Rozproszone źródła fotowoltaiczne (PV) w systemie elektroenergetycznym

W tle toczących się od ponad roku debat na temat ustawy OZE toczy się dyskusja dotycząca wpływu rozproszonych, niewielkich źródeł na sieć i system elektroenergetyczny zarówno w aspekcie bezpieczeństwa systemu jak i bezpieczeństwa ludzi. Warto się temu zagadnieniu przyjrzeć

**Źródło energii w systemie elektroenergetycznym wedle dotychczasowej praktyki.**

Analiza treści obowiązujących obecnie przepisów, regulujących przyłączania źródeł energii do systemu elektroenergetycznego [1], wskazuje wyraźnie iż wizja systemu dla której zostały opracowane nie obejmowała przyłączania do sieci elektroenergetycznej małych, rozproszonych źródeł energii o różnej konstrukcji. Stąd zasadnicze wymagania zaadresowane są do stosunkowo wielkich (kilkadziesiąt MW) źródeł opartych na wirujących generatorach synchronicznych lub asynchronicznych. Jedyną „jaskółką” zwiastującą otwarcie sieci na Odnawialne Źródła Energii (OZE) jest podrozdział definiujący wymagania dla dużych farm wiatrowych, wyodrębnionych spośród źródeł.

Rozporządzenie [1] zawiera delegację, na mocy której szczegółowe wymagania techniczne określane są w instrukcjach operatorów systemu. W istocie, Instrukcje Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnych (IRiESD) zawierają bardziej szczegółowe wymagania stawiane jednostkom wytwórczym, w tym także pewne zapisy dedykowane jednostkom wytwórczym innym niż maszyny wirujące, np. przyłączony do sieci poprzez falowniki. Nie zmienia to jednak wrażenia, iż źródła takie są ciągle swoistymi jaskółkami. Załączniki techniczne do wniosków o wydanie warunków przyłączenia jednostki wytwórczej (dostępne na stronach internetowych operatorów) ciągle zawierają jedynie kartę opisu technicznego wirującego generatora synchronicznego.

Wymagania techniczne IRiSD dotyczą: łączników za pośrednictwem których jednostki są przyłączane do sieci, rodzajów, lokalizacji i sposobów działania zabezpieczeń jednostek wytwórczych; synchronizacji z siecią elektroenergetyczną; konieczności stosowania układów kompensacji mocy biernej; konieczności – lub nie – zapewnienia zdalnego sterowania jednostki z poziomu operatora sieci i przekazywania do systemu informatycznego Operatora informacji o jej bieżącej pracy itp. Z punktu widzenia inwestora, najbardziej bodaj kłopotliwą cechą tych wymagań jest ich uznaniowość – każdorazowo operator systemu dystrybucyjnego (OSD) decyduje o wyposażeniu jednostki na etapie wydawania obligatoryjnych Warunków Przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. W połączeniu z niejednolitymi wymaganiami IRiESD różnych operatorów powoduje to, że starając się o przyłączenie identycznej, niewielkiej jednostki do bardzo podobnych sieci w różnych lokalizacjach, oczekiwać można istotnie różniących się wymagań. Dobrym przykładem wagi tego zagadnienia jest wymaganie dotyczące przekazania do systemu teleinformatycznego OSD informacji na temat bieżącego stanu jednostki, tj. położenia łączników i parametrów obciążenia jednostki. Wyposażenie instalacji w niezbędne do tego urządzenia, zgodne ze standardami obowiązującymi u większości OSD (np. system dyspozytorski WindEx) to koszt rzędu kilkunastu – kilkudziesięciu tysięcy zł. O ile jest to kosz akceptowalny w przypadku budowy źródeł o mocach rzędu setek kW i koszcie inwestycyjnym na poziomie setek tysięcy zł lub więcej, o tyle dla przydomowych instalacji PV o koszcie inwestycyjnym kilkudziesięciu tysięcy zł może być czynnikiem decydującym o opłacalności przedsięwzięcia.

Opisana sytuacja mogła być akceptowalna w czasie, gdy o przyłączenie do sieci ubiegała się stosunkowo niewielka liczba jednostek wytwórczych średniej wielkości. Trudno sobie natomiast wyobrazić procedurę indywidualnych analiz setek wniosków o wydanie warunków przyłączenia źródeł o mocach kilku kW.

Trwające prace nad ustawą o odnawialnych źródłach energii (OZE), w projekcie której przewidziano przyłączanie mikroinstalacji OZE bez konieczności uzyskiwania koncesji, a także – w przypadku instalacji wytwórczych prosumenckich – bez konieczności uzyskiwania warunków przyłączenia, wywołały obawy w środowisku OSD o bezpieczeństwo sieci i osób. Obawy te sprowadzają się do trzech aspektów.

* Brak kontroli OSD nad bieżącym przyłączeniem do linii źródła rozproszonego w aspekcie prowadzenia na linii prac eksploatacyjnych (bezpieczeństwo ludzi). Szczególne obawy budzi tu zachowanie się źródła po operacyjnym lub nieoperacyjnym (awaryjnym) wyłączeniu fragmentu sieci, do którego przyłączone jest źródło, od strony systemu elektroenergetycznego. Pozostawienie źródła w stanie pracy po uprzednim wyłączeniu operacyjnym od strony OSD oznacza obecność napięcia na fragmencie sieci celowo wyłączonym przez operatora, czyli stworzenie tzw. wydzielonej wyspy w systemie, o istnieniu której operator nie miałby wiedzy.
* Zachowanie rozproszonych źródeł OZE w czasie zwarć w sieci elektroenergetycznej i ich wpływ na działanie sieciowej automatyki zabezpieczeniowej. Istnienie jednostek wytwórczych przyłączonych wzdłuż linii elektroenergetycznej może w pewnych przypadkach powodować nieprawidłową pracę zabezpieczeń w rozdzielni OSD w czasie zwarć i doziemień na tej linii. Ponadto warunki pracy zabezpieczeń samej jednostki wytwórczej podczas zwarć w sieci są mocno niejednoznaczne, a brak jej odstawienia w czasie zwarcia powoduje dłuższe zasilanie uszkodzenia i większe straty.
* Bilansowanie mocy w sytuacji dużego udziału źródeł niestabilnych.

Ponieważ instalacje PV należą no najłatwiejszych w zabudowie (brak problemów zaopatrzenia w paliwo, praktycznie stała radiacja słoneczna na obszarze całego kraju, brak lokalnych uwarunkowań klimatycznych i środowiskowych), należy się spodziewać że to one dominować będą w grupie rozproszonych źródeł prosumenckich. Warto zatem odnieść się do tych obaw na przykładzie źródeł fotowoltaicznych.

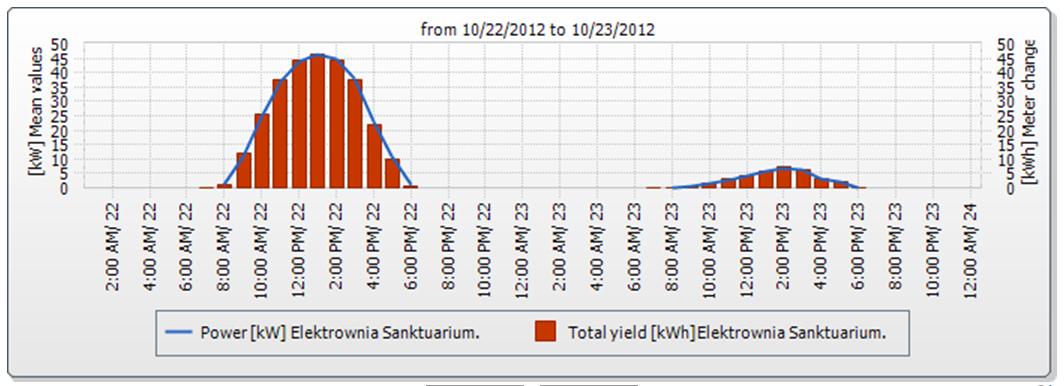
**Charakterystyczne cechy źródła fotowoltaicznego z punktu widzenia sieci elektroenergetycznej.**

Do chwili obecnej do krajowego systemu elektroenergetycznego przyłączonych zostało niewiele jednostek PV. Z tego też powodu, ich cechy charakterystyczne nie są szerzej znane, także wśród służb technicznych operatorów sieci. Wymienić należy następujące cechy:

* Pierwotna produkcja energii (U; I) odbywa się na napięciu stałym (DC), – zakres napiec stałych od kilkuset V do ok. 1 kV;
* Brak „bufora” energii rozładowującego się podczas zwarć w sieci (moc zwarciowa źródła równa bieżącej mocy wytwarzanej, szczytowo równa znamionowej mocy elektrowni);
* Przetwarzanie DC/AC za pośrednictwem beztransformatorowych lub transformatorowych inwerterów;
* Inwertery wyposażone są w układy synchronizacji (falowniki sieciowzbudne, dostosowujące parametry wyjścia AC do napięcia sieci na zaciskach AC) i zabezpieczeń;
* Moc chwilowa elektrowni i produkcja energii jest uzależniona od warunków pogodowych, pory dnia i roku (Rys. 1, 2), przy czym moc szczytowa nie przekracza znamionowej mocy jednostki

**Rys. 1**

Prognozowana i rzeczywista produkcja energii elektrycznej instalacji PV zabudowanej na budynku, moc znamionowa 71,35 kWp, Śląsk



**Rys. 2**

Rozkład dobowy produkcji energii i mocy elektrycznej instalacji PV zabudowanej na budynku, moc znamionowa 71,35 kWp, Śląsk, dwa kolejne dni października

Mając na względzie aspekty techniczne oraz planowane zróżnicowanie formalności związanych z przyłączeniem do sieci, źródła te można podzielić na trzy grupy:

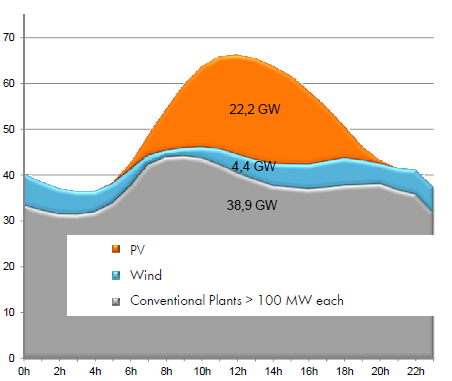
1. Instalacje „prosumenckie”, o mocach nie przekraczających dotychczasowej mocy umownej konsumenta, które mają być przyłączane bez wydawania warunków przyłączenia. Będą to instalacje o mocach kilku – kilkunastu kW przyłączane do sieci niskiego napięcia (nn). Z uwagi na niewielkie moce oraz i charakter, ich wpływ na sieć w warunkach zakłóceniowych będzie pomijalny. Nie będą one raczej urządzeniami, których objęcie systemem monitoringu przez OSD dostarczałoby użytecznych informacji
2. Mikro i małe instalacje o mocy przekraczającej istniejącą moc umowną,przyłączane do sieci nn. Będą to instalacje o mocach kilkudziesięciu do około 100 kW (przy większych mocach przyłącze nn jest na ogół nieopłacalne). Podobnie jak w poprzednim punkcie, ich wpływ na sieć w warunkach zakłóceniowych będzie niewielki. Konieczne będzie uzyskanie warunków przyłączenia.
3. Instalacje o mocach od kilkuset kW do megawatów, które przyłączane będą do sieci Średnich napięć (SN). Konieczne będzie uzyskanie warunków przyłączenia.

Należy zaznaczyć, że pod kątem wpływu na sieć zasilającą, kompletnie bez znaczenia jest sposób zabudowy instalacji – wolnostojący lub zintegrowany z obiektem budowlanym.

**Standardy wymagań odnośnie instalacji PV**

W części krajów (Niemcy, Francja), w których instalacje PV zdążyły się już wcześniej rozwinąć na znaczącą skale, akceptowane są wdrożone w różnej formie prawnej standardy, określające wymagania w zakresie wyposażenia instalacji które maja być przyłączone do sieci. W innych zasady te są obecnie przedmiotem dyskusji. W niniejszym artykule omówione zostaną pokrótce rozwiązania stosowane w elektroenergetyce niemieckiej.

Dla omawiania rozwiązań technicznych jest to dobry przykład ze względu zarówno na wielkość systemu, jak i jego nasycenie OZE. Do końca 2011r w niemieckim systemie zainstalowano 24 GWp mocy instalacji PV, a w tym zaledwie 15% w wielkoskalowych instalacjach o mocach powyżej 0,5 MWp. Udział mocy ze źródeł PV w systemie w słoneczny majowy dzień przedstawiono na Rys. 3.



Moc P [GW]

**Rys. 3**

Udział poszczególnych rodzajów źródeł w produkcji energii w Niemczech, piątek 22.05.2012r; PV – fotowoltaika, Wind – wiatr, connentional plants – energetyka konwencjonalna. Źródło: EEX-Transparenzplattform

Przyjęte tam rozwiązania techniczno-organizacyjne można, jak się wydaje, uznać za spójne i dojrzałe.

Źródła PV przyłączone do sieci nn.

Z uwagi na ogromna liczbę małych instalacji PV, zasady bezpieczeństwa sieci musiały być realizowane automatycznie, w sposób rozproszony, przypisany każdemu ze źródeł. Od roku 1999 jako standard akceptowane jest automatyczne wyłączanie źródeł rozproszonych, jeśli wyłączenie to będzie realizowane przez tzw. MSD (Mains monitoring with allocated Switching Devices). Od roku 2006, wymagania dla urządzeń ochronnych mogących funkcje MSD zawarte są w normie DIN V VDE V 0126-1-1: 2006 “Automatic disconnection device between a grid-parallel generator and the public low-voltage network”

Urządzenie MSD musi m. innymi posiadać dwa niezależne, szeregowe wyłączniki wykonawcze pobudzane różnymi kryteriami. Realizuje ono przy tym funkcje tzw. ochrony antywyspowej, czyli zapewnia samoczynne wyłączenie źródła po utracie połączenia z siecią, czy to z powodu wyłączenia awaryjnego czy planowego. Kontrola antywyspowa oparta może być na kilku kryteriach, jak:

* kontrola wartości i symetrii napięcia;
* kontrola częstotliwości;
* kontrola szybkich zmian impedancji sieci widziana z zacisków inwertera.

MSD sa certyfikowane na zgodność z norma VDE V 0126-1-1, i jako takie są aprobowane jako urządzenia wyłączające, zabezpieczające przed pracą wyspową. Najczęściej nie występują one jako odrębne urządzenia, a są integralną częścią falownika PV.

Należy zauważyć, że programowalne funkcje pod– i nadczęstotliwościowe oraz pod- i nadnapięciowe odpowiadają zestawom zabezpieczeń w które powinny być wyposażone jednostki wytwórcze zgodnie z wymaganiami krajowych IRiESD.

Instalacje PV przyłaczane do sieci SN.

Instalacje te może cechować dość duża różnorodność. Mogą to być instalacje o mocy kilkudziesięciu do kilkuset kW przyłączone do wewnętrznej instalacji odbiorcy posiadającego przyłącze SN; lub też farmy kilkuset kW do kilku MW na odrębnym przyłączu SN.

W celu ujednolicenia kryteriów oceny wpływu tych instalacji (a także wszelkich innych rozproszonych jednostek wytwórczych), niemiecka organizacja BDEW zrzeszająca przemysł energetyczny i ośrodki badawcze opracowała przewodnik [2]. Dokument zawiera wytyczne uwzględniania wpływu jednostek generacji rozproszonej na parametry jakościowe napięcia (wartości napięć, poziomy THD i harmonicznych, flickery itd.) a także wpływu na wartość i rozpływ prądów zwarciowych.

Jako że udział generacji rozproszonej w niemieckim systemie elektroenergetycznym jest znaczny, jednostki te mogą także brać udział w podtrzymywaniu systemu i jego ochronie przed blackoutem w stanach zakłóceniowych. Stąd, falowniki jednostek PV wyposażone są zarówno w zabezpieczenia antywyspowe jak i funkcje regulujące moc czynną jednostki w funkcji częstotliwości oraz bierną w funkcji napięcia a także funkcje czasowo-napięciowe, umożliwiające podtrzymanie zasilania (według określonych charakterystyk) w czasie zapadów napięcia wywołanych zwarciem w sieci. Do operatora sieci, do której przyłączona jest jednostka, należy wybór sposobu jej pracy podczas stanów awaryjnych.

**Podsumowanie**

Mimo zawirowań związanych z uchwalaniem nowych regulacji prawnych dotyczących OZE, szeroki udział rozproszonych źródeł OZE – w tym źródeł fotowoltaicznych – jest raczej przesądzony. Kwestą otwartą jest, czy przyłączanie tych źródeł odbywać się będzie na podstawie dość uznaniowo określanych warunków przyłączenia, czy też dopracujemy się wspólnych, powtarzalnych standardów technicznych na terenie całego kraju. W części krajów europejskich. masowy udział generacji rozproszonej w produkcji energii stał się już faktem kilka lat temu. Zostały tam opracowane techniczne standardy współpracy tych źródeł z siecią, zapewniające z jednej strony szeroko rozumiane bezpieczeństwo, z drugiej zaś czytelne i powtarzalne zasady doboru wyposażenia jednostek wytwórczych. Może warto do tych doświadczeń sięgnąć.

**Literatura**

1. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 04.05.2007 w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.
2. „Technical Guideline. Generating Plants Connected to the Medium-Voltage Network”; BDEW, wydanie 2008; http://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/$file/BDEW\_RL\_EA-am-MS-Netz\_engl.pdf

mgr inż. Henryk Klein

Wiceprezes Zarządu

OPA-LABOR Sp. z o.o.