Ochrona ludności i obrona cywilna

dr hab. inż. Mariusz Sarniak, prof. uczelni

Wydział Budownictwa, Mechaniki i Petrochemii, Politechnika Warszawska Filia w Płocku
ORCID: 0000-0001-6729-921X
Email: mariusz.sarniak@pw.edu.pl

Zagrożenia pożarowe stwarzane przez generatory PV oraz ich neutralizacja

Fire The fire hazards posed by PV generators and how to mitigate them

Streszczenie

W pracy przedstawiono kluczowe zagrożenia pożarowe związane z eksploatacją domowych instalacji fotowoltaicznych w kontekście dynamicznego wzrostu mocy zainstalowanej systemów PV. Szczególną uwagę poświęcono elementom najbardziej podatnym na awarie, w tym połączeniom realizowanym za pomocą złączy MC4, których nieprawidłowy montaż lub eksploatacja mogą prowadzić do powstawania łuku elektrycznego stanowiącego potencjalne źródło zapłonu. Omówiono także alternatywne rozwiązania technologiczne zwiększające poziom bezpieczeństwa instalacji, ze szczególnym uwzględnieniem nowej generacji mikrofalowników. Przedstawiono również podstawowe zasady bezpiecznego stosowania magazynów energii, których wykorzystanie staje się coraz powszechniejsze w systemach prosumenckich. Analizę przeprowadzono z uwzględnieniem aktualnych przepisów dotyczących projektowania i budowy instalacji fotowoltaicznych oraz mechanizmów wsparcia ekonomicznego tego typu inwestycji w Polsce. W podsumowaniu zaprezentowano „fotowoltaiczny dekalog dobrych praktyk" opracowany przez Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej i Magazynowania Energii, stanowiący zbiór zaleceń sprzyjających poprawie bezpieczeństwa i niezawodności systemów PV.

Abstract
The paper presents the key fire hazards associated with the operation of domestic photovoltaic installations in the context of the rapid growth in the installed capacity of PV systems. Particular attention is paid to the components most prone to failure, including connections made using MC4 connectors, the incorrect installation or operation of which may lead to the formation of an electric arc, which is a potential source of ignition. Alternative technological solutions that enhance the safety of installations were also discussed, with particular emphasis on the new generation of micro-inverters. The basic principles for the safe use of energy storage systems, which are becoming increasingly common in prosumer systems, were also presented. The analysis was carried out taking into account current regulations concerning the design and construction of photovoltaic installations, as well as the economic support mechanisms for this type of investment in Poland. In conclusion, the 'photovoltaic decalogue of good practices' developed by the Photovoltaic and Energy Storage Industry Association was presented; this constitutes a set of recommendations aimed at improving the safety and reliability of PV systems.

Słowa kluczowe
fotowoltaika, system PV, falownik, magazyn energii, zagrożenia pożarowe

Keywords
photovoltaics, PV system, inverter, energy storage, fire hazards

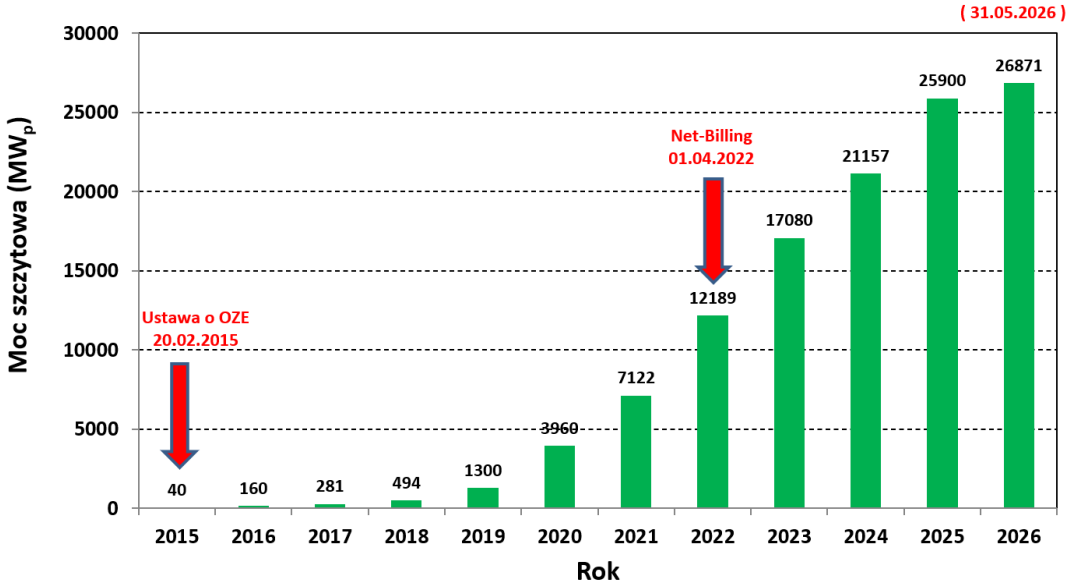
1. Wprowadzenie

1.1. Rozwój fotowoltaiki w Polsce

Fotowoltaika (w skrócie - PV) jest to interdyscyplinarna dziedzina techniki, która zajmuje się całokształtem działań związanych z bezpośrednią konwersją energii promieniowania słonecznego na energię elektryczną, będącą najbardziej użyteczną postacią energii (Sarniak, 2019). Nazwa fotowoltaika pochodzi od dwóch wyrazów: „foto" - oznaczającego światło (z języka greckiego) oraz „wolt" od jednostki napięcia (od nazwiska Alessandra Volty - fizyka włoskiego). Genezą rozwoju fotowoltaiki było odkrycie przez francuskiego fizyka Edmunda Becquerela w 1839 r. efektu fotowoltaicznego, polegającego na powstawaniu siły elektromotorycznej w materiale półprzewodnikowym pod wpływem promieniowania świetlnego. Teoretycznego opisu tego zjawiska dokonał Albert Einstein w 1904 r. (m.in. za to otrzymał nagrodę Nobla w roku 1921) (Messenger & Ventre, 2017). Pierwsze efektywnie działające ogniwo PV powstało w roku 1954 w Bell Laboratories o sprawności poniżej 6%, co było wartością niewielką w stosunku do górnej termodynamicznej granicy sprawności, określonej przez limit Shockleya-Queissera na poziomie ok. 33% (Kalogirou, 2018). Początkowo w latach 50. i 60. XX wieku fotowoltaika miała zastosowanie jedynie w technice kosmicznej. Kryzys naftowy i postęp technologiczny konstrukcji ogniw PV w latach 70. XX wieku zapoczątkował zastosowania naziemne, które zintensyfikowały się od połowy lat 90. XX wieku (Conibeer & Willoughby, 2014).

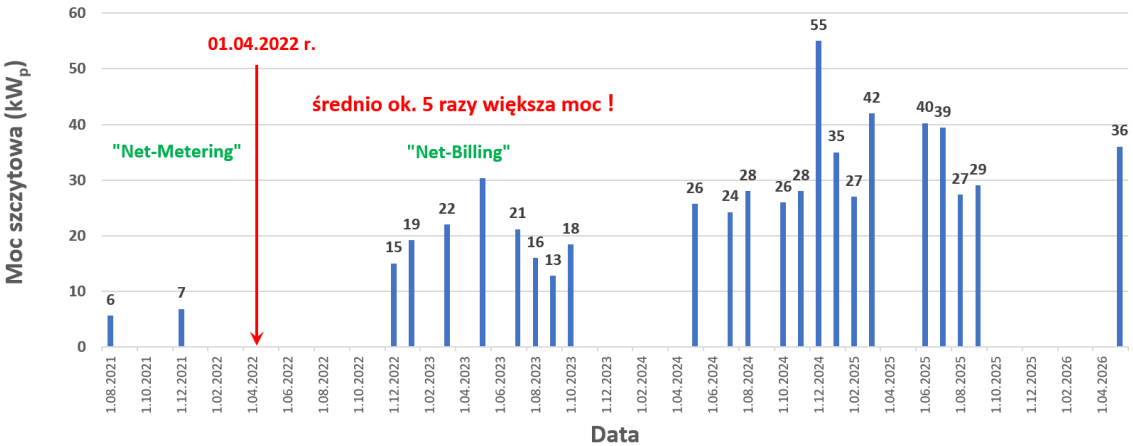
Dynamiczny rozwój fotowoltaiki w Polsce nastąpił dopiero po wprowadzeniu w życie ustawy o odnawialnych źródłach energii (OZE) w roku 2015 (Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, 2015). Na rysunku 1 przedstawiono dynamikę tego wzrostu w latach 2015-2026 (stan na koniec maja 2026), lata wcześniejsze pominięto ze względu na niewielkie wartości mocy zainstalowanej. Na wykresie zaznaczono również istotną zmianę sposobu rozliczeń energii wysyłanej do sieci elektroenergetycznej (z Net-Metering na Net-Billing – wyjaśnienie tych pojęć w dalszej części opracowania). Specyfiką tego rozwoju jest duża liczba mikroinstalacji prosumenckich (o mocy do 50 kW), która na koniec maja roku 2026 wynosiła 1 635 422 sztuk na łączną moc 13 507,3 MW_p (gdzie W_p oznacza moc szczytową określaną w warunkach standardowych, tzw. STD – z *ang. Standard Test Conditions*).

Stan całkowitej mocy elektrycznej zainstalowanej w Polsce dla wszystkich rodzajów źródeł (konwencjonalnych i odnawialnych) na koniec maja 2026 wyniósł 78 042,6 MW. Wszystkie OZE miały udział w tym bilansie ok. 51,7%, a fotowoltaika zajmuje wśród nich pierwsze miejsce z udziałem ok. 66,5% (26,8 GW_p). Na podstawie danych prezentowanych graficznie na stronie Agencji Rynku Energii (ARE) (Agencja Rynku Energii, 2026) można odczytać, że procentowy udział w całkowitym bilansie ilości generowanej energii elektrycznej przez fotowoltaikę w miesiącach zimowych np. w grudniu 2025 to zaledwie ok. 1,8%, a w miesiącach letnich np. czerwcu 2026 to ok. 23%.



Rysunek 1. Całkowita moc szczytowa zainstalowana fotowoltaiki w Polsce od roku 2015.
Źródło: opracowanie własne na podstawie cyklicznie publikowanych danych (Rynek Elektryczny, 2026).

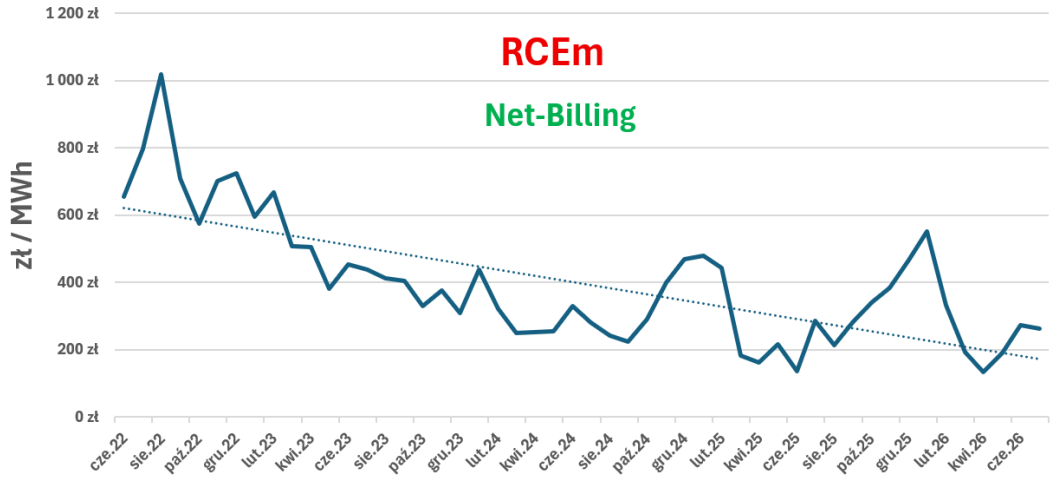
Na rysunku 2, przedstawiającym średnią moc szczytową nowych instalacji PV w Polsce po 2020 roku, zaznaczono ponownie ważną dla fotowoltaiki datę 01.04.2022, która wprowadziła nowy system rozliczeń „wartościowych" (Net-Billing), zastępujący dotychczasowy system rozliczeń „ilościowych" (Net-Metering). Tu wyraźnie widać, że zmiana systemu rozliczeń spowodowała znaczny wzrost mocy nowych instalacji PV (ok. 5-krotny), co nie pokrywa się z intencjami ustawodawcy, których genezą było odciążenie sieci elektroenergetycznych (dalej w skrócie EE) przez zwiększenie autokonsumpcji energii elektrycznej przez prosumentów. Dodatkowo wszelkie mechanizmy wsparcia (jak np. program „Mój Prąd" i inne) dla już istniejących instalacji PV, rozliczanych na „starych" zasadach (Net-Metering), zostały uwarunkowane obligatoryjnym przejściem na Net-Billing. Były to niewątpliwie dalsze próby nakłaniania prosumentów do zwiększenia autokonsumpcji i instalowania domowych magazynów energii elektrycznej, odciążających sieci EE.



Rysunek 2. Średnia moc szczytowa nowych instalacji PV w Polsce od 2020 roku.
Źródło: opracowanie własne na podstawie cyklicznie publikowanych danych (Rynek Elektryczny, 2026).

W ostatnich trzech latach od roku 2024 zaobserwowano tendencję spadkową w zakresie liczby nowych instalacji PV oddawanych do użytku w poszczególnych miesiącach co nie przekłada się jednak na spadki nowych mocy zainstalowanych, gdyż powstają instalacje PV o większych mocach.

Na rysunku 3 przedstawiono wykres kształtowania się rynkowych miesięcznych cen energii elektrycznej w Polsce (RCEm) po wprowadzeniu systemu rozliczeń Net-Billing dla fotowoltaiki. Ogólny trend jest wprawdzie malejący, ale w miesiącach zimowych pojawiają się wzrosty, kiedy fotowoltaika uzyskuje znikome wartości z mocy szczytowych zainstalowanych.

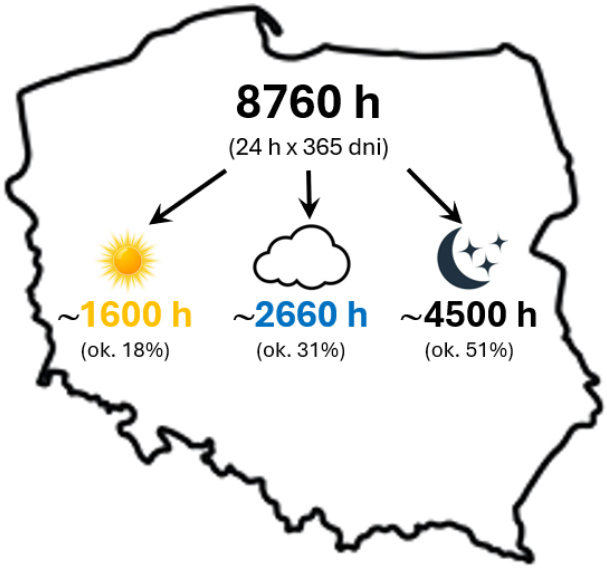


Rysunek 3. Rynkowe miesięczne ceny energii elektrycznej w Polsce (RCEm).
Źródło: opracowanie własne na podstawie cyklicznie publikowanych danych (PSE, 2026).

Nowi prosumenci rozliczani wg systemu Net-Billing od dnia 01.07.2024 nadwyżki energii elektrycznej wyprodukowanej przez systemy PV są rozliczali według rynkowych cen godzinowych. Przejście na ceny godzinowe oznacza, że prosumenci będą rozliczani na podstawie ilości energii elektrycznej oddanej do sieci w danej godzinie i wg stawki obowiązującej w tej godzinie. W godzinach szczytowej generacji z PV mogą się więc pojawić ujemne ceny energii. W tej sytuacji koniecznym elementem każdej przydomowej instalacji PV jest magazyn energii elektrycznej oraz zautomatyzowany system do zarządzania energią, który będzie ładować magazyn energii nadwyżkami energii produkowanej z PV lub z sieci wtedy, kiedy ceny na Towarowej Giełdzie Energii (TGE) będą niskie, i z kolei zużywać ją w czasie, kiedy ceny będą rosły. Mechanizm ten pod nazwą Rynek Dnia Następnego (RDN) polega na tym, że ceny są publikowane ok. godz. 13:50 w dniu poprzedzającym ich obowiązywanie w przedziałach 15 i 60 minutowych.

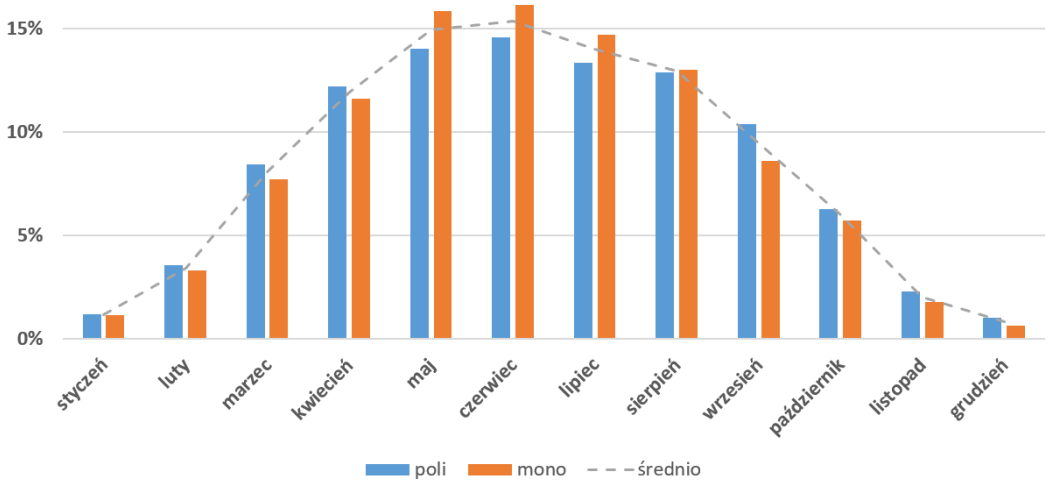
1.2. Potencjał energetyczny fotowoltaiki w Polsce

Szacowanie potencjału dla fotowoltaiki w Polsce rozpocznijmy od oszacowania, w skali roku kalendarzowego, przeciętnej liczby godzin, w których spodziewana jest generacja energii w systemach PV. Na rysunku nr 4 przedstawiono średni godzinowy rozkład potencjału dla instalacji PV w Polsce, z którego wynika, że tylko przez ok. 18% czasu w roku można się spodziewać generacji energii zbliżonej do potencjału mocy zainstalowanej. Pozostałe ok. 31% to generacja jedynie w bardzo ograniczonym zakresie, a ponad 51% to brak generacji z PV.



Rysunek 4. Średni godzinowy rozkład potencjału promieniowania słonecznego w Polsce.
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych (Polska Energia, 2024).

Na rysunku 5 przedstawiono przeciętne procentowe udziały w średniorocznym bilansie ilości generowanej energii dla dwóch instalacji PV zlokalizowanych w centralnej Polsce z modułami PV z krzemu polikrystalicznego (z 8 lat) i monokrystalicznego (z 5 lat).



Rysunek 5. Przeciętny procentowy udział w średniorocznym bilansie ilości generowanej energii w dwóch instalacjach PV zlokalizowanych w centralnej Polsce z modułami z krzemu polikrystalicznego w latach 2018-2025 (z 8 lat) i monokrystalicznego w latach 2021-2025 (z 5 lat).
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z monitoringu instalacji PV.

Z analizy danych przedstawionych na rysunku 5 wynika, że udział czterech miesięcy zimowych od listopada do lutego stanowi przeciętnie jedynie ok. 7% w bilansie rocznym i byłby niewystarczający bez dodatkowego źródła zasilania dla trybu zasilania typu OFF-GRID. Jeżeli z kolei podzielimy rok kalendarzowy na dwa równe okresy półroczne: od kwietnia do września oraz od października do marca, to uzyskamy przeciętne udziały generowanej energii

odpowiednio ok. 79% i ok. 21%, co dalej stanowi dużą dysproporcję i utrudnia zaprojektowanie optymalnej instalacji PV z magazynem energii. Taka sytuacja w systemie elektroenergetycznym w Polsce stanowi duże potencjalne zagrożenie jego destabilizacją przy dużej liczbie niesterowalnych prosumentów szczególnie w okresach wzmożonej generacji z fotowoltaiki.

Szacunkowe dane o wydajności instalacji PV i nasłonecznieniu dla dowolnej lokalizacji w Polsce można pozyskać na portalu PVGIS (ang. *Photovoltaic Geographical Information System*), gdzie można prowadzić uproszczone obliczenia symulacyjne (European Commission, 2026).

1.3. Wskaźniki efektywności fotowoltaiki i polityka energetyczna

Jednym z podstawowych wskaźników wykorzystywanych w energetyce, który odzwierciedla zwrot energii z poczynionej inwestycji, jest wskaźnik zwrotu zainwestowanej energii, oznaczany jako EROI (z ang. *Energy Return on Investment*). Wskaźnik EROI jest definiowany jako stosunek ilości energii wytworzonej przez źródło danego typu w czasie trwania całego cyklu jego życia do ilości energii, która została zużyta w celu przede wszystkim wybudowania rozważanego źródła energii, a także była w kolejnych etapach niezbędna do utrzymania go w ruchu oraz do przeprowadzenia okresowych remontów, przeglądów serwisowych, wymiany zużytych komponentów i różnego rodzaju drobniejszych napraw. Badacze zagadnienia na ogół określają wskaźnik EROI dla różnych źródeł energii również z uwzględnieniem jej magazynowania. Dla fotowoltaiki obliczono wskaźnik EROI, który bez magazynowania energii wynosi 1,6 a z jej magazynowaniem 3,9 (Weißbach et al., 2013). Oszacowano również, że zadawalający sens ekonomiczny mają źródła, dla których wskaźnik EROI jest większy od 7. Inni badacze określili z kolei niski poziom ryzyka inwestycji w poszczególne źródła energii na poziomie wartości wskaźnika EROI powyżej 15 (Chorowski & Malecha, 2024). Zauważono również, że aby zapewnić konkurencyjne i bezpieczne funkcjonowanie gospodarki oraz dobrostan społeczeństwa, ilość energii elektrycznej produkowanej przez niestabilne źródła energii nie powinna przekraczać 50% całej produkcji energii elektrycznej. Stosunkowo niska koncentracja energii słonecznej i wiatru sprawia, że system energetyczny wykorzystujący te technologie musiałby zostać zainstalowany na powierzchni równej kilkunastu procentom obszaru Polski, a całkowite koszty inwestycyjne związane z farmami słonecznymi, lądowymi farmami wiatrowymi oraz morskimi farmami wiatrowymi są dużo wyższe niż koszty inwestycyjne elektrowni jądrowych przy porównywalnych kosztach operacyjnych, dla których wartość wskaźnika EROI wynosi 75 (Weißbach et al., 2013).

System PV jako inwestycja ma przynieść długookresowy zmaksymalizowany zysk przy minimalnych kosztach inwestycyjnych (CAPEX) i operacyjnych (OPEX). Miarą tego jest tzw. wyrównany koszt energii LCOE (*ang. Levelized Cost of Electricity*) jest to średni koszt wyprodukowania jednej jednostki energii elektrycznej (np. 1 MWh lub 1 kWh) przez całe życie danej elektrowni. Dla fotowoltaiki wskaźnik ten w Polsce wynosi ok. 0,22 zł/kWh. Według danych agencji IRENA (*ang. International Renewable Energy Agency*) średni globalny koszt LCOE dla fotowoltaiki stanowi aktualnie drugi najniższy wynik wśród wszystkich technologii po elektrowniach wiatrowych na lądzie (IRENA, 2026).

Duże dysproporcje w ilości promieniowania słonecznego w ciągu roku kalendarzowego na obszarze Polski oraz wątpliwe wartości wskaźnika zwrotu zainwestowanej energii (EROI) spowodowały, że dopiero liczne zachęty ekonomiczne (takie jak „Mój Prąd", „Czyste Powietrze" i inne) spowodowały gwałtowny rozwój fotowoltaiki w Polsce. Jest to pewnego rodzaju zjawisko społeczno-gospodarcze polegające na tym, że z jednej strony występuje społeczna chęć skorzystania z dotacji, a z drugiej rozwija się duży rynek firm instalatorskich (ok. 30 tysięcy tego typu firm). Nie bez znaczenia była i jest nadal również agresywna działalność promocyjna tych firm, która jest na tyle skuteczna, że mamy aktualnie na koniec maja 2026 dokładnie 1 635 422 sztuk instalacji prosumenckich (średnio co 4 dom jednorodzinny w Polsce nie licząc instalacji niezgłaszanych tzw. OFF-GRID).

Polityka w tym zakresie okazała się bardzo skuteczna, ale doprowadziła do zbyt dużej liczby przewymiarowanych niesterowalnych prosumenckich instalacji PV. Największym nieporozumieniem było założenie wirtualnego magazynowania energii w sieci EE dla pomp ciepła, które zaczęto promować równolegle nawet w starszych gorzej ocieplonych budynkach.

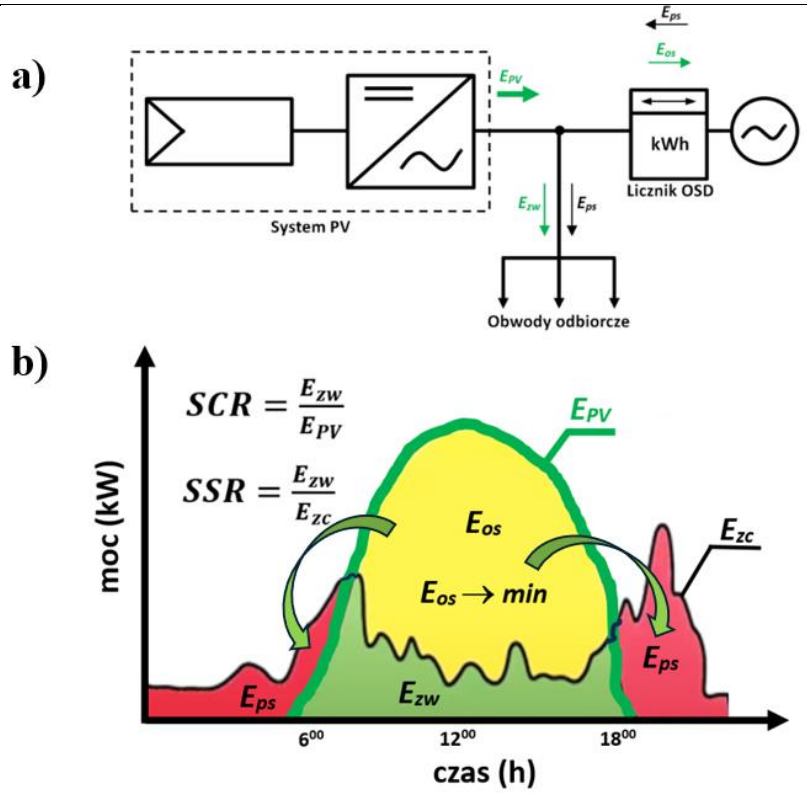
Stosunkowo nowym pojęciem w fotowoltaice prosumenckiej jest tzw. fleksument. Jest to polski odpowiednik angielskiego słowa flexumer, na które składają się pojęcia prosumer (prosument) oraz flexibility (elastyczność). Fleksumentem określa się zatem prosumentów, którzy wytwarzają i zużywają energię na własne potrzeby, i którzy są w stanie zaoferować systemowi energetycznemu usługi elastyczności. Pod pojęciem usług elastyczności należy rozumieć działalność, polegającą na reagowaniu na zmiany w zapotrzebowaniu i produkcji energii elektrycznej. Fleksument jest zatem konsumentem energii, który, poza tym, że jest samowystarczalnym prosumentem, ogranicza lub zwiększa zużycie energii, zgodnie z jej podażą i popytem w systemie EE. Istnieje potrzeba formalnego ustanowienia statusu prawnego fleksumentów w Polsce, których magazyny energii przyczynią się do stabilizowania systemu elektroenergetycznego. Kontrowersyjna jest jednak pojawiająca się koncepcja sterowania takimi systemami przez operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD), która zaprzecza idei bycia fleksumentem i narusza prawo dowolnego dysponowania własnością prywatną.

Na rysunku 6 przedstawiono interpretację graficzną dwóch współczynników: samowystarczalności *SSR* (*ang. Self-Sufficiency Ratio*) oraz autokonsumpcji *SCR* (*ang. Self-Consumption Ratio*) energii wygenerowanej w systemie PV. Bardziej precyzyjne ich definicje wynikają z wzorów (Sarniak, 2019):

$$SSR = \frac{E_{PV} - E_{os}}{E_{zw} + E_{ps}} = \frac{E_{zw}}{E_{zc}} \quad (1)$$

$$SCR = \frac{E_{PV} - E_{os}}{E_{PV}} = \frac{E_{zw}}{E_{PV}} \quad (2)$$

gdzie: E_{PV} - energia wygenerowana przez system PV w (kWh), E_{ps} - energia pobrana z sieci operatora OSD w (kWh), E_{os} - energia z systemu PV oddana do sieci operatora OSD w (kWh), E_{zw} - energia wygenerowana przez system PV i zużyta na potrzeby własne (stanowi ona różnicę: E_{PV}-E_{os}) w (kWh), E_{zc} - całkowite zużycie energii przez obwody odbiorcze budynku (E_{zc}=E_{zw}+E_{ps}) w (kWh).



Rysunek 6. Interpretacja graficzna dobowego rozkładu składników energii (b) dla określenia współczynników autokonsumpcji (SCR) i samowystarczalności (SSR) dla uproszczonego schematu instalacji PV (a) – oznaczenia na rysunku analogiczne jak w opisie wzorów (1) i (2).

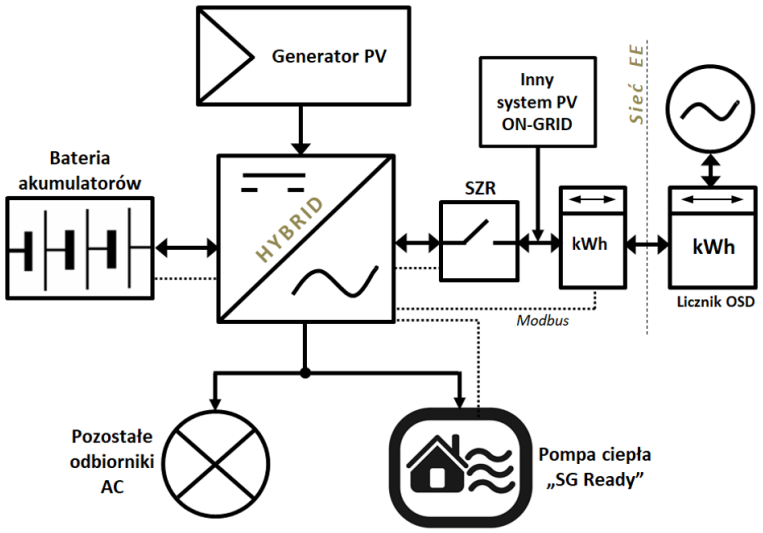
Źródło: opracowanie własne.

Oba te współczynniki (*SCR* i *SSR*) zwiększają swoją wartość, jeżeli maleje ilość energii wygenerowanej w systemie PV i oddanej do sieci operatora (E_{os}). W praktyce można to uzyskać kierując tę energię nie do sieci, a do odbiorników domowych, np. zasobnika CWU, pompy ciepła lub domowego magazynu energii. W przypadku taryf dynamicznych istotne jest również to w jakiej cenie (w jakich godzinach) oddajemy energię do sieci. Badania prowadzone w tym zakresie dowiodły (Sarniak, 2024), że zwiększenie wielkości magazynu energii powyżej wielkości dobowego zapotrzebowania na energię w niewielkim stopniu zwiększa wartość współczynnika autokonsumpcji (*SCR*). Standardowo zaleca się, aby wielkość magazynu energii w kWh dobierać na poziomie 1,5-2 razy moc zainstalowana instalacji PV w kW_p. Tu niewątpliwie potrzebne są zautomatyzowane i elastyczne systemy zarządzania energią dla prosumentów-fleksumentów.

2. Najważniejsze elementy budowy systemów PV w aspekcie bezpieczeństwa pożarowego

Zwiększenie średniej przeciętnej mocy nowych instalacji PV po wprowadzeniu systemu rozliczeń wartościowych (Net-Billing) oraz dalsze zmiany polegające na wprowadzeniu rozliczeń „godzinowych" za energię oddawaną do sieci EE wymusiły zmiany w projektowanych instalacjach, które polegały na konieczności ich uzupełniania o magazyny energii i zaawansowane systemy zarządzania energią. Ważną funkcjonalnością tych systemów

PV jest też funkcja zasilania awaryjnego (SZR) na wypadek zaniku zasilania z sieci EE, czego nie zapewniały typowe instalacje typu ON-GRID. Ogólny schemat takiego rozbudowanego systemu PV przedstawiono na rysunku 7.



Rysunek 7. Przykładowy schemat rozbudowanego systemu PV z opcją zasilania awaryjnego.
Źródło: opracowanie własne.

Czynnikiem umożliwiającym szybki rozwój forowoltaiki w zakresie mikroinstalacji prosumenckich była uproszczona procedura ich przyłączania do sieci EE jedynie na zgłoszenie. Wadą tego rozwiązania był brak konieczności wykonywania pełnego projektu instalacji PV oraz dołączanie dokumentacji technicznej jedynie dla kluczowych elementów takich jak falownik, moduły czy magazyny energii.

Od 19.09.2020 konieczne jest potwierdzenie przez rzeczoznawcę w formie uzgodnienia, że spełnione są wymagania ochrony przeciwpożarowej nowoprojektowanej instalacji fotowoltaicznej, gdy łączna moc modułów będzie większa niż 6,5 kW_p. Projekt takiej instalacji wymaga obowiązkowego uzgodnienia pod względem zgodności z wymaganiami ochrony przeciwpożarowej zgodnie z art. 29 ust. 4 pkt. 3 lit. c), w trybie art. 56 – Prawo budowlane (Obwieszczenie Marszałka Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej z Dnia 27 Marca 2026 r. w Sprawie Ogłoszenia Jednolitego Tekstu Ustawy - Prawo Budowlane, 2026).

Każdy system PV, ze względu na upowszechnienie urządzeń domowych przystosowanych do zasilania prądem przemiennym (AC), składa się z części stałoprądowej (DC) i przemiennoprądowej (AC). Napięcie tzw. bezpieczne jest to największa wartość napięcia dotykowego lub roboczego, którego długotrwałe utrzymywanie się nie stanowi żadnego zagrożenia dla zdrowia lub życia człowieka w danych warunkach otoczenia. Obecnie termin „napięcie bezpieczne” został zastąpiony terminem „napięcie dotykowe dopuszczalne długotrwale”. W warunkach środowiskowych normalnych wynosi ono dla prądu przemiennego (AC) 50 V, a dla prądu stałego (DC) 120 V (Polski Komitet Normalizacyjny, 2017). Z kolei graniczne dopuszczalne wartości natężenia prądu wynoszą odpowiednio dla prądu przemiennego (AC) 30 mA i dla prądu stałego (DC) 70 mA (Polski Komitet Normalizacyjny, 2016). Z przytoczonych wartości wynika, że pozornie prąd stały jest mniej szkodliwy niż prąd przemienny, dlatego też dopuszczalne są około dwukrotnie większe wartości napięć

dotykowych stałych niż przemiennych. W warunkach specjalnych (np. praca podczas deszczu) następuje obniżenie rezystancji układu człowiek-urządzenie, co może powodować zwiększenie potencjalnego prądu przepływu przez ciało człowieka, a w konsekwencji poważniejsze konsekwencje ewentualnego uszkodzenia izolacji elektrycznej. Dlatego też stosuje się dwukrotne obniżenie wartości napięcia dotykowego dopuszczalnego długotrwale (w porównaniu do warunków normalnych). W warunkach ekstremalnych (np. w basenie, w wannie) panuje największe zagrożenie, więc napięcia są ponownie dwukrotnie obniżone.

Powszechnie przyjmuje się, że w normalnych warunkach oporność ciała człowieka ma wartość około 1 kΩ. Przepływ prądu przemiennego o wartości powyżej 50 mA zaczyna powodować nieodwracalne szkody. Z tego powodu wyłączniki różnicowoprądowe typu AC (najpopularniejsze) są tak konstruowane, aby wyłączać obwód zabezpieczany w przypadku przekroczenia połowy znamionowej wartości prądu różnicowego (najczęściej równego 30 mA) co gwarantuje odpowiednią czułość urządzenia równocześnie skutecznie zabezpieczając ludzi. Oddziaływania prądu elektrycznego na organizm ludzki poza rodzajem prądu (DC/AC) oraz warunkami środowiskowymi zależy dodatkowo od następujących czynników:

- częstotliwości prądu,
- czasu przepływu prądu,
- drogi przepływu prądu,
- indywidualnych cech osobniczych człowieka.

W przypadku prowadzenia działań gaśniczych przytaczane warunki środowiskowe są na ogół ekstremalne co stanowi dodatkowe wyzwanie w przypadku obiektów wyposażonych w instalacje PV.

W wyniku przerwania ciągłości obwodu elektrycznego lub zwarć zarówno prądu stałego jak i przemiennego pojawia się łuk elektryczny, który jest bardziej intensywny w przypadku prądu stałego.

Instrukcje montażu modułów PV są coraz bardziej rozbudowane, szczególnie w zakresie wymagań dotyczących bezpieczeństwa, ochrony przeciwpożarowej oraz prawidłowej eksploatacji instalacji PV. Dąży się do ujednolicenia struktury i zakresu tych dokumentów, tak aby proces instalacji był realizowany zgodnie z jednolitymi wymaganiami technicznymi, analogicznie do standaryzacji stosowanej w specyfikacjach technicznych.

Instrukcje montażu falowników są zazwyczaj znacznie bardziej szczegółowe niż dokumentacja dotycząca pozostałych komponentów instalacji PV. Obejmują one nie tylko wymagania montażowe, lecz również wytyczne dotyczące eksploatacji, konserwacji oraz doboru i instalacji urządzeń współpracujących, takich jak wyłączniki różnicowoprądowe, zabezpieczenia nadprądowe czy przewody AC. Istotną część dokumentacji stanowią wymagania związane z bezpieczeństwem pożarowym. Producenci powszechnie wymagają montażu falowników na podłożach niepalnych lub trudno zapalnych, zachowania minimalnych odległości od materiałów palnych oraz zapewnienia odpowiedniej przestrzeni wentylacyjnej umożliwiającej skuteczne odprowadzanie ciepła. Środki te mają na celu ograniczenie ryzyka przegrzewania się urządzenia i zapłonu materiałów znajdujących się w jego otoczeniu. W większości instrukcji uwzględnia się również wymagania dotyczące połączeń wyrównawczych i uziemienia, które ograniczają ryzyko uszkodzeń elektrycznych mogących prowadzić do powstania źródeł zapłonu. Ponadto dokumentacja producentów zawiera odwołania do

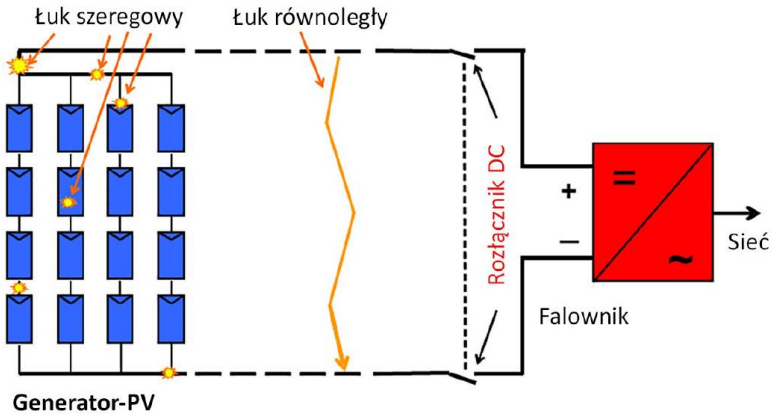
właściwych norm, przepisów i wytycznych instalacyjnych, których przestrzeganie jest niezbędne do zapewnienia wymaganego poziomu bezpieczeństwa pożarowego i elektrycznego instalacji.

3. Powstawanie zjawiska łuku elektrycznego w instalacjach PV oraz metody jego wykrywania i zapobiegania

Największe niebezpieczeństwo pożarowe stanowi łuk elektryczny, który może pojawić się przy zwarciu lub przerwaniu ciągłości obwodu elektrycznego. Jeżeli rezystancja łuku elektrycznego będzie stosunkowo duża i prąd zwarciowy będzie miał małą wartość, to może się zdarzyć, że nie zadziałają standardowe zabezpieczenia instalacji PV. Łuk elektryczny to przepływ prądu przez powietrze, który odbywa się za pośrednictwem zjonizowanego gazu (plazmy) pomiędzy dwoma przewodami elektrycznymi. Łuk elektryczny może pojawić się zarówno przy prądzie przemiennym (AC), jak i przy prądzie stałym (DC). Jednak to właśnie ten drugi - łuk elektryczny prądu stałego, jest zjawiskiem o wiele bardziej niebezpiecznym. Dlatego, że prąd stały, jak nazwa wskazuje, przepływa przez cały czas (a przynajmniej tak długo, jak dostarczają go moduły PV). Dla porównania prąd przemienny zmieniając kierunek przepływu, przez krótką chwilę przestaje płynąć (gdy sinusoida przechodzi przez wartość „0”), co ułatwia wygaszenie łuku. W domowych instalacjach PV napięcia po stronie prądu stałego mogą być znacznych wartości (do 1000 V, a ostatnio nawet do 1500 V), dlatego łuk elektryczny w budzi najwięcej obaw w kontekście bezpieczeństwa pożarowego. W Niemczech, na jednym z największych rynków fotowoltaicznych, w ciągu ostatnich 20 lat pożary wystąpiły jedynie w 0,006% wszystkich instalacji. Podobne statystyki odnotowano również w Wielkiej Brytanii (Fronius, 2024). W tych 0,006% (6‰) systemach PV, które są narażone na ryzyko wywołania pożaru, pierwotną przyczynę przypisuje się łukom elektrycznym po stronie prądu stałego systemu fotowoltaicznego

W instalacjach PV wyróżniamy dwa rodzaje stałoprądowych łuków elektrycznych (rysunek 8):

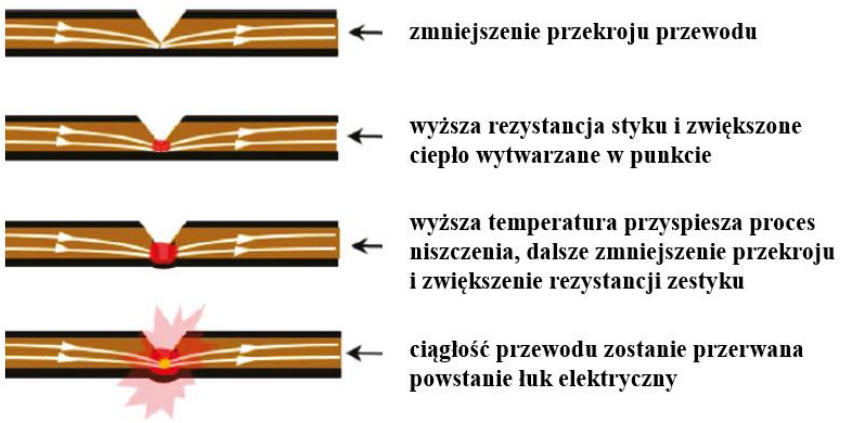
- łuki równoległe,
- łuki szeregowe.



Rysunek 8. Możliwość powstania łuków szeregowych i równoległych w instalacji PV.
Źródło: (Kielin, 2021).

Łuki równoległe mogą wystąpić w wyniku uszkodzenia izolacji przewodów, co może prowadzić do zwarcia między przewodami DC+ i DC− lub pomiędzy przewodem DC+ albo DC− a ziemią. Powstanie łuku równoległego jest jednak bardzo mało prawdopodobne, ponieważ wymaga jednoczesnego uszkodzenia izolacji obu przewodów w tym samym miejscu i czasie. Ponadto zintegrowany z falownikiem układ monitorowania stanu izolacji wykrywa każde pojedyncze zwarcie doziemne, co dodatkowo ogranicza ryzyko wystąpienia tego rodzaju łuku.

Łuki szeregowe są związane z miejscami połączeń elektrycznych, takimi jak skrzynki przyłączeniowe modułów, złącza prądu stałego (MC4), skrzynki połączeniowe, zaciski rozłączników DC oraz falowniki. Mogą powstawać w wyniku wadliwego połączenia elektrycznego, które z czasem ulega degradacji, a ostatecznie przerwaniu. Przyczyną tego zjawiska mogą być m.in. naturalne starzenie się elementów, długotrwałe oddziaływanie warunków atmosferycznych na styki i połączenia, uszkodzenia mechaniczne złączy, niewłaściwa konserwacja, niedostateczne dokręcenie zacisków śrubowych, nieprawidłowy montaż złączy DC lub zastosowanie niedopasowanych komponentów. W takich przypadkach zmniejsza się efektywna powierzchnia styku, co prowadzi do wzrostu rezystancji połączenia. Skutkuje to zwiększeniem strat energii oraz intensywniejszym wydzielaniem ciepła, a w konsekwencji wzrostem temperatury złącza, co dodatkowo przyspiesza proces jego degradacji. W końcowym etapie dochodzi do przerwania ciągłości przewodnika i powstania niewielkiej szczeliny powietrznej (rysunek 9). Jeżeli natężenie pola elektrycznego w tej szczelinie jest wystarczająco wysokie, następuje jonizacja powietrza i utworzenie przewodzącej plazmy, czyli łuku elektrycznego, umożliwiającego dalszy przepływ prądu przez przerwę w obwodzie.

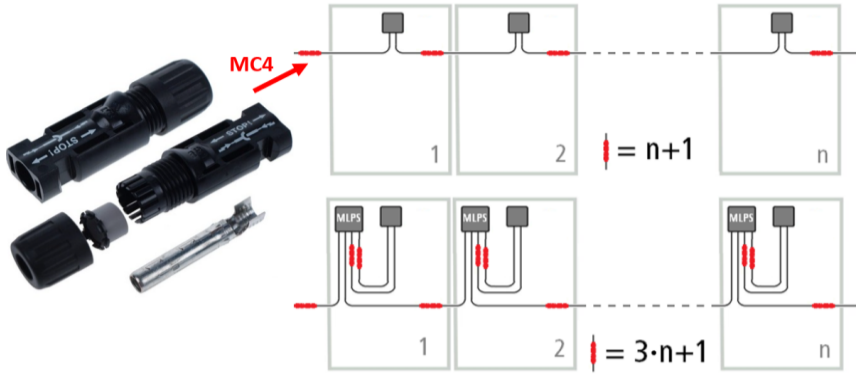


Rysunek 9. Możliwość powstania łuków szeregowych i równoległych w instalacji PV.
Źródło: opracowanie własne na podstawie (Fronius, 2024).

Płonący łuk elektryczny może osiągać temperaturę przekraczającą 10 000°K, co stwarza ryzyko zapłonu znajdujących się w pobliżu materiałów palnych i może prowadzić do powstania pożaru. Ponadto emituje on zarówno promieniowanie w zakresie światła widzialnego, jak i promieniowanie ultrafioletowe (UV). Podstawowym środkiem ochrony przed występowaniem łuków elektrycznych prądu stałego jest ograniczenie liczby punktów połączeń do niezbędnego minimum, a tym samym minimalizacja prawdopodobieństwa ich powstania. Podejście to można określić jako „pasywny" środek ochrony, ponieważ jest ono bezpośrednio związane z

etapem projektowania oraz prawidłowym wykonaniem instalacji. Dopiero po wdrożeniu takich działań ograniczających ryzyko zasadne jest zastosowanie dodatkowych „aktywnych" środków ochrony, których zadaniem jest wykrywanie i eliminowanie łuków elektrycznych mogących wystąpić podczas eksploatacji systemu.

Na rysunku 10 przedstawiono porównanie liczby złączy MC4 zastosowanych w dwóch konfiguracjach instalacji fotowoltaicznej: klasycznym systemie tzw. stringowym oraz systemie wyposażonym w optymalizatory mocy. W praktyce projektowej i instalacyjnej optymalizatory są często rekomendowane jako rozwiązanie umożliwiające zwiększenie uzysków energii. Należy jednak podkreślić, że ich zastosowanie powinno wynikać z rzeczywistych uwarunkowań technicznych, takich jak okresowe zacienienie modułów, zróżnicowana orientacja połaci dachowych lub nierównomierne parametry pracy modułów. Wprowadzenie optymalizatorów powoduje istotny wzrost liczby połączeń elektrycznych w instalacji PV, a tym samym zwiększenie liczby złączy MC4, które stanowią potencjalne miejsca powstawania uszkodzeń oraz łuków elektrycznych. Jak pokazano na rysunku 10, zastosowanie optymalizatorów prowadzi do około trzykrotnego zwiększenia liczby złączy MC4 w porównaniu z tradycyjną instalacją PV. Z punktu widzenia niezawodności i bezpieczeństwa pożarowego zaleca się również wymianę skrajnych złączy MC4 w łańcuchu modułów na złącza w pełni kompatybilne z przewodami łączącymi generator PV z falownikiem (tzw. przewodami powrotnymi), co ogranicza ryzyko wystąpienia nieprawidłowych połączeń elektrycznych i związanych z nimi uszkodzeń.

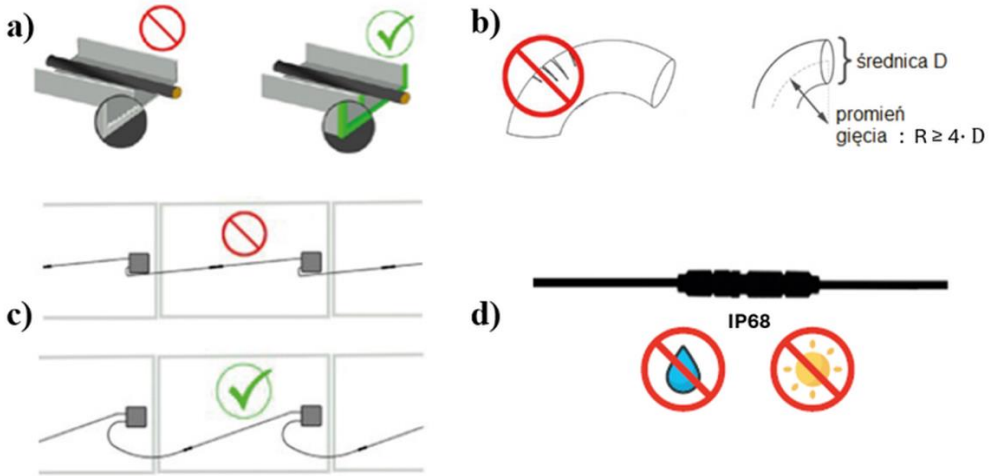


Rysunek 10. Porównanie liczby złącz MC4 w standardowej instalacji PV oraz wyposażonej w optymalizatory mocy w stringach o identycznej liczbie modułów PV.

Źródło: opracowanie własne na podstawie (Fronius, 2021).

Zastosowanie odpowiednio dobranych koryt kablowych zapewnia skuteczną ochronę przewodów przed oddziaływaniami mechanicznymi oraz ogranicza ryzyko uszkodzenia ich izolacji podczas eksploatacji instalacji. Szczególną uwagę należy zwrócić na zakończenia koryt i siatek kablowych, a także miejsca zmian kierunku tras kablowych oraz rozgałęzień, gdzie nie powinny występować ostre krawędzie mogące prowadzić do przetarcia lub uszkodzenia izolacji przewodów (rysunek 11a). Uszkodzenie izolacji może skutkować powstaniem zwarć, prądów doziemnych lub łuków elektrycznych. Należy bezwzględnie przestrzegać minimalnego promienia gięcia (rysunek 11b) przewodów określonego przez producenta. Przekroczenie dopuszczalnych wartości może prowadzić do nadmiernych naprężeń mechanicznych materiału izolacyjnego oraz żył przewodzących, skutkując powstawaniem mikropęknięć i degradacją

izolacji, szczególnie w warunkach obniżonej temperatury otoczenia. 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 PV nie mogą być nigdy poddawane mechanicznemu naprężeniu. Uszkodzenia tego typu mogą w konsekwencji zwiększać ryzyko wystąpienia zwarć, prądów upływu oraz łuków elektrycznych. W przypadku elastycznych przewodów stosowanych w instalacjach PV minimalny promień gięcia wynosi zazwyczaj niemniej niż czterokrotność zewnętrznej średnicy przewodu, o ile producent nie określi inaczej. W przypadku modułów montowanych poprzecznie (poziomo) należy zwrócić uwagę na odpowiednie długości kabli, aby zachować zgodność z promieniem gięcia i uniknąć dodatkowych obciążeń rozciągających na modułowym gnieździe połączeniowym (rysunek 11c). Podczas układania przewodów należy dopilnować, aby nie były one stale zanurzone w wodzie. W przeciwnym razie izolacja może zostać uszkodzona. Złącza MC4, pomimo wysokiego stopnia ochrony IP68, powinny być montowane w sposób ograniczający długotrwałe oddziaływanie wilgoci oraz bezpośredni kontakt z wodą. Należy unikać ich trwałego zanurzenia, ponieważ długookresowe narażenie na działanie wody może prowadzić do degradacji elementów uszczelniających oraz pogorszenia parametrów elektrycznych połączenia. Zaleca się również ograniczanie ekspozycji złączy na bezpośrednie promieniowanie słoneczne, które przyspiesza starzenie materiałów polimerowych i uszczelek (rysunek 11d). Na etapie projektowania instalacji fotowoltaicznej należy zapewnić odpowiednią dostępność złączy do celów okresowych przeglądów, diagnostyki oraz prac serwisowych. W trakcie eksploatacji konieczne jest zapobieganie gromadzeniu się zanieczyszczeń, wilgoci, mchu i innych osadów na powierzchni złączy, a w razie potrzeby ich regularne usuwanie. Wszystkie złącza powinny być instalowane zgodnie z wymaganiami i procedurami określonymi w dokumentacji technicznej producenta, ze szczególnym uwzględnieniem zasad montażu, zaciskania przewodów oraz zapewnienia szczelności połączeń.



Rysunek 11. Dodatkowe zalecenia dotyczące układania przewodów i złącz MC4 w zakresie: a) unikania ostrych krawędzi w kanałach kablowych, b) zachowania odpowiednich wartości promieni gięcia przewodów, c) naprężeń kabli przy poziomym ułożeniu modułów PV oraz d) unikaniu montażu złącz MC4 w miejscach narażonych na działanie wody i promieni słonecznych.

Źródło: opracowanie własne na podstawie (Fronius, 2021).

Zaleca się również prowadzenie przewodów dodatniego (DC+) i ujemnego (DC−) bieguna obwodu prądu stałego oddzielnymi trasami w obrębie przepustów dachowych, z zachowaniem wzajemnego odstępu wynoszącego co najmniej 5-10 cm. Rozwiązanie to ogranicza prawdopodobieństwo powstania łuku równoległego w przypadku uszkodzenia izolacji przewodów. Ponadto w miejscach przejścia przewodów przez przegrody budowlane wskazane jest stosowanie systemów uszczelnień o odpowiedniej klasie odporności ogniowej. Zastosowanie barier ogniochronnych ogranicza możliwość przeniesienia pożaru oraz gorących gazów pożarowych do wnętrza budynku, przyczyniając się do zwiększenia bezpieczeństwa pożarowego obiektu.

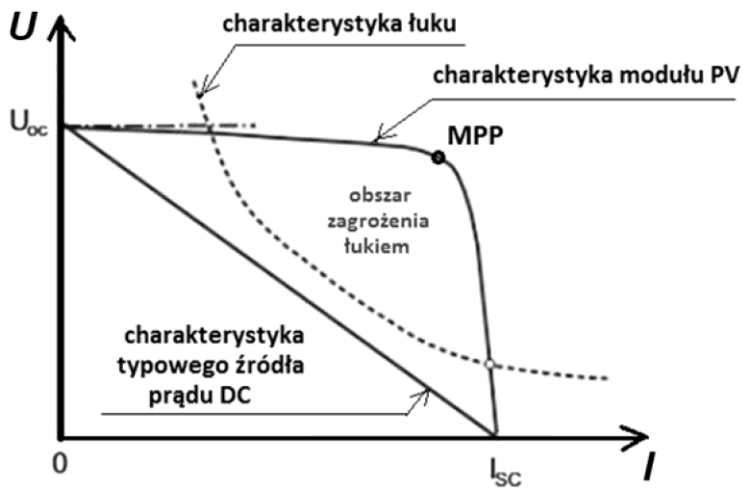
Na rysunku 12 przedstawiono zastosowanie dedykowanych narzędzi do zaciskania i dokręcania złączy MC4 zgodnie z normami i wymaganiami producenta. Porównano przykładowe parametry złącza (siła wyrywania i przekrój zaciśniętych żył przewodu) wykonanego prawidłowo ze złączem wykonanym przy użyciu szczypców uniwersalnych.



Rysunek 12. Stosowanie dedykowanych narzędzi do zaciskania i dokręcania złączy MC4 zgodnie z wymaganiami producenta.

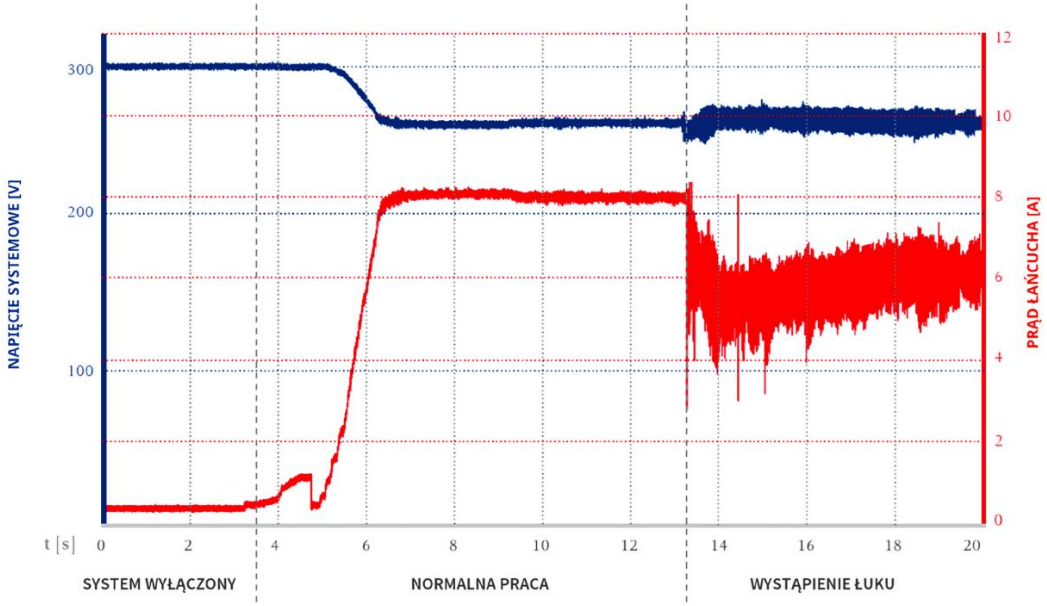
Źródło: opracowanie własne na podstawie (Fronius, 2020a).

Klasyczne źródło prądu stałego DC ma charakterystykę prostoliniową. Charakterystyka modułu PV jest częściowo podobna do źródła prądowego, a częściowo do źródła napięciowego (rysunek 13). Jeżeli nałożymy na te dwie zależności charakterystykę łuku elektrycznego to wyraźnie widać, że w przypadku modułu PV trudno jest uniknąć sytuacji, aby punkt pracy modułu znalazł się poza obszarem zagrożonym wystąpieniem łuku elektrycznego. Z tego powodu wszystkie łączniki i zabezpieczenia stosowane w instalacjach PV po stronie DC muszą być specjalnie zaprojektowane. Ich niewłaściwy dobór może być źródłem wystąpienia łuku elektrycznego, który z kolei może wywołać pożar instalacji. Łuki elektryczne w instalacjach PV mogą palić się dłużej przy mniejszych odstępach między stykami w porównaniu do konwencjonalnych systemów DC. Dzieje się tak dzięki obecności generatora posiadającego właściwości typowe dla źródła prądu. Ponadto rozdzielnice zaprojektowane dla konwencjonalnych źródeł prądu stałego niekoniecznie muszą wyłączać generator fotowoltaiczny o takich samych parametrach. Charakterystyka prądowo-napięciowa generatora PV sprzyja utrzymywaniu się łuków elektrycznych w instalacjach PV w przypadku ich awarii. Problem łuku elektrycznego w odniesieniu do ryzyka pożarowego zasługuje więc na szczególną uwagę.



Rysunek 13. Nałożenie charakterystyki prądowo-napięciowej modułu PV dla typowego źródła prądu stałego oraz łuku elektrycznego.
Źródło: opracowanie własne (Sarniak, 2019).

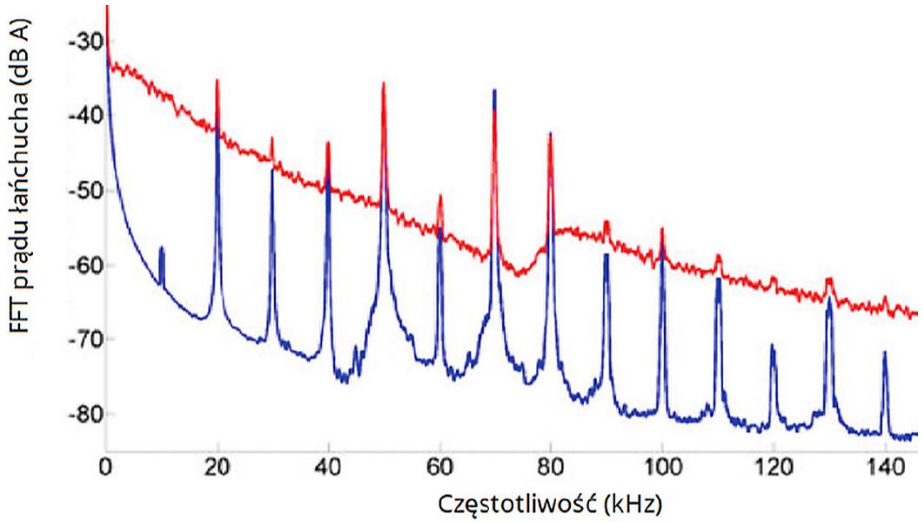
Wystąpienie łuku szeregowego znacząco wpływa na sygnały napięciowe i prądowe systemu PV (rysunek 14). Podczas normalnej pracy składowa zmiennego prądu sygnałów w dziedzinie czasu jest bardzo mała, natomiast w przypadku wystąpienia łuku sygnały są bardzo niestabilne, ze szczytami i dużą szybkością zmian.



Rysunek 14. Sygnał napięcia i prądu w systemie fotowoltaicznym w dziedzinie czasu, przed i podczas łuku.
Źródło:(Fronius, 2024).

Przy zastosowaniu szybkiej transformaty Fouriera FFT (*ang. Fast Fourier Transform*), przekształca sygnał z dziedziny czasu do dziedziny częstotliwości, sygnał taki może zostać przetworzony i przeanalizowany w widmie częstotliwości. W tym przypadku szum wywołany przez łuk można rozpoznać po wyższej amplitudzie składowych częstotliwości, które zwiększają ogólny poziom szumów systemu w porównaniu z normalnymi warunkami bez łuku

(rysunek 15). Podstawowe techniki wykrywania łuku porównują zmierzone wartości sygnału prądowego i napięciowego z określonymi wartościami progowymi, aby określić, czy system znajduje się w stanie wyładowania łukowego, czy też nie. Prawidłowo zaprojektowany detektor łuku powinien wykrywać łuki szeregowe z dużą niezawodnością i dokładnością, jednocześnie minimalizując ryzyko fałszywych alarmów.



Rysunek 15. Przykłady widma częstotliwości z łukiem (czerwone krzywe) i bez (niebieskie krzywe).
Źródło:(Fronius, 2024).

Zagadnienia związane z wykrywaniem łuku elektrycznego stały się jednym z priorytetów branży PV. Istnieją skuteczne sposoby nie tylko na wykrywanie łuku elektrycznego w fotowoltaice, ale również na jego przerwanie, zanim przejdzie on w zjawisko zagrażające życiu i mieniu. Podstawowym narzędziem do wykrywania łuku elektrycznego oraz jego przerywania jest tzw. moduł AFCI (*ang. Arc-Fault Circuit Interrupter*). AFCI to inaczej przerywacz obwodu łuku zwarciowego. Jest to rozwiązanie, które wykrywa i wygasza łuk elektryczny. Jednocześnie moduł AFCI informuje użytkownika o wystąpieniu niebezpiecznej sytuacji. Dzięki temu, ma on szansę znaleźć i usunąć potencjalnie niebezpieczny element instalacji fotowoltaicznej. Koncepcja AFCI nie jest ściśle związana z branżą fotowoltaiczną. Wyłączniki AFCI są stosowanego w różnego rodzaju instalacjach elektrycznych jako zabezpieczenie przed łukiem elektrycznym. W Stanach Zjednoczonych i Kanadzie są koniecznym elementem instalacji chroniącym gniazda elektryczne. Jedną z pierwszych firm, która wykorzystała AFCI w falownikach była marka SMA, która w 2012 roku zaprezentowała model falownika ze wbudowanym modułem AFCI, który był opracowany na rynek amerykański (miał m.in. odpowiadać wprowadzonym w 2011 roku normom *National Electrical Code*). Moduły AFCI są najczęściej wbudowywane w falowniki PV lub stosowane jako zewnętrzne dodatkowe urządzenia, by chronić instalacje PV przed pożarami.

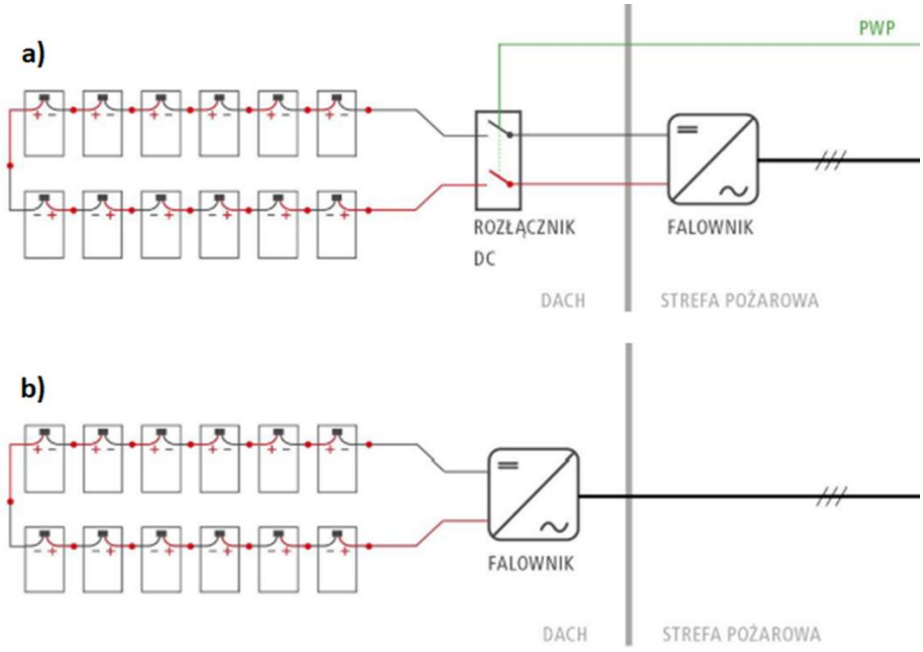
4. Dodatkowe zalecenia dotyczące falowników PV

W przypadku, kiedy należy zrealizować odłączenie zasilania przeciwpożarowym wyłącznikiem prądu (PWP) warto przytoczyć fragment z Dz. U. 2022 poz. 1225:

(Obwieszczenie Ministra Rozwoju i Technologii z Dnia 15 Kwietnia 2022 r. w Sprawie Ogłoszenia Jednolitego Tekstu Rozporządzenia Ministra Infrastruktury w Sprawie Warunków Technicznych, Jakim Powinny Odpowiadać Budynki i Ich Usytuowanie, 2022):

„…§ 183. 1. W instalacjach elektrycznych należy stosować: (…) 2. Przeciwpożarowy wyłącznik prądu, odcinający dopływ prądu do wszystkich obwodów, z wyjątkiem obwodów zasilających instalacje i urządzenia, których funkcjonowanie jest niezbędne podczas pożaru, należy stosować w strefach pożarowych o kubaturze przekraczającej 1000 m^3 lub zawierających strefy zagrożone wybuchem. 3. Przeciwpożarowy wyłącznik prądu powinien być umieszczony w pobliżu głównego wejścia do obiektu lub złącza i odpowiednio oznakowany. 4. Odcięcie dopływu prądu przeciwpożarowym wyłącznikiem nie może powodować samoczynnego załączenia drugiego źródła energii elektrycznej, w tym zespołu prądotwórczego, z wyjątkiem źródła zasilającego oświetlenie awaryjne, jeżeli występuje ono w budynku…”

Jeżeli w budynku występują strefy pożarowe o kubaturze powyżej 1000 m^3 lub przeciwpożarowy wyłącznik prądu (PWP), instalacja PV musi zostać zaprojektowana w sposób umożliwiający odłączenie od zasilania w energię elektryczną przewodów prowadzonych przez budynek. Na rysunku 16 przedstawiono dwa warianty rozłączania przewodów DC. Wariant z montażem falownika poza strefą pożarową jest rozwiązaniem kompromisowym, niewymagającym stosowana PWP.



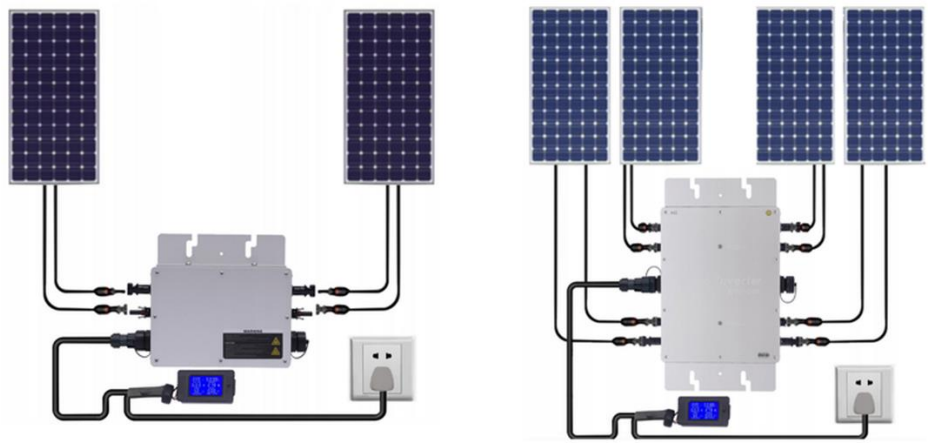
Rysunek 16. Dwa warianty umożliwiające odłączenie zasilania przewodów prowadzonych przez budynek: a) wariant z zewnętrznym rozłącznikiem DC i b) wariant z umiejscowieniem falownika oraz obwodów DC poza strefą pożarową.

Źródło: opracowanie własne na podstawie (Fronius, 2020b).

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

W niektórych krajach (np. USA) ostatnio w domowych instalacjach PV zaczęto masowo stosować mikrofalowniki PV (rysunek 17), które charakteryzują się następującymi zaletami:

- są 1-fazowymi falownikami PV typu on-grid,
- obsługują aktualnie od 2 do 6 modułów PV (pierwsze konstrukcje były dla pojedynczych modułów PV),
- każde wejście mikrofalownika PV jest wyposażone w niezależny moduł MPPT, czyli każdy moduł PV jest niezależnie optymalizowany i monitorowany,
- instalacja PV z mikrofalownikami jest wydajniejsza i bardziej odporna na częściowe zacienienie w skali roku (pomimo mniejszych wartości sprawności nominalnych),
- zapewniają dużą dowolność i elastyczność przy wymiarowaniu, rozmieszczeniu i rozbudowie instalacji PV,
- napięcie po stronie DC instalacji PV nie przekracza 60 V, czyli jest w zakresie bezpiecznym nawet w warunkach środowiskowych specjalnych,
- awaria pojedynczego mikrofalownika PV nie wpływa na pracę pozostałej części systemu PV,
- występują mniejsze straty na przewodach i złączach DC,
- mniejsza jest awaryjność i dłuższa gwarancja producenta mikrofalowników PV (np. firma Hoymiles udziela gwarancji nawet na 25 lat na wybrane modele) - szacuje się, że mikrofalowniki ulegają awarii przeciętnie ok. 100 razy mniej w stosunku do centralnych (stringowych),
- wadami stosowania mikrofalowników PV są: wyższy koszt instalacji PV, 1-fazowość i brak możliwości bezpośredniej współpracy z magazynami energii.



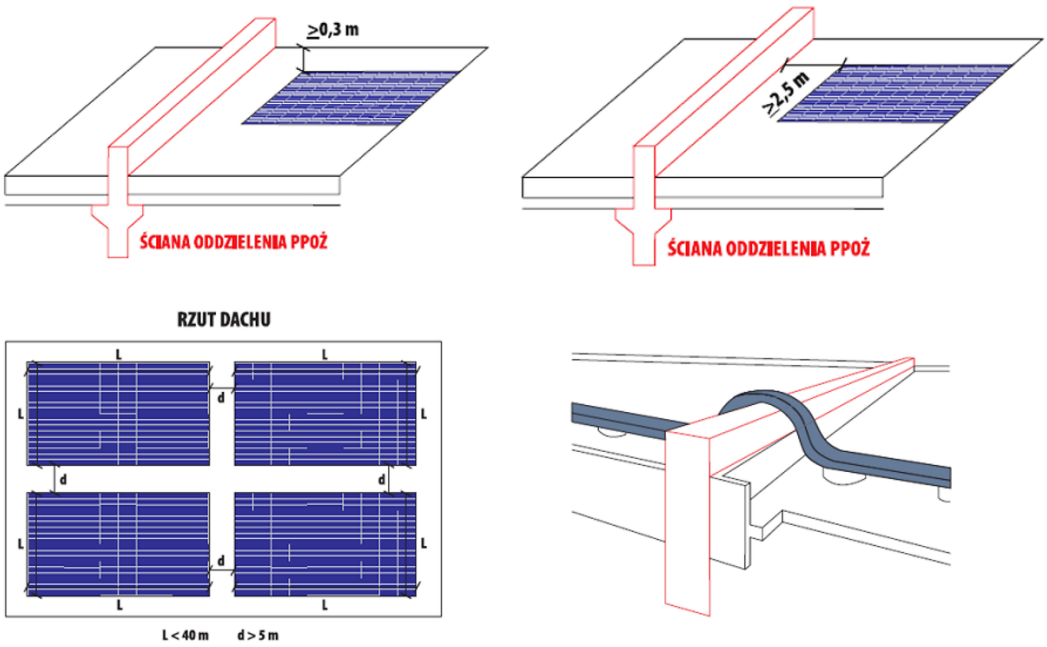
Rysunek 17. Dwa przykładowe mikrofalowniki PV obecnie obsługujące 2 i 4 moduły PV.
Źródło: opracowanie własne.

O nienajlepszej opinii o mikrofalownikach PV w Polsce zadecydowały dwa wydarzenia: wprowadzenie w roku 2014 i wycofanie z rynku w 2015 niezbyt udanych mikrofalowników firmy SMA (model: SB 240) oraz napływ złej jakości mikrofalowników z Chin w roku 2019. Żywotność projektowana obecnie produkowanych mikrofalowników PV wynosi ok. 40 lat (np. Deye, Fox, Hoymiles), a w przypadku centralnych (stringowych) żywotność rzeczywista to ok. 10 lat. Nowoczesne konstrukcje mikrofalowników PV są hermetycznie zamkniętymi, zalanymi żelami elektronicznymi, układami niewymagającymi chłodzenia i uziemienia (IP67 – klasa II).

Stosowanie mikrofalowników PV eliminuje podstawową przyczynę pożarów, czyli wysokie napięcie DC w połączeniach szeregowych na dachu budynku. Jeżeli obwód z mikrofalownikiem zabezpieczamy wyłącznikiem RCD to powinien on być typu B, gdyż wykrywają one prądy upływu DC oraz AC o wysokiej częstotliwości.

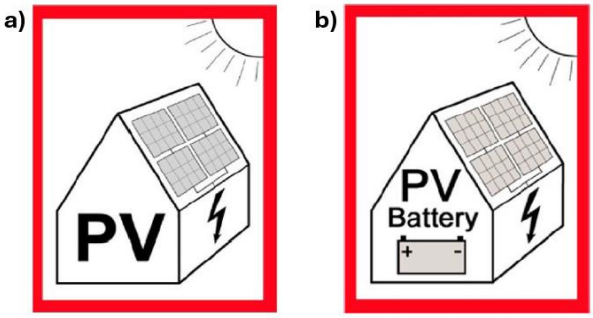
5. Zalecenia w zakresie posadowienia instalacji PV na budynku i właściwego oznakowania

Moduły PV powinny być lokalizowane na budynku przy uwzględnieniu architektury obiektu i jego zabezpieczeń przeciwpożarowych. Kluczowym zagadnieniem przy montażu modułów PV na dachu budynku jest usytuowanie ich względem ściany oddzielenia pożarowego (rysunek 18). Umieszczenie modułów PV bezpośrednio nad ścianą oddzielenia ppoż. jest niedopuszczalne. Jeżeli nie da się uniknąć przeprowadzenie tras kablowych nad taką ścianą, przewody należy zabezpieczyć przed rozprzestrzenianiem się pożaru. Dobrą praktyką jest zachowanie odległości separacyjnych między polami modułów, które dobrze, aby były większe niż 5m dla maksymalnego rozmiaru pola modułów 40 m. W przypadku montażu instalacji fotowoltaicznej na dachach najlepiej pola modułów fotowoltaicznych lokalizować na podłożu niepalnym lub zawierającym niepalną izolację cieplną. Jeżeli w danej lokalizacji występują tylko dachy pokryte materiałem palnym, pole modułów PV powinno się sytuować w taki sposób, aby dolna krawędź modułu była minimum kilkanaście centymetrów nad powierzchnią dachu.



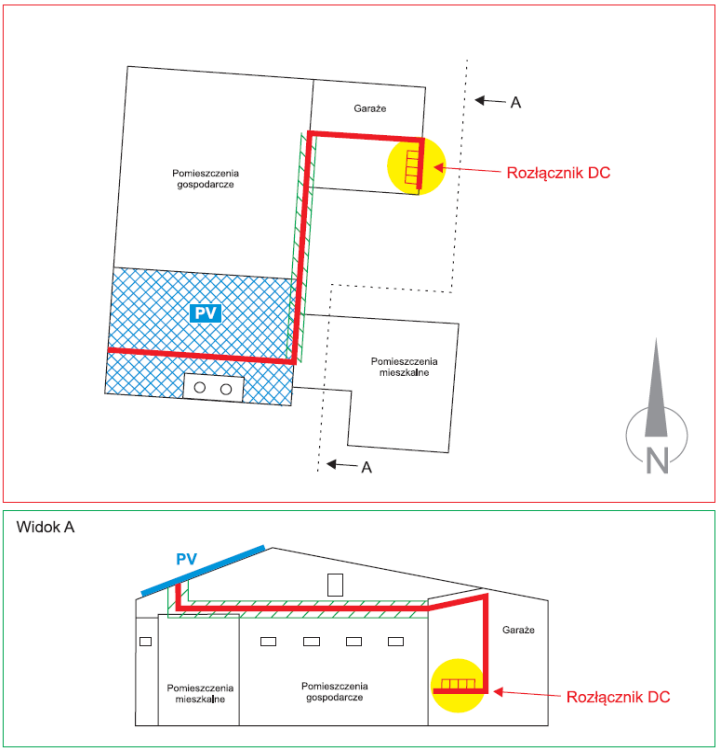
Rysunek 18. Rozmieszczenie pól modułów na budynku oraz przejście tras kablowych przez ścianę oddzielenia przeciwpożarowego.
Źródło: (SBF, 2026)

Osoby przyjmujące zgłoszenie o zdarzeniu nie zawsze dysponują pełnymi informacjami dotyczącymi obiektu oraz występujących w nim zagrożeń. Z tego względu budynki wyposażone w instalacje fotowoltaiczne powinny być odpowiednio oznakowane (rysunek 19).



Rysunek 19. Znak informujący, że obiekt jest wyposażony: a) w instalację PV, b) w instalację PV z magazynem energii.
Źródło: (Gancarczyk et al., 2021).

Oznakowanie obiektu oraz plan instalacji PV stanowią istotny element wsparcia działań ratowniczo-gaśniczych, umożliwiając szybsze rozpoznanie sytuacji oraz podejmowanie właściwych decyzji taktycznych. Informacje te są przydatne zarówno dla ratowników działających wewnątrz obiektu, jak i prowadzących działania z zewnątrz. W szczególności powinny one wskazywać lokalizację elementów mających znaczenie dla bezpieczeństwa działań ratowniczych, takich jak rozłączniki i wyłączniki obwodów DC. Piktogramy informujące o obecności instalacji PV zaleca się umieszczać przy głównym wyłączniku prądu, rozdzielnicy elektrycznej oraz innych punktach dostępu do instalacji elektrycznej. Natomiast schemat instalacji fotowoltaicznej, przeznaczony dla ekip ratowniczych, powinien być zlokalizowany w miejscu łatwo dostępnym, np. w szafce przyłącza elektroenergetycznego lub innym uzgodnionym punkcie zawierającym dokumentację techniczną obiektu (rysunek 20).



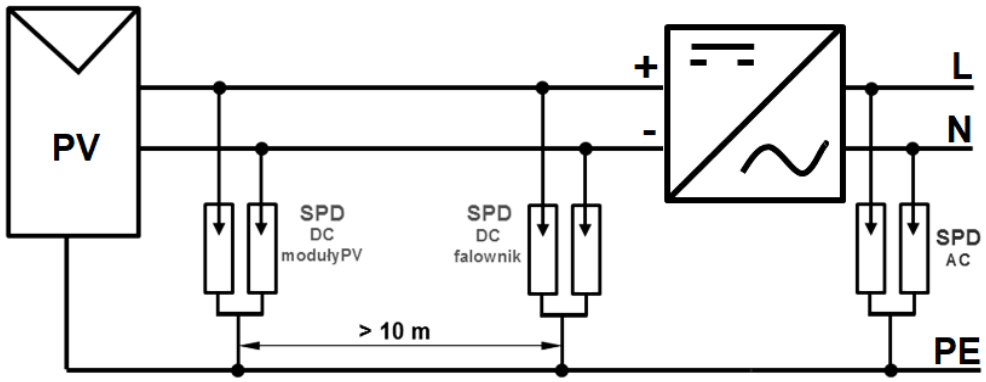
Rysunek 20. Przykład ogólnego planu domowej instalacji PV dla służb gaśniczych.
Źródło: (SFB, 2025).

6. Zasady ochrony przepięciowej systemów PV

Systemy PV wymagają również specjalnej ochrony przepięciowej w warunkach, kiedy jest on wyeksponowany na promieniowanie słoneczne i istnieje tylko ograniczona możliwość ekranowania elektromagnetycznego. Zastosowanie urządzeń ograniczających przepięcia SPD (*ang. Surge Protective Device*) wydaje się jedynym sensownym rozwiązaniem technicznym, mającym na celu ochronę instalacji przed niebezpiecznymi przepięciami. Wybór miejsca montażu i typu SPD nie jest łatwy bez znajomości realnego stanu instalacji w obiekcie. Usytuowanie ograniczników przepięć powinno być zawsze jak najbliżej chronionego obiektu. Oprócz wielkości generatora PV (liczby stringów) oraz położenia falownika duże znaczenie mają też następujące czynniki:

- czy budynek ma urządzenie piorunochronne LPS (*ang. Lightning Protection System*),
- który typ ograniczników przepięć (Typ 1 lub Typ 2) zostanie zastosowany.

Ograniczniki przepięć w instalacjach PV należy tak dobierać, aby zapewniony poziom ochrony był niższy niż maksymalne napięcie wytrzymywane przez falowniki i moduły PV. Ograniczniki przepięć chronią instalację PV przed przepięciami łączeniowymi lub pochodzącymi od wyładowań atmosferycznych bezpośrednich i pośrednich. Podobnie jak to było z bezpiecznikami nadprądowymi, tak i tu nie wolno stosować ochronników do instalacji AC. Powodem jest znów prąd stały, który bardziej destrukcyjnie oddziałuje na typowy materiał warystora (ZnO) ochronnika przepięć i wywołuje z czasem coraz większe prądy upływowe. Dlatego też ochronniki do instalacji PV są najczęściej budowane z wykorzystaniem iskierników gazowych o bardzo wysokiej rezystancji (do ok. 10 GΩ). Jako główne kryterium przyjęto tu fakt zapewnienia ochrony odgromowej budynku. Jeżeli istnieje LPS – stosujemy ograniczniki przepięć typu 1, a jeżeli nie typu 2. Jeżeli nie można zachować bezpiecznych odstępów izolacyjnych od istniejącej instalacji odgromowej (LPS), to również należy zastosować ochronniki typu 2. A jeżeli odległość pomiędzy falownikiem i generatorem PV nie przekracza 10 m, to wystarczy zastosować tylko jeden ogranicznik (najczęściej w skrzynce stringowej), w przeciwnym przypadku stosujemy dwa ograniczniki (rysunek 21).



Rysunek 21. Schemat rozmieszczenia elementów ochrony przepięciowej w systemie PV.
Źródło: opracowanie własne (Sarniak, 2019).

W tabeli 1 przedstawiony został przykładowy schemat ochrony przepięciowej instalacji fotowoltaicznej na dachu budynku z urządzeniem piorunochronnym izolowanym od instalacji PV. „Izolowany" oznacza w tym kontekście, że nie ma połączeń między metalowymi

elementami instalacji PV, a urządzeniem piorunochronnym oraz że zachowany jest minimalny odstęp izolacyjny.

Tabela 1. Ogólne wytyczne doboru typów zabezpieczeń SPD w systemie PV.

Czy jest LPS?	Czy zachowano odstępy izolacyjne „s" od LPS?	Odległość pomiędzy modułami PV i falownikiem	SPD DC moduły PV	SPD DC falownik	SPD AC
tak	tak	< 10 m	-	typ 2	typ 1
		> 10 m	typ 2	typ 2	
	nie	< 10 m	-	typ 1	
		> 10 m	typ 1	typ 1	
nie	-	< 10 m	-	typ 2	typ 2
		> 10 m	typ 2	typ 2	

Źródło: opracowanie własne (Sarniak, 2019).

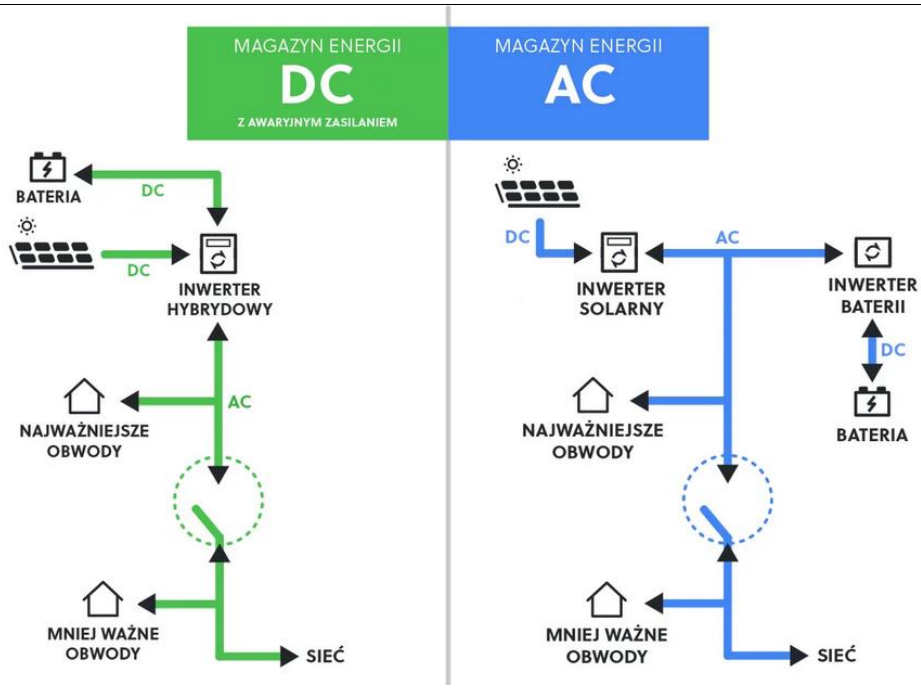
Minimalny odstęp izolacyjny musi być wyliczony dla każdego budynku oddzielnie na podstawie wymiarów budynku i zewnętrznej ochrony odgromowej. We współczesnych budynkach wynosi on zazwyczaj powyżej 0,5 m. Jeżeli odstęp izolacyjny nie może być zachowany, należy wykonać połączenie pomiędzy metalowymi elementami instalacji PV i elementami zewnętrznego LPS. W zależności od tego, czy instalacja PV znajduje się obszarze chronionym przez urządzenie piorunochronne i czy odstęp izolacyjny jest zachowany, dobiera się odpowiedni typ zabezpieczeń SPD do ochrony wejść DC i AC falownika.

7. Wymagania dla instalacji PV z magazynami energii

Zmiany w sposobie rozliczeń za energię oddawaną do sieci EE wymusza na prosumentach (fleksumentach) stosowanie magazynów energii. Magazyn energii typu DC od AC (rysunek 22) różni się typem akumulatora (wysokonapięciowe dla magazynu DC, niskonapięciowe dla AC) i liczbą urządzeń współpracujących. Magazyn energii DC jest tańszy niż AC, bo dzieli z instalacją PV wspólny falownik, a wersja AC wymaga dwóch falowników - jednego do fotowoltaiki i drugiego do akumulatora. Niestety musi to być specjalny rodzaj falownika - falownik hybrydowy - zatem montaż magazynu energii musi przebiegać wraz z montażem fotowoltaiki, co wymaga planowania z wyprzedzeniem.

Najważniejsze korzyści z zastosowania magazynu energii to:

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



Rysunek 22. Dwa podstawowe typy domowych magazynów energii DC i AC.
Źródło: (Kaczmarczyk, 2024).

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

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

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

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

- z reguły ogniwa litowo-jonowe nie są przeznaczone do pracy i przechowywania w temperaturach powyżej 60°C,
- sporadycznie stosowane są akumulatory litowo-jonowe o dopuszczalnej temperaturze pracy 85°C,

- optymalna temperatura pracy wynosi od 20°C do 40°C - w tym zakresie temperatur akumulator litowo-jonowy ma najwyższą wydajność i żywotność - w ujemnych temperaturach mogą pojawić się groźne mechanizmy starzenia, które prowadzą do nieodwracalnego uszkodzenia ogniw.

Bezpieczeństwo pracy systemów magazynowania energii oprócz awarii ogniw litowo-jonowych wynikających z powodu zwarć należy unikać również głębokiego ich rozładowania. System zarządzania baterią BMS musi rozpoznać takie krytyczne stany i zablokować układ. Aby zapobiec głębokiemu rozładowaniu, w projekcie systemu należy przewidzieć ładowanie małych systemów magazynowania poprzez publiczną sieć energetyczną, a w razie potrzeby z awaryjnego generatora prądu (zewnętrznego urządzenia). W przypadku przeładowania nie wolno przekraczać górnych granic napięcia ogniw.

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

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

Elementów bateryjnych systemów magazynowych nie wolno mocować bezpośrednio do ścian drewnianych lub wykonanych z innych materiałów palnych. W związku z występowaniem wysokich prądów w systemach bateryjnych, wraz ze wzrostem długości przewodów DC wzrastają też straty cieplne. Zarówno do systemu bateryjnego, jak również do systemu fotowoltaicznego zaleca się stosowanie rozłącznika DC (może być w wykonaniu ze zdalnym wyzwalaniem, przy czym powinien on być zlokalizowany w rejonie bezpiecznika głównego budynku) i powinien być odpowiednio oznakowany. Jednym z ważniejszych elementów planistycznych w przypadku bateryjnych systemów magazynowych są szczeliny wentylacyjne i radiatory zabudowane w pomieszczeniach, w których znajdują się baterie. Muszą zapewnić optymalne chłodzenie i z tego samego powodu urządzenia nie powinny być montowane blisko siebie. Bateryjny system magazynowy wraz ze wszystkimi elementami składowymi należy wyraźne oznakować, aby umożliwić służbom straży pożarnej szybkie rozpoznanie, że na terenie znajduje się system fotowoltaiczny wyposażony w system bateryjny.

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

- Woda lub wodne środki gaśnicze, mogą najskuteczniej spowolnić lub zatrzymać postępujący rozkład termiczny ogniw litowo-jonowych (*ang. Thermal Runaway*), ponieważ ogniwo Li-Ion zaczyna się rozkładać już w temperaturze ok. 130 °C, dlatego rozkład jednego ogniwa może wywołać rozkład kolejnych ogniw i w takim przypadku ogniwa znajdujące się w zestawie bateryjnym mogą rozkładać się jedno po drugim.
- Aby zapobiec dalszej degradacji ogniw, należy je natychmiast schłodzić. Chłodzenie ogniw/akumulatorów/magazynów powinno trwać wystarczająco długo (nawet kilka lub kilkanaście godzin), aby zmniejszyć prawdopodobieństwo dalszej ich degradacji. Wystarczy regularne zwilżanie wodą. Jeśli temperatury były wcześniej bardzo wysokie lub systemy magazynowe są duże, to ogniwa mogą rozkładać się przez dłuższy czas (akcja ratownicza może trwać nawet 24 godziny). Woda ma również tę zaletę, że wypłukuje z gazów spalinowych niebezpieczny fluorowodór.

- Nawet jeśli elementy ogniwa wejdą w bezpośredni kontakt z wodą gaśniczą, to nie ma ryzyka niebezpiecznej reakcji z litem i wynikającego z tego powstania wybuchowego wodoru. Niemniej jednak obszar ten powinien być dobrze wentylowany, przy zachowaniu pełnej ostrożności. Stosując gazowe środki gaśnicze nie uzyskamy dostatecznego efektu chłodzenia, co w przypadku pożaru ogniw bateryjnych jest bardzo istotne (w początkowej fazie pożaru).
- Użycie proszku przeciwpożarowego nie jest ani praktyczne, ani konieczne. Ponieważ proszek nie ochładza się, ten środek gaśniczy ma niewielki wpływ na dalszy przebieg pożaru. Ponadto uwolniony kwas fluorowodorowy nie zostanie przez niego związany. Środki gaśnicze na bazie proszku dobrze się sprawdzają w przypadku automatycznych systemów gaśniczych.
- Zastosowanie środków gazowych, wypierających tlen tłumi pożar elektrolitu organicznego i zmniejsza uwalnianą energię. Jednakże w takim przypadku również nie ma efektu chłodzenia, a tlen w ogniwie umożliwia przynajmniej częściowe utlenienie rozpuszczalnika nawet bez zewnętrznego tlenu atmosferycznego.
- Mechaniczne zniszczenie ogniwa lub modułu bateryjnego może spowodować wyciek elektrolitu ogniwa. Ulatniający się elektrolit jest palny i powoduje korozję ze względu na zawartą w nim przewodzącą sól. W zależności od temperatury zapłonu użytego elektrolitu, w rzadkich przypadkach opary mogą tworzyć atmosferę wybuchową.

Aktualny projekt Warunki Techniczne 2026 nakłada następujące ograniczenia w zakresie instalacji magazynów energii w obiektach budowlanych:

- w mieszkaniach dopuszcza się magazyny do 11 kWh pojemności i 3,7 kW mocy,
- 30 kWh dla domów jednorodzinnych,
- 600 kWh na strefę pożarową w budynkach przemysłowych.

Dodatkowo zaproponowano następujące formalne wymogi w zależności od pojemności:

- do 30 kWh - brak obowiązku zgłoszenia i pozwolenia na budowę dla typowych instalacji prosumenckich,
- od 30 do 300 kWh - wymagane zgłoszenie budowy, dokumentacja techniczna, uzgodnienia przeciwpożarowe oraz projekt uprawnionej osoby,
- powyżej 300 kWh - konieczność uzyskania pozwolenia na budowę.

Propozycje te są krytykowane m. in. przez Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej i Magazynowania Energii jako zbyt restrykcyjne, będące czynnikiem ograniczającym opłacalność inwestycji w fotowoltaikę.

Aktualnie pojawiają się na rysku magazyny energii zbudowane z ogniw wykonanych w technologii sodowo-jonowej, które wykorzystują sód zamiast droższego i trudniej dostępnego litu. Sód jest pierwiastkiem powszechnym i tanim (pozyskiwanym m.in. z soli kuchennej), co uniezależnia produkcję od rzadkich metali i ułatwia recykling. Akumulatory te mogą pracować w znacznie niższych temperaturach niż standardowe ogniwa litowe – nawet do -30°C bez ryzyka szybkiej degradacji. Wykazują wysoką stabilność termiczną i są bezpieczniejsze w eksploatacji. Ustępują nieco technologii litowo-jonowej pod względem ilości magazynowanej energii w przeliczeniu na masę (sodowo-jonowe: 100–160 Wh/kg, a litowo-jonowe: 150–300 Wh/kg) i objętość, co ma jednak mniejsze znaczenie w stacjonarnych magazynach domowych.

8. Podsumowanie i wnioski

Dynamiczny rozwój fotowoltaiki w Polsce, wspomagany ograniczonymi czasowo i kwotowo programami wsparcia inwestycji, przyczynił się do rekordowych przyrostów mocy zainstalowanej, ale stwarza równolegle zagrożenia w zakresie doboru urządzeń i oprzyrządowania oraz jakości wykonania instalacji PV. Krótkoterminowe szkolenia instalatorów PV oraz konieczność zapewnienia wszystkich komponentów systemów PV dla bardzo dużej liczby firm instalatorskich (ok. 30 000), przy istniejącej presji chęci wykorzystania dofinansowań przez inwestorów w określonym czasie, może stanowić potencjalne źródło zaniedbań i odstępstw od dobrych praktyk instalatorskich.

Dobrym podsumowaniem rozważań jest przypomnienie stwierdzenia, że prawidłowo zaprojektowana i wykonana instalacja PV nie stwarza zagrożenia pożarowego, a żeby tak było należy stosować, np. fotowoltaiczny dekalog dobrych praktyk (SFB, 2025), sformułowany przez Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej i Magazynowania Energii, który obejmuje:

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

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

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

9. Literatura

Agencja Rynku Energii. (2026). *Produkcja energii elektrycznej*. https://www.are.waw.pl/

Chorowski, M., & Malecha, Z. (2024). Granice implementacji technologii energetycznych postulowanych przez europejski zielony ład. In A. Bartoszewicz (Ed.), *Drapieżny Zielony (Nie) Ład*. Wydawnictwo NSZZ „Solidarność" & Tysol sp. z o.o.

Conibeer, G., & Willoughby, A. (2014). *Solar Cell Materials: Developing Technologies*. John Wiley & Sons, Ltd.

European Commission. (2026). *Photovoltaic Geographical Information System*. https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html

Fronius. (2020a). *Bezpieczeństwo pożarowe instalacji PV wytyczne ds. zabezpieczeń ppoż. -Biała Księga - Wytyczne dla projektantów, instalatorów oraz rzeczoznawców ds. zabezpieczeń ppoż.* Fronius Polska Sp. z o.o.

Fronius. (2020b). *Uzgadnianie projektów instalacji PV z rzeczoznawcą ds. zabezpieczeń przeciwpożarowych- Biała Księga - Wytyczne dla projektantów, instalatorów oraz rzeczoznawców ds. zabezpieczeń ppoż.*

Fronius. (2021). *Ograniczenie ryzyka wystąpienia pożaru w instalacjach PV - Biała Księga - Instrukcje dla projektantów, instalatorów oraz rzeczoznawców ds. zabezpieczeń ppoż.* Fronius Polska Sp. z o.o.

Fronius. (2024). *Arc Guard: ochrona przed łukiem w systemach fotowoltaicznych - Biała Księga*. Fronius Polska Sp. z o.o.

Gancarczyk, P., Kielin, J., Kołodziejczyk, T., Piasecki, M., & Zboina, J. (2021). *Wybrane zagadnienia użytkowe i bezpieczeństwa w instalacjach fotowoltaicznych*. Wydawnictwo CNBOP-PIB

IRENA. (2026). *Renewable Power Generation Costs*. https://www.irena.org

Kaczmarczyk, D. (2024). *Magazyn energii*. https://fotowoltaikaonline.pl/magazyn-energii

Kalogirou, S. (2018). *McEvoy's Handbook of Photovoltaics*. Elsevier. https://doi.org/10.1016/C2015-0-01840-8

Kielin, J. (2021). *Poradnik. Ocena ryzyka pożarowego w instalacjach fotowoltaicznych. Określenie koncepcji bezpieczeństwa w celu minimalizacji ryzyka.* Wydawnictwo CNBOP-PIB

Messenger, R. A., & Ventre, A. (2017). *Photovoltaic Systems Engineering*. CRC Press Taylor & Francis Group.

Obwieszczenie Marszałka Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej z Dnia 27 Marca 2026 r. w Sprawie Ogłoszenia Jednolitego Tekstu Ustawy - Prawo Budowlane (2026). Dz.U. 2026 poz. 524

Obwieszczenie Ministra Rozwoju i Technologii z Dnia 15 Kwietnia 2022 r. w Sprawie Ogłoszenia Jednolitego Tekstu Rozporządzenia Ministra Infrastruktury w Sprawie Warunków Technicznych, Jakim Powinny Odpowiadać Budynki i Ich Usytuowanie (2022). Dz.U. 2022 poz. 1225

Polska Energia. (2024). *Nasłonecznienie i liczba słonecznych dni w Polsce - co warto wiedzieć?* https://polska-energia.com/naslonecznienie-i-liczba-slonecznych-dni-w-polsce-co-warto-wiedziec/

Polski Komitet Normalizacyjny. (2016). *Ochrona przed porażeniem prądem elektrycznym – Wspólne aspekty instalacji i urządzeń (PN-EN 61140:2016-07)*.

Polski Komitet Normalizacyjny. (2017). *Instalacje elektryczne niskiego napięcia - Część 4-41: Ochrona dla zapewnienia bezpieczeństwa - Ochrona przed porażeniem elektrycznym (PN-HD 60364-4-41:2017-09)*.

PSE. (2026). *Rynkowa miesięczna cena energii elektrycznej (RCEm)*. https://www.pse.pl

Rynek Elektryczny. (2026). *Moc zainstalowana fotowoltaiki w Polsce – MAJ 2026 AKTUALIZACJA*. https://www.rynekelektryczny.pl/moc-zainstalowana-fotowoltaiki-w-polsce/

Sarniak, M. (2019). *Systemy fotowoltaiczne*. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej.

Sarniak, M. (2024). Autokonsumpcja i samowystarczalność w aspekcie doboru wielkości magazynu energii prosumenckiej mikroinstalacji fotowoltaicznej. *Rynek Energii*, *1(170)/202*.

SBF. (2026). *Poradnik: Bezpieczeństwo przeciwpożarowe instalacji PV – wytyczne w zakresie projektowania i wykonania*. Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej i Magazynowania Energii. https://polskapv.pl/do-pobrania/

SFB. (2025). *Poradnik: Fotowoltaiczny dekalog dobrych praktyk: 10 zasad bezpiecznej instalacji PV PPOŻ*. Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej i Magazynowania Energii. https://polskapv.pl/do-pobrania/

Ustawa z Dnia 20 Lutego 2015 r. o Odnawialnych Źródłach Energii (2015). Dz.U. 2015 poz. 478

Weißbach, D., Ruprecht, G., Huke, A., Czerski, K., Gottlieb, S., & Hussein, A. (2013). Energy intensities, EROIs (energy returned on invested), and energy payback times of electricity generating power plants. *Energy*, *52*, 210–221. https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.01.029