrany półprzewodnikowej o powierzchniach np. (17×17) μm², zawieszona na kontaktach w odległości 2,5 μm od podłoża. Na podłożu znajduje się zwierciadło. Przestrzeń pod detektorem spełnia podwójną funkcję. Jest rezonatorem optycznym o długości fali λ/4 = 10 μm/4 = 2,5 μm. Sprzężenie optycz-

ne zwiększa absorpcję promieniowania przez detektor dla zakresu LWIR (zakres podczerwieni długofalowej) 7–14 μm. Ponadto, zwierciadło podczerwieni pod detektorem zmniejsza radiacyjną wymianę ciepła między detektorem a podłożem. Zapewnia to lepszą izolację termiczną detektora, a jest to warunkiem dużej jego czułości.

Detektor bolometryczny jest umieszczony na membranie, w próżniowej obudowie, w odległości 2,5 μm od zwierciadła i ok. 1 mm od germanowego okna, które przepuszcza promieniowanie podczerwone obiektu. Wewnątrz obudowy panuje obniżone ciśnienie. Dzięki temu można pominąć przenoszenie ciepła drogą konwekcji naturalnej. Przy konwekcyjnej wymianie ciepła przez atmosferę o obniżonym ciśnieniu, stosuje się pojęcie drogi swobodnej, którą przebywają cząsteczki gazu między kolejnymi kolizjami. Jeśli droga ta jest dłuższa niż odległość między detektorem a jego obudową, to konwekcyjne przenoszenie ciepła można pominąć. Przykładowo, w temperaturze pokojowej, dla ciśnienia p = 0,001 hPa, średnia droga swobodna cząstek powietrza wynosi 0,1 m, co oznacza, że przy odległościach między detektorem a obudową (2,5 μm – 1 mm), efekt konwekcyjnego przenoszenia ciepła jest do pominięcia. Droga swobodna cząstek gazu zależy jednak od ciśnienia.

Z powodu niewielkiej wartości ciśnienia wewnątrz obudowy, przenoszenie ciepła z/do detektora przez wewnętrzną atmosferę w obudowie odbywa się jedynie na zasadzie przewodnictwa cieplnego. Wartość współczynnika przewodności cieplnej gazów zależy od ciśnienia, temperatury i wielkości przestrzeni, w której zachodzi wymiana ciepła. Dla powietrza przewodność cieplną w takich warunkach można wyznaczyć z równania [1, 3]:



Fot. 1. Instalacja fotowoltaiczna na fasadzie budynku
fot. K. Kuczyński, G. Dymny

$$\lambda(p, T, d) = \frac{0,0284}{1 + \frac{7,6 \cdot 10^{-5}}{p \frac{d}{T}}}$$

gdzie:

p – ciśnienie,

d – odległość między detektorem a powierzchnią obudowy,

T – temperatura, w K.

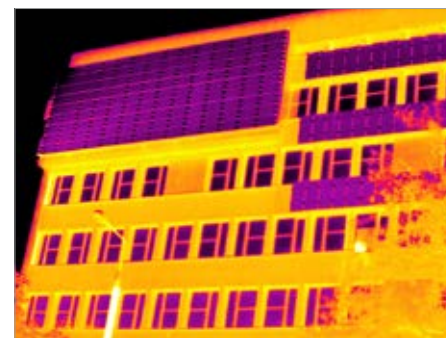
Wypadkowa wartość rezystancji termicznej powietrza o ciśnieniu 0,1 Pa, przy temperaturze detektora o wartości 25°C, dla detektora o wymiarach (17×17) μm², może być oszacowana na poziomie ok. 2 · 10¹⁰ K/W.

W każdej kamerze termowizyjnej przed przystąpieniem do badań termowizyjnych należy określić wartość [1]:

- » emisyjności obiektu ε,
- » temperatury otoczenia (tła),
- » temperatury atmosfery,
- » współczynnika transmisji atmosfery (toru pomiarowego).

W niektórych kamerach podaje się dodatkowo [1]:

- » odległość kamery od badanego obiektu,
- » wartości parametrów uproszczonego modelu transmisji atmosfery,
- » wilgotność względną powietrza.

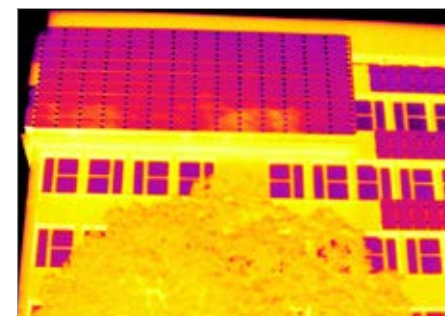


Fot. 2. Prawidłowo wykonane zdjęcie termowizyjne
fot. K. Kuczyński, G. Dymny

Wartość temperatury atmosfery, w ogólnym przypadku, nie jest równa temperaturze otoczenia (obiektów w otoczeniu, tła).

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



Fot. 3. Przykład zdjęcia termowizyjnego z odbiciem chmur, które mogą być interpretowane jako woda
fot. K. Kuczyński, G. Dymny

wiedza o właściwościach cieplnych obserwowanych materiałów.

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

Z reguły większość zakłóceń występujących w środowisku można wyeliminować poprzez

właściwą kalibrację kamery termowizyjnej i odpowiednie dobranie warunków pomiarów (np. pory dnia lub nocy, nasłonecznienie, 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 możliwości 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 były niemożliwe do wychwycenia na małym wyświetlaczu kamery. Inną ważną cechą oprogramowania jest możliwość automatycznego generowania raportów czy nawet automatycznej wstępnej analizy zdjęć termograficznych.

REKLAMA

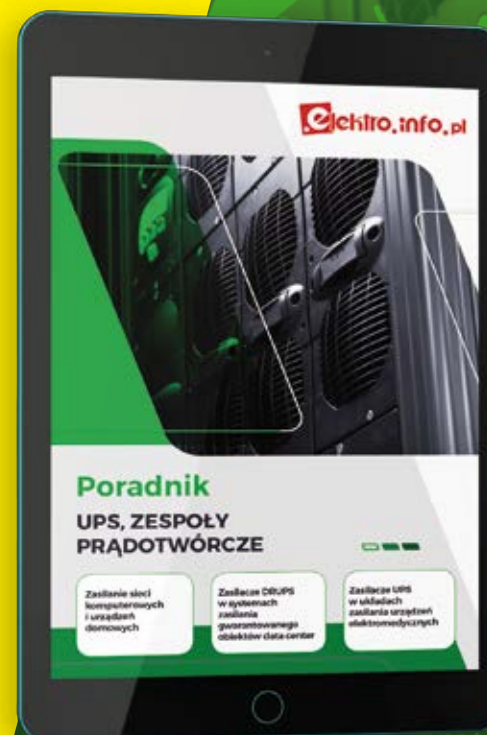
STRESZCZENIE

Artykuł omawia warunki wykonywania pomiarów instalacji PV za pomocą kamery termowizyjnej. Na przykładach pokazane zostały wybrane błędy, które mogą być wykryte przy zastosowaniu kamery termowizyjnej. **Słowa kluczowe:** termowizja, panele fotowoltaiczne, inspekcja.

UPS, ZESPOŁY PRĄDOTWÓRCZE

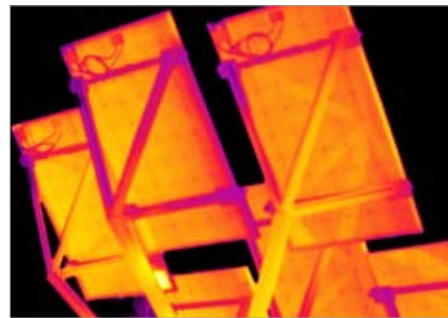
elektro
info

pobierz bezpłatny poradnik i dowiedz się więcej





Fot. 4. Przykład wolnostojącej instalacji PV w świetle widzialnym
fot. K. Kuczyński, G. Dymny



Fot. 5. Widok instalacji w podczerwieni
fot. K. Kuczyński, G. Dymny

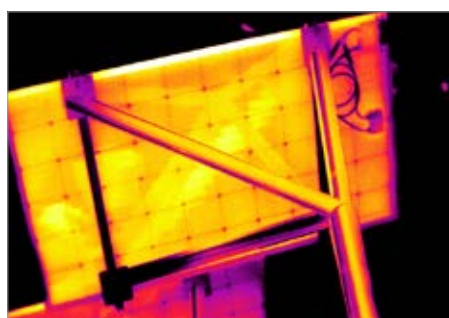
Inspekcja instalacji fotowoltaicznych

Obserwacje instalacji PV bezpośrednio za pomocą kamery termowizyjnej jest utrudnione ze względu na zakłócenia 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 mikrometrów, pomiary termowizyjne na powierzchni szkła nie są łatwe do zrobienia. Występujące odbicia w szkłe są lustrzane, co oznacza, że otaczające przedmioty o różnych temperaturach mogą być wyraźnie widoczne w obrazie termicznym. Powoduje to często błędną interpretację obrazów termowizyjnych, które zawierają nieprawdziwe „gorące punkty” oraz błędy pomiarowe. Jak pokażemy dalej, odbicie chmury lub odbitego słońca może być potraktowane jako defekt, który w rzeczywistości nie istnieje [4].

Aby uniknąć odbicia kamery termowizyjnej i samego operatora na powierzchni szklanej, kame-



Fot. 6. Widoczne w świetle widzialnym odbicia na szklanych nierównościach spodniej strony panelu PV
fot. K. Kuczyński, G. Dymny



Fot. 7. Odbicia widoczne w podczerwieni
fot. K. Kuczyński, G. Dymny

ra 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 potrzebuje czułości termicznej $\leq 0,08\text{ K}$. 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 korekta poziomu i zakresu lub stosowanie kamery z funkcją automatycznej regulacji kontrastu w scenach z wysokim zakresem dynamiki [4–5].

Kamera termowizyjna powinna mieć wbudowany aparat cyfrowy, który umożliwia rejestrację obrazu w świetle widzialnym (cyfrowe zdjęcie), umożliwiając powiązanie go z obrazem

termicznym. Jest to tryb umożliwiający nakładanie obrazów cieplnych i w świetle widzialnym na siebie, co zapewnia 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.

Pomiary przykładowych obiektów

Na **fotografiach 1. i 2.** pokazano fasadowy system fotowoltaiczny o takim ustawieniu, aby żaden z istniejących sąsiednich budynków nie zaciemniał modułów fotowoltaicznych. Moduły są umieszczone na stelażach stalowych stanowiących pośrednią konstrukcję mocującą, a bezpośrednio mocowane są z wykorzystaniem profili aluminiowych, haków i docisków. Ciemniejsza powierzchnia blach z lewej strony jest dobrze widoczna na obrazie termicznym. Dobrze odbijająca powierzchnia panelu oraz dobór punktu obserwacji powodują, że w pewnych warunkach można zarejestrować zakłócające obserwację promieniowanie podczerwone pochodzące od chmur, które odbijają się na powierzchni panelu (**fot. 3.**).

Fotografie 5–7 przedstawiają wolnostojącą instalację fotowoltaiczną w podczerwieni i świetle widzialnym. Poza odbiciami, uwagę na **fotografii 5.** zwraca cieplejsza komórka o regularnych kształtach. Najprawdopodobniej uwidoczniony został potencjalny defekt w panelu, który należy obserwować i sprawdzić, czy nie nastąpiło mechaniczne uszkodzenie w tym miejscu lub wada wewnętrzna. Na **fotografii 6.** widać konstrukcję stelaża, która nieznacznie wpływa na ilość energii światła docierającą do powierzchni poprzez odbicia, przysłonięcia i uchwytty mocujące.

Literatura

1. B. Więcek i inni, Termografia i spektrometria w podczerwieni Zastosowania przemysłowe, PWN, Warszawa 2017.
2. Red. H. Madura, Pomiary termowizyjne w praktyce, Agenda Wydawnicza PAK, Warszawa 2004.
3. K. Kuczyński, G. Dymny, Metodyka prowadzenia badań termowizyjnych – wprowadzenie, „elektro.info” 11/2018.
4. <http://termowizja.ibros.pl/index.php/informacje-aktualnosci/zastosowanie-kamer-termowizyjnych-flir/item/98-szybkie-i-niezawodne-narzedzie-do-badania-paneli-slonecznych>.
5. www.elektro.info.pl/arttykul/produkty-technologie/169120,diagnostyka-paneli-fotowoltaicznych-z-uzyciem-kamer-termowizyjnych-flir.

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

Odwiedź nas na www.sonel.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 sprzedawcy, 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.



Sprzedawcy 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 sprzedawcy między innymi asortyment fotowoltaiczny, nie muszą obawiać się barier językowych czy ponosić dodatkowych nakładów finansowych na udostępnienie swojej oferty na zagranicznych rynkach. Sprzedawcy 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 sprzedawców. Warto dodać, że w tym samym czasie na platformie aktywnych było ponad 100 polskich sprzedawców 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 sprzedawców. 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 sprzedawcy gwarancję, że jego obrót jest zabezpieczony. Wpłata klienta oznacza szyb-

ki dostęp do środków na rachunku bankowym sprzedawcy, 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 mikrosystem 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.



Rozwiązania fotowoltaiczne Weidmüller: najwyższa jakość i bezpieczeństwo

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

PV Next – rozdzielnice nowej generacji

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

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

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

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



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

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

Przełącznik PV Next Fireman do bezpiecznego zdalnego wyłączania

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



Przełącznik PV Next Fireman Switch z ochroną przeciwprzepięciową

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

WARTO WIEDZIEĆ

Najważniejsze cechy przełącznika PV Next Fireman Switch:

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

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

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

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

Weidmüller

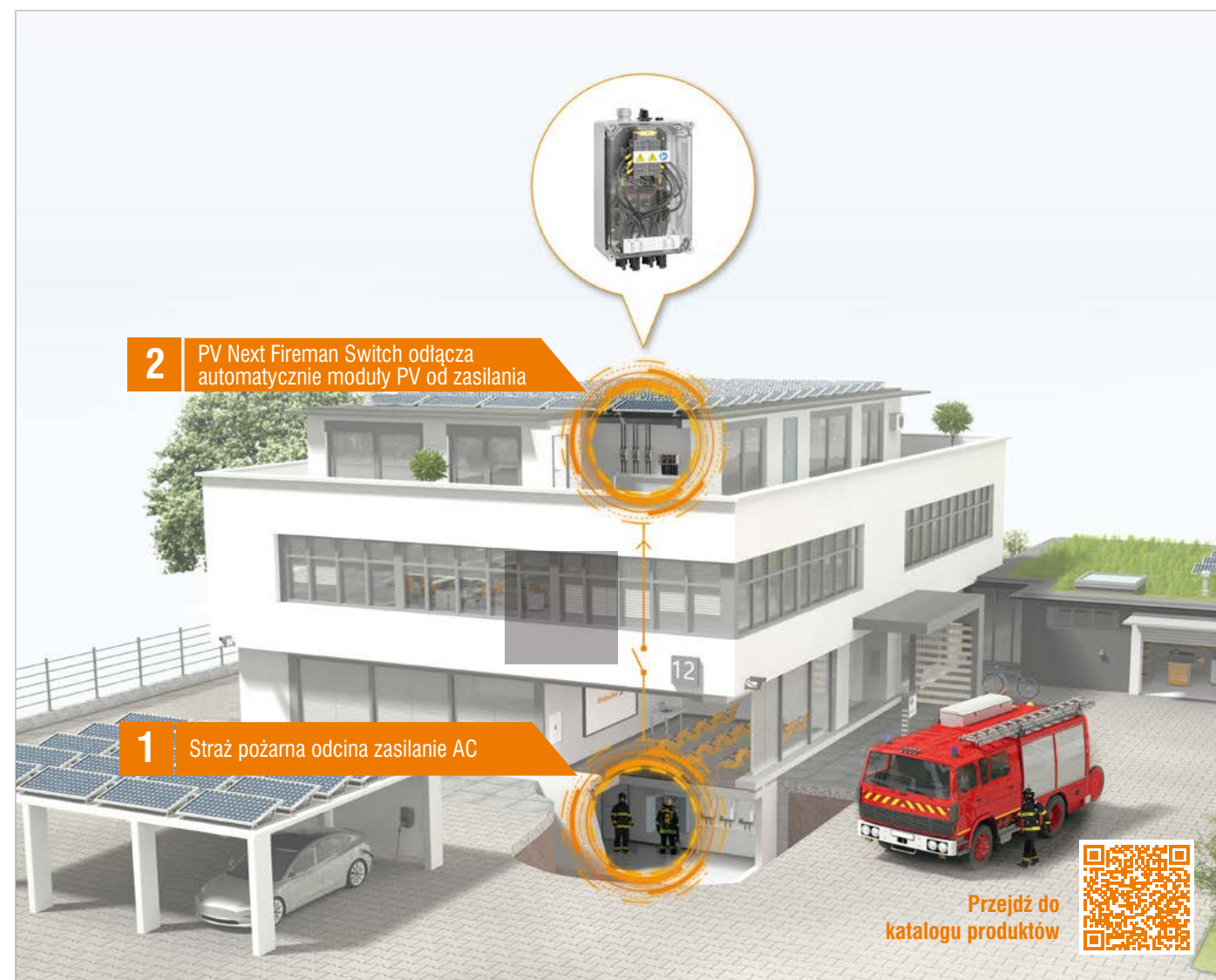
Weidmüller Sp. z o.o.

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

WARTO WIEDZIEĆ

Inne ważne cechy i funkcje rozdzielnic PV Next:

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



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

Przejdź do katalogu produktów



Zabezpieczenia topikowe specjalne i przeciwprzepięciowe nowej generacji dla instalacji fotowoltaicznych PV

Na schemacie elektrycznym (**rys. 1.**) pokazano zestaw połączonych łańcuchów modułów fotowoltaicznych PV, w których można uzyskać napięcie wyjściowe układu do 1500 VDC. Napięcie to nie jest ciągle jednokowe i nie jest też tak duże w przypadku, kiedy promienie słoneczne nie oświetlają modułów fotowoltaicznych PV. Każdy moduł fotowoltaiczny generuje prąd wyjściowy od 6 A do ok. 10 A, w zależności od typu modułu PV. Aby osiągnąć wyższe prądy obciążenia, a tym samym wyższą moc zestawu, łączy się większą liczbę łańcuchów modułów PV równolegle. Elektrownie słoneczne różnią się zasadniczo od innych źródeł energii. Ich prąd zwarcia I_{sc} jest tylko o około 15–20% większy od ich prądu znamionowego. W związku z tym w tego typu instalacjach bezcelowe jest stosowanie popularnych bezpieczników topikowych lub wyłączników nadprądowych wymagających do zadziałania kilkakrotnie większego prądu niż znamionowy.

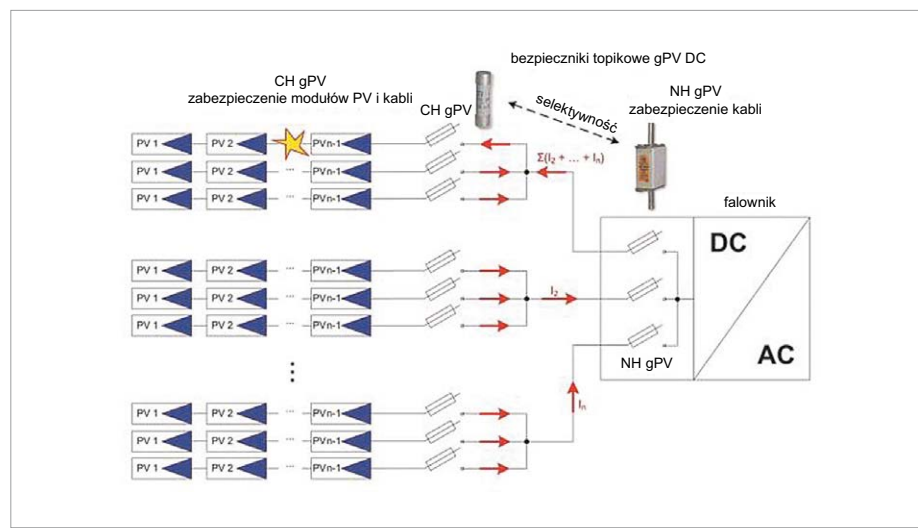
W instalacji fotowoltaicznej zacienienie (nawet częściowe) jednego z modułów PV lub



Rys. 2. Bezpiecznik topikowy cylindryczny CH10x38 mm gPV DC fot. R. Kłopotcki



Rys. 3. Bezpieczniki topikowe drugiego poziomu NH DC 750V–1500V do zabezpieczenia instalacji fotowoltaicznej PV fot. R. Kłopotcki



Rys. 1. Schemat elektryczny typowego zestawu paneli fotowoltaicznych. Zastosowanie bezpieczników topikowych gPV DC 1. i 2. poziomu rys. R. Kłopotcki

uszkodzenie przewodów łączących moduły powoduje w tym rzędzie stan zwarcia i przepływ prądu zwarcia wstecznego I_{sc} , będącego sumą prądów pochodzących z innych łańcuchów modułów PV połączonych równolegle. W celu uniknięcia powyższych zagrożeń, w instalacji fotowoltaicznej PV stosuje się 2 poziomy ochrony za pomocą bezpieczników topikowych.

Pierwszy poziom bezpieczników topikowych

Pierwszy poziom bezpieczników topikowych (**rys. 1.**) – używa się szczególnie do wyłączania prądów zwarcia DC w obszarze modułów PV – w bezpośredniej ich bliskości, specjalnie zaprojektowanych i zbadanych bezpieczników topikowych cylindrycznych CH10x38 mm DC (**rys. 2.**), CH14x51 mm oraz CH10x85 mm o charakterystyce czasowo-prądowej gPV.

Wymienione powyżej bezpieczniki topikowe cylindryczne CH pracują w rozłącznikach bezpiecznikowych PCF DC lub podstawach rozłączalnych EFH na napięcie znamionowe 900 V, 1000 V i 1500 VDC.

Poziom pierwszy bezpieczników umożliwia fizyczne i elektryczne odłączenie każdego pojedynczego rzędu modułów PV. Rozłącznik PCF,

jak i podstawa EFH są zainstalowane zarówno w biegunie +, jak i w biegunie – obwodu łańcucha modułów PV. Bezpieczniki te posiadają specjalną charakterystykę czasowo-prądową t-I przypominającą charakterystykę gR bezpieczników Ultra-Quick do zabezpieczania elementów półprzewodnikowych. Ich znamionowe całki Joule’a przedłukowe i wyłączania są bardzo niskie. Szczegółowe dane techniczne bezpieczników cylindrycznych CH10x38 mm gPV zostały zawarte w **tabeli 1.** Aby prawidłowo dobrać bezpieczniki cylindryczne CH 10x38 mm DC do zabezpieczenia łańcucha modułów PV, należy znać znamionowy prąd zwarcia (I_{sc})

STRESZCZENIE

Fotowoltaika – pozyskiwanie energii elektrycznej z energii słonecznej – jest obecnie jedną z najbardziej rozwijających się dziedzin elektrotechniki. Elektrownie fotowoltaiczne PV wymagają precyzyjnego zabezpieczenia od przeciążeń, zwarcia oraz od przepięć. Do tego celu służą specjalne bezpieczniki topikowe 1. poziomu oraz 2. poziomu o charakterystyce gPV na prąd stały (DC) oraz ograniczniki przepięć specjalne na napięcie stałe DC.

Słowa kluczowe: instalacja fotowoltaiczna pv, wkładka topikowa, ogranicznik przepięć, ochrona przeciwprzepięciowa.

modułu PV, i jego napięcie w stanie nieobciążonym (przy otwartym obwodzie) (U_{oc}) oraz liczbę zastosowanych modułów PV w jednym łańcuchu. Według normy PN-EN 50539-11, gdy w instalacji PV występują tylko 2 łańcuchy modułów PV, to nie ma potrzeby stosowania bezpieczników cylindrycznych CH gPV do ich zabezpieczenia. W przypadku występowania większej liczby równolegle połączonych łańcuchów paneli PV prąd znamionowy (I_{nb}) wkładki topikowej CH gPV DC do zabezpieczenia jednego łańcucha modułów PV wyznacza się z zależności:

$$1,4 \cdot I_{sc} \leq I_{nb} \leq 2,4 \cdot I_{sc}$$

Natomiast napięcie znamionowe U_{nb} wkładki CH 10 DC wyznacza się z zależności:

$$U_{nb} = 1,2 \cdot U_{oc} \cdot \text{liczba modułów PV w 1 rzędzie}$$

Drugi poziom bezpieczników topikowych

Drugi poziom bezpieczników topikowych – zabezpieczenie główne PV (**rys. 1.**) jest zwykle umiejscowiony w pobliżu zacisków wejściowych falownika DC/AC i jest elektrycznie połączony z bezpiecznikami pierwszego poziomu. Wkładki topikowe NH gPV DC są przystosowane do prądu stałego na napięcie znamionowe DC od 750 V do 1500 V (**rys. 3.**) i umieszczone w podstawach bezpiecznikowych lub rozłącznikach, które umożliwiają bezpieczne i szybkie odłączenie przekształtnika od modułów PV i całego obwodu prądu stałego.

Aby prawidłowo dobrać bezpieczniki NH gPV DC do zabezpieczenia głównego modułów PV, należy znać znamionowy prąd zwarcia (I_{sc}) modułu PV, i jego napięcie znamionowe obwodu otwartego (U_{np}) oraz liczbę wszystkich zastosowanych modułów PV. Prąd znamionowy wkładki PV DC do zabezpieczenia wszystkich łańcuchów modułów PV wyznacza się z zależności:

$$I_{nb} = 1,5 \cdot I_{sc} \cdot \text{liczba wszystkich łańcuchów modułów PV}$$

Natomiast napięcie znamionowe U_{nb} wkładki PV DC wyznacza się z zależności:

$$U_{nb} = 1,2 \cdot U_{np} \cdot \text{liczba wszystkich modułów PV w 1 rzędzie}$$

Bezpieczniki PV DC montuje się w rozłącznikach bezpiecznikowych DC lub podstawach bezpiecznikowych DC i instaluje się zarówno

w biegunie + jak i w biegunie – obwodu DC przekształtnika (**rys. 1.**). Jeżeli jeden z biegunów DC przekształtnika jest uziemiony, wtedy bezpiecznik gPV DC instaluje się tylko w jednym biegunie. Zakres prądów znamionowych bezpieczników NH gPV $I_{nb} = 32 \text{ A} - 450 \text{ A}$ w wielkościach – 0, 1C, 1, 2, 3 oraz 1XL, 2XL i 3L. Znamionowa zdolność zwarcia – 10 kA. Szczegółowe dane techniczne bezpieczników NH gPV 1100 VDC zostały umieszczone w **tabeli 2.**

Zabezpieczenia przed przepięciem

Instalacje fotowoltaiczne PV zawierają zazwyczaj urządzenia i aparaty o niskiej wytrzymałości przepięciowej i odporności na prądy udarowe. Moduły PV umieszczone na zewnątrz obiektu – najczęściej na dachu – narażone są na przepięcia spowodowane bliskimi wyładowaniami atmosferycznymi, przepięcia łączeniowe i wnika-

nie prądu wyładowczego do wnętrza budynku. W zależności od ich położenia, moduły PV powinny być chronione przed bezpośrednim wyładowaniem atmosferycznym za pomocą zewnętrznej instalacji odgromowej. Ochronę instalacji fotowoltaicznej PV przed przepięciami zapewniają ograniczniki przepięć ETITEC M T12 PV (Typ 1, 2) (**rys. 4.**) oraz ETITEC M T2 PV (Typ 2) (**rys. 5.**). Ograniczniki przepięć ETITEC M T12 PV (Typ 1, 2) przeznaczone są do montażu w instalacji obiektu wyposażonego w zewnętrzną instalację odgromową, natomiast ograniczniki ETITEC M T2 PV są przeznaczone do instalacji w obiektach bez zewnętrznej instalacji odgromowej.

Kiedy w zainstalowanym systemie modułów fotowoltaicznych PV, odległość pomiędzy zestawem modułów PV a falownikiem przekracza 10 m, to należy zamontować 2 ograniczniki przepięć – w bliskiej odległości od falownika i również w bliskiej odległości od zestawu modułów

$I_{n,}$ w [A]	Typ	Całka Joule’a przedł., w [A ² s]	Całka Joule’a wyl., w [A ² s]	Straty mocy P_d , w [W]
2	CH10 2A	1,3	3,5	1,25
3	CH10 3A	2,6	7,5	1,3
3,5	CH10 3,5A	3	9,5	1,16
4	CH10 4A	4	13	1,25
5	CH10 5A	7,4	23	1,49
6	CH10 6A	10	45	1,65
7	CH10 7A	13	57	1,92
8	CH10 8A	17	62	2
10	CH10 10A	21	88	2,3
12	CH10 12A	28	110	2,2
13	CH10 13A	30	160	2,3
14	CH10 14A	31	180	2,5
15	CH10 15A	33	260	2,4
16	CH10 16A	35	270	2,6
20	CH10 20A	50	430	3
25	CH10 25A	75	620	4

Tab. 1. Dane techniczne bezpieczników CH 10 DC gPV

$I_{n,}$ w [A]	Typ	Całka Joule’a przedł., w [A ² s]	Całka Joule’a wyl., w [A ² s]	Straty mocy P_d , w [W]
63	M1XL gPV 63A/1100V	2720	3520	15
80	M1XL gPV 80A/1100V	4000	5500	17
100	M1XL gPV 100A/1100V	6500	9000	20
125	M1XL gPV 125A/1100V	11 000	15 000	23
160	M1XL gPV 160A/1100V	19 400	28 640	35
200	M2XL gPV 200A/1100V	40 000	60 000	42
250	M2XL gPV 250A/1100V	85 260	117 400	46
315	M3L gPV 315A/1100V	166 800	221 900	54
350	M3L gPV 350A/1100V	175 000	260 000	60,5
400	M3L gPV 400A/1100V	235 000	345 000	67

Tab. 2. Dane techniczne bezpieczników NH gPV 1100V DC

Typ	Typ 1,2
U_c	1500 V
I_{imp} (10/350)	5 kA/1 moduł
I_n (8/20)	20 kA/1 moduł
I_{max} (8/20)	40 kA/1 moduł
U_p	< 5 kV

Tab. 3. Dane techniczne ograniczników ETITEC M T12 PV 1500/10 Y

Typ	Typ 2
U_c	1100 V
I_n (8/20)	20 kA/1 moduł
I_{max} (8/20)	40 kA/1 moduł
U_p	< 3,8 kV

Tab. 4. Dane techniczne ograniczników ETITEC M T2 PV 1500/10 Y


Rys. 4. Ogranicznik przepięć ETITEC M T12 PV 1500/10 Y
fot. R. Kłopotki

Rys. 5. Ogranicznik przepięć ETITEC M T2 PV 1100/20 Y
fot. R. Kłopotki

PV. Jeżeli odległość ta jest mniejsza, to można zastosować tylko jeden ogranicznik, jak najbliższej modułów PV. Najważniejsze dane techniczne ograniczników przepięć przeznaczonych do instalacji fotowoltaicznych ETITEC M PV zawarte są w tabelach 3. i 4.

Tak jak w przypadku doboru zabezpieczenia przetężeniowego, również w przypadku doboru ograniczników przepięć, przy określaniu ich znamionowego maksymalnego napięcia pracy długotrwałej U_c wymagane jest branie pod uwagę odpowiednich współczynników korekcyjnych. Wg normy EN 50539 oraz wg zaleceń większości producentów ograniczników przepięć (SPD), znamionowe napięcie U_c ogranicznika do zabezpieczenia całego rzędu ograniczników wylicza się z zależności:

$$U_c \geq 1,2 \cdot U_{ocSTC} \cdot N$$

gdzie:

U_{ocSTC} – jest to napięcie tzw. jałowe na zaciskach nieobciążonego modułu PV lub całego rzędu szeregowo połączonych modułów PV, zmierzone w warunkach normalnych testu STC (open circuit voltage under Standard Test Conditions). Warunki normalne testu są zdefiniowane w normie PN-EN 60904-3. Parametr ten można znaleźć w danych technicznych producenta danego modułu PV i wynika z wymagań normy EN 60904-3 (przy gęstości strumienia świetlnego

– 1000 W/m², rozkładzie widmowym AM 1.5, i temperaturze modułu PV 25 ± 2°C). U_{ocSTC} – parametr ten można znaleźć w danych technicznych producenta modułów PV. N – liczba modułów PV połączonych szeregowo w jednym rzędzie.

Przykład obliczeniowy:

Według danych technicznych producenta modułów PV podano: $U_{ocSTC} = 36V$, w całym rzędzie mamy N = 24 moduły PV, to znaczy, że:

$$U_{ocSTC\text{ rzędu}} = 36V \cdot 24,$$

a więc

$$U_{ocSTC\text{ rzędu}} \text{ wynosi } 864V.$$

Używając współczynnika korekcyjnego, otrzymamy wymaganą wartość U_c ogranicznika (SPD) do ochrony pierwszego rzędu modułów PV:

$$U_c \geq 1,2 \cdot U_{ocSTC\text{ rzędu}} \\ U_c \geq 1,2 \cdot 864V = 1036V$$

To oznacza, że ogranicznika (SPD) o napięciu $U_c = 1000V$ nie można zastosować; należy użyć ogranicznika o napięciu U_c najbliższym, tj. $U_c = 1100V$ lub $1500V$.

Skąd wziął się współczynnik korekcyjny 1,2?

Napięcie U_{oc} na zaciskach nieobciążonego modułu PV podane jest dla temperatury

25°C, a moduły PV posiadają charakterystykę napięciową z ujemnym współczynnikiem temperaturowym – to oznacza, że w niższych temperaturach (zima) napięcie na zaciskach nieobciążonego modułu PV może wzrosnąć nawet o 20% i przekroczyć znamionowe napięcie U_{oc} ogranicznika.

Podobnie może się zdarzyć także w przypadku awarii falownika bez wbudowanego transformatora separacyjnego. Może nastąpić przedostanie się napięcia (udar) ze strony AC na stronę DC. Na stronie DC przekształtnika może pojawić się suma napięć $U_{DC} + U_{AC}$, która może szybko przekroczyć wartość napięcia trwałej pracy ogranicznika – U_c , a tym samym zniszczyć ogranicznik (SPD) na skutek jego przegrzania.

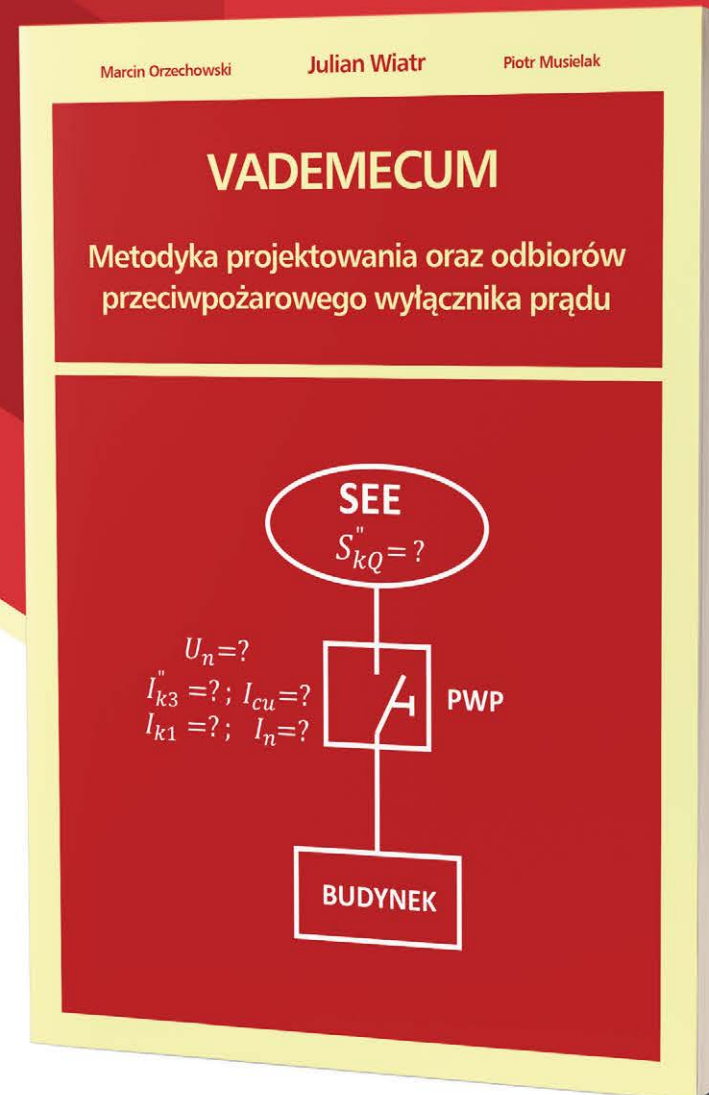
Bardzo dużą wagę należy przykładac do prowadzenia instalacji. Kable do instalacji solarnych mają zwykle podwójną izolację, ale przy nieuwważnym układaniu instalacji może ona zostać łatwo uszkodzona. Elektrownię fotowoltaiczną buduje się na okres ok. 20 lat i więcej, dlatego wszystkie jej części składowe w całym okresie jej funkcjonowania powinny być bez zarzutu. Przewody należy dobrze zamocować, a złącza konektorowe nie powinny być obciążone ciężarem przewodów. Z biegiem czasu, złącza mogą się poluzować i stracić prawidłowy styk a w konsekwencji może dojść do zapalenia się trwałego łuku elektrycznego DC i zniszczenia połączenia.

Drugim bardzo szkodliwym zjawiskiem jest powstawanie przepięć, które są indukowane w pętach przewodów solarnych tworzących rzędy modułów PV,

Literatura

1. Norma PN-EN 50539-11:2013-06 *Niskonapięciowe urządzenia ograniczające przepięcia – Urządzenia ograniczające przepięcia do zastosowań specjalnych z włączeniem napięcia stałego. Część 11: Wymagania i badania dla SPD w zastosowaniach fotowoltaicznych.*
2. Norma PN-HD 60364-7-712:2016-05 *Instalacje elektryczne niskiego napięcia. Część 7-712: Wymagania dotyczące specjalnych instalacji lub lokalizacji. Fotowoltaiczne (PV) układy zasilania.*
3. Norma PN-EN 60904-3 *Elementy fotowoltaiczne. Część 3: Zasady pomiaru elementów fotowoltaicznych (PV) do zastosowań naziemnych z wykorzystaniem wzorcowej charakterystyki widmowej promieniowania słonecznego.*
4. Katalog produktów Green Protect 2019 Ed.1 firmy ETI Polam Sp. z o.o. w Pułtusku.

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 piętujące się problemy.

W imieniu zespołu autorskiego
Julian Wiatr

(fragment Od Autorów)

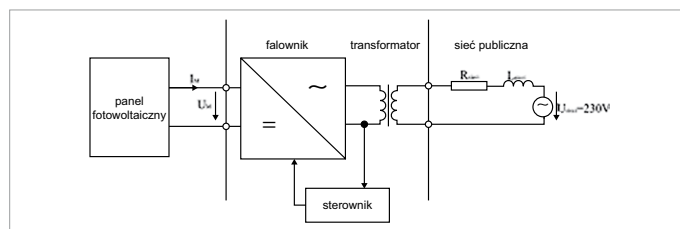
Rok wydania: 2022, wydanie I

Cena: 68 zł

Ograniczenia mocy generatora PV przyłączanego do sieci elektroenergetycznej

Po wybudowaniu i uruchomieniu instalacji PV przyłączanej do sieci elektroenergetycznej często występuje zjawisko odłączania przez falownik od Systemu Elektroenergetycznego. Przyczyna tego zjawiska wynika z braku dopasowania generowanej mocy w układzie PV do możliwości sieci elektroenergetycznej, do której dołączony jest prosument. Projektanci często spełniają oczekiwania inwestora projektując układ PV o wymaganej mocy, możliwej do uzyskania w danych warunkach nasłonecznienia oraz usłonecznienia, bez analizy układu sieci elektroenergetycznej.

Wdobie poszukiwania alternatywnych źródeł energii, przyjaznych dla środowiska, 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 elektroenergetycznej. 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, którego częścią jest elektroenergetyczna sieć zasilająca nn, wynoszący nie więcej niż 1% ze względu na minimalizację strat. Wymóg 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 004 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 przyłą-



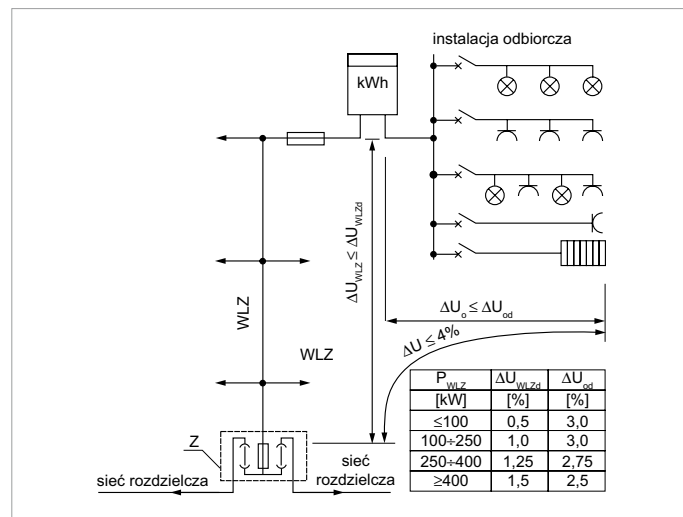
Rys. 1. Uproszczony schemat przyłączenia układu PV do SEE rys. J. Wiatr

czanego do SEE układu PV. **Rysunek 1.** przedstawia uproszczony schemat przyłączenia systemu PV do Systemu Elektroenergetycznego.

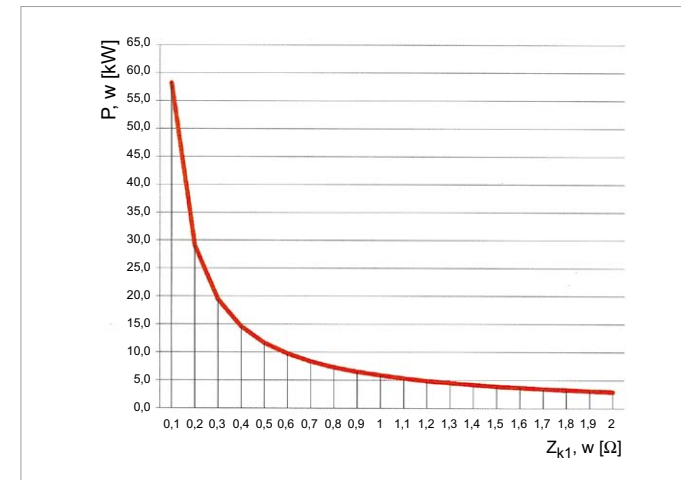
Na **rysunku 2.** zostały przedstawione wymagania dotyczące dopuszczalnego spadku napięcia w instalacji odbiorczej budynku określone w normie N SEP-E 002.

Zgodnie z obowiązującymi normami, w miejscu przyłączenia falownika systemu PV dopuszczalny spadek napięcia nie powinien przekraczać wartości $\Delta U_{dop} = (5+1,5) = 6,5\%$.

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. Zgodnie z wymaganiami normy niemieckiej DIN VDE 0126-1-1:2013-08 Selbsttätige Schaltstelle zwischen einer netzparallelen Eigenerzeugungsanlage 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 $\Delta U \leq 1\%$, czyli $\Delta U = 253 - U_{rz}$ (gdzie: U_{rz} – rzeczywista wartość napięcia w miejscu przyłączenia instalacji PV). Maksymalna moc generatora PV jest uzależniona od impedancji obwodu dla zwarć jednofazowych, obejmujących transformator SN/nn, linię elektroenergetyczną, przyłącze oraz odcinek obwodu łączący rozdzielnicę budynku z falownikiem systemu PV. Maksymalną wartość mocy generatora PV możliwą do przyłączenia do sieci elektroenergetycznej należy wyznaczyć z następującego wzoru:



Rys. 2. Dopuszczalne spadki napięcia w instalacji odbiorczej budynku w zależności od mocy pobieranej z SEE [2]



Rys. 3. Dopuszczalna wartość mocy układu PV przyłączonego do SEE w funkcji $P_{max PV} = f(Z_{k1})$ przy dopuszczalnym spadku napięcia pomiędzy falownikiem a transformatorem SN/nn wynoszącym $\Delta U = 23 V$ [3]

$$P_{max} = 1,1 \cdot U_n \cdot \frac{\Delta U}{Z_{k1}} = 1,1 \cdot 230 \cdot \frac{253 - U_{rz}}{Z_{k1}}$$

gdzie:

U_{rz} – rzeczywista wartość napięcia w miejscu przyłączenia układu PV do sieci elektroenergetycznej, w [V],

Z_{k1} – impedancja obwodu zwarcia jednofazowego od transformatora SN/nn do rozdzielnic budynku z uwzględnieniem obwodu zwarcia jednofazowego od falownika do rozdzielnic budynku, w [Ω].

Przykład

Należy określić możliwą do przyłączenia moc generatora fotowoltaicznego do budynku jednorodzinnej zasilanej z sieci elektroenergetycznej nn przyłączonej do transformatora 15/04 kV o mocy $S = 160 kVA$. Budynek jest przyłączony kablem napowietrznym AKXS n 4×16, długości 25 m, do napowietrznej linii elektroenergetycznej 3×400/230 V wykonanej przewodem AKXS n 4×50 w odległości 250 m od stacji transformatorowej. Rozdzielnica główna budynku jest połączona z falownikiem systemu PV kablem YKY 5×10 o długości 20 m, układanym w ziemi. Należy przyjąć średnie wskazanie miernika dla napięcia w miejscu przyłączenia $U_{rz} = 230 V$:

» parametry zwarciowe transformatora („Poradnik Projektanta Elektryka” – tabela Z.3.1):

$$X_T = 0,0469 \Omega$$

$$R_T = 0,0126 \Omega$$

» parametry zwarciowe linii napowietrznej:

$$R_l = \frac{l}{\gamma \cdot S} = \frac{250}{35 \cdot 50} = 0,091 \Omega$$

» parametry zwarciowe przyłącza do linii napowietrznej:

$$R_p = \frac{l}{\gamma \cdot S} = \frac{25}{55 \cdot 16} = 0,028 \Omega$$

» parametry zwarciowe linii kablowej łączącej falownik z rozdzielnicą budynku:

$$R_{pPV} = \frac{l}{\gamma \cdot S} = \frac{20}{55 \cdot 10} = 0,036 \Omega$$

$$Z_{k1} = \sqrt{R_T + 2 \cdot (R_l + R_p + R_{pPV})^2 + X_T^2} =$$

$$= \sqrt{0,0469 + 2 \cdot (0,091 + 0,028 + 0,026)^2 + 0,0126^2} \approx 0,34 \Omega$$

$$P_{max PV} = \frac{\Delta U}{Z_{k1}} \cdot 253 = \frac{253 - 230}{0,34} \cdot 253 = 17114 W \Rightarrow$$

$$\Rightarrow P_{max PV} = 17 kW$$

UWAGA!

Przy wyznaczaniu impedancji obwodu zwarcia dla przewodów miedzianych o przekroju nie większym od 50 mm² oraz przewodów aluminiowych o przekroju nie większym od 70 mm², można pominąć ich reaktancję. W przypadku zamiaru przyłączenia generatora PV o większej mocy, należy:

- » zwiększyć moc transformatora SN/nn,
- » zwiększyć przekrój przewodów linii zasilającej.

W przypadku gdy zwiększenie mocy transformatora oraz zwiększenie przekroju przewodów linii zasilającej nie jest możliwe, należy układ PV łączyć z SEE za pomocą transformatora o przekładni 9 = 1:1, instalowanego za falownikiem o mocy uzależnionej od mocy przyłączonego systemu PV.

W prezentowanym przykładzie został przedstawiony prosty układ zasilania, w którym nie występowały obciążenia pośrednie powodowane przez inne odbiorniki energii elektrycznej przyłączone do sieci elektroenergetycznej nn. W przypadku bardziej złożonych układów sieci elektroenergetycznej nn należy przeprowadzić szczegółową analizę obciążenia, które wpływa na spadki napięć. Metodyka obliczania spadków napięć w złożonych układach sieci elektroenergetycznych została opisana w rozdziale 6 „Poradnika Projektanta Elektryka”, którego VI wydanie, rozszerzone i uaktualnione, pojawi się na rynku księgarskim na początku 2021 roku.

Wnioski

Wraz ze wzrostem odległości falownika od dolnych zacisków transformatora SN/nn rośnie spadek napięcia, który jest funkcją parametrów: długości przewodów – l [m] oraz przesyłanej mocy – S [VA].

Przy założeniu dopuszczalnego spadku napięcia pomiędzy falownikiem a dolnymi zaciskami transformatora SN/nn: $\Delta U = 23 V$, można przedstawić zależność mocy systemu PV możliwą do przyłączenia do SEE w funkcji impedancji występującej pomiędzy zaciskami falownika oraz dolnymi zaciskami transformatora SN/nn: $P_{max PV} = f(Z_{k1})$.

Zależność $P_{max PV} = f(Z_{k1})$ przedstawia graficznie **rysunek 3.** W przypadku przyłączania mocy większej niż pozwala rzeczywisty spadek napięcia pomiędzy falownikiem a transformatorem SN/nn, należy przebudować sieć zasilającą zwiększając moc transformatora SN/nn oraz przekroje przewodów linii zasilających.

Literatura

1. B. Szymański, Instalacje fotowoltaiczne, wydanie VI, GLOBENERGIA, 2017.
2. PN-HD 60364-5-52:2011/Ap2 Instalacje elektryczne niskiego napięcia. Część 5-52: Dobór i montaż wyposażenia elektrycznego. Oprzewodowanie.
3. N SEP-E-002. Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych. Instalacje elektryczne w budynkach mieszkalnych. Podstawy planowania.
4. M. Sarniak, Budowa i eksploatacja systemów fotowoltaicznych.

Kamery termowizyjne: szybki i niezawodny sposób testowania paneli słonecznych

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

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

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

Procedury kontroli paneli słonecznych za pomocą kamer termowizyjnych

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



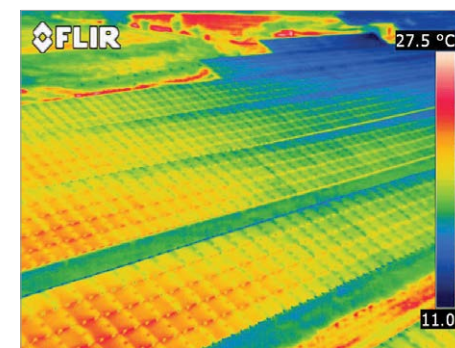
Bateria paneli fotowoltaicznych na dachu

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

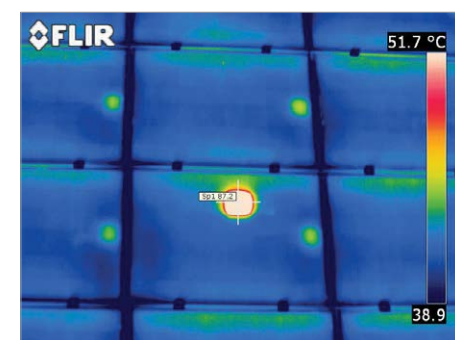
Jaki rodzaj kamery jest potrzebny?

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

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



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



Gorący punkt w jednym ogniwie słonecznym oznacza fizyczne uszkodzenie wewnątrz ogniwa

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

Przydatne funkcje

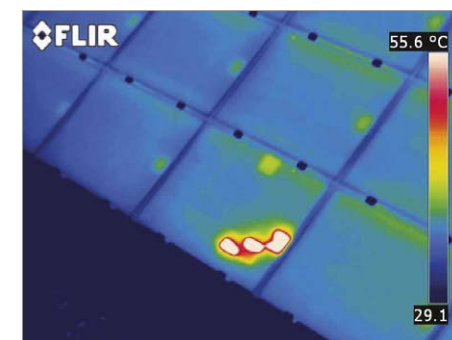
Inną przydatną funkcją kamery termowizyjnej jest oznaczanie obrazów termowizyjnych danymi GPS. Pomaga to zlokalizować wadliwe moduły na dużych obszarach, np. na farmach słonecznych, a także powiązać obrazy termowizyjne z urządzeniami, np. w raportach. Kamera termowizyjna powinna mieć wbudowany aparat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

Ustawienie kamery: należy wziąć pod uwagę odbicia i emisyjność

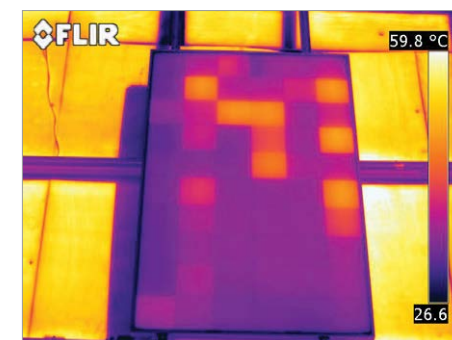
Chociaż szkło ma emisyjność 0,85–0,90 w pasmie częstotliwości 8–14 μm, pomiary termowizyjne na powierzchniach szklanych nie są łatwe. Odbicia szkła są lustrzane, co oznacza, że okoliczne obiekty o różnych temperaturach mogą być wyraźnie widoczne na obrazie termowizyjnym. W najgorszym przypadku powoduje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

Obserwacje z dużej odległości

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



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



Termogram z poziomem i zakresem w trybie ręcznym

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

Zobacz kamery termowizyjne do testowania paneli słonecznych.

KAMERY IR

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

Nowe technologie i rozwiązania w instalacjach fotowoltaicznych

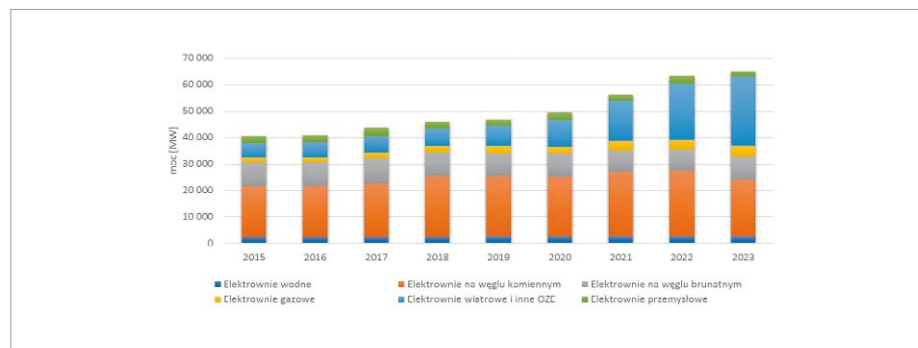
Analizując zmiany, jakie zachodzą na rynku energii, można zauważyć rosnącą rolę regulacji Unii Europejskiej, która wywiera coraz większy wpływ na funkcjonowanie rynku energetycznego. Wraz z nowymi regulacjami na poziomie europejskim pojawiają się zmiany w polityce energetycznej krajów, które określają przyszłe kierunki działań. Stabilna polityka energetyczna oraz stworzone na jej podstawie regulacje prawne powinny gwarantować bezpieczeństwo energetyczne oraz wskazywać perspektywy rozwoju sektora energetycznego w długiej perspektywie.

Europejskie regulacje prawne dotyczące zmian w energetyce mają swój początek w latach dziewięćdziesiątych ubiegłego wieku, kiedy uchwalono Dyrektywę 96/92/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 19 grudnia 1996 r. [1]. Zawarto w niej pierwsze zapisy dotyczące rozwoju sektora energetycznego na poziomie europejskim, kwestie bezpieczeństwa dostaw energii, ochrony środowiska oraz poprawy efektywności energetycznej. W 2009 r. Rada Europejska przyjęła cele w zakresie energii i zmiany klimatu na 2020 r., który został nazwany pakietem 3×20 [2]. Zakładał on redukcję emisji gazów cieplarnianych o 20% (w porównaniu z 1990 r.) z możliwością zwiększenia wielkości redukcji do 30%, zwiększenie udziału energii odnawialnej do 20% oraz uzyskanie 20% poprawy w zakresie efektywności energetycznej. W grudniu 2018 r. w ramach pakietu Czysta energia dla wszystkich Europejczyków (*Clean Energy for all Europeans*) zmieniona została dyrektywa w sprawie odnawialnych źródeł energii (Dyrektywa UE 2018/2001) [3]. W Dyrektywie ustanowiono nowy cel, zgodnie z którym do 2030 r. zużywaną energię końcową w Unii powinno się pozyskiwać co najmniej w 32% ze źródeł odnawialnych.

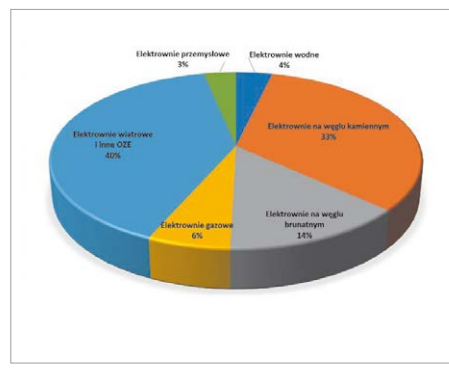
STRESZCZENIE

W artykule przedstawiono aktualną sytuację energetyczną Polski i plany polityki energetycznej do 2040 r. Na tym tle omówiono obecną sytuację związaną z rozwojem instalacji fotowoltaicznych w Polsce. W dalszej części omówiono plany polityki energetycznej dotyczące rozwoju instalacji fotowoltaicznych. Ponadto przedstawiono nowe technologie w zakresie budowy paneli fotowoltaicznych oraz ich możliwości montażu.

Słowa kluczowe: polityka energetyczna Polski, bezpieczeństwo energetyczne, fotowoltaika.

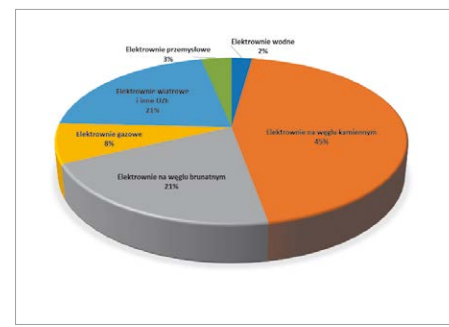


Rys. 1. Moc zainstalowana w KSE w źródłach wytwórczych w latach 2015–2022; opracowanie własne na podstawie [11, 12, 13]



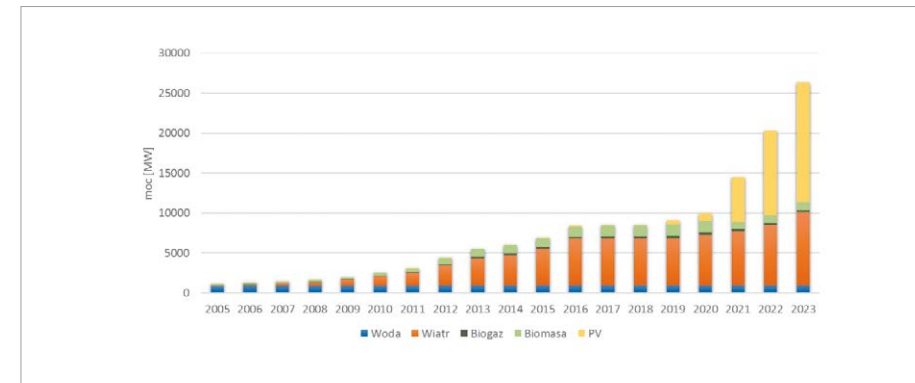
Rys. 2. Obecna struktura procentowa mocy zainstalowanej w KSE; opracowanie własne na podstawie [11, 12, 13]

Europejski Zielony Ład (*European Green Deal*) [4], jedna z najbardziej kompleksowych strategii Unii Europejskiej w zakresie ochrony środowiska oraz przeciwdziałania zmianom klimatycznym, przyjęty został przez Unię w 2019 r. Europa do 2050 r. planuje zostać pierwszym kontynentem neutralnym dla klimatu. Zielony Ład jest w swoim założeniu odpowiedzią Unii na największy globalny kryzys naszych czasów, jakim są zmiany klimatyczne [5]. Celem jest gospodarka niskoemisyjna, co oznacza fundamentalne zmiany nie tylko w sektorze energetyki, lecz we wszystkich obszarach

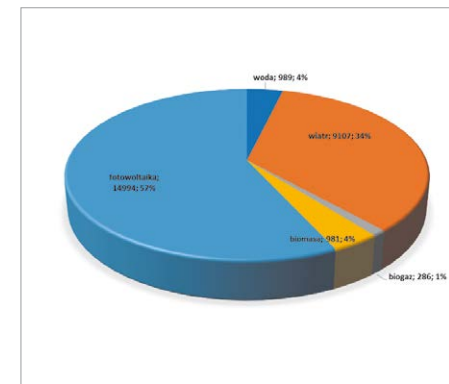


Rys. 3. Procentowy udział w produkcji energii elektrycznej poszczególnych grup elektrowni według rodzajów paliw w okresie od stycznia do września 2023 r.; opracowanie własne na podstawie [11, 12, 13]

życia gospodarczego na przestrzeni najbliższych trzydziestu lat. Problem rosnących cen energii elektrycznej dotknął większość krajów Unii Europejskiej. Ma to również ścisły związek z rosnącymi cenami uprawnień do emisji CO₂ w systemie ETS. Unijny system handlu emisjami w swojej idei ma służyć finansowaniu walki ze zmianami klimatycznymi oraz zmniejszeniu emisji gazów cieplarnianych. Brak przemysłowego podejścia do transformacji energetycznej może spowodować, że koszty energii w najbliższym czasie mogą jeszcze mocniej obciążać portfele obywateli.

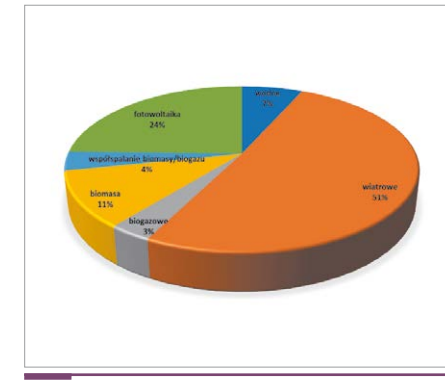


Rys. 4. Wartości mocy zainstalowanej w źródłach odnawialnych w KSE w latach 2005–2023; opracowanie własne na podstawie [11, 12, 13]



Rys. 5. Udział procentowy mocy zainstalowanej w źródłach odnawialnych w KSE w 2023 r.; opracowanie własne na podstawie [11, 12, 13]

Ważnym krokiem w kierunku redukcji emisji gazów cieplarnianych i neutralności klimatycznej jest oczywiście odejście od zanieczyszczających źródeł energii – w szczególności paliw kopalnych, takich jak węgiel i gaz ziemny, które emitują znaczne ilości gazów cieplarnianych podczas spalania – na rzecz źródeł bardziej przyjaznych dla środowiska, w szczególności energii odnawialnej. Spośród wszystkich źródeł energii węgiel jest powszechnie uważany za najgorszy pod względem emisji gazów cieplarnianych, a zatem rezygnacja z jego stosowania jest jednym z głównych celów europejskiej polityki transformacji niskoemisyjnej. Należy jednak zauważyć, że od 1990 r. wydobycie węgla kamiennego w Europie spadło o 77%, natomiast węgla brunatnego o 55% [6]. Działania mające na celu ograniczenie węgla w energetyce europejskiej sprawiły, że w latach 2010–2019 energia brutto wyprodukowana ze stałych paliw kopalnych (tj. węgla kamiennego i brunatnego) spadła o 30%, jednak nadal stanowi znaczny udział w produkcji energii elektrycznej i ciepła w Europie, odpowiednio ok. 16 i 22%. W związku z tym Unia Europejska zobowiązała się do wspierania planów wycofywania węgla, opracowanych przez państwa członkowskie, poprzez zapew-



Rys. 6. Udział procentowy poszczególnych źródeł odnawialnych w produkcji energii elektrycznej z OZE w KSE w 2023 r.; opracowanie własne na podstawie [11, 12, 13]

nienie odpowiedniego wsparcia najbardziej dotkniętym regionom, branżom i społecznościom. Jednym z ważnych instrumentów opracowanych w tym celu przez Komisję Europejską jest mechanizm sprawiedliwej transformacji. Ma on na celu pomoc władzom krajowym i regionalnym w identyfikacji i dostarczaniu rozwiązań w zakresie przejścia na gospodarkę niskoemisyjną [7].

W tym kontekście rozwój źródeł generacji rozproszonej, w tym źródeł odnawialnych, wydaje się jednym z rozwiązań, które pozwolą na transformację sektora energetyki. Wśród tych źródeł duże nadzieje pokłada się obecnie w wykorzystaniu instalacji fotowoltaicznych, których rozwój na świecie, a także w Polsce jest bardzo dynamiczny.

Stan obecny sektora energetycznego oraz polityka energetyczna Polski

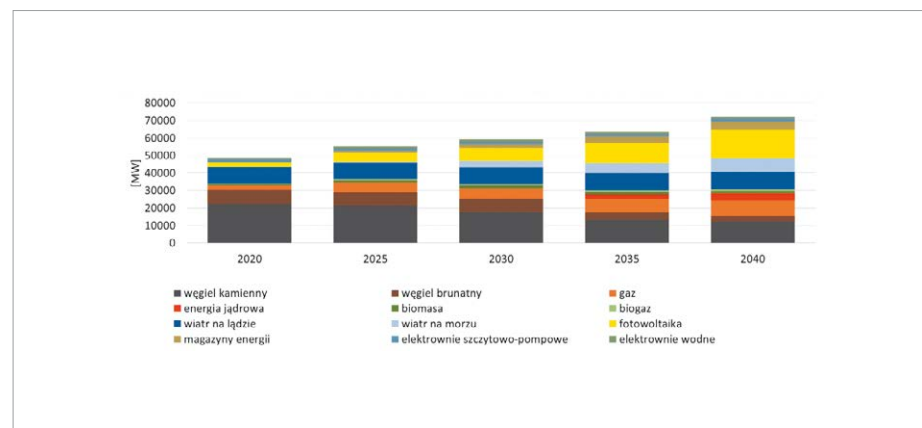
Pod koniec 2019 r. polski rząd przyjął Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030 [8]. W dokumencie tym Polska zadeklarowała osiągnięcie do 2030 r. przynajmniej 21–23% udziału OZE w finalnym zużyciu energii brutto (zużycie łącznie w elektroenergetyce, ciepłow-

nictwie i chłodnictwie oraz na cele transportowe). Założono, że w perspektywie 2030 r. udział OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie będzie zwiększał się o 1,1 pkt proc. średniorocznie, tj. do poziomu około 28,4%. Do 2030 r. przewiduje się wzrost udziału OZE do około 32% w elektroenergetyce.

2 lutego 2021 r. Rada Ministrów zatwierdziła „Politykę energetyczną Polski do 2040 r.” [9]. Po 12 latach od uchwalenia poprzedniej wersji takiego dokumentu, przyjęto nowy dokument strategiczny, wyznaczający kierunki rozwoju sektora energetycznego. Celem polityki energetycznej Polski do 2040 r. jest przede wszystkim bezpieczeństwo energetyczne realizowane przy zmniejszeniu oddziaływania energetyki na środowisko. Cel główny opisuje osiem kierunków polityki, podzielonych na obszary. Stanowią one rozszerzenie listy projektów Strategii na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju [10] z obszaru Energia: optymalne wykorzystanie własnych surowców energetycznych, rozbudowa infrastruktury wytwórczej i sieciowej energii elektrycznej, dywersyfikacja dostaw i rozbudowa infrastruktury sieciowej gazu ziemnego, ropy naftowej oraz paliw ciekłych, rozwój rynków energii, wdrożenie energetyki jądrowej, rozwój odnawialnych źródeł energii, rozwój ciepłownictwa i kogeneracji. Z treści zapisanych w nowej polityce energetycznej do 2040 r. wynika, że rola węgla kamiennego w energetyce będzie powoli ulegać ograniczaniu.

W Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE), który oparty jest głównie na elektrowniach opalanych węglem, moc zainstalowana według danych na wrzesień 2023 r. przekroczyła 63 GW. Na **rysunku 1.** przedstawiono podstawowe dane dotyczące zmian mocy zainstalowanych w KSE, natomiast na **rysunkach 2 i 3.** – obecną strukturę procentową mocy zainstalowanej oraz produkcji energii elektrycznej w okresie od stycznia do września 2023 r. w KSE.

Wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych cechuje się niewielką lub zerową emisją zanieczyszczeń, co zapewnia pozytywne efekty ekologiczne. W ostatnich kilku latach można zauważyć przede wszystkim dynamiczny rozwój sektora instalacji fotowoltaicznych (**rys. 4.**). Założenia polityki energetycznej zakładają zrównoważone wykorzystanie poszczególnych rodzajów energii ze źródeł odnawialnych. Istotne będzie wykorzystanie biogazu pochodzącego z wysypisk śmieci, oczyszczalni ścieków i innych odpadów. W zakresie energetyki wiatrowej przewiduje się jej rozwój zarówno na lądzie, jak i na morzu. W znacznie większym stopniu

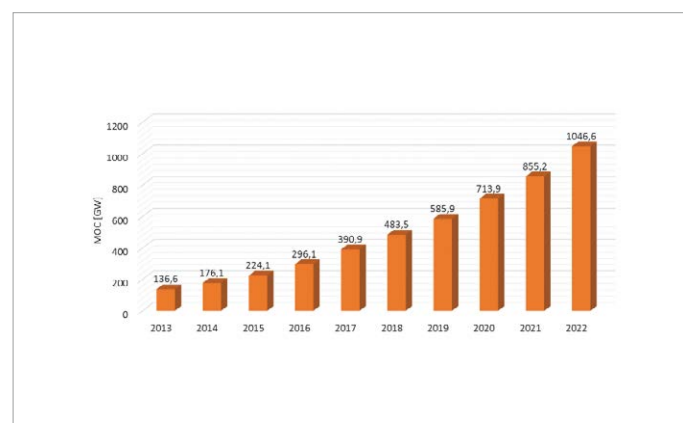


Rys. 7. Prognoza mocy zainstalowanej w KSE do 2040 r.; opracowanie własne na podstawie [14]

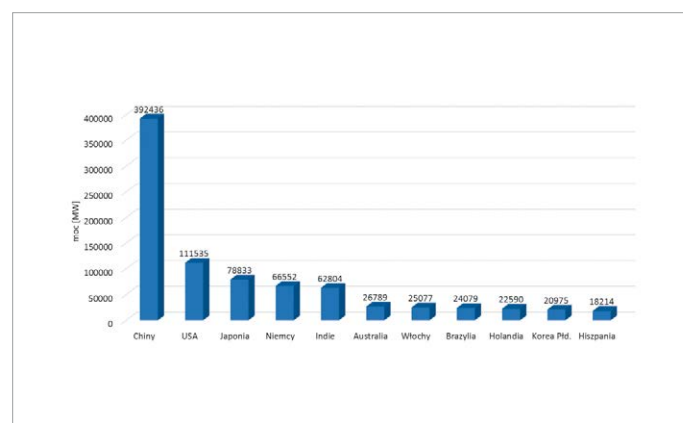
niż dotychczas zakłada się wykorzystanie energii promieniowania słonecznego za pośrednictwem technologii fotowoltaicznych w produkcji energii elektrycznej.

Na **rysunkach 5. i 6.** przedstawiono udziały procentowe źródeł energii odnawialnej w mocy zainstalowanej w tych źródłach oraz w produkcji energii elektrycznej w okresie od stycznia do września 2023 r. Jak można zauważyć, pomimo ponad 57% udziału w mocy zainstalowanej, źródła fotowoltaiczne odpowiadają za niecałe 25% produkowanej energii elektrycznej.

Na **rysunku 7.** przedstawiono prognozę mocy zainstalowanej w KSE do 2040 r., zgodną z zapisami Polityki energetycznej Polski do 2040 r., z której wynika prognozowany wzrost udziału źródeł odnawialnych w przyszłym miksie energetycznym oraz tempo wycofywania się z energetyki węglowej. Warto również zauważyć, że zgodnie z założeniami PEP2040 łączna moc zainstalowana w źródłach fotowoltaicznych w roku 2040 powinna wynosić ponad 16 GW. Ponieważ już obecnie, według dostępnych danych, w Polsce zainstalowano łącznie prawie 15 GW mocy w fotowoltaice, zapisy PEP2040 są nieaktualne i wymagają korekty.



Rys. 8. Moc zainstalowana w fotowoltaice na świecie w latach 2013–2022; opracowanie własne na podstawie [16]



Rys. 9. Moc zainstalowana w fotowoltaice w wybranych krajach, dane za 2022 r.; opracowanie własne na podstawie [16]

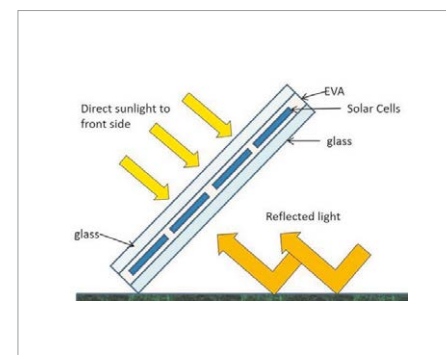
wzrostu mocy zainstalowanych na świecie w latach 2013–2022.

Natomiast na **rysunku 9.** przedstawiono kraje z największą zainstalowaną mocą w źródłach fotowoltaicznych na świecie.

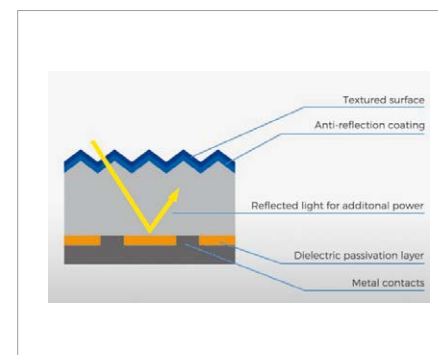
Nowe rozwiązania w zakresie fotowoltaiki

Obecnie stosowane ogniwa fotowoltaiczne, ze względu na wykorzystywany w nich materiał, można podzielić na cztery generacje:

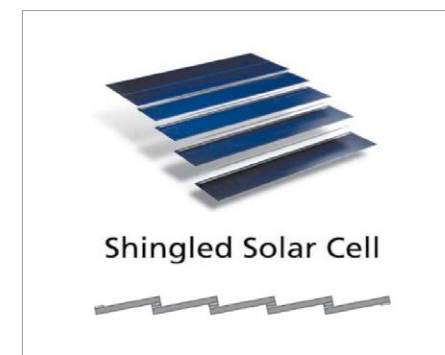
- » Generacja I – to ogniwa krzemowe w wersji mono- i polikrystalicznej. Ze względu na korzystną relację ceny do jakości wciąż należą do najczęściej stosowanych.
- » Generacja II – została zapoczątkowana wraz z wprowadzeniem na rynek ogniw z krzemu amorficznego. Obejmuje również ogniwa z tellurku kadmu (CdTe) oraz mieszanek miedzi, indu, galu i selenu (CIGS), a także z arsenku galu (GaAs). Są to przeważnie ogniwa cienkowarstwowe, w których warstwa półprzewodnika ma grubość ok. 1–3 µm (mikrometrów, czyli jednej milionowej metra).
- » Generacja III – to ogniwa barwnikowe i polimerowe, pozbawione złącz p-n. Ich zasada działania opiera się na wykorzystaniu znanego z roślin zjawiska fotosyntezy. Ich główne wady, ograniczające zastosowanie komercyjne, to przede wszystkim wysoka cena oraz niewielka wydajność (około 8%) i trwałość niższa od ogniw pierwszej i drugiej generacji.
- » Generacja IV – niektóre źródła do tej kategorii zaliczają ogniwa perowskitowe oraz hybrydowe połączenia półprzewodników. Perowskity to materiały nieorganiczne, jednak w procesie wytwarzania ogniw używane są materiały organiczne (np. rozpuszczalniki). Ogniwa hybrydowe (np. krzemowo-organiczne) również są wykonane zarówno z materiałów organicznych, jak i nieorganicznych.



Rys. 10. Ogniwo typu BiFacial [18]



Rys. 11. Ogniwo typu PERC [20]



Rys. 12. Ogniwo typu Shingled [22]

W zakresie nowych technologii stosowanych w budowie ogniw fotowoltaicznych warto zwrócić uwagę na następujące:

- » ogniwa dwustronne, czyli bifacialne (*BiFacial Solar Modules*) – absorbują światło z obu stron panelu i we właściwej lokalizacji mogą wytworzyć do 30% więcej energii niż tradycyjne panele jednostronne. Zarówno przód, jak i tył modułu PV pokryty jest szkłem hartowanym lub specjalną folią (**rys. 10.**). To pozwala na dotarcie odbitego światła do tylnej strony panelu [17];
- » technologia typu PERC (*Passivated Emitter and Rear Cell*) – w tylnej części ogniw dodano dodatkową warstwę pasywującą, która jednocześnie odbija część niezaabsorbowanych promieni słonecznych z powrotem do ogniw fotowoltaicznych [19]. Uzyskano w ten sposób ograniczoną zdolność wykorzystania światła odbitego od strony spodniej panelu (**rys. 11.**). Technologia ta zwiększa wydajność ogniw zwłaszcza w pochmurne dni;
- » technologia SmartWire – polega ona na tym, że proces lutowania w tych ogniwach zastąpiono laminowaniem przodu i tyłu panelu specjalną folią z mikroprzewodami. W efekcie uzyskano znacznie większą liczbę punktów kontaktowych, dzięki czemu ogniwo pracuje nawet przy mikropęknięciach. Ogniwa łączone są za pomocą 18–32 mikrowłókien, co daje 990–1760 punktów kontaktowych z ogniwem. Uzysk roczny takich ogniw jest większy średnio o 10% w stosunku do tradycyjnej technologii BusBar [21];
- » technologia Shingled – to nowa technika łączenia ogniw na zakładkę klejem ECA, która w stosunku do klasycznego sposobu łączenia ogniw ma kilka zalet. Wśród nich można wymienić: mniejszy opór, niższą temperaturę procesu łączenia, lepsze wykorzystanie powierzchni ogniw, niższą temperaturę pracy (co skutkuje zwiększoną wydajnością energię-

tyczną). Dzięki równoległym łączącym szeregom ogniw (**rys. 12.**), charakteryzują się one wysoką odpornością na zacinienie, a dzięki niższemu prądom – większą odpornością na niebezpieczne hotspoty;

- » technologia HIT (*Heterojunction with Intrinsic Thin-layer*) – heterozłącza z wewnętrzną cienką warstwą to ogniw słoneczne, które składają się z kilku warstw zmieszanych w celu utworzenia warstwy krzemowej, aby zmaksymalizować produkcję energii przez ogniwo. Różnica w stosunku do konwencjonalnych polikrystalicznych lub monokrystalicznych ogniw słonecznych polega na układzie ogniw HIT, które składa się z krystalicznej warstwy krzemu typu n, która jest umieszczona pomiędzy warstwami amorficznymi (**rys. 13.**) [23]. Zaletami tego rozwiązania są zdolność do wytwarzania energii elektrycznej nawet z niskoenergetycznego promieniowania podczerwonego oraz niski temperatury współczynnik spadku mocy, co skutkuje lepszymi uzyskami energii w okresie letnim. Panele często występują w formie „plastra miodu” (sześciokąta), co pozwala na bardziej ekonomiczne wykorzystanie „wafli” krystalicznego krzemu;
- » technologia MWT (*Metal Wrap Through*) polega na przeniesieniu do tylnej części ogniw szyn zbiorczych. Za pomocą otworów w ogniwie zapewnia się kontakt z górną elektrodą. Na ogniwie MWT zamiast drobnych metalowych busbarów widać jedynie drobne kropki. W praktyce pozwala to zmniejszyć zacinienie ogniw i zwiększyć produkcję energii elektrycznej. Ten sam efekt zapewnia też lepsze odprowadzanie ciepła z przodów ogniw [25];
- » technologia TOPCon (*Tunnel Oxide Passivated Contact*) – technologia ta jest podobna do technologii PERC i jest traktowana jako jej następca. W ogniwach TOPCon (**rys. 14.**)

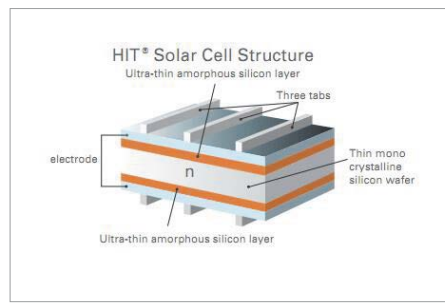
powierzchnia ogniw jest pokryta dodatkowymi warstwami krzemu, które zapewniają lepszy kontakt z elektrodami i minimalizują straty energii spowodowane rezystencją wewnętrzną [26].

Ciekawym rozwiązaniem w zakresie montażu paneli fotowoltaicznych, które pojawiło się w ostatnim czasie, są tzw. ogrodzenia fotowoltaiczne (**rys. 15.**). Konstrukcja z wykorzystaniem modułów dwustronnych ustawianych pionowo w orientacji wschód–zachód pozwala na znacznie większą produktywność energii w porze porannej i popołudniowej [28].

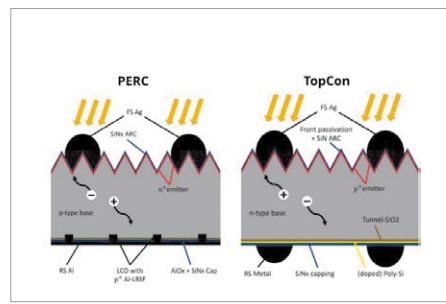
Ten typ instalacji nadaje się zarówno pod budowę dużych farm fotowoltaicznych, jak również do indywidualnej produkcji energii elektrycznej w gospodarstwach rolnych, zakładach przemysłowych lub jako instalacje przy drogach i autostradach [29]. Zaletą tego typu ustawienia paneli jest dłuższy czas pracy oraz przesunięcie szczytu z godzin południowych na dwa szczyty – przed i po południu (**rys. 16.**). Uzysk z 1 kW według założeń autorów tego projektu jest nawet o 25% większy od systemów tradycyjnych. Pionowa orientacja konstrukcji nośnej paneli uniemożliwia osadzanie się i zaleganie np. kurzu lub śniegu na panelach, przez co eksploatacja ich jest praktycznie bezinwazyjna. System ten jest coraz bardziej popularny w Niemczech i we Francji.

I Podsumowanie

Przyszłość energetyki na świecie to niewątpliwie odnawialne źródła energii. Globalne trendy wskazują na rosnącą dominację energii słonecznej i wiatrowej, a kluczowe kraje, takie jak Chiny, USA czy Niemcy, już od lat inwestują miliardy dolarów w rozwój tych technologii. Według prognoz Międzynarodowej Agencji Energii (IEA), udział odnawialnych źródeł energii w globalnej produkcji energii elektrycznej ma wzrosnąć do 30% już w 2024 r. W najbardziej opty-



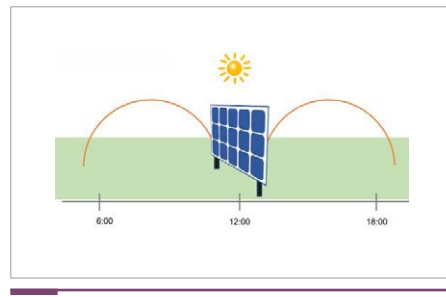
Rys. 13. Ogniwo typu HIT [24]



Rys. 14. Ogniwo typu TOPCon [27]



Rys. 15. Ogrodzenie fotowoltaiczne [28]



Rys. 16. Ogrodzenie fotowoltaiczne – czas pracy systemu [opracowanie własne na podstawie 27]

mistycznym scenariuszu OZE mogą dostarczyć nawet 80% energii w 2050 roku.

Według prognoz w niedalekiej przyszłości najpopularniejsze obecnie krzemowe panele fotowoltaiczne mogą zostać zastąpione technologią hybrydowych paneli PV, wykorzystujących perowskity, których sprawność ma być na poziomie powyżej 30%. Jednak pomimo że energia słoneczna jest niewątpliwie przyszłościowym źródłem energii, jej stabilność i niezawodność wciąż pozostawia wiele do życzenia. Stochastyczny charakter pracy instalacji fotowoltaicznych sprawia, że w przyszłości coraz częściej będziemy mówić o ryzyku możliwej destabilizacji i zakłóceń pracy w systemach elektroenergetycznych.

I Literatura

1. Dyrektywa 96/92/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 19 grudnia 1996 roku (<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/ALL/?uri=CELEX%3A31996L0092>) [dostęp: 10.10.2023].
2. https://climate.ec.europa.eu/eu-action/climate-strategies-targets/2020-climate-energy-package_pl [dostęp: 10.10.2023].
3. https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package_en [dostęp: 10.10.2023].
4. https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_pl [dostęp: 10.10.2023].
5. <https://instytutobywatelski.pl/analizy/211-swit-nowej-epoki-jak-zmienia-sie-unia>

-i-co-z-tego-wynika-dla-polski [dostęp: 30.09.2023].

6. https://www.eca.europa.eu/Lists/ECADocuments/SR22_22/SR_coal_regions_EN.pdf [dostęp: 16.09.2023].
7. <https://wiiw.ac.at/phasing-out-coal-n-569.html> [dostęp: 16.09.2023].
8. <https://www.gov.pl/web/klimat/krajowy-plan-na-rzecz-energii-i-klimatu> [dostęp: 10.10.2023].
9. Polityka energetyczna Polski do 2040 (<https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski>) [dostęp: 10.09.2023].
10. Strategia na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju (<https://www.gov.pl/web/fundusze-regiony/informacje-o-strategii-na-rzecz-odpowiedzialnego-rozwoju>) [dostęp: 10.09.2023].
11. <https://www.pse.pl/dane-systemowe> [dostęp: 14.10.2023].
12. <https://www.rynekelektryczny.pl/produkcja-energii-elektrycznej-w-polsce> [dostęp: 14.10.2023].
13. <https://www.ure.gov.pl/pl/oze/potencjal-krajowy-oze/5753,Moc-zainstalowana-MW.html> [dostęp: 14.10.2023].
14. <https://energy.instrat.pl/> [dostęp: 30.09.2023].
15. <https://www.woodmac.com/news/opinion/record-solar-buildout/> [dostęp: 20.10.2023].
16. Renewable capacity statistics 2023, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

17. <https://www.deegesolar.co.uk/bifacial-solar-panels/> [dostęp: 20.10.2023].
18. <https://www.tno.nl/en/technology-science/technologies/bifacial-solar-panels/> [dostęp: 20.10.2023].
19. <https://www.solarpowerworldonline.com/2016/07/what-is-perc-why-should-you-care/> [dostęp: 20.10.2023].
20. <https://www.renogy.com/blog/solar-panel-efficiency-everything-you-need-to-know/> [dostęp: 20.10.2023].
21. <https://www.solartechuniversal.com/smartwire-technology#performance> [dostęp: 20.10.2023].
22. <https://www.alternergy.co.uk/blog/post/what-are-the%E2%80%8Badvant%E2%80%8Bages-of-shingled-solar-panels> [dostęp: 20.10.2023].
23. <https://www.australiansolarquotes.com.au/blog/2018/09/25/hit-solar-modules/> [dostęp: 20.10.2023].
24. <https://www.solarchoice.net.au/blog/solar-panels-sanyo-hit-solar-panels-high-efficiency-panels-from-an-industry-pioneer/> [dostęp: 20.10.2023].
25. <https://enerad.pl/wiedza/panele-fotowoltaiczne-co-to-jest-jakie-sa-rodzaje/> [dostęp: 20.10.2023].
26. <https://www.solarpowerworldonline.com/2022/04/what-is-topcon-solar-panel-technology/> [dostęp: 20.10.2023].
27. <https://www.pv-magazine.com/2021/05/21/next2sun-unveils-bifacial-photovoltaic-fence/> [dostęp: 20.10.2023].
28. <https://next2sun.com/en/solar-fence-solar-fence-the-pv-innovation/> [dostęp: 20.10.2023].
29. <https://www.eco-greenenergy.com/the-complete-guide-to-topcon-technology/> [dostęp: 20.10.2023].

ABSTRACT

New technologies and solutions in photovoltaic installations

The article presents the current situation on the Polish energy market and energy policy plans until 2040. The current situation related to the development of photovoltaic installations in Poland is discussed against this background. Further, energy policy plans for the development of photovoltaic installations are discussed. In addition, new technologies in the field of construction of photovoltaic panels and their installation possibilities were presented.

Keywords: Polish energy policy, energy security, photovoltaics.

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

ELEKTRO SPARK

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


ETI POLAM Sp. z o.o.

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


IMEFY POLSKA Sp. z o.o.

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


Lovato Electric Sp. z o.o.

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


Mersen Polska Sp. z o.o.

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


merXu

Zarejestruj się, by sprzedawać międzynarodowo
www.merxu.com


RST sp. z o.o.

15-113 Białystok
ul. gen. W. Andersa 40a
tel. 85 307 00 85
rst@rst.pl
www.rst.pl


SONEL S.A.

58-100 Świdnica
ul. Wokulskiego 11
tel. 74 884 10 53
bok@sonel.pl
www.sonel.pl


Kamery IR

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


Weidmüller Sp. z o.o.

00-876 Warszawa
ul. Ogrodowa 58
tel. 22 510 09 40
e-mail: biuro@weidmueller.com
www: https://www.weidmuller.pl/pl/

