

rynek fotowoltaiczny

Wydanie II Bezpłatny dodatek do magazynu Rynek Elektryczny nr 3/2020



Bezpieczeństwo instalacji fotowoltaicznych

Skuteczna ochrona instalacji fotowoltaicznych

DEHNcombo YPV

- gotowy do podłączenia ogranicznik przepięć T1 T2 do obwodu generatora PV
- nie wymaga dobezpieczenia w obwodach o prądzie do 10 kA
- taki sam moduł ochrony we wszystkich ścieżkach ochrony – możliwość stosowania w instalacjach z uziemionym jednym biegunem
- kompaktowa konstrukcja o szerokości tylko 4 modułów
- bezpieczna obudowa chroniąca przed dotykiem części pod napięciem (bez dodatkowych osłon)
- wskaźnik działania / uszkodzenia w oknie kontrolnym
- opcjonalnie wersja z zestykiem zdalnej sygnalizacji (FM) do monitorowania stanu urządzenia
- do stosowania w instalacjach fotowoltaicznych zgodnie z normą PN-HD 60364-7-712



DEHNGuard M YPV

- modułowy, gotowy do podłączenia ogranicznik przepięć do ochrony instalacji PV składający się z podstawy i wymiennych modułów ochronnych
- niezawodny, odporny na błędy układ połączeń Y z trzema wysoko wytrzymałymi warystorami do ochrony samego ogranicznika przy uszkodzonej izolacji w obwodzie generatora
- wysoka niezawodność dzięki urządzeniu kontrolno-odłączającemu „Thermo Dynamic Control”
- wysoka skuteczność ze względu na niski napięciowy poziom ochrony
- wskaźnik działania / uszkodzenia w oknie kontrolnym
- prosta wymiana modułu bez użycia narzędzi
- spełnia wymagania normy PN-EN 50539-11



DEHN chroni.
Ochrona odgromowa, ochrona przed przepięciami, sprzęt bezpieczeństwa

Wstęp.....	4	5.4.5. Odpowiednie zaprojektowanie i ustawienie złączy.....	21
O autorach	4	5.4.6. Pozostałe zalecenia dotyczące złączy DC.....	21
1. Podstawy systemów PV	6	5.5. Inne zalecenia dotyczące bezpieczeństwa	21
1.1. Słownik pojęć.....	6	5.5.1. Ograniczenie możliwości rozprzestrzeniania się ognia.....	21
1.2. Klasyfikacja układów PV przyłączanych do sieci	6	5.5.2. Ochrona przewodów na dachu	21
1.2.1. Miejsce instalacji	6	5.5.3. Bezpiecznie szafki rozdzielcze i rozdzielnice.....	21
1.2.2. Moc i topologia instalacji PV.....	7	5.6. Zalecenia dotyczące jakości odpowiednich materiałów	22
1.2.3. Technologia modułów PV	8	5.6.1. Przewody.....	22
1.2.4. Technologia falowników.....	8	5.6.2. Złącza MC4	22
2. Wymagania techniczne	8	5.6.3. Kanały i korytka kablowe (systemy prowadzenia przewodów)	22
2.1. Status wymagań dotyczących komponentów, systemów i instalacji	8	5.6.4. Tuleje.....	22
2.2. Przepisy i normy	8	5.6.5. Mocowania.....	22
2.3. Wybór i ocena lokalizacji przyszłej instalacji.....	9	5.6.6. Uwaga ogólna	22
2.4. Konstrukcje wsporcze pod moduły fotowoltaiczne	9	5.7. Podsumowanie – wytyczne do projektowania	22
2.5. Obwody prądu stałego (DC).....	10	6. Ochrona odgromowa i przeciwprzepięciowa	23
2.6. Obwody prądu przemiennego (AC), falowniki	11	instalacji fotowoltaicznej	23
2.7. Monitorowanie.....	12	6.1. Ochrona odgromowa.....	23
2.8. Pozostałe dokumenty niezbędne do opracowania projektu.....	12	6.2. Ochrona przed przepięciami	26
2.9. Warunki odbioru – przeglądy i konserwacje.....	12	Podsumowanie	29
3. Zagrożenia	12	Bibliografia:	29
3.1. Pożar a systemy PV. Fakty i mity	12	7. Zagrożenia dla służb ratowniczych w razie pożaru ...	29
3.2. Ryzyko pożaru a ryzyko dla strażaków	13	7.1. Gaszenie pożarów instalacji elektrycznych pod napięciem	29
3.3. Doświadczenie innych rynków	13	7.2. Oznakowanie	30
3.3.1. Niemcy	13	7.3. A co z zawiadomieniem organów Państwowej Straży Pożarnej?	30
3.3.2. Wielka Brytania.....	14	8. Bezpieczeństwo i ryzyko – zalecenia	31
3.3.3. Holandia.....	14	dla projektantów i wykonawców	31
4. Najczęściej popełniane błędy w projektach	14	9. Rekomendacje dotyczące inspekcji	32
i realizacjach systemów PV	14	i konserwacji	32
4.1. Błędy na etapie projektowania.....	14	10. Praca i bezpieczeństwo mikroinstalacji	32
4.2. Błędy na etapie realizacji.....	16	zgodnie z kodeksem NC RfG	32
5. Łuk elektryczny: podstawy fizyczne i kwestie	16	10.1. Zgodność z Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (IRIESD)	32
związane z DC	16	10.2. Inne wymagania dotyczące przekazania mikroinstalacji do eksploatacji: ...	32
5.1. Powstawanie łuku elektrycznego	16	11. Bezpieczeństwo instalacji fotowoltaicznych	33
5.2. Środki zapobiegania powstawaniu łuków elektrycznych	18	w świetle dokumentów normatywnych	33
5.3. Zasady prowadzenia przewodów	18	11.1. Dokumenty normatywne	34
5.3.1. Wykorzystanie kanałów kablowych.....	18	11.2. Instalacje fotowoltaiczne (PV)	34
5.3.2. Promienie gięcia przewodów	18	11.3. Projekt instalacji elektrycznej i konstrukcji mechanicznej systemu PV.....	34
5.3.3. Bezpieczny montaż przewodów	19	11.4. Dobór elementów.....	36
5.4. Zasady łączenia przewodów	19	11.5. Dokumenty normalizacyjne dla systemów PV zintegrowanych	40
5.4.1. Złącza DC – konieczność i źródło błędów	19	z budynkami, BIPV (ang. <i>Building Integrated PV</i>)	40
5.4.2. Błędy instalacji	19	Bibliografia	42
5.4.3. Kompatybilność złączy DC	20	Zastrzeżenia	42
5.4.4. Odciążenie.....	20		

Fot. na okładce moerschy z Pixabay

Rynek Fotowoltaiczny

rynek
fotowoltaiczny

Wydanie II

Dodatek do magazynu
Rynek Elektryczny
nr 3/2020rynek
elektryczny.pl

Redakcja

Małgorzata Kosińska
redaktor naczelny
malgorzata.koszinska@rynekelektryczny.pl

Reklama

reklama@rynekelektryczny.pl

Prenumerata

prenumerata@rynekelektryczny.pl

Drukarnia

GREG, Warszawa

Opracowanie graficzne

Studio QM

Czasopismo dostępne
w prenumeracie u kolporterów:
RUCH S.A.
KOLPORTER S.A.
GARMOND PRESS S.A.

Wydawca

Publikatech

ul. Bogumińska 12/12
03-619 Warszawa
tel. 22 743 00 70-71
re@rynekelektryczny.pl
www.rynekelektryczny.pl

Bezpieczeństwo instalacji fotowoltaicznych

dr inż. Maciej Piliński

Wstęp

Fotowoltaika to niezwykle bezpieczna technologia, ale niektórzy ludzie nadal mają nieuzasadnione obawy dotyczące bezpieczeństwa instalacji PV. Dobrym przykładem są kwestie związane z bezpieczeństwem pożarowym. Plotki o palących się domach, które nie mogą zostać ugaszone lub strażakach, którzy nie atakują ognia, jeśli na dachu znajduje się instalacja PV, stawiają takie systemy w złym świetle, na które nie zasługują.

W rzeczywistości systemy fotowoltaiczne mają bardzo wysoki poziom bezpieczeństwa w zakresie prewencyjnej ochrony przeciwpożarowej, a także bezpieczeństwa operacyjnego w przypadku pożaru. BRE National Solar Centre, niezależny instytut badawczy z Wielkiej Brytanii, bardzo szczegółowo przeanalizował systemy fotowoltaiczne, które w jakikolwiek sposób były powiązane z incydentami pożarowymi domów i opublikował swoje wyniki w „Fire and Solar PV Systems – Investigations and Evidence in July 2017” [3]. Najważniejszym wnioskiem tych badań jest to, że **przy prawidłowej instalacji systemy PV są superbezpieczne**. Badanie BRE wykryło mniej niż 60 incydentów pożarowych na rynku około 1 miliona systemów zainstalowanych w ciągu ostatnich siedmiu lat, z czego 42 stwierdzono jako spowodowane przez system fotowoltaiczny, a tylko 17 z nich oznaczono jako „poważne pożary”, które rozprzestrzeniły się poza źródło.

Wiele ostatnich analiz incydentów przeciwpożarowych związanych z PV, takich jak Sepanski i inni (2015) [12], BRE (2017b) [4] lub IEA PVPS (2017) [9] pokazują, że komponenty systemów fotowoltaicznych są testowane zgodnie z bardzo rygorystycznymi protokołami bezpieczeństwa i niezawodności podczas procesu produkcyjnego i spełniają wymagania bezpieczeństwa elektrycznego różnych krajowych i międzynarodowych norm i wytycznych. Dodatkowo podczas planowania, budowy i eksploatacji uwzględnia

się takie kwestie, jak tworzenie przegród pożarowych, dostępność, integralność funkcjonalna i bezpieczeństwo mechaniczne. Moduły, które stanowią część dachu (BIPV, zintegrowane PV z budynkiem) muszą spełniać te same testy odporności ogniowej, co materiał pokrycia dachowego.

Zgodnie z Programem Międzynarodowej Agencji Energetyki fotowoltaicznej (IEA PVPS) „systemy PV nie stwarzają zagrożenia dla zdrowia, bezpieczeństwa lub środowiska w normalnych warunkach pracy, jeśli są odpowiednio zainstalowane i konserwowane przez przeszkolony personel, zgodnie z wymogami norm elektrycznych.” (IEA PVPS 2017 [9]).

Celem tego dokumentu jest ocena i prezentacja aktualnej sytuacji dotyczącej szeroko rozumianego **bezpieczeństwa systemów fotowoltaicznych**. W instalacjach elektrycznych, a więc także w systemach fotowoltaicznych, bezpieczeństwo ma ogromne znaczenie. Systemy PV, które są projektowane, instalowane i eksploatowane zgodnie z ogólnie przyjętymi zasadami technicznymi są bezpieczne i niezawodne, nawet w najbardziej niesprzyjających warunkach pogodowych. Jednak mogą zaistnieć scenariusze zdarzeń, które wymagają dodatkowych urządzeń zabezpieczających. Na przykład w systemach, które nie są regularnie monitorowane, i w których moduły są instalowane na łatwopalnym dachu lub izolacji.

Chociaż instalacje elektryczne od dziesięcioleci są częścią prawie każdego budynku, a strażacy wiedzą, jak sobie z nimi radzić, w społeczeństwie istnieje pewna niewiedza, jeśli chodzi o gaszenie pożaru związanego z fotowoltaiką. Analizując różne taktyki, działania i strategie, a także środki bezpieczeństwa zmniejszające ryzyko porażenia prądem przez strażaków, niniejszy dokument zawiera również zalecenia dotyczące postępowania w przypadku pożaru.

O autorach

INŻ. STANISŁAW OSIŃSKI jest absolwentem Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej na kierunku elektrotechnika i specjalności elektroenergetyka.

Od 1993 roku prowadzi własną firmę – PHU ELSTAN Stanisław Osiński.

Od 2012 roku projektuje, nadzoruje, buduje oraz dokonuje audytów instalacji fotowoltaicznych od 0,003 MW do 1 MW.

Od 2013 roku prowadzi autoryzowane biuro projektowe w zakresie instalacji odgromowych i przepięciowych.

Od 2018 roku jest członkiem Polskiego Komitetu Ochrony Odgromowej Stowarzyszenia Elektryków Polskich (PKOO SEP).

Jego hobby to narciarstwo, kolarstwo, fotografia, podróże.

DR INŻ. MACIEJ PILIŃSKI jest absolwentem Wydziału Elektrycznego Politechniki Częstochowskiej. Tytuł doktora nauk technicznych obronił w 1997 r. w Instytucie Cybernetyki Technicznej Politechniki Wrocławskiej.

Od ponad 8 lat zdobywa doświadczenia na rynku fotowoltaiki w Polsce. Jest członkiem Polskiego Towarzystwa Fotowoltaiki, niezależnym ekspertem wielu stowarzyszeń, autorem licznych publikacji i prezentacji.

Od 2014 pracuje w firmie Fronius Polska Sp. z o.o., oddziału Fronius International GmbH, wiodącego producenta falowników PV i urządzeń do magazynowania i zarządzania energią. Od stycznia 2016 r. pracuje na stanowisku Sales Manager jednostki biznesowej Solar Energy.

MGR INŻ. KRZYSZTOF WINCENCIK jest z wykształcenia elektrykiem, absolwentem Politechniki Krakowskiej.

Od roku 1994 związany z firmą DEHN. Obecnie pełni w firmie obowiązki dyrektora technicznego.

Rzeczoznawca i weryfikator Izby Rzeczoznawców SEP w zakresie instalacji i urządzeń elektrycznych. Członek Polskiego Komitetu Ochrony Odgromowej SEP, Polskiego Komitetu SEP ds. Jakości i Efektywnego Użytkowania Energii Elektrycznej oraz Polskiego Komitetu Normalizacyjnego.

Autor wielu artykułów w czasopiśmie technicznych oraz materiałach konferencyjnych krajowych i międzynarodowych.

Miłośnik fotografii cyfrowej oraz literatury z zakresu militariów.

DR INŻ. TADEUSZ ZDANOWICZ jest Przewodniczącym Komitetu Technicznego KT 54 w Polskim Komitecie Normalizacyjnym, zajmującym się wdrażaniem na rynek krajowy norm IEC z zakresu fotowoltaiki.

Z fotowoltaiką związany od 1981 roku. Współorganizator i wieloletni współpracownik Laboratorium Fotowoltaiki PAN w Kozach k. Bielska-Białej. Pomysłodawca i organizator laboratorium fotowoltaicznego SolarLab na Politechnice Wrocławskiej.

Autor i współautor ponad 100 publikacji z zakresu PV. Uczestnik wielu projektów w ramach badawczych programów ramowych UE. Właściciel firmy PV Test Solutions zajmującej się projektowaniem i realizacją kompletnych systemów do pomiaru ogniw i modułów PV.



Gwarancja bezpieczeństwa Twojej instalacji PV

Poznaj rozwiązania Phoenix Contact dla fotowoltaiki

- ograniczniki przepięć na stronę AC i DC oraz do zabezpieczenia obwodów sygnałowych
- gotowe skrzynki połączeniowe z ogranicznikami przepięć na stronę DC
- złącza typu SUNCLIX, które przy montażu nie wymagają narzędzi (poza narzędziem do zdjęcia izolacji)
- narzędzia dla instalatorów paneli fotowoltaicznych

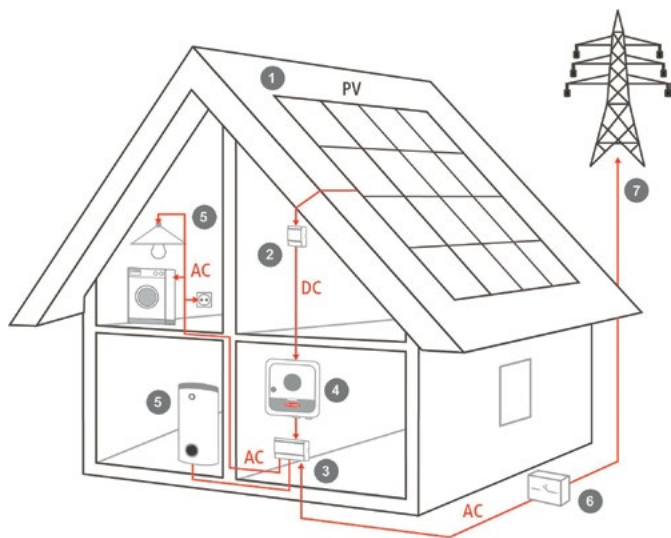


Dowiedz się więcej: www.phoenixcontact.pl/fotowoltaika



1. Podstawy systemów PV

W niniejszym opracowaniu będziemy zajmować się wyłącznie układami fotowoltaicznymi (PV) podłączone do sieci energetycznej (ang. *on-grid*). Systemy wyspowe (ang. *off-grid*), szczególnie ze względu na konieczność stosowania akumulatorów wymagają odrębnego opracowania.



Rysunek 1 przedstawia przykład systemu fotowoltaicznego zainstalowanego na dachu i przyłączonego do sieci energetycznej. Poszczególne elementy składowe to:

1. pole modułów, generator fotowoltaiczny wytwarzający prąd stały (DC),
2. kable prądu stałego dedykowane do zastosowań w fotowoltaice, ochronniki przeciwprzepięciowe przy modułach (jeśli wymagane),
3. rozdzielnica główna budynku, zabezpieczenia po stronie AC falownika (wyłącznik nadprądowy, wyłącznik różnicowoprądowy), ogranicznik przepięć dla budynku,
4. falownik przetwarzający prąd stały (DC) na prąd przemienny (AC); z reguły w pobliżu falownika lub w samym falowniku montuje się również zabezpieczenia po stronie DC (bezpieczniki gPV, ochronniki przeciwprzepięciowe, rozłącznik DC), oraz ogranicznik przepięć po stronie AC (jeśli wymagany),
5. istniejąca w budynku sieć energetyczna, odbiorniki energii,
6. miejsce przyłączenia do sieci energetycznej oraz dwukierunkowy licznik energii elektrycznej,
7. sieć Operatora Systemu Dystrybucyjnego (OSD).

Umiejętne dopasowanie każdego z elementów przedstawionych na rysunku wymaga wiedzy i doświadczenia z kilku dziedzin, m.in. astronomii, mechaniki, fizyki, elektrotechniki i energetyki. Na efekt końcowy, a więc na ilość wyprodukowanej energii, ale także na bezpieczeństwo działania i obsługi instalacji wpływają wszystkie elementy systemu.

Jedynie poprawny projekt i poprawny montaż wszystkich elementów zapewni właściwe i bezpieczne działanie całej instalacji.

1.1. Słownik pojęć

termin	j. ang.	opis
fotowoltaika	photovoltaics	Fotowoltaika – a nie „fotowoltanika” – to dziedzina wykorzystująca zjawisko fotowoltaiczne, zw. też efektem fotowoltaicznym (ang. <i>photovoltaic effect</i>), polegające na generowaniu siły elektromotorycznej w złączu półprzewodnikowym pod wpływem promieniowania świetlnego (najczęściej światła słonecznego). Samo określenie pochodzi od połączenia dwóch wyrazów: „foto” – oznaczającego światło oraz „wolt” – jednostki pomiaru napięcia (od nazwiska włoskiego badacza zjawisk elektrycznych Alessandra Volty). Jako ciekawostkę można podać, że Albert Einstein został laureatem Nagrody Nobla w dziedzinie fizyki w 1921 roku za „wkład do fizyki teoretycznej, zwłaszcza opis prawa efektu fotoelektrycznego”. Zamiennie można stosować ogólnie przyjęty skrót: PV .
ogniwo	solar cell	najmniejszy element fotowoltaiczny generujący energię elektryczną pod wpływem padającego światła słonecznego. Pojedyncze ogniwo wytwarza niewielkie napięcie (w przypadku krzemu krystalicznego jest to ok. 0,5 V _{mp} oraz 0,6 V _{oc}), aby więc można je było stosować na skalę przemysłową, musimy szeregowo łączyć je w łańcuchy ogniw (np. po 60 lub 72 sztuki), a te z kolei zamykać w pojedyncze moduły .
moduł, moduł PV, moduł fotowoltaiczny	module	mechanicznie i elektrycznie najmniejszy zestaw połączonych ogniw fotowoltaicznych. Moduł zabezpieczony jest przed oddziaływaniem warunków atmosferycznych i stanowi najmniejszy pojedynczy element stosowany do budowy generatora fotowoltaicznego.
łańcuch	string	elektryczny układ szeregowo połączonych modułów
generator	generator	urządzenie przetwarzające (a nie „wytwarzające”) energię nieelektryczną w elektryczną. Generatorem fotowoltaicznym (PV) będzie zestaw modułów PV.
falownik	inverter	urządzenie, do którego przyłącza się łańcuchy modułów. Piękne polskie określenie (a nie „wytwarzające”) oddaje jego podstawowe zadanie, czyli przemianę energii prądu stałego (ang. <i>direct current</i> , DC) na energię prądu przemiennego (ang. <i>alternate current</i> , AC).
instalacja fotowoltaiczna, instalacja PV	PV system	kompleksowo zmontowana i przyłączona do sieci elektrownia fotowoltaiczna zbudowana min. z falownika, modułów fotowoltaicznych, konstrukcji wsporczej, zabezpieczeń i okablowania.
Wp	Watt peak	moc ogniw, modułów lub generatora PV (instalacji fotowoltaicznej) zmierzona i podawana dla warunków STC
łańcuch fotowoltaiczny, łańcuch PV	string	zestaw połączonych szeregowo modułów PV , które jako zestaw przyłącza się do falownika
OSD		Operator Systemu Dystrybucyjnego
standardowe warunki badania	Standart Test Conditions (STC)	warunki badań ogniw i modułów fotowoltaicznych wyszczególnione w normie EN 60904-3 (lub równoważnej). W uproszczeniu: natężenie promieniowania słonecznego = 1000W/m ² , temperatura ogniw (nie otoczenia!) = 25°C, gęstość atmosfery AM = 1,5
strona AC (prądu przemiennego) instalacji PV	Alternate Current (AC)	część instalacji PV pomiędzy zaciskami AC falownika PV a punktem przyłączenia przewodu zasilającego PV do instalacji elektrycznej.
strona DC (prądu stałego) instalacji PV	Direct Current (DC)	część instalacji PV pomiędzy ogniwem PV, a zaciskami DC falownika

1.2. Klasyfikacja układów PV przyłączanych do sieci

Podziału systemów fotowoltaicznych podłączanych do sieci dokonuje się ze względu na: miejsce instalacji, moc i topologię, technologie.

1.2.1. Miejsce instalacji

Linia podziału przebiega pomiędzy instalacjami wolnostojącymi i zainstalowanymi na istniejących budynkach. Te pierwsze mogą być palowane, wkręcane lub montowane na betonowych podporach. Najważniejszym zadaniem takiej konstrukcji jest nie tylko

udźwignięcie odpowiedniego ciężaru (w tym ciężaru zalegającego śniegu), lecz także, a może przede wszystkim zapewnienie wytrzymałości na podmuchy wiatru.

Wyróżnić też można dedykowane konstrukcje przewidziane do montażu na parkingach, często połączone z systemami ładowania samochodów elektrycznych (ang. *carport*), w ofertach producentów występujące jako gotowe konstrukcje.

Ze względu na rodzaj konstrukcji wyróżniamy systemy nadążne (inaczej systemy śledzące), w których mechaniczna podkonstrukcja obraca się, śledząc pozorny ruch Słońca lub najjaśniejszy punkt na nieboskłonie (w jednej lub w obu osiach), dzięki czemu moduły znajdują się zawsze w położeniu najbardziej korzystnym pod względem uzysku energii.

W przypadku instalacji montowanych na budynkach istnieje kilka rozwiązań:

- instalacje przeznaczone na dach skośny, montowane na uproszczonej podkonstrukcji przylegającej bezpośrednio do połaci dachu (do poszycia lub krokwi dachowych);
- instalacje zintegrowane z połacią dachu (zastępujące np. dachówkę);
- instalacje przeznaczone na dach płaski (z penetracją poszycia dachowego lub bezinwazyjne);
- instalacje specjalnie projektowane na elewacje budynków, w tym wykonane np. jako szyby okienne.

Wybór i poprawny projekt systemu montażowego mają decydujący wpływ na bezpieczeństwo osób, instalacji fotowoltaicznej oraz budynku.

Prawidłowy dobór systemu po konstrukcji montażowej dla modułów decyduje nie tylko o bezpieczeństwie samej instalacji PV, ale także o bezpieczeństwie budynku oraz osób znajdujących się w nim lub w jego pobliżu. Montaż modułów powinien być poprzedzony szczegółową analizą wpływu dodatkowego obciążenia (ciężar modułów i podkonstrukcji, dodatkowe siły pochodzące od siły wiatru) wykonaną przez konstruktora posiadającego odpowiednie uprawnienia.

1.2.2. Moc i topologia instalacji PV

Podział ten jest płynny i brak w nim zdefiniowanych kryteriów, dlatego przyjmowany jest na podstawie zapisów w ustawach (Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii wraz z późn. zm.; Dz. U. 2015 poz. 478). Mikroinstalacje – odnawialne źródło energii, o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 50 kW – to najczęściej nadachowe instalacje przydomowe. Małe instalacje – odnawialne źródło energii, o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 50 kW i nie większej niż 500 kW – bardzo często montowane są na dachach hal produkcyjnych lub w pobliżu zakładów produkcyjnych (np. parkingów). Instalacje duże – od 500 kW do 1 MW lub większe – to najczęściej instalacje wolnostojące, choć i tu można spotkać wyjątki.

Podział można przeprowadzić również według wartości napięcia, do której przyłączona zostanie instalacja. Mamy zatem możliwość przyłączenia się do sieci:

- niskiego napięcia (nN, w Polsce 230 V/400 V) – najczęściej dotyczy mikro – i małych instalacji;
- średniego napięcia (SN, >1 kV) – przyłączane są instalacje średnie i duże;



KABLE I OSPRZĘT W SYSTEMACH FOTOWOLTAICZNYCH



SOLARFLEX®-X
H1ZZZ2-K NTS



Złącza
SOLARFLEX



SOLARFLEX-X
H1ZZZ2-K

WŁAŚCIWOŚCI



Odporne
na UV



Odporne
na uszkodzenia



Szeroki zakres
temperatury



Odporne
na wilgoć



Odporne
na oleje



Giętkie żyły
5 lub 6 klasy



**ZESKANUJ QR CODE
I SPRAWDŹ NA:**

www.sklephelukabel.pl

- wysokiego napięcia (WN, 110 kV) – przyłączane są instalacje kilkunasto – lub kilkudziesięciomegawatowe.

27 kwietnia 2019 r. w Unii Europejskiej weszły w życie tzw. kodeksy sieciowe – NC RfG – dotyczące przyłączania modułów wytwarzania energii (ang. *Power Generation Module*, PGM), dawniej znanych jako „jednostki wytwórcze”. W Polsce Prezes URE zatwierdził następujące progi mocy:

- A – od 0,8kW do 200kW włącznie,
- B – od 0,2MW do 10MW,
- C – od 10MW do 75 MW,
- D – ponad 75MW oraz każdy PGM przyłączony do sieci o napięciu 110kV lub wyższym.

1.2.3. Technologia modułów PV

Najbardziej rozpowszechnione obecnie technologie wykorzystywane do produkcji ogniw fotowoltaicznych, mono – i polikrystaliczne, bardzo się zbliżyły pod względem uzyskiwanych parametrów, w tym sprawności konwersji energii. Istnieje wiele opracowań na ten temat, więc nie będziemy go tutaj szerzej rozwijać. Ważne, by pamiętać, że z tymi technologiami (poza pojedynczymi przypadkami) mogą współpracować praktycznie wszystkie dostępne na rynku falowniki.

Z kolei w przypadku zastosowania modułów cienkowarstwowych należy zwrócić uwagę, że charakteryzują się one wyższym napięciem pracy oraz koniecznością uziemienia jednego z elektrycznych połączeń łańcucha modułów. To wymusza galwaniczną izolację wejścia od wyjścia falownika, a więc jego specjalną konstrukcję. Tak więc poza wadą polegającą na małej sprawności konwersji dochodzi konieczność stosowania falowników transformatorowych. Rekompensuje to jednak niższa cena modułów, a w naszych szerokościach geograficznych dodatkowo zdolność modułów do lepszego przetwarzania światła odbitego i rozproszonego.

1.2.4. Technologia falowników

Obecnie najbardziej rozpowszechnionym typem falowników są urządzenia beztransformatorowe. Nie zawierają one – jak wskazuje nazwa – wewnętrznego transformatora zapewniającego galwaniczną izolację pomiędzy obwodami wejściowymi (DC) a wyjściowymi (AC) falownika. Dlatego urządzenia te charakteryzują się znacznie bardziej skomplikowaną konstrukcją, na którą składa się wiele układów zapewniających bezpieczeństwo użytkowania instalacji. Jedne z ważniejszych to:

- Urządzenie do monitorowania izolacji (ang. *Insulation Monitoring Device*, IMD), czyli układ pomiaru rezystancji izolacji przewodów po stronie DC. Codziennie przed rozpoczęciem wprowadzania energii do sieci falownik mierzy stan izolacji po stronie bieguna dodatniego oraz ujemnego względem zacisku przewodu ochronnego PE. Zbyt niska wartość rezystancji uniemożliwia wprowadzanie energii do sieci i powinna skutkować powiadomieniem służb serwisowych. Funkcja IMD powinna być zgodna z PN-EN 62109-2:2011
- Układ RCMU (ang. *Residual Current Monitoring Unit*), czyli zaawansowany układ różnicowo-prądowy reagujący na zmiany wartości prądu upływu w czasie. To urządzenie monitoruje prądy stałe i zmienne upływu (RCD typ B) z generatora PV do punktu przyłączenia falownika do sieci energetycznej i odłącza

falownik od sieci, jeżeli wystąpią ciągle nadmierne wartości bieżące lub nadmierne nagle zmiany prądu różnicowego. W zależności od stopnia ochrony instalacji lub wymogów operatora sieci dystrybucyjnej, dodatkowe zabezpieczenia różnicowo-prądowe (RCD) może być wymagane w miejscu przyłączenia instalacji PV. W takim przypadku, mogą być zastosowane układy RCD typu A z czułością co najmniej 100mA na pojedynczy falownik.

Do poprawnej pracy układu monitorowania prądów różnicowych RCMU oraz poprawności pomiaru rezystancji izolacji strony DC przez falownik wysoce zalecane jest wykonanie układu połączeń wyrównawczych sprowadzonych do punktu o potencjalnie wspólnym do PE strony AC instalacji. Brak uziemienia roboczego prowadzi również do niepoprawnego działania zabezpieczeń przeciwprzepięciowych po stronie DC zarówno w przypadku przepięć indukowanych jak i bezpośredniego oddziaływania piorunowego (zgodnie z PN-EN 62305 – „Ochrona odgromowa”). Ponadto należy uwzględnić rosnące ryzyko dla osób i mienia w przypadku zwarcia po stronie DC do izolowanych od PE części przewodzących generator PV, w tym rosnącego zagrożenia pożarem w przypadku zwarc wielokrotnych, które mogą pozostać niewykryte. Zalecenia te wynikają z wytycznych wskazanych w normie PN-HD 60364-7-712:2016 „Instalacje elektryczne niskiego napięcia cz. 7-712: Wymagania dotyczące specjalnych instalacji lub lokalizacji – Fotowoltaiczne (PV) układy zasilania”.

2. Wymagania techniczne

2.1. Status wymagań dotyczących komponentów, systemów i instalacji

W badaniach przyczyn wypadków pożarowych, w których ustalono przyczynę instalacji fotowoltaicznej, stwierdzono, że około 1/3 przypadków szkód była oparta na błędach komponentów, 1/3 na złym planowaniu i 1/3 na błędnej realizacji instalacji (porównaj Rozdział 3.3 „Doświadczenia”). Jedną z przyczyn błędów instalacji, wśród wielu innych, jest to, że dokumentacja projektowa jest często nieodpowiednia lub nie zawiera żadnych informacji o potencjalnych źródłach zagrożenia. Dlatego wymieniono normy, wytyczne i specjalne warunki podłączenia instalacji fotowoltaicznej wynikające z branży energetycznej.

2.2. Przepisy i normy

Aby móc poprawnie wykonać instalację fotowoltaiczną należy przede wszystkim posiadać uprawnienia do wykonywania pracy w zakresie obsługi, konserwacji, remontów i montażu urządzeń, instalacji i sieci elektroenergetycznych wytwarzających, przetwarzających, przesyłających i zużywających energię elektryczną. Jak już wspomniano, potrzebna jest również podstawowa wiedza z zakresu mechaniki, konstrukcji, dekarstwa. Obecnie dostępne jest coraz więcej literatury pozwalają uzupełnić brakującą wiedzę niezbędną przy projektowaniu i wykonywaniu instalacji fotowoltaicznych. Polecić można również szkolenia oferowane przez profesjonalne firmy – producentów sprzętu i komponentów do instalacji PV. Szkolenia takie poświęcone są z reguły wybranym, wąskim zagadnieniom, np. podkonstrukcjom, falownikom, ochronie przeciwprzepięciowej, itp.

Podstawą dobrych praktyk jest niewątpliwie stosowanie przepisów prawa budowlanego oraz prawa energetycznego, a także wybór



Energia pod kontrolą

takich rozwiązań technicznych, które gwarantują pełne zastosowanie obecnie obowiązujących norm bezpieczeństwa. Najważniejsze z nich, to zestaw norm PN-HD 60364, „Instalacje elektryczne niskiego napięcia”, które szeroko określają reguły dotyczące projektowania, wykonywania i sprawdzania instalacji elektrycznych w sposób zapewniający bezpieczeństwo ich użytkowania i prawidłowego działania.

Szczegółnej uwadze poleca się obowiązujące w Polsce normy. Szczegółowe omówienie wszystkich norm znajduje się w Rozdziale 11. „Bezpieczeństwo instalacji fotowoltaicznych w świetle dokumentów normatywnych”.

2.3. Wybór i ocena lokalizacji przyszłej instalacji

Pierwszym zadaniem instalatora jest ocena realnego zapotrzebowania na energię w budynku inwestora, a następnie dobór właściwej wielkości instalacji fotowoltaicznej. Przy szacowaniu możliwej do zainstalowania mocy modułów PV należy uwzględnić następujące czynniki:

1. lokalizacja – szerokość geograficzna, która określa kąt padania promieni słonecznych,
2. nachylenie powierzchni, na której instaluje się elektrownię fotowoltaiczną (kąt nachylenia dachu),
3. azymut – ustawienie przyszłej instalacji względem kierunku południowego,
4. przeszkody terenowe (np. instalacje antenowe, świetliki i okna dachowe, instalacje dachowe) i zacielenie instalacji pobliskimi elementami (komin, sąsiednie budynki, dach, drzewa, anteny satelitarne i TV, słupy energetyczne, itp.),
5. wymagania projektowe, np. drogi technologiczne i pożarowe, dobór falowników i linii energetycznych, instalacje odgromowe i przeciwprzepięciowe,
6. wymagania technologiczne, np. dopuszczalne obciążenia dachu z instalacją przez wiatr, śnieg itp.

Podstawowym i najważniejszym celem projektu instalacji jest unikanie zacielenia modułów fotowoltaicznych. Cień padający na moduł powoduje nie tylko znaczne ograniczenie ilości produkowanej energii elektrycznej, lecz także nagrzewanie się takiego miejsca (ogniwo zacielenie działa jak opornik), co w skrajnym przypadku powoduje nieodwracalne uszkodzenie modułu. Niemniej jednak ważnym jest ocena wytrzymałości istniejącej konstrukcji dachu, do której zostanie dołożone dodatkowe obciążenie w postaci instalacji PV.

2.4. Konstrukcje wsporcze pod moduły fotowoltaiczne

Konstrukcje wsporcze dla instalacji fotowoltaicznych spełniają dwa podstawowe zadania: ustawiają moduły pod odpowiednim kątem względem Ziemi i azymutem względem kierunku południowego oraz przenoszą siły pochodzące od:

- a) ciężaru modułów,
- b) obciążenia śniegiem,
- c) sił dociskających oraz odrywających pochodzących do wiatru.

Można wyróżnić następujące rodzaje montażu instalacji PV związanych z budynkami:

- a) moduły fotowoltaiczne stanowiące zintegrowany z budynkiem element, np. fasadę lub dach, określane skrótem BIPV pochodzącym z ang. *Building Integrated Photovoltaics*,

EFH

Podstawy bezpiecznikowe EFH do wkładek topikowych cylindrycznych gPV



ETITEC M T12 PV
ETITEC M T2 PV

Ograniczniki przepięć do ochrony systemów fotowoltaicznych PV

Fotowoltaika PV

Rozdzielnice wyposażone w zabezpieczenia systemów fotowoltaicznych PV



OBUDOWA
DEDYKOWANA
DO SYSTEMÓW PV
1500V

INFOLINIA 801 501 571
www.etipolam.com.pl

- b) montaż na dachu skośnym budynku – równoległe do połaci dachu,
- c) montaż na dachu płaskim budynku – na dedykowanej podkonstrukcji,
- d) montaż na elewacji budynku oraz
- e) montaż wolnostojący – obok budynku,
- f) wiaty i stanowiska parkingowe.

Dla każdego z wymienionych rozwiązań wymagane jest przeprowadzenie obliczeń obciążenia: modułu, podkonstrukcji oraz sił przenoszonych na konstrukcję dachu lub elewacji. Jeśli system konstrukcyjny przewiduje stosowanie balastu dociążającego (najczęściej w konstrukcjach wolnostojących na dach płaskich), należy wyliczyć jego rozkład dla całej powierzchni instalacji, nie jest on bowiem równomierny.

Dlatego w projektowaniu i budowie instalacji fotowoltaicznej powinien uczestniczyć projektant o specjalności konstrukcyjno-budowlanej lub rzeczoznawca budowlany, który może przygotować ekspertyzę w zakresie stanu technicznego budynku oraz na jej podstawie wydać opinię techniczną dotyczącą możliwości posadowienia konstrukcji wsporczej oraz modułów fotowoltaicznych na danym obiekcie.

Podstawowym grzechem firm projektujących i montujących instalacje PV jest ocena obecnego stanu konstrukcji dachu oraz wpływu dodatkowego obciążenia pochodzącego od instalacji fotowoltaicznej przez osoby niemające do tego ani odpowiednich uprawnień, ani tym bardziej właściwej wiedzy.

Zgodnie z obowiązującym stanem prawnym (Ustawa z dnia 1 lutego 2020 r. o zmianie ustawy – Prawo budowlane oraz niektórych innych ustaw, Dz.U. 2020 poz. 471) w art. 29 w ust. 4 pkt. 3):

„4. Nie wymaga decyzji o pozwoleniu na budowę oraz zgłoszenia [...] wykonywanie robót budowlanych polegających na:

3) instalowaniu:

- c) pomp ciepła, wolnostojących kolektorów słonecznych, **urządzeń fotowoltaicznych o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 50 kW [...].**”

Niestety, zapis ten mający na celu wyeliminowanie zbędnej biurokracji, często traktowany jest jako zwolnienie z obowiązku dokonania stosownych (a wręcz jakichkolwiek!) obliczeń projektowych.

Natomiast zagadnienia, które należy uwzględnić przy projektowaniu i budowie konstrukcji wsporczej pod moduły fotowoltaiczne, są niezwykle obszerne:

1. w zależności od rodzaju podkonstrukcji i jej sposobu montażu należy uwzględnić dodatkowe obciążenie konstrukcji dachu lub elewacji (np. wpływ sił statycznych i dynamicznych działających na konstrukcję dachu). Montaż musi zapewniać bezpieczeństwo istniejącej konstrukcji budynku, jak i instalacji fotowoltaicznej. Mocowanie modułów fotowoltaicznych do elewacji budynku lub dachu wymaga zachowania zasad bezpiecznego montażu i stosowania odpowiednich elementów konstrukcyjnych:
 - a) wysokiej jakości użytych materiałów: profili, połączeń śrubowych, klem mocujących, itp.,
 - b) przekroji profili odpowiednich do wyliczonego obciążenia,
 - c) elementów mocujących do konstrukcji dachu, które nie będą źródłem ognisk korozji (np. połączenie stal-aluminium),

d) które zapewnią szczelność dachu.

2. podkonstrukcja instalowana na dachu nie może utrudniać odprowadzania wody deszczowej, a w przypadku dachów wymagających odśnieżania: usuwania śniegu. Konstrukcja, moduły i wszystkie pozostałe elementy montowane na powierzchni dachu muszą mieć zapewnioną odporność na warunki atmosferyczne.
3. podkonstrukcja nie może stwarzać dodatkowego zagrożenia pożarowego (przykłady: „komin” w instalacji fotowoltaicznej montowanej na elewacji, wiaty parkingowe lub konstrukcje wolnostojące utrudniające dojazd jednostek straży pożarnej). W przypadku instalacji nadachowych należy przewidzieć drogi pożarowe. Wzorem niemieckich wymagań przeciwpożarowych, pojedyncze pole modułów nie powinno mieć wymiarów większych niż 10x10m.
4. podkonstrukcja nie może utrudniać dostępu do istniejącej infrastruktury nadachowej (urządzenia HVAC, kominy, anteny, itp.). Należy przewidzieć odpowiednie ciągi komunikacyjne.
5. zaleca się zachowanie odpowiednich odstępów pola modułów fotowoltaicznych od krawędzi dachu. Nie ma tu jasno sprecyzowanych wymagań, niemniej jednak odległość 50cm wydaje się być minimalną.
6. należy dokonać integracji instalacji PV z istniejącą ochroną odgromową lub przewidzieć konieczność wykonania instalacji odgromowej chroniącej elementy elektrowni fotowoltaicznej:
 - a) postawienie podkonstrukcji na dachu z urządzeniem piorunochronnym nie może wpłynąć na pogorszenie warunków ochrony odgromowej,
 - b) należy zaprojektować wyrównanie potencjałów, w tym odpowiednie zaciski i przekroje przewodów,
 - c) w przypadku istniejącej instalacji odgromowej należy zachować wyliczone dla obiektu odstępy izolacyjne lub wykorzystać podkonstrukcję jako element mogący przewodzić prądy piorunowej, pod warunkiem:
 - d) uwzględnienia skoordynowanej ochrony przeciwprzepięciowej.
7. Instalacja fotowoltaiczna nie może negatywnie wpływać na estetykę budynku (kryterium ocenne).

2.5. Obwody prądu stałego (DC)

Największą trudność stanowi zrozumienie pozornie oczywistego faktu, że zjawiska fizyczne występujące w obwodach prądu stałego różnią się od tych znanych z instalacji prądu przemiennego. Dlatego jednym z najważniejszych wymagań jest:

1. **Stosowanie elementów i materiałów dedykowanych do prądu stałego** (np. rozłączników, bezpieczników, itp.). Niedopuszczalne jest stosowanie elementów projektowanych dla prądów przemiennych w obwodach prądu stałego.
2. Stosowanie przewodów solarnych o odpowiedniej klasie izolacji napięciowej oraz przewidzianych do stosowania w warunkach zewnętrznych (odporność na warunki atmosferyczne i na promieniowanie UV) o podwójnej lub wzmocnionej izolacji.
3. Wykorzystanie istniejących lub budowanie nowych: przepustów kablowych, rur instalacyjnych, szybów instalacyjnych, koryt, duktów i kanałów instalacyjnych zapewniających odpowiednią klasę ognioodporności i zabezpieczających przewody

solarne przed uszkodzeniem mechanicznym, a także przed dostępem osób.

4. Skrzynki instalacyjne zlokalizowane w pobliżu modułów fotowoltaicznych oraz/lub w pobliżu falowników, służące w szczególności umieszczeniu doprowadzonych do nich zakończeń kabli i umieszczenia urządzeń zabezpieczających, powinny posiadać odpowiednią klasę ochrony przed warunkami zewnętrznymi (klasa IP), minimum II klasę wytrzymałości izolacji napięciowej, a także spełniać odpowiednie wymagania jakościowe: np. wentylacja – zapobieganie kondensacji pary wodnej.
5. Jeżeli wynika to z projektu, należy stosować zabezpieczenia bezpiecznikowe łańcuchów modułów, ochronę przetężeniową chroniącą przewody solarne, ochronę przeciwprzepięciową. Rozłączniki izolacyjne DC, wymagane przytoczonymi powyżej normami, często stanowią element budowy falownika. Ze względu na wysokie napięcia w instalacji DC (możliwe wartości nawet do 1000V) wymagane jest bezwzględne stosowanie urządzeń zapewniających ochronę przed dotykiem bezpośrednim.
6. Wyłączniki pożarowe, to zagadnienie skomplikowane. Pamiętać należy, że przerwa w obwodzie DC nie powoduje zaprzestania generacji napięcia na łańcuchu modułów – co może być niebezpieczne dla strażaków próbujących ugasić płonący budynek. Najlepszym rozwiązaniem byłoby stosowanie odpowiednich zabezpieczeń polegających na zwieraniu modułów (zerowe napięcie), jednakże na chwilę obecną nie ma urządzeń, które mogłyby zapewnić stuprocentową skuteczność w warunkach pożaru. Kompromisem wydaje się być stosowanie się do wytycznych przedstawionych w dalszej części tego dokumentu.
7. Spadki napięć (straty energii) na przewodach pomiędzy modułami PV a falownikiem muszą mieć wartość poniżej 1%.

2.6. Obwody prądu przemiennego (AC), falowniki

Dla wielu aspektów projekty przyłączenia instalacji fotowoltaicznej do istniejących obwodów sieci elektroenergetycznej w budynku obowiązują identyczne reguły, jak dla instalacji odbierających

energię. Przykładowo, obowiązują identyczne zapisy poświęcone doborowi przekroju przewodów ze względu na obciążalność prądową długotrwałą, dopuszczalny spadek napięcia, wytrzymałość mechaniczną oraz ze względu na zapewnienie skutecznej ochrony przeciwporażeniowej.

Ponadto, należy stosować zasady poprawnego doboru zabezpieczeń przewodów, tak aby spełnić warunki ochrony przed przeciążeniem czy też skutkami zwarć, łącznie z zasadą selektywności zabezpieczeń. Bardzo ważnym jest również zagadnienie wyłączników różnicowoprądowych od strony konieczności ich stosowania w warunkach domowych.

1. Falownik powinien być usytuowany w odrębnym pomieszczeniu technicznym, a w przypadku braku możliwości zapewnienia takiego pomieszczenia – w pobliżu rozdzielni głównej budynku wyposażonej w odpowiednią instalację i urządzenia elektryczne;
2. Falownik może być instalowany na zewnątrz budynku, o ile producent urządzenia przewidział taką możliwość. Należy zapewnić ochronę urządzenia przed bezpośrednim działaniem promieni słonecznych (ze względu na temperaturę).
3. Niewskazane jest instalowanie falowników w pomieszczeniach o podwyższonej zawartości substancji żrących lub szkodliwych (przykład: NH_3 – amoniak, występujący w oborach, kurnikach, stajniach, chlewach), o podwyższonej wilgotności (szklarnie, oranżerie), a także w miejscach narażających urządzenie na zabrudzenia lub utrudnioną wentylację.
4. Falownik powinien być montowany na podłożu niepalnym, nieprzewodzącym i suchym. Należy zapewnić właściwą wentylację falownika.
5. Nie można instalować falownika w pomieszczeniach, w których stale przebywają ludzie. Niedopuszczalne jest instalowanie falowników w sypialniach, itp.
6. Falownik powinien być łatwo dostępny dla obsługi technicznej; być oznakowany w sposób jednoznacznie określający niebezpieczeństwo zagrożenia zdrowia i życia; być poza dostępem dzieci.

PV Next Rozdzielnice Fotowoltaiczne

Easy.
Fast.
Safe.

Nowa generacja rozdzielnic fotowoltaicznych:

- Konstrukcja oparta na znormalizowanym układzie płytki PCB
- Łatwa instalacja bez narzędzi i zaciskania
- Niezawodna ochrona przeciwprzepięciowa

www.weidmuller.com/pvnext



7. Podłączenie falownika – należy stosować zabezpieczenia nadprądowe i przepięciowe. Stosowanie ochrony różnicowo-prądowej: w zależności od zaleceń producenta falownika.
8. Prowadzenie przewodów i wykonanie instalacji elektrycznej – zgodne z obowiązującymi przepisami.
9. **Przylączenie urządzenia do sieci energetycznej wymaga wiedzy i zgody odpowiedniego Operatora Sieci Dystrybucyjnej (OSD).** Jednym z podstawowych zadań falownika jest ciągłe monitorowanie parametrów sieci takich jak napięcie i częstotliwość oraz odpowiednie reagowanie na ich zmiany, a w przypadku, gdy wartości tych parametrów znajdują się poza dopuszczalnym zakresem – odłączenie falownika od sieci. **Niedopuszczalna jest tzw. wyspowa praca falownika (ang. off-grid),** ponieważ bez dodatkowych urządzeń separujących go od sieci mógłby on stanowić zagrożenie zdrowia i życia w przypadku awarii sieci.
10. Instalowanie liczników energii elektrycznej – zgodnie z wymaganiami OSD.
11. Wyłącznik główny (rozłącznik bezpiecznikowy) falownika należy instalować, o ile to możliwe, w rozdzielni głównej budynku. W widocznym miejscu należy umieścić tabliczkę informującą o instalacji PV w obiekcie.
12. Spadki napięć (straty energii) na przewodach pomiędzy falownikiem a miejscem przyłączenia do sieci elektroenergetycznej muszą być mniejsze niż 1%.
13. Należy stosować falowniki o sprawności europejskiej (*euro-η*):
 - a) powyżej 95% dla urządzeń transformatorowych
 - b) powyżej 97% dla urządzeń beztransformatorowych.
14. W przypadku modułów fotowoltaicznych wymagających uzziemienia jednego z biegunów (moduły cienkowarstwowe) należy stosować falowniki zapewniające izolację galwaniczną wejścia i wyjścia (falowniki transformatorowe).
15. Należy przewidzieć możliwość dostępu falownika do instalacji teleinformatycznej (przewodowej lub bezprzewodowej).
16. Wszystkie urządzenia aktywne i pasywne w instalacji fotowoltaicznej powinny być uziemione.

2.7. Monitorowanie

Jednym z podstawowych wymagań ze strony inwestora jest bieżące monitorowanie pracy instalacji fotowoltaicznej. Pojawia się oczekiwanie nie tylko raportowania bieżących i historycznych wartości wyprodukowanej energii, ale również, a może przede wszystkim, informowania o ewentualnych zakłóceniach w pracy instalacji. Wiodący producenci falowników oferują bezpłatną (lub za stosunkowo niewielką opłatą) możliwość zbierania, agregowania i prezentowania stosownych danych na atrakcyjnie wizualnych stronach internetowych. Dostęp do tej informacji użytkownik instalacji może mieć 24h na dobę z dowolnego punktu na Ziemi. System taki potrafi również proaktywnie informować np. wiadomością SMS o wszelkich nieprawidłowościach, również tych, które mogą mieć bezpośredni wpływ na bezpieczeństwo systemu.

2.8. Pozostałe dokumenty niezbędne do opracowania projektu

Każdy projekt techniczny wymaga wymienienia wytycznych, na podstawie których został opracowany. Oprócz norm wykazanych

w Rozdziale 2.2 „Przepisy i normy”, w przypadku projektu instalacji fotowoltaicznej są to dodatkowo:

1. Uzgodnienia z inwestorem;
2. Projekt architektoniczno-budowlany budynku (idealnie: projekt powykonawczy);
3. Projekt konstrukcji nośnej paneli fotowoltaicznych oraz kanałów kablowych;
4. Warunki przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, wydane przez Operatora Sieci Dystrybucyjnej (w przypadku instalacji, które ze względu na wielkość wymagają takich uzgodnień);
5. Aktualna „Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej” Operatora Systemu Dystrybucyjnego do sieci którego zostanie przyłączona instalacja;
6. Dane meteorologiczne dotyczące nasłonecznienia oraz szacunki dotyczące potencjalnych uzysków, np. w bezpłatnym narzędziu PV-GIS.

2.9. Warunki odbioru – przeglądy i konserwacje

Przegląd instalacji fotowoltaicznej: mechaniczny oraz elektryczny należy przeprowadzać przynajmniej raz w roku. Przegląd powinien obejmować:

1. kontrolę techniczną dachu, na którym zamontowano moduły fotowoltaiczne, w tym badania dotyczące wpływu konstrukcji wsporczej i modułów na konstrukcję dachu,
2. mycie modułów fotowoltaicznych – pozwalające zachować uzyski na najwyższym poziomie i uniknąć termicznych uszkodzeń modułów (ang. *hot-spots*) pochodzących od stałych zabrudzeń,
3. kontrola pęknięć, uszkodzeń modułów i ogniw PV (badanie modułów fotowoltaicznych kamerą termowizyjną),
4. przegląd stanu elementów mocujących – pęknięcia, uszkodzenia, korozja konstrukcji
5. przegląd stanu okablowania DC,
6. przegląd stanu okablowania AC,
7. czyszczenie i zabezpieczenie styków połączeń elektrycznych,
8. sprawdzenie zabezpieczeń DC,
9. sprawdzenie zabezpieczeń AC,
10. przegląd stanu technicznego falowników, przegląd stanów awaryjnych falowników wraz z analizą,
11. pomiar parametrów elektrycznych.

3. Zagrożenia

3.1. Pożar a systemy PV. Fakty i mity

Należy zwrócić uwagę, że ogólna wiedza na temat zagrożeń pożarowych wynikających z instalacji systemów PV opiera się głównie na mitach, plotkach i **niesprawdzonych informacjach**. Analizując opinie producentów i instalatorów, informacje prasowe oraz odpowiednią literaturę (Sepanski i inni, 2015, [12]), zidentyfikowano następujące punkty, reprezentujące różnorodność **nieprawidłowych** informacji, które krążą w domenie publicznej:

- Strażacy nie ugaszą pożaru w budynkach z systemem PV na dachu;
- System PV na dachu znacznie zwiększa ryzyko pożaru;
- System PV na dachu znacznie zwiększa ryzyko zranienia strażaków w sytuacjach awaryjnych;

- Wyłączenie instalacji PV na poziomie modułu zmniejsza ryzyko pożaru;
- Nie jest możliwe ugaszenie pożaru spowodowanego przez instalację PV;
- System PV na dachu znacznie zwiększa prawdopodobieństwo, że budynek zostanie trafiony przez piorun.

Wymienione powyżej punkty zostały krytycznie przeanalizowane, aby sprawdzić, czy istnieją realistyczne stwierdzenia, które potwierdzają lub unieważniają te pogłoski.

3.2. Ryzyko pożaru a ryzyko dla strażaków

Mówiąc o bezpieczeństwie systemów PV, możliwe zagrożenia związane z pożarem należy podzielić na dwie kategorie:

Ryzyko pożaru	To ryzyko opisuje prawdopodobieństwo wystąpienia pożaru. Im wyższe prawdopodobieństwo, tym większe ryzyko pożaru.
Ryzyko dla osób udzielających pomocy	Ryzyko to opisuje prawdopodobieństwo, że strażak lub inny personel ratowniczy zostanie ranny podczas misji ratowniczej lub przeciwpożarowej.

Te dwie kategorie są równie ważne, gdy mówimy o zwiększeniu bezpieczeństwa systemów fotowoltaicznych.

Podjęcie odpowiednich działań, które zmniejszają ryzyko pożaru, bezpośrednio zmniejsza ryzyko dla osób udzielających pomocy, ponieważ brak pożaru oznacza brak zagrożenia dla osób udzielających pomocy. Ta reguła nie ma jednak działania odwrotnego. Środki, które bezpośrednio wpływają na ryzyko dla służb ratowniczych, takie jak na przykład wymagania do ograniczenia napięcia na poziomie modułów PV, często **nie przyczyniają się do zmniejszenia ryzyka pożaru**.

3.3. Doświadczenie innych rynków

3.3.1. Niemcy

Niemcy są jednym z najstarszych i największych rynków PV w Europie. W 2015 roku TÜV Rheinland we współpracy z Instytutem Systemów Energetyki Słonecznej im. Fraunhofera (*Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems; ISE*) opublikował raport o incydentach pożarowych z udziałem systemów fotowoltaicznych związanych z budynkiem do roku 2013 i ich przyczynami. Ta szczegółowa analiza wykazała, że oficjalnie zgłoszone zostały 430 szkody pożarowe, z których 210 zostało wywołanych przez sam system PV. Porównując to do łącznej liczby około 1,3 mln instalacji PV, stanowi to **zaledwie 0,016% wszystkich systemów PV** zainstalowanych w Niemczech (Sepanski i inni, 2015, [12]). Wykresy pokazują rozłożenie incydentów pożarowych do różnych typów źródeł błędów i błędów.

Analiza wykazała, że tylko około 17% błędów powodujących pożar jest opartych na awariach sprzętu (patrz rysunek 2), a tylko 10% błędów występuje w falowniku (patrz rysunek 1). Ponad 70% błędów wynika z czynników zewnętrznych, takich jak wyladowanie atmosferyczne lub błędy montażowe (patrz rysunek 2).

FOTOWOLTAIKA



ZIAD Bielsko-Biala SA SA

specjalistyczne szkolenia dla

- instalatorów systemów fotowoltaicznych
- zarządców nieruchomości
- inwestorów budowlanych oraz PV

Przyjdź na szkolenie i zostań profesjonalnym instalatorem systemów fotowoltaicznych



Dysponujemy specjalistycznym laboratorium fotowoltaicznym



Posiadamy akredytację UDT do prowadzenia szkoleń dla instalatorów w zakresie systemów fotowoltaicznych

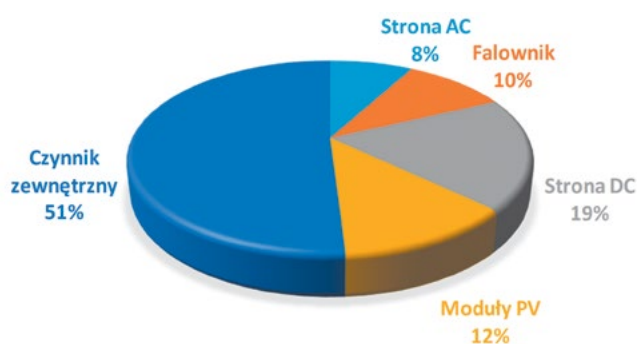


KONTAKT:

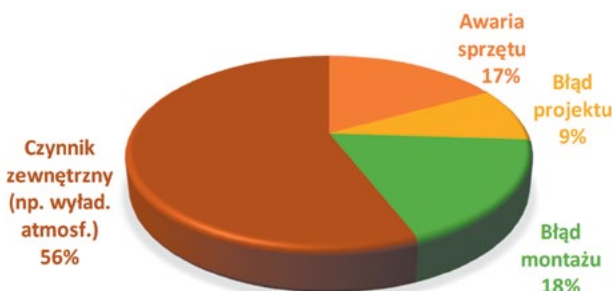
www.szkolenie.ziad.bielsko.pl

u.imielska@ziad.bielsko.pl

tel. 33 81 38 308, 517 884 863



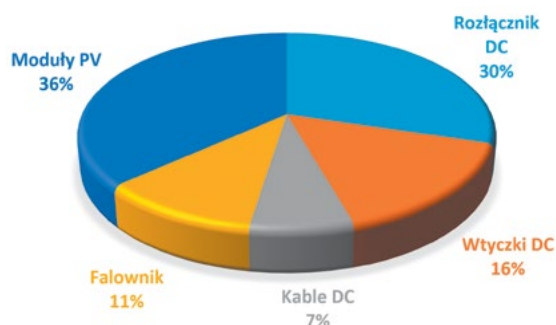
Wykres 1. Źródło wystąpienia pożaru instalacji PV w Niemczech (Sepanski i inni, 2015)



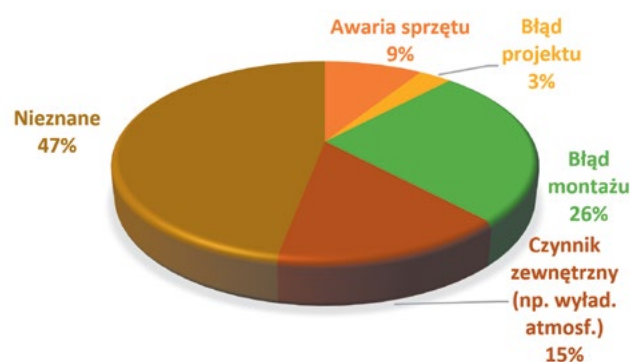
Wykres 2. Przyczyny wystąpienia pożaru instalacji PV w Niemczech (Sepanski i inni, 2015)

3.3.2. Wielka Brytania

W 2017 r. BRE National Solar Center opublikowało szczegółowy raport na temat incydentów pożarowych związanych z budynkami.



Wykres 3. Źródło wystąpienia pożaru instalacji PV w Wlk. Brytanii (dane z BRE 2017a)



Wykres 4. Przyczyny wystąpienia pożaru instalacji PV w Wlk. Brytanii (dane z BRE 2017a)

Zgodnie z tym sprawozdaniem (BRE 2017a, [3]), w ciągu ostatnich 7 lat w Wielkiej Brytanii doniesiono o 58 zdarzeniach

pożarowych dotyczących systemów fotowoltaicznych związanych z budynkami. W porównaniu do całkowitej liczby około 1 miliona systemów PV w Wielkiej Brytanii, daje to **0,0058% wszystkich zainstalowanych systemów PV**. Poniższe ilustracje pokazują alokację incydentów pożarowych do różnych typów błędów i źródeł błędów.

Wyluczając kategorię „Nieznany typ błędu”, większość incydentów pożarowych wynika z czynników zewnętrznych i błędów instalacji. Tylko około 9% wszystkich zdarzeń pożarowych jest weryfikowany jako awarię sprzętu (patrz wykres 4).

3.3.3. Holandia

Holenderska Organizacja Stosowanych Badań Naukowych (TNO) zakończyła w 2018 roku dochodzenie w sprawie szeregu incydentów pożarowych z udziałem dachowych systemów PV.

Zgodnie z ustaleniami raportu pożary doprowadziły wyłącznie do szkód gospodarczych. W 2018 roku stwierdzono 23 incydenty pożarowe z udziałem domów, co stanowi zaledwie 0,014% wszystkich około 170 tysięcy domowych instalacji PV zarejestrowanych na koniec 2018 roku w Holandii.

Raport TNO stwierdził, że około 70% pożarów zostało spowodowanych przez wadliwe złącza DC, a zwłaszcza przez stosowanie złączy typu MC4 pochodzących od różnych producentów (więcej w rozdziale „Zasady łączenia przewodów”). Inne incydenty pożarowe były spowodowane akumulacją ciepła, skrzynkami przyłączeniowymi modułów i bliskością instalacji do materiałów palnych, przy czym każdy z tych czynników stanowił ok. 10% przypadków.

4. Najczęściej popełniane błędy w projektach i realizacjach systemów PV

4.1. Błędy na etapie projektowania

Błędy popełnianie na etapie projektowania z reguły bywają brzemienne w skutkach: w najlepszym wypadku mogą doprowadzić do droższej niż planowano budowy, w najgorszym – do katastrofy budowlanej. Niestety w praktyce spotykam się z ogromną liczbą „projektów”, które choć podpisane przez osoby z tzw. uprawnieniami – zawierają liczne, niekiedy rażące błędy uniemożliwiające działanie elektrowni.

Choć wydaje się to niemożliwe, to najczęściej popełnianym błędem w projektowaniu jest ... zła dokumentacja projektowa, dokumentacja zbyt ogólna lub nawet jej całkowity brak. Na to wszystko nakłada się przygotowywanie projektów przez osoby uprawnione do projektowania instalacji elektrycznych, ale bez odpowiedniej wiedzy w zakresie fotowoltaiki. A przecież projektowanie instalacji PV wymaga adekwatnego zasobu informacji z dziedziny mechaniki, fizyki, astronomii, energetyki prądów stałych i prądu przemiennego, a przede wszystkim: doświadczenia w projektowaniu takich instalacji popartego ich udaną realizacją!

Przykładem, który dobrze obrazuje powyższe zagadnienie to projekty konstrukcji wsporczych pod moduły. Zbyt rzadko do projektu instalacji PV zapraszani są projektanci konstruktorzy. Brak dobrego projektu konstrukcji nośnej, nieuwzględnienie warunków panujących w danej strefie wiatrowej oraz strefie śniegowej, a także jakże częsty brak jakiejkolwiek wiedzy na temat aktualnego stanu konstrukcji budynku, a w szczególności dachu, to tylko najłżejsze

z popełnianych grzechów. Nawet w przypadku dużych elektrowni fotowoltaicznych, kosztujących miliony złotych, oszczędza się na badaniach geologicznych gruntu i dobiera się konstrukcje kierując się kryterium najniższej ceny. A przecież konstrukcja wsporcza jest jak gwóźdź podtrzymujący cenny obraz – oszczędność kilku złotych może doprowadzić do ogromnych strat.

W dalszej kolejności przejdę do tematu błędnego łączenia modułów PV do falownika lub niewłaściwego ich wzajemnego doboru – zarówno pod względem optymalizacji uzysków, jak i ryzyka uszkodzenia falownika. Istotą dobrego doboru jest zrozumienie danych technicznych zamieszczonych zarówno w karcie katalogowej modułów, jak i w karcie katalogowej falownika. Niezrozumiałe jest, dlaczego projektanci nagminnie ignorują fakt istnienia instrukcji obsługi i instalacji tych urządzeń. Tymczasem dobre moduły fotowoltaiczne posiadają instrukcję obsługi i montażu! Nie wszystkie informacje zawarte są w kartach katalogowych – zawsze należy sięgnąć po informacje znajdującą się w innych dokumentach, w tym również w obowiązujących normach i przepisach prawa budowlanego (wymienionych w Rozdziale 2.2). Bardzo pomocne są szkolenia organizowane przez producentów tych urządzeń. Z doświadczenia autora niniejszego artykułu wynika jednak, że gdy są bezpłatne nie gwarantują właściwego poziomu przekazywanej wiedzy, a z kolei, gdy są odpłatne – traktowane są przez projektantów jako zbędny wydatek, a nie inwestycję w swoje umiejętności.

Wróć na chwilę do zagadnień związanych z właściwym doбором modułów. Aż nazbyt często można spotkać projekty, w których

nie bierze się pod uwagę zakresów napięć i prądów wejściowych falownika, a to przecież podstawy projektowania! Owszem, niektórzy projektanci zaczynają rozumieć znaczenie temperatury i jej wpływ na wartości napięć, prądów i mocy modułów. Zwiększa się świadomość uwzględnienia wpływu ujemnych temperatur na napięcie układu otwartego łańcucha modułów i ewentualność uszkodzenia falownika, gdy napięcie to przekroczy dopuszczalną wartość. Ale niewielu projektantów sprawdza wpływ temperatur dodatnich na napięcia w punkcie mocy maksymalnej, a przecież warunki takie występują w trakcie dni o najwyższych wartościach promieniowania słonecznego. W efekcie łańcuchy o zbyt małej ilości modułów mogą poprawnie pracować w miesiącach zimowych, ale latem nie będą w stanie dostarczyć wartości napięć pozwalających na efektywną pracę falownika.

Instalacje, w których optymalnie dobrano długość łańcuchów i jeszcze uwzględniono ten dobór przy rozmieszczaniu modułów na podkonstrukcjach wsporczych, a w efekcie – przygotowano elegancki pod względem technicznym projekt, w którym mechaniczne rozmieszczenie modułów i ich elektryczne połączenie są ze sobą spójne, można niestety policzyć na palcach jednej ręki.

Podobnie kluczowym tematem jest stosowanie odpowiednich zabezpieczeń zarówno po stronie prądu stałego, jak i po stronie prądu przemiennego. W tym pierwszym przypadku można spotkać albo brak właściwego zabezpieczenia łańcuchów modułów albo ich zabezpieczanie w konfiguracjach, gdy nie jest ono konieczne. Używanie w obwodach prądów stałych zabezpieczeń, które mogą być stosowane wyłącznie dla prądów przemiennych to błąd, który

JEAN MÜLLER 
THE NAME FOR SAFETY

wkładki cylindryczne
10x38 1000V DC



wkładki topikowe NH
na napięcie 750-1500V DC



podstawy bezpiecznikowe
i rozłączniki bezpiecznikowe



ZABEZPIECZAMY INSTALACJE FOTOWOLTAICZNE



JEAN MUELLER POLSKA Sp. z o. o.
ul. Krótka 4, 02-293 Warszawa
tel.: 22 751 79 01, info@jeanmueller.pl
www.jeanmueller.pl

ograniczniki przepięć typu T1+T2
na napięcie 600-1500V DC



ograniczniki przepięć typu T2
na napięcie 500-1000V DC

powinien skutkować odbieraniem projektantowi jego uprawnień do projektowania. Elementem zabezpieczeń jest ochrona odgromowa i przeciwprzepięciowa, która z powodzeniem może stanowić temat na kilka osobnych artykułów (zasygnalizowano ten temat w Rozdziale 6). Zapewne ze względu na złożony charakter tej materii projekt takiej ochrony nie jest wykonywany właściwie lub nie jest wykonywany w ogóle. Ale nawet rezygnacja z takiej ochrony, głównie ze względu na niemały, dodatkowy koszt, również powinna zostać podjęta w wyniku świadomej i wspólnej decyzji projektanta i inwestora, po poprawnym oszacowaniu wiążącego się z tą decyzją ryzyka.

Kolejnym błędem popełnianym przy projektowaniu konstrukcji, doborze modułów, kabli, falowników, zabezpieczeń jest kierowanie się kryterium najniższej ceny. Elementy mające znamię „taniaści” przynoszą krótkotrwałą radość, a mszczą się w bardzo krótkim czasie. Niestety, nie na projektancie, tylko na inwestorze. A stosowanie najtańszych komponentów przekłada się również bezpośrednio na bezpieczeństwo instalacji PV.

4.2. Błędy na etapie realizacji

Szczegółowa analiza przyczyn awarii dla zdarzeń pożarowych wskazała wystąpienie łuku elektrycznego jako najważniejszą przyczynę możliwego wybuchu pożaru. Tabela 1. zawiera listę tych przyczyn, posortowanych według składników i prawdopodobieństwa wystąpienia.

Komponent	Możliwa przyczyna wystąpienia łuku elektrycznego
Wtyczka DC	- niedopasowanie wtyczek DC (np. wtyczki MC4 różnych producentów – por. Rozdział 5.4.1) - wtyczka słabo zaciśnięta na miejscu instalacji - wtyczki nie włożone całkowicie - wtyczka mechanicznie uszkodzona lub skorodowana z powodu niewłaściwej instalacji, warunków atmosferycznych, ugryzień zwierząt lub błędów w produkcji - wtyczka słabo zaciśnięta na etapie produkcji
Zaciski śrubowe w rozdzielnicach lub falowniku (po stronie prądu stałego)	- styk zostało niedokładnie dokręcony, kabel niewystarczająco głęboko włożony - zbyt duży moment dokręcający skutkujący zerwaniem gwintu zacisku śrubowego - niedowymiarowane, ułożone zbyt blisko siebie przewody - zacisk dokręcony na izolacji, a nie na żyłym przewodzie
Połączenie lutowane (w module)	złe podłączenie lutowia, starzenie z powodu naprężeń mechanicznych / termicznych
Dioda by-pass	- przepięcie z powodu burzy lub przepięcia łączeniowego w systemie - długotrwałe działanie przeciążenia termicznego
Moduł	- uszkodzenia ogniw (mikropęknięcia, ...) - zerwanie złącza ogniw - pęknięcie ogniw / pęknięcie szkła
Bezpieczniki DC	- nieprawidłowo dobrane bezpieczniki - niewłaściwa instalacja
Kabel DC	- długotrwałe działanie związana z pogodą (promieniowanie UV, wilgotność, zmiana temperatury, ...) - uszkodzenie spowodowane niewłaściwą instalacją (załamanie, ...) - ugryzienia zwierząt
Wylącznik prądu stałego	nieodpowiedni dla instalacji DC
Skrzynka przyłączeniowa	- złe połączenie lutowane - starzenie się z powodu stresu mechanicznego / termicznego
Ogólne błędy instalacji	- niewłaściwy stopień ochrony (wilgotność, kurz) - odwrotne włożenie kabla w dławik PG

Tabela 1. Lista najczęstszych przyczyn wystąpienia awarii ułożona według prawdopodobieństwa wystąpienia

Analiza wykazała, że obok zewnętrznych przyczyn, większość błędów prowadzących do pożaru wynika z awarii instalacji po stronie DC systemu fotowoltaicznego. Zwłaszcza wtyczki prądu stałego, które łączą moduły PV w łańcuchy, są częstym źródłem błędów. Powyższa lista przedstawia główne przyczyny powstawania wyładowań łukowych, które szczegółowo opisano w rozdziale 5.

Analiza incydentów pożarowych związanych z systemami fotowoltaicznymi wykazała, że obok zewnętrznych źródeł błędów większość błędów prowadzących do pożaru wynika z awarii instalacji po stronie DC systemu PV:

1. Wnikanie wilgoci powodujące degradację połączeń w złączach, skrzynkach połączeniowych i przełącznikach;
2. Nieprawidłowo zaciśnięte styki złącz;
3. Łączenie niekompatybilnych wtyczek i gniazd;
4. Wtyczki i gniazda nie są w pełni złączone;
5. Niezupełnie dokręcone śruby lub luźne zaciski śrubowe w skrzynkach przyłączeniowych lub rozłącznikach izolacyjnych;
6. Słabo lutowane połączenia w skrzynce przyłączeniowej modułów fotowoltaicznych lub inne wady skrzynki przyłączeniowej;
7. Uszkodzenie podzespołu (np. przerwane busbary w module fotowoltaicznym).

5. Łuk elektryczny: podstawy fizyczne i kwestie związane z DC

5.1. Powstawanie łuku elektrycznego

Łuk elektryczny może zdarzyć się tylko wtedy, gdy wystąpią poważne usterki w istotnych dla bezpieczeństwa systemu PV elementach i nie zostaną one zawczasu wykryte. Przyczyną może być np. uszkodzenie podwójnej izolacji przewodu DC w kilku miejscach lub zwiększona oporność na styku uszkodzonego złącza.

Zasadniczo rozróżnia się **łuki równoległe i szeregowo**. Znacznie bardziej prawdopodobne jest wystąpienie łuku szeregowego. W typowym systemie PV istnieją niezliczone punkty połączenia szeregowego, np. w module między poszczególnymi ogniwami, na złączach przewodów (szczególnie w przypadku stosowania złącz DC pochodzących od różnych producentów), w skrzynce przyłączeniowej modułu, na zewnątrz modułu w skrzynkach połączeniowych DC, na złączach lub wewnątrz falownika. Jeśli jedno z tych połączeń jest słabo wykonane lub pogarsza się w trakcie czasu pracy w wyniku zwiększonej rezystancji styku. Miejsce to nagrzewa się, gdy płynie prąd – pojawia się „gorący punkt”.

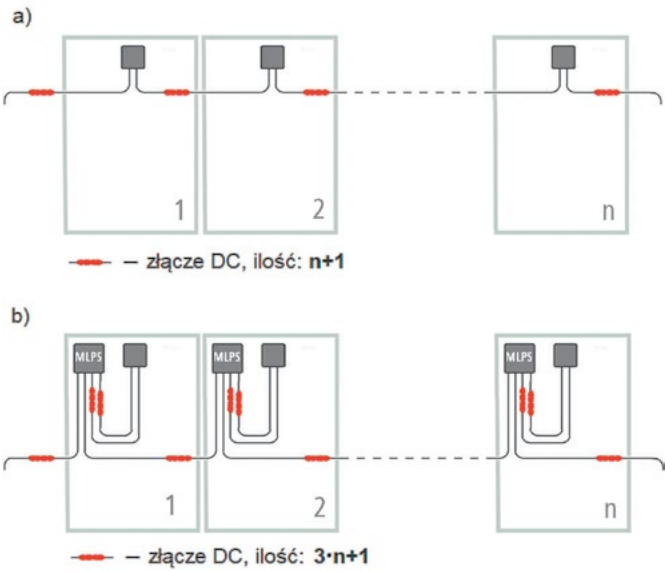
Ze względu na pojawienie się ciepła, dalszy materiał kontaktowy może dyfundować lub nawet stopić się, aż w pewnym momencie połączenie zostanie całkowicie zerwane. W tym przypadku łuk może tworzyć się nad – początkowo bardzo małą – szczeliną powietrzną. Łuki szeregowo mają zwykle mniejszą energię niż łuki równoległe, ponieważ duża część napięcia nadal odkłada się na falowniku i często łuk występuje tylko w jednym z kilku równoległych łańcuchów. W rezultacie są one znacznie trudniejsze do zidentyfikowania, ponieważ instalacja wydaje się kontynuować normalną pracę. Jednak najlepiej można zapobiec ich powstawaniu lub co najmniej zminimalizować je, jeśli zastosuje się do wytycznych niniejszego dokumentu.

W przypadku tak zwanych łuków równoległych już zapewnienie monitorowania stanu izolacji DC przez falownik zapewnia znaczną ochronę, ponieważ poprzez wyeliminowanie pierwszych symptomów błędów izolacji, w większości przypadków można zapobiec powstaniu łuku równoległego. Oznacza to jednak, że operator systemu fotowoltaicznego musi być szczególnie uczulony, aby analizować komunikaty o błędach pochodzące z falownika i poinformować o tym fakcie specjalistyczną firmę.

ENERGIĘ CZERPIEMY PROSTO ZE SŁOŃCA



Łuki szeregowe są trudniejsze do zidentyfikowania, dlatego należy dążyć do minimalizacji ilości połączeń DC w instalacji PV. Rysunek 2. przedstawia schematycznie różne lokalizacje ryzyka wystąpienia łuków: szeregowych i równoległych.



Rysunek 2. Potencjalne miejsca występowania łuków szeregowych w instalacjach PV: a) ilość połączeń DC w instalacji wynosi $n+1$; b) ilość połączeń z układami MLPS wynosi $3 \cdot n+1$, gdzie n = ilość modułów

5.2. Środki zapobiegania powstawania łuków elektrycznych

Środki zapobiegające powstawaniu łuków elektrycznych i rozprzestrzeniania się uszkodzeń są łatwe do wdrożenia w fazie projektowania oraz w fazie instalacji. Poniższe zalecenia oparte są na możliwych do zaobserwowania głównych przyczynach powstawania łuków elektrycznych w systemach fotowoltaicznych. Biorąc pod uwagę te zalecenia, ryzyko wyładowania łukowego jest w dużej mierze wykluczone, a jego skutki są ograniczone.

Miejsca potencjalnego ryzyka wystąpienia łuku w systemach PV to:

- moduł PV,
- połączenia i okablowanie,
- bezpieczniki,
- przełączniki i punkty rozłączające,
- skrzynka przyłączeniowa generatora PV,
- falowniki,
- instalacja AC.

Ze względu na największe ryzyko wystąpienia łuku i jednocześnie możliwość łatwego zapobiegania jego powstaniu, najwięcej uwagi zostanie poświęcone połączeniom (złączom DC) oraz okablowaniu.

5.3. Zasady prowadzenia przewodów

5.3.1. Wykorzystanie kanałów kablowych

Kanały kablowe oferują niezawodną ochronę przed obciążeniami mechanicznymi kabli i przed ich uszkodzeniem mechanicznym. Należy pamiętać, że na końcach kanałów kablowych lub siatek kablowych, a także na odgięciach i rozgałęzieniach **nie może być ostrych krawędzi**. Mogą one prowadzić do uszkodzenia izolacji kabli.

Metalowe kanały kablowe mogą również łagodzić skutki wyładowań łukowych, ponieważ nie są one wykonywane z materiału łatwopalnego.



Rys. 3. Korytko z zadziorami. Uwaga – ryzyko uszkodzenia izolacji!
 Rys. 4. Gratowanie kanałów kablowych, tak aby izolacja przewodów pozostała nienaruszona przez dłuższy czas
 Rys. 5. Należy stosować ochronę krawędzi lub dodatkowo zabezpieczyć instalację w plastikowych rurach w obszarze krawędzi i ugięć przewodów.



Rys. 6. Klatka kablowa z wolnymi końcami prętów i ostrymi krawędziami. Uwaga – Ryzyko uszkodzenia izolacji!
 Rys. 7. Usunąć końcówki prętów lub użyć ochraniaczy krawędzi.
 Rys. 8. Zalecana jest prowadnica kabla zintegrowana w konstrukcji wsporczej.

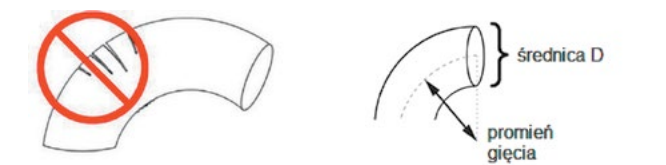
Podczas układania przewodów należy zapewnić, aby nie były one na stałe zanurzone w wodzie. W przeciwnym razie izolacja może zostać uszkodzona. Warunek ten musi być zapewniony podczas instalowania kabli.

Elastyczne kable muszą być prowadzone ze wsparciem mechanicznym i zabezpieczone przed wpływami środowiskowymi po zainstalowaniu na stałe (PN EN 50565-1). Wymogi te dotyczą również kabli fotowoltaicznych zgodnie z normą PN EN 50618.

5.3.2. Promień gięcia przewodów

Promień gięcia określony przez producenta musi być przestrzegany. W przeciwnym razie izolacja może być nadmiernie naprężona, co prowadzi do powstawania pęknięć, szczególnie w niskich temperaturach.

W przypadku elastycznych przewodów do instalacji fotowoltaicznych z reguły promień gięcia nie powinien być mniejszy niż $4 \times D$.

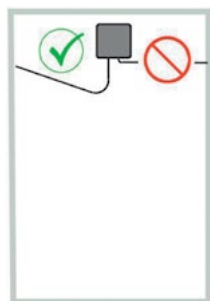


Rys. 9. Należy unikać pęknięcia izolacji.
 Rys. 10. Promień gięcia a średnica kabla

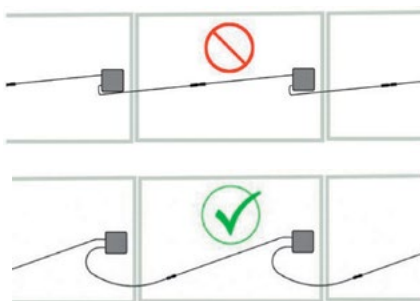
Średnica zewnętrzna przewodu	Dopuszczalne promienie gięcia dla ...	
D [mm]	Szttywne przewody	Elastyczne przewody
$D < 8$	$4 \times D$	$3 \times D$
$8 < D < 12$	$5 \times D$	$3 \times D$
$D > 12$	$6 \times D$	$4 \times D$

Tabela 7. Przykładowe dopuszczalne promienie zginania, zawsze należy potwierdzić z danymi pochodzącymi od producenta przewodu

Podczas montażu kabli do skrzynek przyłączowych falowników, skrzynek przyłączeniowych modułów, wtyczek i rozdzielaczy, należy również zapewnić odpowiednie promienie gięcia. W szczególności w przypadku modułów montowanych poprzecznie, należy z góry rozważyć wystarczającą długość kabli. Zawsze należy przestrzegać dopuszczalnych promieni zginania.



Rys. 11. Skrzynka połączeniowa modułu



Rys. 12. W przypadku modułów montowanych poprzecznie należy zwrócić uwagę na odpowiednie długości kabli, aby zachować zgodność z promieniem gięcia i uniknąć dodatkowych obciążeń rozciągających na modułowym gnieździe połączeniowym.

Przy zmianie kierunku wiązek kabli należy wziąć pod uwagę różne długości kabli.



Rys. 13. Zmiana kierunku prowadzenia przewodów

Jeśli promień gięcia nie może być utrzymany przez zbyt krótkie przewody łączące, jest to uważane za poważną wadę z odpowiednimi kwestiami odpowiedzialności.

5.3.3. Bezpieczny montaż przewodów

Mocowanie kabli służy przede wszystkim do odbierania obciążeń. Chroni to kable i zintegrowane zabezpieczenia (np. złącza) przed odkształceniami i przed przeciążeniem mechanicznym. Ponadto nasadka powinna zapobiegać otarciom linii lub ścieraniu izolacji. Ponadto nie wolno uszkadzać izolacji przewodów za pomocą urządzeń mocujących. Wymagania te mogą zwykle spełniać tylko odpowiednie urządzenia / wsporniki. Opaski kablowe nadają się zatem tylko do mocowania kabli, a nie do przenoszenia obciążenia. Można stosować wyłącznie opaski kablowe zatwierdzone do użytku na zewnątrz (w szczególności odporność na promieniowanie UV).

Odstępy mocowania muszą być przestrzegane zgodnie z instrukcjami producenta lub ustaleniami z producentem przewodów. Jeśli dane te nie są dostępne, przyjmuje się, że odległość montażowa przewodów PV w poziomie powinna być nie mniejsza niż 250 mm, a w pionie: nie mniejsza niż 400 mm.

Jeśli kable są ułożone swobodnie, zaleca się następujące odległości do montażu:

Średnica zewnętrzna przewodu	Odległość montażowa w mm	
	poziomo	pionowo
D [mm]		
< 9	250	400
9 < D < 15	300	400
15 < D < 20	350	450
20 < D < 40	400	500

Tabela 8. Maksymalne odległości montażu przewodów, chyba że producenci przewodów określą inne / większe odległości

Podstawowe wymaganie: przewody muszą być luźno ułożone, nie mogą być układane pod obciążeniem mechanicznym, muszą być odciążone i w wystarczającym stopniu uwolnione od naprężeń. W trakcie funkcjonowania instalacji nie mogą być nigdy poddawane mechanicznemu naprężeniu. Należy unikać kontaktu z ostrymi krawędziami lub porysowaniem na szorstkim podłożu.

Kable należy mocować w odstępach zgodnych z instrukcjami producenta.

5.4. Zasady łączenia przewodów

5.4.1. Złącza DC – konieczność i źródło błędów

Przedstawione w rozdziale 3.3 badania wykazały, że złącza DC są jedną z głównych przyczyn pojawiania się łuków elektrycznych w instalacji fotowoltaicznej. Inne kraje, takie jak Holandia (ECN TNO 2019) i Włochy (Corpo Nazionale dei Vigili del Fuoco 2015), również zgłosiły, że problemy ze złączami prądu stałego są główną przyczyną awarii, które mogą doprowadzić do pożaru. Podczas ostatnich pożarów w Stanach Zjednoczonych, które dotyczyły instalacji fotowoltaicznych na dachu w kilku sklepach Walmart w latach 2012-2018, złącza DC zostały podobnie uznane za najbardziej prawdopodobną główną przyczynę pożarów (Roselund, PV Magazine 2019, Lopez, Business Insider 2019).

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

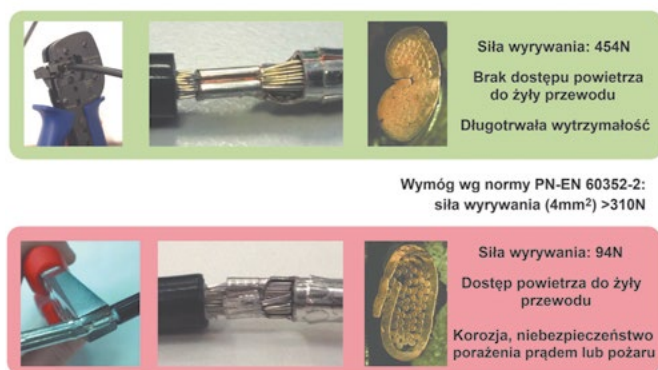
- Błędy instalacji: złącza nieprawidłowo połączone razem oraz słabe mocowanie złącz na kablu.
- Połączenia realizowane za pomocą złączy różnych producentów (niedopasowanie).

5.4.2. Błędy instalacji

Błąd ludzki jest uważany za główną przyczynę pożarów (Sepanski i in. 2015, BRE 2017c, s. 10). Najczęstsze rodzaje błędów instalacji obejmują złącza, które nie są całkowicie włożone, a także słabe zaciskanie złączy na kablach w miejscu instalacji, oba skutkujące złymi połączeniami o wyższej rezystancji przejścia, co znacznie zwiększa ryzyko powstania łuku.

Typowe źródła błędów to:

- użycie niewłaściwych narzędzi do zaciskania, takich jak szczypce uniwersalne (rys. 14) lub tanie zaciskarki niskiej jakości.
- brak precyzji podczas montażu złączy, np. z powodu presji czasu lub niewygodnych warunków.
- niewystarczające przeszkolenie osób wykonujących połączenia.



Rys. 14. Porównanie połączenia z poprawnymi i nieprawidłowymi szczypcami do zaciskania (Berginski, 2013)

5.4.3. Kompatybilność złączy DC

W pierwszych latach budowania instalacji PV na rynku był dostępny szereg różnych typów złączy DC. Były to wyraźnie różne konstrukcje i nie można było ze sobą łączyć. Na początku lat 2000-tych złącze typu MC4¹ stawało się coraz bardziej popularne. Inni producenci zaczęli dostosowywać swoje złącza do typu MC4. Niemniej jednak nie są dostępne specyfikacje techniczne dla tych konektorów. Międzynarodowa norma IEC 62852 (w Polsce: PN-EN 62852:2015), często przywoływana w tym kontekście, jest normą bezpieczeństwa produktu i nie ma na celu testowania wzajemnego dopasowania różnych złączy.

Doświadczenia innych krajów wskazują, że problemy ze złączami DC są główną przyczyną awarii, takich jak zagrożenia pożarowe w systemach PV. Raporty z różnych laboratoriów testowych wykazały, że **szczególnie niebezpieczne mogą być połączenia wykonane złączami DC różnych producentów**. Nawet jeśli spełniają one podstawowe wymagania jakościowe w krótkim okresie czasu, w dłuższej perspektywie mogą obniżać jakość połączenia, jeśli pochodzą od różnych producentów.

Łączenie modułów między sobą jest względnie bezpieczne, ponieważ łączy się je konektorami pochodzącymi od tego samego producenta. Problem pojawia się jednak na zakończeniach łańcucha modułów. Należy zastosować dodatkowe złącza dostarczone przez producenta modułów lub zastąpić złącza na końcach łańcuchów własnymi złączami (uwaga, może to oznaczać utratę gwarancji na moduł!)

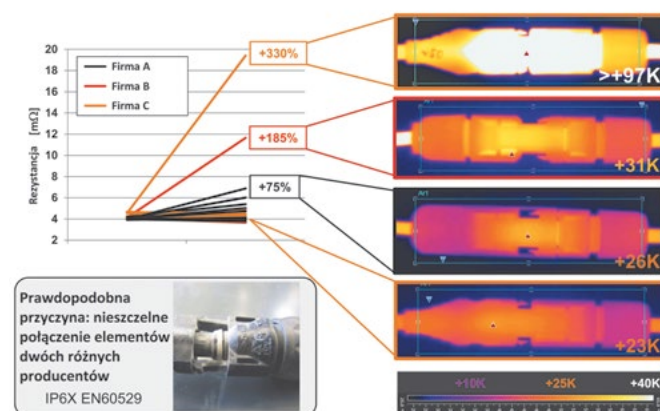
Niezależnie od tych okoliczności, złącza DC są często deklarowane jako „kompatybilne z MC4”. To twierdzenie o zgodności jest potencjalnie mylące, ponieważ sugeruje bezpieczną interoperacyjność złączy DC pochodzących od różnych producentów.

Przyczyny niekompatybilności złączy DC różnych producentów:

- **producenci używają różnych stopów metali.** Powoduje to wysokie ryzyko zwiększonej rezystancji między złączami DC, np. z powodu korozji kontaktowej na styku dwóch różnych materiałów;
- **producenci stosują różne konstrukcje styków.** Powoduje to wysokie ryzyko zwiększonej odporności;

- **nie są zdefiniowane tolerancje mechaniczne.** Może to prowadzić zarówno do stresu materiałowego, jak i do luźnych (niepewnych) połączeń; **materiał użyty do polimerowych (plastikowych) części oryginalnego złącza DC nie został ujawniony.** To stwarza ryzyko niekompatybilności chemicznej oraz różnej rozszerzalności cieplnej, co przekłada się na przyspieszone starzenie elementów oraz ryzyko rozszczelnienia złącza, co może prowadzić do przedostania się pyłu i wody.

Multi-Contact (obecnie Stäubli Electrical Connectors AG), producent najczęściej stosowanego złącza DC MC4, przeprowadził testy laboratoryjne na połączeniach ze złączami pochodzącymi od innych producentów. Wyniki wykazały zwiększoną oporność, prowadzącą do wzrostu temperatury do 97°C (rysunek 15), podczas podłączania „kompatybilnych” złączy MC4 pochodzących od różnych producentów.



Rys. 15. Wyniki przyspieszonych testów degradacji dla niedopasowanych kombinacji złączy między Stäubli MC4 i złączami różnych producentów (Berginski, 2013)

Chociaż wielu producentów złączy DC często twierdzi, że ich produkty są „kompatybilne z MC4”, nie istnieją żadne międzynarodowe standardy testowania współdziałania, jak podkreśla UL (IAEI NEWS, 2016). Ponadto sam Stäubli nie rozpoznaje żadnego produktu innej firmy jako kompatybilnego ze złączami MC4. W normie IEC-TR-63225:2019, s. 4 stwierdzono, że „to twierdzenie o zgodności jest potencjalnie mylące, ponieważ sugeruje bezpieczną interoperacyjność złączy prądu stałego różnych producentów”. W Europie norma IEC 60364-7-712:2017, sekcja 712.526.1 – Połączenia elektryczne **nie zezwala na podłączanie złączy DC różnych producentów**: „Złącza męskie i żeńskie połączone ze sobą powinny być tego samego typu od tego samego producenta, tj. złącze męskie jednego producenta i złącze żeńskie innego producenta nie mogą być wykorzystywane do wykonania połączenia”.

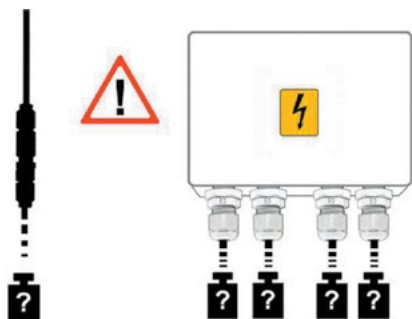
Norma PN-EN 62852:2015-05 – wersja angielska (IEC 62852) nie jest dedykowana do zastosowania w przypadku użycia złączy DC wytwarzanych przez różnych producentów i nie gwarantuje długoterminowej niezawodności elementów pochodzących z różnych systemów zarządzania jakością. Mimo wyraźnych zakazów w tych międzynarodowych standardach świadomość pojawiającego się zagrożenia, gdy lekceważy się te klauzule, nie jest dziś wystarczająca.

5.4.4. Odciążenie

Odciążenie chroni połączenia liniowe przed przeciążeniem mechanicznym. W poszczególnych elementach (wtyczka, skrzynka

¹ produkowany przez Multi-Contact AG (od 1st stycznia 2017 o nazwie Stäubli Electrical Connectors AG)

przyłączeniowa modułu, itp.) są one często zintegrowane i dlatego mogą one absorbować jedynie ograniczone siły. Na przykład w przypadku wtyków PV o średnicach przewodów 4-9 mm zintegrowany w standardzie reduktor naprężeń może wytrzymać 80N (IEC / EN 62852). Ewentualnie występujące obciążenia muszą zostać pochłonięte przez sposób układania.



Rys. 16. Złącza DC i skrzynki połączeniowe modułów z dławikami PG – zintegrowane przepusty absorbują siły tylko w ograniczonym zakresie.

5.4.5. Odpowiednie zaprojektowanie i ustawienie złączy

Układając złącza, upewnij się, że są one prawidłowo zainstalowane (patrz także Rozdział 5.6 – „Zalecenia dotyczące jakości odpowiednich materiałów”). Wtyczki muszą być zaślepienie zgodnie ze specyfikacją producenta i nie mogą być montowane pod naprężeniem mechanicznym (przestrzegać odciążenia, patrz Rys. 14).



Rys. 17. Złącze DC, producent MultiContact, typ: MC4

Wtyki PV są zwykle chronione przed wnikaniem wody. Należy unikać trwałego przebywania wtyczek w wodzie. Ciągłe narażenie na wodę może negatywnie wpływać na poprawność działania złączy.

Należy unikać umiejscawiania w zasięgu działania bezpośredniego światła słonecznego.

O ile to możliwe, należy podczas projektowania instalacji wziąć pod uwagę dostępność złączy dla późniejszych przeglądów i serwisu: w trakcie funkcjonowania instalacji należy zapobiegać ewentualnemu zanieczyszczeniu i powstawaniu mchu na złączach lub należy je regularnie usuwać. Wtyczki muszą być zainstalowane zgodnie ze specyfikacją producenta.

5.4.6. Pozostałe zalecenia dotyczące złączy DC

Należy prowadzić działania mające na celu uniknięcie łączenia wtyków DC różnych producentów. W niniejszym dokumencie zaproponowano zestaw środków zapobiegawczych:

1. Należy zwiększyć świadomość, że łączenie wtyków DC od różnych producentów zwiększa ryzyko zagrożenia pożarowego i dlatego jest niebezpieczne.
2. Termin „kompatybilny z MC4” nie powinien być używany jako mylący i sprzyjający niebezpiecznemu łączeniu wtyków DC różnych producentów.

3. Producenci modułów powinni ułatwić dostęp do złączy DC tego samego producenta, którego używają do swojego produktu. Mogą to zrobić na dwa sposoby:
 - a) dostarczyć dodatkowe komplety złączy tego samego modelu wraz z modułami fotowoltaicznymi,
 - b) wyspecyfikować producenta i model wtyków DC stosowanych w module.
4. Jeśli producenci modułów nie są w stanie zapewnić łatwej dostępności złączy, których używają w swoich modułach, powinni pozwolić instalatorom na odcinanie złączy na modułach na końcach łańcuchów i podłączanie innych złączy do kabli bez unieważniania gwarancji na swoje produkty.

Szczególną uwagę na zagadnienie kompatybilności złączy należy zwrócić przy podłączaniu bezpośrednio do modułów zewnętrznych urządzeń MLPE (ang. *Module Level Power Electronics*) oraz MLPS (ang. *Module Level Power Shutdown*), takich jak mikrofalowniki lub optymalizatory mocy. **Niezastosowanie złączy tego samego typu i producenta może potencjalnie prowadzić do zwiększenia ryzyka powstania łuku elektrycznego, a co za tym idzie – pożaru.**

5.5. Inne zalecenia dotyczące bezpieczeństwa

5.5.1. Ograniczenie możliwości rozprzestrzeniania się ognia

Łuki elektryczne mogą zapalać łatwopalne membrany dachowe i leżącą pod nimi izolację w przypadku bezpośredniego kontaktu. Na etapie planowania należy zatem sprawdzić, czy można zastosować niepalne membrany dachowe lub izolację. Jeśli nie jest to możliwe, wpływ ewentualnego wystąpienia łuku należy zminimalizować w sposób trwały i wystarczający – należy zapewnić odległości między przewodem i poszyciem dachu (kanały kablowe lub wystarczająco gruba baza mineralna, taka jak żwir).

Wybierając materiały instalacyjne, należy wziąć pod uwagę, że tworzywa sztuczne mają wyższy potencjał zapłonu i rozprzestrzeniania się ognia niż materiały metalowe.

5.5.2. Ochrona przewodów na dachu

Wejścia kablowe do budynku muszą być wykonane profesjonalnie. Nie prowadź kabli po ostrych krawędziach i nie przytwierdzaj do dachu. Odnosnie wpływu grawitacji na przewody decydujące są specyfikacje producenta kabla. Należy przestrzegać zalecane maksymalne odległości poziomych i pionowych mocowań kabli. Opaski kablowe są niedozwolone w przypadku działania grawitacji na przewody.

Kontynuowaniu możliwego równoległego łuku przez wpusty dachowe można zapobiec poprzez osobne zamontowanie przewodów DC-plus i DC-minus bezpośrednio przed wprowadzeniem do budynku. Generalnie zaleca się stosowanie bariery ogniowej do wprowadzania kabli do budynku. W ten sposób zapobiega się przekazywaniu ognia przez tak zwany efekt bezpiecznika.

5.5.3. Bezpiecznie szafki rozdzielcze i rozdzielnice

Skrzynki przyłączeniowe modułów PV muszą spełniać wymagania normy PN-EN 61439-2 (i jej załączników).

Zapewnij prawidłowe podłączenie kabli oraz rozdzielanie strony dodatniej i ujemnej w skrzynkach przyłączeniowych generatora i innych skrzynkach zaciskowych. Zwiększona rezystancja styku z powodu niewłaściwego połączenia może doprowadzić do przegrzania punktu końcowego, a to z kolei: do ryzyka pożaru z powodu łuków szeregowych.

Nawet przy rozłącznikach należy przestrzegać specyfikacji producenta. Niektórzy producenci zalecają używanie rozłączników DC minimum raz każdego roku. W wyniku tego działania powstające osady tlenkowe są ścierane, a rezystancja kontaktu jest znacznie zmniejszona.

5.6. Zalecenia dotyczące jakości odpowiednich materiałów

5.6.1. Przewody

Najwłaściwsze jest zastosowanie jednożyłowych kabli PV z oznaczeniem PV1-F, a następnie H1Z2Z2-K (PN-EN 50618). Posiadają izolację, która pozwala na ich stosowanie w urządzeniach i systemach klasy II. Ponadto mają wysoką odporność na wpływy środowiska, takie jak promieniowanie UV i wysoką wytrzymałość mechaniczną. Jeśli inne przewody są używane jako linie główne lub stałe, muszą być uziemione i zabezpieczone przed zwarcie. Należy je chronić przed warunkami atmosferycznymi i promieniowaniem UV, np. w zamkniętych kanałach kablowych.

5.6.2. Złącza MC4

Stosuj wyłącznie złącza zgodne z PN-EN 62852. **Odpowiedniki (męskie / żeńskie) muszą być tego samego typu i producenta. Należy dążyć do minimalizacji ilości połączeń DC w instalacji PV.**

5.6.3. Kanały i korytka kablowe (systemy prowadzenia przewodów)

Kanały i korytka kablowe muszą być zatwierdzone przez producenta do użytku na zewnątrz. W przypadku kanałów kablowych producent powinien zapewnić odpowiednią ochronę krawędzi. Preferowane są metalowe kanały kablowe i rury instalacyjne, pod warunkiem, że są one odporne na korozję. Gdy stosowane są kanały z tworzywa sztucznego, muszą być odporne na warunki atmosferyczne, a zwłaszcza na promieniowanie UV i ozon.

5.6.4. Tuleje

W celu wprowadzenia kabla do kanału kablowego należy zastosować tuleje (np. zgodnie z DIN 18195 część 9).

5.6.5. Mocowania

Złącza kablowe nie są odpowiednie do mocowania kabli. Mogą być używane tylko do łączenia kabli. Do zamocowania należy zastosować odpowiednie zaciski kablowe, klipsy itp.

5.6.6. Uwaga ogólna

W przypadku obiektów rolniczych może być również konieczna odporność na działanie amoniaku.

5.7. Podsumowanie – wytyczne do projektowania

W poprzednich rozdziałach zwracam uwagę czytelnika na kilka ważnych aspektów projektowania, montażu, a także poprawnego odbioru instalacji fotowoltaicznej. Zgodnie z Ustawą z dnia 13 lutego 2020 r. o zmianie ustawy – Prawo budowlane oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. 2020 poz. 471) nowe brzmienie otrzymuje Art. 29, a wraz z nim:

„4. Nie wymaga decyzji o pozwoleniu na budowę oraz zgłoszenia [...] wykonywanie robót budowlanych polegających na:
3) instalowaniu:

c) pomp ciepła, wolno stojących kolektorów słonecznych, urządzeń fotowoltaicznych o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 50 kW z zastrzeżeniem, że do urządzeń fotowoltaicznych o mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 6,5 kW stosuje się obowiązek **uzgodnienia z rzeczoznawcą do spraw zabezpieczeń przeciwpożarowych** pod względem zgodności z wymaganiami ochrony przeciwpożarowej, zwany dalej „uzgodnieniem pod względem ochrony przeciwpożarowej”, projektu tych urządzeń oraz zawiadomienia organów Państwowej Straży Pożarnej, o którym mowa w art. 56 ust. 1a”

Dlatego, aby w przypadku budynków indywidualnych zapewnić zgodność z wymaganiami ochrony przeciwpożarowej należy zastosować następujące zalecenia:

- Nakaz wykonywania połączeń DC za pomocą szybkozłączek (np. złączy MC4) tego samego typu i producenta.
- Ze względów bezpieczeństwa należy minimalizować w instalacji ilość połączeń DC.
- Trasy przewodów DC prowadzić, o ile to możliwe, w metalowych kanałach kablowych (eliminując wszelkie ostre krawędzie).
- Oznakowanie w budynku wg normy PN-EN 60364-7-712: naklejka z wizerunkiem modułów PV na dachu budynku powinna być umieszczona w miejscu przyłączenia instalacji PV, przy liczniku, przy głównym wyłączniku zasilania (więcej w rozdziale 7.2. „Oznakowanie”).
- Trasy kablowe powinny zostać odpowiednio oznakowane „Niebezpieczeństwo – wysokie napięcie DC w ciągu dnia obecne po wyłączeniu instalacji”.
- Poprawny sposób przeprowadzenia kabla lub przewodu przez ściany i stropy – przejścia, przez które są prowadzone kable, powinny być uszczelnione odpowiednimi materiałami ognioodpornymi, w sposób zapewniający klasę odporności ogniowej przepustu instalacyjnego, zgodną z klasą odporności ogniowej przenikającego elementu.

Natomiast w przypadku budynków, dla których wymagany jest Przeciwpowarowy Wyłącznik Prądu (np. te, które mają strefy pożarowe o kubaturze większej niż 1000 m³) dodatkowo należy zapewnić:

- Montaż falowników poza strefą pożarową (np. na ścianie lub na dachu budynku) lub w wydzielonej strefie pożarowej (np. w rozdzielni głównej budynku).
- Prowadzenie przewodów DC w sposób podobny do tych, które muszą pozostać pod napięciem w przypadku pożaru: kable odporne na działanie wysokiej temperatury i wody, obudowanie kabli ogniochronnym kanałem kablowym lub poprowadzenie

ich trasami wydzielonymi pożarowo, np. w szachtach kablowych, na zewnątrz budynków, itp.

- Informacja o instalacji PV umieszczona przy Przeciwpowarowym Wylaczniku Pradu.
- Nalezy uzupelnic „Instrukcje bezpieczenstwa pozarowego” o sekcje dotyczaca instalacji PV.

6. Ochrona odgromowa i przeciwprzepieciowa instalacji fotowoltaiicznej

Stanislaw Osiński, PHU „Elstan” Poznań
Krzysztof Wincencik, Krakowski Oddzial SEP,
Sektora Instalacji i Urzadzzen Elektrycznych

Bezawaryjne funkcjonowanie systemu ogniow i paneli na budynku przez okres wielu lat wymaga zapewnienia im ochrony przed oddziaływaniem pioruna. Dotyczy to zarowno ochrony przed uszkodzeniem mechanicznym lub termicznym spowodowanym bezposrednim uderzeniem pioruna jak tez ochrony systemow sterowania przez oddziaływaniem LEMP (*Lightning ElectroMagnetic Pulse*).

Zagrozeniem dla systemow PV moga byc nie tylko bezposrednie uderzenia piorunow w instalacje elektrowni fotowoltaiicznych. Rowniez uderzenia w sasiedztwie obiektu lub przeplyw pradu wyladowczego przez urzadzenie piorunochronne moze stanowic zagrozenie dla elementow elektronicznych i instalacji przylaczonych do paneli. Blednie zaprojektowana wykonana ochrona odgromowa i przepieciowa moze spowodowac wzrost zagrozenia wystapienia szkody w urzadzeniu. W takim przypadku nalezy liczyc sie z dodatkowymi kosztami wynikajacymi nie tylko wymiana urzadzzen, lecz rowniez kosztami bankowymi (przy braku produkcji energii), kosztami ekspertyz (w spornych sprawach) czy kosztami utylizacji paneli.



Rys. 18. Przyklad blednie wykonanej ochrony odgromowej Instalacji PV – niezachowanie odstepow separujacych elementow LPS od paneli oraz rozmieszczenie zwodow pionowych w sposob zaciemniajacy panele

6.1. Ochrona odgromowa

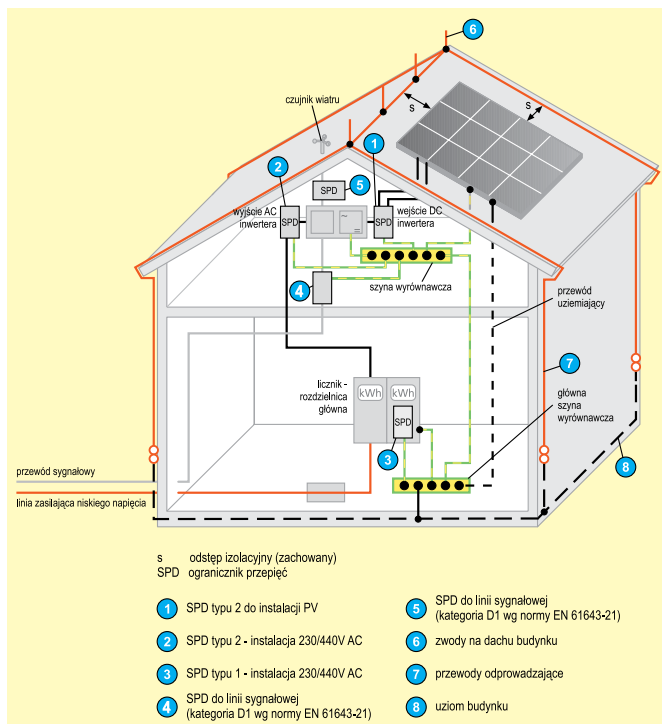
W przypadku bezposredniego uderzenia pioruna w budynek na pierwszym miejscu stoi ochrona osob i ochrona przeciwpowarowa. Uwolniona energia wyladowania piorunowego jest jedna z najczestszych przyczyn powstawania pozarow. Juz na etapie projektowania instalacji fotowoltaiicznej jest z reguly wiadomo, czy budynek posiada urzadzenie piorunochronne. W kilku krajach zwiazkowych (Niemcy) w przypadku budynkow uzytecznosci publicznej (np. miejsca publicznych zgromadzen, szkoły czy szpitale) przepisy budowlane wymagaja instalowania urzadzzen piorunochronnych. W odniesieniu do budynkow, w ktorzych prowadzona jest dzialalnosc gospodarcza badz obiektow prywatnych, koniecznosc posiadania ochrony odgromowej zalezy od ich polozenia, konstrukcji budynku i sposobu uzytkowania. Nalezy ustalic, czy sa one narazone na uderzenia pioruna i do jak powaznych skutkow moze doprowadzic takie uderzenie. Instalacje wymagajace ochrony nalezy zaopatrzyc na stale w skuteczne urzadzenie piorunochronne.

Zgodnie aktualnym stanem wiedzy technicznej instalacja paneli fotowoltaiicznych nie zwieksza ryzyka uderzenia pioruna. Dlatego wymaganie stosowania srodkow ochrony odgromowej nie moze byc wynikiem instalacji paneli fotowoltaiicznych. Jednak poprzez te instalacje do budynku moga przedostac sie powazne zaklucenia pochodzace od wyladowania atmosferycznego. Z tego powodu nalezy ustalic ryzyko wystapienia szkody spowodowanej uderzeniem pioruna, zgodnie z norma IEC 62305-2 (EN 62305-2).

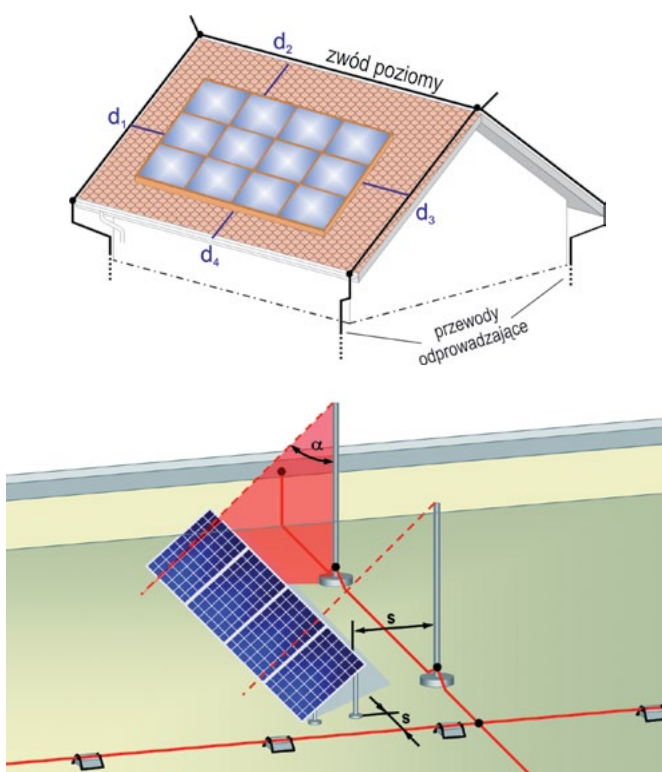
Instalujac system ochrony odgromowej zaprojektowany i zainstalowany zgodnie z wieloarkuszowa norma PN-EN 62305, trzeba miec swiadomosc, ze nie moze on zagwarantowac absolutnej ochrony budowli, osob lub rozmieszczonych na dachach obiektow urzadzzen, takich jak np. panele fotowoltaiiczne, jednakze jego zastosowanie obniza znacznie ryzyko szkod powodowanych przez pioruny w przypadku wyladowan bezposrednich lub pobliskich. Ochrona obiektu wymaga kompleksowego podejscia (zgodnie ze strefowa koncepcja ochrony), czyli zapewnienia ochrony przed skutkami wyladowania bezposredniego (odprowadzenie pradu pioruna do ziemi), jak tez ochrony przed przepieciami atmosferycznymi i laczeniowymi.

Kompleksowa ochrona przykladowej instalacji pokazanej na Rys. 19. powinna rowniez zwracac uwage na sposob prowadzenia przewodow i zachowanie bezpiecznych odstepow separujacych nie tylko w powietrzu, ale rowniez w materialach stalych stanowiacych pokrycie i warstwe izolacji dachu. Brak spelnienia tego warunku moze zaowocowac wnikieniem czesci pradu pioruna do wnetrza obiektu i spowodowac uszkodzenia innych instalacji lub nawet pozarem.

Projektujac oraz instalujac instalacje na dachu budynku, warto poznac zapisy niemieckiego zalacznika do normy DIN-EN 62305-3 – Bbl. 5 poswieconego ochronie instalacji PV. Zapisano tam m.in., ze niektore obiekty budowlane (na podstawie urzadowych wytycznych) wymagaja czesto ochrony odgromowej jako srodka zapobiegawczego dla ochrony przeciwpowarowej i/lub ochrony osob. Ale ochrona odgromowa jest rowniez potrzebna, aby chronic wzraliwa infrastrukture techniczna wewnatrz obiektu budowlanego. Ta wlasnie funkcja ochronna urzadzenia piorunochronnego nie moze zostac zakluczona na skutek montazu na dachu obiektu systemu paneli fotowoltaiicznych.



Rys. 19. Kompleksowe rozwiązanie ochrony odgromowej i przepięciowej dla instalacji PV na budynku z urządzeniem piorunochronnym (odstęp bezpieczny s jest zachowany): 1 – SPD typu 1 w instalacji elektrycznej, 2 – SPD typu 2 w instalacji elektrycznej, 3 – SPD typu 2 przeznaczony do systemów PV



Rys. 20. Ochrona odgromowa paneli fotowoltaicznych na dachu budynku – wymagania w zakresie odstępów separujących

Norma zaleca, że kiedy jest to tylko możliwe, powinno być zastosowane separowane urządzenie piorunochronne – czyli wymagane zachowanie bezpiecznych odstępów separujących pomiędzy elementami instalacji PV a elementami urządzenia piorunochronnego. Tym samym elementy urządzenia piorunochronnego nie powinny być bezpośrednio łączone z systemem paneli

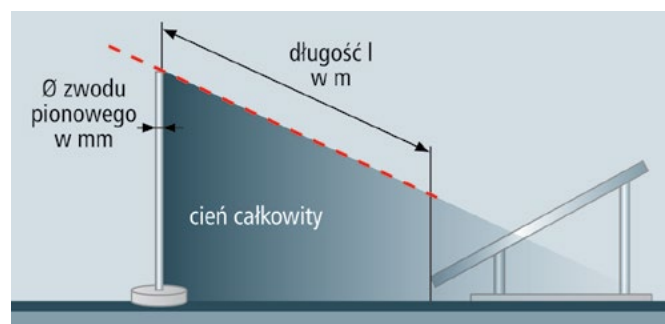
PV. I kolejna ważna uwaga zawarta w tym załączniku do normy: „(...) instalacja systemu PV na istniejącym obiekcie budowlanym może wymagać dostosowania (modernizacji) istniejącej instalacji elektrycznej”. Może to być właśnie związane ze zmianą prowadzenia instalacji pod dachem z uwagi na konieczność wykonania zewnętrznego urządzenia piorunochronnego i uniknięcia prze-skoków iskrowych.

Przy projektowaniu ochrony dla zamontowanych na dachu paneli należy zapewnić odstęp separujący s (obliczony zgodnie z pkt. 6.3 normy PN-EN 62305-3). Przykład odstępów separujących wymagających wyliczenia dla dachu płaskiego oraz spadzistego pokazano na Rys. 20.

Ochrona paneli fotowoltaicznych na dachach płaskich może być zrealizowana za pomocą systemu zwodów pionowych mocowanych w betonowej podstawie. Zastosowanie mogą znaleźć maszty o wysokości od 1000 mm do 4000 mm wykonane ze stali ocynkowanej, stopów aluminium lub stali nierdzewnej. Maszty mocowane są w betonowych podstawach (np. o wadze 17,5 kg) za pomocą klina lub posiadają gwintowane zakończenie i wkręcane są w podstawę. Zgodnie z zapisami PN-EN 62305-3 rozmieszczenie układu zwodów jest uznawane za odpowiednie, jeżeli obiekt poddawany ochronie jest całkowicie usytuowany w przestrzeni chronionej utworzonej przez układ zwodów. Do określenia chronionej przestrzeni należy brać pod uwagę jedynie rzeczywiste fizyczne wymiary układu metalowych zwodów. Przykład rozmieszczenia zwodów pionowych chroniących panele PV na dachu płaskim pokazano na Rys. 21.



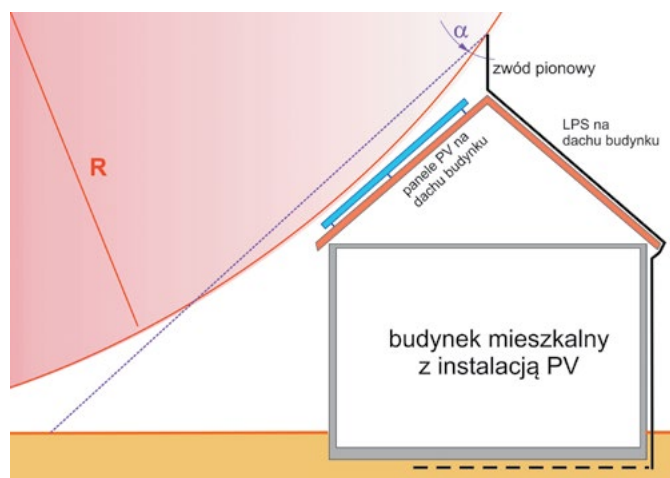
Rys. 21. Ochrona paneli PV na dachu płaskim z wykorzystaniem zwodu pionowego zamocowanego w podstawie betonowej



Rys. 22. Minimalna odległość pomiędzy zwodem pionowym a panelem PV nie powodująca postawienia cienia na powierzchni panela

Dobierając maszt, należy również zwrócić uwagę na obciążenie masztów parciem wiatru. W katalogach firm produkujących elementy do budowy urządzeń piorunochronnych można znaleźć tabele doboru odpowiedniej liczby betonowych podstaw w zależności od przewidywanej strefy wiatrowej i wysokości masztu. Aby uniknąć zacinienia paneli przez zwody pionowe należy zachować odpowiednią odległość zwodu od powierzchni panela. W niemieckim załączniku do normy DIN-EN 62305-3 – Bbl. 5 przedstawiono wzór pozwalający określić bezpieczną odległość pomiędzy panelem a prętem zwodu pionowego. Wyniki obliczeń dla prętów o średnicy 10 i 16 mm pokazano na Rys. 22.

Dla dachów pochyłych ochronę przed bezpośrednim trafieniem paneli można zrealizować za pomocą krótkich zwodów pionowych montowanych na kalenicy dachu (Rys. 23). W przypadku tego rozwiązania należy sprawdzić, czy wszystkie poddawane ochronie panele PV znajdują się w strefie osłonowej utworzonej przez zwody pionowe na kalenicy budynku.



Rys. 23. Sprawdzenie strefy osłonowej zwodów pionowych mocowanych na kalenicy oraz przykład ochrony paneli wraz z przykładami uchwytów do mocowania zwodów na kalenicy

W obiektach, dla których wymagany odstęp separujący s nie może być zachowany lub panel zainstalowany jest na dachu z metalowym pokryciem, należy przewidzieć środki ochrony przed trafieniem bezpośrednim (Rys. 24.). Również i w tym przypadku – zgodnie zapisem PN-EN 62305-3 – instalacja PV powinno również

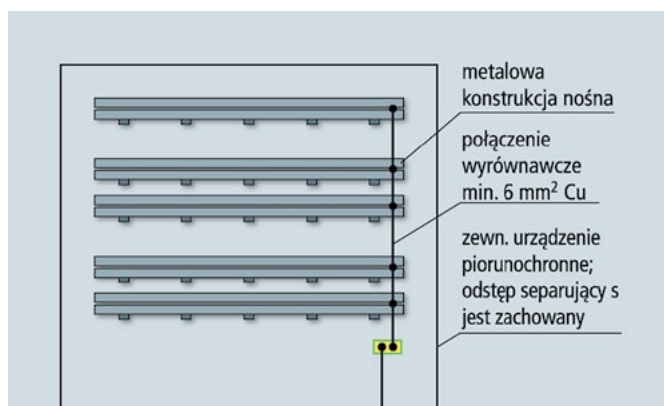
znaleźć się w przestrzeni ochronnej zwodów. Należy jednak wykonać dodatkowe połączenia wyrównawcze pomiędzy obudową paneli a układem zwodów. W przypadku tego typu układów – z uwagi na możliwość oddziaływania na instalację wewnątrz budynku części prądu piorunowego – przewody biegnące od modułu PV do wnętrza winny być zabezpieczone ogranicznikiem przepięć typu 1.



Rys. 24. Wspornik dachowy do montażu masztów odgromowych na dachach o pochyleniu do 53 stopni

Dodatek 5 do niemieckiej normy DIN EN 62305-3 dostarcza praktyczne wskazówki w tym zakresie. Gdy instalacja PV znajduje się w przestrzeni chronionej zwodu i zachowany jest odstęp separujący (jak na Rys. 3), to i tak na przykład wykonuje się połączenie wyrównawcze metalowej konstrukcji wsporczej, Minimalny przekrój przewodów wymagany do realizacji połączenia wyrównawczego wynosi minimum $6 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$ lub równoważny (Rys. 25.). Jak pokazano na Rys. 25. przewodami o podanym przekroju w sposób trwały należy połączyć ze sobą także metalowe szyny ram modułów.

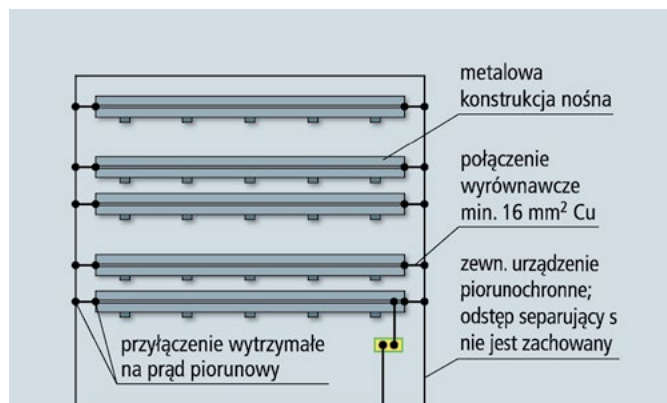
W obiektach wyposażonych w zewnętrzne urządzenie piorunochronne system nośny jest połączony bezpośrednio z zewnętrznym urządzeniem piorunochronnym, w przypadku, gdy nie można zachować wymaganego odstępu separującego s .



Rys. 25. Połączenie wyrównawcze ramy modułów przy braku zewnętrznego urządzenia piorunochronnego lub z zachowanym odstępem separującym s (wg krajowego Dodatku nr 5 do normy DIN EN 62305-3)

Przewody łączące panele z elementami LPS stają się częścią piorunowych połączeń wyrównawczych piorunochronnych. W konsekwencji połączenia te muszą być zdolne przewodzić część prądu piorunowego. W przypadku urządzenia piorunochronnego w III klasie ochrony wymagany jest minimalny przekrój przewodu łączącego nie mniejszy niż $16 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$ lub równoważny. Także w takim przypadku szyny stanowiące ramy modułów powinny być połączone ze sobą trwale za pomocą przewodów o tym samym

przekroju. Przewody połączeń wyrównawczych powinny być ułożone równolegle i możliwie jak najbliżej kabli / przewodów prądu stałego i przemiennego (Rys. 26).



Rys. 26. Piorunowe połączenie wyrównawcze konstrukcji modułów z elementami LPS, w przypadku, gdy odstęp separujący s nie może być zachowany

Do realizacji połączeń wyrównawczych należy stosować zaciski zapewniające dobre połączenie z elementami konstrukcyjnymi i nie stwarzające niebezpieczeństwa wystąpienia ognisk korozyjnych (łączenie różnych metali). Jednocześnie w przypadku realizacji piorunowych połączeń wyrównawczych zaciski powinny posiadać atest potwierdzający odporność na działanie prądów piorunowych zgodnie z normą PN-EN 62561-1. Pokazany na Rys. 27 zacisk uziemiający UNI może być zamocowany na powszechnie stosowanym systemie montażowym paneli PV. Pozwala on na łączenie różnych przewodów (np. 6 mm² lub 16 mm² Cu czy też gołych drutów okrągłych o średnicy Ø 8-10 mm) z ramą montażową w sposób wytrzymały na przepływ prądu piorunowego.



Rys. 27. Przykład zastosowania zacisku uziemiającego UNI; dzięki elementowi pośredniemu ze stali nierdzewnej zacisk pozwala uniknąć korozji, tworząc niezawodne wieloletnie połączenie między różnymi materiałami przewodzącymi

6.2. Ochrona przed przepięciami

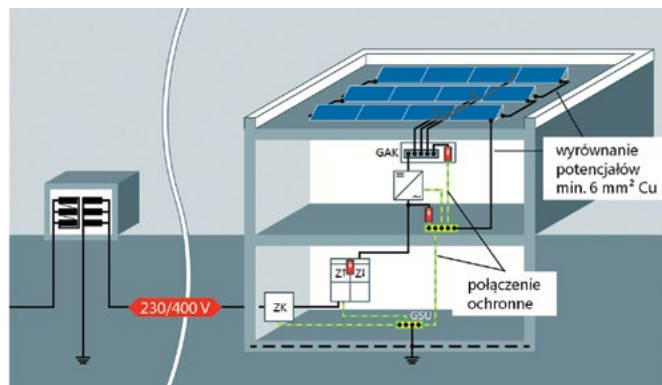
Najczęściej w warunkach, kiedy instalacja PV zabudowana jest na dachu obiektu i tym samym jest wyeksponowana, zastosowanie urządzeń ograniczających przepięcia (SPD – ang. *Surge Protective Device*) wydaje się jedynym sensownym rozwiązaniem technicznym mającym na celu ochronę instalacji przed niebezpiecznymi przepięciami. Odpowiedź na pytanie o wybór miejsca montażu i typu SPD nie jest łatwa bez dokładnej znajomości realnego stanu instalacji w obiekcie. Oprócz wielkości generatora PV (liczba stringów) oraz położenia falownika duże znaczenie mają też odpowiedzi na pytania:

- czy budynek wyposażony jest w urządzenie piorunochronne lub

- czy w związku z montażem instalacji PV wykonane zostanie urządzenie piorunochronne?

Związane jest to z problem doboru odpowiedniego typu ograniczników przepięć (T1 lub T2) w instalacji AC i DC.

Przykładowe rozwiązania ochrony przepięciowej dla budynku z urządzeniem piorunochronnym, w którym udało się zachować bezpieczny odstęp separujący pomiędzy elementami LPS i instalacją fotowoltaiczną pokazano na Rys. 28.

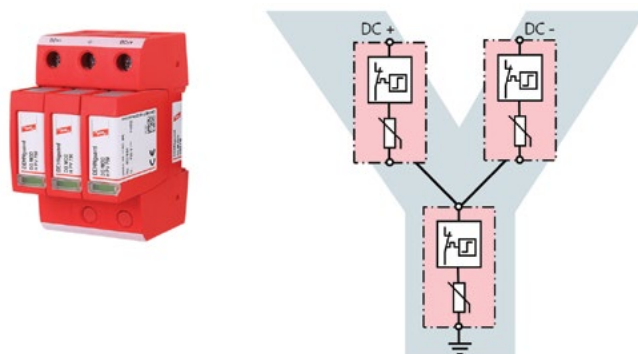


Rys. 28. Przykład montażu SPD w budynku bez zewnętrznego urządzenia piorunochronnego z instalacją PV

Do ograniczania przepięć dochodzących do przekształtnika od strony paneli PV należy zastosować SPD typu 2 przeznaczony do instalacji stałoprądowej DC. Dla budynku bez LPS montaż SPD typu 2 w instalacji AC przed przekształtnikiem jest zalecany w przypadku, gdy odległość pomiędzy rozdzielnicą główną obiektu SPD typu 2 a przekształtnikiem jest większa niż 10 m.

Ograniczniki przepięć stosowane w instalacji DC winny być tak dobierane, aby podczas zwarcia odłączały się od instalacji w sposób bezpieczny, bez stwarzania zagrożenia pożarowego w skutek przeciążenia lub powstania łuku elektrycznego. Producent ogranicznika przepięć powinien wykazać, że wewnętrzny mechanizm łączeniowy ogranicznika wykazuje niezbędne możliwości łączeniowe wymagane w miejscu jego zainstalowania.

Przykładem takiego rozwiązania może być pokazany ogranicznik, którego schemat wewnętrzny pokazano na Rys. 29. Ogranicznik zaprojektowany został specjalnie do ochrony wejść DC falowników łańcuchowych (stringowych) oraz modułów PV (nie wymaga dodatkowego dobezpieczenia).

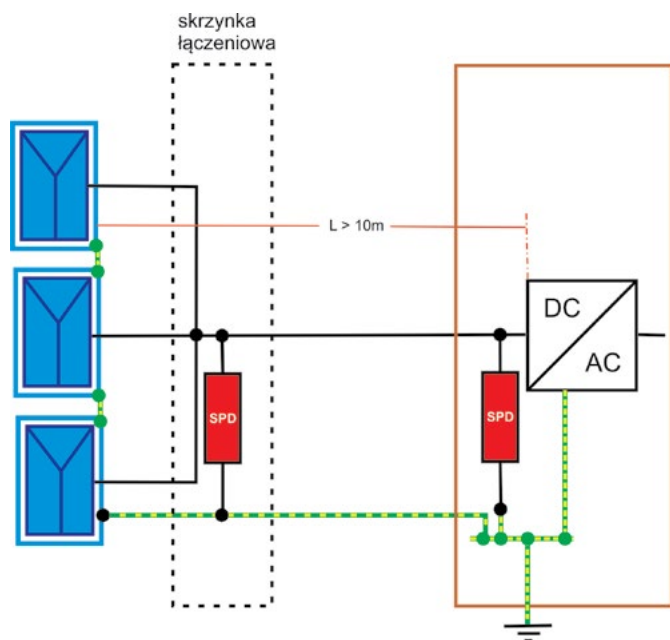


Rys. 29. Schemat wewnętrzny oraz wygląd ogranicznika przepięć typu 2 do instalacji fotowoltaicznej

Aby zapewnić szczególne bezpieczeństwo wymagane dla instalacji PV, ogranicznik przepięć posiada odporny na błędy układ

połączeń wewnętrznych typu Y (składający się z trzech biegunów warystorowych i trzech dołączonych kombinowanych układów odłączająco-zwierających). Takie rozwiązanie służy redukcji błędów i ryzyka awarii w instalacjach PV, również w przypadku przeciążenia i zniszczenia ogranicznika, dzięki czemu nie wystąpi ryzyko pożaru. W chwili uszkodzenia modułu ochronnego następuje jego bezpieczne elektryczne oddzielenie i jest możliwa wymiana modułu bez przerywania obwodu prądowego, bez łuku elektrycznego.

W przypadku zwykłych modułów PV można zakładać, że odporność udarowa $U_{w(PV_Mod)}$ jest większa niż odporność udarowa przekształtnika $U_{w(PV_INV)}$. W takim przypadku zaleca się instalować ogranicznik przepięć typu 2 do linii DC w pobliżu przekształtnika. Lecz gdy długość przewodów łączących panele PV z przekształtnikiem przekracza 10 m, należy zainstalować dwa ograniczniki przepięć typu 2 (dedykowane do systemów PV) (Rys. 30.).

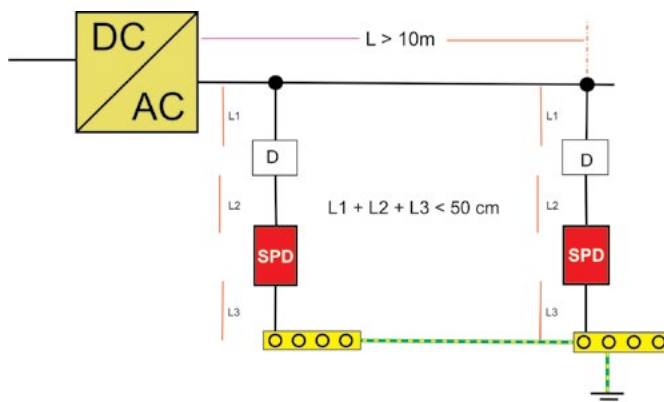


Rys. 30. Montaż ograniczników przepięć w instalacji elektrycznej DC w przypadku, gdy odległość pomiędzy miejscem podłączenia paneli PV a przekształtnikiem jest większa niż 10 m

W przypadku małego obiektu – np. domku jednorodzinnego – gdy przekształtnik zlokalizowany jest wewnątrz budynku, odległość między rozdzielnicą główną a przekształtnikiem może być mniejsza niż 10 m. W takim przypadku zastosowanie w rozdzielnicę głównej ogranicznik przepięć typ 1 o niskim napięciowym poziomie ochrony pozwala na rezygnację ze stosowania dodatkowego ogranicznika przepięć typu 2 w pobliżu przekształtnika (zabezpieczenie wejścia AC). W przypadku obiektów, gdzie mamy większą odległość pomiędzy SPD w rozdzielnicę głównej a wejściem AC falownika, należy zastosować dodatkowy SPD przy falowniku (Rys. 31.).

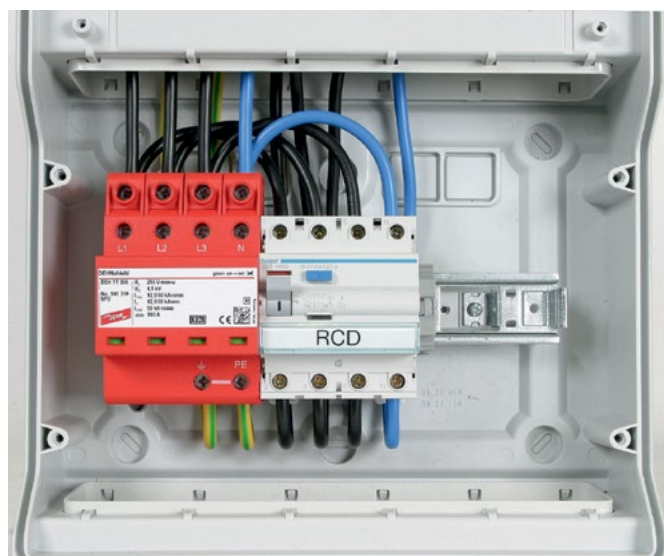
Wymóg zainstalowania w układzie zasilania SPD typu 1 wynika z faktu wyposażenia obiektu w urządzenie piorunochronne (realizacja piorunowych połączeń wyrównawczych zgodnie z PN-EN 62305-3). Ogranicznik przepięć typu 1 stosowany w rozdzielni głównej obiektu powinien zapewniać niski poziom ochrony oraz być przystosowany do odprowadzenia części prądu pioruna przy bezpośrednim lub pobliskim wyładowaniu. Jednocześnie powinien być skoordynowany energetycznie z elektronicznymi urządzeniami zainstalowanymi w rozdzielnicę oraz w przypadku konieczności

montażu z kolejnym stopniem SPD zlokalizowanym bezpośrednio przed wejściem AC falownika.



Rys. 31. Montaż ograniczników przepięć w instalacji elektrycznej AC w przypadku, gdy odległość pomiędzy SPD w rozdzielnicę głównej a przekształtnikiem jest większa niż 10 m

W niektórych obiektach wymagany odstęp separujący s nie może być zachowany lub panel zainstalowany jest na dachu z metalowym pokryciem. Również i w tym przypadku – zgodnie zapisem PN-EN 62305-3 – urządzenie PV powinno znaleźć się w przestrzeni ochronnej zwodów. Należy jednak wykonać dodatkowe połączenia wyrównawcze pomiędzy obudową paneli a układem zwodów. W takim przypadku – z uwagi na możliwość oddziaływania na instalację wewnątrz budynku części prądu piorunowego – przewody biegnące od modułu PV do wnętrza obiektu winny zostać zabezpieczone specjalnie do tego celu zaprojektowanymi SPD typu 1 (pokazany na Rys. 32b). Ogranicznik ten znajduje zastosowanie w obwodach o prądach zwarciovych DC do 10 kA (nie wymaga dodatkowego zabezpieczenia nadprądowego). Może być stosowany również w instalacjach z uziemionym jednym biegunem (uziemienie DC+ lub DC-). Ogranicznik typu 1 posiada kompaktową konstrukcję o szerokości tylko 4 modułów, a bezpieczna obudowa zapewnia ochronę przed dotykiem części pod napięciem (bez dodatkowych osłon).

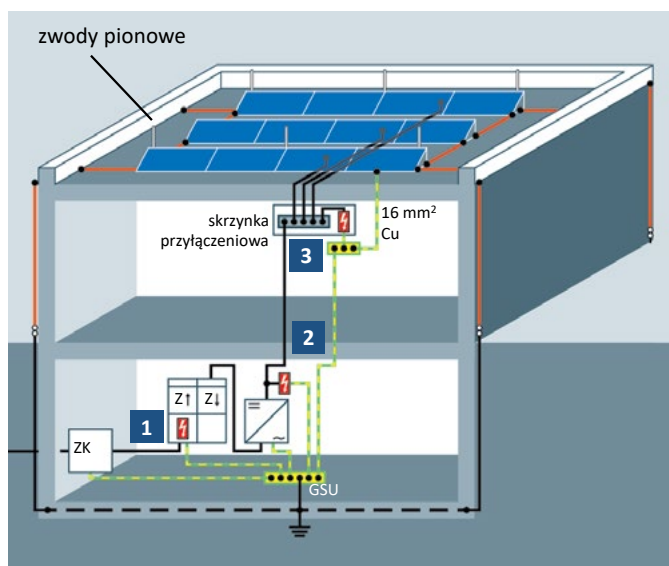


Rys. 32. Przykład montażu ograniczników przepięć typu 1 chroniących instalację PV
a) ogranicznik przepięć typu 1 w rozdzielnicę głównej budynku (AC)



Rys. 32. Przykład montażu ograniczników przepięć typu 1 chroniących instalację PV
b) ogranicznik przepięć typu 1 w skrzynce przyłączeniowej paneli (DC)

Jak widać na Rys. 19. instalacja fotowoltaiczna nie stanowi „samotnej wyspy”, ale ma również powiązania systemowe liniami przesyłu danych z komputerem, centrum pogodowym, system nadzoru itd. Zdalny nadzór nad pracą instalacji oferuje właścicielowi / inwestorowi informacje o stanie elektrowni i dochodach o każdej porze dnia. Jego zadaniem jest dać inwestorowi maksymalną ilość informacji, a to wymaga przez cały czas transportu danych w sposób nieprzerwany i niezakłócony. To powoduje konieczność stosowania również w liniach przesyłu sygnałów odpowiednio dobranych ograniczników przepięć.



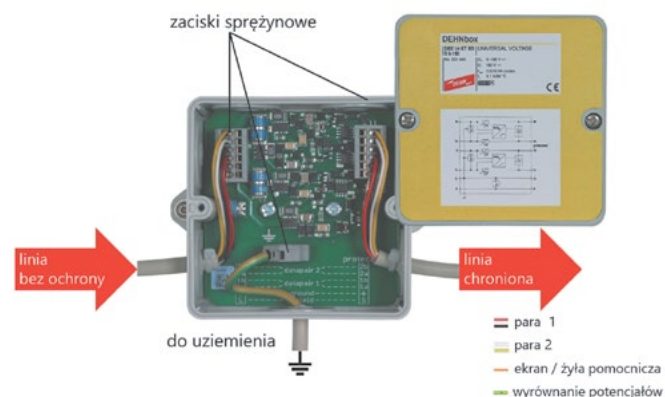
Rys. 33. Przykładowe rozwiązanie ochrony przepięciowej dla budynku z urządzeniem piorunochronnym, odstęp bezpieczny s nie jest zachowany: 1 – SPD typu 1 w instalacji elektrycznej AC, 2 – SPD typu 1 w instalacji elektrycznej AC, 3 SPD typu 1 – przeznaczony do systemów PV

W przypadku systemów fotowoltaicznych w liniach przesyłu sygnałów wychodzących na zewnątrz budynku, które narażone mogą być na oddziaływania prądu piorunowego, zgodnie z zaleceniami norm powinny być zastosowane ograniczniki odporne na działanie uderzeń o dużej energii. W przypadku SPD ograniczających przepięcia indukowane można zastosować SPD odporne na działania mniejszej energii, zapewniające ochronę przed szybko narastającymi impulsami.

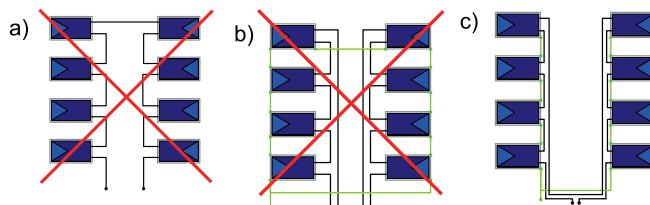
Ograniczniki przepięć w liniach przesyłu sygnałów instalowane są dla każdej linii z osobna, stąd też nawet w niewielkim obiekcie prosumenckiej elektrowni fotowoltaicznej ilość koniecznych do

zabezpieczenia urządzeń może wynosić kilkanaście sztuk. W celu zapewnienia automatycznego nadzoru nad prawidłową pracą ograniczników można stosować system zdalnego monitorowania włączony w magistralę i tym samym na bieżąco mieć podgląd na skuteczność ochrony przepięciowej w obiekcie.

W celu łatwiejszego projektowania i zarządzania systemem ochrony na obiekcie, gdzie występują różne interfejsy można zastosować uniwersalny ogranicznik przepięć technologia actiVsense. Pokazany na Rys. 34. ogranicznik jest kombinowanym ogranicznikiem przepięć do ochrony sieci sygnałowych, teleinformatycznych, automatyki, który rozpoznaje automatyczne napięcie robocze podłączonej do niego instalacji w zakresie napięć od 0 do 180 V. Dzięki tej innowacyjnej technologii, która rozpoznaje wartość napięcia roboczego sygnału i ogranicznik automatycznie dopasowuje do niego swoje właściwości ochronne. Ponieważ dopasowuje on w sposób ciągły swój napięciowy poziom ochrony do aktualnie przyłożonego napięcia pracy, nadaje się do wszystkich zastosowań, gdzie napięcie pracy może się zmieniać.



Rys. 34. Uniwersalny ogranicznik przepięć do ochrony do ochrony 2 par linii sygnałowych



Rys. 35. Przykład błędnego (a, b) oraz poprawnego (c) oprzewodowania paneli PV

I na koniec kilka słów o tym, co nierzadko umyka instalatorom podczas wykonywania instalacji fotowoltaicznych, tj. sposób układania przewodów. Należy pamiętać, że ułożenie przewodów łączących poszczególne panele fotowoltaiczne oraz przewodach sygnalizacyjnych łączących urządzenia sterujące i kontrolno-pomiarowe rozlokowane na terenie elektrowni fotowoltaicznej na wpływ na zagrożenie przepięciowe. Jednym z ważnych sposobów pozwalających zredukować zagrożenie przepięciowe jest trasowanie linii w taki sposób, aby zminimalizować rozległe pętle indukcyjne, a tym samym zagrożenie przepięciami spowodowanymi pobliskimi wyładowaniami piorunowymi. Na to zagrożenie zwracają uwagę dokumenty normalizacyjne różnych krajów europejskich, pokazując błędne i prawidłowe sposoby wykonywania oprzewodowania dla elektrowni fotowoltaicznych. Zalecenia te pokazano na

Rys. 35. W przykładzie pokazanym na Rys. 35b zagrożenie spowodowane jest „pętlą masy”, gdy połączenia wyrównawcze poprowadzone dookoła pola paneli mogą stanowić dużą pętlę indukcyjną, wewnątrz której mogą pojawić się przepięcia stanowiące zagrożenie dla urządzeń elektronicznych.

Podsumowanie

Instalując system fotowoltaiczny na dachu budynku należy zapewnić ochronę przed bezpośrednim oddziaływaniem prądu piorunowego (obiekty z LPS) oraz zwrócić szczególną uwagę na ograniczanie prądów i napięć udarowych w instalacji elektrycznej oraz obwodach stałoprądowych. Tylko takie kompleksowe potraktowanie zagadnienia ochrony odgromowej i przepięciowej może zapewnić ochronę i bezawaryjne działanie systemów fotowoltaicznych. Problem ochrony przepięciowej systemu PV dostrzegają nie tylko towarzystwa ubezpieczeniowe, ale również producenci przekształtników do systemów PV. Przy stosowaniu dla klientów korzystnych warunków wymiany przekształtnika w przypadku awarii producent nie uwzględnia uszkodzeń spowodowanych przez przepięcia, a tym samym praktycznie wymusza stosowanie ochrony przepięciowej w obwodach DC oraz AC przekształtnika.

Poprawne wykonanie systemu ochrony odgromowej i przepięciowej może przyczynić się do znacznej redukcji zagrożenia utraty sprawności produkcyjnej oraz minimalizacji ewentualnych kosztów poniesionych z tytułu wyładowań piorunowych lub przepięć łączeniowych, jak też zminimalizować zagrożenie pożarowe. Dlatego tak ważne jest, aby wykonując system ochrony dla instalacji, od samego początku zwracać uwagę na jakość stosowanych elementów oraz prawidłowe ich rozmieszczenie i właściwy montaż. Droga na skróty i szukanie oszczędności w systemie ochrony odgromowej i przepięciowej instalacji PV może okazać się jednak ostatecznie bardzo kosztownym rozwiązaniem.

Bibliografia:

1. DIN CLC/TS 50539-12 (VDE V 0675-39-12) Überspannungsschutzgeräte für Niederspannung Überspannungsschutzgeräte für besondere Anwendungen einschließlich Gleichspannung – Teil 12: Auswahl und Anwendungsgrundsätze Überspannungsschutzgeräte für den Einsatz in Photovoltaik-Installationen, Deutsche Fassung CLC/TS 50539-12:2010
2. PN-HD 60364-7-712:2016 Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych – Część 7-712: Wytyczne dotyczące specjalnych instalacji lub lokalizacji. Fotowoltaiczne (PV) układy zasilania
3. PN-EN 62305-3:2011 Ochrona odgromowa – Część 3: Uszkodzenia fizyczne obiektów budowlanych i zagrożenie życia
4. Sowa A., Ochrona odgromowa systemów fotowoltaicznych na dachach dwuspadowych, elektro.info 4/2012
5. Sowa A., Wincencik K., Ograniczanie przepięć w instalacjach niskonapięciowych systemów fotowoltaicznych, elektro.info 7-8/2012

7. Zagrożenia dla służb ratowniczych w razie pożaru

7.1. Gaszenie pożarów instalacji elektrycznych pod napięciem

We wspólnym badaniu branżowym przeprowadzonym w Niemczech (Fraunhofer ISE 2017) stwierdzono, że systemy fotowoltaiczne **nie stanowią szczególnego zagrożenia dla strażaków**, o ile strażacy przestrzegają zasad bezpieczeństwa. Systemy PV mogą być obsługiwane w taki sam sposób jak inne urządzenia pod napięciem. Zgodnie z wynikami prac badawczych przeprowadzonych przez BRE National Solar Center (BRE 2017b), wyłączniki systemów PV w obwodzie DC są nadal postrzegane jako niesprawdzona technologia. Ta technologia musi jeszcze udowodnić swoją niezawodność przez cały okres użytkowania systemu fotowoltaicznego. Instalacja takich urządzeń może **zapewnić strażakom fałszywe poczucie bezpieczeństwa**, co może prowadzić do wypadków, urazów lub pogorszenia, ponieważ uszkodzony układ fotowoltaiczny może nadal być zasilany energią. Ten sam wniosek można wyciągnąć także w odniesieniu do wyłączenia napięcia na poziomie modułów.

W rzeczywistości, w badaniu TÜV Rheinland i Fraunhofer ISE (Sepanski i in., 2015, str. 206) zakłada się, że instalacja przełącznika DC, tzw. „wyłącznika strażaka”, **zwiększa ryzyko pożaru**. Główną przyczyną pożaru w systemie PV jest wystąpienie łuku elektrycznego, a większość pożarów spowodowanych przez systemy PV można przypisać błędom instalacji (BRE 2017c; str. 10).

Zalecenia dla niemieckich strażaków i służb ratowniczych w przypadku incydentu, który może spowodować ryzyko kontaktu z elektrycznymi instalacjami pod napięciem, mają również zastosowanie do systemów fotowoltaicznych. Niemiecka norma VDE 0132:2008 „Gaszenie pożarów w instalacjach elektrycznych lub w ich pobliżu”, określa odległości bezpieczeństwa dla służb ratowniczych, które powinny pomóc im uniknąć ryzyka porażenia prądem, gdy znajdują się blisko części pod napięciem podczas gaszenia pożaru, w tym potencjalnie uszkodzonego systemu fotowoltaicznego.

Aby zapobiec przepływowi niebezpiecznych prądów przez ciało personelu ratunkowego podczas gaszenia części systemu pod napięciem, DIN VDE 0132:2008 – „Gaszenie pożaru i pomoc w zakresie instalacji elektrycznych” – zdefiniowane zostały zalecane minimalne odstęp między wylotem środka gaśniczego a częściami czynnymi układu. W przypadku instalacji fotowoltaicznej o maksymalnym napięciu do 1,5 kV, norma ta zaleca minimalną bezpieczną odległość 1 m, jeśli gasi się pożar za pomocą rozproszonego strumienia wody i 5 m przy użyciu zwartego strumienia wody.

Tabela 4-6 przedstawia minimalne odstęp dla sprzętu elektrycznego gaśniczego niskiego napięcia, tj. do 1000 V przy prądzie przemiennym (AC) lub do 1500 V przy prądzie stałym (DC).

Wylot DIN 14365-CM	Niskie napięcie (≤1kV dla AC, ≤1.5kV dla DC)	Wysokie napięcie (≥1kV dla AC; ≥1.5kV dla DC)
Rozproszony	1 m	5 m
Zwarty	5 m	10 m

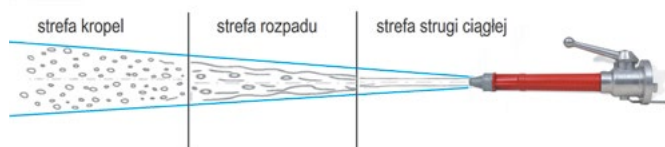
Tabela 4. Wartości orientacyjne dla minimalnych odległości gaszenia instalacji pod napięciem

Na przykład w Austrii podobne odległości bezpieczeństwa są zalecane w oficjalnych dokumentach szkoleniowych dla strażaków. ÖNORM F2190 definiuje następujące odległości bezpieczeństwa

między częściami pod napięciem do 1 kV a pyszczkiem znormalizowanej prądownicy CM, która jest powszechnie stosowana:

- **rozproszony prąd gaśniczy** (strumień cieczy rozpylonej) – 1 m
- **zwarty prąd gaśniczy** (pełny strumień cieczy) – 5 m

Aby zrozumieć te ograniczenia normatywne, rozważana jest struktura strugi cieczy. Pełny strumień rozróżnia trzy strefy (Rys. 36.). Obszar zwartego strumienia wody natychmiast po wyładowaniu środka gaśniczego określa się jako strefę strugi ciągłej. Poprzez obszar strefy rozpadu, przechodzi on do oddzielonych elektrycznie pojedynczych kropelek (które nadal wydają się zwartą dla ludzkiego oka strugą). Nazywana jest on strefą kropel lub strefą rozpylania.



Rys. 36. Schematyczna struktura strugi ciągłej

Wartości wytycznych dla minimalnych odległości prądownic od gaszonych elektrycznych części instalacji pod napięciem wybrano tak, aby były one uderzane tylko przez strefę rozpylania (strefę kropel), a zatem nie ma ciągłej ścieżki przewodzącej. Nie ma więc ryzyka dla pojawienia się prądów upływowych niebezpiecznych dla personelu ratunkowego.

Aby wykazać, że odległość bezpieczeństwa jest wystarczająca do ochrony personelu ratowniczego przed porażeniem prądem elektrycznym, przeprowadzono test w Niemczech (Fire Retardants Online 2011 cytowany w BRE 2017b). W tym teście podpalamo instalację fotowoltaiczną, aby wykryć wpływ pożaru na moduły fotowoltaiczne. Oprócz innych ustaleń, wyniki wykazały, że jeśli minimalne odległości bezpieczeństwa zalecane w wytycznych niemieckich strażaków są spełnione podczas gaszenia pożaru, nie powstają żadne nietypowe zagrożenia.

W zależności od projektu technicznego prądownicy, długość opisywanej strefy rozpadu strugi, a co za tym idzie: obserwowane w ten sposób odległości gaśnicze mogą ulec zmianie. Przykładowo odległość 5m jest bezpieczna dla napięcia do 3kV przy średnicy wylotu nie większej niż 18 mm.

7.2. Oznakowanie

Dla bezpieczeństwa osób, zaleca się, aby budynek, w którym znajduje się instalacja fotowoltaiczna posiadał oznakowanie zgodne z normą: PN-HD 60364-7-712:2016 w następujących miejscach:

- w rozdzielni głównej budynku
- obok głównego licznika energii (jeśli oddalony od rozdzielni głównej)
- obok głównego wyłącznika
- w rozdzielni, w której przyłączona jest instalacja fotowoltaiczna do instalacji elektrycznej budynku

W każdym punkcie dostępu do części pod napięciem po stronie DC (np. rozdzielnice z zabezpieczeniem przepięciowym) należy umieścić w sposób trwały ostrzeżenie, że części te mogą być nadal zasilane:

- po wyłączeniu falownika,
- po wyłączeniu napięcia AC w budynku (np. rozłącznika głównym),
- po ustawieniu rozłącznika DC w pozycji „0”.



Rys. 37. Etykieta wskazująca na obecność instalacji elektrycznej w budynku

Na falownikach należy umieścić ostrzeżenie, że wszelkie prace serwisowe można prowadzić dopiero po odłączeniu separującym falownika zarówno od strony DC, jak i AC. **Uwaga:** falowniki mają zgromadzoną energię w kondensatorach, której rozładowanie do wartości bezpiecznych może zająć nawet kilka minut.

7.3. A co z zawiadomieniem organów Państwowej Straży Pożarnej?

Nie ma wytycznych lub rozporządzeń, które regulowałyby ten wymóg narzucony przez Ustawę z dnia 13 lutego 2020 r. o zmianie ustawy – Prawo budowlane oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. 2020 poz. 471). Proponujemy – na wzór zgłoszenia z niemieckiej normy VDE-AR-2100-712 – plan oraz przekrój budynku, który zawierałby m.in.:

- lokalizację modułów PV,
- lokalizację falownika/ów,
- drogę prowadzenia przewodów DC pozostających pod napięciem,
- rozłącznik DC.

Linie zaznaczone na czerwono są zawsze pod napięciem!

N

Przekrój A

Data: Data instalacji	Zdjęcie poglądowe budynku np. zdjęcie lotnicze	Projekt: Numer / nazwa projektu	Miejsce instalacji systemu fotowoltaicznego: Adres
Legenda: przewody pod napięciem przewody pod napięciem (trasa kablowa ognioodporna) generator PV położenie rozłącznika prądu stałego (DC)		Klient: Nazwa właściciela / inwestora	Zainstalowany przez: Pełny adres i numer telefonu wykonawcy systemu PV
Treść: Plan instalacji systemu fotowoltaicznego dla służb ratowniczych		Numer alarmowy: Nazwisko i numer telefonu komórkowego	

Rys. 38. Propozycja karty zgłoszenia instalacji PV do organów Państwowej Straży Pożarnej.

8. Bezpieczeństwo i ryzyko – zalecenia dla projektantów i wykonawców

Najważniejsze odkrycie, które zostało stwierdzone przez Fraunhofer ISE (Fraunhofer ISE 2017), TÜV Rheinland (Sepanski i inni 2017), BRE National Solar Center (BRE 2017a) oraz program Międzynarodowej Agencji Energetyki „Photovoltaic Power Systems Program” (IEA PVPS 2017) jest to, że elementy systemów PV są testowane zgodnie z bardzo rygorystycznymi protokołami bezpieczeństwa i niezawodności podczas procesu produkcyjnego i spełniają wymagania bezpieczeństwa elektrycznego różnych krajowych i międzynarodowych norm i standardów. Jeśli są prawidłowo zainstalowane, nie stwarzają zagrożenia dla zdrowia, bezpieczeństwa ani środowiska w normalnych warunkach pracy.

Aby jeszcze bardziej zwiększyć bezpieczeństwo systemu PV i zmniejszyć ryzyko pożaru, zaleca się:

- **Monitorowanie systemu fotowoltaicznego:** właściciel systemu fotowoltaicznego, powinien monitorować swój system PV tak, aby cały czas mieć podgląd na swój produkt. System monitorowania zapewnia przegląd działania systemu i ostrzega użytkownika, jeśli występuje jakaś nieprawidłowość. Zmniejszenie mocy niezależnie od warunków pogodowych może być oznaką usterki w systemie, która może doprowadzić do pożaru.
- **Codzienny automatyczny monitoring stanu izolacji DC:** przed uruchomieniem falownik sprawdza stan izolacji po stronie DC. Jeśli zostanie wykryty błąd, falownik nie uruchomi się i powiadomi, że nastąpiła usterka. Monitorowanie to jest również wykonywane podczas pracy instalacji. Jeśli podczas pracy wykryta zostanie nieprawidłowość, falownik wyłączy się i wyświetli kod błędu.
- **Profesjonalny montaż i uruchomienie:** w szczególności wykonanie i odbiór instalacji zgodnie z normą PN-EN 62446-1: „Systemy fotowoltaiczne (PV) – Wymagania dotyczące badań, dokumentacji i utrzymania – Część 1: Systemy podłączone do sieci – Dokumentacja, odbiory i nadzór” zawiera listę punktów, które należy sprawdzić przed uruchomieniem System PV.
- **Okresowa konserwacja instalacji fotowoltaicznej:** w szczególności IEC 62446-2: „Systemy fotowoltaiczne – Wymagania dotyczące testowania, dokumentacji i konserwacji – Część 2: Systemy podłączone do sieci – Konserwacja systemów PV” daje dobre wskazówki dotyczące takiej okresowej konserwacji.

Jak wspomniano w Rozdziale 3.2, podejmowanie odpowiednich działań, które zmniejszają ryzyko pożaru, bezpośrednio zmniejsza ryzyko dla ratowników, ponieważ brak pożaru oznacza brak zagrożenia dla ratowników, takich jak strażacy. Dlatego przed podjęciem działań mających na celu zmniejszenie ryzyka dla służb ratunkowych, priorytetem powinno zawsze być zmniejszenie ryzyka pożaru.

Niemniej jednak korzystne są dodatkowe środki zmniejszające ryzyko dla strażaków. Na podstawie ustaleń z Rozdziału 8 „Zagrożenia dla służb ratowniczych w razie pożaru” zaleca się następujące środki w celu zmniejszenia tego ryzyka:

- **Jasne i łatwo widoczne oznakowanie lub oznakowanie komponentów fotowoltaicznych:** Czas jest ważnym czynnikiem podczas walki z ogniem! Po dotarciu do miejsca pożaru,

dowódca grupy roboczej musi ustalić sytuację i opracować strategię operacyjną, aby poradzić sobie z ogniem i obsłużyć inne zadania, takie jak ratowanie ludzi. W oparciu o fakt, że każdy dowódca grupy roboczej jest przeszkolony do przeprowadzania dynamicznej oceny ryzyka potencjalnych zagrożeń na miejscu przed przekazaniem rozkazów swojemu zastępcy, ważne jest, aby byli oni świadomi tego, czy system PV jest zainstalowany na budynku, czy nie.

- **Zachowaj bezpieczną odległość:** niezachowanie bezpiecznych odległości opisanych w Rozdziale 8 może spowodować zagrożenie dla personelu ratunkowego. Zaleca się przestrzegać bezpiecznych odległości w celu uniknięcia obrażeń lub porażenia prądem elektrycznym.
- **Rozłącznik DC:** to urządzenie zapewnia, że falownik zostanie odłączony od modułów w razie awarii.

Najważniejsze dla bezpieczeństwa strażaków jest okresowe kształcenie i szkolenie. Wiedza o tym, co robić w wyjątkowej sytuacji, oszczędza czas, dobra materialnie i – co najważniejsze – życie. Strażacy są dobrze wyszkoleni, a obsługa systemów elektrycznych nie jest dla nich niczym nowym. Dopóki zdają sobie sprawę, że na miejscu mogą wystąpić szczególne zagrożenia, są w stanie sobie z nimi poradzić.

Jeśli przyjrzeć się mitom i pogłoskom wymienionym w Rozdziale 3.1., najprostszy sposób udowodnienia, że są fałszywe, jest porównanie ich z faktami z ustaleń z ostatnich badań:

- **Strażacy nie ugasaż pożaru w budynkach z systemem PV na dachu:** „Na podstawie dotychczasowych badań wszystkie stwierdzenia, że straż pożarna nie mogła ugasić pożaru domu z powodu instalacji fotowoltaicznej, okazały się nieprawdziwe.” (Fraunhofer ISE 2017)
- **System fotowoltaiczny na dachu znacznie zwiększa ryzyko pożaru:** „Dotychczas 0,006% wszystkich elektrowni fotowoltaicznych w Niemczech spowodowało pożar, który spowodował poważne szkody!”; „Instalacje fotowoltaiczne nie stwarzają większego zagrożenia pożarowego niż jakiegokolwiek inne urządzenia techniczne.” (Fraunhofer ISE 2017)
- **System fotowoltaiczny na dachu znacznie zwiększa ryzyko, że strażacy odniosą obrażenia w sytuacjach awaryjnych:** „W Niemczech żaden strażak nie doznał obrażeń spowodowanych przez energię PV podczas gaszenia pożaru.” (Fraunhofer ISE 2017)
- **Wyłączenie instalacji PV na poziomie modułu zmniejsza ryzyko pożaru:** „... rozłączniki systemów PV w obwodzie DC są nadal postrzegane jako niesprawdzona technologia, która musi jeszcze udowodnić swoją niezawodność przez cały okres użytkowania systemu fotowoltaicznego, a instalacja takich urządzeń może zapewnić strażakom fałszywe poczucie bezpieczeństwa.” (BRE 2017b)
- **Nie jest możliwe ugaszenie pożaru spowodowanego przez instalację PV:** „Podobnie jak w przypadku każdej instalacji elektrycznej, w zależności od rodzaju łuku elektrycznego możliwe jest również ugaszenie pożaru za pomocą wody z odległości od jednego do pięciu metrów.” (Fraunhofer ISE 2017)
- **System fotowoltaiczny na dachu znacznie zwiększa prawdopodobieństwo, że budynek zostanie trafiony przez piorun:** „Jeśli system PV zostanie zainstalowany na budynku, nie zwiększa to możliwości uderzenia pioruna, pod warunkiem, że system fotowoltaiczny nie wystaje znacząco poza budynek.” (BDSW 2008)

Jak pokazano w Rozdziale 3.3., awarie instalacji są najczęstszymi przyczynami wystąpienia pożaru. Najbardziej skutecznym środkiem poprawy bezpieczeństwa systemów PV są profesjonalne szkolenia dla instalatorów, które zapewniają wysoką jakość instalacji i zmniejszają ryzyko pożaru, a także ryzyko dla strażaków.

9. Rekomendacje dotyczące inspekcji i konserwacji

Aby zapewnić długoterminową wydajność i bezpieczeństwo pracy systemu PV, należy go poddawać regularnej inspekcji i konserwacji. Poniższy przegląd zawiera zalecenia dotyczące zawartości i częstotliwości konserwacji.

Kiedy	Gdzie	Co	Kto	Uwagi
Codziennie	Falownik	Kontrola wyświetlacza roboczego w celu uniknięcia utraty wydajności przy wylączeniach awaryjnych	Operator	Alternatywnie: monitorowanie z aktywnym raportowaniem o błędzie do operatora
	Monitoring danych operacyjnych (system)	Kontrola stanu pracy za pomocą zdalnego monitorowania (w przypadku ochrony przeciwpożarowej należy zwrócić szczególną uwagę na błędy izolacji).	Operator / serwis	
		Analiza komunikatów o błędach i podejmowanie odpowiednich działań	Serwis	
Miesięcznie	Licznik energii	Monitorowanie wydajności: regularnie rejestruj i analizuj odczyty liczników!	Operator / serwis	
		(nie dotyczy automatycznego gromadzenia i oceny danych operacyjnych).		
	Powierzchnia modułów	Kontrola wzrokowa, czy występują poważne, oczywiste wady, takie jak przesunięte moduły, luźne: zaciski modułów, elementy ram montażowych lub kable solarne	Operator	Przemieszczanie się w okolicy pola modułów tylko po zatwierdzonych trasach!
Regularnie, najrzadziej co cztery lata	Cała instalacja	Powtórzenie pomiarów i testów przy uruchamianiu zgodnie z PN-EN 62446-1	Serwis	
Sytuacyjne – po automatycznym wylączeniu falownika	Cała instalacja	Rozwiązywanie problemów	Serwis	

Tabela 5. Zalecenia dotyczące konserwacji i inspekcji instalacji PV

10. Praca i bezpieczeństwo mikroinstalacji zgodnie z kodeksem NC RfG

W dniu 14 kwietnia 2016 Komisja Europejska opublikowała rozporządzenia (UE) 2016/631 ustanawiające kodeks sieci (ang. *Network Codes – NC*) dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (ang. *Requirements for Generators – RfG*), stąd często używany jest angielski skrót „NC RfG”. Przedmiotowe rozporządzenie ustanawia obowiązki zapewniające właściwe wykorzystanie zdolności zakładów wytwarzania energii przez operatorów systemów w przejrzysty i niedyskryminacyjny sposób w celu zapewnienia równych szans podmiotom w całej Unii.

Od 27 kwietnia 2019 r. państwa członkowskie UE wymagają spełnienia tych wymogów (w różnych formach), chociaż w wielu z nich – w tym w Polsce – nadal pracuje nad określeniem szczegółów krajowych. W Polsce takim dokumentem są „Wymogi ogólnego stosowania wynikające z Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (NC RfG)” zatwierdzone przez Prezesa URE w dniu 2 stycznia 2019r. Obecnie, do 26 kwietnia 2021 roku obowiązuje tzw. okres przejściowy, w którym dokumentem potwierdzającym zgodność z wymogami NC RfG będzie certyfikat zgodności lub deklaracja zgodności wskazująca na spełnienie wymagań NC RfG i Wymogów Ogólnego Stosowania. Po tym terminie wymagany będzie certyfikat sprzętu potwierdzający spełnienie wymagań określonych w NV RfG i Wymogach Ogólnego Stosowania, wydawany przez upoważniony podmiot certyfikujący lub sprawozdanie z testu zgodności jednostki wytwórczej.

Krajowe wdrożenia będą w większości oparte na normach europejskich EN 50549-1, w Polsce wprowadzona w dniu 22 lutego 2019 jako PN-EN 50549-1:2019-02 (do sieci dystrybucyjnej nN) oraz wprowadzona 12 kwietnia 2019 PN-EN 50549-2:2019-04 (do sieci dystrybucyjnej SN). Pierwsza z w/w norm zastępuje dotychczas stosowaną normę PN-EN 50438:2014.

10.1. Zgodność z Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (IRIESD)

Nastawy zadanych wartości, możliwych do ustawienia w mikroinstalacji, muszą być możliwe do odczytania z mikroinstalacji (w przypadku mikroinstalacji przyłączonych przez falownik – bezpośrednio z falownika).

Tabliczka znamionowa mikroinstalacji ma posiadać co najmniej następujące informacje:

- Nazwę producenta lub znak firmowy,
- Określenie typu lub numer identyfikacyjny, lub inne sposoby identyfikacji umożliwiające uzyskanie stosownych informacji od producenta,
- Moc znamionową,
- Napięcie znamionowe,
- Częstotliwość znamionowa,
- Zakres regulacji współczynnika przesunięcia fazowego podstawowych harmonicznych napięcia i prądu.

Informacje te muszą być umieszczone również w instrukcji obsługi. Dodatkowo na tabliczce znamionowej powinien być umieszczony numer seryjny.

Wszystkie informacje powinny być podane w języku polskim.

W miejscach z dostępnymi elementami pod napięciem należy stosować etykiety ostrzegawcze.

10.2. Inne wymagania dotyczące przekazania mikroinstalacji do eksploatacji:

- Producent musi dostarczyć instrukcję montażu zgodnie z normami i wymaganiami krajowymi,

- b) Urządzenia wchodzące w skład mikroinstalacji muszą podlegać badaniom typu pod względem wymagań odpowiednich norm w zakresie współpracy z siecią, w przypadku braku stosownych norm wyrobu,
- c) Montaż musi być wykonany przez instalatorów posiadających odpowiednie i potwierdzone kwalifikacje,
- d) Właściciel mikroinstalacji musi dysponować przygotowanym przez instalatora schematem jednokresowym mikroinstalacji.

P_n [kW]	$P_n \leq 3,68$	$3,68 < P_n \leq 10$	$10 < P_n \leq 40$
Wymagania w zakresie zdalnego sterowania przez... ABC...	–		Możliwość zdalnego sterowania mocą czynną oraz możliwość zdalnego odłączenia mikroinstalacji tj. zaprzestania generacji mocy do sieci dystrybucyjnej
Automatyczna redukcja mocy czynnej przy $f > 50,2$ Hz wg zadanej charakterystyki $P(f)$		TAK	
Regulacja mocy biernej według zadanej charakterystyki $Q(U)$ i $\cos \varphi (P)$		TAK	
Układ zabezpieczeń: komplet zabezpieczeń nad- i podnapięciowych, nad- i podczęstotliwościowych oraz od pracy wyspowej		Zintegrowany z falownikiem	
Sposób przyłączenia	1-fazowo lub 3-fazowo		3-fazowo

Tabela 6. Zbiorcze zestawienie wymagań dla mikroinstalacji w zależności od mocy zainstalowanej.

11. Bezpieczeństwo instalacji fotowoltaicznych w świetle dokumentów normatywnych

dr inż. Tadeusz Żdanowicz

Bezpieczeństwo instalacji fotowoltaicznej (systemu PV) można rozumieć dwojako. Z jednej strony dotyczy to kontekstu bezpieczeństwa osób wykonujących określone czynności związane z procesem instalacji, serwisowania i eksploatacji systemu. Z drugiej strony można to rozumieć w kontekście bezpieczeństwa, jakim jest zapewnienie stabilnego i przewidywalnego procesu dostarczania energii elektrycznej przez system PV, odpowiednio do panujących warunków. O tym drugim aspekcie bezpieczeństwa decydują przede wszystkim trwałość i odporność elementów systemu na takie narażenia zewnętrzne jak: skrajne wahania temperatury i wilgotności, nadmierne obciążenia statyczne (śniegiem) czy dynamiczne (wiatrem), gradobicia itp., a także stopień wyeksploatowania (degradacji) poszczególnych komponentów systemu (modułów, falownika, przewodów i łącz). Znaczenie mogą też mieć błędy popełnione w projekcie systemu, np. nieodpowiedni dobór falownika, nieprawidłowa konfiguracja modułów, źle dobrane przewody elektryczne czy też regularnie pojawiające się zacienienie modułów (całkowite bądź częściowe). Może się zdarzyć, i nierzadko tak jest, że oba

wymienione aspekty związane z bezpieczeństwem instalacji PV są ze sobą powiązane, a błędy związane z niewłaściwym doborem elementów czy wykonaniem instalacji PV, poczynając od jej zaprojektowania, rzutują nie tylko na bezpieczeństwo jej obsługi, lecz także mają negatywny wpływ na ilość pozyskiwanej energii.

Główne czynniki, które decydują o bezpieczeństwie instalacji PV to:

- projekt instalacji PV;
- dobór elementów, przede wszystkim modułów PV i falownika, ale także elementów ujmowanych jako tzw. elementy BOS (ang. *Balance of System*);
- bezpieczeństwo mechaniczne związane z konstrukcją nośną systemu (zarówno projekt jak i dobór materiału mają tu znaczenie) oraz sposobem mocowania modułów;
- bezpieczeństwo elektryczne (związane np. z odpowiednim uziemnieniem czy instalacją odgromową systemu, zabezpieczeniami nadprądowymi, sposobem prowadzenia przewodów, rozmieszczeniem wyłączników DC i AC itp.), a także jakością użytych podzespołów;
- bezpieczeństwo przeciwpożarowe (zagrożenie pożarem może być efektem praktycznie wszystkich wyżej wymienionych czynników)

Generalnie, systemy fotowoltaiczne (PV) prawidłowo zaprojektowane i zainstalowane, po odpowiednio dokonanym odbiorze technicznym, powinny być bezpieczne i niezawodne i nie powinny stanowić zagrożenia dla obsługi i otoczenia.

Jeżeli chodzi o zabezpieczenie produkcji energii to oczywiście wszystkie wyżej wymienione czynniki mogą mieć znaczenie. Dochodzą tu jeszcze problemy związane z prawidłowym doborem elementów mające wpływ na parametry elektryczne (np. dopasowanie modułów i ich prawidłowa konfiguracja, dobór falownika, odpowiednia orientacja, zacienianie modułów, nieprawidłowa konserwacja itp.). Znaczenie mają też oczywiście procesy degradacyjne nie tylko modułów (np. LID, PID), ale i falownika czy kabli i połączeń (np. korozja).

Można również mówić o bezpieczeństwie systemów PV związanych z ich wpływem na środowisko – zarówno w procesie samej produkcji, jak i w procesie utylizacji elementów, przede wszystkim modułów PV.

Jeżeli chodzi o problemy związane z bezpieczeństwem eksploatacji i obsługi systemów PV większość zagrożeń ujęta jest w dokumentach normatywnych rekomendujących najczęściej również sposób uniknięcia bądź istotnego zredukowania ryzyka ich wystąpienia. W dalszej części omówione zostaną ważniejsze z takich dokumenty, z których część jest adresowana do instalatorów i użytkowników systemów, część do producentów elementów systemów i instalatorów, a także część stanowi formalne wskazówki dla instytucji zajmujących się certyfikowaniem elementów i podzespołów przeznaczonych dla systemów PV pod względem ich jakości i bezpieczeństwa. Więcej uwagi zostanie poświęcone systemom typu BIPV (ang. *Building Integrated Photovoltaics*) oraz BAPV (ang. *Building Added Photovoltaics*) czyli takich, które montowane są na dachach i fasadach budynków.

Celem obecnej publikacji nie jest proponowanie konkretnych rozwiązań mających wpływ na bezpieczeństwo instalacji PV, a jedynie zwrócenie uwagi na ważniejsze dokumenty normatywne, które

zostały opracowane i opublikowane w celu uzyskania większej niezawodności i efektywności, a przed wszystkim większego bezpieczeństwa w procesie instalacji i użytkowania systemów PV.

11.1. Dokumenty normatywne

Za opracowanie norm europejskich z zakresu elektrotechniki, elektroniki, elektryki (w tym także dla fotowoltaiki) odpowiadają takie organizacje jak Międzynarodowa Komisja Elektrotechniczna IEC (ang. *International Electrotechnical Commission*) czy Międzynarodowa Organizacja Normalizacyjna ISO (*International Organization for Standardization*). Normy opublikowane przez wymienione instytucje stanowią podstawę do opracowania norm krajowych. O przyjęciu normy europejskiej jako tzw. normy zharmonizowanej z określoną dyrektywą UE odpowiada organizacja będąca uznanym członkiem Organizacji ds. Norm Europejskich ESO (ang. *European Standards Organization*) takie jak: Europejski Komitet Normalizacyjny CEN (fr. *Comité Européen de Normalisation*), Europejski Komitet Normalizacyjny Elektrotechniki CENELEC (fr. *Comité Européen de Normalisation Electrotechnique*) czy Europejski Instytut Norm Telekomunikacyjnych ETSI (ang. *European Telecommunications Standards Institute*). Organizacje te działają na podstawie mandatu UE M/089 EN powiązanego z zadaniem "Completion of the Internal Market" (Uzupełnienie rynku europejskiego, zadanie niezwiązane z inicjatywą tzw. Ecodesign). Członkami CEN są krajowe organizacje normalizacyjne krajów Unii Europejskiej oraz kraje zrzeszone w Europejskim Stowarzyszeniu Wolnego Handlu EFTA (ang. *European Free Trade Association*).

11.2. Instalacje fotowoltaiczne (PV)

Proces realizacji instalacji PV zawiera kilka zasadniczych kroków, z których najważniejsze to:

- 1. Wykonanie projektu instalacji elektrycznej systemu i konstrukcji mechanicznej (nośnej);
- 2. Dobór i montaż urządzeń i elementów elektrycznych – modułów PV, falownika(ów), elementów elektrycznych (okablowanie, złącza, wyłączniki, przełączniki, przewody wyrównawcze,

elementy zabezpieczeń przeciwprzepięciowych, nadprądowych, odgromowych), monitoring;

- 3. Instalacja, uruchomienie odbiór i weryfikacja jakości, dokumentacja.

Elementy dotyczące bezpieczeństwem odgrywają istotną rolę na każdym z wymienionych etapów. Również aspekty związane z jakością dobieranych podzespołów mogą mieć istotny wpływ na bezpośrednie bezpieczeństwo związane z instalacją i obsługą systemu. Często nieodpowiednia jakość dobranych podzespołów bądź błędy wykonawcze (np. złe poprowadzone i mocowane przewody, zła jakość izolacji itp.) zaczynają się uwidaczniać dopiero po dłuższym okresie wpływając zarówno na wydajność energetyczną instalacji jak i na bezpośrednie bezpieczeństwo osób mających do niego dostęp.

W dalszej części omówione zostaną podstawowe normy związane z poszczególnymi etapami realizacji instalacji PV, które – o ile są stosowane – mogą mieć decydujące znaczenie dla jakości i bezpieczeństwa instalacji PV.

11.3. Projekt instalacji elektrycznej i konstrukcji mechanicznej systemu PV

Projekt instalacji fotowoltaicznej oprócz zasadniczego celu, jakim jest uzyskanie maksymalnej efektywności konwersji energii słonecznej na elektryczną musi również obowiązkowo uwzględniać wszystkie aspekty związane z bezpieczeństwem jej instalacji, serwisowania i eksploatacji. Procedury projektowe realizowane zazwyczaj przy użyciu specjalistycznego oprogramowania, jak np. PVSol czy PVSyst, nie zawsze uwzględniają szczegółowe wymagania dedykowanych norm dotyczących bezpieczeństwa. W Tabeli 7 podano najważniejsze normy, w których aspekty dotyczące bezpieczeństwa są szczegółowo uwzględnione, nierzadko jako priorytetowe.

Wymagania określone normami dedykowanymi systemom PV podanymi w Tabeli 7. powinny współgrać z wymaganiami normy wieloczęściowej PN-EN 60364:2010 zharmonizowanej z Europejską Dyrektywą Niskonapięciową LVD (ang. *European Low-Voltage Directive*) nr 2014/35/UE.

Tabela 7. Normy dotyczące projektowania instalacji PV – projekt instalacji elektrycznej i konstrukcji mechanicznej

Nr i tytuł normy (wersja angielska)	Nr i tytuł normy (wersja polska)
IEC 62124 Ed.1.0 B:2004 Photovoltaic (PV) stand-alone systems – Design verification	PN-EN 62124:2005 Systemy fotowoltaiczne (PV) wolnostojące – Weryfikacja projektu
Służy weryfikacji samego projektu autonomicznego systemu PV i ocenie jego wydajności, który polega na sprawdzeniu funkcjonalności, autonomii i zdolności do regeneracji po okresach niskiego stanu naładowania akumulatora, tym samym dając gwarancję, że system nie zawiedzie przedwcześnie. Warunki testowe określone są dla większości stref klimatycznych, dla których układy tego typu są projektowane	
IEC 62548:2016 Photovoltaic (PV) arrays – Design requirements	IEC 62548:2016 Panele fotowoltaiczne (PV) – Wymagania projektowe
Norma określa wymagania projektowe dla systemów PV, w tym dla okablowania od strony DC, elektrycznych elementów zabezpieczających, wyłączników i elementów uziemiających. Norma nie obejmuje akumulatorów, falowników i obciążenia. Wyjątek stanowi sytuacja dotycząca falowników, ale jedynie, gdy dotyczą one kwestii bezpieczeństwa od strony DC. Dokument odnosi się głównie do projektowych wymogów bezpieczeństwa, wynikających ze szczególnych właściwości systemów fotowoltaicznych, jak np. możliwość powstawania i utrzymywania się luków elektrycznych przy prądach nieprzekraczających normalnych wartości roboczych.	
IEC 62738:2018(E) Ground-mounted photovoltaic power plants-Design guidelines and recommendations	IEC 62738 Fotowoltaiczne systemy mocy montowane na gruncie – wytyczne i rekomendacje projektowe
Dokument posiada charakter specyfikacji technicznej i określa ogólne wytyczne i zalecenia dotyczące projektowania i instalacji fotowoltaicznych podłączonych do sieci energetycznej średniego i wysokiego napięcia posadowionych na gruncie (tzw. utility scale plants). Określa kryteria bezpieczeństwa oraz sposób jego monitorowania związane z dostępem do instalacji osób nieuprawnionych. Ujęte w dokumencie aspekty techniczne dotyczące instalacji, takie jak konfiguracja generatora PV, dobór i prowadzenie przewodów, strategia zabezpieczeń nadprądowych czy połączeń wyrównawczych prowadzonych na dużej powierzchni, dobór oprzyrządowania elektrycznego itp., dotyczą systemów PV zasadniczo znacznie większych od systemów określanych jako mikroinstalacje. Dokument wyraźnie podkreśla różnice dotyczące wymagań związanych z bezpieczeństwem projektowym dużych systemów PV w stosunku do wymagań projektowych mikroinstalacji PV nie mających charakteru elektrowni PV.	
IEC 62817 Ed.1:2014 Photovoltaic systems – Design qualification of solar trackers	PN-EN 62817:2015-05+A1:2018-02 Systemy fotowoltaiczne – kwalifikacja projektu słonecznych systemów śledzących

Nr i tytuł normy (wersja angielska)	Nr i tytuł normy (wersja polska)
Norma stanowi podstawę kwalifikacji projektowej dla systemów PV stosujących urządzenia śledzące położenie słońca, tzw. trakery (ang trackers). Określa ona procedury testowe zarówno dla kluczowych komponentów, jak i dla kompletnego systemu śledzącego. W niektórych przypadkach procedury testowe opisują metody pomiaru lub obliczania parametrów, które należy podać w specyfikacji technicznej urządzeń śledzących. Norma ta gwarantuje użytkownikowi danego urządzenia śledzącego, że parametry podane w specyfikacji zostały zmierzone zgodnie ze spójnymi i przyjętymi procedurami branżowymi. Norma IEC 62817 zasadniczo nie odnosi się do aspektów związanych z bezpieczeństwem IEC 60364-712 Ed.2:2017 Low voltage electrical installations – Part 7-712: Requirements for special installations or locations – Solar photovoltaic (PV) power supply systems Część normy IEC 60364 odnosząca się do specyficznych instalacji elektrycznych jakimi są systemy PV z ich szczególnymi cechami. Dokument obejmuje wyposażenie instalacji PV poczynając od modułów i ich połączeń kończąc na instalacji elektrycznej do punktu podłączenia do sieci. Wymagania opisane w dokumencie dotyczą systemów PV zarówno podłączonych jak i nie podłączonych do sieci publicznej, stanowiących system magazynowego do sieci publicznej, bądź kombinacji powyższych opcji. Dokument nie obejmuje szczególnych wymagań instalacyjnych dla akumulatorów lub innych urządzeń przeznaczonych do magazynowania energii (ma to być ujęte w przyszłych edycjach normy) jednak ujęte są wymagania dotyczące ochrony paneli PV, będące wynikiem zastosowania akumulatorów w instalacjach PV. Głównym celem niniejszego dokumentu jest odniesienie się do projektowych wymagań bezpieczeństwa wynikających z szczególnej charakterystyki instalacji PV, jakim jest generator DC (np. zagrożenie możliwością powstania i utrzymywania się łuku elektrycznego). W przypadku instalacji PV podłączonych do publicznej sieci energetycznej wymogi bezpieczeństwa zawarte w powyższej normie są zgodne z wymaganiami IEC 62109-1 i IEC 62109-2 dotyczącymi falowników. Norma powołuje się na liczne dokumenty normatywne, w tym całościowo na wieloczęściową normę IEC 60364.	
UL 2703: 2015 Mounting Systems, Mounting Devices, Clamping/Retention Devices, and Ground Lugs Devices for Use with Flat-Plate Photovoltaic Modules and Panels	PN-HD 60364-7-712:2016-05 Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 7-712: Wymagania dotyczące specjalnych instalacji lub lokalizacji – Fotowoltaiczne (PV) układy zasilania
Norma, która nie odnosi się jedynie do wymagań dotyczących samej konstrukcji nośnej systemu, lecz obejmuje także wymagania związane z połączeniami i uziemieniem w celu zapewnienia ciągłości elektrycznej oraz ochrony przed ryzykiem porażenia elektrycznego. Norma UL 2703 wykorzystywana jest ponadto do określenia klasyfikacji pożarowej systemów PV montowanych na dachach (często będących szczególnym połączeniem modułów i systemu montażowego) w kontekście przepisów budowlanych. Ważne! Konstrukcja zweryfikowana pod względem bezpieczeństwa przeciwpożarowego na zgodność z wymaganiami UL 2703 oraz zaleceń producenta zawartych w instrukcji instalowania modułów daje gwarancję bezpieczeństwa przeciwpożarowego dachu oraz zapewniając odporność na zagrożenie pożarem całej instalacji.	
TÜV PFG 1794 Mounting Systems	TÜV PFG 1794 Systemy wsporcze
Norma TÜV Rheinland 2PFG 1794/10.2010 określa procedury: – przegląd dokumentacji (instrukcje montażu, opis systemu itp.), – sprawdzenie rysunków technicznych wszystkich podzespołów, – sprawdzenie obliczeń statycznych, łącznie z weryfikacją stabilności konstrukcji, – ocena dodatkowych badań i dołączonych certyfikatów, – kontrola odporności na korozję, – kontrola producenta.	
CEN/TR 16999:2016 Solar energy systems for roofs – Requirements for structural connections to solar panels (Technical Report)	CEN/TR 16999 Systemy solarne przeznaczone do instalacji na dachach – Wymagania dotyczące połączeń konstrukcyjnych z panelami słonecznymi (Raport Techniczny)
Dokument o statusie Raportu Technicznego CEN. Dostarcza wytycznych określających zasady i wymagania związane z projektowaniem konstrukcji zapewniających bezpieczeństwo oraz możliwość serwisowania połączeń pomiędzy kolektorami słonecznymi (zarówno cieplnymi jak i fotowoltaicznymi) montowanymi na płaskich bądź skośnych dachach Dokument nie obejmuje wymagań związanych z: – odpornością na warunki pogodowe samego dachu, modułów czy połączeń, – charakterystyki cieplnej czy elektrycznej modułów słonecznych, – środków zapobiegających zagrożeniu pożarowemu instalacji.	
IEC 62305-1 Ed.2:2010 Protection against lightning – Part 1: General principles	PN – EN 62305-1:2011 Ochrona odgromowa – Część 1: Zasady ogólne
Norma wieloczęściowa określa wymagania ogólne, które należy spełnić w celu ochrony obiektu budowlanego, w tym wszelkie obecne tam instalacje i wyposażenie, przed wyładowaniami atmosferycznymi.	

Podstawową normą, jeżeli chodzi o instalacje niskiego napięcia (do 1500 Vd.c. i 1000 V a.c.) jest wieloczęściowa norma PN-HD 50364. Norma jest zharmonizowana z dyrektywą niskonapięciową

LVD UE. W Tabeli 8 podano jej najważniejsze, z punktu widzenia bezpieczeństwa instalacji PV, części.

Tabela 8. Wybrane części normy PN-HD 50364 zharmonizowanej z Dyrektywą LVD UE istotne z punktu widzenia bezpieczeństwa systemów PV.(1)

Nr i tytuł normy (wersja angielska)	Nr i tytuł normy (wersja polska)
IEC 60364-1 Low-voltage electrical installations – Part 1: Fundamental principles, assessment of general characteristics, definitions	PN-HD 60364-1:2010 Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 1: Wymagania podstawowe, ustalenie ogólnych charakterystyk, definicje
IEC 60364-4-41 Low-voltage electrical installations – Part 4: Protection for safety – Chapter 41: Protection against electric shock	PN-HD 60364-4-41:2010 Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 4-41: Ochrona dla zapewnienia bezpieczeństwa – Ochrona przed porażeniem elektrycznym
IEC 60364-4-443:2016 Low-voltage electrical installations – Part 4-44: Protection for safety – Protection against voltage disturbances and electromagnetic disturbances – Clause 443: Protection against transient overvoltages of atmospheric origin or due to switching	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
IEC 60364-5-54 Ed.3.0:2011 Electrical installations for buildings – Part 5-54: Selection and erection of electrical equipment – Earthing arrangements and protective conductors	PN-HD 60364-5-54:2011 Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 5-54: Dobór i montaż wyposażenia elektrycznego – Układy uziemiające i przewody ochronne
IEC 60354-5-52:2009 Low-voltage electrical installations – Part 5-52: Selection and erection of electrical equipment – Wiring systems	PN-HD 60364-5-52:2011/Ap2:2019 Instalacje elektryczne niskiego napięcia Część 5-52: Dobór i montaż wyposażenia elektrycznego Oprzewodowanie
IEC 60364-5-56:2018 Low-voltage electrical installations – Part 5-56: Selection and erection of electrical equipment – Safety services	PN-HD 60364-5-56:2019-01 Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 5-56: Dobór i montaż wyposażenia elektrycznego – Instalacje bezpieczeństwa
IEC 60364-4-43 Ed.3:2008 Low-voltage electrical installations napięcia – Część 4-43: Protection for safety – Protection against overcurrent	PN-HD 60364-4-43:2012 Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 4-43: Ochrona dla zapewnienia bezpieczeństwa – Ochrona przed prądem przetężeniowym
IEC 60364-5-523:1999 Electrical installations of buildings – Part 5: Selection and erection of electrical equipment – Section 523: Current-carrying capacities in wiring systems ⁽¹⁾	PN-IEC 60364-5-523:2001 Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych – Dobór i montaż wyposażenia elektrycznego – Obciążalność prądowa długotrwała przewodów
	PN-IEC 60364-4-444:2012 Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 4-444: Ochrona dla zapewnienia bezpieczeństwa – Ochrona przed zakłóceniami napięciowymi i zaburzeniami elektromagnetycznymi
	PN-HD 60364-5-534:2016-04 Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 5-534: Dobór i montaż wyposażenia elektrycznego – Odłączanie izolacyjne, łączenie i sterowanie – Urządzenia do ochrony przed przejściowymi przepięciami

⁽¹⁾ Wersja IEC (anglojęzyczna) normy wycofana. Więcej informacji można znaleźć np.: <http://www.sep.krakow.pl/nbiuletyn/nr70ar12.pdf>

11.4. Dobór elementów

Dobór odpowiednich komponentów systemu PV ma zasadnicze znaczenie dla jego wydajności, trwałości i bezpieczeństwa. Dotyczy to modułów PV, falownika(ów) jak i wszelkich niezbędnych elektrycznych niezbędnych do prawidłowego i bezpiecznego funkcjonowania systemu (oprzewodowanie, złącza, wyłączniki, przełączniki, przewody wyrównawcze, elementy zabezpieczeń przeciwprzepięciowych, nadprądowych, odgromowych), monitoringu. W Tabeli III podane zostały ważniejsze normy wykorzystywane do oceny jakości modułów fotowoltaicznych. Ponieważ, jak już wcześniej wspomniano, jakość konstrukcji i dobór materiałów może decydować również

o bezpieczeństwie eksploatacji modułu w tabeli załączono również normy wykorzystywane do weryfikacji jakości modułów PV (komplet norm omówiony został w artykule: T. Żdanowicz, „Dokumenty normatywne używane do certyfikowania modułów fotowoltaicznych (PV)”, *Magazyn Fotowoltaika* 3/2017). Warto tu podkreślić, że takie zjawiska jak degradacja materiałów polimerowych stosowanych w konstrukcji modułów (fiole, puszki łączeniowe), a szczególnie utrata przez nie wymaganych właściwości izolacyjnych, może skutkować znaczącym obniżeniem bezpieczeństwa. Podobne uwagi odnoszą się do uszczelnień krawędzi modułów czy korozji wyprowadzeń.

Tabela 9. Normy wykorzystywane do weryfikacji jakości, trwałości i bezpieczeństwa modułów fotowoltaicznych

Nr i tytuł normy (wersja angielska)		Nr i tytuł normy (wersja polska)	
NORMY PODSTAWOWE O CHARAKTERZE OGÓLNYM			
IEC 61215 Ed. 2:2005 Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval ⁽¹⁾		PN-EN 61215 Ed. 2:2005 Moduły fotowoltaiczne (PV) wykonane z krystalicznych ogniw krzemowych przeznaczone do zastosowań naziemnych – Kwalifikacja konstrukcji i aprobaty typu	
Podstawowa norma służąca jako podstawa do projektowania i produkcji trwałych i bezpiecznych modułów PV. Przewiduje ona szereg badań oceniających odporność modułu na szereg różnych narażeń – mechaniczne (statyczne, dynamiczne, gradobicia), ciepłone, wilgoć, UV itp. Certyfikat jakości na zgodność z normą IEC 61215 jest podstawowym dokumentem potwierdzającym jakość produktu.			
IEC 61730-1 Ed. 2:2016 PV module safety qualification – Part 1: Requirements for construction ⁽²⁾		PN-EN IEC 61730-1:2018 Ocena bezpieczeństwa modułu fotowoltaicznego (PV) – Część 1: Wymagania dotyczące konstrukcji ⁽²⁾	
Podstawowa norma służąca jako podstawa do oceny konstrukcji modułu PV pod kątem bezpieczeństwa w tym również badania pozwalające na ocenę modułu pod względem bezpieczeństwa przeciwpożarowego. Certyfikat jakości na zgodność z normą IEC 61730 jest podstawowym dokumentem potwierdzającym jakość produktu. Norma dostępna jest w PKN w tłumaczeniu na język polski.			
BEZPIECZEŃSTWO MECHANICZNE			
IEC/TS 62782 ED. 1.0 EN:2016 Photovoltaic (PV) modules – Cyclic (dynamic) mechanical load testing		IEC/TS 62782 ED. 1.0 Moduły fotowoltaiczne – Badanie przy cyklicznym (dynamicznym) obciążeniu.	
Dokument ma status specyfikacji technicznej TS (ang. <i>Technical Specification</i>) i proponuje procedurę badania odporności modułu na cykliczne dynamiczne obciążenia (np. właściwe dla transportu). Może być wykorzystywany jako test uzupełniający do testów proponowanych przez inne normy np. IEC61215 czy IEC 62759.			
IEC 62938 Ed.1:2020 Photovoltaic (PV) modules – Non-uniform snow load testing ⁽³⁾		EN 62938 Ed.1 Moduły fotowoltaiczne – badanie przy nierównomiernym obciążeniu śniegiem	
Norma ma istotne znaczenie z punktu widzenia trwałości instalacji PV. Dokument opisuje metodę pozwalającą na określenie na ile poprawnie pod względem mechanicznym zachowuje się nachylony, obudowany w ramę moduł PV poddany obciążeniu nierównomierną pokrywą śniegu. Metoda odnosi się do próbek, którymi są moduły obudowane w ramę bez określonego systemu mocowania jak również do kombinacji modułów z określonymi systemami mocowania. Metoda testowania określa limit nierównomiernego obciążenia modułu obudowanego w ramę. Obciążenia określone w niniejszym dokumencie mają zastosowanie wyłącznie do naturalnych rozkładów obciążeń spowodowanych śniegiem. Jakkolwiek nienaturalne obciążenia, których można się spodziewać (np. spowodowane usuwaniem lub rozrzucaaniem śniegu) muszą być rozpatrywane oddzielnie. Metody eliminujące lub przeciwdziałające gromadzeniu się niejednorodnej warstwy śniegu, takie jak duży kąt instalowania modułu (większy niż 60 stopni), nie są ujęte w niniejszej normie. W normie nie rozważa się też wpływu pokrycia śniegiem na generowaną moc. Ponieważ typowe uszkodzenia modułów PV spowodowane obciążeniem pokrywą śniegową to pęknięcia szyby czy wygięcia ramy, celem procedury badawczej jest odtworzenie obciążenia, przy którym tego typu uszkodzenia powstają			
IEC 61721 Susceptibility of a photovoltaic (PV) module to accidental impact damage (resistance to impact test) ⁽⁴⁾		PN-EN 61721:2002 Podatność modułu fotowoltaicznego (PV) na uszkodzenia wywołane przez przypadkowe uderzenie (badanie odporności na uderzenie)	
Norma proponuje procedurę badania odporności modułów na przypadkowe uderzenia			
CORROSION			
IEC 61701 Ed.2:2020 Photovoltaic (PV) modules – Salt mist corrosion testing		PN-EN 61701 Ed.2:2020 Moduły fotowoltaiczne – Badanie odporności na korozję w atmosferze mgły solnej	
IEC 62716 Ed.1:2013 Photovoltaic (PV) modules – Ammonia corrosion testing		PN-EN 62716 Ed.1:2013 Moduły fotowoltaiczne – Badanie odporności na korozję w atmosferze zawierającej amoniak	
Dokumenty przewidują rygorystyczne badanie odporności modułów przeznaczonych do pracy w atmosferze korozyjnej, np. instalacje na morzu lub w pobliżu wybrzeża morskiego (szczególnie w ciepłym i wilgotnym klimacie) lub instalacje w niektórych obszarach rolniczych (możliwe duże stężenie amoniaku)			
DEGRADACJA MATERIAŁÓW POLIMEROWYCH			
IEC 61345 :1998 UV test for PV modules ⁽⁵⁾		PN-EN 61345:2002 Badanie odporności modułów na promieniowanie UV	
Norma definiuje metodę badania w celu określenia odporności modułu na promieniowanie UV w zakresie długości fal 280 – 400 nm. Badania są użyteczne przede wszystkim w celu określenia trwałości takich materiałów jak polimerowe pokrycia ochronne. Badanie wykonywane jest po testach na „wysycenie światłem” (ang. <i>light soaking</i>) przeprowadzonych zgodnie z IEC 61215 lub IEC 61246			
IEC 62788-1-1 Ed.1 Measurement procedures for materials used in photovoltaic modules – Part 1-1: Encapsulants – Polymeric materials used for encapsulants		IEC 62788-1-1 Procedury pomiarowe dla materiałów używanych w modułach fotowoltaicznych – Część 1-1: Enkapsulanty – Materiały polimerowe używane jako enkapsulanty	
IEC TS 62788-2-1:2017 Measurement procedures for materials used in photovoltaic modules – Part 2-1: Polymeric materials – Frontsheet and backsheet – Safety requirements ⁽⁶⁾		IEC 62788-2-1 Procedury pomiarowe dla materiałów używanych w modułach fotowoltaicznych – Część 2-1: Materiały polimerowe – folie pokrycia przedniego i pokrycia tylnego – Wymagania dotyczące bezpieczeństwa	
Normy definiujące procedury pomiarowe pozwalające ocenić materiały używane do hermetyzacji (laminowania) modułów PV. Wymienione zostały normy, które są istotne z punktu widzenia bezpieczeństwa, a więc takie, które pozwalają na ocenę stopnia degradacji parametrów izolacyjnych folii uszczelniających, uszczelnień krawędziowych, czy też podatności na penetrację wilgoci co może wpłynąć na ryzyko wystąpienia przebiegów czy powstawania łuków elektrycznych. Nie wymieniono tu norm służących do oceny zmian optycznych właściwości folii jak np. zamglenie, żółknięcie czy ograniczenie transmitancji optycznej. W niniejszej części normy IEC 62788 opisane zostały procedury znormalizowanych metod badawczych służących do oceny właściwości materiałów przeznaczonych do stosowania jako uszczelnienia krawędzi. Gdy w modułach użyte zostały nieprzepuszczalne (lub bardzo słabo przepuszczalne) folie przednie i spodnie zaprojektowane w celu ochrony wrażliwych na wilgoć elementów fotowoltaicznych (PV), to nadal istnieje możliwość wnikania wilgoci od strony ich krawędzi. Takie ścieżki wnikania wilgoci do wnętrza można ograniczyć przez zastosowanie wzdłuż obwodu modułu materiału o niskiej dyfuzyjności umieszczonego pomiędzy nieprzepuszczalnymi foliami na froncie i spodzie modułu. Alternatywnie można zastosować enkapsulant o niskiej dyfuzyjności, który może znacznie zmniejszyć wnikanie wilgoci podczas całego okresu eksploatacji modułu, i który powinien być poddany podobnej ocenie jak materiał przeznaczony do uszczelnienia krawędzi. Oprócz ograniczania wnikania wilgoci, materiały uszczelniające krawędzie muszą również zapewniać izolację elektryczną. Aby spełnić te funkcje, materiały uszczelniające krawędzie muszą charakteryzować się odpowiednią adhezją. Metody badań mają na celu standaryzację sposobu oceny uszczelnień krawędziowych. Tylko niektóre z tych testów są faktycznie wymagane w przypadku testów kwalifikacyjnych IEC dla modułów PV i zależy to od zastosowania. Nie jest wymagane, aby wszystkie te testy zostały wykonane, jednak zaleca się, aby pomiary tych właściwości były wykonywane we wskazany sposób. Inne ważne części normy EN 62788 podane są poniżej:			

Nr i tytuł normy (wersja angielska)	Nr i tytuł normy (wersja polska)
IEC 62788-5-1 ... Part 5-1:2019 Ed.1 Edge seals – Suggested test methods for use with edge seal materials	IEC62788-5-1 ... Część 5-1 Uszczelnienia krawędzi – Zalecane metody badań materiałów stosowanych do uszczelniania krawędzi
IEC TS 62788-6-2:2018 ... Part – 6-2 General tests – Moisture permeation testing with polymeric materials*	IEC62788-6-2 ... Część 6-2 Badania ogólne – Badanie materiałów polimerowych na przenikanie wilgoci
IEC TS 62788-6-3 ... Part 6-3 Adhesion testing of interfaces within PV modules	IEC62788-6-3 ... Część 6-2: Badanie adhezji na powierzchniach granicznych w modułach PV
PUSZKI ŁĄCZENIOWE I DIODY BOCZNIKUJĄCE (ang. junction boxes, by-pass diodes)	
IEC 60529 Ed.2.1:2001+AMD2:2013 CSV Degrees of protection provided by enclosures (IP Code)	PN-EN 60529:2003 Stopnie ochrony zapewniane przez obudowy (Kod IP)
Norma 60529 ma charakter ogólny i wprowadza stopnie ochrony (kod IP) dla obudów sprzętu elektrycznego o napięciu znamionowym nie przekraczającym 72.5 kV przed: – dostępem do niebezpiecznych części wewnątrz obudowy, – wnikaniem obcych ciał stałych, – szkodliwymi skutkami wnikania wody. Kod IP określany jest jako “znamionowy stopień ochrony przed wnikaniem” (ang. <i>Ingress Protection Rating</i>) lub – częściej – jako “międzynarodowy znamionowy stopień ochrony” (ang. <i>International Protection Rating</i>)	
IEC 61140 Ed.4:2016 Protection against electric shock – Common aspects for installation and equipment	PN-EN 61140:2016-07 Ochrona przed porażeniem prądem elektrycznym – Wspólne aspekty instalacji i urządzeń
Podstawowa publikacja dotycząca bezpieczeństwa. Ma ona zastosowanie do ochrony ludzi i zwierząt przed porażeniem prądem elektrycznym. Określa podstawowe zasady i wymagania, które są wspólne dla instalacji, sieci energetycznej i urządzeń elektrycznych lub niezbędne dla ich koordynacji, bez ograniczeń w odniesieniu do wartości napięcia lub prądu, lub też jego rodzaju, oraz do częstotliwości aż do 1 000 Hz. Chociaż w normie są rozdziały odnoszące się do sieci, instalacji i urządzeń niskiego i wysokiego napięcia to dla celów związanych z bezpieczeństwem modułów PV istotne są rozdziały odnoszące się do niskiego napięcia w rozumieniu dyrektywy LVD (do 1 000 V a.c. lub 1 500 V d.c.). Dobór środków ochrony zależy od rodzaju napięcia – a.c. lub d.c.	
EN 50548:2014+A1:2013+A2:2014 Junction boxes for photovoltaic modules	EN 50548:2014+A1:2013+A2:2014 Puszki łączeniowe dla modułów fotowoltaicznych
IEC 62790 Ed.1:2014 + AMD1 Junction boxes for photovoltaic modules – Safety requirements and tests	IEC 62790 Ed.1:2014 + AMD1 Puszki łączeniowe dla modułów fotowoltaicznych – Wymagania dotyczące bezpieczeństwa i badania
Norma EN 50548 ma zastosowanie do badania puszek łączeniowych modułów PV w zakresie napięć do 1500 V d.c. zgodnie z klasą zastosowania A zdefiniowaną w normie EN 61730-1. Dla puszek odpowiadających klasie B zapisy normy EN 50548 mogą służyć jako wytyczne. Norma IEC 62790 określa wymagania bezpieczeństwa i konstrukcyjne dla puszek łączeniowych przeznaczonych do pracy w zakresie napięć do 15000 V d.c. do wykorzystania z modułami PV zgodnych z klasą II definiowaną przez normę PN-EN 61140. Norma stosuje się także do obudów zawierających komponenty elektroniczne integrowane z modulem PV. UWAGA! W przypadku puszek łączeniowych odpowiadających klasie 0 i klasie III (PN-EN 61140) w systemach PV zapisy normy IEC 62790 mogą służyć jako wytyczne. Puszki łączeniowe dla modułów PV powinny być wykonane z tworzywa termoplastycznego i posiadać klasę ochronną IP 65 dla zastosowań na zewnątrz i klasę IP 54 w przypadku, gdy są przeznaczone do zastosowań wewnątrz pomieszczeń.	
EN 62979:2017 Ed.1 Photovoltaic modules – Bypass diode – Thermal runaway test	EN 62979 Moduły fotowoltaiczne – Dioda bocznikująca – test na przebicie cieplne
Badanie diod służących jako tzw. diody bocznikujące łańcuchy ogniw w modułach krzemowych (ang. <i>by-pass diodes</i>) jest istotne z punktu widzenia jakości pracy systemu. Dioda, która ulegnie przebiciu cieplnemu (trwałemu zwarciu) eliminuje z pracy część modułu obniżając w ten sposób wydajność całego systemu.	
(1) Aktualnie norma PN-EN 61215 została zastąpiona przez normę wieloczęściową – PN-EN 61215-1 Ed.1:2016 oraz PN-EN 61215-2 Ed.1:2016 a także uzupełniającymi normami dedykowanymi różnym technologiom wytwarzania modułów – PN-EN 61215-1-1:2016, PN-EN 61215-1-2:2016, PN-EN 61215-1-3:2016, PN-EN 61215-1-4:2016; PN-EN 61215-1-1:2016, PN-EN 61215-1-5:2016. Wydanie wymienionych norm uzupełniających skutkowało wycofaniem normy IEC 61646 Ed.2:2008.dedykowanej modułom cienkowarstwowym. (2) Druga część IEC 61730-2 dotyczy metod badania modułów; normą równoważną, często stosowaną, jest norma UL 1703; (3) obecny status dokumentu w IEC to FDIS, publikacja normy spodziewana w połowie 2020 (4) Norma IEC (wersja anglojęzyczna) wycofana w 2007 (5) Norma wycofana, test na badanie odporności na promieniowanie UV ujęty jest w normie IEC 61215 (6) Publikacja o statusie Specyfikacja Techniczna (TS); spodziewany czas publikacji normy 2021	

Tabela 10. Normy wykorzystywane do weryfikacji jakości, trwałości i bezpieczeństwa falowników i innych przetworników mocy

Nr i tytuł normy (wersja angielska)	Nr i tytuł normy (wersja polska)
IEC 62891 Ed.1:2019 Overall efficiency of grid connected photovoltaic inverters	IEC 62891 Ed. 1 Całkowita sprawność falowników fotowoltaicznych podłączonych do sieci
IEC 61683:1999 Photovoltaic systems – Power conditioners – Procedure for measuring efficiency	PN EN 61683: 2002 Systemy fotowoltaiczne – Układy przetwarzania mocy – procedura pomiaru sprawności
Normy określające pomiar sprawności falownika (niemieckojęz. wersja VDE normy IEC 62891: DIN IEC 62891 VDE 0126-12:2015-05)	
IEC 62894:2014 + AMD1:2016 Photovoltaic inverters – Data sheet and name plate	IEC 62894:2014 + AMD1:2016 Falowniki fotowoltaiczne – karta katalogowa i tabliczka znamionowa
Dokument opisuje wymagania dotyczące minimum informacji jakie powinien zapewnić producent falownika przeznaczonego do współpracy z publiczną siecią energetyczną tak by zapewnić jego prawidłowe podłączenie i konfigurację gwarantującą poprawną i bezpieczną pracę systemu PV.	
IEC 60068-2 Environmental Testing – All Parts	PN-EN 60068-2 Próby środowiskowe – Wszystkie części
Norma wieloczęściowa określająca warunki badań sprzętu elektrotechnicznego (w tym falowniki i przetworniki mocy i ich komponentów) w różnych warunkach środowiskowych. Badani dotyczą m.in. odporności na zawilgoć, wibracje, zmiany temperaturę, udary mechaniczne, trwałość przekładników i wyprowadzeń itp. Wyniki badań weryfikowane są przez pomiar sprawności falownika przed po testach zgodnie z normą IEC 61683. Wybrane części normy służą często producentom falowników jako podstawa certyfikatu CE.	
IEC/EN 62116/ UL 1741/ IEEE 1547 Utility-interconnected Photovoltaic Inverters – Test Procedure of Islanding Prevention Measures	PN-EN 62116:2014-11 Falowniki fotowoltaiczne włączone do publicznej sieci energetycznej – Procedura badania ochrony przed zanikiem napięcia w sieci
IEC 60255-27 Measuring relays and protection equipment – Part 27: Product safety requirements	PN-EN 60255-27:2014-06 Przekładniki pomiarowe i urządzenia zabezpieczeniowe – Część 27: Wymagania bezpieczeństwa wyrobu
IEC 61000 – 2,3,5 Electromagnetic Interference (EMI), and Electromagnetic Compatibility (EMC) testing of PV Inverters (as applicable)	PN-EN 61000-2,3,5 Zakłócenia elektromagnetyczne (EMI) badanie kompatybilności elektromagnetycznej (EMC) falowników PV

Obowiązek przeprowadzenia badań na zgodność w zakresie podanych wyżej norm leży na producencie. Ich wynik wpływa w istotny sposób na bezpieczeństwo produktu.

Część 27 wieloczęściowej normy IEC 60255 opisuje wymagania bezpieczeństwa wyrobu dla przekładników pomiarowych i urządzenia zabezpieczeniowe o napięciu znamionowym a.c. do 1 000 V przy częstotliwości znamionowej do 65 Hz lub o napięciu znamionowym do 1 500 V d.c.. Powyżej tych ograniczeń dla ustalania prześwitów, prądów upływu i napięcia probierczego wytrzymałowego ma zastosowanie norma PN-EN 60664-1. Norma PN-EN 60255-27 wyszczególnia zasadnicze wymagania mające na celu minimalizację ryzyka zapalenia się i niebezpieczeństw spowodowanych udarem elektrycznym lub spowodowanie obrażeń użytkownika.

Nr i tytuł normy (wersja angielska)	Nr i tytuł normy (wersja polska)
IEC 62109-1 Ed.1:2010 Safety of power converters for use in photovoltaic power systems – Part 1: General requirements	PN-EN 62109-1:2010 Bezpieczeństwo konwerterów mocy stosowanych w fotowoltaicznych systemach energetycznych – Część 1: Wymagania ogólne
IEC 62109-2 Ed.1:2011 Safety of power converters for use in photovoltaic power systems – Part 2: Particular requirements for inverters	IEC 62109-2:2011 Bezpieczeństwo konwerterów mocy stosowanych w fotowoltaicznych systemach energetycznych – Część 2: Wymagania szczegółowe dotyczące falowników
IEC 62109-3 Ed.1 Safety of power converters for use in photovoltaic power systems – Part 3: Particular requirements for electronic devices in combination with photovoltaic elements ⁽¹⁾	IEC 62109-3 Bezpieczeństwo konwerterów mocy stosowanych w fotowoltaicznych systemach energetycznych – Część 3: Szczegółowe wymagania dla urządzeń elektronicznych w połączeniu z elementami fotowoltaicznymi ⁽¹⁾
IEC 62109-4 Ed.1 Safety of power converters for use in photovoltaic power systems – Part 4: Particular requirements for combiner box ⁽²⁾	IEC 62109-4 Bezpieczeństwo konwerterów mocy stosowanych w fotowoltaicznych systemach energetycznych – Część 4: Szczegółowe wymagania dla skrzynek sumatorów ⁽²⁾

⁽¹⁾ Status dokumentu FDIS, prawdopodobna publikacja – druga połowa 2020

⁽²⁾ Część 4 normy na etapie opracowania

Norma wieloczęściowa poświęcona jednoznacznie bezpieczeństwu instalacji i eksploatacji falowników w systemach PV. Część 1 określa ogólne minimum wymagań dotyczących projektu i produkcji wszystkich typów przekształtników mocy PCE (ang. *Power Conversion Equipment*) z punktu widzenia ochrony przed porażeniem, ryzykiem pożaru, narażeniami mechanicznymi itp.

Część 2 odnosi się do szczególnego typu PCE jakim są falowniki i obejmuje urządzenia, dla których napięcie podłączonego generatora PV nie przekracza 1500 V d.c. (zwiększone do 2000 V d.c. w UL 62109-1:2014) a wyjście falownika podłączone jest do systemu odbiorczego o napięciu nie przekraczającym 1000 V a.c. Obejmuje falowniki przeznaczone dla systemów PV podłączonych do publicznej sieci energetycznej, autonomicznych, wielomodowe, współpracujące z akumulatorem.

Weryfikacja falownika zgodnie z normą PN-EN 62109 oznacza, że wszystkie funkcje wymienione w dokumentacji technicznej mogące mieć wpływ na zgodność z normą zostały zweryfikowane. Dodatkowe bądź inne wymagania mogą wynikać z zastosowania falownika w środowisku o wybuchowej atmosferze (patrz PN-EN 60079), na samolotach, instalacjach na morzu, w urządzeniach elektromedycznych (PN-EN 60601) bądź na wysokościach powyżej 2000 m.

Celem Części 2 normy PN-EN 62019 jest zagwarantowanie, że zarówno projekt jak i zastosowany sposób konstrukcji zapewniają odpowiednią ochronę użytkowników i otoczeniu w zakresie:

- a) ryzyka porażenia elektrycznego;
- b) narażenia mechanicznego;
- c) ryzyka związanego z wysoką temperaturą;
- d) zagrożenia pożarem;
- e) zagrożenia chemicznego;
- f) nadmiernej emisji hałasu;
- g) uwalnianych płynów, gazów czy zagrożenia wybuchem.

Podjęte środki ochrony nie oznaczają, że osoby instalujące i serwisujące sprzęt nie powinny posiadać odpowiedniej wiedzy i umiejętności w zakresie wykonywanych czynności. Opierając się na takim założeniu norma wprowadza pewne ograniczenie wymagania związane z bezpieczeństwem (np. oznakowanie czy ekranowanie), które mają chronić takie osoby przed zagrożeniami, które nie muszą być oczywiste nawet dla przeszkolonego personelu.

Norma nie obejmuje aspektów związanych z niezawodnością funkcjonowania czy wydajnością urządzenia i innych aspektów nie związanych z bezpieczeństwem, wymagań EMC, wymagań związanych z instalacją, które objęte są lokalnymi/krajowymi przepisami. Norma określa jednak wymagania zapewniające, że falownik zostanie zainstalowany w bezpieczny sposób włączając wymagania dotyczące instrukcji instalacji dostarczanej z urządzeniem.

Część 3 odnosi się do szczególnych wymagań dotyczących elementów elektronicznych połączonych mechanicznie i/lub elektrycznie z modułami PV (sprzedawane jako jeden produkt). Zasadniczo ta część normy odnosi się przede wszystkim do tzw. modułów AC (ang. *AC modules*), czyli modułów PV zintegrowanych z mikrofalownikami. Omawiany dokument jest obecnie na etapie dokumentu finalnego FDIS (ang. *Final draft*) i można oczekiwać jego publikacji jeszcze w 2020 roku.

Z normy wyłączone są moduły zintegrowane z diodami typu by-pass (objęte normą PN-61730-1 i – 2) natomiast ujęte są moduły zintegrowane z przetwornikami dc-dc jakimi są np. tzw. optymi-zery (ang. *optimizer*) oraz moduły PV zintegrowane z elementami realizującymi funkcje zabezpieczenia, kontroli, monitoringu czy komunikacji. Norma zasadniczo obejmuje standardowe płaskie moduły PV i może nie obejmować specjalnych konstrukcji modułów przeznaczonych do zastosowań BIPV i BAPV.

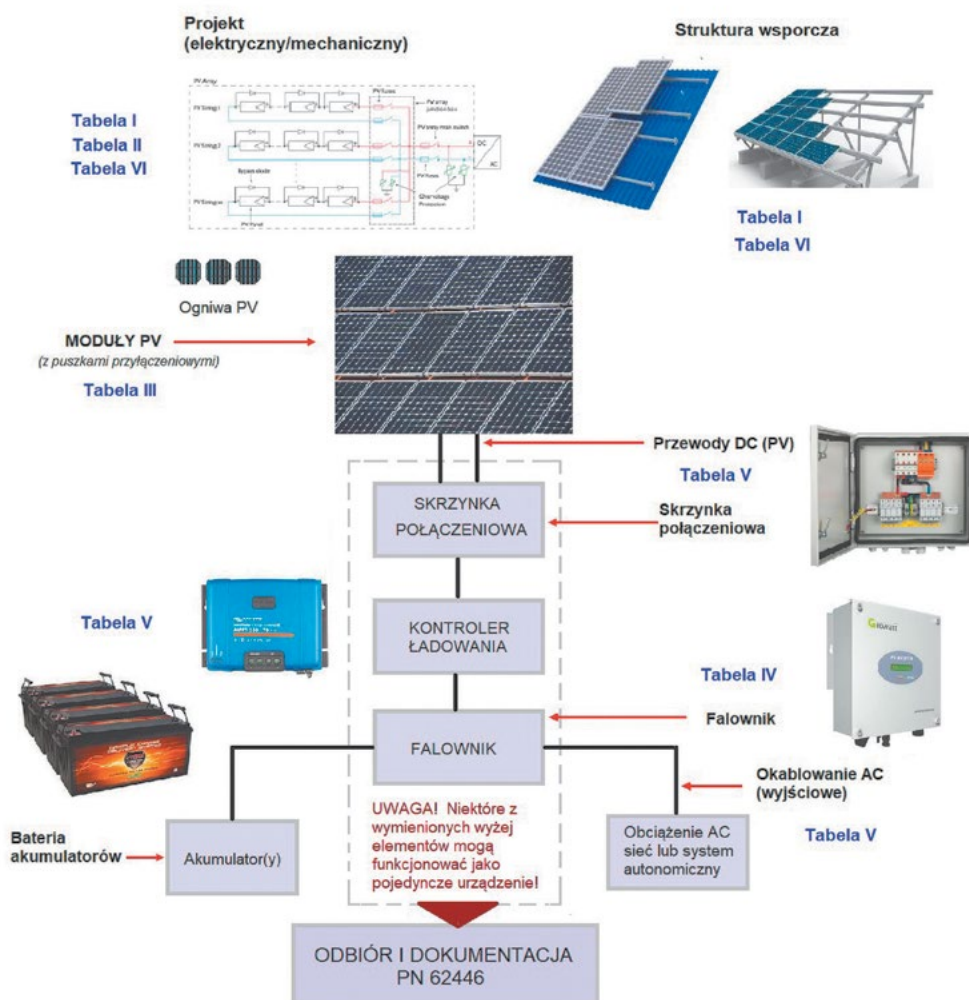
Tabela 11. Normy wykorzystywane do weryfikacji jakości, trwałości i bezpieczeństwa elementów uzupełniających w systemach fotowoltaicznych, BOS (ang. *Balance of System*)

Nr i tytuł normy (wersja angielska)	Nr i tytuł normy (wersja polska)
NORMY OGÓLNE (ang. <i>General</i>)	
IEC 62093 Ed1:2005 Balance-of system components for photovoltaic systems – Design qualification natural environments	PN-EN 62093:2005 Elementy uzupełniające w systemach fotowoltaicznych – Założenia kwalifikacyjne dla środowiska naturalnego
Norma określa wymagania dotyczące elementów uzupełniających (BOS) stosowanych w naziemnych systemach fotowoltaicznych (PV). Norma ma obejmować systemy, w których mają zastosowanie ogniwa i akumulatory kwasowo-ołowiowe oraz niklowo-kadmowych.	
IEC 62093 Ed2 Power conversion equipment for photovoltaic systems – Design qualification testing	IEC 62093 Ed2 Sprzęt do konwersji mocy dla systemów fotowoltaicznych – badanie założeń kwalifikacyjnych
Opracowana dla dedykowanych elementów BOS: akumulatory, falowniki, kontrolery ładowania, systemy pakiety diodowe, radiatory, ochronniki przeciwprzepięciowe, skrzynki przyłączeniowe, urządzenia śledzące MPP, rozdzielnice, może być stosowana do innych BOS	
AKUMULATORY PV (ang. <i>batteries</i>)	
IEC 61427-1:2013 Secondary cells and batteries for renewable energy storage – General requirements and methods of test – Part 1: Photovoltaic off-grid application	PN-EN 61427-1:2013-12 Wtórne ogniwa i akumulatory wykorzystywane w celu magazynowania energii w systemach energetyki odnawialnej – Wymagania ogólne i metody badań – Część 1: Zastosowanie w systemach fotowoltaicznych nie podłączonych do publicznej sieci energetycznej
IEC 61427 Ed.2:2005 Secondary cells and batteries for photovoltaic energy systems (PVES) – General requirements and methods of test	PN-EN 61427:2009 Ogniwa i baterie wtórne dla fotowoltaicznych systemów energii słonecznej (PVES) – Wymagania ogólne i metody badania
Części normy wieloczęściowej dające ogólne informacje związane z wymaganiami dotyczącymi akumulatorów wtórnych używanych w systemach PV oraz sposobami badań weryfikujących ich wydajność. Część 1 dotyczy akumulatorów wszystkich typów stosowanych w systemach podłączonych do publicznej sieci energetycznej.	
EN 62509 Ed.1:2011 Battery charge controllers for photovoltaic systems – Performance and functioning	PN-EN 62509:2011 Urządzenia kontrolujące proces ładowania akumulatorów w systemach fotowoltaicznych. – Parametry i działanie
Norma określa minimalne wymagania na funkcjonowanie urządzeń kontrolujących proces ładowania akumulatorów BCC (ang. <i>Battery Charge Controller</i>) kwasowo-ołowiowych używanych w naziemnych systemach PV. Głównym celem jest zapewnienie niezawodności BCC i przedłużenie żywotności akumulatora. Dokument powinien być stosowany w połączeniu z normą IEC 62093:2005.	
BEZPIECZNIKI (ang. <i>fuses</i>)	
IEC 60947:2020 Low-voltage switchgear and controlgear	PN-EN 60947 Aparatura rozdzielcza i sterownicza niskiego napięcia
Part 1:2008+AMD1:2010+AMD2:2014 General rules	Część 1: Zasady ogólne
Part 2:2016+AMD1:2019 Circuit-breakers	Część 2: Włazniki
Part 3:2008+AMD1:2012+AMD2:2015 Switches, disconnectors, switch-disconnectors and fuse-combination units	Część 3: Przeliczniki, odłączniki, rozłącznik izolacyjny, zestawy łącznik-bezpiecznik
Ogólne wymagania dotyczące bezpieczeństwa złącz, przełączników i wyłączników AC/DC	
IEC 60269-6 Low-voltage fuses – Part 6: Supplementary requirements for fuse-links for the protection of solar photovoltaic energy systems	PN-EN 60269-6:2011E , Bezpieczniki topikowe niskonapięciowe – Część 6: Wymagania dodatkowe dotyczące wkładek topikowych dla ochrony systemów fotowoltaicznych

Nr i tytuł normy (wersja angielska)	Nr i tytuł normy (wersja polska)
OGRANICZNIKI PRZEPIĘĆ (ang. <i>surge arrestors lub Surge Protective Devices, SPD</i>)	
IEC 61643-11:2011 Low-voltage surge protective devices – Part 11: Surge protective devices connected to low voltage power systems – Requirements and test methods	PN-EN 61643-11:2013-06 Niskonapięciowe urządzenia do ograniczania przepięć – Część 11: Urządzenia do ograniczania przepięć w sieciach rozdzielczych-Wymagania i metody badań
Wymagania stawiane urządzeniom ograniczającym przepięcia, zadaniem których jest zmniejszenie do bezpiecznych poziomów napięcia w instalacji elektrycznej oraz na wejściu zasilanych urządzeń:	
• podczas operacji łączeniowych w normalnym i awaryjnym stanie pracy, • podczas bezpośrednich wyładowań piorunowych w przewody sieci elektroenergetycznej, urządzenie piorunochronne, • podczas wyładowań piorunowych w bliskim sąsiedztwie.	
IEC 61643-11:2011 Low-voltage surge protective devices – Part 11: Surge protective devices connected to low voltage power systems – Requirements and test methods	PN-EN 61643-11:2013-06 Niskonapięciowe urządzenia do ograniczania przepięć – Część 11: Urządzenia do ograniczania przepięć w sieciach rozdzielczych-Wymagania i metody badań
Wymagania stawiane urządzeniom ograniczającym przepięcia, zadaniem których jest zmniejszenie do bezpiecznych poziomów napięcia w instalacji elektrycznej oraz na wejściu zasilanych urządzeń:	
• podczas operacji łączeniowych w normalnym i awaryjnym stanie pracy, • podczas bezpośrednich wyładowań piorunowych w przewody sieci elektroenergetycznej, urządzenie piorunochronne, • podczas wyładowań piorunowych w bliskim sąsiedztwie.	
ELEMENTY UZIEMIENIA I ODGROMOWE (ang. <i>earthing/lightning</i>)	
IEC 62561:2012 Lightning protection system components Part 1: Requirements for connection components Part 2: Requirements for conductors and earth electrodes Part 4: Requirements for conductor fasteners Part 7: Requirements for earthing enhancing compounds	PN-EN 62561-2:2012 Elementy urządzenia piorunochronnego (LPSC) Część 1:2017 Wymagania dotyczące elementów połączeniowych Część 2:2018 Wymagania dotyczące przewodów i uziomów Część 4:2018 Wymagania dotyczące uchwytów Część 7: 2108 Wymagania dotyczące substancji poprawiających jakość uziemień
EN 63112 Ed.1 Safety, functionality and classification of Photovoltaic Earth Fault Protection (PV EFP) equipment	EN 63112 Ed.1 Bezpieczeństwo, funkcjonalność i klasyfikacja sprzętu do ochrony przed uszkodzeniem uziemienia w systemach fotowoltaicznych
ZŁĄCZA I PRZEWODY (ang. <i>Connectors, cables</i>)	
IEC 60227 General test and measuring method for PVC (Polyvinyl chloride) insulated cables (for working voltages up to and including 1100 V, and UV resistant for outdoor installation)	IEC 60227 Badania ogólne I metoda pomiaru przewodów w osłonie izolacyjnej PVC (Chlorek Poliwinyli) (dla napięć roboczych do 1100 V, odpornych na promieniowanie UV dla instalacji na zewnątrz)
BS EN 50618 Electric cables for photovoltaic systems (BT(DE/NOT)258), mainly for DC cables	BS EN 50618 Przewody elektryczne dla systemów fotowoltaicznych (BT(DE/NOT)258), głównie przewody dla części stałoprądowej
EN 50521:2012 Connectors for photovoltaic systems – Safety requirements and tests	EN 50521:2012 Złącza dla systemów fotowoltaicznych – wymagania dotyczące bezpieczeństwa i badania
	PN-EN 62852:2015-05/AC Złącza DC stosowane w systemach fotowoltaicznych – Wymagania dotyczące bezpieczeństwa i badania
	PN-EN 50618:2015-03 – Kable i przewody elektryczne do systemów fotowoltaicznych
Normy mają zastosowanie do złącz w klasie A zgodnie z normą EN 61730-1 dla stosowania w systemach fotowoltaicznych o napięciach i prądach znamionowych odpowiednio do 1000 V d.c. i 125 A przypadających na jedno złącze.	
UWAG Dla złącz odpowiadających klasom B i C zgodnie z normą EN 61730 jak również dla sprzętu o klasie ochronnej C przeznaczonych do użycia dla napięć 0-120 V d.c. norma ta może służyć jako wytyczne.	
IEC 62852:2014 Ed.1+AMD1 Connectors for DC-application in photovoltaic systems-Safety requirements and tests	PN-EN 62852:2015-05 Złącza DC stosowane w systemach fotowoltaicznych. Wymagania bezpieczeństwa i badania
BEZPIECZEŃSTWO ELEKTRYCZNE	
IEC 63027 Ed.1 DC arc detection and interruption in photovoltaic power systems	IEC 63027 Ed.1 Wykrywanie i przerywanie łuku elektrycznego DC w fotowoltaicznych systemach zasilania
IEC TS 62804-1 Photovoltaic (PV) modules – Test methods for the detection of potential-induced degradation – Part 1: Crystalline silicon	IEC TS 62804-1 Moduły fotowoltaiczne (PV) – Metody badania w celu wykrycia degradacji wymuszanej napięciem Part 1: Krzem krystaliczny
Badanie jest obowiązkowe dla modułów PV przeznaczonych do pracy w systemie powyżej 600 V d.c., dla niższych napięć badanie nie jest wymagane, ale jest zalecane	
IEC TS 63157 Ed.1:2019 Guidelines for effective quality assurance of power conversion equipment for photovoltaic systems	IEC TS 63157 Ed.1:2019 Wytyczne dotyczące skutecznego zapewnienia jakości urządzeń do przetwarzania energii elektrycznej w systemach fotowoltaicznych
Dokument o statusie specyfikacji technicznej zawiera rekomendacje dla stosowania najlepszych praktyk związanych z wykonaniem bezpiecznego i niezawodnego sprzętu PCE (ang. <i>Power Conversion Equipment</i>)	
IEC 61173 Overvoltage protection for photovoltaic (PV) power generating systems Guide	PN-EN 61173:2002 Ochrona przepięciowa fotowoltaicznych (PV) systemów wytwarzania mocy elektrycznej – Przewodnik
PKN-CLC/TS 61643-12:2007 Low-voltage surge protective devices – Part 12: Surge protective devices connected to low-voltage power systems – Selection and application principles	PN-EN 61643-11:2013-06 Niskonapięciowe urządzenia ograniczające przepięcia – Część 11: Urządzenia ograniczające przepięcia w sieciach elektroenergetycznych niskiego napięcia – Wymagania i metody badań 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 PKN-CLC/TS 61643-12:2007 Niskonapięciowe urządzenia ograniczające przepięcia – Część 12: Urządzenia do ograniczania przepięć przyłączone do niskonapięciowych systemów mocy – Zasady doboru i stosowania

Rys. 39. przedstawia uproszczony schemat instalacji PV z jej podstawowymi komponentami wraz ze wskazaniem tabel, w których wymienione zostały odnoszące się do nich dokumenty normatywne.

w których wymienione zostały odnoszące się do nich dokumenty normatywne.



Rys. 39. Uproszczony schemat instalacji PV z podstawowymi komponentami; wskazane zostały tabele, w których znaleźć można odniesienia do norm obejmujących wskazany element systemu.

11.5. Dokumenty normalizacyjne dla systemów PV zintegrowanych z budynkami, BIPV (ang. *Building Integrated PV*)

W październiku 2015 roku opublikowana została dwuczęściowa norma EN 50583 (Tabela 12.). Dokument ma zastosowanie do systemów PV zintegrowanych z budynkami poprzez moduły fotowoltaiczne, które użyte są w charakterze elementów budowlanych. Dokument koncentruje głównie na tych właściwościach systemu, które są istotne z punktu widzenia podstawowych wymagań budowlanych i odpowiednich wymogów elektro-technicznych i chociaż odnosi się do międzynarodowych norm oraz szeregu raportów technicznych czy wytycznych to należy pamiętać, że w przypadku niektórych zastosowań w poszczególnych krajach mogą obowiązywać normy krajowe (lub przepisy) dotyczące wyrobów budowlanych, do których w dokumencie nie ma wyraźnego odniesienia, a dla

których zharmonizowane Normy Międzynarodowe nie są jeszcze dostępne. Omawiany dokument nie ma zastosowania do systemów fotowoltaicznych wykorzystujących światło skoncentrowane lub systemów fotowoltaicznych wykorzystujących moduły fotowoltaiczne przeznaczone do pracy w takich systemach.

Dokument określa wymagania dotyczące systemów BIPV odnosząc się do specyficznych sposobów, w jaki mają one być montowane oraz konstrukcji montażowej, ale nie do samego modułu BIPV, co obejmuje zakres normy IEC 63092-1

EN 50538 odnosi się do systemów PV, w których z założenia moduły PV są zintegrowane z budynkiem jako elementy jego konstrukcji. Dokument koncentruje się na aspektach istotnych z punktu widzenia wymagań określonych w dyrektywach EU – CPR 89/106/EEC (dyrektywa budowlana) oraz dyrektywach 2006/95/EC/ (dotycząca sprzętu elektrycznego) i tzw. dyrektywie LVD (niskonapięciowej) 2014/35/UE. W Tabeli 12. ujęto normy wprowadzone dla BIPV.

Tabela 12. Najważniejsze normy dla BIPV

Nr i tytuł normy (wersja angielska)	Nr i tytuł normy (wersja polska)
EN 50583-1:2003 Photovoltaics in buildings – Part 1: BIPV modules ⁽¹⁾	EN 50583-1 Fotowoltaika w budownictwie – Część 1: Moduły BIPV
EN 50583-2:2003 Photovoltaics in buildings – Part 1: BIPV systems ⁽¹⁾	EN 50583-2 Fotowoltaika w budownictwie – Część 2: Systemy BIPV
IEC 63092-1 Ed.1 Photovoltaics in buildings – Part 1: Building integrated photovoltaic modules ⁽²⁾	IEC 63092-1 Fotowoltaika w budownictwie – Część 1: Moduły zintegrowane z elementami budynku
IEC 63092-2 Ed.1 Photovoltaics in buildings – Part 2: Building integrated photovoltaic systems ⁽²⁾	IEC 63092-2 Fotowoltaika w budownictwie – Część 2: Systemy fotowoltaiczne zintegrowane z budynkiem
NEN 50331-1:1999 Photovoltaic Systems In Buildings – Part 1: Safety Requirements ⁽³⁾	NEN 50331-1 Systemy fotowoltaiczne w budownictwie – Część 1: Wymagania dotyczące bezpieczeństwa

⁽¹⁾ Norma nie obejmuje systemów z koncentratorami światła (tzw. CPV) ani tzw. systemów połączonych z budynkami (BAPV) (ang. *Building Attached PV*);

⁽²⁾ Projekt normy na etapie CDV (wersja draft do głosowania); prawdopodobne wydanie w 2021 roku; obecnie można kupić jako tzw. "draft for public comment" (<https://shop.bsigroup.com/ProductDetail/?pid=000000000030352620>);

⁽³⁾ Norma holenderska mająca szerokie zastosowanie do różnego typu systemów BIPV, – np. systemów fasadowych, nadachowych a także różnego rodzaju konstrukcji nośnych, takie jak dachowe, szklane przegrody itp.

Prace nad normą międzynarodową EN 50583 trwały pięć lat. Norma ta jest wyjątkowa w tym sensie, że funkcjonuje ona w zakresie kompetencji typowo podzielonymi pomiędzy dwie instytucje normalizacyjne: CEN (budownictwo) i CENELEC (elementy i urządzenia elektryczne). Oznacza to, że moduły PV, które są montowane na obwiedni budynku na jeden z pięciu sposobów wymienionych w EN 50583-2 (patrz Tabela 13.) są traktowane jednocześnie zarówno jako komponent elektryczny jak i produkt budowlany. Jako konsekwencja tego spełnione muszą być również wymagania dla produktów i systemów elektrycznych określone przez takie dyrektywy europejskie jak:

- Europejska Dyrektywa Niskonapięciowa LVD (ang. *European Directive on low-voltage directive*) nr 2014/35/UE;
- Europejska Dyrektywa Kompatybilności Elektromagnetycznej EMC (ang. *European Directive on electro-magnetic compatibility*) nr 2014/30/UE;
- Europejska Dyrektywa w sprawie zużytego sprzętu elektrycznego i elektronicznego WEEE (ang. *European Directive on waste of electrical and electronic equipment*) nr 2012/19/UE;
- Europejska Dyrektywa Budowlana CPR 89/106/EEC (ang. *European Construction Product Regulation*)
- Dyrektywa CPR EN 50575/2014, tzw. dyrektywa kablowa (ang. *Cable Product Regulation*) – oparta na zharmonizowanej normie europejskiej EN 50575:2014;
- Europejska Dyrektywa Efektywności Energetycznej budynków EPBD (ang. *European Performance Directive For Buildings*) nr 2018/844/UE.

Ponieważ zasadnicze kwestie związane z aspektami elektrycznymi oraz procedurami testowymi ujęte zostały we wcześniejszych normach (takich jak IEC 61215, IEC 61646, IEC 61730 i innych), nowy dokument koncentruje się głównie na kwestiach mechanicznych. Przykładem może tu być problem obciążenia statycznego związanego z naporem śniegu. Typowo przyjmuje się, że jest to pionowo skierowany nacisk o wartości 5400 Pa na poziomo położony moduł PV. W rzeczywistości śnieg zsuwając się z pochylonego dachu, działa z coraz większą siłą na dolną ramę modułu powodując jej wygięcie, przez co obciążenie może przenosić się na szybę modułu prowadząc do jego uszkodzenia.

Część 1 normy EN 50583 adresowana jest zarówno do producentów modułów PV jak i projektantów i instalatorów systemów PV a także do instytucji badawczych i decydentów z zakresu budownictwa. Dokument określa wymagania dla modułów PV stosowanych

w systemach typu BIPV i koncentruje się głównie na tych właściwościach modułów, które są istotne z punktu widzenia wymogów określanych przez przepisy budowlane (Dyrektywa budowlana EU nr 305/2011 CPR – *Construction products* (Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady UE) ustanawiające zharmonizowane warunki wprowadzania do obrotu wyrobów budowlanych) i tych przepisów z zakresu tzw. Dyrektywy Niskonapięciowej 2006/95/EC czy norm CENELEC, które mogą mieć zastosowanie. Norma powołuje się na liczne normy międzynarodowe, raporty techniczne czy wytyczne. Należy przy tym pamiętać, że w przypadku pewnych zastosowań w niektórych zastosowaniach mogą mieć lokalne uregulowania nie wymienione w dokumencie, a dla których nie są jeszcze dostępne normy zharmonizowane EU.

W EN 50583-2 ujęto pięć rodzajów (kategorii) instalacji PV na budynkach, co pokazuje Tabela 13. Dla każdej z kategorii norma określa wymagania dotyczące bezpieczeństwa.

Tabela 13. Kategorie systemów BIPV ze względu na sposób ich zamontowania na budynku (źródło: EN 50583)

Kategoria A: pochylona, zintegrowana z dachem, niedostępna z budynku Moduły PV montowane są na obwiedni budynku pod kątem od 0° do 75° z przegrodą znajdującą się pod nimi w celu zabezpieczenia przed spadkiem dużych elementów szklanych	
Kategoria B: pochylona, zintegrowana z dachem, dostępna z budynku Moduły PV montowane są na obwiedni budynku pod kątem od 0° do 75°	
Kategoria C: niepochylona, montowana pionowo, niedostępna z budynku Moduły PV montowane są na obwiedni budynku pod kątem od 75° do 90° (pionowo) z przegrodą znajdującą się pod nimi w celu zabezpieczenia przed spadkiem dużych elementów szklanych bądź osób	
Kategoria D: niepochylona, montowana pionowo, dostępna z budynku Moduły PV montowane są na obwiedni budynku pod kątem od 75° do 90° (pionowo)	
Kategoria E: zintegrowana z budynkiem poprzez konstrukcje zewnętrzne, dostępna bądź niedostępna z budynku Moduły PV montowane są na budynku tworząc dodatkowe funkcjonalne płaszczyzny na zewnątrz jego obwiedni (np. balkony, balustrady, przesłony, markizy, żaluzje itp.).	

Norma EN 50583 powołuje się na bardzo wiele dokumentów normatywnych odnoszących się m.in. do konstrukcji stalowych, aluminiowych czy szklanych, wśród których znajdują się też takie, które w sposób bezpośredni odnoszą się do kwestii bezpieczeństwa, takie jak:

EN 13116 *Curtain walling – Resistance to wind load – Performance requirements*

EN 13501-1 *Fire classification of construction products and building elements – Part 1: Classification using 68 data from reaction to fire tests*

EN 13501-2 *Fire classification of construction products and building elements – Part 2: Classification using 70 data from fire resistance tests, excluding ventilation services*

EN 14449 *Glass in building – Laminated glass and laminated safety glass – Evaluation of conformity/ 79 Product standard*

LC/TS 61836 *Solar photovoltaic energy systems – Terms, definitions, symbols (IEC/TS 61836) 105*

EN ISO 12543-1 *Glass in building – Laminated glass and laminated safety glass (Części 1 – 6)*

czy też normy "typowe" dla modułów PV jak:

EN 50380 *Datasheet and nameplate information for photovoltaic modules* oraz wymienione w Tabeli III **EN 61215** (stosowne części), **EN 61646**, **EN 61730-1**, **EN 61730-2**,

Podsumowując należy jeszcze dodać, że warunkiem prawidłowej i bezproblemowej eksploatacji każdego systemu PV jest jego prawidłowy odbiór techniczny i odpowiednio sporządzona dokumentacja. Powinno to być wykonane zgodnie z wytycznymi i wymaganiami normy pierwszej części normy EN 62446:

EN 62446-1:2016 + AMD1:2018 *Grid connected PV systems – Part 1: Requirements for system documentation, commissioning tests and inspection*

EN 62446-1 Systemy PV podłączone do sieci – Część 1: Wymagania dotyczące dokumentacji systemu, testów odbiorczych oraz kontroli.

W dokumencie przewidziana jest kontrola obecności wszystkich elementów decydujących o bezpieczeństwie systemu oraz prawidłowości ich zainstalowania.

Zastrzeżenia

Zawarte w dokumencie informacje, zalecenia, adaptacja i tłumaczenia były tworzone z najwyższą starannością. Wydawca dokumentu nie ponosi jednak żadnej odpowiedzialności za dokładność, rzetelność, prawidłowość i przydatność informacji w indywidualnych przypadkach. Niezbędna jest zawsze wnikliwa analiza okoliczności, aktualnych norm i przepisów, które należy przeprowadzić w przypadku konkretnej realizacji.

Bibliografia

Przy opracowaniu niniejszego dokumentu wykorzystano w niezbędnym zakresie:

1. Norma Austriacka, 1989 r., ÖNORM F2190: Multi-purpose branchpipe: Requirements, Tests, Standard labelling; ("Rozgałęźna rurociąg wody: wymagania, testy, standardowe oznakowanie")
2. BSW, 2008, Lightning – and overvoltage protection for PV Systems on Buildings ("Ochrona odgromowa i przepięciowa w systemach fotowoltaicznych na budynkach") https://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/content_files/mb_bswsolar_bltzsch.pdf
3. BRE National Solar Centre, 2017a, Fire and Solar PV Systems – Investigations and Evidence ("Pożar a systemy fotowoltaiczne – badania i dowody") https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/630639/fire-solar-pv-systems-investigations-evidence.pdf
4. BRE National Solar Centre, 2017b, Fire and Solar PV Systems – Literature Review. ("Pożar a systemy fotowoltaiczne – przegląd literatury"). https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/630638/fire-solar-pv-systems-literature-review.pdf
5. BRE National Solar Centre, 2017c, Fire and Solar PV Systems – Recommendations for the Fire and Rescue Services ("Pożar a systemy fotowoltaiczne – zalecenia dla służb pożarnictwa i ratownictwa"). https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/630641/fire-solar-pv-systems-frs-recommendations.pdf
6. Fire Retardants Online, 2011, Photovoltaic array fire test. Proceedings of Photovoltaics and Fire: Separating Fact from Fiction, BRE, Watford ("Test pożarowy generatorów fotowoltaicznych. Materiały nt. fotowoltaiki i pożarów: oddzielanie faktów od mitów")
7. Fire Retardants Online, 2011, Photovoltaic array fire test. Proceedings of Photovoltaics and Fire: Separating Fact from Fiction, BRE, Watford ("Test pożarowy generatorów fotowoltaicznych. Materiały nt. fotowoltaiki i pożarów: oddzielanie faktów od mitów")
8. Fraunhofer ISE, 2017, Recent Facts about Photovoltaics in Germany. Fraunhofer ISE, Division Photovoltaic Modules, Systems and Reliability, Freiburg ("Najnowsze fakty dotyczące fotowoltaiki w Niemczech. Fraunhofer ISE, Podział modułów fotowoltaicznych, Systemy i niezawodność")
9. IEA PVPS Task 12, 2017, Photovoltaics and Firefighters' Operations: Best Practice in Selected Countries ("Fotowoltaika a działania strażaków: Najlepsze praktyki w wybranych krajach")
10. IEC, 2017a, IEC 62446-1: Systemy fotowoltaiczne (PV) – Wymagania dotyczące testowania, dokumentacji i konserwacji – Część 1: Systemy przyłączone do sieci – Dokumentacja, testy uruchamiania i kontrola
11. IEC, 2017b, IEC 62446-2: Systemy fotowoltaiczne (PV) – Wymagania dotyczące testowania, dokumentacji i konserwacji – Część 2: Systemy przyłączone do sieci – Konserwacja systemów fotowoltaicznych
12. Sepanski, A., Reil, F., Vaaßen, W., Janknecht, E., Hupach, U., Bogdanski, N., van Heeckeren, B., Schmidt, H., Bopp,

- G., Laukamp, H., Grab, R., Philipp, S., Thiem, H., Huber, J., Haselhuhn, R., Häberlin, H., Krutzke, A., Neu, B., Richter, A., Bansemer, B., Halfmann, M., 2015, Assessment of the fire risk in PV-arrays and development of security concepts for risk minimization. TÜV Rheinland Energie und Umwelt GmbH, Köln („Ocena ryzyka pożaru w tablicach fotowoltaicznych i opracowanie koncepcji bezpieczeństwa w celu minimalizacji ryzyka.”)
13. VDE, 2008, VDE 0132:2008 Firefighting and assistance in or near electric installations („Gaszenie i wsparcie w instalacjach elektrycznych lub w ich pobliżu”)
 14. Przewodnik „Bewertung des Brandrisikos in Photovoltaik-Anlagen und Erstellung von Sicherheitskonzepten zur Risikominimierung“, Project Management Jülich, http://www.pv-brandsicherheit.com/fileadmin/downloads_fe/Leitfaden_Brandrisiko_in_PV-Anlagen_V01.pdf („Ocena ryzyka pożaru w systemach fotowoltaicznych i tworzenie koncepcji bezpieczeństwa w celu zminimalizowania ryzyka”)
 15. VDE, 2008, VDE 0132:2008 Firefighting and assistance in or near electric installations („Gaszenie i wsparcie w instalacjach elektrycznych lub w ich pobliżu”)
 16. Royal Dutch Shell, New Lens Scenario, A shift in perspective for a World in transition, 2013
 17. Solarpower Europe, Global Market Outlook for Solar Power 2017 – 2020, 2018
 18. S. M. Pietruszko, Rynek fotowoltaiki w Polsce – 2017, Magazyn Fotowoltaika 1/2018
 19. S. M. Pietruszko, Bezpieczeństwo pożarowe systemów fotowoltaicznych, Ochrona Przeciwożarowa 2018, nr 2
 20. Roman-Alexander Brück, TÜV Rheinland LGA Products GmbH, Köln „Anforderungen an die Interoperabilität von Steckverbindern“, 9. Workshop „Photovoltaik-Moduletechnik“, 29.11.2012 – 30.11.2012, Germany („Wymagania dotyczące interoperacyjności złączy”)
 21. Roman-Alexander Brück, TÜV Rheinland LGA Products GmbH, Köln „Risiken durch Interoperabilität von PV Steckverbindern“, „Sicherheitsanforderungen für aktive und passive Photovoltaik-Komponenten“, 20.04.2016, Germany („Ryzyko związane z interoperacyjnością złączy PV”)
 22. Dr. Michael Berginski, Multi-Contact, „Sichere Steckverbindungen: Paarung von Fremdprodukten / Crimpen im Feld“, Workshop PV Brandsicherheit, Freiburg, Germany, http://www.pv-brandsicherheit.de/fileadmin/WS_24-01-13/09_Berginski_Sichere_Steckverbindungen.pdf
 23. „Statement of TUV Rheinland concerning interoperability of Photovoltaic (PV) connectors of different types and/or manufacturers” („Oświadczenie TUV Rheinland w sprawie interoperacyjności złącz fotowoltaicznych (PV) różnych typów i / lub producentów”)
 24. Berginski M., Multi-Contact, 2013, Sichere Steckverbindungen: Paarung von Fremdprodukten / Crimpen im Feld, 2.ter Workshop PV Brandsicherheit: http://www.pv-brandsicherheit.de/fileadmin/WS_24-01-13/09_Berginski_Sichere_Steckverbindungen.pdf, Freiburg
 25. Corpo Nazionale dei Vigili del Fuoco, 2015, Relazione tecnica sugli incendi coinvolti impianti fotovoltaici a cura del NUCLEO INVESTIGATIVO ANTINCENDI, Rome
 26. ECN TNO, 2019, Brandincidenten met fotovoltaische (PV) systemen in Nederland – Een inventarisatie. www.tno.nl, Petten
 27. IAEI NEWS, January-February 2016, UL Question Corner: How to Use UL Product Spec <https://iaeimagazine.org/magazine/2016/01/18/ul-question-corner-how-to-use-ul-product-spec>
 28. IEC TR 63225: 2019, Incompatibility of connectors for DC-applications in photovoltaic systems
 29. Lopez L., Business Insider, 2019, Last year, Tesla initiated ‚Project Titan‘ – a stealth nationwide program to replace solar-panel parts that could cause fires, Business Insider: <https://www.businessinsider.com/tesla=-project-titan-replace-bad-solar-panel-parts2019-8-?r=DE&IR=T>
 30. National Fire Protection Association, 2016, NFPA 70® National Electrical Code®, 2017 edition
 31. Plante R. H., Elsevier SciTech Connect, 2018, Rapid Shutdown of PV Systems Using String Inverters, Micro Inverters, or Power Optimizers: <http://scitechconnect.elsevier.com/rapid-shutdown-pv-systems-inverters-power-optimizers/>
 32. Roselund C., PV Magazine, 2019, Making the connection: Fires & electrical balance of systems: <https://pv-magazine-usa.com/2019/09/03/not-making-the-connection-fires-electrical-balance-of-systems/>
 33. Stäubli Electrical Connectors AG, 2019, Statement in respect to PV connectors from third-party suppliers as being intermateable with the MC4 connector family: [https://ec.staubli.com/AcroFiles/PV-Portal/SZ_Cross-Connection_\(en\).pdf](https://ec.staubli.com/AcroFiles/PV-Portal/SZ_Cross-Connection_(en).pdf)
 34. „Cross-mating of connectors was chief cause of Netherlands PV fires” <https://www.pv-magazine.com/2019/04/12/cross-mating-of-connectors-was-chief-cause-of-netherlands-pv-fires/>
 35. VDE DKE, 2018, Kompatibilität von Steckverbindern für die Gleichspannungsseite: <https://www.dke.de/resource/blob/1790030/c2e5a0b0fe1ab72553edeab9ab98ebd6/kompatibilitaet-steckverbinder-pdf-data.pdf>
- Wykorzystano również wiedzę dzięki współpracy z następującymi organizacjami:
- Bundesverband Solarwirtschaft e.V. – BSW-Solar (Niemieckie Stowarzyszenie Przemysłu Solarnego e.V. – BSW-Solar)
 - Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. – DGS (Niemieckie Towarzystwo Energii Słonecznej e.V. – DGS)
 - Fraunhofer-Institut für Solare Energie Systeme ISE (Instytut Fraunhofer do Systemów Energii Słonecznej ISE)
 - GDV TÜV Rheinland – www.tuv.com
 - Gesamtverband der Deutschen Versicherungswirtschaft e.V. – GDV (Ogólne Stowarzyszenie Niemieckich Ubezpieczycieli e.V. – GDV)
 - Zentralverband der Deutschen Elektro – und Informationstechnischen Handwerke – ZVEH
 - DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE
 - Polskie Towarzystwo Fotowoltaiki – www.pv-polska.pl
 - Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej – www.pvpolska.pl



STRAŻACY NIE MUSZĄ GASIĆ POŻARÓW GDY TWOJA INSTALACJA JEST BEZPIECZNA

Firma Fronius przykładą bardzo dużą wagę do bezpieczeństwa instalacji PV. Podejmujemy szereg działań w tym zakresie, które są naturalną konsekwencją **25-letniego doświadczenia firmy w branży fotowoltaicznej.**



- / Podstawą bezpiecznej instalacji jest jej poprawne zaprojektowanie i wykonanie. Dlatego stale **szkolimy instalatorów**, aby byli jeszcze lepsi w tym, co robią
- / Zgodność ze standardami to podstawa, ale zwykle przekraczamy ich wymagania, stawiając na **najwyższą jakość w projektowaniu i produkcji falowników**
- / Dobry monitoring jest aniołem stróżem systemu fotowoltaicznego. Oferujemy falowniki wyposażone w wiele funkcji **ciągłego monitorowania stanu instalacji**
- / Klasyczne falowniki wymagają minimalnej ilości połączeń po stronie DC, co **zmniejsza ryzyko powstania pożaru**