



Politechnika Wroclawska

WYDZIAŁ ELEKTRYCZNY

KIERUNEK: ELEKTROTECHNIKA

SPECJALIZACJA: ELEKTROTECHNIKA W PRZEMYSŁE

Tomasz Tomaszewski

Nr albumu: 186652

**Koncepcje zabezpieczenia przeciwporażeniowego instalacji
elektrycznych budynków jednorodzinnych wyposażonych w
źródła odnawialne**

*Concepts of electrical shock protection of homes equipped with
renewable energy sources*

MAGISTERSKA PRACA DYPLOMOWA

Studia: stacjonarne

Opiekun: Dr hab. inż. Zbigniew Leonowicz

Konsultant:

Katedra Elektrotechnologii I-7

.....
ocena data, podpis opiekuna

Wrocław, 2015

Spis treści

1. Wstęp	4
1.1. Cel pracy	5
1.2. Charakterystyka zawartości rozdziałów	5
2. Oddziaływanie prądu elektrycznego na organizm ludzki	6
3. Podział środków ochrony przed porażeniem prądem elektrycznym	10
3.1. Ochrona przed dotykiem bezpośrednim (ochrona podstawowa)	10
3.2. Ochrona przed dotykiem pośrednim (ochrona dodatkowa)	11
4. Zasilanie domów jednorodzinnych za pomocą energii odnawialnej	13
4.1. Energia słoneczna	13
4.1.1. Praca wyspowa instalacji fotowoltaicznej	14
4.1.1.1. Bezpośrednie zasilanie urządzeń prądu stałego	15
4.1.1.2. Zasilanie urządzeń prądu stałego z wykorzystaniem regulatora ładowania	16
4.1.1.3. Zasilanie urządzeń prądu stałego i przemiennego z wykorzystaniem przetwornicy DC/AC oraz regulatora ładowania	17
4.1.2. Praca instalacji fotowoltaicznej na sieć sztywną	18
4.2. Energia wiatru	19
4.3. Energia wodna	20
4.4. Energia z biomasy	21
5. Ochrona przeciwporażeniowa w systemach fotowoltaicznych	22
5.1. Bezpieczniki	23
5.2. Wyłączniki nadprądowe	28
5.3. Kable łączące moduły PV	29
5.4. Instalacja odgromowa	31
5.5. Ochrona przepięciowa w systemie PV	34
5.6. Uziom i połączenie wyrównawcze	38
6. Projekt systemu fotowoltaicznego na dachu budynku jednorodzinnego	39
6.1. Założenia do projektu	41
6.2. Wyznaczenie parametrów znamionowych	42
6.3. Dobór zabezpieczenia kabli przed zwarciami po stronie prądu stałego	45
6.4. Dobór napięcia znamionowego wkładki topikowej (gPV)	46
6.5. Dobór ograniczników przepięć (SPD)	48
6.6. Zabezpieczenie po stronie prądu przemiennego	49
6.7. Schemat instalacji	51
7. Podsumowanie- wnioski i spostrzeżenia	52
8. Literatura	54

1. Wstęp

Odnawialne źródła energii- OZE są źródłami energii, których wykorzystywanie nie wiąże się z długotrwałym deficytem, ze względu na to, że ich zasoby odnawiają się w krótkim czasie.

Racjonalne użytkowanie energii produkowanej z odnawialnych źródeł, takich jak energii rzek, wiatru, promieniowania słonecznego, geotermalnej oraz biomasy jest jednym z istotnych komponentów zrównoważonego rozwoju, przynoszącym wymierne efekty ekologiczno- energetyczne. Wzrost zapotrzebowania na energię odnawialną spowodowany jest szybkim rozwojem gospodarki, ograniczoną ilością zasobów kopalnianych, a także brakiem uciążliwości dla środowiska. Polska aktywność w tematyce odnawialnych źródeł energii wydaje się być „uśpiona” bogatymi złożami węgla. Dzięki wejściu do Unii Europejskiej nasz kraj zobowiązany jest do przestawienia się na energię odnawialną, której udział w 2010 roku wyniósł około 7,5 % energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł w zużyciu energii elektrycznej, a w 2020 roku ma wynieść około 15 %. W Polsce najczęściej wykorzystywaną energią odnawialną jest energia promieniowania słonecznego. [2]

Nieostrożne używanie sprzętu elektrycznego, naprawa urządzeń i instalacji elektrycznej przez osoby nie posiadające odpowiednich kwalifikacji, powoduje, że prąd elektryczny może stać się śmiertelnym zagrożeniem. Przyczyną około 70 % wypadków porażenia lub poparzenia prądem elektrycznym jest niewłaściwe postępowanie człowieka, wynikające z braku umiejętności, lekkomyślności lub niedoskonałości techniczną rozwiązań instalacji elektrycznych. Dlatego podstawowa znajomość przepisów bezpieczeństwa w tej dziedzinie powinna być znana społeczeństwu.

Miarą oceny stanu bezpieczeństwa pod względem porażeniowym w skali kraju jest liczba wypadków śmiertelnych przypadających na milion mieszkańców w ciągu roku. W Polsce wskaźnik ten wynosi obecnie około 7,5. W innych, najbardziej uprzemysłowionych krajach Europy, tylko 1,3 – 2,0. W kraju wybucha też corocznie wiele tysięcy pożarów mieszkań i całych obiektów budowlanych, znaczna ich część, bo około 30%, jest przypisywana wadom instalacji i urządzeń elektrycznych. Jest to udział znacznie większy niż w innych krajach Europy.

Stale prowadzone są prace nad poprawą jakości oraz skuteczności działania urządzeń i systemów ochrony przeciwporażeniowej. Może w przyszłości, dzięki temu doczekamy się w 100 % bezpiecznych instalacji elektrycznych.

Adresatem niniejszej pracy są osoby, które chciałyby zapoznać się z podstawową wiedzą z zakresu zabezpieczenia instalacji fotowoltaicznej, szczególnie przy pracy na sieć (grid-on) jak również wszystkich wykonawców, którzy tę wiedzę posiadają, ale chcieliby ją przypomnieć i uporządkować.

1.1. Cel pracy

Celem pracy jest przegląd norm dotyczących zabezpieczenia instalacji elektrycznej w domach jednorodzinnych przy zasilaniu energią odnawialną, jak także, zaprezentowanie zagrożeń oraz ich unikania.

Kolejnym celem pracy jest zaprezentowanie pracy wyspowej przy zasilaniu domu jednorodzinnego, przegląd aparatury przeciwporażeniowej oraz sam projekt instalacji.

1.2. Charakterystyka zawartości rozdziałów

Praca będzie składać się z ośmiu rozdziałów. W kolejnych rozdziałach opisano następujące zagadnienia.

W Rozdziale pierwszym zaprezentowano krótki wstęp do zagłębienia czytelnika w dziedzinie bezpieczeństwa człowieka w instalacjach elektrycznych.

Kolejny rozdział mówi nam o zagadnieniach związanych z oddziaływaniem prądu elektrycznego na organizm ludzki.

W rozdziale trzecim opisano podział środków ochrony przed porażeniem prądem elektrycznym.

Rozdział czwarty zawiera opis możliwości zasilania domów jednorodzinnych za pomocą energii odnawialnych.

W rozdziale piątym zawarto tematykę związaną z zabezpieczeniem instalacji fotowoltaicznej.

W Następnym rozdziale zawarty jest projekt instalacji fotowoltaicznej na dachu budynku jednorodzinnej pracującej na sieć. Szczegółowy opis doboru zabezpieczenia oraz urządzeń koniecznych do prawidłowego zadziałania instalacji.

W rozdziale siódmym podsumowano całą pracę, zawarto wnioski oraz spostrzeżenia wynikające z przeprowadzonych rozważań oraz wykonania projektu..

W ostatnim rozdziale zaprezentowano przegląd literatury.

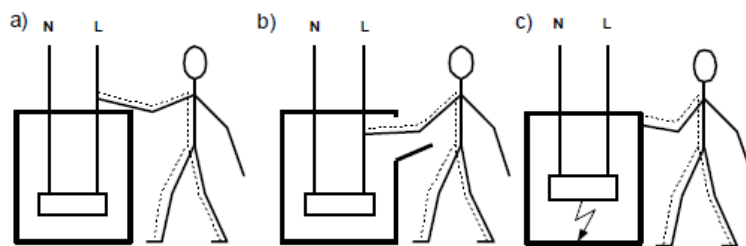
2. Oddziaływanie prądu elektrycznego na organizm ludzki

W ostatnich latach Międzynarodowa Komisja Elektrotechniczna (IEC) szczegółowo analizowała prace badawcze w zakresie oddziaływań prądu elektrycznego na organizm ludzki. Publikacje wniosków z badań dotyczących reakcji organizmów żywych, spowodowało wydanie kolejnych wydań raportów 479 Komisji IEC. Przepisy ochrony przeciwporażeniowej zawarte są w normie PN- IEC (HD) 60364.

Porażeniem prądem nazywamy skutki chorobowe wywołane przez przepływ energii elektrycznej przez organizm ludzki. Przepływ prądu elektrycznego przez ciało człowieka może wywołać wiele szkodliwych zmian fizycznych, chemicznych i biologicznych, a nawet utratę życia. Skutki porażenia mogą ujawnić się nawet po paru latach. Prąd powodujący wyżej wymienione zmiany nazywany jest prądem rażeniowym. Bezpośrednią przyczyną przepływu prądu rażeniowego jest dotknięcie przez rażonego dwóch części obwodu o różnym potencjale. Najczęściej poprzez zamknięcie obwodu części przewodzącej urządzenia elektrycznego a części przewodzącej obcej. Zwykle częściami przewodzącymi obcymi są przewodzące stanowiska mające potencjał ziemi. Sytuacje rażeniowe dzielimy na:

- rażenie przy dotyku bezpośrednim- dotknięcie części czynnej,
- rażenie przy dotyku pośrednim- dotknięcie części dostępnej.

Na rysunku 2.1. przedstawiono przykładowe rażenia prądem przy dotyku bezpośrednim jak i pośrednim.



Rys. 2.1. Rażenia przy dotyku bezpośrednim (a, b) oraz pośrednim (c).

Źródło: Lech Danielski, Materiały pomocnicze do wykładu z przedmiotu „Bezpieczeństwo elektryczne”

Najbardziej niebezpieczne dla osób poszkodowanych są prądy o częstotliwości w przedziale 40- 60 Hz. Konsekwencja porażenia prądem może wywołać:

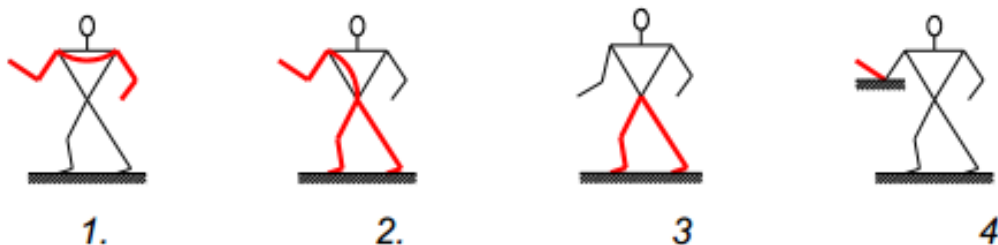
- skurcze mięśni (szczególnie mięśni zginających),
- oparzenia wewnętrzne i zewnętrzne,
- utarte świadomości,
- zatrzymanie oddychania,
- zakłócenia pracy serca (szczególnie migotanie komór serca przy częstotliwościach o wartości 40-60 Hz). [6]

Następstwa zetknięcia się żywego organizmu z częściami obwodu elektrycznego znajdującego się pod napięciem zależne są od:

- rodzaju prądu rażeniowego (stały lub przemienny)
- natężenia prądu rażeniowego,
- częstotliwości prądu rażeniowego,
- czasu oraz drogi przepływu prądu rażeniowego,
- impedancji ciała człowieka. [5]

Prąd przemienny o częstotliwości 40-60 Hz jest bardziej szkodliwy, niż prąd stały o tej samej wartości. Wraz ze wzrostem częstotliwości zmniejsza się szkodliwość reakcji na prąd rażeniowy.

Różne drogi przepływu prądu człowieka przedstawione są na rysunku 2.2. Najniebezpieczniejsze są drogi przepływu przez serce i obręb klatki piersiowej, czyli droga ręka-ręka oraz ręka-stopą (najgroźniejszy to lewa ręka-stopą).



Rys.2.2.Przebiegi prądu rażeniowego przez ciało człowieka 1. ręka-ręka 2. ręka-stopą 3. stopą-stopą 4. ręka-łokieć.

Źródło: <http://slideplayer.pl/slide/62695/>

Ciało ludzkie stanowi dla prądu określoną impedancję, która nie jest wartością stałą. Zawarta jest w zakresie 500-1000 Ω . Przy niskich napięciach dotykowych impedancja skóry ma znaczny wpływ na impedancję całego ciała. Wraz ze wzrostem napięcia dotykowego wpływ ten staje się coraz mniejszy i pomijalnie mały przy wartościach powyżej 150 V napięcia dotykowego. Napięcia 250 V powoduje częściowe lub całkowite przebicie skóry. Impedancja ciała człowieka zależna jest od:

- częstotliwości prądu,
- wilgotności skóry,
- wartości napięcia dotykowego,
- warunków środowiskowych,
- miejsca ciała dotykającego element pod napięciem. [4]

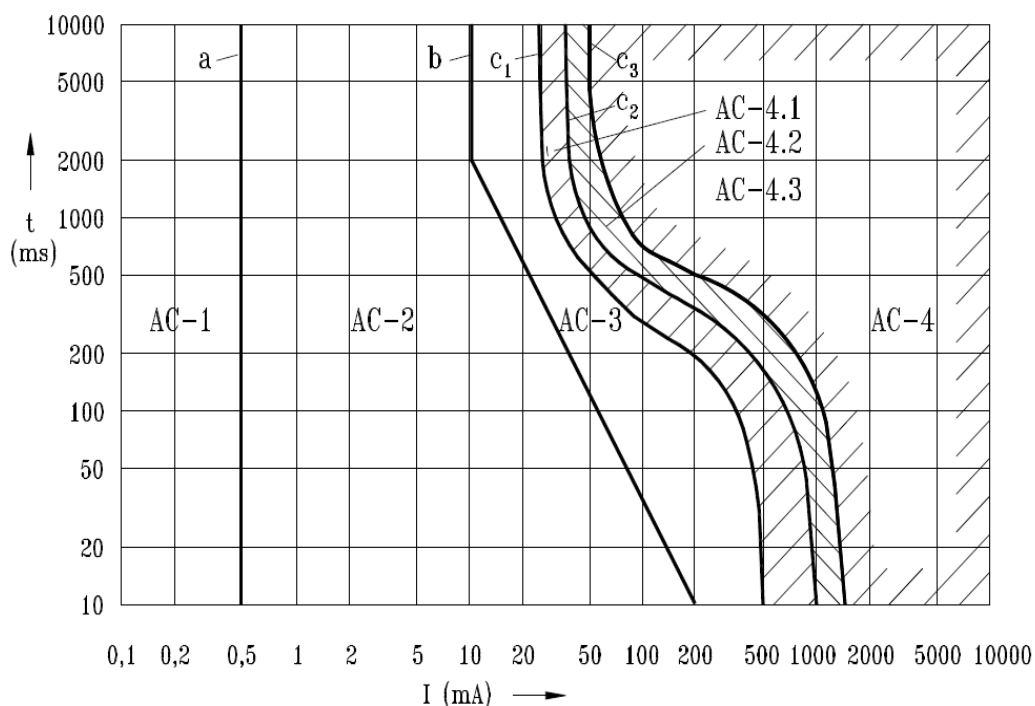
Skutkami oddziaływań na ciało ludzkie prądu przemiennego o częstotliwości 50-60 Hz zależy od wartości prądu I , które przepływa przez ciało ludzkie w określonym czasie t . Na rysunku 2.3. przedstawiono strefy skutków oddziaływań prądu przemiennego o częstotliwości 50-60 Hz na ciało ludzkie, na drodze przepływu lewa ręka-stopą. Dzięki temu możemy wyróżnić następujące strefy:

- AC-1 zwykle brak reakcji organizmu. Linia a jest progiem odczuwania oraz reakcji na przepływający prąd rażeniowy,
- AC-2 zwykle brak występowania szkodliwych skutków fizjologicznych. Linia b jest progiem samodzielnego uwolnienia człowieka od kontaktu z częścią pod napięciem. Dla czasów rażenia krótszych od 10 ms linia graniczna b ma stałą wartość 200 mA,

- AC-3 zazwyczaj nie występują uszkodzenia organiczne. Prawdopodobieństwo skurczu mięśni i trudności w oddychaniu przy przepływie prądu w czasie dłuższym niż 2 s. Odwracalne zakłócenia powstawania i przenoszenia impulsów w sercu, włącznie z migotaniem przedsionków i przejściową blokadą pracy serca, bez migotania komór serca, wzrastające wraz z wielkością prądu i czasem jego przepływu. Linia c jest progiem fibrylacji komór serca,
- AC-4 dodatkowo, oprócz skutków charakterystycznych dla strefy AC-3, pojawia się wzrastające wraz z wartością prądu i czasem jego przepływu niebezpieczeństwo skutków patofizjologicznych, np. zatrzymanie czynności serca, zatrzymanie oddychania i ciężkie oparzenia. [5]

Możemy wyróżnić podział na strefy ze względu na prawdopodobieństwo wywołania migotania komór serca:

- AC-4.1 5 % przypadków migotania komór serca,
- AC-4.2 nie więcej niż 50 % przypadków,
- AC-4.3 powyżej 50 % przypadków. [5]



Rys. 2.3. Strefy czasowo-prądowe skutków oddziaływania prądu przemiennego o częstotliwości 50-60 Hz na ciało ludzkie, przepływającego na drodze lewa ręka-stopy.

Źródło: <http://maciejdolata.inelt.pl/sep/dzialanie-pradu-elektrycznego-na-organizm-ludzki/>

Jak widać bezpieczna wartość graniczna prądu rażeniowego opiewa w granicach 30 mA dla prądu przemiennego płynącego przez dłuższy czas.

Skutkami oddziaływań na ciało ludzkie prądu stałego zależy od wartości prądu I, które przepływa przez ciało ludzkie w określonym czasie t. Na rysunku 2.4. przedstawiono strefy skutków oddziaływań prądu stałego na ciało ludzkie, drodze przepływu lewa ręka-stopą.

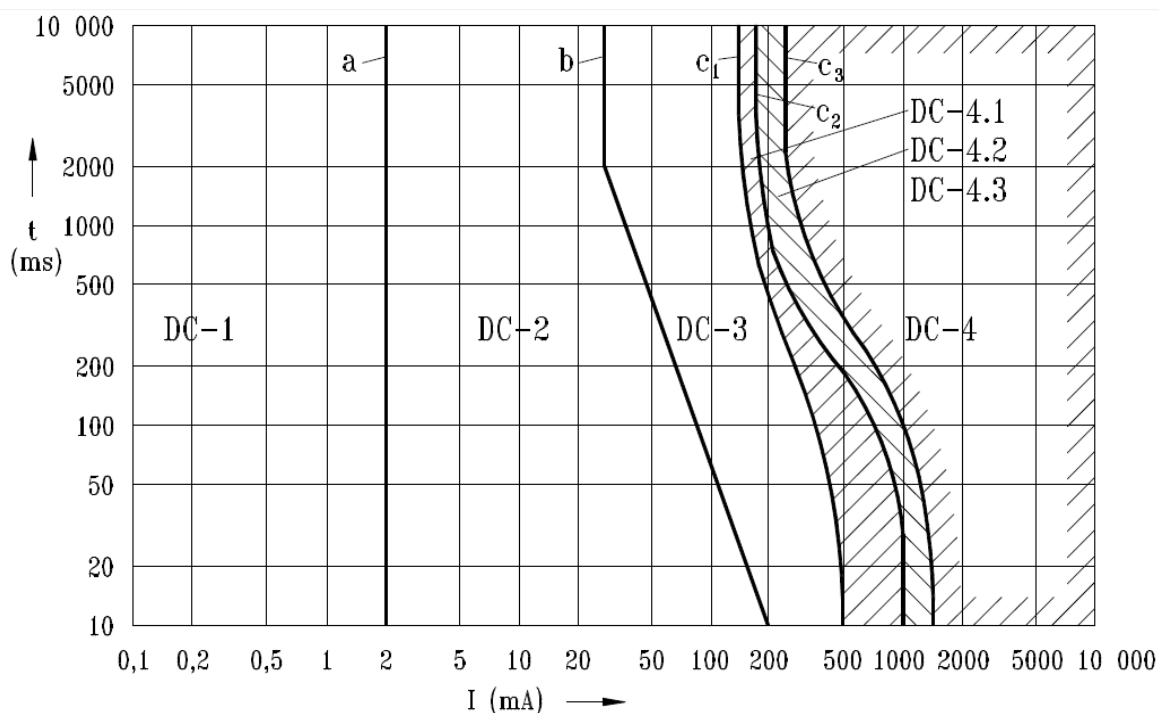
Dzięki temu możemy wyróżnić następujące strefy:

- DC-1 zwykle brak reakcji organizmu. Linia a jest progiem odczuwania oraz reakcji na przepływający prąd rażeniowy,

- DC-2 zwykle brak występowania szkodliwych skutków fizjologicznych. Linia b jest progiem samodzielnego uwolnienia człowieka od kontaktu z częścią pod napięciem,
- DC-3 zwykle nie występują uszkodzenia organiczne. Prawdopodobieństwo odwracalnych zakłóceń powstawania i przewodzenia impulsów w sercu, wzrastających wraz z natężeniem prądu i czasem. Linia c jest progiem fibrylacji komór serca,
- DC-4 prawdopodobieństwo wywołania migotania komór serca oraz wzrastające wraz z natężeniem prądu i czasem inne szkodliwe skutki patofizjologiczne, np. ciężkie oparzenia. [5]

Ze względu na prawdopodobieństwo wywołania migotania komór serca wyróżnia się następujące strefy:

- DC-4.1 5 % przypadków migotania komór serca,
- DC-4.2 nie więcej niż 50 % przypadków,
- DC-4.3 powyżej 50 % przypadków. [5]



Rys. 2.4. Strefy czasowo-prądowe skutków oddziaływania prądu przemiennego o częstotliwości 50-60 Hz na ciało ludzkie, przepływającego na drodze lewa ręka-stopy.

Źródło: <http://maciejdolata.inelt.pl/sep/dzialanie-pradu-elektrycznego-na-organizm-ludzki/>

Jak widać bezpieczna wartość graniczna prądu rażeniowego opiewa w granicach 70 mA dla prądu stałego płynącego przez dłuższy czas.

W praktyce w ochronie przeciwporażeniowej nie stosuje się pojęcia minimalnej niebezpiecznej wartości prądu lecz pojęciem najwyższej dopuszczalnej wartości napięcia dotykowego, które może się utrzymywać w określonych warunkach środowiskowych. Dla normalnych warunków środowiskowych wartość napięcia dotykowego dopuszczalnego wynosi 50 V dla prądu przemiennego oraz wartość 120 V dla prądu stałego.

3. Podział środków ochrony przed porażeniem prądem elektrycznym

Najważniejszym warunkiem instalacji elektrycznych jest bezpieczeństwo osób użytkujących z nich. Zrealizowane może to być dzięki ochronie przeciwporażeniowej. Ochrona przeciwporażeniowa jest zespołem środków technicznych, które zapobiegają przepływowi prądu przez organizm lub ograniczeniu wartości przepływającego prądu do wartości nieszkodliwych dla organizmu, jak także ograniczeniu czasu przepływu prądu przez organizm do wartości dopuszczalnych. Ma również zapewnić bezpieczeństwo przed porażeniem łukiem elektrycznym oraz nie umożliwić, aby w czasie opadania przewodu napięcie przeniosło się na przedmioty przewodzące (metalowe) znajdujące się w pobliżu. W celu zabezpieczenia człowieka przed skutkami rażenia prądem elektrycznym w instalacjach niskiego napięcia stosuje się następujące środki ochrony:

- ochrona przed dotykiem bezpośrednim (ochrona podstawowa),
- ochrona przed dotykiem pośrednim (ochrona dodatkowa). [5]

3.1. Ochrona przed dotykiem bezpośrednim (ochrona podstawowa)

Celem ochrony jest uniemożliwienie dotknięcia części czynnych. Ochronę przed dotykiem bezpośrednim realizujemy poprzez:

- izolowanie części czynnych (izolacja podstawowa),
- zastosowanie ogrodzeń lub obudowy,
- zastosowanie barier,
- umieszczenie części czynnych poza zasięgiem ręki.

Izolowanie części czynnych polega na wykonaniu izolacji podstawowej w postaci trwałego i całkowitego pokrycia części czynnych materiałem izolowanym trwałym. Musi wytrzymać długotrwałe narażenia mechaniczne oraz wpływy elektryczne, termiczne, chemiczne, podczas eksploatacji. Usunięcie izolacji jedynie poprzez uszkodzenie. Ochronę stosuje się najczęściej w kablach oraz przewodach elektroenergetycznych.

Zastosowanie obudowy oraz ogrodzeń ma za zadanie uniemożliwienia dotknięcia części czynnych. Części czynne umieszcza się w ogrodzeniach lub obudowach. Elementy ochronny powinny być trwale zamontowane, posiadać wystarczającą stabilność oraz wytrzymałość, zgodnie z obowiązującymi przepisami w zależności od miejsca eksploatacji. Możliwe usunięcie ogrodzeń lub obudowy jedynie poprzez użycia klucza lub narzędzia.

Barьеры ochronne mają na celu jedynie zabezpieczenie przed przypadkowym dotknięciem części czynnych. Stosowana wyłącznie w przestrzeni dla osób posiadających kwalifikacje. Możliwe usunięcie bez użycia klucza lub narzędzi, ale zabezpieczone przed niezamierzonym usunięciem.

Umieszczenie części czynnych poza zasięgiem ręki ma na celu bezpieczeństwo przy niezamierzonym dotknięciu części czynnych. Najczęściej stosowana w pomieszczeniach ruchu elektrycznego.

Przy ochronie przed dotykiem bezpośrednim stosuje się, także uzupełnienie ochrony poprzez zastosowania wysokoczułych urządzeń różnicowoprądowych (prąd różnicowy do 30 mA). Celem ochrony jest dodatkowe zabezpieczenie w przypadku nieskutecznego zadziałania środków ochrony podstawowej lub w przypadku nieostrożności użytkowników.

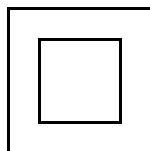
3.2. Ochrona przed dotykiem pośrednim (ochrona dodatkowa)

Celem ochrony przed dotykiem pośrednim jest bezpieczeństwo człowieka, przy pojawieniu się na częściach przewodzących dostępnych i obcych niebezpiecznego napięcia dotykowego (np. przez uszkodzenie izolacji podstawowej). Ochronę przed dotykiem pośrednim realizujemy poprzez:

- zastosowanie samoczynnego wyłączenia zasilania,
- zastosowanie urządzeń II klasy ochronności,
- zastosowanie izolowania stanowisk,
- zastosowanie separacji elektrycznej,
- zastosowanie nieuziemionych połączeń wyrównawczych miejscowych.

Ochrona przez samoczynne wyłączenie zasilania stosowana może być we wszystkich instalacjach niezależnie od warunków środowiskowych, prawdopodobieństwa porażenia i kwalifikacji osób użytkujących instalację. Celem ochrony jest zapobiegnięciu utrzymania się na częściach przewodzących dostępnych urządzeń elektrycznych, niebezpiecznie wysokich napięć dotykowych większych od napięcia dopuszczalnego długotrwale w danych warunkach środowiskowych. Urządzeniami powodującymi samoczynne wyłączenie zasilania to urządzenia przetężeniowe (nadmiarowo-prądowe), urządzenia różnicowoprądowe oraz urządzenia ochronne nadnapięciowe.

Zastosowanie urządzeń II klasy ochronności ma na celu niedopuszczenia do pojawienia się niebezpiecznego napięcia dotykowego na częściach przewodzących dostępnych urządzeń elektrycznych w przypadku uszkodzenia izolacji podstawowej i jest realizowana przez stosowanie izolacji ochronnej (izolacja podwójna, wzmocniona lub obudowa izolacyjna). Symbol II klasy ochronności przedstawiony jest na rysunku 3.1. [7]



Rys. 3.1. Symbol II klasy ochronności

Źródło: https://pl.wikipedia.org/wiki/Klasa_ochronno%C5%9Bci

Ochrona przez izolowanie stanowisk ma na celu odizolowanie od ziemi urządzeń elektrycznych. Przewodzące dostępne części obce nie mogą znajdować się w przestrzeni stanowiska. Należy je osłonić izolacją lub umiejscowić poza zasięgiem ręki. Ochronne stosuje się w pomieszczeniach nie narażonych na działanie wilgoci. Rezystancja izolacji ścian oraz podłóg musi być większa niż 50 k Ω dla instalacji o napięciu znamionowym do 500 V, 100 k Ω dla instalacji o napięciu przekraczającym 500 V. [3]

Separacją elektryczną nazywamy zasilania odbiornika lub zespołu odbiorników przy pomocy transformatora separacyjnego lub przetwornicy. Polega na rozdzieleniu obwodu zasilającego od obwodu odbiorczego. W przypadku uszkodzenia izolacji roboczej, jak także dotknięcie bezpośrednio do części czynnej obwodu separowanego nie popłynie prąd rażeniowy (obwód elektryczny nie jest zamknięty). Stosuje się ją w sieciach o napięciu od 500 V prądu przemiennego i 750 V prądu stałego, ale napięcie obwodu separowanego

powinno nie przekraczać 700 V. Najskuteczniejsza ochrona występuje przy zasilaniu jednego odbiornika przez obwód separowany.

Zastosowaniem nieziemionych połączeń wyrównawczych miejscowych nazywamy połączenie ze sobą wszystkich dostępnych części przewodzących dostępnych nieziemionym połączeniem wyrównawczym. Tym sposobem wyrównujemy potencjały części jednocześnie dostępnych na stanowiskach izolowanych.

4. Zasilanie domów jednorodzinnych za pomocą energii odnawialnej

W dzisiejszych czasach energia elektryczna stała się niezbędną do normalnego funkcjonowania ludzi. Z roku na rok rośnie liczba urządzeń elektrycznych, które powodują wzrost rachunków za używaną energię. Jednym z zadań stojących przed nowoczesnym budownictwem jest dążenie do ograniczenia ilości zużywanej energii w domu. Budynki energooszczędne stają się coraz bardziej powszechne. Dzieje się tak nie tylko ze względu na ochronę środowiska, ale również ze względu na rosnący brak poczucia bezpieczeństwa energetycznego.

W obliczu wyczerpywania się nieodnawialnych źródeł energii, odnawialne źródła energii (OZE) odgrywają coraz istotniejszą rolę w energetyce. Połączenie wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, wykorzystywanej bezpośrednio do zasilania domów lub wprowadzonej do lokalnej sieci ciepłej i elektrycznej nazywane jest mikrogeneracją. Technologia taka pozwala funkcjonować budynkom w charakterze małych elektrowni, w których zamontowane źródła mogą produkować energię nie tylko wykorzystywaną w tych samych obiektach, ale również w przypadku nadwyżek energii pozwala przekazywać ją do lokalnej sieci energetycznej. [9]

Najczęściej występujące zasilanie obiektów jednorodzinnych występuje za pomocą przekształcenia energii słońca oraz wiatru w prąd elektryczny.

4.1. Energia słoneczna

Energia słoneczna to potocznie określenie światła słonecznego przetwarzanego na elektryczność. Energia promieni słonecznych nic nie kosztuje, jest niewyczerpalnym i ekologicznie czystym źródłem energii na Ziemi, a w okresie ocieplenia klimatu ilość promieniowania słonecznego będzie rosła. Obecnie bezpośrednie wykorzystanie energii słonecznej możliwe jest na różne sposoby. Do najpopularniejszych technologii słonecznych zaliczamy kolektory słoneczne i ogniwa fotowoltaiczne. Główną zaletą instalacji fotowoltaicznych jest ich niezawodność, lekkość oraz możliwość uzyskiwania darmowej energii elektrycznej o właściwościach sieciowych na potrzeby domu jednorodzinnego w sposób praktycznie bezobsługowy. Ogniwo fotowoltaiczne jest urządzeniem służącym do bezpośredniej konwersji energii promieniowania słonecznego na energię elektryczną. W Polsce systemy zasilania z ogniwami fotowoltaicznymi często można spotkać w miejscach oddalonych od sieci energetycznej. Profesjonalne systemy wolno stojące wykorzystywane są do zasilania automatycznych urządzeń, takich jak oświetlenie i telefony awaryjne na autostradach, boje nawigacyjne, latarnie morskie, przekaźnikowe stacje telekomunikacyjne i stacje meteorologiczne. Wolno stojące systemy fotowoltaiczne są niezawodne, opłacalne i nie wymagają obsługi, dlatego spisują się znakomicie jako źródło energii dla sygnalizacji drogowej, słupków ostrzegawczych czy też znaków informujących o przejściach dla pieszych.

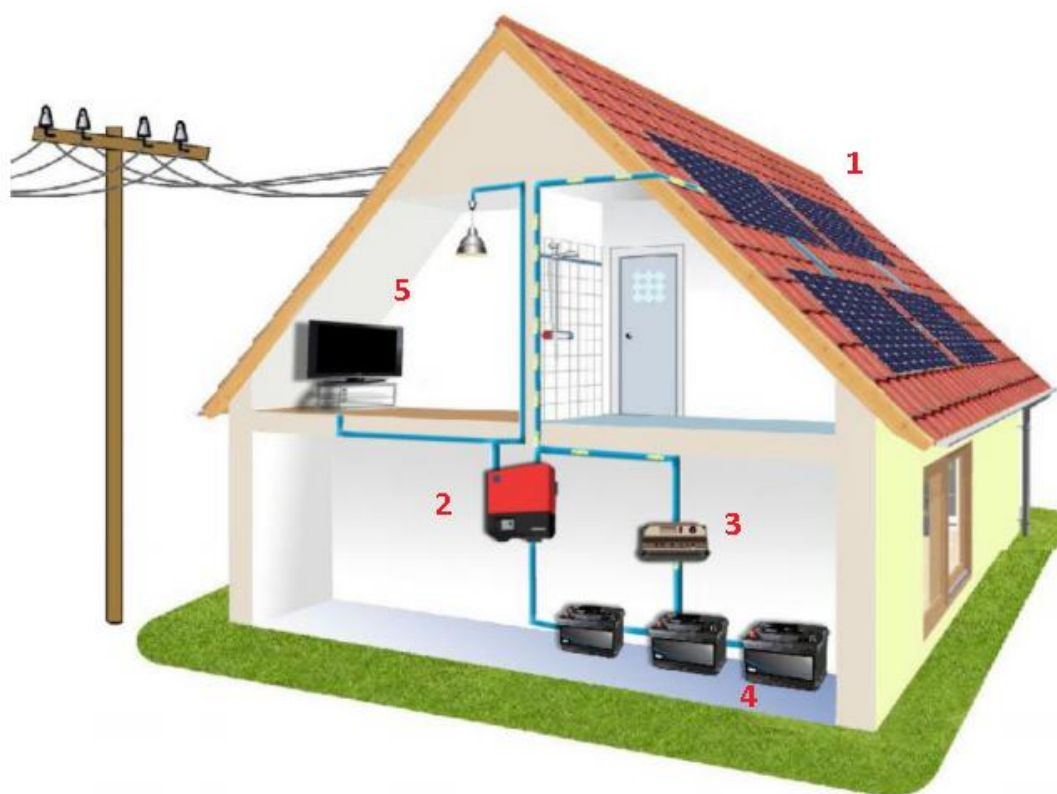
W nowoczesnym budownictwie panele fotowoltaiczne zamontowane na obiekcie domu jednorodzinnego mogą pracować jako:

- praca wyspowa elektrowni PV (akumulacja wygenerowanej energii),
- praca elektrowni PV na sieć sztywną (sprzedaż wygenerowanej energii).

4.1.1. Praca wyspowa instalacji fotowoltaicznej

Zasilanie wyspowe nazywane jest systemem off grid, charakteryzuje się nie podłączeniem do sieci. Rysunek 4.1 przedstawia schemat instalacji wyspowej zasilającej dom jednorodzinny. Zasilanie wyspowe najczęściej realizowane jest za pomocą modułów fotowoltaicznych, jako źródło energii do zasilania obiektów w przypadkach gdy sieć publiczna jest niedostępna lub też nie jest przewidziana do budowy. Przykładami takich obiektów mogą być: domy na wodzie, domy w górach, domki letniskowe, zasilanie pomp wodnych na pastwiskach itp. Wytworzona energia najczęściej jest akumulowana w bateriach akumulatorów przy pomocy regulatorów ładowania. Następnie transformowana na znamionowe parametry sieci za pomocą przetwornicy. Dzięki temu odbiorcom dostarczana jest energia elektryczna o znamionowym napięciu 230 V oraz częstotliwości 50 Hz. Dobór wielkości instalacji zależy od :

- zapotrzebowania na energię,
- rozkładu zapotrzebowania na energię. [8]

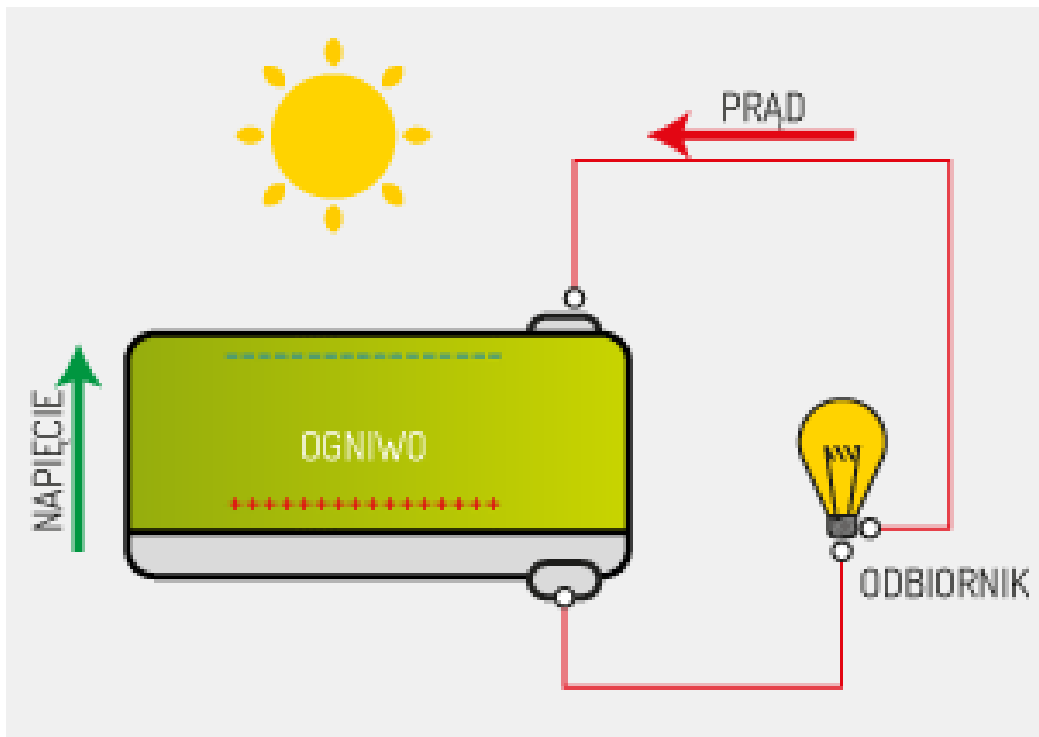


Rys. 4.1. Schemat wyspowej instalacji fotowoltaicznej na dachu budynku; 1) Moduły PV; 2) Przetwornica; 3) Regulator ładowania; 4) Baterie akumulatorów; 5) Odbiorniki energii
Źródło:

http://www.zielonaenergia.eco.pl/index.php?option=com_content&view=article&id=230:budowa-i-rodzaje-instalacji-fotowoltaicznej&catid=46:soce&Itemid=204

4.1.1.1. Bezpośrednie zasilanie urządzeń prądu stałego

W koncepcji bezpośredniego zasilania urządzeń prądu stałego za pośrednictwem paneli fotowoltaicznych jest najprostszym typem instalacji a jednocześnie najmniej efektywnym, ponieważ moduły fotowoltaiczne nie są urządzeniami stałonapięciowymi czy stałoprądowymi. Wartość generowanego napięcia zależna jest od natężenia promieniowania słonecznego. Ładowanie akumulatorów bezpośrednio z modułów fotowoltaicznych nie jest optymalne, ponieważ nieodpowiednio dobrany prąd oraz napięcie z czasem może uszkodzić akumulator. Analogicznie bezpośrednie zasilanie odbiorników prądu stałego z paneli fotowoltaicznych ma podobną wadę, podstawowym problemem jest tu dobór mocy urządzenia oraz bardzo nieefektywne wykorzystanie pozyskanej energii. Przy słabych warunkach natężenia promieniowania, na modułach pojawia się prąd zbliżony do prądu zwarcia, a napięcia maleje blisko wartości 0. Na rysunku 4.2 przedstawiono schemat ideowy bezpośredniego zasilania odbiorników prądu stałego przez moduł fotowoltaiczny. [13]



Rys.4.2. Ideowy schemat bezpośredniego zasilania odbiorników (na rysunku żarówka) prądu stałego przez moduł fotowoltaiczny

Źródło: <http://solarservice-group.eu/fotolotaika>

4.1.1.2. Zasilanie urządzeń prądu stałego z wykorzystaniem regulatora ładowania

W koncepcji zasilania odbiorników prądu stałego z wykorzystaniem regulatora ładowania, który obciąża odpowiednio moduły oraz kontroluje ładowanie akumulatora. Akumulator spełnia funkcję magazynową, gromadzi nadmiar energii oraz zasila urządzenia elektryczne w przypadku słabych warunków słonecznych. Systemy akumulatorów kwasowo-ołowiowych (najczęściej używany akumulator) pracują na mocach zależnych od wielkości systemów PV od 12- 48 V. Dobór regulatora zasilania zależy od rodzaju wybranego typu akumulatora, należy sprawdzić czy:

$$1,15 \cdot I_{scrr} < I_{doprł} \quad (4.1)$$

gdzie:

I_{scrr} - prąd zwarcia połączonych równolegle modułów fotowoltaicznych,

$I_{doprł}$ - dopuszczalny prąd pracy regulatora ładowania.

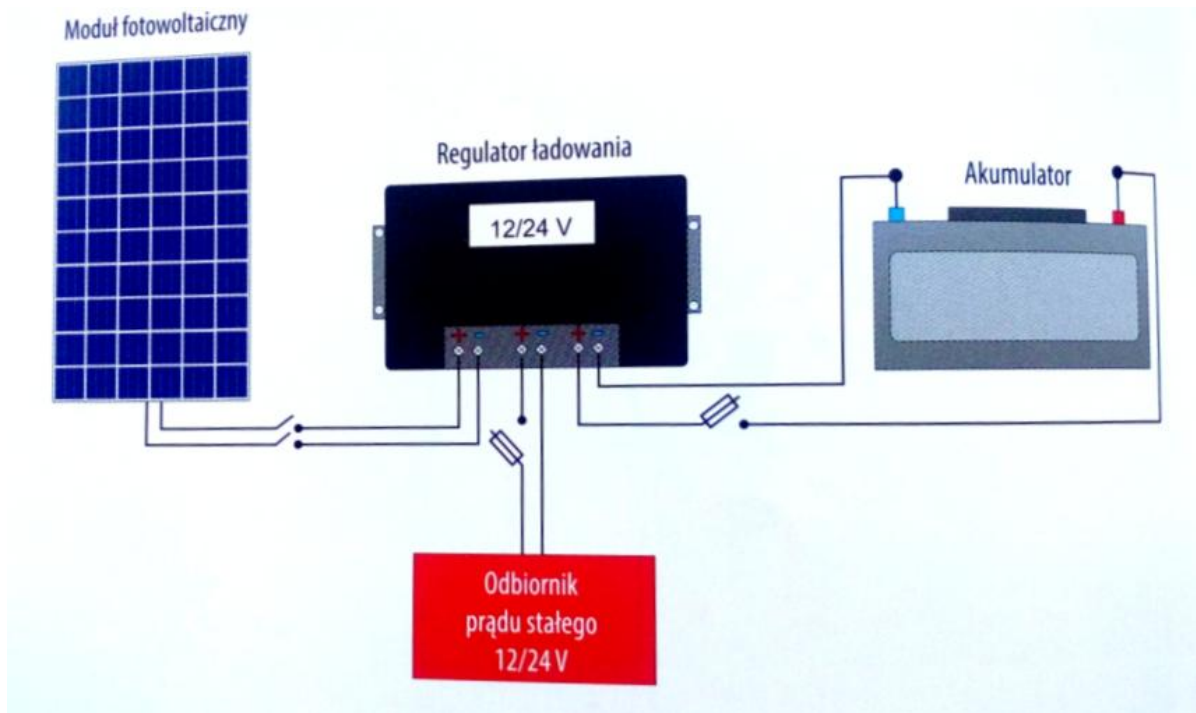
$$1,2 \cdot U_{oc} < U_{nrł} \quad (4.2)$$

gdzie:

U_{oc} - napięcie obwodu otwartego połączonych modułów fotowoltaicznych,

$U_{nrł}$ - napięcie pracy regulatora ładowania.

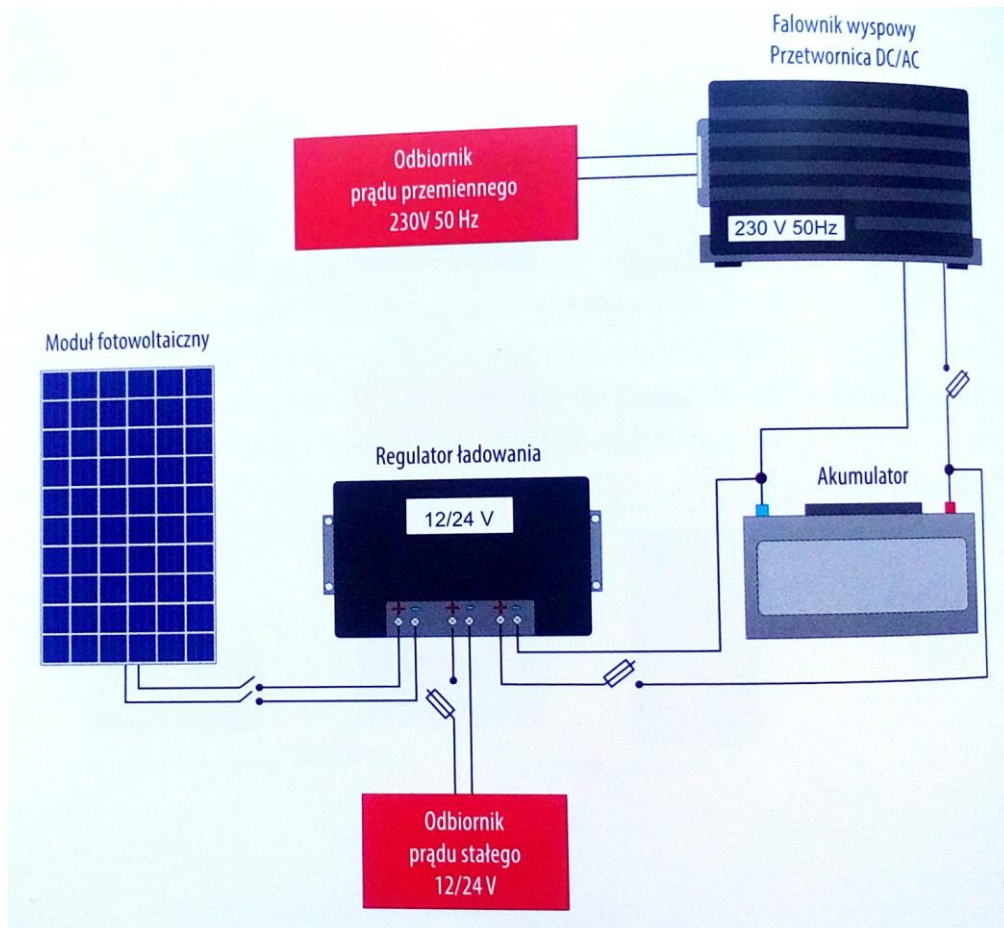
Podstawowe regulatory ładowania dostosowują napięcie paneli PV do aktualnego napięcia wymaganego do ładowania akumulatorów uzależnionego od poziomu ich naładowania. Straty przy użyciu takiej metody wynoszą od 15- 25 %. Na rysunku 4.3 przedstawiono schemat ideowy zasilania odbiorników prądu stałego przez moduł fotowoltaiczny za pomocą regulatora ładowania. [13]



Rys. 4.3. Ideowy schemat zasilania odbiorników prądu stałego przez moduł fotowoltaiczny za pośrednictwem regulatora ładowania
 Źródło: Bogdan Szymański, „Instalacje fotowoltaiczne”, Wydawnictwo Globenergia, Kraków 2015

4.1.1.3. Zasilanie urządzeń prądu stałego i przemiennego z wykorzystaniem przetwornicy DC/AC oraz regulatora ładowania

W tej koncepcji dzięki zastosowaniu przetwornicy DC/ AC, system fotowoltaiczny jest w stanie przetransformować prąd stały na prąd przemienny o parametrach znamionowy sieci 230 V oraz 50 Hz. Przetwornica DC/ AC zasilana jest akumulatorów, które doładowywane są przez regulator ładowania połączony z panelami PV. Odbiorniki prądu stałego zasilane są z regulatora ładowania, natomiast odbiorniki prądu przemiennego z przetwornicy DC/ AC. Na rysunku 4.4 przedstawiono schemat ideowy omawianej instalacji fotowoltaicznej. Najczęściej przetwornice mają 1 lub 2 wyjścia AC, a ich moce kształtują się od kilkuset watów do kilku kilowatów. Dobór przetwornicy zależy od mocy przyłączonych odbiorników prądu przemiennego, aby nie dochodziło do przeciążenia i wyłączenia przetwornicy. Moc odbiorników przyłączonych do przetwornicy DC/ AC powinna być mniejsza od mocy przetwornicy, aby przy rozruchu podłączonych urządzeń wymagała mocy większej od znamionowej podawanej w karcie katalogowej produktu. [13]

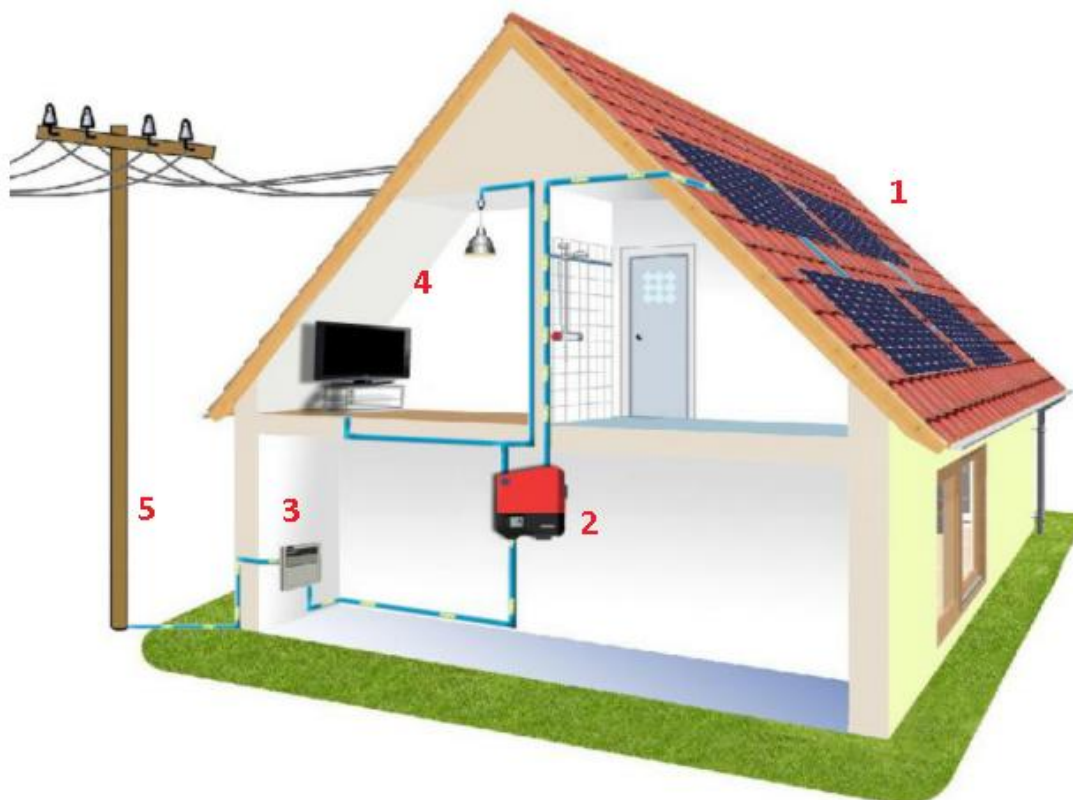


Rys. 4.4. Ideowy schemat zasilania odbiorników prądu stałego oraz prądu przemiennego przez moduł fotowoltaiczny za pośrednictwem regulatora ładowania oraz przetwornicy DC/ AC
 Źródło: Bogdan Szymański, „Instalacje fotowoltaiczne”, Wydawnictwo Globenergia, Kraków 2015

4.1.2. Praca instalacji fotowoltaicznej na sieć sztywną

Praca instalacji fotowoltaicznej na sieć nazywana jest także system on grid. Na rysunku 4.5 przedstawiono schemat instalacji fotowoltaicznej przyłączonej do sieci. Najbardziej efektywnym zastosowaniem instalacji fotowoltaicznej jest podłączenie do niej sieci energetycznej. Ten sposób sprzężenia instalacji PV z siecią funkcjonuje podobnie do elektrowni. Niezależnie od wielkości własnego zużycia, energia z instalacji fotowoltaicznej dostarczana jest do sieci. Za pomocą pomiarów energii przez licznik, rozliczanie energii następuje z operatorem sieci. W tym samym systemie nie ma potrzeby montować drogich i uciążliwych w eksploatacji baterii akumulatorów. Praca na sieć zależy od:

- powierzchni pod instalację,
- wybranej technologii baterii słonecznych,
- możliwości finansowych inwestora. [8]



Rys. 4.5. Schemat instalacji fotowoltaicznej pracującej na sieć; 1) Moduły PV; 2) Falownik; 3) Liczniki energii produkowanej oraz pobieranej; 4) Odbiorniki energii; 5) Publiczna sieć energoelektryczna

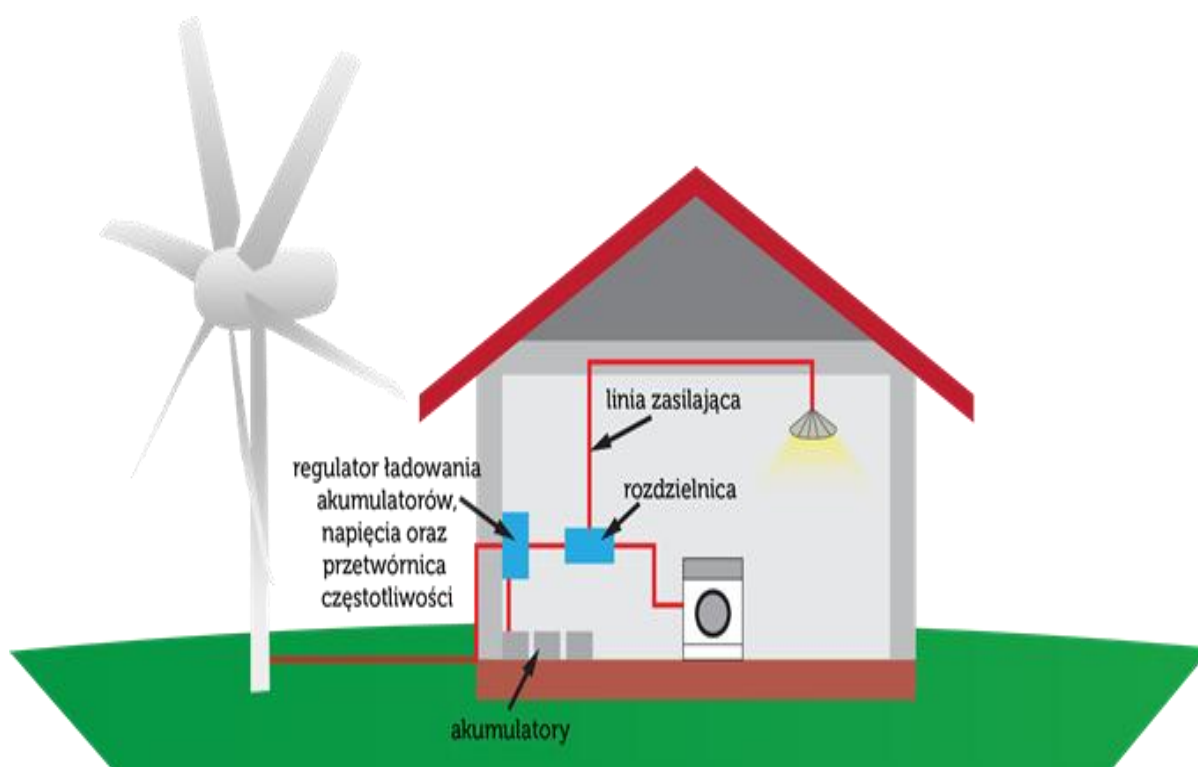
Źródło:

http://www.zielonaenergia.eco.pl/index.php?option=com_content&view=article&id=230:budowa-i-rodzaje-instalacji-fotowoltaicznej&catid=46:soce&Itemid=204

4.2. Energia wiatru

Energia wiatru, czyli ruchu atmosfery jest przekształconą formą energii słonecznej. Powiew wiatru występuje przez różnicę nagrzewania się, lądów i mórz, biegunów i równika, na skutek różnicy ciśnień, między poszczególnymi strefami cieplnymi oraz przez siłę Coriolisa, związaną z obrotowym ruchem Ziemi. Energetyka wiatrowa to nie tylko ogromne farmy wiatrowe. To także małe turbiny wiatrowe, produkujące energię dla pojedynczych obiektów budowlanych czy osiedli. Rysunek 4.6 przedstawia schemat instalacji małej turbiny przyłączonej do domu jednorodzinnego. Małe turbiny wiatrowe to urządzenia o mocach generowanych od 1 do 100 kW. Zalety małych turbin wiatrowych:

- pracują przy wiatrach wiejących z prędkościami od 2 do 3 m/s,
- możliwość pracy w ekstremalnych warunkach (silne wiatry, w temperaturze od 50° do -50°C,
- łatwa instalacja małych turbin wiatrowych,
- niewielkie koszty inwestycyjne. [1]



Rys. 4.6. Schemat instalacji małej turbiny zasilającej dom jednorodzinny

Źródło:

<http://www.oze.otwartaszkola.edu.pl/Biblioteka/Artyku%C5%82y/Turbinywiatrowea%C5%9Brodowiskonaturalne.aspx>

4.3. Energia wodna

Podstawową rolę w przemianie energii wody śródlądowej w elektrowni wodnej na energię elektryczną, odgrywa energia potencjalna. W turbinach wodnych, następuje zmiana energii potencjalnej na energię kinetyczną, która następnie w prądnicach elektrycznych jest zamieniana na energię elektryczną. Energia wodna nie odgrywa decydującej roli w dalszym zwiększaniu produkcji energii elektrycznej z powodu ograniczonych zasobów wód, nadających się do wykorzystania w celach energetycznych i długich okresów realizacji inwestycji. Jednak obserwuje się rozwój budownictwa elektrowni wodnych, zwłaszcza tam, gdzie zasoby są duże oraz warunki hydrologiczne temu sprzyjają. Z uwagi na brak naturalnej koncentracji spadów, tworzy się sztuczne spadki poprzez:

- spiętrzenie górnego poziomu wody,
- obniżenie dolnego poziomu wody,
- budowa kanału skracającego. [10]

Popularność przydomowych elektrowni wodnych nie jest duża, spowodowane jest to brakiem przepływających wód przez tereny budowlane jak także wysoki koszt instalacji.

4.4. Energia z biomasy

Biomasa jest substancją organiczną, pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego. Występuje ona zwykle w formie drewna, słomy, osadów ściekowych, odpadów komunalnych, roślin energetycznych. Jest to także materiał roślinny, hodowany wyłącznie w celach energetycznych, między innymi plantacje topoli czy wierzby. Małe elektrownie biogazowe o mocy elektrycznej kilkunastu kilowatów mogą z powodzeniem zasilać w energię elektryczną pojedyncze budynki, a przy większych mocach nawet niewielkie osiedla. Takie rozwiązanie może być efektywne na terenach wiejskich lub obszarach oddalonych od sieci elektrycznych. Mała elektrownia biogazowa może pracować w układzie hybrydowym z elektrownią wiatrową, fotowoltaiczną z przyłączem do sieci energetycznej. Można uzyskać w takim systemie zdolność do generowania dużych ilości energii elektrycznej w krótkim czasie. Wtedy system hybrydowy może nadwyżki energii magazynować w akumulatorach lub zbiorniku biogazu. [10]

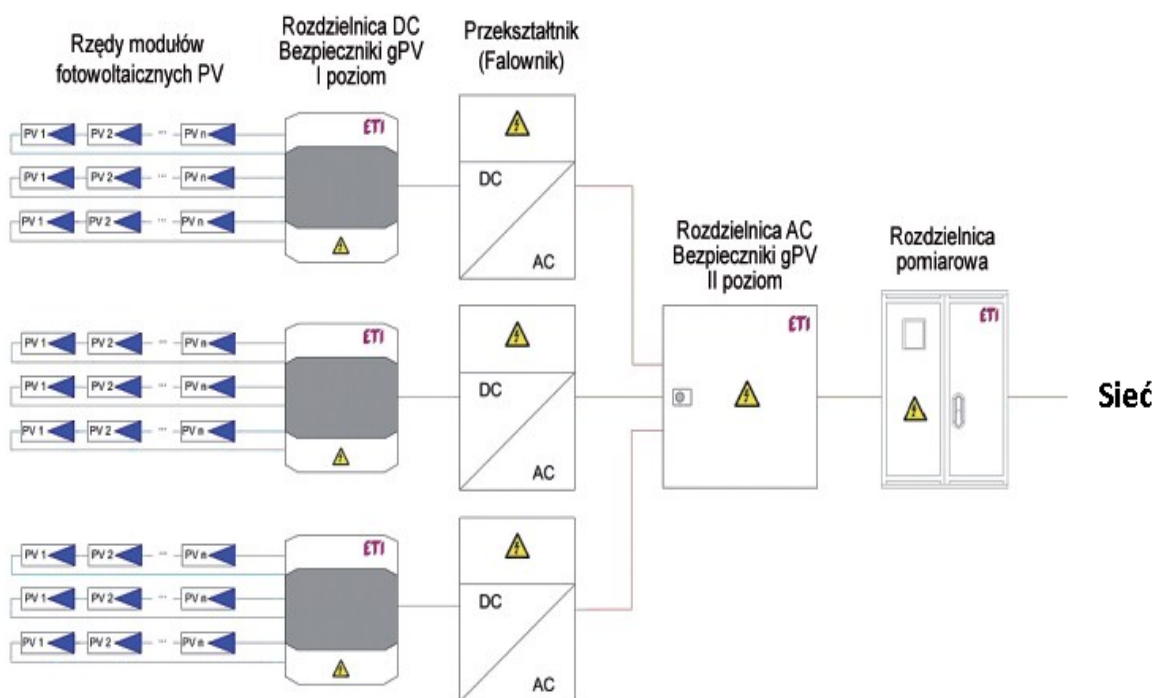
5. Ochrona przeciwporażeniowa w systemach fotowoltaicznych

Systemy fotowoltaiczne to kompleksowe i kosztowne projekty, których okres eksploatacji zaprojektowany jest na kilkadziesiąt lat. Producenci paneli PV gwarantują ich żywotność na okres 20 lat lub dłużej. W tym czasie instalacja fotowoltaiczna powinna pracować bez usterek. Pomimo profesjonalnie zaprojektowanej i poprawnie wykonanej instalacji, mogą zdarzyć się awarie. Przyczyną może być błąd człowieka lub udział natury. Koncepcja bezpieczeństwa systemu powinna chronić przed zakłóceniami zewnętrznymi, jak i wewnętrznymi.

Podłączona do sieci publicznej instalacja PV jest narażona na przepięcia w trzech obszarach:

- sieć prądu stałego powstałego w instalacjach fotowoltaicznych,
- sieć prądu przemiennego wymaga zabezpieczenia ogranicznikiem przepięć w miejscu podłączenia falownika z siecią publiczną,
- jeżeli istnieje sieć niskonapięciowa, do której podłączone są czujniki, sterowniki oraz urządzenia kontrolujące.

Na rysunku 5.1. przedstawiono schemat systemu fotowoltaicznego z uwzględnieniem zabezpieczenia układu. Na niebiesko oznaczone są obwody prądu stałego z rozdzielnicami, które zawierają wszystkie zabezpieczenia DC. Natomiast na czarno oznaczono obwody prądu przemiennego wraz z rozdzielnicami, które zawierają wszystkie zabezpieczenia AC.



Rys. 5.1. Schemat zabezpieczenia przeciwporażeniowego w instalacji fotowoltaicznej.
Źródło: <http://www.elektroinstalator.com.pl/ochrona-przed-zagrozeniami/58-ochrona-przed-zagrozeniami/591-zabezpieczenia-elektrowni-fotowoltaicznych-w-praktyce-1.html>

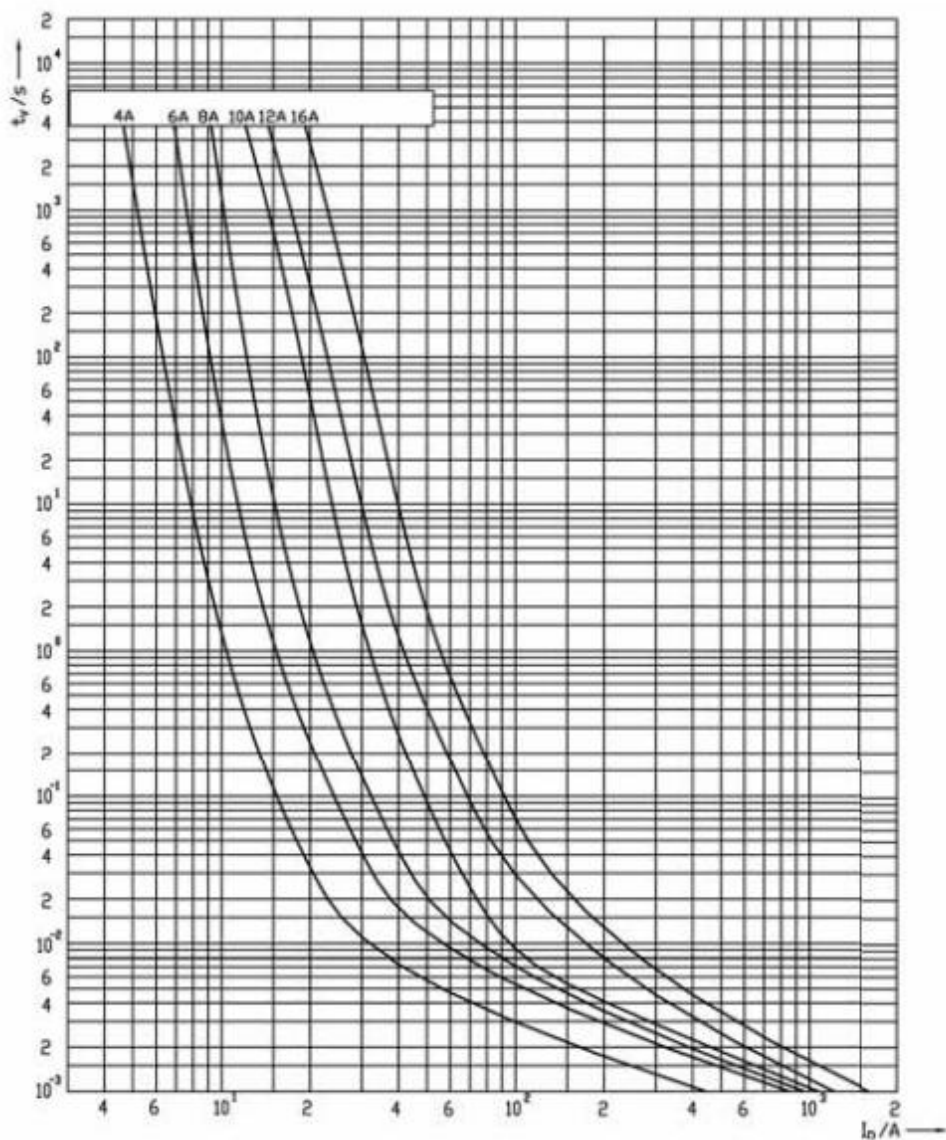
Głównym zadaniem aparatów zabezpieczających w rozdzielnicach prądu stałego jest ochrona paneli fotowoltaicznych przed zwarciami, przeciążeniami i prądami wstecznymi, które mogą płynąć przez panele PV oraz ochrona przed przepięciami łączeniowymi i wyładowaniami atmosferycznymi. Rozłączniki prądu stałego służy do odłączenia paneli fotowoltaicznych w przypadku awarii lub prac prowadzonych na części stałoprądowej systemu PV.

Urządzenia PV strony prądu stałego należy traktować jako urządzenie pod napięciem, nawet jeśli układ odłączony jest od strony prądu przemiennego, ponieważ napięcie na zaciskach nieobciążonego zestawu paneli fotowoltaicznych ma wartość znamionową nawet w przypadku niewielkiego nasłonecznienia. Prąd jest liniowy i zależy od natężenia promieniowania słonecznego, więc istnieje niebezpieczeństwo porażenia elektrycznego.

5.1. Bezpieczniki

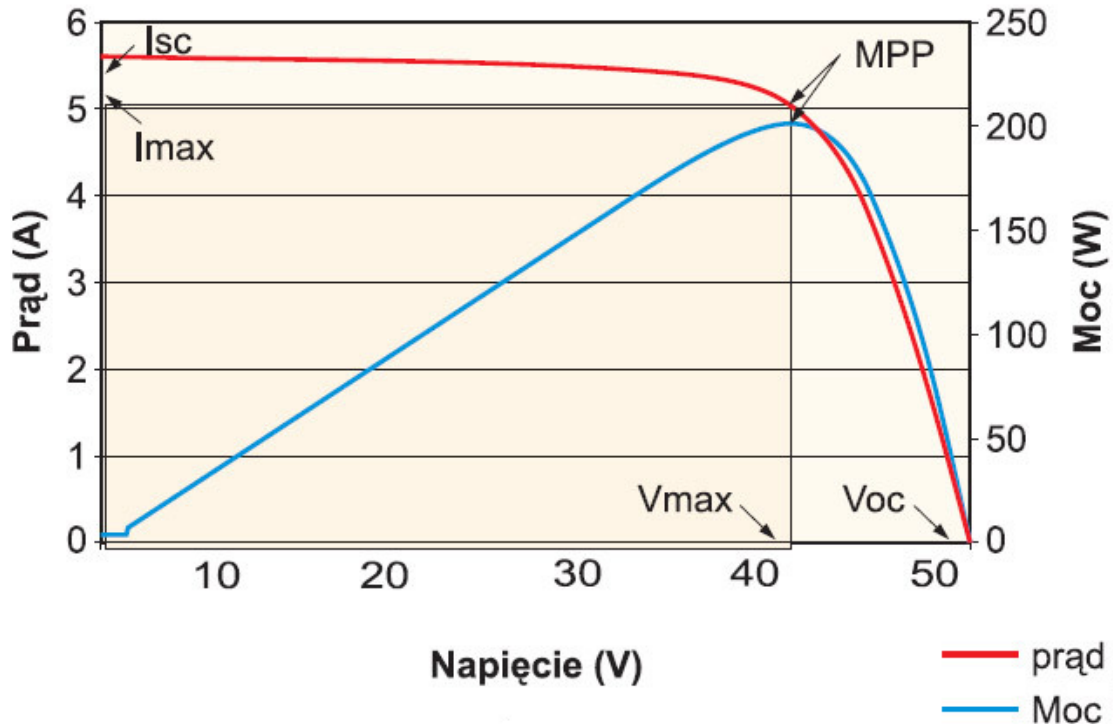
Bezpiecznik to urządzenie, którego główną funkcją jest ochrona instalacji lub jednego z jej elementów przed przepływem zbyt dużego prądu przy otwarciu obwodu. Bezpieczniki charakteryzują się takimi parametrami jak: napięcie oraz natężenie prądu, rodzaj prądu rodzaj prądu- stały DC czy przemienny AC.

Chroniąc system fotowoltaiczny po stronie prądu stałego, stosuje się bezpieczniki dedykowane do prądu DC, bezpieczniki przeznaczone do prądu przemiennego mogą nie spełniać wyznaczonej funkcji. Bezpieczniki prądu przemiennego najczęściej przystosowane są do obciążenia prądem rzędu 150- 200 % przez kilka sekund. W instalacjach fotowoltaicznych, gdzie prąd znamionowy jest bardzo bliski prądom zwarciovym, zadziałanie bezpieczników AC może być zbyt wolne. Bezpieczniki przeznaczone do instalacji PV wyróżniają się relatywnie szybkim czasem przzerwania obwodu przy przekroczeniu określonego poziomu natężenia prądu. Z tego powodu dobierając bezpieczniki do instalacji fotowoltaicznej, należy zwrócić uwagę, aby posiadały one charakterystykę gPV (rys. 5.2).



Rys. 5.2. Charakterystyka czasowo-prądowa wkładek topikowych CH gPV
 Źródło: Elektroinstalator numer 5/ 2013

Patrząc na charakterystykę prądowo-napięciową I/U (rys. 5.3) modułu PV można stwierdzić, że jest podobna do charakterystyki typowego źródła prądowego. W przypadku wystąpienia zwarcia zacisków wyjściowych panelu prąd zwiększa się tylko o ok. 15-20% w stosunku do punktu pracy, przy którym wytwarzana jest największa moc. Dla takiego urządzenia bardzo trudno jest dobrać zabezpieczenie przetężeniowe i pojawiają się wątpliwości co do zasadności jego stosowania. [11]

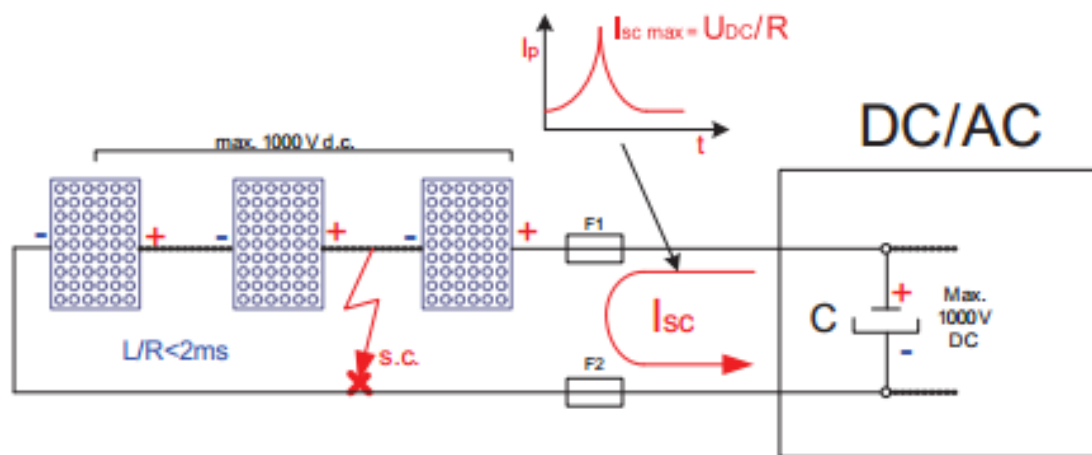


Rys. 5.3. Charakterystyka prądowo-napięciowa przykładowego modułu PV

Źródło: <http://elektronikab2b.pl/technika/12094-ogniwa-fotowoltaiczne-jak-w-peni-wykorzystanych-moliwoci#.VdI29vntlhI>

W przypadku równolegle połączonych rzędów modułów fotowoltaicznych, zacinienie (nawet częściowe) albo uszkodzenie jednego lub więcej paneli powoduje stan zwarcia i przepływ przez uszkodzony panel prądu zwarciovego I_{sc} – prądu wstecznego, będącego sumą prądów pochodzących z innych rzędów łańcuchów paneli PV.

Największa dopuszczalna wartość prądu zwrotnego według normy IEC 61730-2 dla modułu PV wynosi 2- 2,6 x I_{sc} (I_{sc} – prąd zwarciovowy). Prąd wsteczny zależy od liczby połączonych równolegle rzędów paneli PV i już w przypadku trzech rzędów osiągnie określoną w normie wartość. W tym przypadku zastosowanie ochrony przetężeniowej jest skuteczne i uzasadnione. Prądy wsteczne powodują przyrost temperatury modułu lub jego części i w skrajnym przypadku mogą doprowadzić do jego termicznego zniszczenia, a także pojawienia się łuku elektrycznego DC. Przebieg prądu zwarciovego widoczny jest na rysunku 5.4. [11]



Rys. 5.4. Przebieg prądu zwarciovego w panelu PV współpracującym z falownikiem oraz transformatorem

Źródło:

[http://www.etipolam.com.pl/files/userfiles/ETI%20POLAM/Wsparcie%20Techniczne/Artykuly/Artykul y2/41_07-2009%20Bezp.%20i%20ograniczn.%20PV.pdf](http://www.etipolam.com.pl/files/userfiles/ETI%20POLAM/Wsparcie%20Techniczne/Artykuly/Artykul%20y2/41_07-2009%20Bezp.%20i%20ograniczn.%20PV.pdf)

Przy zabezpieczeniu przed prądami wstecznymi w systemach PV najważniejszy jest dobór prawidłowego typu bezpiecznika – o charakterystyce gPV, który został wprowadzony przez normę IEC 60269-6. Na rysunku 5.5 przedstawiono przykładowy bezpiecznik gPV. Oprócz prawidłowo dobranej charakterystyki, również bardzo ważne jest prawidłowe napięcie znamionowe bezpiecznika, które powinno być wyższe niż najwyższe napięcie w systemie PV. Przykładem takiego bezpiecznika jest bezpiecznik topikowy cylindryczny przedstawiony na rysunku. Przy wyborze poziomu prądu znamionowego bezpiecznika musi być spełniona zależność:

$$1,4 \cdot \frac{I_{sc}}{K} \leq I_n \leq 2,4 \cdot \frac{I_{sc}}{K} \quad (5.1)$$

gdzie:

$I_{sc \text{ mod}}$ - jest to znamionowy prąd zwarciovych modułów PV (podany przez producenta),

I_n - jest to prąd znamionowy bezpiecznika

K- współczynnik korygujący w zależności od temperatury (w tabeli 5.1).

Tab. 5.1. Tabela przedstawiająca wartość współczynnika K zależnego od maksymalnej temperatury otoczenia

Maksymalna temperatura otoczenia °C	wartość współczynnika K
20	1
40	0,92
45	0,9
50	0,87
55	0,85
60	0,82
65	0,79
70	0,76

Źródło: źródło własne

Przy wyborze poziomu napięcia znamionowego bezpiecznika musi być spełniona zależność:

$$U_n \leq U_{ocmod} \cdot 1,2$$

(5.2)

gdzie:

U_n - jest to napięcie znamionowe bezpiecznika,

$I_{oc\ mod}$ - jest to znamionowy prąd zwarciový modułów PV (podany przez producenta).



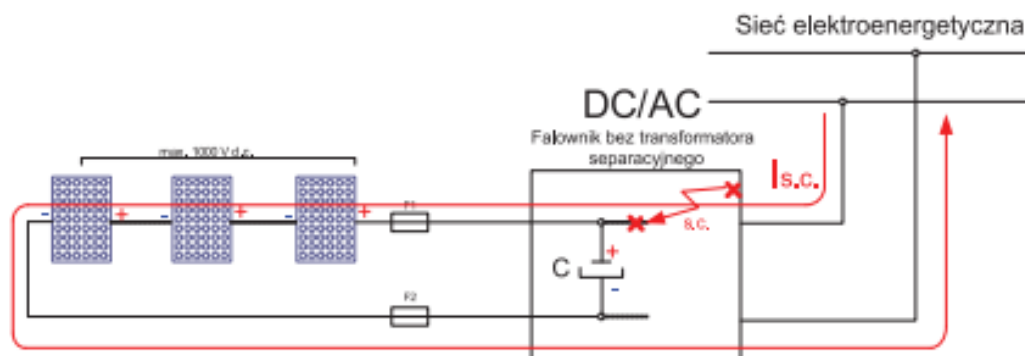
Rys. 5.5. Bezpiecznik topikowy cylindryczny (10x38) CH 10 DC.

Źródło:

http://www.etipolam.com.pl/files/userfiles/ETI%20POLAM/Wsparcie%20Techniczne/Artykuly/Artykuly2/41_07-2009%20Bezp.%20i%20ograniczn.%20PV.pdf

W izolowanym systemie PV (najczęściej stosowanym) po stronie DC należy instalować bezpieczniki zarówno w biegunie „+”, jak i „-”, co jest niezbędne w przypadku wystąpienia podwójnego zwarcia doziemnego.

Istnieje jeszcze jedno źródło prądów wstecznych w systemie fotowoltaicznym. Przy użytkowaniu przekształtników bez wbudowanego transformatora separacyjnego, w przypadku awarii i przebicia tranzystorów IGBT (z izolowaną bramką) może się zdarzyć, że napięcie przemiennie AC poprzez przekształtnik pojawi się na stronie napięcia stałego DC. Taki przebieg prądu zwarciovego pokazany jest na rysunku. W takim przypadku bezpiecznik CH gPV umożliwi fizyczne i elektryczne odłączenie każdego pojedynczego panelu. [11]



Rys. 5.6. Przebieg prądu zwarciovego w panelu PV współpracującym z falownikiem bez transformatora

Źródło:

http://www.etipolam.com.pl/files/userfiles/ETI%20POLAM/Wsparcie%20Techniczne/Artykuly/Artykuly2/41_07-2009%20Bezp.%20i%20ograniczn.%20PV.pdf

Polska norma PN- HD 60364-7-712:2007 pozwala pominąć zabezpieczenie przeciwprzebieżeniowe, jeżeli każdy element instalacji po stronie DC dopuszcza długotrwałe obciążenia prądem o wartości $1,25 \times I_{sc}$. Z kolei przez normę wymagane jest zastosowanie rozłącznika po stronie DC. Natomiast, gdy falownik go nie posiada, należy go zainstalować, aby działał zgodnie z normą rozłącznika. [11]

5.2. Wyłączniki nadprądowe

Po stronie prądu przemiennego falowniki należy zabezpieczyć nadprądowo przed potencjalnym zwarcieniem sieci. W tym celu stosuje się wyłączniki nadprądowe o charakterystyce B:

- zakres prądu znamionowego od 6 do 63 A,
- granica zadziałania wyzwalaczy termobimetalowych zawiera się od 1,13 do 1,45 krotności prądu znamionowego wyłącznika (temperatura odniesienia 30 °C),
- obszar zadziałania wyzwalaczy elektromagnesowych wynosi od 3 do 5 krotności prądu znamionowego wyłącznika.

Zabezpieczenie należy tak dobrać, aby w przypadku przepływu prądu o wartości większej od długotrwałej obciążalności prądowej zastosowanego przewodu lub kabla, następowało ich zadziałanie i rozłączenie obwodu zanim nastąpi nadmierny wzrost temperatury żył przewodów powodujących uszkodzenie kabla lub przewodu. Założenia te uważa się za spełnione, jeżeli zachowane są warunki:

$$I_b \leq I_n \leq I_z \tag{5.3}$$

$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_z \tag{5.4}$$

$$I_2 = k \cdot I_n \tag{5.5}$$

gdzie:

k- współczynnik krotności prądu powodującego zadziałanie zabezpieczenia który przyjmuje wartość:

- od 1,6 do 2,1 dla wkładek bezpiecznikowych w zależności od typu,
- 1,45 dla wyłączników nadprądowych o charakterystyce B, C, D,
- 1,2 dla wyłączników nadprądowych selektywnych.

I_b - maksymalny prąd wyjściowy po stronie AC falownika,

I_z - długotrwała obciążalność prądowa przewodu/kabla,

I_n - prąd znamionowy lub prąd nastawienia urządzenia zabezpieczającego

I_2 - prąd zadziałania urządzenia zabezpieczającego. [13]

5.3. Kable łączące moduły PV

Przewody w łańcuchu PV oraz główne przewody systemu fotowoltaicznego powinny być dobrane i montowane tak, by zminimalizować ryzyko dozie mień i zwarć. Można to uzyskać poprzez zwiększenie skuteczności ochrony oprze wodowania przed wpływem zewnętrznym przez użycie jednożyłowego przewodu ekranującego.

Kable łączące moduły mocowane są do elementów, których temperatury mogą osiągać wartości 70 °C do 80 °C. Najczęściej stosuje się kable jednożyłowe na napięcie 0,6/1 kV o maksymalnej temperaturze pracy nie większej niż 90 °C i wysokiej odporności na promienie UV. Producenci podają obciążalność kabli I_0 , np. w temperaturze 30 °C w powietrzu. Ze względu na temperaturę pracy i sposób instalacji obciążalność kabli używanych do łączenia modułów wymaga sterowania współczynników korekcyjnych (wynoszących nawet 0,52). Przekrój kabla instalacji fotowoltaicznej powinien spełniać dwa warunki:

- jego obciążalność prądowa I_z nie powinna być mniejsza od projektowanego prądu I_b i jeżeli warunek ten jest spełniony, to nie jest wymagane zabezpieczenie kabla przed przeciążeniem,
- spadek napięcia powinien mieścić się w określonym przedziale. [10]

Po stronie prądu stałego instalacji fotowoltaicznej spadki napięcia na kablach są powiązane jedynie z ich rezystancją i odpowiadają procentowej stracie mocy:

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U}{U_n} \cdot 100\% = \frac{\Delta U \cdot I_n}{U_n \cdot I_n} \cdot 100\% = \frac{\Delta P}{P_n} \cdot 100\% = \Delta P\% \quad (5.6)$$

Ponieważ dążymy do maksymalnego ograniczenia strat mocy, przyjmuje się, że spadek napięcia na kablach powinien wynosić 1-2 % (a nie 4 % jak w innych instalacjach). Małe instalacje PV składające się z jednego lub dwóch rzędów nie wymagają zabezpieczenia kabli przed zwarciami. W instalacjach większych, w których n rzędów jest podłączonych do przemiennika częstotliwości, kabel powinien być zabezpieczony przed zwarciami jeżeli jego obciążalność:

$$I_z < (n-1) \cdot 1,25 \cdot I_{sc} \quad (5.7)$$

Układy oprze wodowania powinny być odporne na różne wpływy zewnętrzne takiej jak wiatr, lód, temperaturę oraz promienie słoneczne.

W celu zminimalizowania napięć wywołanych wyładowaniami piorunowymi, należy zastosować jak najmniejsze oprowadowanie.[10]

5.4. Instalacja odgromowa

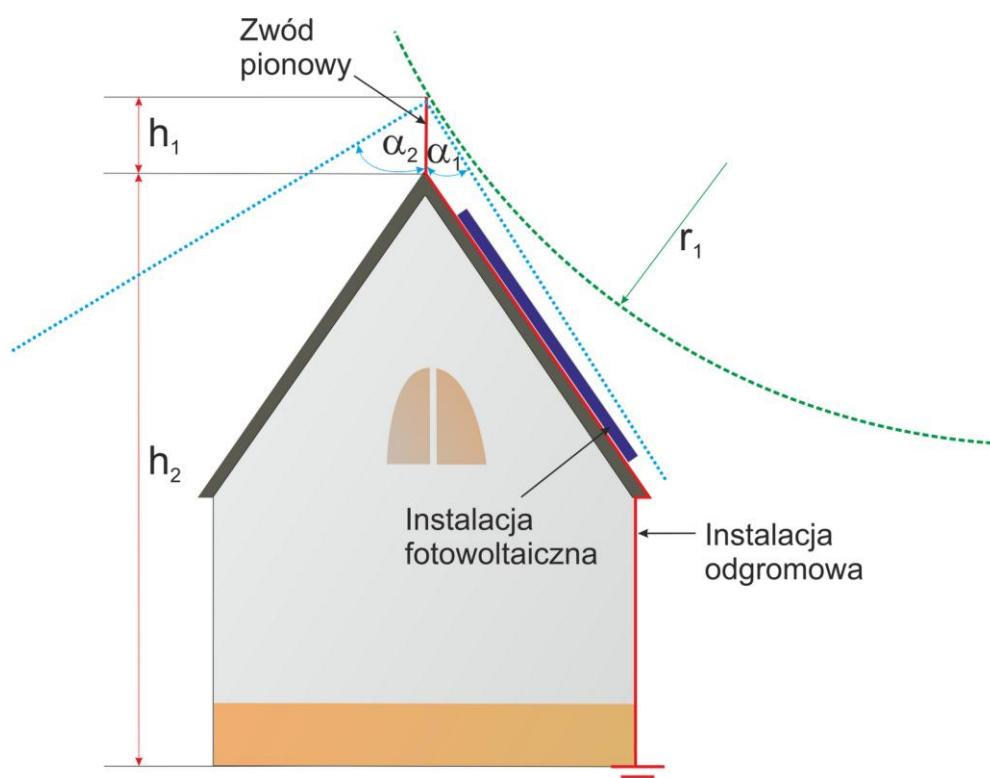
W projekt i doborze instalacji i ochrony odgromowej musimy odnieść się do zapisu w normach:

- PN- EN 61173: 2002,
- PN- EN 62305- 1: 2011,
- PN- EN 62305- 2: 2011,
- PN- EN 62305- 3: 2011,
- PN- EN 62305- 4: 2011.

W instalacji odgromowej należy odpowiednio rozmieścić zwody gwarantujące bezpieczeństwo instalacji. Układ zwodów na dachu czy ziemi powinien opierać się na trzech metodach:

- metoda toczącej się kuli (odpowiednia w każdym przypadku),
- metoda kąta ochronnego (odpowiednia dla budynków o prostych kształtach),
- metoda oczkowa (odpowiednia dla powierzchni płaskich). [13]

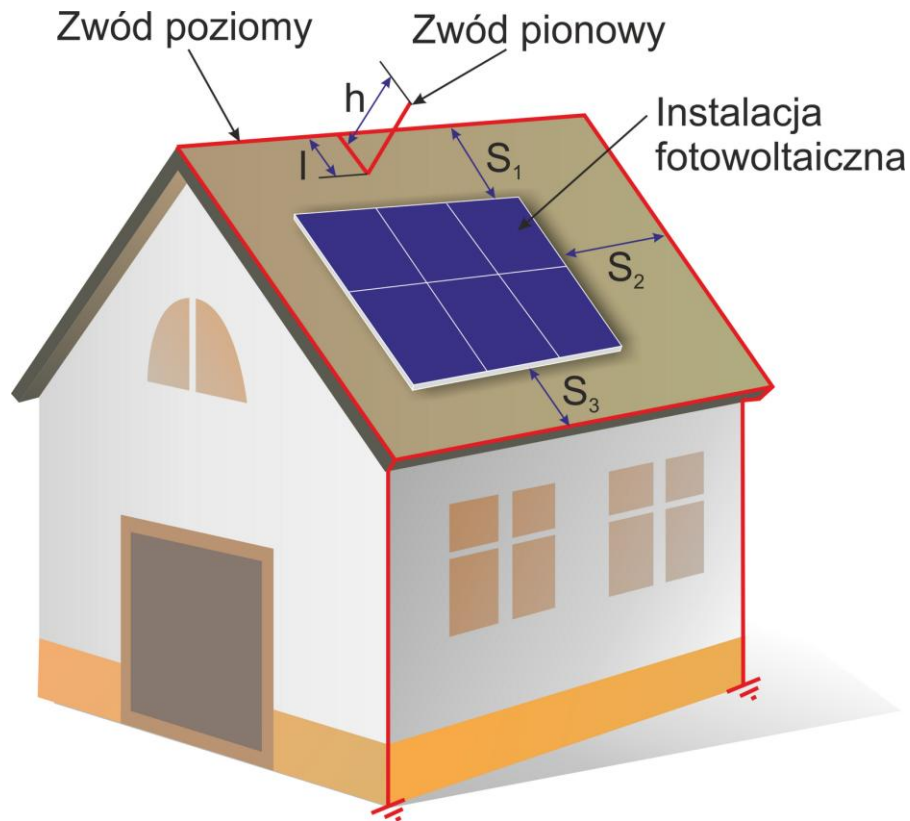
Metoda toczącej się kuli, strefę bezpieczeństwa wyznacza się za pomocą wirtualnego toczenia kuli o odpowiednim promieniu po instalacji. W tych miejscach na powierzchni, które nie są dotykane przez kulę, nie istnieje zagrożenie bezpośrednim uderzeniem pioruna.



Rys. 5.7. Wyznaczanie strefy ochronnej instalacji odgromowej w przypadku instalacji odgromowej na dachu

Źródło: Źródło: Bogdan Szymański, „Instalacje fotowoltaiczne”, Wydawnictwo Globenergia, Kraków 2015

Zachowanie odpowiednich odstępów izolacyjnych między elementami instalacji odgromowej a elementami instalacji fotowoltaicznej jest bardzo ważnym punktem w dostosowaniu instalacji odgromowej do zabezpieczenia instalacji PV. Odstęp służy ochronie elementów instalacji fotowoltaicznej przed przeskokami iskrowymi czy łukami elektrycznymi od zwodów pionowych i poziomych instalacji odgromowej. Na ogół odstęp izolacyjny S wynosi od 0,4 do 1m. [13]



Rys. 5.8. Wyznaczenie odstępów izolacyjnych od izolacji PV
 Źródło: Bogdan Szymański, „Instalacje fotowoltaiczne”, Wydawnictwo Globenergia, Kraków 2015

Zgodnie z normą PN- EN 62305- 3: 2009 określa się odstęp izolacyjny na podstawie wzoru:

$$S \geq k_i \cdot \frac{k_c}{k_m} \cdot l$$

(5.7)

gdzie:

S- minimalny odstęp izolacyjny

k_i - współczynnik uzależniony od klasy ochrony LPS

k_m - współczynnik uzależniony od rozplywu prądu w przewodach

l- długość w metrach, mierzona wzdłuż zwodu lub przewodu odprowadzającego od punktu, w którym jest rozpatrywany odstęp izolacyjny, do najbliższego połączenia wyrównawczego

Tab.5.2. Tabela przedstawiające wartości dla współczynnika k potrzebnego do wyznaczenia odstępów izolacyjnych od instalacji PV.

Współczynnik	Wartość	
K_i	0,04 IV- III klasa LPS 0,06- II klasa LPS 0,08- I klasa LPS	
K_m	1- powietrze 0,5- beton, cegła	
	Układ uziemiania typu A	Układ uziemiania typu B
K_c	1- zwód pionowy i 1 przewód odprowadzający 0,66- zwód pionowy i 2 przewody odprowadzające 0,44- sieć zwodów oraz 4 i więcej przewodów odprowadzających	1- zwód pionowy i 1 przewód odprowadzający 0,5- 1- zwód pionowy i 2 przewody odprowadzające 0,25- 0,5- sieć zwodów oraz 4 i więcej przewodów odprowadzających

Źródło: źródło własne

gdzie:

Uziom typu A- jest to uziom zbudowany z pionowych lub poziomych uziomów dołączonych do każdego z przewodów odprowadzających. Do uziomów typu A zaliczamy także uziom otokowy, jeżeli nie znajduje się on w ziemi na długości większej niż 80 %.

Uziom typu B- Uziom z połączeniem pod ziemią uziomów. Do tego typu zalicza się także uziomy fundamentowe, kratowe czy otokowe gdy znajduje się pod ziemią na długości większej niż 80 %.

5.5. Ochrona przepięciowa w systemie PV

Budowa instalacji fotowoltaicznej na dachu budynku jednorodzinnego, wiąże się z szczególnym zagrożeniem, spowodowanym uderzeniem pioruna. Zagrożenie występuje także, przy uderzeniu pioruna w promieniu około 1 km (uderzenie pośrednie) i jest bardziej prawdopodobne, niż bezpośrednie uderzenie w budynek. Przez zagrożenia związane z uderzeniem pioruna możemy rozumieć sprzężenia indukcyjne, pojemnościowe i galwaniczne. Sprzężenia takie powodują przeciążenia, które stanowią duże zagrożenie dla elementów instalacji PV. Amplituda indukowanego prądu udarowego w przewodach instalacji fotowoltaicznej, może wynosić od kilkuset A do około 1 kA. W celu zabezpieczenia systemu fotowoltaicznego i podłączonych do nich urządzeń elektronicznych przed sprzężeniami indukcyjnymi lub pojemnościowymi oraz przepięciami stosowane są ograniczniki przepięć montowane są w skrzynkach rozłącznikowych lub w tablicach rozdzielczych prądu stałego oraz dodatkowe ograniczniki przepięć przed i po falowniku. [8]

Przepięcia pochodzenia zewnętrznego zarówno w przypadku systemu przyłączonych do sieci, jak i autonomicznych główną zewnętrzną przyczyną przepięć są wyładowania atmosferyczne. W urządzeniach przyłączonych do sieci przyczyną przepięć mogą być wahania napięcia (przebiegi niesinusoidalne) w sieci zasilającej, do której przyłączone jest urządzenie. W urządzeniach autonomicznych (wyspowych) wahania napięcia pod obciążeniem mogą wywołać przepięcia w fotowoltaicznych systemach generowania mocy.

Przepięcia pochodzenia wewnętrznego zarówno w autonomicznych, jak i przyłączonych do sieci systemach czynnikami generującymi przepięcia w systemie PV mogą być wady elementów składowych, błędy operacyjne oraz stany nieustalone wywołane przełączeniem.

Ochrona przepięciowa po stronie prądu przemiennego realizowana jest zgodnie ze standardowymi zasadami obowiązującymi w instalacjach AC.

Ochrona pod stronie prądu stałego wymaga zastosowania aparatów dedykowanych dla instalacji fotowoltaicznej.

Ograniczniki przepięć służą w instalacjach fotowoltaicznych, jako ochrona przed przepięciami łączeniowymi pochodzącymi od wyładowań atmosferycznych pośrednich lub bezpośrednich. Zastosowane są w budynkach wyposażonych w ochronę odgromową, jak też w obiektach nie posiadających instalacji odgromowej.

W zależności od wielkości systemu fotowoltaicznego stosuje się dwa różne typy ograniczników przepięć (SPD). Typ pierwszy (T1) przeznaczony jest do ochrony instalacji przed przepięciami spowodowanymi bezpośrednimi wyładowaniami atmosferycznymi. Typ drugi (T2) chroni przed przepięciami spowodowanymi pośrednimi wyładowaniami atmosferycznymi (wyładowanie w pobliżu systemu PV). Energia pochodząca od wyładowania bezpośredniego w system ochrony najczęściej jest wysoka, dlatego ogranicznik T1 wyposaża się w wbudowany warystor o większej wytrzymałości, który przenosi większą energię przy przepływie prądu wyładowczego. Przyjmuję się, że w obiektach z zainstalowaną zewnętrzną ochroną odgromową należy stosować ograniczniki typu pierwszego (T1), a w obiektach bez zewnętrznej instalacji odgromowej tylko ograniczniki typu drugiego (T2). [12]

W systemach modułowych PV z zewnętrzną instalacją odgromową w niektórych sytuacjach po stronie DC stosuje się ograniczniki typu drugiego (T2), ponieważ napięcie tej strony jest zwykle wyższe od napięcia U_c na stronie prądu przemiennego, gdzie używany jest ogranicznik typu pierwszego (T1) oraz gdy zachowane są odstępy izolacyjne między modułami a instalacją odgromową. Zatem w przypadku bezpośredniego wyładowania uruchomi się ogranicznik przepięć po stronie prądu przemiennego.

Na rysunku 5.9 przedstawiono przykładowy ogranicznik przepięć firmy NOARK. We wnętrzu ogranicznika zastosowane są dwa warystory. Każdy z nich jest zabezpieczony

elementem termicznym w postaci odłącznika. W ograniczniku wymiana wkładki warystorowej następuje bez konieczności odłączenia podstawy urządzenia. Optyczny wskaźnik stanu wkładki przedstawia stopień zużycia elementu. Dzięki temu przy zastosowaniu styku pomocniczego możemy przesłać informacje o stanie wkładki do urządzenia monitorującego.



Rys.5.9. Ogranicznik przepięć Ex9UE firmy NOARK.

Źródło: <http://www.noark-electric.pl/Produkty-5/Aparaty-modu%C5%82owe-25/Ograniczniki-przepi%C4%99%C4%87-43/>

Źródła przepięć to napięcia przekraczające maksymalne zaprojektowane wartości, uważane są za największe zagrożenia dla fotowoltaicznych systemów generowania mocy. Przepięcia takie mogą być wywołane czynnikami pochodzenia zewnętrznego lub błędami funkcjonowania. Na rysunku 5.10 przedstawiono spaloną rozdzielnicę prądu stałego systemu PV przez pośrednie uderzenie pioruna.



Rys. 5.10. Spalona rozdzielnica po stronie prądu stałego.

Źródło: <http://www.elektroinstalator.com.pl/ochrona-przed-zagroeniami/58-ochrona-przed-zagroeniami/679-zabezpieczenia-elektrowni-fotowoltaicznych-w-praktyce-2.html>

Dobór zabezpieczenia do ochrony przeciwprzepięciowej wymaga określenia napięcia U_c (maksymalne napięcie trwałej pracy) przy braniu pod uwagę odpowiednich współczynników korekcyjnych. Według normy EN 50539 oraz zaleceń większości producentów ograniczników przepięć napięcie U_c ogranicznika określone jest zależnością:

$$U_c \geq 1,2 \cdot U_{ocmod}$$

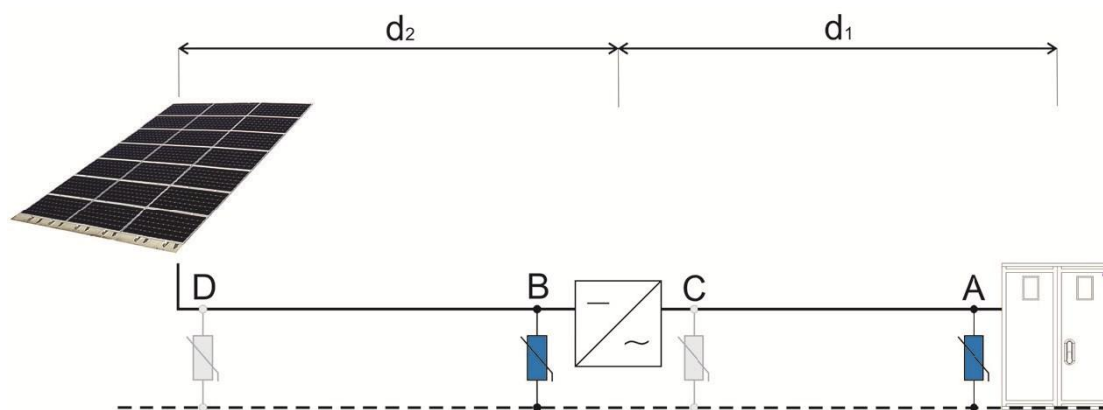
(5.8)

gdzie:

U_{ocmod} - jest to napięcie na zaciskach nieobciążonego modułu fotowoltaicznego (przy otwartych stykach) lub rzędu szeregowo połączonych modułów PV w typowych warunkach testowych (warunki określone są w normie PN-EN 60904-3).

Dzisiaj większość oferowanych przekształtników wykonanych jest w technologii IGBT (tranzystor bipolarny z izolowaną bramką), która w porównaniu do technologii z transformatorem ma wiele zalet: większa wydajność, mniejszy ciężar, mniejsze wymiary itp. Mają jednak wadę – może nastąpić przebicie napięcia (udar) ze strony AC na stronę DC. Na stronie DC przekształtnika może pojawić się suma napięć $U_{DC}+U_{AC}$, która może szybko przekroczyć wartość napięcia trwałej pracy ogranicznika – U_c , a tym samym doprowadzić do jego zniszczenia. [8]

Instalacja odgromowa nie jest w 100 % pewnym środkiem ochrony, spowodowane to jest zmieniającymi się warunkami atmosferycznymi.



Rys. 5.11. Ogólny schemat systemu modułów fotowoltaicznych i ochrony przeciwprzepięciowej; A – AC rozdzielnica pomiarowa (z licznikiem); B – DC rozdzielnica (przed przekształtnikiem); C – AC wyjście przekształtnika; D – PV rozdzielnica pomiędzy modułami PV a przekształtnikiem
 Źródło: <http://www.elektroinstalator.com.pl/ochrona-przed-zagroeniami/58-ochrona-przed-zagroeniami/679-zabezpieczenia-elektrowni-fotowoltaicznych-w-praktyce-2.html>

System PV bez zewnętrznej instalacji odgromowej.

W punktach A i B zainstalowano ograniczniki T2 bez względu na odległości d_1 i d_2

- gdy $d_1 > 10$ m, to w punkcie C należy dodać SPD T2;
- gdy $d_2 > 10$ m, to w punkcie D należy dodać SPD T2. [12]

System PV z izolowanym systemem zewnętrznej ochrony odgromowej.

Pomiędzy instalacją odgromową a modułami PV zachowane są odległości S wg normy IEC62305 (rys. 12). W punkcie A bez względu na odległości d_1 i d_2 zainstalowano ogranicznik T1, a w punkcie B ogranicznik T2.

- gdy $d_1 > 10$ m, to w punkcie C należy dodać SPD T2;
- gdy $d_2 > 10$ m, to w punkcie D należy dodać SPD T2. [12]

System PV z nieizolowanym systemem zewnętrznej ochrony odgromowej.

Moduły PV i instalacja odgromowa są ze sobą połączone lub nie są niezachowane odległości S . W każdym przypadku bez względu na odległości muszą być zainstalowane w punkcie A ograniczniki T1, a typ ogranicznika w punkcie B zależy od odległości d_2 :

- gdy $d_2 < 10$ m, to w punkcie B trzeba zastosować SPD T2;
- gdy $d_2 > 10$ m, to w punkcie B trzeba zastosować SPD T1, a w punkcie D należy dodać T1;
- gdy $d_1 > 10$ m, to w punkcie C należy dodać SPD T2. [12]

5.6. Uziom i połączenie wyrównawcze

Uziemione połączenie wyrównawcze modułów i falownika odpowiada nam za element ochrony:

- przeciwporażeniowej,
- przeciwprzepięciowej,
- odgromowej.

Uziemienie jest bardzo ważnym elementem ochrony instalacji PV, chociaż nieziemiony moduł też jest urządzeniem bezpiecznym elektrycznie w normalnych warunkach pracy. Uziemione połączenie wyrównawcze poprawia bezpieczeństwo pracy instalacji fotowoltaicznej w takich sytuacjach, jak uszkodzenie modułu w czasie wyładowań atmosferycznych w pobliżu instalacji. Przy instalacji połączenia wyrównawczego musimy pamiętać, że wszystkie uziomy po stronie prądu stałego oraz prądu przemiennego powinny być wspólne. Należy pamiętać, aby nie wykonywać nie uziemionych połączeń wyrównawczych. [13]

6. Projekt systemu fotowoltaicznego na dachu budynku jednorodzinnego

Projekt systemu fotowoltaicznego na dachu budynku jednorodzinnego obejmuje instalację fotowoltaiczną połączoną do sieci (on grid). Wybór takiej koncepcji wynika z dwóch czynników:

- instalacja fotowoltaiczna przyłączona do sieci jest tańsza od instalacji wyspowej, ponieważ nie wymaga zakupu akumulatorów (nadwyżki wyprodukowanej energii będą sprzedawane do sieci, a nie dobre z niej kupowane),
- energia elektryczna wyprodukowana przez instalacje PV w wielu krajach, kupowana jest po cenie wyższej niż energia dostępna w sieci.

Pierwszym krokiem do zaprojektowania instalacji fotowoltaicznej jest dobór mocy instalacji wynikający z czterech czynników:

- powierzchnia dostępna po instalację,
- koszt zrealizowania projektu,
- możliwość przyłączenia do sieci,
- zapotrzebowanie na moc i energię (tab. 6.1. przedstawia zużycie energii na projektowanym obiekcie).

Kolejnymi etapami jest dobór elementów systemu: modułów PV oraz falownika (inwertera).

Tab. 6.1. Zużycie energii w domu jednorodzinnym

Pomieszczenie	odbiornik energii	moc nominalna	czas pracy	dzienne zużycie energii
		[W]	[h/dobę]	[Wh]
Salon	Telewizor	150	3	450
	3 lampy	40x3=120	4	480
	DVD	40	1	40
Kuchnia	Lodówka	200	8	1440
	1 lampa	40	2	80
	Piekarnik elektryczny	3500	0,5	1750
	Mikrofalówka	900	0,25	225
	Czajnik elektryczny	2200	0,2	440
Łazienka	2 lampy	40x2=80	1,5	120
	Suszarka	1200	0,2	240
	Pralka	2000	0,25	500
sypialnia I	Telewizor	150	1	150
	1 lampa	40	1	40
	Żelazko	2000	0,2	400
sypialnia II	1 lampa	40	1	40
	Odkurzacz	1500	0,2	300
	Radio-budzik	30	1	30
Pokój	1 lampa	40	3	120
	Laptop	60	4	240
	Radio	80	2	160
			SUMA:	7245

Źródło: źródło własne

6.1. Założenia do projektu

1. Parametry znamionowe modułu fotoogniwa SOLAR BEP 250 W Polikrystaliczny:

- Moc maksymalna modułu- $P = 250 \text{ W}$,
- Wymiar ogniwa- 156×156 ,
- Ilość ogniw- 60,
- Napięcie znamionowe modułu PV- $U_{\text{mpp mod}} = 30,35 \text{ V}$,
- Napięcie jałowe modułu PV- $U_{\text{oc mod}} = 38,1 \text{ V}$,
- Prąd znamionowy modułu PV- $I_{\text{mpp mod}} = 8,25 \text{ A}$,
- Znamionowy prąd zwarcia modułu PV- $I_{\text{sc mod}} = 8,75 \text{ A}$,
- Temperaturowy współczynnik prądu I_{sc} - $\alpha = 4,4 \text{ mA}/^{\circ}\text{C}$,
- Temperaturowy współczynnik napięcia U_{oc} - $\beta = -103 \text{ mV}/^{\circ}\text{C}$,
- Temperaturowy współczynnik mocy- $\gamma = -0,41 \text{ \%}/^{\circ}\text{C}$,
- NOCT($800 \text{ W}/\text{m}^2$, $20 \text{ }^{\circ}\text{C}$, AM 1,5, 1 m/s)- $44 \text{ }^{\circ}\text{C}$,
- Maksymalne napięcie systemu- 1000 V DC ,
- Dopuszczalne naświetlenie słoneczne- $1200 \text{ W}/\text{m}^2$,
- Wymiar modułu PV- $1640 \times 992 \times 38 \text{ mm}$,
- Wydajność- $15,40 \text{ \%}$,
- MPP napięcia przy $70 \text{ }^{\circ}\text{C}$ - $35,51 \text{ V}$,
- Napięcie rozwarcia przy $-10 \text{ }^{\circ}\text{C}$ - $42,44$.



Rys. 6.1. Moduł fotowoltaiczny polikrystaliczny SOLAR BEP 250 W.

Źródło: http://solar.bruk-bet.pl/produkty.php?i=BEP_250Wp

2. Powierzchnia modułu – ok. 1,6 m².
3. Ilość modułów- 30 szt.
4. Liczba rzędów- 2.
5. Powierzchnia zabudowy- 48m².
6. Bateria paneli fotoogniw skierowana na południe.
7. Kąt nachylenia paneli fotoogniw- 45°.



Rys. 6.2. Wstępny projekt instalacji fotowoltaicznej na dachu budynku jednorodzinnego.
Źródło: źródło własne

6.2. Wyznaczenie parametrów znamionowych

Przy połączeniu szeregowym 15 modułów parametry obwodu prądu stałego rzędu I_r wynosi:

$$I_r = I_{1mppmod} = I_{2mppmod} = \dots = I_{15mppmod} \quad (6.1)$$

$$I_r = 8,25 = 8,25 = \dots = 8,25 = 8,25$$

gdzie:

$I_{1mppmod}$ - $I_{15mppmod}$ - prądy znamionowe poszczególnych modułów fotowoltaicznych.

Przy połączeniu szeregowym 15 modułów parametry obwodu napięcia stałego rzędu U_r wynosi:

$$U_r = U_{1mpp\text{mod}} + U_{2mpp\text{mod}} + \dots + U_{15mpp\text{mod}} \quad (6.2)$$

$$U_r = 30,35 + 30,35 + \dots + 30,35 = 455 \text{ V}$$

gdzie:

$U_{1mpp\text{mod}}$ - $U_{15mpp\text{mod}}$ - napięcia znamionowe poszczególnych modułów fotowoltaicznych.

Jeden rząd zostanie włączony na pierwsze wejście falownika po stronie DC.

Drugi rząd połączony w podobny sposób włączony zostanie na wejście drugie falownika po stronie DC.

Moc jednego rzędu P_r po stronie prądu stałego wynosi :

$$P_r = U_r \cdot I_r \quad (6.3)$$

$$P_1 = 455 \cdot 8,25 = 3754 \text{ W}$$

Dwa rzędy dostarczą moc czynną P_{DC} :

$$P_{DC} = 2 \cdot P_1 \quad (6.4)$$

$$P_{DC} = 2 \cdot 3754 = 7508 \text{ W}$$

Znając maksymalną moc projektowanej instalacji można dobrać inwerter, którego moc po stronie AC jest około 10 %- 15% mniejsza od mocy zainstalowanej na panelach PV, w naszym projekcie. Wybrany został inwerter (falownik) KACO new energy Powador 7900. Parametry znamionowe inwertera:

- Maksymalna moc DC- 7900 W,
- Maksymalne napięcie wejściowe- 800 V,
- Moc znamionowa (DC/AC)- 6700 W,
- Minimalne napięcie wejściowe (DC)- 350 V,
- Maksymalny prąd wejściowy (DC)– 19,7 A,
- Napięcie znamionowe wyjściowe (AC)– 230/400 V,
- Prąd znamionowy wyjściowy (AC)- 28,9 A,
- Sprawność- 97%,
- Rozłącznik DC- zintegrowany.

Sprawdzimy minimalną ilość modułów na jeden obwód: 230 V dzielimy przez MPP 35,51 V= (6,48), to jest 7 modułów na obwód- minimalnie.

Sprawdzimy maksymalną ilość modułów na jeden obwód: maksymalne napięcie prądu stałego inwertera wynosi 800 V dzielimy przez MPP obwodu otwartego $U_{oc}= 42,44$, to jest (18,85) czyli 18 modułów na obwód maksymalnie (moduły łączone są szeregowo w obwody).

Sprawdzimy maksymalną ilość wejść obwodów podłączonych do inwertera: maksymalny prąd stały inwertera równy 19,7 A dzielimy przez prąd zwarcia $I_{sc}= 8,75$ A modułów, to jest (2,25), a więc możemy podłączyć maksymalnie dwa obwody.

Strata mocy na przewodach i falowniku wynosi około 3 %.

Moc po stronie napięcie przemiennego P_{AC} wyniesie:

$$P_{AC} = 0,97 \cdot P_{DC} \tag{6.5}$$

$$P_{AC} = 0,97 \cdot 7508 = 7283 \text{ W}$$

Po stronie prądu zmiennego AC, napięcie międzyfazowe wyniesie 400 V, a fázowe 230 V.

Prąd płynący do złącza kablowego lub napowietznego wyniesie (w obliczeniach zakłada się, że obciążenie jest czynne i wynosi $\cos \varphi = 0,95$):

$$P = 3 \cdot U \cdot I \cdot \cos \varphi \tag{6.6}$$

po przekształceniu:

$$I = \frac{P}{3 \cdot U \cdot \cos \varphi} \quad (6.7)$$

$$I = \frac{7508}{3 \cdot 400 \cdot 0,95} = 6,59 \text{ A}$$

6.3. Dobór zabezpieczenia kabli przed zwarcie po stronie prądu stałego

Panele fotowoltaiczne zostaną połączone szeregowo. Nominalny prąd dla jednego z łańcuchów to 8,25 A. Założono, że długość kabla między falownikiem a łańcuchem modułów będzie wynosił 2x 60 m. Dopuszczalny poziom strat na kablach w granicy 1 %. Napięcie nominalne jednego z łańcuchów to 455 V. Dobór średnic:

- Przewody obwodu łańcucha do połączenia z falownikiem:

$$A = \frac{I_r \cdot l_{rl}}{U_r \cdot k \cdot W} \quad (6.8)$$

gdzie:

I_r - nominalny prąd łańcucha,

l_r - długość kabla pomiędzy łańcuchem modułu a falownikiem,

U_r - nominalne napięcie łańcucha,

k - współczynnik przewodności właściwej,

W - dopuszczalna strata na przewodach.

$$A = \frac{8,25 \cdot 120}{244 \cdot 54 \cdot 0,01} = 7,51 \text{ m}^2$$

W tym przypadku dla zachowania strat poniżej 1 % punkt zbiorczy zostanie połączony z falownikiem kablem 10 mm². Kabel typu EM8 z izolacją zewnętrzną w postaci gumy termoutwardzalnej bezhalogenowej LSZH.

W normalnych warunkach pracy systemu fotowoltaicznego każdy moduł generuje prąd o wartości zbliżonej do prądu zwarciovego, dlatego zakłada się, że prąd obwodu pojedynczego rzędu wynosi:

$$I_b = 1,25 \cdot I_{sc\text{mod}} \quad (6.9)$$

$$I_b = 1,25 \cdot 8,25 = 10,31 \text{ A}$$

Występuje mnożnik 1,25, ponieważ bierzemy pod uwagę 25 % ryzyko związane ze wzrostem promieniowania powyżej 1 kW/m².

W projekcie występują tylko dwa rzędy, dzięki temu nie jest wymagane zabezpieczenie kabli przed zwarcieniem.

6.4. Dobór napięcia znamionowego wkładki topikowej (gPV)

Warunki standardowego testu (STC) są wymagane przy obliczaniu prądu znamionowego wkładki topikowej. Należy uwzględnić współczynniki korygujące zamieszczone w tabelicy 6.2.

Tab. 6.2. Współczynniki korygujące dla wkładek topikowych CH gPV. K_{th} - współczynnik temperaturowy otoczenia wkładki gPV dla 70 °C wewnątrz rozdzielnic rys. (charakterystyka temperaturowej zależności wkładek topikowych gPV; A_2 - Współczynnik cyklicznego obciążenia wkładek gPV; K_{25} - współczynnik korygujący z powodu większej ilości liczby rozłączników zainstalowanych w rozdzielni.

Współczynnik	Wartość
K_{th}	0,9
A_2	0,9
K_{25}	1

Źródło: źródło własne

$$I_{n\text{min}} \geq I_{mpp\text{mod}} \cdot \frac{1}{K_{th}} \cdot \frac{1}{A_2} \cdot \frac{1}{K_{25}} \quad (6.10)$$

$$I_{n\text{min}} \geq 8,25 \cdot \frac{1}{0,9} \cdot \frac{1}{0,9} \cdot \frac{1}{1} \text{ A}$$

$$I_{n\min} \geq 10,19 \text{ A}$$

Wybrano najbliższy prąd znamionowy wkładki topikowej równy $I_n=10 \text{ A}$.
Dobór zredukowanego prądu znamionowego wkładki topikowej gPV.

$$I_{nred} = I_n \cdot K_{th} \cdot A_2 \cdot K_{25} \quad (6.11)$$

$$I_{nred} = 10 \cdot 0,9 \cdot 0,9 \cdot 1 = 8,1 \text{ A}$$

Przy obliczaniu prądu zwarciovego I_{sc}'' trzeba wziąć pod uwagę różnice między temperaturą $20 \text{ }^\circ\text{C}$ a maksymalną temperaturą pracy modułu równej $42 \text{ }^\circ\text{C}$. Różnica ta wynosi $\Delta T= 22 \text{ }^\circ\text{C}$.

$$I_{sc}'' = I_{sc\text{mod}} \cdot (1 + (\Delta T \cdot a)) \quad (6.12)$$

$$I_{sc}'' = 8,75 \cdot (1 + (22 \cdot 4,4 \cdot 10^{-3})) = 9,6 \text{ A}$$

Dopuszczalne naświetlenie słoneczne wynosi 1200 W/m^2 , więc należy ponownie wartość prądu zwarciovego przeliczyć na naświetlenie:

$$I_{sc}' = I_{sc}'' \cdot 1,2 \quad (6.13)$$

$$I_{sc}' = 9,6 \cdot 1,2 = 11,52 \text{ A}$$

Warunek $I_{n\text{red}} > I_{sc}'$ nie jest spełniony, ponieważ $8,1 \text{ A}$ nie jest większe od $11,52 \text{ A}$. Dlatego musimy określić następną wartość prądu znamionowego wkładki CH PV, a zatem dobrać kolejną wartość z szeregu- $I_n= 16 \text{ A}$.

$$I_{nred} = I_n \cdot K_{th} \cdot A_2 \cdot K_{25} \quad (6.14)$$

$$I_{nred} = 16 \cdot 0,9 \cdot 0,9 \cdot 1 = 13 \text{ A}$$

Przy obliczaniu prądu zwarciovego I_{sc}'' trzeba wziąć pod uwagę różnice między temperaturą STC= 20 °C a maksymalną temperaturą pracy modułu równej 42 °C. Różnica ta wynosi $\Delta T = 22 \text{ °C}$.

$$I_{sc}'' = I_{sc\text{mod}} \cdot (1 + (\Delta T \cdot a)) \tag{6.15}$$

$$I_{sc}'' = 8,75 \cdot (1 + (22 \cdot 4,4 \cdot 10^{-3})) = 9,6 \text{ A}$$

Dopuszczalne naświetlenie słoneczne wynosi 1200 W/m², więc należy ponownie wartość prądu zwarciovego przeliczyć na naświetlenie:

$$I_{sc}' = I_{sc}'' \cdot 1,2 \tag{6.16}$$

$$I_{sc}' = 9,6 \cdot 1,2 = 11,52 \text{ A}$$

Warunek $I_{nred} > I_{sc}'$ jest spełniony, ponieważ 13 A jest większe od 11,52 A.

6.5. Dobór ograniczników przepięć (SPD)

Do ochrony przeciwprzepięciowej należy zastosować ograniczniki przepięć, zarówno po stronie prądu przemiennego, jak i prądu stałego, typu drugiego, połączone z szyną wyrównawczą potencjałów o średnicy minimum 6 mm². Należy także wykonać połączenie wyrównawcze między szynami konstrukcji wsporczej modułów drutem aluminiowym o średnicy 10 mm². Konstrukcję wsporczą połączyć z szyną wyrównania potencjałów przewodem o średnicy 6 mm².

Dla podanego przez producenta modułu PV napięcie $U_{oc\text{mod}} = 38,1 \text{ V}$ i 15 modułów w rzędzie, napięcie $U_{oc\text{mod}}$ rzędu wynosi $15 \times U_{oc\text{mod}} = 571,5 \text{ V}$. Po zastosowaniu współczynnika korekcyjnego otrzymuje się wartość U_c ogranicznika (SPD) do ochrony pierwszego rzędu modułów, wynikający ze wzoru 5.8:

$$U_c \geq 1,2 \cdot U_{ocmodr}$$

$$U_c \geq 1,2 \cdot 571,5$$

$$U_c \geq 685,8 \text{ V}$$

To znaczy, że ogranicznik (SPD) o napięciu o napięciu $U_c = 700 \text{ V}$ można zastosować w naszym systemie PV.

6.6. Zabezpieczenie po stronie prądu przemiennego

Przyłączenie falownika będzie wymagać doprowadzenia 2x 10 m przewodu od rozdzielni głównej w budynku do miejsca montażu falownika. Dopuszczalny poziom strat na przewodzie to 1 %. Przy pracy z mocą 6700 W dla $\cos\gamma = 1$.

$$A = \frac{P_f \cdot l_{fr}}{U_r^2 \cdot k \cdot W}$$

(6.17)

gdzie:

P_f - nominalna moc falownika,

l_{fr} - długość kabla pomiędzy falownikiem a rozdzielnicą,

U_r - nominalne napięcie wyjściowe falownika,

k - współczynnik przewodności właściwej,

W - dopuszczalna strata na przewodach.

$$A = \frac{6700 \cdot 20}{230^2 \cdot 54 \cdot 0,01} = 4,69 \text{ mm}^2$$

W tym przypadku dla zachowania strat poniżej 1 % punkt zbiorczy zostanie połączony z falownikiem kablem 6 mm^2 . Zastosowany przewód spełnia także wymogi względem obciążalności prądowej. W omawianym przypadku prąd nominalny po stronie prądu przemiennego wynosi 28,9 A.

Dobór wyłącznika nadprądowego. Maksymalny prąd znamionowy płynący z falownika 28,9, a obciążalność przewodu 6 mm^2 wynosi 45 A. Skorzystamy z wzoru 5.3:

$$I_{f \max} \leq I_n \leq 1,45 \cdot I_{dopp}$$

gdzie:

$I_{f \max}$ - maksymalny prąd na wyjściu falownika,

I_n - prąd znamionowy wyłącznika nadprądowego,

I_{dopp} - obciążalność przewodu.

$$28,9 \leq I_n \leq 46 \text{ A}$$

Do wyliczenia prądu zadziałania urządzenia zabezpieczającego skorzystamy ze wzoru 5.4:

$$I_2 \leq 1,45 \cdot 45 = 65,25 \text{ A}$$

gdzie:

I_2 - prąd zadziałania urządzenia zabezpieczającego.

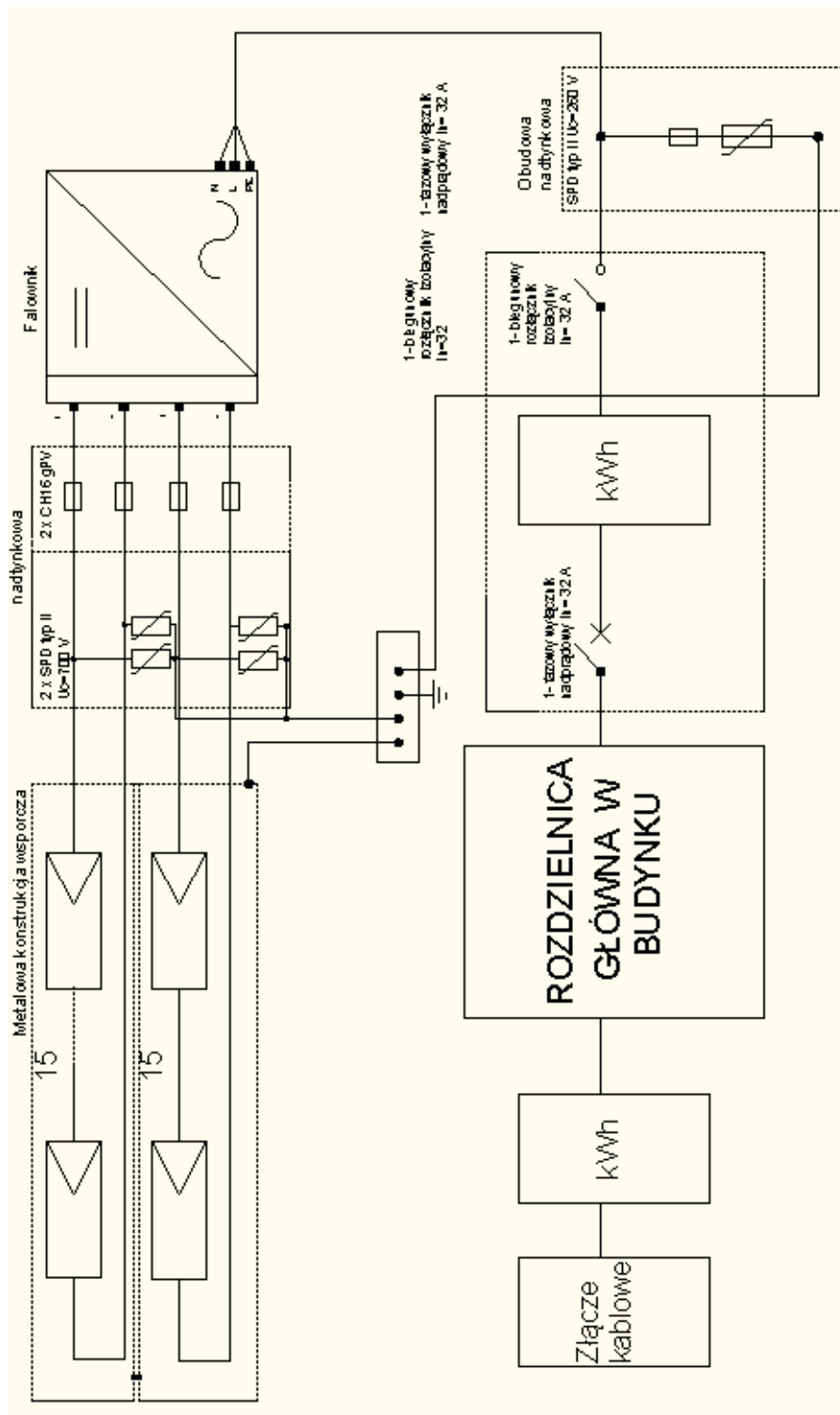
$$I_2 = 1,45 \cdot 32 = 46,4 \text{ A}$$

Dobrano wyłącznik nadprądowy B 32 o prądzie znamionowym $I_n = 32 \text{ A}$.

Dobrano 1 biegunowy rozłącznik izolacyjny o napięciu nominalnym 32 A, ponieważ maksymalny prąd na wyjściu falownika wynosi 28,9 A.

Po stronie AC dobrano ogranicznik przepięć SPD typu drugiego o napięciu nominalnym $U_c = 440/260 \text{ V}$ (przewód L i N- 260V), ponieważ napięcie wyjścia falownika wynosi 230 V.

6.7. Schemat instalacji



Rys. 6.3. Schemat elektryczny zaprojektowanej instalacji fotowoltaicznej

7. Podsumowanie- wnioski i spostrzeżenia

Instalacja elektryczna w domu jednorodzinnym powinna być zaprojektowana oraz wykonana zgodnie z obowiązującymi normami, aby uznać ją w pełni bezpieczną. Do podstawowych zabezpieczeń należą wyłączniki nadprądowe i różnicowoprądowe, a jako zabezpieczenie przed skutkami skoku napięcia montowane są ograniczniki przepięć. Ważny jest również dobór odpowiedniego przekroju przewodu i zabezpieczenie ich przed uszkodzeniem oraz zapewnienie dobrego styku na zainstalowanych połączeniach. Użytkownik instalacji elektrycznej nie zwolniony jest od zachowania ostrożności przy korzystaniu z urządzeń elektrycznych, jak także reagowanie na wszelkie nieprawidłowości w czasie ich pracy.

Nie zawsze można uniknąć zagrożeń związanych z pracą instalacji lub urządzeń elektroenergetycznych, jednak należy zmniejszyć ich ryzyko występowania. Muszą posiadać one właściwe i skuteczne zabezpieczenia przed porażeniem prądem.

Stale prowadzone są prace nad poprawą jakości oraz skuteczności działania urządzeń i systemów ochrony przeciwporażeniowej. Może w przyszłości, dzięki temu doczekamy się w 100 % bezpiecznych instalacji elektrycznych.

Pierwszym krokiem wykonania projektu instalacji elektrycznej domu jednorodzinnym przy zasilaniu energią odnawialną był wybór jednej z energii konwencjonalnej oraz miejsca instalacji. Wybór padł energią z promieni słonecznych, która pozyskiwana będzie za pomocą modułów fotowoltaicznych umiejscowionych na dachu budynku, ponieważ jest to najbardziej popularna energia konwencjonalna w Polsce.

Kolejnym etapem był decyzja co do typu instalacji PV, zdecydowano się na instalację fotowoltaiczną przyłączoną do sieci sztywnej, dlatego że realizacja jest tańsza niż koncepcja wyspowa systemu (nie wymaga zakupu akumulatorów) oraz w wielu krajach europejskich, energia kupowana jest po cenie wyższej niż energia dostępna w sieci.

Następnymi krokami było dobranie elementów i zabezpieczenia systemów PV. Do konieczności zabezpieczenia instalacji fotowoltaicznej nikogo nie trzeba przekonywać, ze względu na duży koszt elementów systemu. Koncepcja bezpieczeństwa systemu powinna chronić przed zakłóceniami zewnętrznymi, jak i wewnętrznymi. Zabezpieczenie realizowane jest przez inne aparaty elektryczne po stronie prądu stałego niż po stronie prądu stałego.

Należy zapamiętać, że na nieobciążonych zaciskach zestawu paneli ma wartość znamionową również podczas niewielkiego nasłonecznienia. Jedynie prąd zależny jest w sposób liniowy od padających promieni słonecznych, dlatego warto zwrócić uwagę na ryzyko porażenia elektrycznego.

Bezpieczniki topikowe o charakterystyce gPV stanowią ochronę główną instalacji fotowoltaicznej, instaluje się je najczęściej w pobliżu wejścia falownika. Taki bezpiecznik instalowany jest zarówno na biegunie + jak i – przekształtnika.

Ogranicznik przepięć służy do specjalnej ochrony systemów PV przed szkodliwymi skokami napięcia i pozwala instalacji pracować poprawnie. Urządzenie ochrony przeciwprzepięciowej SPD powinno chronić trzy istotne elementy systemu fotowoltaicznego: połączenia, falowniki oraz linie danych. Skrzynki łączeniowe oraz obudowa falownika zawierają najbardziej kosztowne części instalacji PV, które są bardzo podatne na przepięcia.

Zacienienie jednego z paneli powoduje na nim zwarcie, a co za tym idzie, przepływ prądu zwarciovego I_{sc} . Stanowi on sumę geometryczną prądów pochodzących z innych paneli PV.

Przy uszkodzeniu falownika najczęściej dochodzi do przepływu prądu zwarciovego, pochodzącego z głównej sieci zasilającej do modułów fotowoltaicznych.

Zabezpieczenie zaprojektowanego systemu PV zostało wykonane zgodnie z obowiązującymi normami. Należycie dobrane elementy oraz zabezpieczenie instalacji jest

kluczem do prawidłowej pracy systemu fotowoltaicznego, która najczęściej realizowana jest na okres 20-stu lat lub dłużej.

8. Literatuta

- [1] Ryszard Tytko, „*Urządzenia i systemy energetyki odnawialnej*”. Wydawnictwo i Drukarnia Towarzystwa Słowaków w Polsce, Kraków 2013.
- [2] Dorota Niedziółka, „*Zielona energia w Polsce*”, Wydawnictwo CeDeWu Sp. z o. o., Warszawa 2012.
- [3] Małgorzata Trojanowska, „*Ocena stanu technicznego instalacji elektrycznych w budynkach gospodarczych*”, Inżynieria Rolnicza 7 (95)/ 2007, Kraków 2007.
- [4] Maciej Dolata, „*Ogólne zasady ochrony przeciwporażeniowej w sieciach niskich napięć*”, www.maciejdolata.inelt.pl, Inelt 2014.
- [5] Andrzej Boczkowski, „*Ochrona przeciwporażeniowa w instalacjach elektrycznych niskiego napięcia*”, Stowarzyszenie Elektryków Polskich- Sekcja Instalacji i Urządzeń Elektrycznych 2009.
- [6] Lech Danielski, „*Materiały pomocnicze do wykładu bezpieczeństwo elektryczne*”, Politechnika Wrocławska, Wrocław 2013
- [7] Władysław Orlik „*Egzamin kwalifikacyjny elektryka w pytaniach i odpowiedziach*”, Wydawnictwo i Handel książkami „KaBe” s. c. Krosno, Krosno 2001.
- [8] Izabela Góralczyk, Ryszard Tytko, „*Urządzenia, instalacje fotowoltaiczne i elektryczne*”. Wydawnictwo i Drukarnia Towarzystwa Słowaków w Polsce, Kraków 2013.
- [9] Radosław Szczerbowski: „*Mikrogeneracja ciepła i energii elektrycznej w lokalnych systemach zasilania*”, Politechnika wrocławska 2011.
- [10] Katarzyna Jarzyńska, „*Produkty nisko napięciowe w instalacjach PV*” <http://redinpe.d2.pl/attachments/article/200/ipi96.pdf>, ABB Sp. z o. o.
- [11] Krzysztof Selder, Rafał Frącz, Teresa Jędrzejewska, „*Elektroinstalator numer 02/2013*”, Instalator Polski Sp. z o. o.

[12] Krzysztof Selder, Rafał Frącz, Teresa Jędrzejewska, „*Elektroinstalator numer 03/2013*”, Instalator Polski Sp. z o. o.

[13] Bogdan Szymański: „*Instalacje fotowoltaiczne*”. Wydawnictwo GLOBEnergia, Kraków 2015.