



Rynek energii elektrycznej

Rozwój i eksploatacja

redakcja
Paweł Pijarski
Zbigniew Połecki

MONOGRAFIE

Rynek energii elektrycznej

Rozwój i eksploatacja

Monografie – Politechnika Lubelska



Politechnika Lubelska
Wydział Elektrotechniki i Informatyki
ul. Nadbystrzycka 38A
20-618 Lublin

Rynek energii elektrycznej

Rozwój i eksploatacja

redakcja:
Paweł Pijarski
Zbigniew Połecki



Politechnika Lubelska
Lublin 2017

Recenzenci:

Prof. dr hab. inż. Piotr Kacejko

Prof. dr hab. inż. Paweł Sowa

Dr hab. inż. Piotr Miller, prof. PL

Dr hab. inż. Tomasz Popławski, prof. PCz

Dr hab. inż. Maksymilian Przygodzki

Dr inż. Szymon Ciura

Dr inż. Elżbieta Niewiedział

Publikacja wydana za zgodą Rektora Politechniki Lubelskiej

© Copyright by Politechnika Lubelska 2017

ISBN: 978-83-7947-249-9

Wydawca: Politechnika Lubelska

ul. Nadbystrzycka 38D, 20-618 Lublin

Realizacja: Biblioteka Politechniki Lubelskiej

Ośrodek ds. Wydawnictw i Biblioteki Cyfrowej

ul. Nadbystrzycka 36A, 20-618 Lublin

tel. (81) 538-46-59, email: wydawca@pollub.pl

www.biblioteka.pollub.pl

SPIS TREŚCI

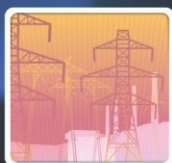
Wykorzystanie podejścia probabilistycznego w planowaniu rozwoju na podstawie doświadczeń operatorów sieciowych.....	7
<i>Maksymilian Przygodzki, Wojciech Lubicki</i>	
Wpływ rozwoju rozproszonych źródeł energii na wybrane systemowe usługi regulacyjne.....	21
<i>Jarosław Bogacz</i>	
Zdolności przyłączeniowe węzłów dystrybucyjnej sieci 110 kV	35
<i>Henryk Kocot, Paweł Kubek</i>	
Rozproszona dostawa usług systemowych	47
<i>Paweł Bućko</i>	
Ocena wystarczalności wytwarzania z uwzględnieniem realiów losowych	60
<i>Maksymilian Przygodzki, Rafał Gwóźdź, Paweł Chmurski</i>	
Ocena wpływu pracy farmy wiatrowej na parametry jakości energii elektrycznej.....	73
<i>Marek Wancerz, Piotr Miller</i>	
Ograniczenia możliwości wyprowadzenia mocy z rozproszonych źródeł energii	83
<i>Barbara Kaszowska, Andrzej Włóczyk</i>	
Ocena zaawansowania technicznego infrastruktury sieciowej obszarów spółki dystrybucyjnej.....	103
<i>Barbara Kaszowska, Andrzej Włóczyk</i>	
Integracja danych pomiarowych i systemu zarządzania majątkiem sieciowym do obliczeń strat energii elektrycznej.....	114
<i>Dariusz Jeziorny, Barbara Kaszowska, Daniel Nowak, Andrzej Włóczyk</i>	
Inteligentne liczniki jako narzędzie technologii informacyjnej w elektroenergetyce	126
<i>Wojciech Drożdż, Sławomir Wiśniewski</i>	
Zabezpieczenia stosowane w systemach mikroinstalacji fotowoltaicznych	136
<i>Karol Sidor</i>	
Streszczenia artykułów	146
Indeks Autorów.....	157
Indeks recenzentów.....	158

ROZWIĄZANIA INFORMATYCZNE DLA RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ I GAZU

Projektujemy, tworzymy, dostarczamy i wdrażamy systemy informatyczne dla wytwórców, dystrybutorów, sprzedawców, przedsiębiorstw obrotu i odbiorców mediów energetycznych. Strategiczne obszary działalności:



Wspomaganie udziału przedsiębiorstw w rynku energii w zakresie: pomiarów, rozliczeń, handlu energią i instrumentami pochodnymi oraz wymiany informacji.



Wsparcie informatyczne dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych w zakresie: pomiarów (AMI, MDM), zarządzania urządzeniami pomiarowymi, kontaktów z klientami (CRM, eBIX), rozliczeń i bilingu, księgowości i windykacji.



Wspomaganie przedsiębiorstw w zakresie: efektywności energetycznej, monitorowania energochłonności, wdrażania i recertyfikacji normy ISO 50001, obsługi grup zakupowych energii elektrycznej i gazu, zarządzania DSR na powstającym Rynku Mocy.

+48 22 610 77 50

www.innsoft.pl

poczta@innsoft.pl

INNSOFT
lat

Maksymilian PRZYGRODZKI^{1,3}, Wojciech LUBICKI^{2,3}

¹PSE Innowacje Sp. z o.o., ²PSE Inwestycje S.A., ³Politechnika Śląska

WYKORZYSTANIE PODEJŚCIA PROBABILISTYCZNEGO W PLANOWANIU ROZWOJU NA PODSTAWIE DOŚWIADCZEŃ OPERATORÓW SIECIOWYCH

W analizie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego znane są dwa podejścia: deterministyczne i probabilistyczne. Analiza deterministyczna polega na prowadzeniu obliczeń parametrów sieciowych w ściśle określonych warunkach. Warunki te kształtowane są na podstawie dostępnych informacji, założeń strategicznych czy też wiedzy eksperckiej, która dopełnia potrzeby zbioru danych. Każda zatem informacja posiada określoną wartość, której wystąpienie ma charakter zdarzenia pewnego. Z uwagi na związany z horyzontem analizy brak przekonania co do wystąpienia danej wartości wprowadza się w analizach warianty – w których bada się wpływ zmiany danego parametru na wynik – bądź scenariusze – które stanowią określony zbiór danych, często odmiennych w kolejnych cyklach analizy celem rozpoznania zmian wyniku budowanego dla rozpatrywanych warunków obliczeń.

1. Idea podejścia probabilistycznego

Podejście probabilistyczne polega na posługiwaniu się zmiennymi losowymi zamiast wartościami zdeterminowanymi. W tym przypadku obliczenia prowadzone są dla wartości, których wystąpienie ma określony – poprzez prawdopodobieństwo – charakter zdarzenia. Charakter ten może być analizowany w osi czasu (częstość zdarzenia), ilościowo – w funkcji liczby zdarzeń, czy też skali – jako miara ponoszonej straty. W każdym z przypadków do wykorzystywanej w analizie danej wejściowej stosowany jest opis probabilistyczny, a więc niezbędnym jest znajomość rozkładu prawdopodobieństwa, bądź rodzaju funkcji rozkładu z określonymi parametrami charakterystycznymi. Wówczas stan systemu można opisać nie modelem deterministycznym, a probabilistycznym. Niestety niesie to ze sobą komplikację opisu matematycznego. Pewnym sposobem pośrednim jest podejście symulacyjne, w którym posłużyć się można kolejnymi realizacjami (wylosowanymi wartościami danych) i ich wykorzystaniem w procesie obliczeniowym. W tym przypadku niezbędnym jest posiadanie dużej – statystycznie wiarygodnej liczby wyników, których ocena pozwala na postawienie hipotez statystycznych i ich weryfikację. Statystycznie istotna liczebność

wyników, w szczególności przy rozkładach wielowymiarowych, musi wówczas sięgać tysięcy próbek, co może wymagać znacznego nakładu czasu na prowadzenie obliczeń. Jest to zatem obszar stosowania rozwiązań optymalizujących czas obliczeń kosztem jakości uzyskiwanych wyników.

Uzasadniając podejście probabilistyczne należy zauważyć, że w pracy systemu można wyróżnić długą listę tych zagadnień, których natura ma charakter losowy (probabilistyczny). Również skala zagadnień jest związana z funkcją czasu, a więc może odnosić się do problemów bieżących (operacyjnych) aż po problemy przyszłościowe (planistyczne).

Odległy często horyzont planistyczny towarzyszący zagadnieniu rozwoju i utrzymania systemu elektroenergetycznego zawiera wiele czynników o charakterze informacji niepewnej bądź kwantyfikowanej w kategoriach prawdopodobieństwa. Taki poziom informacji sprzyja wykorzystywaniu modeli probabilistycznych. Wśród operatorów sieciowych praktyka ta zdobywa obecnie coraz większe zainteresowanie, co wiąże się między innymi z tendencjami zmian w strukturze wytwórczej i odbiorczej w systemie elektroenergetycznym. Poniżej przedstawiono wybrane praktyki wykorzystania podejścia probabilistycznego w odniesieniu do planowania rozwoju systemu elektroenergetycznego. Opis praktyk jest wynikiem studium literatury pod kątem budowy procesów planowania rozwoju w wybranych krajach. Odniesiono się do warunków pozaeuropejskich na przykładzie Australii oraz europejskich na przykładzie Francji.

2. Wykorzystanie elementów probabilistycznych procesu planowania rozwoju na przykładzie Australii

Australijski rynek energii elektrycznej, a także system elektroenergetyczny podzielony jest na dwa regiony nie będące powiązane ze sobą elektrycznie. Jeden system obejmuje zachodnie wybrzeże Australii, natomiast drugi to system wschodniej i południowej Australii. Autorzy raportu CIGRE [13] wskazują stan Victoria jako stosujący probabilistyczne kryteria w procesie planowania rozwoju sieci przesyłowej, stąd poniższą charakterystyką objęto system wschodniej i południowej Australii nazywany NEM (z ang. National Electricity Market). Operatorem wspomnianego obszaru jest AEMO (z ang. Australian Electricity Market Operator), który nie jest właścicielem sieci przesyłowej. Niemniej jednak operator ten odpowiada, oprócz zarządzania rynkiem energii i gazu, za planowanie rozwoju sieci przesyłowej pomiędzy stanami oraz za planowanie rozwoju sieci przesyłowej na obszarze stanu Victoria.

Zobowiązanie do stosowania podejścia probabilistycznego zapisane jest w australijskiej ustawie prawo energetyczne [8]. Zgodnie z tą ustawą AEMO ma obowiązek wykonywania ocen efektywności ekonomicznej nowych inwestycji w sieci przesyłowej, a także stosować podejście probabilistyczne do określania efektów z realizacji inwestycji. W ustawie zapisano trzy wyjątki od tej ogólnej

zasady: po pierwsze, gdy podejście probabilistyczne nie da odmiennych wyników niż podejście deterministyczne; po drugie, gdy podejście probabilistyczne nie jest w danym przypadku racjonalne oraz po trzecie, gdy podejście probabilistyczne z jakiś (nie wymienionych) powodów nie jest odpowiednie.

Zapisy ustawowe znalazły przełożenie na standardy niezawodnościowe stosowane w procesie planowania rozwoju sieci przesyłowej opisane w dokumencie [5]. Standardy te w podziale na poszczególne stany zestawiono w tab. 1. W standardach tych oprócz pojęcia n-k oznaczającego stany pojedynczych lub wielokrotnych wyłączeń elementów infrastruktury przesyłowej (w zależności od wartości k), występuje oznaczenie n-1-G oznaczające uwzględnienie w regule n-1 także generatorów.

Tabela 1

Zestawienie rodzajów standardów niezawodnościowych dla sieci przesyłowej NEM [5]

Stan administracyjny	Typ standardu	Zakres standardu	Źródło standardu
Nowa Południowa Walia	Deterministyczny	n-2 Sydney n-1 na pozostałym obszarze	Standard niezawodnościowy wydany przez Dep. Industry & Inwestment
Victoria	Probabilistyczny	Standard zależy od VCR, im wyższe VCR tym wyższy standard	Stanowe prawo energetyczne
Queensland	Deterministyczny	n-1-G na całym obszarze	Licencja przesyłowa
Południowa Australia	Hybrydowy	5 poziomów od n do n-2 w zależności od VCR	Kodeks przesyłowy
Tasmania	Deterministyczny	n-1 podmioty >25 MW UE < 3 GWh PI < 850 MW n-2 UE < 18 GWh	Regulator stanowy

Oznaczenia: UE – niedostarczona energia (z ang. Unserved Energy), PI – przerwa w zasilaniu (z ang. Power Interrupted)

W obszarze NEM występują trzy rodzaje standardów niezawodnościowych – deterministyczne i probabilistyczne, a także ich mix określony jako hybrydowe. Na obszarze stanu Victoria stosowane są kryteria probabilistyczne, które powiązane są z pojęciem wartości niezawodności dla odbiorcy – VCR (z ang. Value Customer Reliability). W stanach: Nowa Południowa Walia, Queensland oraz Tasmania stosowane są tradycyjne kryteria deterministyczne na poziomie n-1, n-2 lub n-1-G. W południowej Australii obowiązuje model hybrydowy, w którym kryteria deterministyczne są powiązane z VCR. W przytoczonym dokumencie wskazuje się na obawy związane z brakiem jednolitego podejścia do planowania rozwoju, co może skutkować przewymiarowaniem sieci przesyłowej w obszarach, gdzie stosowane są kryteria deterministyczne. Z tego wzglę-

du planuje się ujednolicenie kryteriów na terenie całego NEM do standardów probabilistycznych, na bazie rozwiązań obowiązujących w stanie Victoria.

W stanie Victoria proces planowania rozwoju sieci przesyłowej przebiega w czterech fazach: Exploratory, Scoping, Pre-feasibility i Feasibility [16,17]. Wyniki uzyskane w trzech pierwszych fazach przedstawiane są w raportach rocznych obejmujących cały obszar stanu, zaś wyniki ostatniej fazy znajdują odzwierciedlenie w indywidualnych raportach przedstawianych do akceptacji australijskiego regulatora AER (z ang. Australian Energy Regulator). W szczególności poszczególne fazy planowania obejmują:

- a) faza Exploratory – celem analiz jest identyfikacji ograniczeń przesyłowych dla perspektywy 10 lat. Obejmuje dwa typy analiz:
 - analizy przesiewowe (z ang. screening) – w 3 scenariuszach rozwoju. Pierwszy scenariusz dotyczy szczytowego obciążenia, drugi minimalnego obciążenia, zaś trzeci tzw. najgorszego przypadku. Przy czym najgorszy przypadek jest różnie definiowany w poszczególnych częściach stanu Victoria, w szczególności w zakresie przepływu mocy na połączeniach z sąsiednimi stanami. Sprawdzeniu podlega pełny układ sieciowy, stany n-1 oraz stany n-1-1, co oznacza drugie wyłączenie po ustabilizowaniu pracy systemu po wyłączeniu pierwotnym (pierwszym). Dla układu normalnego pracy sieci limity obciążeń poszczególnych elementów infrastruktury definiowane są jako 90% ich obciążalności długotrwałej. W przypadku stanów awaryjnych limit obciążenia ustala się jako 90% obciążalności krótkotrwałej (dotychczas była to obciążalność 15 minutowa, ale zgodnie z [17] wprowadzona zostanie obciążalność 5 minutowa);
 - analizy zagrożeń (z ang. trigger) – wykonuje się poprzez stopniowe zwiększanie zapotrzebowania na moc i generacji lub też wymianę mocy z sąsiednimi stanami, aż do poziomu kiedy nie będzie w systemie spełniona reguła n-1.

W analizach fazy Exploratory nie jest stosowane podejście probabilistyczne;

- b) faza Scoping – celem tej fazy jest opracowanie propozycji opcji rozwojowych dla zidentyfikowanych przypadków ograniczeń przesyłowych. Opcje rozwojowe obejmują zarówno działania inwestycyjne, jak i operacyjne. Opcje poddawane są wstępnej analizie technicznej (na wysokim poziomie ogólności) oraz szacowane są koszty związane z daną opcją rozwojową;
- c) faza Pre-feasibility – celem tej fazy jest stwierdzenie czy efekty z rozważanych opcji rozwojowych będą większe od szacowanych kosztów. Ze względu na niepewność związaną z przyszłymi warunkami pracy systemu elektroenergetycznego analizy takie powinny być wykonywane możliwie tuż przed wymaganym czasem podjęcia decyzji o realizacji danej opcji rozwojowej. W trakcie analiz obliczane są dwie podstawowe wartości: niedostarczona energia oraz zmiana rozkładu generacji. Niedostarczona energia jest przemnażana przez VCR, co odpowiada określeniu wartości dla od-

biorców ciągłych dostaw energii elektrycznej. Z kolei zmiana rozkładu generacji jest wartościowana poprzez krótkookresowe koszty krańcowe generacji. Wszystkie obliczenia wykonywane są poprzez symulacje sekwencyjno-czasowe rynku energii elektrycznej, z uwzględnieniem zachowań odbiorców i wytwórców, infrastruktury sieciowej, a także zmiennych środowiskowych, takich jak: pogoda, wiatr i nasłonecznienie. Losowania metodą Monte Carlo są stosowane do modelowania wyłączeń generatorów oraz infrastruktury sieciowej na podstawie współczynników wyłączeń awaryjnych. Wartości roczne efektów są obliczane z uwzględnieniem prawdopodobieństwa wystąpienia danego stanu losowego. Symulacje rynkowe uwzględniają poniższe niepewności w zakresie:

- prognozy zapotrzebowania na moc – prawdopodobieństwo 50% i 10% przekroczenia prognozy z wagami odpowiednio 70% i 30%,
- generacji wiatrowej – na podstawie historycznych danych na temat prędkości wiatru,
- obciążalności dynamicznej infrastruktury sieciowej – na podstawie historycznych danych o lokalnych warunkach pogodowych,
- scenariuszy rozwoju generacji – na podstawie scenariuszy zawartych w planie rozwoju,
- dostępności infrastruktury sieciowej – na podstawie danych historycznych na temat czasu trwania i liczby wyłączeń awaryjnych,
- awarii układów sterowania – na podstawie danych historycznych.

Przedmiotową fazę kończy wypracowanie decyzji co do konieczności wykonania kolejnej fazy – Feasibility. Jest ona wymagana, jeśli realizacja opcji rozwoju wymaga uzyskania zgody AER lub też, gdy wymagane są pogłębione studia w zakresie potencjalnych efektów i kosztów związanych z daną opcją rozwojową. Na obszarze stanu Victoria decyzję w tym zakresie podejmuje AEMO;

- d) faza Feasibility – dedykowana jest wyborowi optymalnej opcji dla danego ograniczenia i wykonywana jest zgodnie ze standardem RIT-T (z ang. Regulatory Test for Investment) określonym przez AER. Optymalna opcja rozwojowa to taka, która charakteryzuje się największą wartością NPV. Na przykład dla zidentyfikowanego zagrożenia potencjalnego przekroczenia obciążalności istniejącej linii 220 kV w północno-zachodniej Victorii zgodnie z [11] przeanalizowano:
- 11 różnych opcji rozwojowych, w tym: instalację systemu monitorowania prędkości wiatru, zmodernizowanie linii do temperatury projektowej 82oC lub 90oC, zawieszenie przewodu wysokotemperaturowego oraz budowę linii AC lub DC,
 - 5 scenariuszy rozwojowych, każdy o prawdopodobieństwie wynoszącym 20%. Scenariusze różnicowano co do: rozwoju ekonomicznego kraju, wzrostu zapotrzebowania na moc, cen węgla, rozwoju instalacji PV, udziału generacji wiatrowej oraz miejsc przyłączenia nowej generacji,

- określono efekty rynkowe analogiczne jak opisane powyżej dla fazy Pre-feasibility. Do symulacji rynku wykorzystano australijskie oprogramowanie o nazwie PROPHET, autorstwa firmy Intelligent Energy Systems. Ponadto zidentyfikowano dodatkowe jakościowe efekty realizacji poszczególnych opcji rozwojowych,
- przeprowadzono analizy czułości uzyskanych wyników na zmianę stopy dyskonta, wartość VCR oraz nakładów inwestycyjnych.

Z powyższego opisu wynika istotna rola wartości VCR w procesie planowania rozwoju sieci przesyłowej zarówno na obszarze stanu Victoria, jak i całego NEM. Wartość VCR określana jest w cyklu 5-letnim na podstawie badania preferencji odbiorców w zakresie opłat za określoną niezawodność dostaw energii elektrycznej. Ostatnie badanie przeprowadzono w 2013 roku, a raport końcowy opublikowano w roku 2014 [14]. Wartości VCR uśrednione na poziomie poszczególnych stanów zamieszczono w tab. 2. Przy uśrednianiu uwzględniono współczynniki wagi odpowiadające zużyciu energii elektrycznej przez poszczególne grupy odbiorców. Wartości VCR uwzględniające odbiorców końcowych przyłączonych bezpośrednio do sieci przesyłowej są niższe niż wartości VCR bez tychże odbiorców ze względu na fakt, że VCR tych odbiorców jest na stosunkowo niskim poziomie (6,05 AUD/kWh). Innymi słowy są oni przygotowani na okresowe przerwy w dostawach energii elektrycznej i tym samym nie są chętni do ponoszenia dodatkowych opłat za zwiększoną pewność dostaw energii elektrycznej z sieci przesyłowej.

Tabela 2

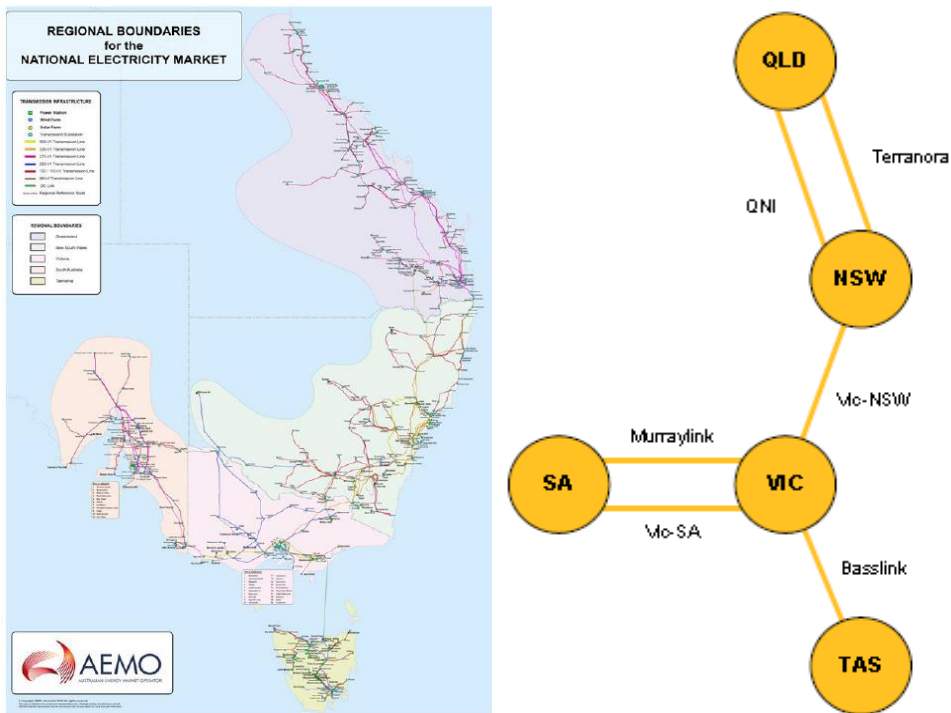
Wartości VCR wykorzystywane w planowaniu rozwoju sieci przesyłowej [14]

Stan administracyjny	Wartość [AUD/kWh]	
	z odbiorcami końcowymi przyłączonym do sieci przesyłowej	bez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci przesyłowej
Nowa Południowa Walia	34,15	38,35
Victoria	32,62	39,50
Queensland	34,91	39,71
Południowa Australia	34,06	38,09
Tasmania	25,62	39,43

AUD – oznacza dolara australijskiego

Proces planowania rozwoju sieci przesyłowej na poziomie ponadstanowym jest prowadzony przez AEMO. Wyniki procesu planistycznego dla perspektywy 20-letniej przedstawiane są w planie rozwoju [10,15]. Proces planistyczny realizowany jest na poziomie bardziej ogólnym niż planowane sieci przesyłowej na terenie poszczególnych stanów. Tym nie mniej modelowany jest rynek energii elektrycznej, a do weryfikacji propozycji opcji rozwojowych wykorzystywane są wartości VCR. Zgodnie z [6] w obliczeniach rozwojowych stosowany jest uproszczony model NEM przedstawiony na rys. 1. Poszczególne stany sprawdzone są do pojedynczych węzłów z reprezentacją przekrojów synchronicznych

pośród nich. Połączenia te pokazują specyfikę sieci przesyłowej w Australii, która przebiega wzdłuż wybrzeża jest więc w uproszczonej reprezentacji niejako połączona szeregowo. Modele sieci wewnętrznych poszczególnych stanów są uwzględniane w procesie planowania w zakresie niezbędnym dla odzwierciedlenia rozdziału obciążeń na jednostki wytwórcze oraz zmian zapotrzebowania na moc (przy jednoczesnym założeniu braku ograniczeń przesyłowych). Założenia co do danych wejściowych dla procesu planistycznego są analogiczne do tych przedstawionych powyżej dla planowania rozwoju sieci przesyłowej na obszarze stanu Victoria, w tym także w zakresie stosowania symulacji metodą Monte Carlo.



Rys. 1. Australijska sieć przesyłowa i jej uproszczony model NEM [6]

Podstawowym narzędziem wykorzystywanym do modelowania rynku energii elektrycznej (również gazu) jest program PLEXOS autorstwa australijskiej firmy Energy Exemplar, wykorzystywany również w Polsce. Do analiz sieciowych wykorzystywany jest natomiast program PSS-E firmy Siemens.

3. Wykorzystanie elementów probabilistycznych procesu planowania rozwoju na przykładzie Francji

Francja jest jednym z krajów, które korzystają z własnych wypracowanych metod oraz narzędzi informatycznych wspierających proces planowania rozwoju sieci przesyłowej. Uzupełnieniem narzędzi informatycznych jest konsekwentnie budowana przez lata baza danych statystycznych. Za proces planowania rozwoju odpowiada francuski operator sieci przesyłowej – RTE (z fr. Réseau de transport d'électricité), będący jednocześnie właścicielem tejże sieci. Utworzony został w 2000 roku jako jednostka organizacyjna EDF (z fr. Electricité de France), a w roku 2005 został przekształcony w spółkę publiczną, której właścicielem jest EDF [7].

W latach 2001-2004 ukazała się seria artykułów opisujących wspólny projekt francusko-brytyjski związany z rozwojem technik probabilistycznych [1,2,3,4]. Wszystkie one wskazują na wzrost niepewności założeń dla procesów planistycznych, szczególnie w zakresie cen, lokalizacji wytwórców, czy też uwarunkowań wynikających z wdrażania rozwiązań rynkowych. Z drugiej strony RTE posiadała już wówczas doświadczenie w zakresie wykorzystania modeli statystycznych w analizach sieciowych, pierwszą bowiem pełną analizę sieciową opartą na danych statystycznych wykonano w 1998 r. W efekcie podjętych prac zaproponowano metodykę i zbudowano program komputerowy (de facto platformę programową, dla programów uruchamianych automatycznie lub autonomicznie) o nazwie ASSESS. Metodyka opierała się na następujących elementach:

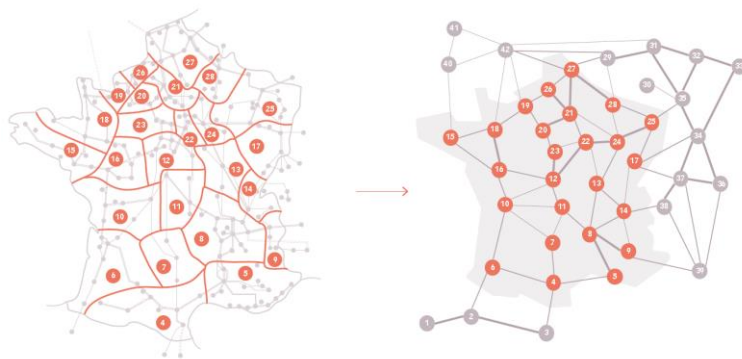
- a) wspólna baza danych wejściowych i wynikowych, wsparta profesjonalnymi narzędziami w zakresie analiz statystycznych oraz zarządzania danymi (przeszukiwanie i generowanie raportów),
- b) generowanie stanów losowych metodą Monte Carlo w zakresie: generacji (dostępność, wielkość produkcji, lokalizacja, ceny), wielkości i lokalizacji zapotrzebowania na moc, dostępności infrastruktury sieciowej, a także parametrów automatyk czy sekwencji zdarzeń w systemie,
- c) analizy rozprężowe wykonywane z wykorzystaniem oprogramowania typu SCOPF (z ang. Security Constrained Optimal Power Flow) na pełnym modelu zmiennoprądowym, zaś analizy stanów dynamicznych wykonywane z wykorzystaniem programów uruchamianych autonomicznie,
- d) szereg różnych metod możliwych do wykorzystania na etapie procesu decyzyjnego: analiza głównych składowych, analiza skupień, techniki regresyjne oraz technika drzew decyzyjnych.

Zgodnie z aktualnym 10-letnim planem rozwoju opracowanym przez RTE [12] dla każdego projektu (opcji rozwojowej) wykonywane są trzy rodzaje analiz:

- a) ekonomiczne, w zakresie bezpieczeństwa dostaw, oddziaływania na rynek energii elektrycznej oraz efektywności ekonomicznej,

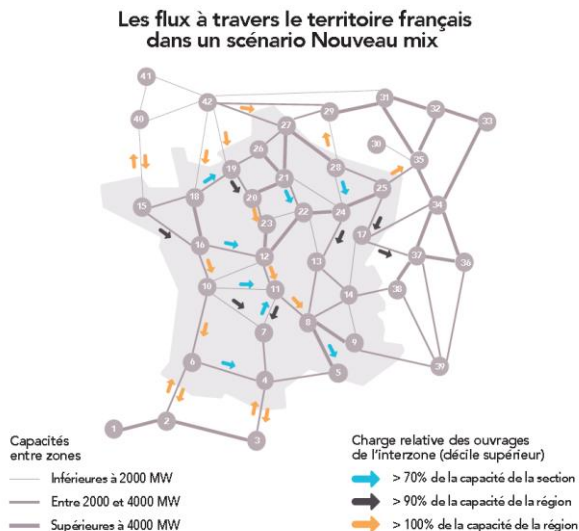
- b) jakościowe, w zakresie jakości energii elektrycznej, elastyczności systemu oraz oddziaływania na środowisko naturalne,
- c) oceny ryzyka poprzez analizy czułości oraz modele decyzyjne.

Analizy długoterminowe prowadzone są na uproszczonym modelu sieci przesyłowej – rysunek 2. System na obszarze Francji podzielony jest na 28 obszarów, a każdy obszar jest reprezentowany przez pojedynczy węzeł zastępczy. Połączenia pomiędzy węzłami zastępczymi reprezentują zdolności przesyłowe na granicach obszarów. Analogiczną reprezentację mają obszary krajów ościennych. Stopień obciążenia przekrojów pomiędzy obszarami dla jednego ze scenariuszy rozwoju przedstawiono na rys. 3, grubość linii danego przekroju odpowiada jego zdolności przesyłowej, zaś kolor strzałki stopień wykorzystania obciążalności przez okres nie dłuży niż 10% czasu.



Rys. 2. Uproszczony model francuskiej sieci przesyłowej dla potrzeb analiz długoterminowych [12]

Podstawą prac analitycznych w zakresie sieci przesyłowej są scenariusze rozwoju, które obejmują wszystkie niezbędne uwarunkowania przyszłego bilansu energetycznego. Bilans ten jest szczegółowo opisywany i analizowany w opracowywanych w cyklu rocznym ocenach adekwatności wytwarzania. Oceny te wykonywane są dla perspektywy długoletniej. Jako hipotezy i scenariusze uwzględniane są one także w planie rozwoju. Na rys. 4 zestawiono cztery podstawowe scenariusze dla perspektywy 2030 roku.

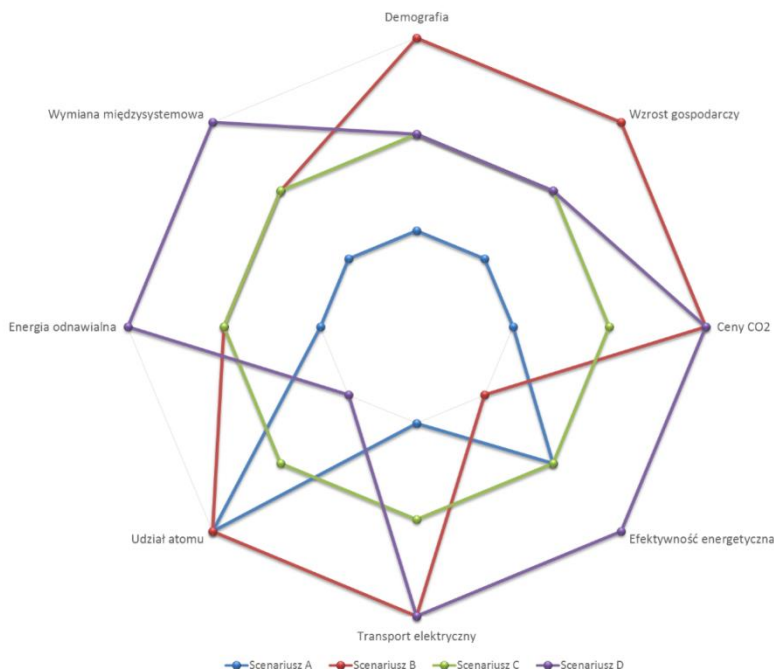


Rys. 3. Stopień obciążenia przekrojów pomiędzy obszarami dla jednego ze scenariuszy rozwoju [12]

Analizowane scenariusze zostały zróżnicowane ze względu na: rozwój demograficzny kraju, zakładany wzrost gospodarczy, ceny emisji CO₂, zużycie energii elektrycznej, udział poszczególnych typów źródeł wytwórczych oraz wymianę międzysystemową. Na rysunku 4 poszczególne składowe przyjmują wartość niską (środek wykresu), wartość średnią lub wartość wysoką (obrzeże wykresu). Nazwy nadane poszczególnym scenariuszom to odpowiednio scenariusz: słabego wzrostu, dużego zużycia, dywersyfikacji oraz nowego miksu. Dla uproszczenia na rysunku 4 przyjęto odpowiednio oznaczenia: scenariusz A (słabego wzrostu), B (dużego zużycia), C (dywersyfikacji) oraz D (nowego miksu).

Dla sieci przesyłowej 400 kV i 225 kV we Francji proces planowania rozwoju odbywa się dla 4 horyzontów czasowych:

- studia dla perspektywy 40-letniej, w ramach których rozważa się generalne strategie i trendy technologiczne;
- studia z perspektywą 20 lat, gdzie w warunkach różnych scenariuszy analizuje się potencjalne zagrożenia dla stabilnej pracy systemu elektroenergetycznego;
- plan 10-letni, w którym rozważa się potencjalne opcje rozwojowe (inwestycyjne i bezinwestycyjne) w ramach różnych scenariuszy rozwojowych oraz analiz czułości uzyskanych wyników;
- plany dla perspektywy 3 lat, w ramach których wypracowywane są konkretne decyzje. Wydaje się, że nie dotyczy to opcji inwestycyjnych, ze względu na horyzont czasowy krótszy niż cykl inwestycyjny.



Rys. 4. Założenia przyjęte przy konstruowaniu scenariuszy wytwarzania

Obliczenia dla perspektywy 10 lat przebiegają w trzech następujących etapach:

- a) identyfikacja przyszłych ograniczeń wynikających ze wzrostu zapotrzebowania na moc i energię elektryczną, przyłączeń nowych podmiotów do sieci, wzrostu wymagań co do jakości energii elektrycznej, a także konieczności wymiany zużytych składników majątku. W tym zakresie uwzględniane są wymagania związane z kryterium n-1 oraz predefiniowanymi, szczególnymi przypadkami awarii, przed którymi system ma być zabezpieczony. Zakłada się spełnianie przez system postawionych ograniczeń technicznych w zakresie obciążalności termicznej, napięć, prądów i mocy zwarciovych;
- b) zdefiniowanie strategii rozwojowych obejmujących: modernizację sieci poprzez np. wymianę przewodów fazowych, zmianę poziomu napięcia, optymalizację warunków pracy sieci związaną z instalacją przesuwników fazowych, kompensatorów, dławików, itp. oraz budowę nowej infrastruktury przesyłowej. Przez strategię rozwoju rozumie się zestaw analizowanych opcji rozwojowych, pozwalających na uniknięcie zidentyfikowanych ograniczeń dla całego okresu analizy. Każde ograniczenie związane jest zaś z odpowiednimi kosztami oraz prawdopodobieństwem jego wystąpienia (symulacje Monte Carlo);

- c) identyfikacja najlepszej strategii pod kątem techniczno-ekonomicznym, wpływu na środowisko naturalne i prowadzenia pracy systemu. Dla celów wyboru strategii optymalnej kalkulowane są koszty inwestycyjne, strat i ograniczeń przesyłowych (rynkowych) oraz niedostarczonej energii dla każdej strategii i odnoszone do strategii zerowej (opcja - nie rób nic). Tylko strategię z dodatnią wartością bieżącą netto (NPV – z ang. Net Present Value) są brane pod uwagę. W szczególnie skomplikowanych przypadkach jako narzędzia pomocnicze wykorzystywane są drzewa decyzyjne lub macierz żalu. Po wyborze strategii optymalnej, wykonywane są dodatkowe analizy pozwalające na określenie daty realizacji pierwszej inwestycji objętej daną strategią rozwojową.

Wyniki obliczeń w ramach Dziesięcioletniego Planu Rozwoju [12] poddawane są procesowi publicznych konsultacji. Z tego powodu mają charakter stwierdzeń ogólnych (odmiennie niż w opisanych pozostałych krajach), bez jakichkolwiek odniesień do zaawansowanych metodyk oraz narzędzi informatycznych. Syntetyczne wyniki mają postać proponowanej rozbudowy systemu przesyłowego na trzech poziomach rozważań. Poziom pierwszy dotyczy połączeń międzynarodowych, poziom drugi połączeń pomiędzy regionami kraju, zaś trzeci dotyczy poszczególnych, dwunastu regionów administracyjnych. Dla każdego przypadku przedstawia się przyszłe uwarunkowania warunków pracy sieci przesyłowej oraz proponowane opcje rozwojowe.

4. Wnioski

Na podstawie przeprowadzonego rozpoznania metodyk planowania rozwoju sieci przesyłowej w wybranych krajach i wykorzystania podejścia probabilistycznego można sformułować następujące wnioski:

1. Metody probabilistyczne są stosowane przy planowaniu rozwoju sieci przesyłowej, przy czym zakres stosowania podejścia probabilistycznego jest zróżnicowany i zależy od wielu czynników. Jednym z czynników jest stopień rozwoju rynku energii elektrycznej, np. w prorynkowej Australii decyzyja o rozbudowie lub modernizacji sieci zależy od skłonności odbiorców energii elektrycznej do ponoszenia opłat za określony stopień pewności dostaw (niezawodność), natomiast we Francji w procesie planowania zaimplementowano przy podejmowaniu decyzji elementy teorii gier. Innym czynnikiem wpływającym na stan rozwoju procesu planowania są uwarunkowania historyczne związane z implementacją metod probabilistycznych i budową adekwatnych baz danych oraz posiadanymi zasobami (ośrodkami badawczo-rozwojowymi).
2. W zależności od kraju probabilistyka jest uwzględniana m.in. w zakresie:
 - a) poziomu zapotrzebowania na moc oraz wymiany transgranicznej,

- b) wielkości produkcji energii elektrycznej (w przypadku źródeł wiatrowych lub solarnych poprzez symulację prędkości wiatru lub nasłonecznienia),
 - c) dostępności infrastruktury sieciowej i generatorów,
 - d) prawidłowości działania automatyk systemowych i sekwencji zdarzeń,
 - e) czasów trwania wyłączeń np. dla określenia wartości niedostarczonej energii,
 - f) obciążalności termicznej linii ze względu na zmienne warunki pogodowe,
 - g) czynników ekonomicznych np. cen paliw, surowców, emisji zanieczyszczeń.
3. W analizowanych krajach dominuje metoda symulacyjna w obliczeniach rozwojowych. Podstawowa metoda generowania stanów losowych to symulacje metodą Monte Carlo. Oznacza to, że czynnik czasu trwania obliczeń nie jest czynnikiem limitującym.
 4. W zakresie oprogramowania uwzględniającego czynniki losowe to operatorzy systemów przesyłowych korzystają z oprogramowania opracowanego siłami własnymi lub przez krajowe podmioty, co prawdopodobnie jest związane z dostosowaniem oprogramowania do lokalnych uwarunkowań rozwojowych. W szczególności RTE (Francja) korzysta z programu ASSESS, zaś AEMO (Australia) z programów PLEXOS i PROPHET.
 5. Zwraca uwagę fakt, że opis nowych metod planowania rozwoju w czasopiśmie naukowych lub na konferencjach nie musi koniecznie oznaczać stosowania danej metodyki w praktyce. Trzeba wskazać, że RTE nie publikuje informacji szczegółowych na temat metodyki zastosowanej w procesie planowania rozwoju sieci przesyłowej. Stosowany jest niespecjalistyczny język ogólnych stwierdzeń. Na drugim biegunie są inne kraje, udostępniające bardziej szczegółowe opisy metodyk i wyników obliczeń.
 6. Zidentyfikowano spory zakres stosowanego podejścia eksperckiego. Podejście to dotyczy oceny prawdopodobieństwa trendów rozwojowych oraz formułowania opcji i wariantów rozwojowych. W żadnym przypadku opcje rozwojowe nie są generowane w sposób automatyczny.

Literatura

- [1] Bell K., Civil J., Prangley A.: Development of Method for Long-Term Transmission System Planning Under Uncertainty. National Grid Company 2000.
- [2] Bell K., Henry S., inni: New Trends for the Assessment of Power System Security Under Uncertainty. CIGRE Session 2004 No. C2–212.
- [3] Bell K., Paul J-P.: An operational methodology to assess static and dynamic security of Power System facing a large variety of uncertainties. Materiały konferencji Bulk Power System Dynamics and Control. Japan 2001.
- [4] Bell K., Paul J-P.: A Comprehensive Approach to the Assessment of Large-Scale Power System Security Under Uncertainty. CIGRE Session 2002 No. 37–308.
- [5] Electricity Network Regulatory Framework. Productivity Commission Inquiry Report Volume 2, Australian Government 2013.
- [6] Market Modelling Methodology and Input Assumptions For Planning the National Electricity Market, Eastern and South-Eastern Gas Systems. AEMO 2016.
- [7] Memo. Réseau de transport d’électricité Edition 2016.
- [8] National Electricity (South Australia) Act 1996. Update 2016.
- [9] National Electricity Transmission System Security and Quality of Supply Standard ver. 2.2. National Grid Company 2012.
- [10] National Transmission Network Development Plan For the National Electricity Market. AEMO 2016.
- [11] Regional Victorian Thermal Capacity Upgrade RIT-T Project Assessment Conclusion Report. AEMO 2013.
- [12] Schema decennal de développement du réseau 2016. Réseau de transport d’électricité 2013.
- [13] Tools for Economically Optimal Transmission Development Plans. CIGRE Report No. 572, 2014.
- [14] Value of Customer Reliability Review. Final Report. AEMO 2014.
- [15] Victorian Annual Planning Report. Electricity Transmission Network Planning for Victoria. AEMO 2016.
- [16] Victorian Electricity Planning Approach. AEMO 2016.
- [17] Victorian Planning Criteria Change. AEMO 2016.

Jarosław BOGACZ
Politechnika Śląska

WPLYW ROZWOJU ROZPROSZONYCH ŹRÓDEŁ ENERGII NA WYBRANE SYSTEMOWE USŁUGI REGULACYJNE

Obserwowany w ostatnich latach rozwój energetyki odnawialnej na świecie i w Polsce odbywa się głównie poprzez budowę energetyki wykorzystującej do produkcji energii elektrycznej siłę wiatru i słońca. Niestabilny charakter produkcji energii z tych źródeł tworzy większy niż poprzednio nacisk na optymalne wykorzystanie istniejących w systemach elektroenergetycznych (SE) zasobów służących do integracji niestabilnych źródeł odnawialnych [12]. Dodatkowo następuje wzrastająca zmienność zapotrzebowania na energię elektryczną wynikająca z udziału wybranych grup odbiorców końcowych w programach redukcji zapotrzebowania oraz autoprodukcji. W tym kontekście określenie: czasu, w którym nastąpi zwiększone zapotrzebowanie na zasoby regulacyjne w SE, ilości i parametrów wymaganej regulacyjności, a także prognozy kosztów jej zapewnienia, będzie istotnym elementem procesu planowania rozwoju i optymalizacji SE. Odwzorowanie losowego charakteru produkcji, zmienności zapotrzebowania na energię, jak również dyspozycyjności źródeł wytwórczych jest możliwe poprzez zastosowanie podejścia probabilistycznego do formułowanego łącznie zagadnienia optymalizacji rozwoju mocy wytwórczych i zasobów regulacyjnych SE [15].

1. REGULACYJNE USŁUGI SYSTEMOWE W OBSZARZE EUROPEJSKIM

Zgodnie z założeniami określonymi w [3] regulacja pierwotna w synchronicznie połączonych SE UCTE (ENTSO-E) powinna zapewnić stabilizację częstotliwości systemów połączonych po wystąpieniu nagłej zmiany w bilansie podaży i popytu mocy w wysokości do 3 000 MW. Udział poszczególnych państw w regulacji pierwotnej powinien być proporcjonalny do udziału mocy produkowanej w danym państwie w całości produkcji w ENTSO-E. Regulacja wtórna zapewniająca przywrócenie częstotliwości do poziomu zadanego 50 Hz oraz przywrócenie przepływów wymiany międzysystemowej do wielkości planowanych jest realizowana przez regulatory centralne każdego z operatorów systemów przesyłowych (OSP). Operatorzy działają zgodnie z zasadą stanowiącą o konieczności zniwelowania zakłócenia występującego w danym SE poprzez regulację

wtórnią zapewnioną przez jednostki wytwórcze przyłączone do danego SE, bądź import energii. Minimalna wielkość regulacji wtórnej jest określana na bazie empirycznej zależności (1).

$$R = \sqrt{a \cdot L_{max} + b^2} - b \quad (1)$$

gdzie:

L_{max} – maksymalne zapotrzebowanie na moc odbiorców końcowych występujące w SE,

a i b – empirycznie wyznaczone parametry w wysokości: $a=10$ MW i $b=150$ MW.

Dla wartości maksymalnego zapotrzebowania występującego w Polsce w wysokości 26 GW, minimalny poziom podaży regulacji wtórnej wyznaczony na podstawie zależności (1) wynosi ok. 360 MW. Oprócz czasu aktywacji regulacji wtórnej wynoszącego od 25–30 sekund do 15 minut, istotna jest szybkość narastania mocy w ramach regulacji. W zależności od typu źródła wytwarzania, szybkość przyrostu mocy do mocy zainstalowanej (P_n) wynosi $8\% \cdot P_n/1$ min. dla źródeł zasilanych gazem lub produktami ropopochodnymi, $(2-4)\% \cdot P_n/1$ min. dla źródeł opalanych węglem kamiennym i $(1-2)\% \cdot P_n/1$ min. dla źródeł na węgiel brunatny.

Regulacja trójna jest definiowana jako automatyczna lub manualna zmiana w zakresie punktów pracy jednostek wytwórczych lub strony popytowej w celu zapewnienia wymaganej podaży regulacji wtórnej w odpowiednim czasie oraz optymalnego rozkładu możliwości zapewnienia regulacji wtórnej na odpowiednie jednostki wytwórcze. Powyższe może być zapewniane poprzez zmiany punktów pracy jednostek wytwórczych lub uruchamianie bądź odstawianie jednostek wytwórczych, redystrybucję punktów pracy na pracujących jednostkach wytwórczych, zmianę przepływów na liniach wymiany międzysystemowej lub programy zarządzania popytem na energię elektryczną.

Zgodnie z zapisami [7], OSP korzysta z Regulacyjnych Usług Systemowych (RUS), usług rezerwy interwencyjnej, usług uruchomienia Jednostek Wytwórczych aktywnych (JW_a), usług dyspozycyjności jednostek wytwórczych (nie należących do JW_a) oraz usług odbudowy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE). Usługi regulacji pierwotnej i wtórnej są świadczone przez JW_a (przyłączone do obszaru Rynku Bilansującego (RB) i świadczące usługi systemowe), a wymagany zakres regulacji pierwotnej i wtórnej dla KSE wynosi odpowiednio ± 170 MW oraz ± 500 MW. Jednostki biorące udział w regulacji rezerwy wtórnej powinny mieć zdolność do podążania za wartością mocy podawaną przez regulator centralny (LFC) w zakresie $\pm 5\% \cdot P_n$ dla całego pasma regulacyjnego jednostki wytwórczej. Pełna aktywacja zakresu regulacji powinna być zrealizowana do 5 minut ze stałym gradientem $1\% \cdot P_n/1$ min.

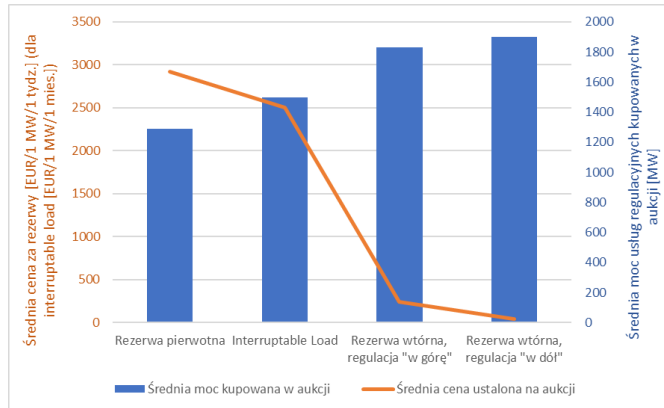
Dobór JW_a do uczestnictwa w regulacji pierwotnej i wtórnej na bazie minimalizacji kosztów zapewnienia regulacji oraz ograniczeń technicznych jest potwierdzany poprzez znacznik regulacji przekazywany JW_a . Obecnie płatność za wykorzystanie regulacji pierwotnej i wtórnej jest określona na poziomie 5% kosztów wytwarzania wymuszonego poszczególnych JW_a .

2. SKOORDYNOWANE PRZETARGI NA ZAKUP USŁUG REGULACYJNYCH W WYBRANYCH KRAJACH EUROPEJSKICH

Skoordynowany zakup rezerw pierwotnej, wtórnej i trójnej (minutowej) dla wszystkich OSP w Niemczech jest realizowany od 1 grudnia 2007 r. z wykorzystaniem dedykowanej platformy internetowej znajdującej się pod adresem [16]. W przetargach na zakup rezerwy pierwotnej i wtórnej mogą uczestniczyć podmioty przyłączone do wszystkich poziomów napięcia (jednostki wytwórcze i odbiorcy mogący sterować poborem mocy), które przeszły procedurę pre-kwalifikacyjną i podpisały umowę ramową z OSP. Aukcje na zakup rezerwy pierwotnej i wtórnej odbywają się w trybie tygodniowym, aukcje na rezerwę trójną prowadzone są codziennie. Obecnie w ramach połączonej aukcji dla systemów: niemieckiego, belgijskiego, holenderskiego, austriackiego i szwajcarskiego kupowana jest wielkość 1 250 MW rezerwy pierwotnej od dostawców ze wszystkich ww. krajów, z zachowaniem maksymalnej wielkości eksportu rezerwy pierwotnej w wysokości 30% jej zapotrzebowania w danym kraju (dla wartości nie mniejszej niż 90 MW). Minimalna wielkość oferty dla rezerwy wtórnej wynosi 5 MW z przyrostem 1 MW. Dla rezerwy trójnej przedmiotem aukcji jest zakup regulacyjności „w górę” i „w dół” w sześciu czterogodzinnych blokach na dzień następny. Minimalny wolumen to 5 MW, a aktywacja i zarządzanie rezerwą trójną odbywa się z uwzględnieniem listy optymalnego wykorzystania zasobów regulacyjnych (*Merit-Order-List-Server*). Na platformie prowadzone są również miesięczne aukcje dla odbiorców mogących świadczyć usługi regulacyjności swojego poboru energii (ang. *interruptible loads*).

Wprowadzenie reformy i skoordynowanego zakupu rezerw doprowadziły do zmniejszenia kosztów ich zakupu. Cena rezerwy trójnej kupowanej od początku roku do listopada 2006 r., w porównaniu z ceną obserwowaną od grudnia 2006 do końca 2010 r. zmniejszyła się o z ok. 95 EUR/MW/1 godz. do ok. 20 EUR/MW/1 godz. [6]. Obecnie w ramach skoordynowanych aukcji dokonywany jest zakup ok. 1 900 MW regulacyjności „w dół” i 1 257 MW regulacyjności „w górę”. Na rys. 1 przedstawiono średnie ceny i wolumeny rezerwowane w ramach przeprowadzonych aukcji w 2017 r. Ceny przedstawione na wykresie dotyczą zapewnienia określonego rodzaju rezerwy dla okresu tygodniowego lub miesięcznego w przypadku produktu *interruptible loads*. W zakresie wykorzysta-

nia rezerwy wtórnej, trójnej i produktu *interruptible loads* następuje również płatność za energię elektryczną w przypadku wykorzystania przez OSP pasma regulacyjnego.



Rys. 1. Wyniki skoordynowanych aukcji na zakup regulacyjnych rezerw mocy w styczniu i lutym 2017 r.

3. METODY OCENY WYSTARCZALNOŚCI PODAŻY USŁUG REGULACYJNYCH

Oceny wystarczalności podaży usług regulacyjnych (w literaturze np. [9] używa się angielskiego pojęcia *flexibility adequacy assessment*) dokonuje się porównując zapotrzebowanie z podażą usług dla określonego horyzontu czasowego. Zapotrzebowanie na usługi regulacyjne określa się jako tzw. zapotrzebowanie netto (ang. *net load*), tj. zapotrzebowanie do pokrycia przez zasoby regulacyjne SE. Zapotrzebowanie netto jest więc określone jako różnica zapotrzebowania na moc odbiorców końcowych oraz produkcji mocy przez źródła niesterowalne (elektrownie wykorzystujące energię wiatru i słońca, elektrociepłownie, produkcja w jednostkach przemysłowych, itp.). Podaż usług regulacyjnych gwarantujących dla SE właściwy poziom regulacyjności może być zapewniana poprzez:

- możliwości regulacyjne istniejących i nowych jednostek wytwórczych konwencjonalnych,
- agregatorów reprezentujących regulacyjne zasoby generacji lokalnej, nie koordynowanej do tej pory przez OSP,
- programy zarządzania popytem na energię elektryczną,
- ograniczenia produkcji i sterowanie mocą źródeł rozproszonych, w tym dla elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych,
- magazynowanie energii,

- skrócenie czasu pomiędzy zamknięciem rynku dnia bieżącego oraz dostawą energii oraz skracanie podstawowej jednostki czasu na rynku energii elektrycznej w kierunku minut,
- import energii.

Na podstawie powyższego, budowana jest sumaryczna krzywa prezentująca zależność mocy podaży usług regulacyjnych SE (od rezerwy pierwotnej do trójnej) w funkcji czasu ich dostępności. Zgodnie z [4], KSE aktualnie dysponuje możliwością dostarczenia ok. 4 GW i 6,5 GW mocy regulacyjnej dostępnej odpowiednio do 3 minut i 15 minut od momentu aktywacji (z uwzględnieniem regulacyjności zapewnianej przez elektrownie szczytowo-pompowe). Są to wielkości średnie dla pracujących zasobów regulacyjnych. Dla zasobów wytwórczych będących w postoju istotne są czasy przywołania do ruchu, koszty z tym związane, liczba możliwych do zrealizowania rozruchów w określonym czasie, czas wyłączenia. Rozróżnienie w procesie optymalizacji zasobów regulacyjnych na zasoby wytwórcze będące w postoju i będące w ruchu wprowadza się również w [10] (ang. *online flexibility* i *offline flexibility*).

Coraz częściej w literaturze zauważa się potrzebę uwzględniania oceny wystarczalności podaży usług regulacyjnych w procesie planowania rozwoju SE. Rozpatrywane są różne podejścia. W [9] proponuje się, aby po pierwszym kroku w którym planowany jest rozwój systemu wytwarzania zapewniający osiągnięcie odpowiednich wskaźników wystarczalności mocy, następowała ocena wystarczalności odpowiednich zasobów regulacyjnych na bazie zdefiniowanych miar. W pracy [11] zaprezentowano podejście optymalizacji rozwoju sektora wytwarzania wraz z uwzględnieniem kwestii zapewnienia regulacyjności w jednym procesie. W celu uproszczenia zastosowano obliczenia dla pięciu typowych przebiegów tygodniowych zapotrzebowania netto. Zintegrowane podejście do planowania zasobów wytwórczych i regulacyjności zostało przedstawione w [14], gdzie na bazie uproszczonych charakterystyk jednostek wytwórczych, ale z symulacją wielu możliwych scenariuszy zapotrzebowania netto i możliwości zapewnienia wymaganej regulacyjności SE, są wyznaczane zasoby dla spełnienia celu łącznego: zapewnienia wymaganej wystarczalności SE oraz wymaganej wystarczalności podaży usług regulacyjnych.

Sposoby oceny wystarczalności podaży zasobów regulacyjnych, których dokonano chociażby w [5], można podzielić na trzy grupy:

- Metody proste oparte na badaniu statycznego stanu, tj. formułowaniu krzywych podaży regulacyjności w określonych horyzontach czasu i badaniu możliwości zapewnienia regulacyjności dla kilku wybranych stanów pracy SE (z reguły minimum i maksimum obciążenia SE), z uwzględnieniem najbardziej niekorzystnych zmienności zapotrzebowania na energię elektryczną, wielkości produkcji elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych [9, 6];
- Metody pośrednie, w których dokonywana jest analiza w sposób bardziej szczegółowy niż w metodach prostych, ale dalej w sposób nie integrujący

w pełni zagadnienia regulacyjności w zadaniu optymalizacji uruchomień (ang. *Unit Commitment - UC*) oraz rozkładu obciążeń na jednostki wytwórcze [8, 13];

- Metody dokładne uwzględniające w zadaniu *UC* i rozdziale obciążeń na jednostki wytwórcze zagadnienie zapewnienia odpowiedniej regulacyjności w SE [3]. Metody te są predysponowane do dalszego rozwoju ze względu na losowy charakter awaryjność elektrowni oraz elementów sieciowych oraz zmienność produkcji energii ze źródeł niesterowalnych. Dodatkowo obszar niepewności jest tworzony przez błędy w prognozowaniu zapotrzebowania na energię elektryczną i produkcji energetyki wiatrowej i fotowoltaicznej, zależność możliwości zapewnienia odpowiednich zasobów regulacyjnych w danej chwili czasowej od pracy SE i wykorzystania regulacyjności w poprzednim horyzoncie czasowym.

Proponowane miary odnoszące się do wystarczalności regulacyjności SE i prawdopodobieństwa jego zapewnienia to m.in. *Insufficient Ramping Resource Expectation (IRRE)* [3], określający oczekiwane prawdopodobieństwo wystąpienia stanów, w których SE nie będzie miał zasobów do pokrycia przewidywanych zmian w zapotrzebowaniu netto oraz niepewności wynikających z błędów prognozowania: zapotrzebowania na energię elektryczną oraz produkcji źródeł niesterowalnych. Dodatkowo formułowane są *Probability of Flexibility Deficit (PFD)* oraz *Expected Unserved Ramping (EUR)* jako miary określające prawdopodobieństwo i wartość nie dostarczoną zasobów regulacyjnych w ciągu roku [2].

4. ANALIZA WPŁYWU ROZWOJU NIESTEROWALNYCH ŹRÓDEŁ NA ZAPOTRZEBOWANIE NA REGULACYJNE USŁUGI SYSTEMOWE

Analizę zrealizowano budując model KSE na podstawie wielkości, które wystąpiły w 2015 r. W tym celu wykorzystano dane prezentowane przez PSE w miejscu internetowym [1] i dokumentach Plan Koordynacyjny Dobowy (PKD) i Bieżący Plan Koordynacyjny Dobowy (BPKD). Analizy i symulacje zostały przeprowadzone dla rozdzielczości godzinowej (rozdzielczość danych zawartych w ww. dokumentach), tym samym dotyczą one oceny wpływu rozwoju źródeł niesterowalnych na popyt na regulację trójną i rezerwę mocy w ujęciu rocznym (nie obejmują zagadnień regulacji pierwotnej i wtórnej). Na tej podstawie

dokonano dla 2015 r. oceny:

- podaży usług regulacyjnych KSE na podstawie wielkości: *rezerwa mocy ponad zapotrzebowanie* i *rezerwa mocy poniżej zapotrzebowania* prezentowanych w PKD i BPKD,
- błędów prognoz zapotrzebowania na energię elektryczną określonych na podstawie różnic pomiędzy wielkościami prezentowanym w PKD i BPKD,
- błędów prognoz produkcji energii ze źródeł wiatrowych (jw., porównując wielkości z PKD i BPKD),
- wpływu awarii Jednostek Wytwórczych Centralnie Dysponowanych (JWCD) (porównanie wielkości z PKD i BPKD),
- zmienności produkcji energii elektrycznej w źródłach wiatrowych,
- zmienności zapotrzebowania na energię elektryczną.

Łączna wartość godzinowej rezerwy mocy (ponad i poniżej planowanego zapotrzebowania) dostępna w JWCD wyniosła w 2015 r. średnio 6,7 GW zmieniając się w granicach od 3,6 GW do -8,5 GW. Z uporządkowanej krzywej przedstawionej na rys. 2 wynika, że wartości maksymalne rezerwy ponad planowaną wielkość zapotrzebowania występowały wraz ze stanami minimalnych wielkości rezerwy poniżej zapotrzebowania (lub dla ich braku) i odwrotnie. Powyższe wielkości dostępnych rezerw i de facto wielkości podaży regulacyjnych usług systemowych, powinny pokryć zmienności zapotrzebowania netto pojawiające się w ciągu poszczególnych godzin roku.

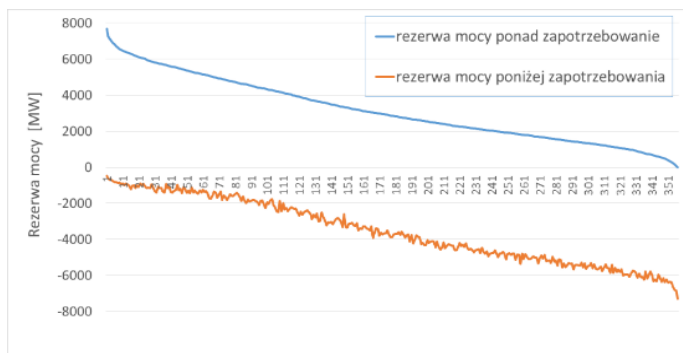
Godzinowa zmienność produkcji dla źródeł wiatrowych wyniosła dla KSE w 2015 r. od +0,17 MW/1 godz. do -0,26 MW/1 godz. na każdy 1 MW mocy zainstalowanej. Dawało to łącznie maksymalne wielkości zmian produkcji godzinowej, które wystąpiły w 2015 r. na poziomie +650 MW/1 godz. do -988 MW/1 godz. Jak wynika z rys. 3, ekstremalne wartości występują w ciągu roku bardzo rzadko (pojedyncze godziny). Występowanie ekstremalnych zmienności produkcji jest również bardzo rzadkie dla elektrowni fotowoltaicznych, dla których godzinowa zmiana produkcji energii elektrycznej może osiągać od +0,21 MW/1 godz. do -0,25 MW/1 godz. na każdy 1 MW mocy zainstalowanej. Co istotne, suma zapotrzebowania na regulacyjność godzinową pokrywającą zmienność produkcji dla elektrowni fotowoltaicznych jest o 30% większa niż dla źródeł wiatrowych.

Błędy prognozowania zapotrzebowania na energię elektryczną w KSE dla poszczególnych godzin i dla okresu na dzień przed dostawą wynoszą +500 MW/-1 000 MW, średnio jest to (2÷3)% wartości zapotrzebowania (rys. 4). Maksymalne wielkości wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną obserwowane w cyklu godzinowym wynoszą w ciągu roku 3 GW/1 godz. i występują w czasie trwania cyklu szczytu porannego. Zasoby regulacyjne SE muszą sobie również poradzić ze spadkiem zapotrzebowania na energię elektryczną w wysokości maksymalnej 2 GW/1 godz.

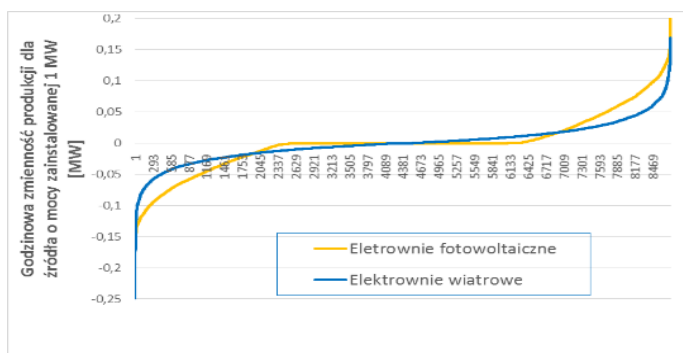
Błędy prognozowania dla źródeł wiatrowych wyrażone przez *Mean Absolute Error* dla KSE wyniosły dla 2015 r. o ok. 20% i w wartościach bezwzględnych

prawie we wszystkich godzinach roku mieściły się w przedziale +1 000 MW/-500 MW (rys. 5). Dla warunków 2015 r. w KSE moc zainstalowana elektrowni wiatrowych wzrastała od 3,8 GW do 5,0 GW.

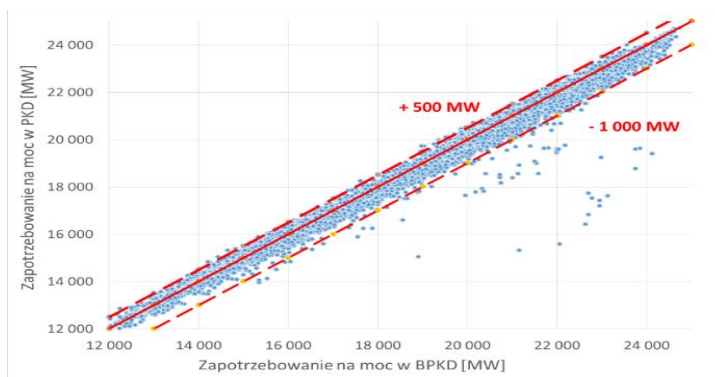
Dokonując prostych przeliczeń można stwierdzić, że JWCD powinny zapewnić godzinową regulacyjność „w górę” w wysokości 4 GW/1 godz. zmiany zapotrzebowania netto (3 GW/1 godz. i 1 GW/1 godz. odpowiednio wynikające ze wzrostu zapotrzebowania na energię i zmniejszenia produkcji elektrowni wiatrowych) oraz regulacyjność „w dół” na poziomie 2,6 GW. Dodatkowo, rozpatrując skrajny przypadek można założyć, że podczas godzin z najwyższą zmiennością zapotrzebowania netto może nastąpić awaria JWCD (rys. 6), co przy każdym ubytku mocy o wartości 1 GW może oznaczać zmniejszenie zasobów regulacyjnych o 0,4 GW. Zapotrzebowanie na regulacyjność w ujęciu dnia następnego kreują również wielkości błędów prognoz zapotrzebowania na energię i produkcji źródeł niesterowalnych.



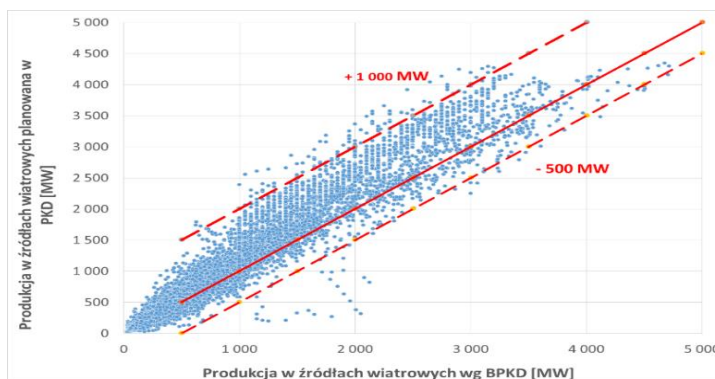
Rys. 2. Uporządkowana krzywa rezerwy mocy (wg rezerwy mocy ponad zapotrzebowanie) w KSE dla 2015 r.



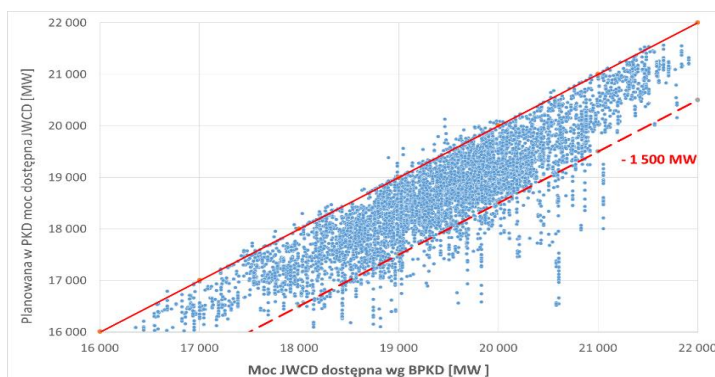
Rys. 3. Roczna uporządkowana krzywa godzinowych wartości produkcji mocy dla źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych o mocy zainstalowanej 1 MW



Rys. 4. Relacja godzinowych wartości zapotrzebowania na energię elektryczną w KSE dla 2015 r. prognozowanych w dniu *d-1* (PKD) do wielkości wykonanych (BPKD)



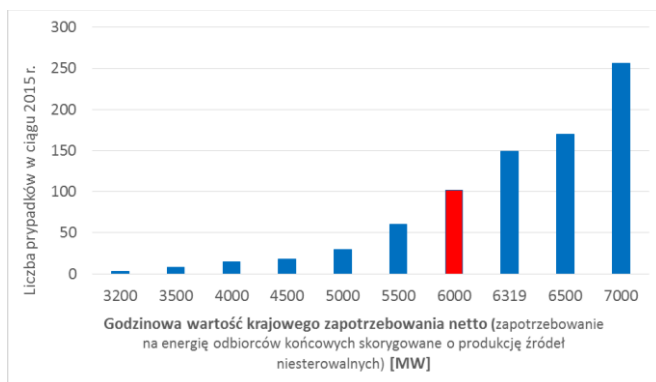
Rys. 5. Relacja godzinowych wartości produkcji elektrowni wiatrowych w KSE dla 2015 r. prognozowanych w dniu *d-1* (PKD) do wielkości wykonanych (BPKD)



Rys. 6. Relacja godzinowych wartości mocy dyspozycyjnej JWCD w KSE dla 2015 r. prognozowanych w dniu *d-1* (PKD) do wielkości wykonanych (BPKD)

Powyższa prosta metoda uwzględnia pełną korelację występowania najwyższych wielkości spadku produkcji elektrowni wiatrowych w KSE z maksymalnymi wielkościami wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną. W tab. 1 zaprezentowano wielkości wynikające z symulacji przeprowadzonych dla każdej z godzin 2015 r. w kilku scenariuszach: braku elektrowni wiatrowych w KSE (scenariusz 1), stanu KSE z 2015 r. (scenariusz bazowy), wzrostu mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych o 5 GW w stosunku do stanu obecnego (scenariusz 2) oraz wzrostu mocy zainstalowanej w elektrowniach fotowoltaicznych o odpowiednio 5 GW i 10 GW (scenariusze 3 i 4). Dla scenariusza 2 założono spadek współczynnika osiągnięcia produkcji godzinowych w stosunku do mocy zainstalowanych w SE. W KSE maksymalna wartość produkcji z elektrowni wiatrowych w godzinie wynosiła 0,95 mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowych. Dla systemu niemieckiego ten współczynnik wyniósł w 2015 r. 0,8. Do analizy przyjęto liniowe zmniejszenie współczynnika uzyskania mocy maksymalnych na bazie proporcji obliczonej dla ww. wielkości. W analizie założono, że dla wszystkich scenariuszy wystąpi podaż zasobów regulacyjnych z 2015 r., co jest uproszczeniem właściwym dla grupy metod pośrednich oceny wystarczalności podaży zasobów regulacyjnych.

Na podstawie przeprowadzonych analiz wykazano, że dla warunków 2015 r. występowanie 5 GW mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych powiększyło konieczność zmniejszania minimalnej mocy godzinowej produkowanej przez JWCD do poziomu 3,1 GW z 6,3 GW, które wystąpiłoby dla scenariusza 1. Stan z minimalną produkcją JWCD wystąpił jednokrotnie w ciągu roku. Elektrownie wiatrowe przyczyniły się za to do zmniejszenia wartości maksymalnej produkcji z JWCD o 0,2 GW. Sumarycznie zakres regulacyjności JWCD w ujęciu rocznym występujący dla scenariusza bazowego w porównaniu do scenariusza 1 wzrósł o 3 GW, co stanowi 60% mocy elektrowni wiatrowych zainstalowanych w 2015 r. w KSE. Podobna tendencja zaszłaby w przypadku dalszego wzrostu mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych. W scenariuszu 2 zapotrzebowanie na roczne wielkości regulacyjne powiększyłoby się o kolejne 3 GW. Statystycznie, zapotrzebowanie do pokrycia przez JWCD niższe niż 6 000 MW wystąpiło dla scenariusza bazowego tylko dla 100 godzin w 2015 r. (rys. 7). Zarządzanie takimi przypadkami może być zrealizowane dla metod charakteryzujących się niskimi nakładami kapitałowymi, tj: ograniczania produkcji z energetyki wiatrowej (przy odpowiedniej rekompensacie dla wytwórców wiatrowych), wprowadzania programów zarządzania popytem na energię, aktywizowania agregatorów wykorzystujących potencjał energetyki rozproszonej i odbiorców z elastycznym poborem mocy.



Rys. 7. Liczba godzin w 2015 r. dla których występowało najniższe zapotrzebowanie netto do pokrycia przez JWCD (wartości nie uwzględniają eksportu i importu z KSE)

Symulacja zwiększania mocy zainstalowanej elektrowni fotowoltaicznych o 5 GW, przy stanie rozwoju energetyki wiatrowej z 2015 r. (scenariusz 3), nie wykazała zwiększonych wartości ekstremalnych godzinowego zapotrzebowania netto w horyzoncie roku i doby, jak też zwiększonego zapotrzebowania na regulacyjność godzinową, w stosunku do scenariusza bazowego (stanu KSE z 2015 r.). Dopiero zwiększenie mocy elektrowni fotowoltaicznych do 10 GW powoduje konieczność powiększenia rezerw rocznych – następuje konieczność obniżenia wartości minimalnej produkcji z JWCD do poziomu ok. 500 MW.

Regulacyjność godzinowa rozumiana jest jako zmienność zapotrzebowania netto w godzinie h w stosunku do godz. $h-1$. Ekstremalne wartości regulacyjności godzinowej w badanym przykładzie wyniosły +3,2 GW i -2,1 GW dla scenariusza bazowego. Są to wartości niższe o ok. 20% w stosunku do wyznaczonych w sposób uproszczony w niniejszym artykule. Zanotowany w 2015 r. przyrost mocy zainstalowanej energetyki wiatrowej nie doprowadził do znaczącego zwiększenia wartości maksymalnych zapotrzebowania na te usługi. Wynika to z wysokiej wartości maksymalnej rezerwy godzinowej, która musi być utrzymywana ze względu na zmiany zapotrzebowania, ale też z braku jednoczesności zmian produkcji we wszystkich siłowniach wiatrowych w KSE.

Dalsze zwiększanie mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowych do 10 GW może doprowadzić do wyczerpania aktualnie dostępnej regulacyjności godzinowej w KSE. Rozwój energetyki fotowoltaicznej do 10 GW nie wpłynie na powiększanie maksymalnych wartości zapotrzebowania na regulacyjność godzinową, ale z uwagi na większą częstotliwość zmian produkcji energii w porównaniu do elektrowni wiatrowych, silny rozwój źródeł fotowoltaicznych spowoduje zwiększenie zapotrzebowania na regulację trójną.

Tabela 1

Zapotrzebowanie na regulacyjne usługi systemowe w KSE dla różnych scenariuszy rozwoju źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych

	Scenariusz 1	Scenariusz bazowy	Scenariusz 2	Scenariusz 3	Scenariusz 4
	Moc źródeł odnawialnych niesterowalnych zainstalowana w KSE w GW				
Elektrownie wiatrowe	0	3,8 – 5,0	8,8 – 10,0	3,8 – 5,0	3,8 – 5,0
Elektrownie fotowoltaiczne	0	0	0	5,0	10,0
Wartości ekstremalne godzinowego zapotrzebowania netto (zapotrzebowanie na energię elektryczną skorygowane o produkcję w źródłach niesterowanych i pozostałych źródłach nie będących JWCD) w horyzoncie rocznym					
Wartość maksymalna	19 118	18 874	18 747	18 448	18 448
Wartość minimalna	6 319	3 076	-177	3 040	524
Wartości ekstremalne godzinowego zapotrzebowania netto dla horyzontu doby					
Wartość maksymalna	9 855	12 447	15 393	12 447	12 447
Wartość minimalna	3 241	3 234	3 300	3 333	3 433
Wartości ekstremalne zapotrzebowania na usługi regulacyjności godzinowej wynikające z różnicy zapotrzebowania netto w godz. h i godz. $h-1$					
Wartość maksymalna regulacyjności "w górę"	3 040	3 235	3 524	3 235	3 235
Wartość maksymalna regulacyjności "w dół"	-1 969	-2 107	-2 596	-2 107	-2 347

5. WNIOSKI

1. Wzrastająca potrzeba zapewnienia właściwej pewności zasilania w kontekście zwiększonego zapotrzebowania na usługi regulacyjne SE związane z rozwojem niesterowalnych źródeł energii, doprowadziła do wprowadzenia w literaturze pojęcia i metody określania wystarczalności podaży usług regulacyjnych w SE. W ramach integrujących się rynków bilansujących w Europie, coraz bardziej popularna staje się idea wprowadzania mechanizmów rynkowych służących zapewnieniu wymaganych rezerw systemowych, co przyczynia się do pełnej transparentności, możliwości udziału wielu zainteresowanych stron (agregatorzy, strona popytowa) i może prowadzić do optymalizacji kosztów pozyskania zasobów regulacyjnych dla SE.

2. Struktura rozwoju mocy niesterowalnych ma wpływ na poziom rezerw mocy i zapotrzebowania na usługi regulacyjne dostępne w różnych horyzontach czasu. Wyniki przeprowadzonych analiz zaprezentowane w niniejszym artykule potwierdziły niedokładności prostych metod oceny zapotrzebowania na regulację trójną w porównaniu z metodą pośrednią symulacji wykonaną dla danych z 2015 r. Na podstawie analizy otrzymanych wyników symulacji badanego przykładu potwierdzono, że wykonując kalkulacje metodą prostą przeszacowano zapotrzebowanie na maksymalne rezerwy godzinowe o ok. 20% w stosunku do metody pośredniej.
3. Z przeprowadzonych symulacji wynika, że rozwój technologii fotowoltaicznych uzupełnia rozwiniętą aktualnie w większym stopniu bazę wytwórczą elektrowni wiatrowych w KSE. Zwiększanie mocy fotowoltaicznych do 5 GW dla analizowanego przypadku nie spowodowało powiększenia ekstremalnych wartości badanych rezerw mocy.
4. Pełna ocena wymaganego poziomu rezerw regulacyjnych jest możliwa na podstawie dokładnych metod, uwzględniających w zadaniu UC i rozdziale obciążeń na jednostki wytwórcze zagadnienia zapewnienia odpowiedniego poziomu regulacyjności SE. Istotne jest również uwzględnienie w analizach symulacyjnych różnych możliwości zapewnienia podaży regulacyjności SE oraz probabilistycznego podejścia do wielkości: zapotrzebowania na energię, produkcji źródeł niesterowalnych oraz dyspozycyjności JWCD. Na bazie określonych powyżej symulacji jest możliwe dokonanie kwantyfikacji zapotrzebowania na określone typy rezerw z określeniem miar jakości ich zapewnienia (np. IRRE lub/i PFD).

LITERATURA

- [1] Dane prezentowane w PKD i BPKD z zakładki *Dane Systemowe* dostępne na stronie www.pse.pl, 1 luty 2017.
- [2] Electric Power Research Institute: Power System Flexibility Metrics: Framework, Software Tool and Case Study for Considering Power System Flexibility in Planning. EPRI, Palo Alto, CA: 2013. 3002000331.
- [3] ENTSO-E: Continental Europe Operation Handbook. 2009.
- [4] ENTSO-E: Impact of Merit Order activation of automatic Frequency Restoration Reserves and harmonised Full Activation Times. Luty 2016.
- [5] EPRI: Flexibility Assessment Method – Draft. 30 styczeń 2015.
- [6] Haucap J., Heimeshoff U., Jovanovic D.: Competition in Germany's Minute Reserve Power Market. An Econometric Analysis, Heinrich-Heine-Universität Düsseldorf, listopad 2012.
- [7] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, tekst obowiązujący od 1 lutego 2017 r.

-
- [8] International Energy Agency: Grid Integration of Variable Renewables, phase 2. IEA, 2011.
 - [9] Lannoye E.; Flynn D.; O'Malley M.: Evaluation of Power System Flexibility. Power Systems, IEEE Transactions on , vol. 27, s. 922–931, maj 2012.
 - [10] Lannoye E, Tuohy A., Daly P., Flynn D., O'Malley M.: Assessing Power System Flexibility for Variable Renewable Integration. A Flexibility Metric for Long-Term System Planning. Cigre Science & Engineering N°3, październik 2015, s. 26–39.
 - [11] Ma J., Silva V., Belhomme R., Kirschen D.S., Ochoa L.F.: Evaluating and planning flexibility in sustainable power systems. Power and Energy Society General Meeting (PES), 2013 IEEE , s. 1–11, 21–25 lipiec 2013.
 - [12] Malko J.: Narastający dylemat: OZE vs elastyczność i wystarczalność generacji. „Rynek Energii”, nr 5/2013.
 - [13] Schilmoeller M.: Imbalance Reserves: Supply, Demand, and Sufficiency. Northwest Power and Conservation Council report, 2012.
 - [14] Shortt A., Kiviluoma J., O'Malley M.: Accommodating Variability in Generation Planning. Power Systems, IEEE Transactions on , vol.28, no.1, s. 158-169, Luty 2013.
 - [15] Welsch M.: Enhancing the Treatment of Systems Integration in Long-term Energy Models. Doctoral Thesis in Energy Technology Stockholm, Sweden 2013.
 - [16] Wyniki aukcji na zakup rezerw dostępne na stronie www.regelleistung.net. 5 marzec 2017 r.

Henryk KOCOT, Paweł KUBEK
Politechnika Śląska w Gliwicach

ZDOLNOŚCI PRZYŁĄCZENIOWE WĘZŁÓW DYSTRYBUCYJ- NEJ SIECI 110 KV

Przedsiębiorstwo zajmujące się przesyłem i dystrybucją energii elektrycznej zgodnie z zapisem art. 7 ust. 8l Ustawy Prawo Energetyczne [1] „...jest obowiązane sporządzić informację dotyczącą: wartości łącznej dostępnej mocy przyłączeniowej dla źródeł, a także planowanych zmian tych wartości w okresie kolejnych 5 lat od dnia ich publikacji, dla całej sieci przedsiębiorstwa o napięciu znamionowym powyżej 1 kV z podziałem na stacje elektroenergetyczne lub ich grupy wchodzące w skład sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym” oraz udostępnić taką informację. Przykładem wypełnienia tego obowiązku są publikacje na stronach internetowych [6,7]. Informacje te publikowane są na podstawie wykonanych analiz technicznych, głównie rozpyływowych. Przykładowo w [7] zawarta jest informacja o takiej analizie i opracowaniu pt. „Analiza dostępnych mocy przyłączeniowych dla źródeł wytwórczych przyłączanych do sieci elektroenergetycznej PGE Dystrybucja S.A. o napięciu znamionowym powyżej 1 kV”.

Zgodnie z zapisem w Ustawie Prawo Energetyczne informacja jest aktualizowana raz na kwartał, a łączna moc przyłączeniowa jest pomniejszona o moc wynikającą z wydanych i ważnych warunków przyłączenia źródeł do analizowanej sieci dystrybucyjnej. Do wyznaczenia dostępnej mocy przyłączeniowej w analizie uwzględnia się planowaną rozbudowę i modernizację sieci zgodnie z uzgodnionym przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Planem Rozwoju Spółki.

Z uwagi na brak możliwości dokładnego odwzorowania wpływu generacji przyłączonej lub planowanej do przyłączenia, a w szczególności generacji niestabilnej i spoza obszaru analizowanej sieci, wyznaczone wartości dostępnych mocy przyłączeniowych należy traktować jako wartości szacunkowe [7].

Wyznaczenie zdolności przyłączeniowych w prowadzonych aktualnie analizach tych zdolności składa się generalnie z dwóch części.

W pierwszej części wyznaczane są grupy węzłów, które w podobny sposób wpływają na pracę sieci zarówno w obrębie grupy, jak i podobnie oddziałują na pozostałą część sieci.

Metoda podziału sieci na grupy węzłów koherentnych, została oparta na identyfikacji grup węzłów wzajemnie ze sobą skorelowanych pod względem współczynników wrażliwości. Do tego celu wykorzystuje się współczynniki

rozdziału obciążenia mocą czynną poszczególnych gałęzi (współczynniki *PTDF* - Power Transfer Distribution Factor). Dla rozptywu mocy w sieci współczynniki *PTDF* definiowane są jako stosunek przyrostu mocy czynnej gałęziowej do przyrostu mocy węzłowej – zależność (1)

$$PTDF_{i,j} = \frac{\partial P_{gi}}{\partial P_{wj}} = \frac{\Delta P_{gi}}{\Delta P_{wj}}, \quad (1)$$

gdzie: P_{gi} moc czynna płynąca w gałęzi i-tej, P_{wj} moc węzłowa, w węźle j-tym.

Współczynniki te wyznaczane są dla wszystkich kombinacji gałęzi i węzłów.

Na podstawie wyznaczonej tablicy współczynników wrażliwości przeprowadzana jest analiza korelacji węzłów pod kątem wpływu przyłączonej do nich generacji na obciążenia linii w badanych stanach sieci. W wyniku tej analizy otrzymuje się grupy węzłów koherentnych tzn. takich, w których przyłączane moce znacząco oddziałują na siebie. Nie zawsze jednak podział ten musi być jednoznaczny.

Dla zidentyfikowanych, w opisany powyżej sposób, grup węzłów wyznacza się następnie maksymalne wartości mocy możliwej do przyłączenia bez powodowania zagrożenia bezpiecznej pracy sieci elektroenergetycznej. Określono to poprzez zwiększanie generacji w grupach, aż do momentu pojawienia się przeciążeń nie występujących w stanie bez dodatkowej generacji lub zwiększenia wartości istniejących przeciążeń. Jest to druga, zasadnicza część analizy. Nie jest jednak określony sposób zwiększania mocy w poszczególnych węzłach grupy, co może oznaczać niejednoznaczność rozwiązania.

Obliczenia przeprowadza się na aktualnych modelach Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE). W obliczeniach uwzględnia się zmiany układu sieci (nowe węzły, połączenia, zmiany obciążalności linii) będące skutkiem inwestycji zawartych w Planie Rozwoju przedsiębiorstwa sieciowego.

Obliczenia wykonywane są przy pomocy pakietów obliczeniowych, wykorzystujących dokładne metody wyznaczania rozptyłów mocy tzw. metody zmiennoprądowe, uwzględniające zarówno rozptywy mocy czynnej jak i biernej. W naszym kraju zwykle jest to program PLANS.

Ze względu na dużą liczbę węzłów sieciowych w sieci 110 kV, obliczenia te są zwykle bardzo czasochłonne.

1. Metoda wyznaczania zdolności przyłączeniowych

W referacie proponuje się wykorzystać do celów wyznaczania maksymalnych mocy możliwych do przyłączenia w pojedynczych węzłach lub grupach węzłów metodę rozptywu stałoprądowego, tj. rozptywu tylko mocy czynnych, który jednak ma decydujący wpływ na obciążenia poszczególnych gałęzi.

Takie podejście jest często stosowane, szczególnie w przypadku analiz rozwojowych, gdzie występuje duża niepewność danych, co zresztą podkreślają autorzy cytowanej we wprowadzeniu analizie. Wykorzystanie rozptywu stałoprądowego proponowane jest do podobnych celów np. w artykułach [3, 4].

Linearyzacja rozptywu mocy

Dla każdego węzła sieci można napisać dwa równania w dziedzinie liczb rzeczywistych – na moc czynną i bierną P i Q , które przy przyjęciu zapisu napięcia w postaci trygonometrycznej przyjmują postać[2]:

$$P_i = G_{ii}U_i^2 + U_i \sum_{\substack{j=1, \\ j \neq i}}^N U_j [G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)], \quad (2)$$

$$Q_i = -B_{ii}U_i^2 - U_i \sum_{\substack{j=1, \\ j \neq i}}^N U_j [B_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) - G_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)], \quad (3)$$

gdzie U oznacza moduł napięcia, natomiast G oraz B są odpowiednio częścią rzeczywistą i urojoną elementu macierzy admitancyjnej sieci [2]. Jeżeli przyjąć następujące założenia:

1. we wszystkich węzłach napięcia są równe wartościom znamionowym, czyli wartości napięcia w jednostkach względnych są równe 1;
2. pominięte mogą zostać rezystancje elementów, czyli można przyjąć, że $G=0$, co oznacza, że wartości elementów macierzy admitancyjnej sieci mają tylko wartości urojone ($B \neq 0$);
3. różnice kątów napięć między sąsiednimi węzłami są niewielkie, czyli:

$$\sin(\delta_i - \delta_j) \approx \delta_i - \delta_j; \quad (4)$$

4. pomija się gałęzie poprzeczne elementów sieci, to można znacząco uprościć obliczenia rozptywu mocy.

Założenia te są dopuszczalne w sieciach wysokiego i najwyższego napięcia, gdyż w tych sieciach wartości reaktancji gałęzi są znacznie większe niż wartości ich rezystancji, zaś dla sieci niezbyt mocno obciążonych różnice kątów napięć są niewielkie.

Po przyjęciu tych założeń otrzymuje się równanie na moc czynną węzłową (moc bierna jest równa zero):

$$P_i = \sum_{\substack{j=1, \\ j \neq i}}^N B_{ij}(\delta_i - \delta_j) = -B_{ii}\delta_i - \sum_{\substack{j=1, \\ j \neq i}}^N B_{ij}\delta_j \quad (5)$$

przy czym należy pamiętać o używaniu jednostek względnych. Zapisując w taki sposób równania dla wszystkich węzłów (z wyjątkiem bilansującego) otrzymuje się układ równań liniowych:

$$\mathbf{P} = -\mathbf{B}\boldsymbol{\delta} \quad (6)$$

który można rozwiązać ze względu na szukane kąty napięć w węzłach:

$$\delta = -\mathbf{B}^{-1} \mathbf{P} = -\mathbf{X} \mathbf{P} \quad (7)$$

Wyznaczony wektor kątów oraz założone moduły napięć pozwalają wyznaczyć jednoznacznie wszystkie pozostałe wielkości dotyczące rozptyłów mocy czynnej. Macierz $\mathbf{X}$ we wzorze (7) jest macierzą impedancyjną sieci.

Liniowość zadania rozptywowego zapisanego przez układ równań (6) i jego rozwiązanie (7) pozwala wyznaczyć liniowy związek pomiędzy mocami węzłowymi a przepływami gałęziowymi o postaci:

$$P_{gj} = \sum_{i=1}^N H_{j,i} P_i \quad (8)$$

Współczynniki $H_{j,i}$ oznaczają udział mocy węzłowej P_i w gałęzi o numerze j , skierowanej od węzła p do węzła q . Współczynniki te są pochodnymi przepływów gałęziowych względem mocy węzłowej jak we wzorze (1), czyli są równe $PTDF_{j,i}$ i mogą być wyznaczone jako:

$$H_{j,i} = \frac{X_{pi} - X_{qi}}{X_{gj}} \quad (9)$$

gdzie X_{pi} jest elementem macierzy impedancyjnej sieci, a x_{gj} jest reaktancją gałęzi o numerze j .

Formalizacja wyznaczania przyrostu mocy generowanej

Na podstawie równania (8) rozptyw mocy po zmianie mocy węzłowej w jednym lub kilku węzłach można zapisać jako:

$$P_{gj}^{\text{new}} = P_{gj}^{\text{old}} + \sum_{i=1}^N H_{j,i} \Delta P_i \quad (10)$$

Moc płynąca gałęzią nie może przekroczyć obciążalności tej gałęzi, czyli

$$|P_{gj}| = P_{gj}^{\text{DOP}} \text{ lub } -P_{gj}^{\text{DOP}} \leq P_{gj} \leq P_{gj}^{\text{DOP}} \quad (11)$$

gdzie P_{gj}^{DOP} jest dopuszczalną wartością mocy czynnej, płynącej w gałęzi o numerze j .

Po uwzględnieniu (10) i założeniu, że $\Delta P_i = \Delta P_{Gi}$ (szuka się możliwości zwiększenia mocy generowanej, a moc węzłową definiuje się jako różnicę mocy generowanej i odbieranej w danym węźle) otrzymuje się:

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^N H_{j,i} \Delta P_{Gi} &\leq P_{gj}^{\text{DOP}} - P_{gj}^{\text{old}} \\ \sum_{i=1}^N (-H_{j,i}) \Delta P_{Gi} &\leq P_{gj}^{\text{DOP}} + P_{gj}^{\text{old}} \end{aligned} \quad (12)$$

Nierówności (12) zapisane dla każdej gałęzi sieci stanowią ograniczenia nierównościowe w zadaniu optymalizacji liniowej, którą można w klasyczny sposób zapisać jako:

$$\begin{aligned} \min \mathbf{C}^T \mathbf{x} , \\ \mathbf{Ax} \leq \mathbf{b} , \end{aligned} \quad (13)$$

przy czym macierz $\mathbf{C}$ zawiera na pozycjach, gdzie występuje szukany przyrost mocy generowanej, wartość -1, a na pozostałych wartość 0.

Rozwiązując to zadanie optymalizacyjne można otrzymać wartości szukanych przyrostów mocy generowanych w węzłach lub w grupach węzłów.

Bezpośrednie uwzględnienie wyłączenia gałęzi sieciowej (reguła n-1)

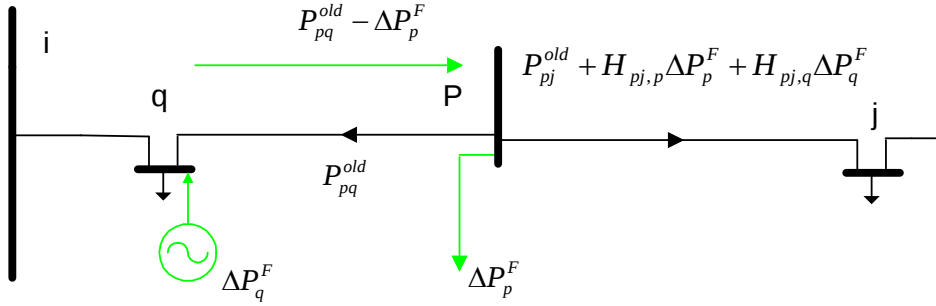
Wyznaczona dla normalnej pracy układu sieciowego zdolność przyłączeniowa węzła, musi zostać sprawdzona również dla układów po wyłączeniu pojedynczych gałęzi, zgodnie z regułą n-1. Do tego problemu można podejść na dwa sposoby albo wyznaczona moc dla układu normalnego może być włączona, a zadaniem operatora jest takie sterowanie mocą pozostałych źródeł (ewentualnie również odbiorów), aby nie dopuścić do przekroczeń obciążalności prądowej elementów sieciowych po wyłączeniu jednego elementu, lub w drugim podejściu zmniejszyć moc dopuszczalną (przyłączeniową) badanego węzła/grupy węzłów, aby także w stanach n-1 nie występowały przeciążenia elementów. Operatorzy krajowych systemów przesyłowego i dystrybucyjnych stosują to drugie podejście.

Z tego powodu konieczne staje się uzupełnienie przedstawionego sposobu postępowania o możliwość uwzględnienia wyłączenia gałęzi sieci.

Do tego celu można wykorzystać również powyższy model stałoprądowy. Wyłączenie gałęzi jest równoznaczne wyzerowaniu przepływu na tej gałęzi – metoda kompensacyjna [2]. W tym celu włączona zostaje para fikcyjnych mocy o przeciwnych wartościach na końcach wyłączanej gałęzi, mających za zadanie wymusić przepływ mocy w tej gałęzi równy właśnie tej fikcyjnej mocy włączanej. Zmiany mocy w pozostałych gałęziach wynikają wprost z rozprzysiężności fikcyjnych mocy zgodnie ze wzorem (10). Ideę metody przedstawiono na rys. 1.

Modyfikacja algorytmu (13) polega na wyłączeniu z ograniczeń nierównościowych typu (12) gałęzi numer wyl skierowanej od węzła p do węzła q , która ma być wyłączona, i wprowadzeniu do zadania optymalizacyjnego ograniczenia równościowego na przepływ mocy wyłączaną gałęzią postaci:

$$\sum_{i=1}^N H_{wyl,i} \Delta P_{Gi} + (H_{wyl,p} - 1) \Delta P_p^F + H_{wyl,q} \Delta P_q^F = -P_{gj}^{old} . \quad (14a)$$



Rys. 1. Idea metody kompensacyjnej

Drugim ograniczeniem równościowym jest wspomniana już przeciwność mocy:

$$\Delta P_p^F + \Delta P_q^F = 0. \quad (14b)$$

Zadanie optymalizacji liniowej przyjmuje postać:

$$\begin{aligned} \min \quad & \mathbf{C}^T \mathbf{x} \quad , \\ \mathbf{Ax} \leq \quad & \mathbf{b} \quad , \\ \mathbf{A}_{eq} \mathbf{x} = \quad & \mathbf{b}_{eq} \quad . \end{aligned} \quad (15)$$

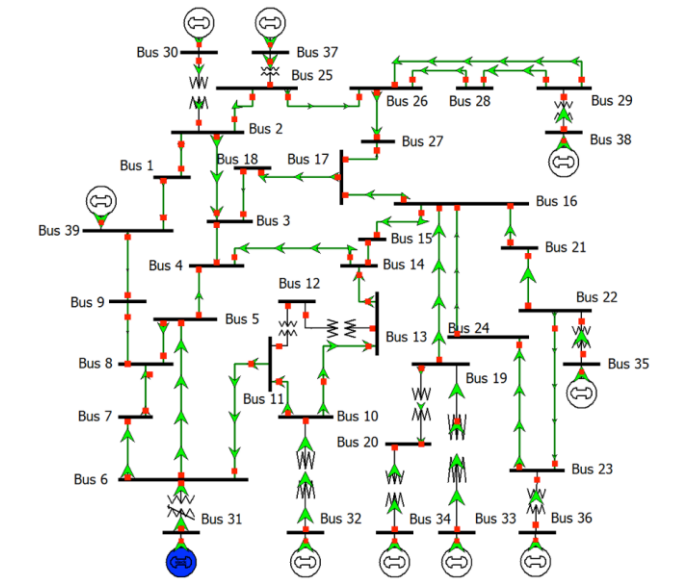
Rozwiązanie zadania optymalizacyjnego dla każdej wyłączonej gałęzi i wybór minimalnej wartości przyrostu mocy generowanych jest ostatecznym rozwiązaniem zadania wyznaczenia dopuszczalnej mocy przyłączeniowej węzła.

2. Przykład zastosowania w sieci testowej

Sieć testowa

Jako sieć testową do badań przedstawionego algorytmu wybrano sieci IEEE 39 bus [8] – rys. 2 – przy czym parametry tej sieci zmodyfikowano tak, aby odpowiadały parametrom typowej sieci napowietrznej o napięciu 110 kV. Przyjęto, że wszystkie linie wykonane są przewodem AFL-6 240 mm². Zdolności przesyłowe tych linii przyjęto na poziomie obciążalności letniej, przy czym ponieważ w modelu występuje dopuszczalna obciążalność mocą czynną przyjęto wartość tej mocy na poziomie 90% obciążalności mocą pozorną, co daje dla przyjętego przewodu wartość 94,5 MW. Obciążalność transformatorów sieciowych przyjęto na poziomie obciążalności linii natomiast dla generatorów oraz transformatorów blokowych nie wprowadzano ograniczenia na moc maksymalną.

Wszystkie obliczenia rozpliwowe w sieci wykonano przy pomocy pakietu MATPOWER [5], natomiast obliczenia optymalizacyjne wykonano przy pomocy pakietu MATLAB.



Rys. 2. Schemat sieci IEEE 39 bus [8]

Analiza w stanie pracy normalnej

Po modyfikacji parametrów gałęzi sieci oraz mocy węzłowych dokonano optymalizacji rozpyłów mocy biernej, celem ograniczenia ich przepływów. Wyniki tego rozpyłu podano w tabeli 1.

W tab. 1 dodatkowo zamieszczono wyznaczone współczynniki rozpyłu mocy generowanych dla przyrostu mocy w węzłach nr 39 i 31, gdyż dla tych węzłów wykonywano obliczenia testowe. Moce generowane w tych węzłach w stanie podstawowym wynoszą odpowiednio: 60 MW i 40 MW.

Jak wynika z wartości przedstawionych w tabeli 1, obciążenia gałęzi nie przekraczają 60% obciążalności linii. Dalsze obliczenia wykonano obserwując tylko przepływy mocy w lewej części schematu sieci, ograniczonej liniami 2–25, 3–18, 4–14, 5–11 i 5–12.

W tab. 2 przedstawiono wyniki po wykonaniu obliczeń optymalizacyjnych osobno dla przyrostu mocy generowanej w węźle 39, w węźle 31 oraz jednoczesnym przyroście mocy w obu tych węzłach. W tabeli tej przedstawiono rozpyły mocy wykonane zarówno metodą dokładną AC oraz metodą zlinearyzowaną DC. Różnice przepływów w obserwowanych gałęziach są bardzo małe, rzędu co najwyżej 0,2 MW.

W tab. 2 zaznaczono gałęzie, na których wystąpił maksymalny dopuszczalny przepływ mocy.

Tabela 1

Rozpływ mocy i współczynniki rozptywu dla węzłów nr 39 i 31

Gałąź sieci		Rozpływ mocy		Współczynniki H	
p	q	P_{pq} [MW]	Q_{pq} [Mvar]	$H_{j,39}$	$H_{j,31}$
39	1	17,5	5,7	0,642	0,174
39	9	42,5	26,6	0,358	-0,174
6	7	25,4	3,5	-0,066	0,139
6	11	-12,9	-2,5	0,175	0,402
6	5	27,5	1,9	-0,109	0,459
31	6	40,0	3,7	0,000	1,000
1	2	17,5	5,6	0,642	0,174
2	3	32,9	17,5	0,375	-0,011
2	25	-9,4	0,1	0,267	0,185
3	4	4,0	16,2	0,072	-0,287
3	18	-3,3	0,0	0,303	0,276
4	5	-19,8	-2,2	-0,183	-0,424
4	14	-26,2	-0,1	0,255	0,137
5	8	7,7	-1,0	-0,292	0,035
7	8	2,0	-5,4	-0,066	0,139
8	9	-42,5	-24,2	-0,358	0,174

Tabela 2

Maksymalne przyrosty mocy węzłowych i porównanie wyników rozptywu mocy AC i DC

Gałąź sieci		Rozpływ mocy przy przyroście $\Delta P_{39}=102,4$ MW		Rozpływ mocy przy przyroście $\Delta P_{31}=135,7$ MW		Rozpływ mocy przy przyroście $\Delta P_{39}=61,7$ MW $\Delta P_{31}=150,4$ MW	
p	q	AC	DC	AC	DC	AC	DC
39	1	94,5	94,5	52,4	52,3	94,7	94,5
39	9	67,9	67,9	7,6	7,7	27,0	27,2
6	7	17,4	17,4	43,0	43,0	41,0	40,9
6	11	1,6	1,6	38,2	38,2	54,8	55,0
6	5	21,0	21,0	94,5	94,5	94,6	94,5
31	6	40,0	40,0	175,7	175,7	190,4	190,4
1	2	94,5	94,5	52,4	52,3	94,7	94,5
2	3	84,0	84,0	44,2	44,1	67,2	67,1
2	25	16,5	16,5	14,2	14,2	33,6	33,4
3	4	22,9	22,9	-23,4	-23,4	-23,2	-23,2
3	18	28,9	28,9	35,4	35,4	58,2	58,1
4	5	-30,7	-30,7	-69,5	-69,6	-87,0	-87,1
4	14	3,6	3,6	-3,9	-3,8	13,8	13,9
5	8	-9,7	-9,7	25,0	24,9	7,6	7,5
7	8	-6,0	-6,0	19,6	19,6	17,6	17,5
8	9	-67,9	-67,9	-7,6	-7,7	-27,0	-27,2

Zdolności przyłączeniowe obu badanych węzłów wynoszą ponad 100 MW przy czym, jeżeli dodać moc w obydwu węzłach naraz, to sumaryczna moc jest

mniejsza niż suma zdolności przyłączeniowych każdego węzła z osobna. Interesujące jest też spostrzeżenie, że zdolności przyłączeniowe węzła 31 w przypadku łącznej optymalizacji są większe niż przy optymalizacji indywidualnej.

Analiza w stanie pracy n-1

Kolejna analiza testowa dotyczyła wyznaczenia mocy przyłączeniowej przy wyłączeniu jednej gałęzi, przy czym ograniczono się tutaj tylko do analizy wyłączenia gałęzi 8-9. Wyniki optymalizacji podano w tabeli 3, gdzie przedstawiony został również rozptyw mocy wyznaczony metodą AC i DC.

Uwzględnienie wyłączenia pojedynczej gałęzi znacząco wpłynęło na wartość zdolności przyłączeniowej dla węzła 39, gdyż w porównaniu do stanu normalnego moc przyłączeniowa zmniejszyła się o 67%, natomiast dla węzła 31 wyłączenie badanej gałęzi praktycznie nie wpłynęło na wartość mocy przyłączeniowej. Łączna optymalizacja mocy w tych dwóch węzłach dała tym razem większy wynik, niż przy sumie mocy, wyznaczonych dla każdego węzła osobno. W tabeli 3 zaznaczono gałęzie, na których wystąpił maksymalny dopuszczalny przepływ mocy.

Tabela 3

Maksymalne przyrosty mocy węzłowych i porównanie wyników rozptywu mocy AC i DC, przy wyłączonej gałęzi 8-9

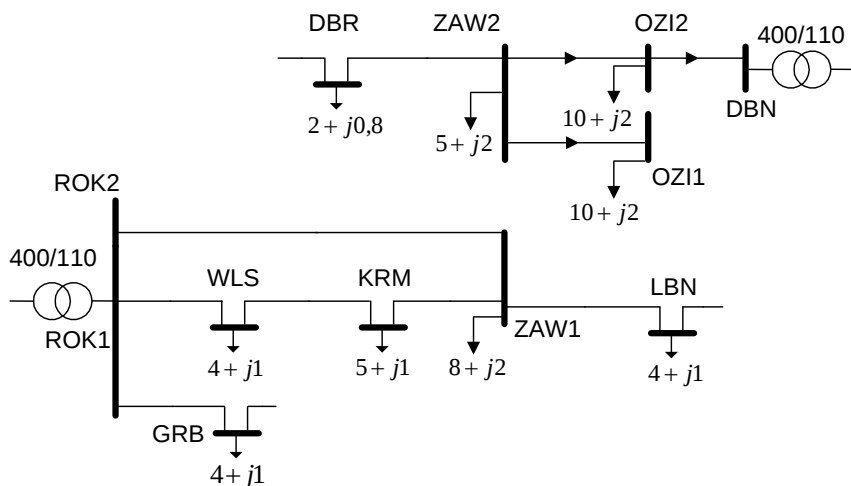
Gałąź sieci		Rozptyw mocy przy przyroście $\Delta P_{39}=33,3$ MW		Rozptyw mocy przy przyroście $\Delta P_{31}=134,1$ MW		Rozptyw mocy przy przyroście $\Delta P_{39}=34,5$ MW $\Delta P_{31}=140,0$ MW	
<i>p</i>	<i>q</i>	AC	DC	AC	DC	AC	DC
39	1	93,3	93,3	60,0	60,0	94,5	94,5
39	9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	7	27,6	27,6	43,7	43,8	43,7	43,8
6	11	-20,1	-20,1	36,0	35,8	41,9	41,7
6	5	32,6	32,6	94,3	94,5	94,4	94,5
31	6	40,0	40,0	174,0	174,1	180,0	180,0
1	2	93,3	93,3	60,0	60,0	94,5	94,5
2	3	94,5	94,5	50,8	50,9	73,2	73,3
2	25	4,8	4,8	15,2	15,1	27,3	27,2
3	4	53,4	53,4	-16,4	-16,4	-6,4	-6,3
3	18	8,9	8,9	35,0	35,1	47,4	47,4
4	5	15,4	15,4	-62,4	-62,7	-62,5	-62,7
4	14	-12,1	-12,1	-4,0	-3,7	6,1	6,4
5	8	48,0	48,0	31,9	31,8	31,9	31,8
7	8	4,2	4,2	20,3	20,4	20,3	20,4
8	9	0,0	-186,0	0,0	-34,3	0,0	-83,0

Należy jeszcze skomentować różnice w rozptywach mocy wyznaczonych metodą AC i DC występujące na gałęzi 8–9 (wyłączonej). Oczywiście w metodzie AC otrzymuje się wartość zero, natomiast w metodzie DC gałęzią tą

przepływa moc równa fikcyjnym mocom dodanym w węzłach gałęzi wyłączanej. Na podstawie wyników zawartych w tabeli 3 można wnioskować o wartościach tych mocy, które dla poszczególnych przypadków wynoszą odpowiednio -186 MW, -34,3 MW oraz -83,0 MW. O poprawności obliczeń świadczy fakt, że już na gałęzi 39-9, która jest szeregowo połączona z gałęzią wyłączoną przepływ wynosi 0 MW.

3. Analiza wybranego rzeczywistego fragmentu sieci 110 kV

Analizując zdolności przyłączeniowe publikowane przez operatorów systemów dystrybucyjnych trudno czasem jest też zgodzić się z prezentowanymi tam wartościami. Dla przykładu w raporcie [6] znajduje się grupa węzłów Zawadzkie, Huta Ozimek, Ozimek, Dobrodzień, które połączone są liniami o przekroju 185 mm^2 , czyli obciążalności letniej prawie 100 MVA – rysunek 3. Linie łączące węzły tej grupy z sąsiednimi węzłami mają również taką obciążalność. Linie te obciążone są w warunkach normalnych poniżej 30%. Trudno więc interpretować publikowane zdolności przyłączeniowe dla całej grupy (4 węzłów) na poziomie 5 MW, jak podano w [6]. Włączenie w każdym węźle tej grupy takiej mocy powoduje praktycznie tylko kompensację odbiorów włączonych w tych węzłach, czyli dodatkowe odciążenie tego fragmentu sieci.



Rys. 3. Wybrane dwie grupy węzłów w sieci rzeczywistej dla których podano wartości mocy przyłączeniowych [6]

Porównując wartości rzeczywiste (publikowane) do wartości otrzymanych dla sieci testowej (na poziomie przynajmniej dziesiątków MW), która miała parametry zbliżone do sieci rzeczywistych, trudno zinterpretować aż takie rozbieżności.

Drugim wspomnianym we wstępie problemem w rzeczywistych analizach jest podział węzłów na tzw. grupy koherentne. Trudno doparzyć się wspólnych oddziaływań dla węzła GRB w utworzonej grupie jak na rys. 3, gdzie węzeł GRB w żaden sposób nie oddziałuje na przepływy mocy w ciągu WLS-LBN.

4. Podsumowanie i wnioski

Przedstawiona metoda wyznaczania zdolności przyłączeniowych węzłów sieciowych charakteryzuje się zdecydowanym zmniejszeniem czasochłonności obliczeń w stosunku do stosowanej obecnie. Wynika to z konieczności jednorazowego tylko wyznaczenia współczynników rozptyłu mocy, które mogą być wprost wyznaczone na bazie znajomości macierzy Jakobiego pełnego zadania rozptyłowego, i to wyznaczenia ich tylko dla pełnej sieci. Zastosowana metoda kompensacyjna uwzględnienia wyłączenia gałęzi nie wymaga tworzenia nowych struktur (nowej macierzy admitancyjnej sieci). Praktycznie jednorazowe wyczytanie struktury sieci oraz obciążeń i generacji węzłowej pozwala, przy użyciu prostych technik macierzowych (np. wykorzystując pakiet MATLAB), wyznaczyć zdolności przyłączeniowe dla wszystkich węzłów w sieci indywidualnie lub w dowolnych grupach sieciowych zarówno w stanie pracy normalnej jak i w stanach $n-1$. Dokładność wyznaczenia tych zdolności przyłączeniowych nie odbiega od dokładności otrzymywanych w tradycyjny, stosowany aktualnie sposób.

W ramach testów proponowanego algorytmu wykonano również przykładowe analizy dla rzeczywistej krajowej sieci o napięciach 400 kV, 220 kV i 110 kV, a otrzymane wyniki dla wybranych węzłów, które były zbieżne z otrzymanymi metodą rozptyłu zmiennoprądowego, potwierdziły możliwość zastosowania tej metody w sieci rzeczywistej.

Zastosowanie tej metody umożliwiłoby częstszą aktualizację zdolności przyłączeniowej poszczególnych węzłów sieci, publikowanych przez operatorów.

Wykorzystanie szybkiej metody wyznaczania zdolności przyłączeniowych dla kilku węzłów i wykonanie szeregu takich analiz mogłoby przyczynić się do bardziej efektywnego podziału sieci na grupy, a to – do zwiększenia sumarycznej mocy przyłączeniowej.

Literatura

- [1] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne. Stan prawny na dzień 1 sierpnia 2016 r.
- [2] Sobierajski M., Kremens Z.: Analiza systemów elektroenergetycznych. WNT, Warszawa 1998.
- [3] Kocot H.: Szacowanie zdolności sieci przesyłowej 400/220 kV do wyprowadzania mocy z dużych elektrowni w oparciu o stałoprądowe gałęziowe współczynniki rozptywu prądu. Przegląd Elektrotechniczny 8/2013 s. 325.
- [4] M. Sobierajski, P. Kacejko, S. Robak: Ocena możliwości przyłączeniowych węzłów systemu elektroenergetycznego cz. I i cz II, Rynek Energii, nr 1 i 2/ 2012
- [5] Ray D. Zimmerman, Carlos E. Murillo-Sánchez, Deqiang (David) GanK. Elissa, MATPOWER A MATLAB™ Power System Simulation Package. Power Systems Engineering Research Center (PSERC) School of Electrical Engineering, Cornell University, Ithaca, NY 14853.
- [6] Dostępne moce przyłączeniowe Tauron Dystrybucja: <http://www.tauron-dystrybucja.pl/przylaczenia-do-sieci/dostepne-moce/Strony/dostepne-moce-przylaczeniowe.aspx>.
- [7] Dostępne moce przyłączeniowe PGE Dystrybucja: <http://www.pgedystrybucja.pl/dystrybucja/dla-klienta/procedury-przylaczeniowe/informacje-o-dostepnych-mocach-przylaczeniowych>
- [8] <http://icseg.iti.illinois.edu/ieee-39-bus-system/>

ROZPROSZONA DOSTAWA USŁUG SYSTEMOWYCH

Systemy elektroenergetyczne przez długi okres rozwijały się w warunkach silnej centralizacji. Dotyczyło to zarówno uwarunkowań organizacyjnych jak i technicznych. Pociągało to za sobą centralizację zarządzania systemem oraz oparcie struktury wytwarzania o duże źródła, wykorzystujące efekt skali.

Wprowadzenie rozwiązań rynkowych, decentralizujących system organizacyjnie, postawiło przed zastaną strukturą nowe zadania:

- wypracowanie nowych sposobów zarządzania pracą systemu przy uwzględnieniu zasad rynkowych,
- integracja z systemem rozproszonych wytwórców, w tym źródeł odnawialnych,
- uwzględnienie aktywnych zachowań odbiorców, w tym ewolucję wielu z nich w kierunku zmiany z odbiorców w prosumentów.

Jednym z wyzwań technicznych i organizacyjnych przed jakimi stanął system elektroenergetyczny w nowych uwarunkowaniach jest zorganizowanie rynku systemowych usług regulacyjnych. W zakresie regulacji mocy czynnej i częstotliwości w systemie podstawowym wyzwaniem okazało się rozliczanie działań wytwórców w ramach tradycyjnie zorganizowanych układów regulacji (regulacji pierwotnej, wtórnej, trójnej) jak i poszukiwanie alternatywnych, technicznie akceptowalnych sposobów pokrycia zapotrzebowania na te usługi.

Dodatkowo organizacja rynku energii spowodowała powstanie zapotrzebowania na usługi okresowego bilansowania energii np. w celu minimalizacji rozliczeń z Rynkiem Bilansującym.

W strukturach wytwarzania dużych systemów energetycznych, w perspektywie najbliższych kilkudziesięciu lat będą prawdopodobnie dominować duże elektrownie systemowe, z generatorami synchronicznymi. Źródła takie dzięki wykorzystaniu inercji masy wirujących są w naturalny sposób predysponowane do pełnienia działań regulacyjnych i będą dominować jako dostawcy usług regulacyjnych w zakresie regulacji częstotliwości w systemie. Jednocześnie rosnący udział źródeł rozproszonych, które są najczęściej źródłami niestabilnymi o trudno prognozowanej produkcji powoduje powstanie zapotrzebowania na usługi rezerwowania ich produkcji. Dodatkowo źródła rozproszone, najczęściej przyłączane do sieci przez przekształtniki energoelektroniczne, powodują zmniejszenie naturalnej inercji systemu elektroenergetycznego. Ich rosnący udział będzie więc powodował większą

podatność systemów na niekorzystne zwiększenia dynamiki zmian częstotliwości.

Analizując aktualną strukturę systemu, wydaje się że jesteśmy odlegli od stanu, gdy brak inercji źródeł rozproszonych spowoduje istotne problemy z regulacją częstotliwości w systemach połączonych. Natomiast warto zauważać problemy z lokalnym utrzymaniem stabilności współpracy źródeł rozproszonych z systemem w stanach zakłóceń i dynamicznych. Dodatkowo w niewielkich układach wydzielonych z systemu elektroenergetycznego, zasilanych ze źródeł rozproszonych pojawiają się problemy stabilizacji częstotliwości. W obu przypadkach rozwiązaniem może być wykorzystanie układów dostarczenia „sztucznej inercji” bazujących na zasobnikach energii o odpowiedniej dynamice.

Omówione wyzwania powodują, że obecnie poszukuje się alternatywnych, rozproszonych sposobów dostawy regulacyjnych usług systemowych. Bazują one na wykorzystaniu zdolności do działań regulacyjnych rozproszonych wytwórców, odbiorców, prosumentów lub układów wykorzystujących zasobniki energii. Za najważniejsze próby należy uznać:

- rozwiązania organizacyjne tworzenia grup bilansujących lub wirtualnych elektrowni,
- wykorzystanie działań regulacyjnych odbiorców (np. w ramach DSM/DSR),
- poszukiwanie efektywnych technologii magazynowania energii.

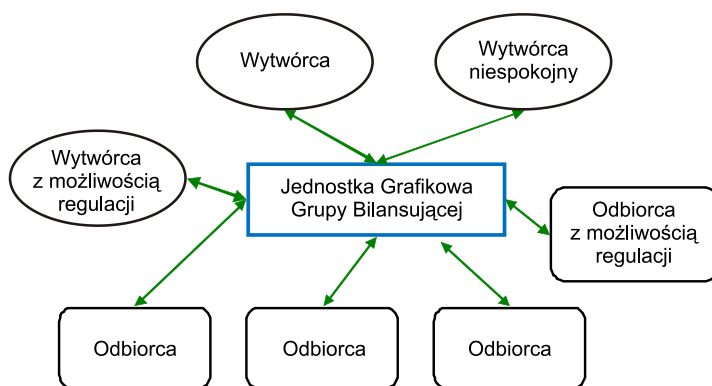
1. Wykorzystanie usług regulacyjnych poprzez grupę bilansującą

Grupa bilansująca (GB) jest rodzajem umowy pomiędzy uczestnikami rynku energii elektrycznej (odbiorcami, wytwórcami, firmą obrotu), którzy działają wspólnie na Rynku Bilansującym (RB). Zgłaszają oni do OSP jeden skumulowany grafik handlowy dla wspólnej Jednostki Grafikowej, będący sumą grafików każdego z podmiotów [1].

Podstawowym celem powołania grupy bilansującej jest ograniczenie kosztów rozliczeń na Rynku Bilansującym firm obrotu i innych uczestników rynku o trudno przewidywalnym planie poboru/produkcji. Warunkiem opłacalności powołania grupy bilansującej jest możliwość osiągnięcia zysku, który będzie wystarczająco duży, by opłacić wszystkie koszty związane z działalnością grupy. Ponadto korzyść proponowana każdemu z uczestników musi być na tyle atrakcyjna, by nakłonić go do wzięcia udziału w tym przedsięwzięciu. Organizatorem i operatorem grupy bilansującej jest najczęściej przedsiębiorstwo obrotu, choć możliwość powoływania GB mają wszyscy uczestnicy RB, którzy mogą posiadać Jednostki Grafikowe odbiorcze. Zadania operatora GB polegają na [1]:

- konieczności ponoszenia kosztów związanych z utrzymaniem infrastruktury umożliwiającej integralne funkcjonowanie grupy,
- przejściu ryzyka związanego z prowadzeniem grupy,
- przejściu na siebie obowiązków rozliczania się z OSD i OSP uczestników grupy,
- rozliczeniami z podmiotami zewnętrznymi i wewnątrz grupy,
- szeroko pojętym zarządzaniu grupą bilansującą.

Na rysunku 1 przedstawiono schematycznie przykładowy skład grupy bilansującej. Najczęściej GB obejmują podmioty bez możliwości istotnej regulacji własnego poboru lub produkcji energii. W takim przypadku korzyści z funkcjonowania grupy polegają głównie na wykorzystaniu efektu niejednoczesności występowania niebilansowania u uczestników grupy i wzajemnego kompensowania błędów prognoz. Jeżeli w skład grupy wchodzi także podmioty mające techniczne możliwości regulacji własnego poboru lub generacji mogą one świadczyć na rzecz grupy usługę bilansowania. Korzyści z powołania grupy są wtedy uzupełniane o możliwość aktywnego bilansowania energii GB i istotnego zmniejszenia kosztów rozliczeń z RB.



Rys. 1. Przykładowa struktura Grupy Bilansującej (GB) [1]

Obecnie aktywnymi uczestnikami RB są: jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (JWCD), aktywne jednostki grafikowe OSP oraz jednostki wytwórcze centralnie koordynowane (JWCK). Ze względu na wykorzystywanie dyspozycyjności tych jednostek przez OSP w ramach RB, muszą one być reprezentowane przez specjalnie definiowane Jednostki Grafikowe i nie jest możliwe włączanie ich w skład grup bilansujących. W skład GB mogą być agregowani odbiorcy końcowi i uczestnicy sieci dystrybucyjnej (USD), którzy są przyłączeni do sieci rozdzielczych nie objętych bezpośrednio obszarem RB. Jako USD mogą być klasyfikowani zarówno odbiorcy, jak i wytwórcy energii (nie objęci centralną koordynacją). Włączenie tych podmiotów w skład GB jest możliwe niezależnie od posiadanego atrybutu lokalizacji, przypisanego na

podstawie regulaminu RB [4]. W celu agregacji takich podmiotów są wykorzystywane „wirtualne” miejsca dostarczenia energii (MB) tzw. „punkty ponad siecią”. W skład GB mogą więc wchodzić odbiorcy oraz jednostki wytwórcze pasywne (głównie źródła rozproszone) niezależnie od lokalizacji w sieci.

Korzyści, których oczekuje się w wyniku funkcjonowania GB mogą wynikać z dwóch zasadniczych przyczyn:

- wzajemne kompensowanie się odchyleń prognostycznych podmiotów wewnątrz grupy, skutkujące realnym samokompensowaniem się jednostki grafikonowej grupy, a tym samym obniżeniem kosztów bilansowania,
- wykorzystanie usługi regulacyjnej świadczonej na rzecz grupy przez wytwórców lub odbiorców posiadających możliwości regulacji własnych obciążeń i aktywnego kompensowania wynikowego niebilansowania jednostki grafikonowej grupy w celu obniżenia kosztów bilansowania.

Osiągnięcie drugiego efektu jest możliwe jedynie w grupach bilansujących, w skład których wchodzi wytwórcy lub odbiorcy z możliwością regulacji obciążenia. Dodatkowo organizacja takiej GB wymaga ustalenia zasad wykorzystywania mocy regulacyjnej przez podmiot nadrzędny grupy oraz przyjęcia zasad rozliczeń za świadczenie usługi bilansowania energii na rzecz grupy.

Grupy Bilansujące różnią się zarówno, jeżeli chodzi o rodzaj podmiotów wchodzących w ich skład, ich liczbę, rolę operatora grupy w stosunku do jej podmiotów oraz przyjętych zasad rozliczeń wewnątrz GB. Rozliczenia wewnętrzne uczestników GB są najczęściej organizowane według jednego z poniżej opisanych schematów.

Jeżeli operator GB jest jednocześnie sprzedawcą energii dla jej uczestników, to koszty bilansowania uczestnika są najczęściej wliczane w wypadkową cenę energii. Operator GB dokonuje indywidualnej kalkulacji spodziewanych kosztów bilansowania w zależności od możliwości dokładnego prognozowania zapotrzebowania, jego zmienności w czasie i spodziewanego wpływu na wypadkowe bilansowanie GB. Są one jedną z przesłanek do kalkulacji ceny energii oferowanej uczestnikowi GB.

Możliwe do zastosowania są metody rozliczania uczestników GB na podstawie pełnego przenoszenia na nich wynikowych kosztów bilansowania. W wewnętrznym regulaminie grupy określone są formuły wyznaczania wewnętrznych cen rozliczeniowych uzależnione od konkretnej sytuacji rozliczeniowej. Zadaniem formuł jest przeniesienie profitu (oraz ryzyka) na wszystkich uczestników GB.

GB mogą też funkcjonować na zasadach tzw. „tuneli rozliczeniowych”. Operator GB oferował preferencyjne stawki rozliczenia niebilansowania w przypadku, gdy odchylenie uczestnika w stosunku do jego pozycji deklarowanej w prognozie nie przekroczyło przyjętego w umowie przedziału.

W przypadku jego przekroczenia (w kierunku zgodnym z odchyleniem całej GB) uczestnik GB jest rozliczany po cenach RB.

Przy podziale korzyści z funkcjonowania grupy bilansującej wyróżnione muszą być aktywne podmioty grupy, które świadczą na jej rzecz usługi regulacyjne. Dostawcy usługi regulacyjnej ponoszą dodatkowe koszty, które muszą być kompensowane odpowiednimi płatnościami.

Zaproponowany sposób rozliczeń wewnątrz GB w stosunku do podmiotów regulujących swój pobór lub wytwarzanie na potrzeby bilansowania grupy musi przewidywać dodatkowe wynagrodzenie na usługę bilansowania energii. Stosowane sposoby rozliczeń mogą polegać na:

- stosowaniu stałej, wynegocjowanej (pomiędzy operatorem grupy a uczestnikiem świadczącym usługę) cenie za dostawę (pobór) energii bilansującej na rzecz grupy,
- ustalonych modelach podziału korzyści z bilansowania pomiędzy podmiot regulacyjny a pozostałych uczestników grupy.

Wykorzystywanie usługi bilansującej dostarczanej przez uczestnika GB jest uzasadnione w okresach, gdy koszty bilansowania wewnętrznego są niższe od bieżących kosztów zakupu energii bilansującej na RB.

2. Sterowanie stroną popytową – programy DSM/DSR

Jednym z zadań jakie przypisuje się współczesnym przedsiębiorstwom dystrybucji i obrotu jest tzw. „sterowanie stroną popytową”, określane najczęściej angielskim skrótem DSM (ang. *Demand Side Management*) [1].

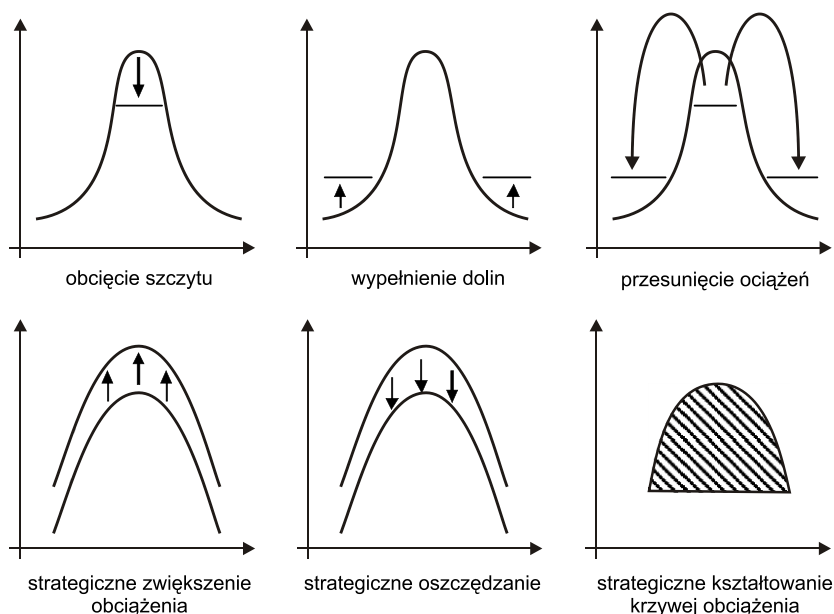
Podstawowe działania DSM są nakierowane na spowodowanie korzystnych dla systemu zmian po stronie zapotrzebowania odbiorców. Techniki DSM mogą być także alternatywą dla usług systemowych lub zmniejszać zapotrzebowanie na rezerwy mocy dostarczane w postaci usług systemowych. Zmiany w przebiegach zmienności obciążenia systemu, w wyniku zastosowania DSM, można sklasyfikować w kilku podstawowych kategoriach (por. rys. 2), takich jak:

- *obciążenie szczytu* (obniżenie zapotrzebowania na moc w okresach szczytowego obciążenia),
- *wypełnianie dolin* (podstawowym celem jest zwiększenie zużycia energii w okresach pozaszczytowych),
- *przesunięcie obciążenia* (łączy cechy dwóch poprzednich kategorii),
- *strategiczne oszczędzanie* (ma na celu obniżenie całkowitego zużycia energii),
- *strategiczne zwiększenie obciążenia* (dążenie do zwiększenia sprzedaży energii elektrycznej),

- *elastyczne kształtowanie krzywej obciążenia* (opcja, która bierze pod uwagę niezawodność dostaw energii i dostosowanie obciążenia do bieżącej sytuacji systemowej).

Stosuje się następujące strategie sterowania stroną popytową [1]:

- *reakcję cenową* (sterowane urządzenia pracują w taki sposób, aby zminimalizować rachunek za energię elektryczną),
- *dobrowolne ograniczenia* (dostawca energii proponuje odbiorcom ograniczenie zużycia energii w pewnych okresach czasu; udział w programie jest dobrowolny),
- *planowanie pracy* (kontrolowany odbiornik energii pracuje zgodnie z założonym planem),
- *limitowanie czasu pracy urządzenia* (np. limit godzin w ciągu doby),
- *zmianę mocy pobieranej przy zadanej nastawie* (zakres pracy urządzenia zależy od pewnych parametrów np. temperatury zewnętrznej),
- *kontrolę stopnia obciążenia odbiornika*,
- *krótko- i średnioterminowe ograniczenia* (w przypadku deficytów mocy w systemie).



Rys. 2. Cele sterowania stroną popytową – DSM wg [1, 6]

Podstawowym i najczęstszym działaniem mającym wywołać pożądane zmiany w kształcie krzywej obciążenia systemu jest wykorzystanie *reakcji cenowej* poprzez różnicowanie cen za energię elektryczną w zależności od strefy

czasowej doby lub dnia tygodnia oraz opłat zależnych od szczytowego poboru mocy przez odbiorcę.

W wielu systemach wykorzystuje się możliwość zmniejszenia odbioru energii przez odbiorcę końcowego na polecenie dyspozytora systemu jako usługę systemową realizowaną przez odbiorców [5, 6, 7]. Szybko realizowana zmiana mocy pobieranej, jako szybka reakcja odbiorcy na polecenie dyspozytora albo poprzez bezpośrednie zmniejszenie mocy pobieranej w odpowiedzi na sygnał regulacyjny przesyłany z centrum dyspozycyjnego systemu, jest najczęściej traktowana jako usługa pozwalająca zmniejszyć wielkość wymaganych rezerw wirujących w systemie po stronie wytwórczej.

Obniżenie mocy odbiorców, szczególnie w okresie szczytowych poborów mocy pozwala na zmniejszenie wymaganych, koniecznych do utrzymywania wielkości rezerw mocy w regulacji pierwotnej i wtórnej. Obniżenie mocy odbioru, realizowane w szybkim czasie, jest przy takim wykorzystaniu rezerwy zaliczane do rezerwy sekundowej lub minutowej (w zależności od czasu dostępu do mocy po stronie odbiorców) [7, 8]. Ponieważ nie jest możliwe całkowite zastąpienie rezerw regulacji pierwotnej i wtórnej poprzez obniżenie odbioru, wprowadzane są limity maksymalnego udziału rezerw pozyskiwanych po stronie odbiorców w całkowitej utrzymywanej w systemie rezerwie sekundowej lub minutowej. Na rynkach amerykańskich najczęściej przyjmuje się maksymalnie 25% udział odbiorców w świadczeniu usługi regulacji sekundowej i minutowej [8].

Odbiorcy świadczący usługę obniżenia poboru, na polecenie dyspozytora systemu uczestniczą na ogólnych zasadach w rynku usług systemowych, konkurując z wytwórcami albo proponowane są im inne sposoby rozliczeń zaczerpnięte z podstawowych technik DSM/DSR. W płatnościach mogą występować składniki naliczane za gotowość pełnienia usługi oraz rozliczenia za energię niepobraną z systemu w wyniku obniżenia zapotrzebowania (energia ta jest traktowana jako dostarczona energia regulacyjna). Stawka w rozliczeniach za energię najczęściej jest odnoszona do stawek za dostawę energii regulacyjnej przez wytwórców.

Korzyści ze skutecznego wprowadzenia DSM po stronie systemu są niestety rozproszone: pojawiają się zarówno po stronie wytwórców, operatorów systemów przesyłowych, operatorów systemów dystrybucyjnych oraz w firmach obrotu. Taryfy i cenniki stosowane w rozliczeniach z odbiorcami końcowymi regulują rozliczenia tylko pomiędzy niektórymi z tych podmiotów (spółkami dystrybucyjnymi i spółkami obrotu), a odbiorcami końcowymi. Wdrożenie działań DSM w tych taryfach i cennikach wymaga więc jednocześnie wypracowanie skutecznych sposobów przenoszenia efektów na pozostałe podmioty (system przesyłowy i wytwórców). Efektywne wdrożenie DSM-u wymaga więc konkurencyjnie i sprawnie funkcjonującego rynku hurtowego, generującego właściwe impulsy dla rynku detalicznego.

3. Wykorzystanie zasobników energii

Zasobniki energii umożliwiają pobieranie, magazynowanie energii elektrycznej oraz jej oddawanie do sieci elektroenergetycznej. Opanowane, tradycyjne metody magazynowania energii, wykorzystywane w systemach elektroenergetycznych, to pompowe elektrownie wodne oraz pneumatyczne zasobniki energii. Do technologii zasobnikowych, rozważanych jako perspektywiczne należą [2, 3]:

- baterie akumulatorów (BES, ang. *Battery Energy Storage*),
- ogniwa paliwowe (FC, ang. *Fuel Cells*) rewersyjne lub pracujące w układach z elektrolizerami i magazynowaniem wodoru,
- superkondensatory (SC, ang. *Supercapacitors*),
- nadprzewodzące zasobniki energii (SMES, ang. *Superconducting Magnetic Energy Storage*),
- kinetyczne zasobniki energii (FES, ang. *Flywheel Energy Storage*).

Stosując jako kryterium wykorzystywany sposób magazynowania energii, zasobniki energii można podzielić na:

- zasobniki energii elektrycznej o technologii magazynowania pośredniego: baterie akumulatorów, ogniwa paliwowe, kinetyczne zasobniki energii,
- zasobniki energii elektrycznej o technologii magazynowania bezpośredniego: magazynowanie energii w polu elektrostatycznym kondensatorów i superkondensatorów, magazynowanie energii w polu magnetycznym indukcyjności i indukcyjności z nadprzewodnictwem.

Technologia zasobnika energii narzuca ograniczenia techniczne (dotyczące np. dynamiki ładowania i rozładowywania, czasu magazynowania itp.), które determinują zakres jego zastosowań. Dodatkowo przy rozważaniu świadczenia usług regulacyjnych przez te układy, zasadnicze znaczenie mają uwarunkowania ekonomiczne wykorzystania technologii (koszty nakładowe i eksploatacyjne, sprawność magazynowania, awaryjność, trwałość).

Oczekiwane właściwości zasobników energii znacząco ograniczają zestaw zasobników możliwych do stosowania jako źródła dostawy usług regulacji mocy czynnej i częstotliwości. Rozważać należy jedynie te zasobniki, które mogą w sposób ciągły współpracować z systemem elektroenergetycznym.

Baterie akumulatorów są obecnie jednym z najbardziej rozpowszechnionych sposobów przechowywania energii elektrycznej. Stosowane są różne konstrukcje ogniw elektrochemicznych [2]:

- kwasowo-ołowiowe oraz sodowo-siarkowe;
- litowo-jonowe oraz litowo-polimerowe;
- cynkowo-bromowe;
- wanadowe;
- niklowo-kadmowe oraz niklowo-metalowo-wodorkowe.

W elektroenergetyce najczęściej stosowanymi rozwiązaniami są baterie kwasowo-ołowiowe, niklowo-kadmowe oraz litowo-jonowe.

W zastosowaniach praktycznych najbardziej rozpowszechnione baterie kwasowo-ołowiowe dużej mocy często nie służą do ciągłego lub cyklicznego zasilania, a jedynie stanowią rezerwę na wypadek awarii sieci. Ich istotną wadą jest między innymi stosunkowo niska trwałość jeżeli chodzi o liczbę cykli ładowania i rozładowania oraz wysokie koszty. Z tego względu zastosowanie tych baterii do świadczenia usług systemowych nie jest opłacalne. Lepszymi właściwościami eksploatacyjnymi (w szczególności z punktu widzenia dopuszczalnej liczby cykli ładowania) cechują się baterie niklowo-kadmowe i litowo-jonowe. Rozwiązania tego typu (w szczególności te drugie) coraz częściej są wykorzystywane w elektroenergetyce, np. do poprawy integracji źródeł rozproszonych z systemem elektroenergetycznym [2]. Ze względu na wysokie koszty nakładowe, obecnie zastosowanie takich zasobników ogranicza się do przypadków obszarów peryferyjnych systemu elektroenergetycznego, słabo zintegrowanych, w których stanowią źródło mocy regulacyjnych. Trudno oczekiwać na istotne obniżenie kosztów tych technologii, biorąc pod uwagę wysokie koszty surowców i szybko rozwijające się inne (poza systemem energetycznym), bardziej konkurencyjne zastosowania takich baterii (np. pojazdy elektryczne). Komercyjne stosowanie baterii akumulatorów dedykowanych do świadczenia usług systemowych jest mało prawdopodobne w przewidywalnej przyszłości, ze względu na koszty tych rozwiązań. Bardziej prawdopodobne jest ograniczone wykorzystanie jako źródła mocy regulacyjnych baterii akumulatorów dedykowanym innym celom (np. w napędach elektrycznych w przypadku masowego ich rozwoju).

Ogniwa paliwowe wykorzystują konwersję energii chemicznej paliwa na energię elektryczną. Obecnie opracowanych i testowanych jest wiele rodzajów ogniw paliwowych, różniących się konstrukcją, temperaturą pracy, rodzajem elektrolitu i katalizatorów czy materiałem elektrod. Charakteryzują się krótkim czasem uruchamiania i szybką reakcją na zmiany obciążenia. Cechami istotnie ograniczającymi wykorzystanie ogniw paliwowych w systemach elektroenergetycznych, jako zasobników energii, są wysokie koszty nakładowe, trudności w produkcji i przechowywaniu wodoru oraz mała odporność na zanieczyszczenia [2].

Zaletą kinetycznych zasobników energii jest stosunkowo prosta konstrukcja mechaniczna. Masa wirująca jest połączona wspólnym wałem z maszyną elektryczną, która może zmieniać stan pracy od pracy silnikowej (gromadzenie energii) do pracy generatorowej (oddawanie energii). Najważniejszymi wadami kinetycznego zasobnika energii są: stosunkowo krótki czas oddawania zgromadzonej energii oraz duże straty związane z koniecznością utrzymywania w ruchu mas wirujących. W konsekwencji ograniczony jest też czas przechowywania energii. Dodatkowo biorąc pod uwagę wysoki koszt tych urządzeń, ich potencjalnych zastosowań (poza wykorzystywaniem do zasilania wrażliwych odbiorników w stanach awaryjnych) należy upatrywać w wygładzaniu szybkozmiennych zmian mocy czynnej. Można je traktować

jako źródła „sztucznej inercji” w wydzielonych obszarach systemu zasilanych przez źródła niespokojne. Krótki czas rozładowania zasobnika, powoduje że w takich przypadkach muszą współpracować z innymi zasobnikami energii (np. bateriami akumulatorów, ogniwami paliwowymi), które będą rezerwą mocy w dłuższych okresach czasu. Technologię trudno traktować jako w pełni komercyjną, jednak np. w Stanach Zjednoczonych powstają układy w skali systemowej, które uczestniczą w rynku usług systemowych (ang. *Fast Response Regulation Market*) [2].

Technologie bezpośredniego gromadzenia energii elektrycznej na potrzeby systemów energetycznych, ciągle są w fazie badań. Pierwsze komercyjne wdrożenia superkondensatorów większych mocy dotyczą sektora transportu. W przypadku nadprzewodnikowych magazynów energii najważniejsze ograniczenia ich stosowania i rozwoju wynikają ze skomplikowanych sposobów ładowania i rozładowania oraz dużego prawdopodobieństwa awarii niszczącej w przypadku uszkodzenia chłodzenia. Zasadniczym ograniczeniem są jednak wysokie koszty elementów nadprzewodnikowych i koszty ich ciągłego chłodzenia. Komercyjne zastosowanie technologii bezpośredniego gromadzenia energii elektrycznej w energetyce zawodowej, w bliskiej przyszłości jest mało prawdopodobne.

Przykładowe wartości parametrów techniczno-ruchowych, jakimi cechują się poszczególne rodzaje zasobników energii, zestawiono w tabeli 1.

Tabela 1

Zestawienie podstawowych parametrów techniczno-ruchowych zasobników energii [2, 3]

Technologia	Max. moc znamionowa MW	Pojemność energetyczna MWh	Max. czas rozładowania	Czas odpowiedzi	Stopień samorozładowania
Akumulatory kwasowo-ołowiowe	40	40	10 h	< 10 ms	2 – 5%/m-c
Akumulatory niklowo-kadmowe	40	6.75	8 h	< 10 ms	5 – 20%/m-c
Akumulatory litowo-jonowe	100	10	8 h	< 10 ms	1%/m-c
Akumulatory sodowo-siarkowe	34	244,8	1 h	b.d.	1%/m-c
Baterie przepływowe	50	60	24 h	< 10 ms	Pomijalne
Ogniwa paliwowe	60	39	24 h	1 s	Pomijalne
Kinetyczne zasobniki energii	20	5	15 min ÷ 1 h	< 10 ms	1%/godz.
Superkondensatory	0,3	0,0005	1,0 s	< 10 ms	5%/doba
Nadprzewodzące zasobniki energii	10	0,015	0,5 s	< 10 ms	Pomijalne

W tabeli 2 przedstawiono porównanie technologii zasobników energii, biorąc pod uwagę ich najważniejsze parametry eksploatacyjne.

Tabela 2
Zestawienie podstawowych parametrów eksploatacyjnych zasobników energii [2, 3]

Technologia	Max. sprawność %	Max. gęstość energii Wh/kg	Max. gęstość mocy W/kg	Liczba cykli ład./ okres eksploatacji
Akumulatory kwasowo-ołowiowe	90	50	75 – 300	1 500
Akumulatory niklowo-kadmowe	83	75	150 – 300	1 500 ÷ 9 000
Akumulatory litowo-jonowe	92	200	315	5 000
Akumulatory sodowo-siarkowe	85	240	280	2 500
Baterie przepływowe	85	50	3 000	10 000
Ogniwa paliwowe alkaiczne	45	15	11 000	20 lat
Ogniwa paliwowe polimerowe	55	50	5000	20 lat
Ogniwa paliwowe z elektrolitem stałym	85	50	b.d.	20 lat
Kinetyczne zasobniki energii (stalowe – kompozytowe)	90 – 95	55 - 870	10 000 – b.d.	20 lat
Superkondensatory	98	12	2000 – 10000	500 tys.
Nadprzewodzące zasobniki energii	95	65	300 – 600	30 lat

Biorąc pod uwagę parametry zestawione w tab. 1 i tab.2, można stwierdzić, że większość omawianych technologii mogłaby być wykorzystana do świadczenia regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwowania mocy czynnej i regulacji częstotliwości. Korzystne cechy mają: superkondensatory, cewki z nadprzewodnictwem, baterie akumulatorowe litowo-jonowe oraz kinetyczne zasobniki energii. Jednak z przedstawionego przeglądu wynika, że żadnej z tych technologii nie można uznać za komercyjnie dojrzałą, a podstawowym ograniczeniem są wysokie koszty nakładowe i eksploatacyjne.

4. Podsumowanie

Zmiany organizacyjne i wprowadzane środki techniczne w obszarach dystrybucji prowadzą do ewolucji sieci dystrybucyjnej w kierunku tzw. „sieci inteligentnych” (ang. *smart grid*). Podstawowe kierunki zmian polegają na poprawie stanu opomiarowania odbiorców, wykorzystaniu możliwości transmisji danych i sygnałów sterujących pomiędzy centrum dyspozycyjnym a odbiorcami oraz wdrożeniu technologii bieżącego monitorowania stanu sieci. Zmiany technologiczne prowadzą w konsekwencji do stworzenia nowych możliwości oddziaływania na odbiorców i aktywnego zarządzania poborem energii. Idea „sieci inteligentnych” zakłada synergiczną współpracę

tradycyjnych technologii energetycznych z technologiami dostępnymi u odbiorców dla optymalizacji obranej funkcji kryterialnej. Technologie *smart grid* pozwalają także efektywnie wykorzystywać możliwości odbiorców do świadczenia usług regulacyjnych.

Stopniowa decentralizacja procesów rynkowych i odpowiadająca im decentralizacja procesów sterowania mocą w systemie będzie prowadziła do możliwości wykorzystania rozproszonej dostawy usług regulacyjnych.

W proces tworzenia lokalnych rynków usług regulacyjnych powinny się aktywnie włączyć firmy obrotu, organizując tzw. „grupy bilansujące”. Grupy bilansujące powodują w naturalny sposób decentralizację procesu bilansowania energii i zmniejszają zapotrzebowanie na energię bilansującą na Rynku Bilansującym. Grupy te mogą pełnić także pośrednika w świadczeniu usługi bilansowania energii przez podmioty rozproszone oraz agregować ich możliwości regulacyjne.

W taryfach przesyłowych i za energię elektryczną należy umożliwić wprowadzenie działań DSM klasyfikowanych jako „dynamiczne kształtowanie krzywej obciążenia”, umożliwiających odpłatne wykorzystanie możliwości odbiorców uczestniczenia w zapewnieniu bilansu mocy w systemie i ograniczanie kosztów wytwarzania w stanach okresowego deficytu mocy w systemie. Celowe jest zwiększenie wykorzystania możliwości regulacyjnych odbiorców w ramach programów DSR.

Zasobniki energii mogą być potencjalnie wykorzystane do dostawy usług regulacyjnych. Korzystne cechy wielu technologii, powodują że pojawiają się techniczne możliwości ich wdrożenia. Niestety wysokie koszty technologii magazynowania energii elektrycznej oraz stosunkowo niewielki stopień komercjalizacji wielu z nich odsuwa perspektywę ich wykorzystania.

W warunkach rozwiniętego rynku energii elektrycznej rola, możliwości techniczne oraz świadomość odbiorców się zmieniają. Dla scharakteryzowania możliwej, przyszłej roli odbiorcy w systemie pojawia się nowe pojęcie tzw. „prosumenta”, które stosuje się dla określenia przyszłościowej roli strony popytowej systemu. „Prosument” świadomie na bieżąco kontroluje koszty zakupu energii elektrycznej poprzez sterowanie własnym poborem energii. Może łączyć rolę odbiorcy i producenta, wykorzystując indywidualne, rozproszone układy wytwarzania energii do uzupełniania własnych potrzeb (w niektórych okresach może dostarczać nadwyżki mocy do systemu). Może także dysponować istotnymi zdolnościami akumulacji energii (np. samochody elektryczne). „Prosument” będzie więc miał znaczne możliwości świadczenia usług regulacyjnych. Obiecujący pod tym względem jest potencjalny rozwój technologii pojazdów elektrycznych, przyłączanych do sieci, który stworzy klasę „prosumentów” o szczególnie korzystnych cechach, jeżeli chodzi o dostawę usług regulacyjnych.

Literatura

- [1] Bućko P.: Regulacyjne usługi systemowe w zakresie mocy czynnej. Wydawnictwo Politechniki Gdańskiej, Gdańsk 2011.
- [2] Kubek P., Rzepka P., Szablicki M., Wasilewski J.: Zasobniki energii – innowacyjny sposób stabilizacji częstotliwości systemu elektroenergetycznego. *Automatyka, Elektryka, Zakłócenia*. Nr 3(25)/2016.
- [3] Paska J.: Zasobniki energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym – zastosowania i rozwiązania. *Przegląd Elektrotechniczny*. Nr 9a/2012.
- [4] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi. Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA, Warszawa. www.pse.pl 2016.
- [5] Bolton Zammit M. A., Hill D. J., Kaye R. J.: Designing ancillary services markets for power system security. *IEEE Transactions on Power Systems*, Volume: 15, Issue: 2, May 2000.
- [6] Kun-Yuan Huang, Yann-Chang Huang: Integrating direct load control with interruptible load management to provide instantaneous reserves for ancillary services. *IEEE Transactions on Power Systems*, Volume 19, Issue 3, Aug. 2004.
- [7] Le Anh Tuan, Bhattacharya K.: Competitive framework for procurement of interruptible load services. *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 18, May 2003.
- [8] Xingwang Ma, Sun D. I., Cheung K. W.: Evolution toward standardized market design. *IEEE Transactions on Power Systems*, Volume 18, Issue 2, May 2003.

**Maksymilian PRZYGRODZKI^{1,2}, Rafał GWÓŹDŹ¹,
Paweł CHMURSKI¹**

¹PSE Innowacje Sp. z o.o., ²Politechnika Śląska

OCENA WYSTARCZALNOŚCI WYTWARZANIA Z UWZGLĘDNIENIEM REALIÓW LOSOWYCH

Planowanie rozwoju systemu elektroenergetycznego w horyzoncie długoterminowym wymaga określenia potencjalnych warunków otoczenia, w których będą realizowane przyszłe zadania modernizacyjne i inwestycyjne. Istotnym wyznacznikiem takich analiz jest problem oceny wystarczalności wytwarzania, jako warunku spełnienia bilansu mocy i energii w przyszłych stanach pracy systemu elektroenergetycznego. W tej kwestii stosuje się rozwiązania o charakterze deterministycznym oraz probabilistycznym. Obecne realia rozwoju systemów elektroenergetycznych o wysokim stopniu penetracji źródeł odnawialnych w obszarze wytwarzania wymagają sięgania do takich rozwiązań, które pozwolą na odwzorowanie losowych czynników podaży mocy w tego typu źródłach.

Problemy planowania zdolności wytwórczych skupiają się na dodaniu nowych zasobów wytwórczych do systemu, a nie ocenie funkcjonowania istniejących. Nowe źródła mogą być uwzględniane w systemie aby zbilansować wzrastające zapotrzebowanie na moc, z uwagi na spełnianie standardów niezawodności lub też z tytułu zamknięcia rezerwy pracy źródeł istniejących. Planowanie nowej mocy wytwórczych jest bezsprzecznie problemem stochastycznym z powodu występowania błędów w prognozowaniu popytu, oceny terminów wycofania istniejących generatorów oraz wprowadzenia nowych rodzajów technologii.

Przy planowaniu rozwoju zasobów wytwórczych dla technologii konwencjonalnych często pomija się dynamikę zmian obciążenia w krótkich (godzinowych) odcinkach czasu jak i między nimi zakładając, że praca podlega zewnętrznemu sterowaniu wedle potrzeb. W przypadku źródeł odnawialnych (OZE) zasady te nie są spełnione, co wprowadza dodatkowy, losowy wątek w analizach rozwojowych źródeł.

Wysokie udziały źródeł odnawialnych zwiększają niepewność lokalizacji generacji. W przeciwieństwie do źródeł konwencjonalnych, które – teoretycznie – w założeniach można ulokować dość dowolnie w systemie, tak OZE posiadają ograniczenia lokalizacyjne. Z ekonomicznego punktu widzenia lokalizacje te są związane z największą podatnością zasobów naturalnych energii, a te z kolei są odległe od odbiorców. Poza tym rozwój OZE jest silnie uwarunkowany prowadzoną polityką. Tempo budowy tych układów jest nieporównanie szybsze niż

budowa układów przesyłowych, stąd przy braku centralnej koordynacji rozwoju niezbędnym jest przewidywanie lokalizacji nowych źródeł. Ponadto praca tych źródeł może znacząco zmieniać wykorzystanie istniejącej i planowanej infrastruktury sieciowej.

Stąd rozwój źródeł w planowaniu rozwoju sieci jest zwykle traktowany jako zmienna zewnętrzna (poza procesem). Dla takich sytuacji optymalizuje się przyszłe struktury sieciowe.

W niniejszym artykule szczegółowo odniesiono się do zagadnienia oceny wystarczalności podaży mocy i energii w danym systemie elektroenergetycznym z wykorzystaniem funkcji losowych.

1. Potrzeba i miary oceny wystarczalności wytwarzania

Aspekt energetyczny pojęcia bezpieczeństwa energetycznego, oprócz zagadnień bilansowania strony popytowej i podażowej, obejmuje zagadnienia techniczne, związane z wystarczalnością infrastruktury technicznej. Stowarzyszenie zrzeszające europejskich operatorów systemów elektroenergetycznych ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*) zdefiniowało pojęcie niezawodności dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych (z uwzględnieniem niezawodności technicznej podsystemów składowych systemu elektroenergetycznego: wytwórczego, przesyłowego i dystrybucyjnego) jako: zdolność systemu do dostawy wymaganej ilości energii elektrycznej do punktów jej odbioru, przy zachowaniu określonych standardów jakości.

Niezawodność dostaw energii elektrycznej obejmuje dwa aspekty funkcjonalne: wystarczalność i bezpieczeństwo pracy systemu. Wystarczalność systemu elektroenergetycznego jest definiowana jako: zdolność do dostawy wymaganej ilości mocy i energii do odbiorców, z uwzględnieniem zdolności produkcyjnych źródeł wytwórczych oraz kryteriów technicznych pracy sieci (w zakresie przepustowości elementów i warunków napięciowych) przy uwzględnieniu planowanych i nieplanowanych wyłączeń elementów systemu. Natomiast bezpieczeństwo systemu elektroenergetycznego to jego zdolność do przetrzymania nagłych zakłóceń lub awarii, takich jak zwarcia lub nieprzewidziane wyłączenia elementów systemu, z uwzględnieniem istniejących ograniczeń ruchowych oraz zdolność systemu do utrzymania stabilnej pracy połączonych synchronicznie obszarów regulacyjnych i uniknięcia wystąpienia niekontrolowanego podziału obszaru synchronicznego w wyniku awarii systemowej.

W aspekcie długoterminowym odnosząc się do wystarczalności określa się miary występowania określonego potencjału w systemie elektroenergetycznym zapewniającego pokrycie przyszłego zapotrzebowania odbiorców. Miary te przyjmują wartości liczbowe, które można ocenić w postaci wskaźników. Wśród wybranych wskaźników można wymienić [1]:

- LOLP (Loss of Load Probability),
- LOLE (Loss of Load Expectation),
- EDNS (Expected Energy Not Served),
- EENS (Expected Demand Not Served).

Wskaźnik LOLP określa prawdopodobieństwo niepokrycia zapotrzebowania dla sytuacji przewyższania zapotrzebowania nad produkcją. Z definicji jest on zapisywany jako spłot dwóch funkcji, tj. funkcji pokrycia zapotrzebowania i gęstości dostępności mocy wytwarzanej:

$$LOLP(L) = F_p(L) = \int_0^L p(P)dL \quad (1)$$

gdzie L oznacza zapotrzebowanie na moc a P oznacza produkcję mocy.

Zależność (1) jest często w praktyce upraszczana i dostosowywana do możliwości wykorzystania w aplikacjach obliczeniowych. Przykładowo w programie PLEXOS w module PASA, służącym do oceny niezawodności systemu, stosowana jest następująca formuła obliczeniowa [3]:

$$f(X_p) = (1 - FOR_i) \cdot f_{p-1}(X_p) + (FOR_i) \cdot f_{p-1}(X_p - C_i) \quad (2)$$

gdzie:

$f_{p-1}(X_p)$ - gęstość prawdopodobieństwa wystąpienia ubytku wielkości X mocy, niepokrytego przed powiązaniem z daną jednostką wytwórczą (formuła spłotu),

FOR_i - wskaźnik wyłączeń awaryjnych dla danej jednostki,

C_i - moc danej jednostki wytwórczej.

Powyższa formuła obliczeniowa jest stosowana dla wszystkich generatorów w zdefiniowanym obszarze. W formule obliczania wskaźnika LOLP uwzględniane są tylko te jednostki wytwórcze, które spełniają ograniczenie minimalnej mocy uwzględnianej w formule spłotu (domyślnie 10 MW). Dla całego badanego obszaru wskaźnik LOLP jest wyznaczany jako:

$$LOLP = \sum_{i=1}^N (f_y \cdot C_i \cdot F_d(IC - C_i)) \quad (3)$$

gdzie:

$f_y \cdot C_i$ - prawdopodobieństwo wystąpienia ubytku mocy C_i ,

$F_d(IC - C_i)$ - wartość dystrybuanty zapotrzebowania dla poziomu $IC - C_i$,

IC - moc zainstalowana w obszarze.

Wskaźnik LOLE określa oczekiwany czas wystąpienia przerw w pokryciu zapotrzebowania. Jest on wyznaczany pośrednio z wykorzystaniem wskaźnika LOLP. W praktyce jego wartość mierzona w dniach jest obliczana jako:

$$LOLE = LOLP \cdot \frac{N}{24} \quad (4)$$

gdzie N oznacza liczbę godzin w badanym okresie. Wskaźnik LOLE jest wskaźnikiem obecnie powszechnie stosowanym przy planowaniu przyszłych mocy wytwórczych. Z definicji określa średnią (oczekiwaną) liczbę dni, w których obciążenie szczytowe przewyższy zdolność wytwórczą (moc dyspozycyjną). Alternatywnie jest określany jako oczekiwana liczba godzin niepokrycia zapotrzebowania.

Wskaźnik EDNS określa poziom deficytu mocy (w MW) dla danego obszaru poprzez porównanie ze sobą zapotrzebowania i mocy zainstalowanej. Ostatnim przykładowo wyznaczanym wskaźnikiem w ocenie wystarczalności jest oczekiwana ilość energii niedostarczonej EENS. Wskaźnik ten jest obliczany bezpośrednio na podstawie wartości wskaźnika EDNS, poprzez pomnożenie jego wartości i łącznego czasu trwania przerw, tj. liczby godzin w których nastąpiło niepokrycie zapotrzebowania.

Interpretując powyższe wskaźniki można badać wystarczalność generacji w różnych kategoriach. Z jednej strony może być to czas wystąpienia deficytu pokrycia zapotrzebowania (LOLE) i wówczas jest on wyrażony w liczbie dni w ciągu roku. Jest to wówczas miara tego, jak długo, średnio dostępne zdolności wytwórcze będą niższe od zapotrzebowania. Wskaźnik ten może być wykorzystywany jako miara i zarazem weryfikacja standardu poziomu bezpieczeństwa. Jeśli nastąpi przekroczenie tego standardu oznacza to, że dla systemu stwierdzono wyższy od dopuszczalnego poziom ryzyka. Alternatywnie wystarczalność generacji może być wyrażona jako LOLP (prawdopodobieństwo utraty obciążenia), którego wartość wskazuje prawdopodobieństwo, że popyt przekroczy podaż w danym okresie. Natomiast wskaźniki EDNS i EENS wskazują oczekiwane wartości odnoszące się do wielkości mocy i energii niedostarczonej. Wskaźnik EDNS określa, uwzględniając całkowity obszar, skalę w jakiej popyt jest większy od mocy zainstalowanej, natomiast wskaźnik EENS jest oszacowaniem energii niedostarczonej.

2. Rozwój metodyki oceny wystarczalności na przykładzie ENTSO-E

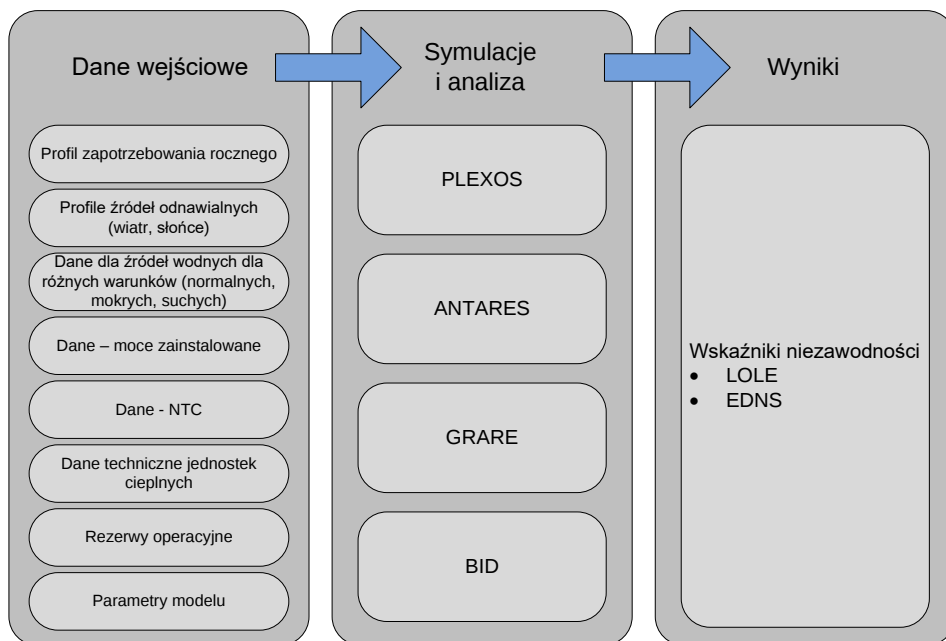
Podjęcie do oceny wystarczalności wytwarzania już od kilku lat jest przedmiotem zainteresowania ENTSO-E, przy czym metodyka oceny ewoluuje na przestrzeni lat. Historycznie analizy dotyczące wystarczalności wytwarzania były prowadzone w sposób deterministyczny skupiając się w głównej mierze na porównaniu dostępnej generacji, z uwzględnieniem wyłączeń remontowych i awaryjnych, zazwyczaj ze szczytem zapotrzebowania na moc. Wraz z rosnącą rolą w systemach elektroenergetycznych źródeł odnawialnych (wiatrowych, słonecznych itp.) o niepewnym charakterze generacji zależnym od warunków pogodowych, metodyka została ulepszona poprzez wprowadzenie do oceny wy-

starczalności generacji metod probabilistycznych. Przyczyną tego było spostrzeżenie, iż zwiększenie udziału źródeł odnawialnych zwiększa prawdopodobieństwo wystąpienia zdarzeń krytycznych dla bilansu systemu, w innym punkcie pracy niż szczyt zapotrzebowania.

Przy ocenie wystarczalności wytwarzania w ujęciu europejskim ważną rolę pełnią połączenia transgraniczne, które również zostały uwzględnione w opracowanej metodyce. Połączenie rozpatrywanych obszarów (krajów) umożliwia im utrzymywanie niezbędnych rezerw mocy przy mniejszej mocy zainstalowanej wewnątrznie w porównaniu do przypadku gdy każdy obszar rozpatruje się jako izolowany. Ulepszana w dalszym ciągu metodyka ma z jednej strony zapewnić dostateczną ocenę wystarczalności połączonych systemów europejskich, a z drugiej strony ograniczyć złożoność i zakres niezbędnych danych wejściowych niezbędnych do przeprowadzenia stosownej analizy o oczekiwanej jakości wyników [2].

Obecnie poziom niezawodności jest oceniany przy pomocy chronologicznej analizy godzinowej dla całego połączonego systemu europejskiego, podczas której wykorzystanie procedury optymalizacji zapewnia pokrycie zapotrzebowania na moc (energia godzinowa) dla każdego obszaru, wykorzystując dostępne zdolności wytwórcze oraz zdolności przesyłowe połączeń transgranicznych uwzględniając przy tym stos jednostek wytwórczych oraz ograniczenia przesyłowe połączeń.

Pierwszy raport oceniający wystarczalność paneuropejskiego systemu przy użyciu technik probabilistycznych został opublikowany przez ENTSO-E w październiku 2016 r. Analiza była prowadzona przy pomocy 4 komercyjnie dostępnych narzędzi obliczeniowych (GRARE, ANTARES, BID, PLEXOS), co przy okazji umożliwiło wzajemny benchmarking uzyskanych wyników oraz analizę wielu przypadków dzięki podejściu probabilistycznemu. Na rys. 1 przedstawiono schematycznie metodykę oceny wystarczalności systemu stosowaną przez ENTSO-E na potrzeby opracowania raportu MAF (*Mid-term Adequacy Forecast*) [4].



Rys. 1. Schemat metodyki oceny wystarczalności systemu rozwijanej aktualnie przez ENTSO-E

Celem zapewnienia spójności danych wejściowych do analiz w ENTSO-E opracowano scentralizowaną bazę danych (PEMMDB - *Pan-European Market Modelling Data Base*) na podstawie danych dostarczanych przez poszczególnych operatorów systemów przesyłowych.

W ramach analiz dokonuje się porównania przyszłych poziomów zapotrzebowania i dostępnej generacji poprzez symulację warunków rynkowych połączonego europejskiego systemu z rozdzielczością godzinową dla danego roku. Przedmiotowe symulacje uwzględniają główne czynniki mogące wpłynąć na bezpieczeństwo dostaw, a są to mianowicie:

- temperatury zewnętrzne (które wiążą się ze zmiennością zapotrzebowania, głównie w związku z używaniem ogrzewania w zimie oraz klimatyzacji w lecie),
- produkcja ze źródeł wiatrowych oraz fotowoltaicznych,
- wyłączenia awaryjne cieplnych jednostek wytwórczych oraz istotnych połączeń HVDC,
- plany remontowe,
- funkcjonowanie źródeł wodnych, modelowane poprzez dane dla tzw. okresów suchych, normalnych oraz mokrych opisanych przez warunki hydrologiczne oraz różne prawdopodobieństwa ich wystąpienia.

Na podstawie korelacji klimatycznych dostarczanych przez paneuropejską bazę klimatyczną (PECD – *Pan-European Climate Data Base*) opracowywane i wykorzystywane w symulacjach są skorelowane przebiegi czasowe zapotrze-

bowania, produkcji w źródłach wiatrowych oraz słonecznych. Ponadto nakłada się na to różne typy warunków hydrologicznych oraz dostępność źródeł związaną z wyłączeniami. Rozpatruje się następnie taką ilość kombinacji powyższych danych aby uzyskać statystycznie reprezentatywne wyniki, głównie w celu oceny ryzyka niepokrycia zapotrzebowania na skutek braku wystarczającej generacji.

Zgodnie z rozwijaną metodyką dla każdego rozpatrywanego roku zakłada się przeprowadzanie ok. $1000 \div 2000$ symulacji Monte Carlo, co można traktować jako statystycznie reprezentatywny wynik. Osobno rozpatruje się każdy „rok klimatyczny”. Pojęcie rok klimatyczny oznacza, określoną historyczną kombinację poziomu (kształtu) zapotrzebowania, produkcji (względnej) ze źródeł wiatrowych oraz słonecznych połączoną z trzema możliwymi warunkami hydrologicznymi (mokre, normalne, suche). Następnie na każdy taki układ nakłada się losowanie 200–300 wzorców wyłączeń awaryjnych jednostek ciepłych oraz połączeń HVDC.

Zasadniczo używane narzędzia rozwiązują problem minimalizacji kosztów funkcjonowania systemu poprzez optymalne rozłożenie obciążeń na jednostki wytwórcze dostępne w systemie przy uwzględnieniu zadanych ograniczeń (np. minimalne czasy uruchomienia, zdolności przesyłowe połączeń transgranicznych itp.). Aby uniknąć rozwiązań niemożliwych, bardzo często ograniczenia realizacji funkcji celu są modelowane jako „miękkie”, co oznacza, że mogą zostać naruszone po uwzględnieniu wysokiej funkcji kary.

Rozmiar analizowanego problemu jest bardzo duży i zwiększa się wraz z analizowanym horyzontem czasu oraz rozdzielczością obliczeń. Na potrzeby raportu MAF2016 [4] horyzont optymalizacyjny niektórych zmiennych i ograniczeń (np. optymalizacja źródeł wodnych, czas trwania wyłączeń awaryjnych) wynosi jeden tydzień, natomiast rozdzielczość symulacji jest równa jednej godzinie. Tygodniowy horyzont optymalizacyjny oznacza, że obliczane są wartości optymalne dla każdej godziny roku z problemem optymalizacyjnym rozbitym na tygodniowe kawałki, aby zmniejszyć czas obliczeń.

W zakresie modelowania ograniczeń na połączeniach transgranicznych uzgodniono, iż dla obliczeń rynkowych na poziomie europejskim zostanie wykorzystany mechanizm *NTC/ATC Market Coupling*. Oznacza to, że ograniczenia sieciowe między węzłami rynkowymi są modelowane wyłącznie jako limity handlowej wymiany na granicach.

3. Modelowe analizy wykonane dla obszaru KSE

Korzystając z informacji w zakresie podejścia do modelowania i oceny wystarczalności wytwarzania w systemie elektroenergetycznym dokonano przykładowych obliczeń. Obliczenia przeprowadzono z wykorzystaniem narzędzia PLEXOS, jednego z czterech stosowanych w analizach prowadzonych w EN-TSO-E.

Analizy przeprowadzono w czterech hipotetycznych scenariuszach, których konstrukcję przedstawiono na rysunku 2. Horyzont obliczeń objął 2040 rok.

		Popyt	
		Niski	Wysoki
Podaż	Pesymistyczny	Scenariusz 1	Scenariusz 2
	Optymistyczny	Scenariusz 3	Scenariusz 4

Rys. 2. Analizowane scenariusze wystarczalności wytwarzania

Do konstrukcji scenariuszy wykorzystano dwa elementy, tj. popyt i podaż. Na podstawie przedstawionych założeń, co do wymienionych składowych elementów bilansowych można wskazać następujące zróżnicowanie:

- popyt – określa zmianę zapotrzebowania w KSE, co zostało zaprognozowane w dwóch skrajnych scenariuszach popytowych:
 - niski,
 - wysoki;
- podaż – określa rozwój generacji w KSE, co zostało przygotowane w dwóch scenariuszach podażowych:
 - pesymistyczny,
 - optymistyczny.

Rozpatrywana liczba scenariuszy bilansowych przedstawia potencjalne obrazy przyszłości KSE w warunkach niepewności. Oznacza to, że każdy z badanych scenariuszy może mieć miejsce i trudno wskazać jednoznacznie scenariusz, dla którego realizacja wykazuje większe szanse niż dla scenariuszy pozostałych, a więc w tym zakresie nie przykłada się miar prawdopodobieństwa wystąpienia tych scenariuszy.

Przeprowadzając analizę zbilansowania i prezentując wyniki za pomocą opisanych powyżej wskaźników uwzględniono wycofania istniejących i budowę nowych źródeł według dostępnych harmonogramów dla poszczególnych scenariuszy rozwoju generacji.

Za pomocą modułu planowania długoterminowego programu PLEXOS (LT Plan) przeprowadzono optymalizację kosztów funkcjonowania systemu. Wyniki tej optymalizacji w zakresie budowy bądź wycofań jednostek wytwórczych zostały następnie przekazane do modułu PASA, który uwzględnił je przy

wyznaczeniu wskaźników oceny wystarczalności. Obliczenia przeprowadzono dla ww. 4 scenariuszy bilansowych.

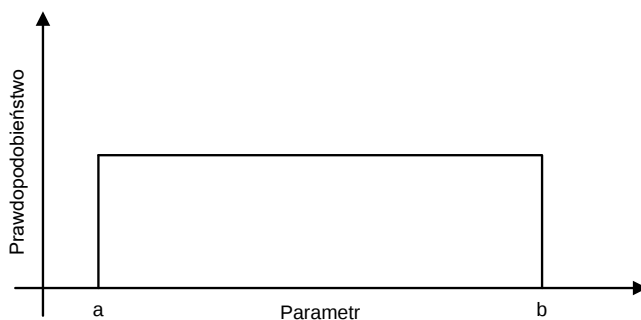
W obliczeniach wykorzystano statystyki dyspozycyjności jednostek wytwórczych JWCD, które obejmują:

- wskaźnik wyłączeń nieplanowych FOR (*Forced Outage Rate*),
- wskaźnik wyłączeń planowych SOF (*Maintenance Rate*).

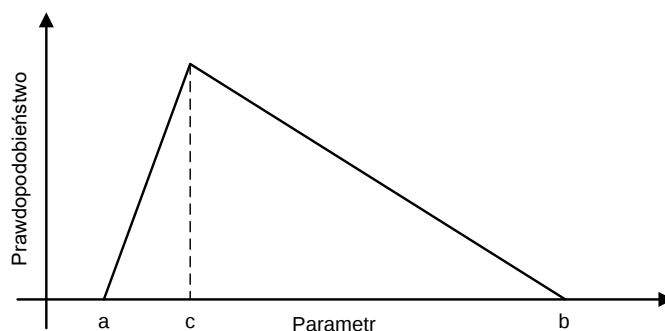
Powyższe wskaźniki muszą określać średnią liczbę godzin przypadających na postój jednostki oraz łączny czas wyłączeń w roku, w którym zakłada się, że dana jednostka wytwórcza będzie niedostępna z powodu remontów planowych lub losowych awarii. Użyto oznaczeń czasów przerw z tytułu remontów planowych jako T_p , natomiast z tytułu awarii jako T_a .

Wskaźniki niezawodnościowe i eksploatacyjne, które zostały wykorzystane w przeprowadzonych analizach zostały przygotowane na bazie analizy danych dla krajowych źródeł wytwórczych. Na podstawie tych danych wyznaczono rozkłady prawdopodobieństwa oraz określono podstawowe parametry opisujące charakter rozkładu danej zmiennej losowej (parametru). Uzyskane rozkłady empiryczne średnich czasów przerw planowych i awaryjnych aproksymować można jednostajnym rozkładem prawdopodobieństwa, jednak kształt uzyskanych rozkładów empirycznych wskazuje na lepsze dopasowanie z wykorzystaniem rozkładu trójkątnego.

Analiza statystyczna uzyskanych rozkładów empirycznych pozwoliła na wyznaczenie parametrów a , b rozkładu jednostajnego (rysunek 3) oraz trójkątnego a , b , c (rysunek 4). Wyznaczone parametry zamieszczono w tab. 1. Parametry a i b informują kolejno o minimalnym i maksymalnym czasie postoju jednostki, natomiast parametr c wyraża przeciętny czas postoju planowego lub awaryjnego.



Rys. 3. Teoretyczny jednostajny rozkład prawdopodobieństwa danej zmiennej losowej



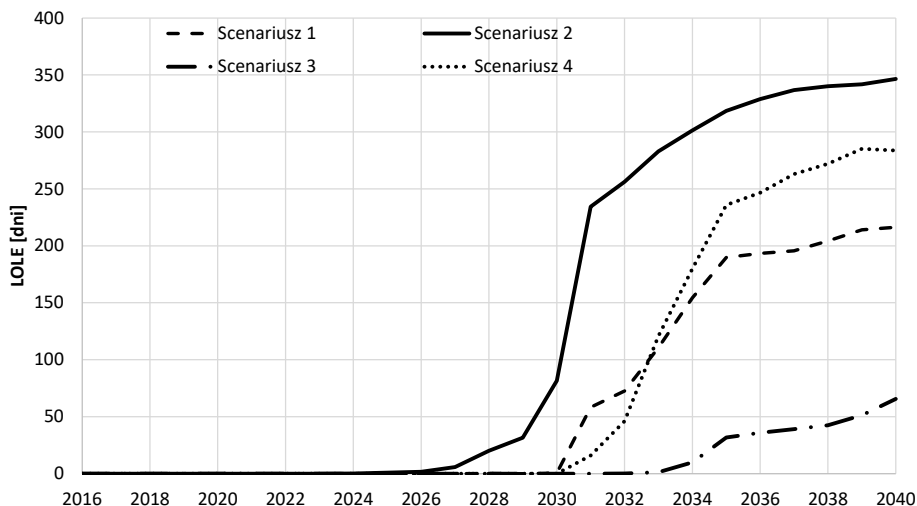
Rys. 4. Teoretyczny trójkątny rozkład prawdopodobieństwa danej zmiennej losowej

Tabela 1

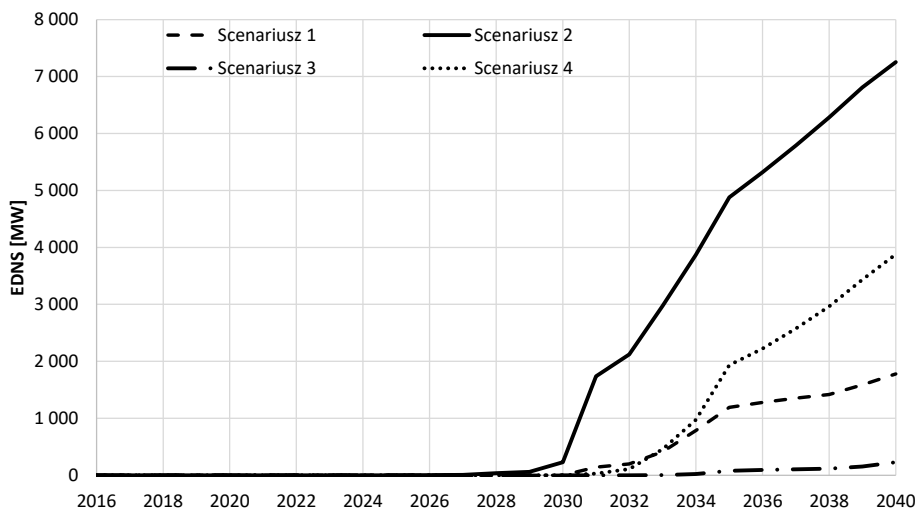
Parametry rozkładu jednostajnego i trójkątnego wykorzystane do aproksymacji rozkładów empirycznych czasów przerw awaryjnych i planowych

Parametr	Rozkład jednostajny		Rozkład trójkątny		
	a	b	a	b	c
T_a	10	160	10	30	160
T_p	60	1800	60	150	1800

Poniżej zestawiono obliczone wskaźniki oceny wystarczalności, przy czym nałożono na model ograniczenie w postaci wymagania utrzymania rezerwy mocy w wysokości 18% w stosunku do poziomu zapotrzebowania. W badanym przypadku, gdy algorytm programu PLEXOS nie mógł podjąć decyzji o budowie nowych jednostek wytwórczych w wynikach raportuje wyłącznie wynikowy zapas mocy. Na rysunkach 5 i 6 przedstawiono wartości oczekiwane wybranych wskaźników, tj. LOLE i EDNS w horyzoncie analizy.



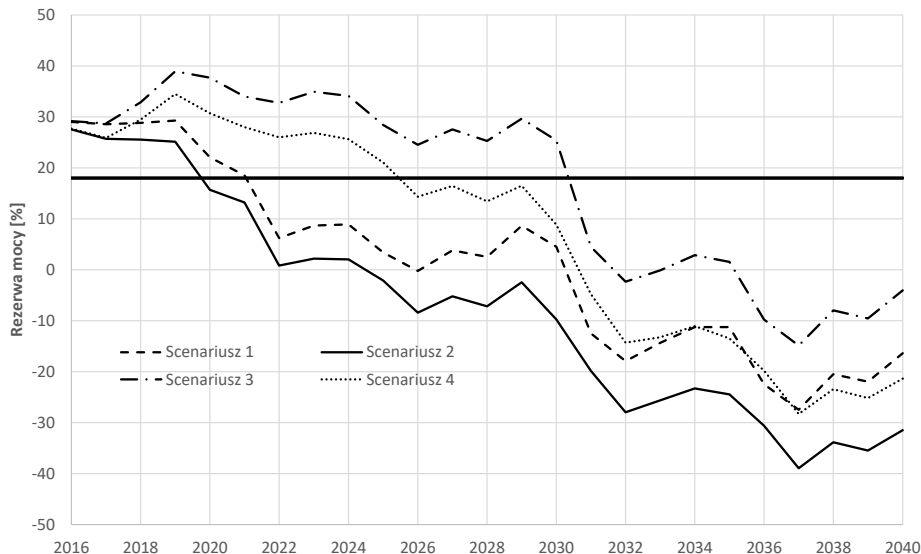
Rys. 5. Tendencja zmian wskaźnika LOLE dla poszczególnych scenariuszy



Rys. 6. Tendencja zmian wskaźnika EDNS dla poszczególnych scenariuszy

Wymiernym wskaźnikiem wystarczalności systemu jest również margines rezerwy mocy wyrażony jako procent nadwyżki mocy dostępnej w odniesieniu do wartości szczytowej zapotrzebowania na energię elektryczną. Zgodnie z zapisami punktu 4.3.4.18. IRIESP [5] w zakresie planów koordynacyjnych rocznych rezerwy mocy OSP w stosunku do zapotrzebowania do pokrycia przez elektrownie krajowe powinny wynosić 18%. Wyznaczone poziomy rezerwy

mocy w poszczególnych latach dla analizowanych scenariuszy przedstawiono na rysunku 7. Na przedmiotowym rysunku zaznaczono również poziom rezerwy mocy wymagany przez IRiESP.



Rys. 7. Marginesy rezerwy mocy dla poszczególnych scenariuszy w Wariancie I

W żadnym z analizowanych scenariuszy nie zostaje zachowany pożądany margines rezerwy mocy w całym okresie analizy. Największe niedobory w zakresie rezerw mocy odnotowano w 2037 roku, gdzie margines rezerwy mocy wyniósł od -14,9% do -38,9%. W kolejnych latach analizy sytuacja ulega nieznacznej poprawie na wskutek większego planowanego rozwoju źródeł wytwórczych w stosunku do spodziewanego wzrostu zapotrzebowania.

4. Wnioski

1. Ocena wystarczalności wytwarzania stanowi część szerszej oceny stopnia niezawodności danego systemu elektroenergetycznego. Dotychczas stosowane podejście deterministyczne w świetle zwiększenia udziału jednostek wytwórczych o niepewnym charakterze generacji okazało się niewystarczające. W związku z tym coraz szerzej do oceny wystarczalności generacji stosuje się metody probabilistyczne uwzględniające czynniki losowe.
2. Wśród czynników losowych, najczęściej uwzględnianych w analizach dotyczących wystarczalności generacji uwzględnia się:
 - a) poziomu zapotrzebowania na moc,
 - b) produkcję energii elektrycznej przez źródła „niepewne”, takie jak farmy wiatrowe i źródła słoneczne,

- c) warunki hydrologiczne mające wpływ na produkcję energii elektrycznej w źródłach wodnych,
 - d) częstość oraz czas trwania wyłączeń awaryjnych generatorów.
3. Metodyki probabilistyczne oceny wystarczalności generacji są nieustannie rozwijane, a ich głównym celem jest jak najlepsze odzwierciedlenie niepewności związanej z czynnikami losowymi wpływającymi na funkcjonowanie systemu, a tym samym na wystarczalność generacji. Szczególną rolę nabierają w zmieniających się strukturach systemu wytwórczego, gdzie zaznacza się duży udział źródeł odnawialnych. Stochastyczny charakter funkcjonowania tych układów sprzyja wykorzystaniu w ocenie podejścia probabilistycznego. Rozwiązania te stają się udziałem nie tylko wybranych krajów, ale również zostają uznane za właściwy kierunek dla przypadku organizacji o szerszym zakresie, jak przykładowo ENTSO-E.

Literatura

- [1] Paska J.: Ocena niezawodności podsystemu wytwórczego systemu elektroenergetycznego. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej. Warszawa 2002.
- [2] Bogacz J., Gwóźdź R., Przygodzki M.: Metodyka oceny wystarczalności mocy w ujęciu probabilistycznym. Materiały konferencji APE'05. Gdańsk-Jurata, 8-10 czerwca 2005, s. 47–50.
- [3] Energy Exemplar Pty Ltd: PLEXOS Guide. North Adelaide 2017.
- [4] ENTSO-E: Mid-term Adequacy Forecast. Edition 2016. Brussels 2016.
- [5] Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.: Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej. Tekst obowiązujący od dnia 1 lutego 2017. Warszawa 2017.

Marek WANCERZ, Piotr MILLER

Politechnika Lubelska

OCENA WPLYWU PRACY FARMY WIATROWEJ NA PARAMETRY JAKOŚCI ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Na etapie planowania inwestycji związanych z budową farmy wiatrowej (FW) należy ocenić jaki jest wpływ tego obiektu na sieć elektroenergetyczną w analizowanym rejonie. Celem takich opracowań, określanych jako ekspertyzy przyłączeniowe jest ocena możliwości współpracy farmy wiatrowej z siecią oraz skutków jej uruchomienia min. na jakościowe parametry napięcia zasilającego odbiorców. Po wybudowaniu farmy wiatrowej należy zweryfikować rozważania teoretyczne podczas praktycznych pomiarów i testów. Celem artykułu jest określenie wpływu farmy wiatrowej na parametry jakości energii elektrycznej w stanach statycznych i dynamicznych. W celu oceny oddziaływania FW na system elektroenergetyczny autorzy wykonali liczne próby na rzeczywistym obiekcie. Przeprowadzone testy statyczne pozwoliły na ocenę wskaźników jakości zgodnie z obowiązującymi normami. Testy dynamiczne umożliwiły ocenę pracy farmy pod względem sterowania oraz weryfikacji poprawności działania układów regulacji.

Analizy statyczne wykonane zostały na podstawie pomiarów wykonywanych na obiekcie przy użyciu analizatorów jakości. Próby te obejmowały:

1. Analizę pracy farmy wiatrowej dla różnych prędkości wiatru – charakterystyka mocy czynnej w funkcji prędkości wiatru.
2. Analizę pracy farmy wiatrowej w kontekście podstawowych parametrów elektrycznych – na podstawie pomiarów w trzech fazach:
 - a. pomiary mocy czynnej, biernej i pozornej (w każdej fazie oraz łącznie);
 - b. pomiar współczynnika mocy;
 - c. pomiar wartości skutecznej napięcia;
 - d. analiza zdarzeń (przekroczenia wartości monitorowanych).
3. Ocenę jakości zasilania na podstawie pomiarów tygodniowych według normy PN-EN 50160 [3] oraz wymagań IRIESD [2]:
 - a. zapady i podskoki napięcia;
 - b. harmoniczne – udział poszczególnych harmonicznych odniesionych do harmonicznej podstawowej oraz ocenę współczynnika THD;
 - c. analizę częstotliwości;
 - d. analizę wahań napięcia – ocena współczynników migotania światła (flicker) P_{fl} i P_{st} ;
 - e. ocenę asymetrii zasilania K_{2U} ;

f. analizę przerw w zasilaniu.

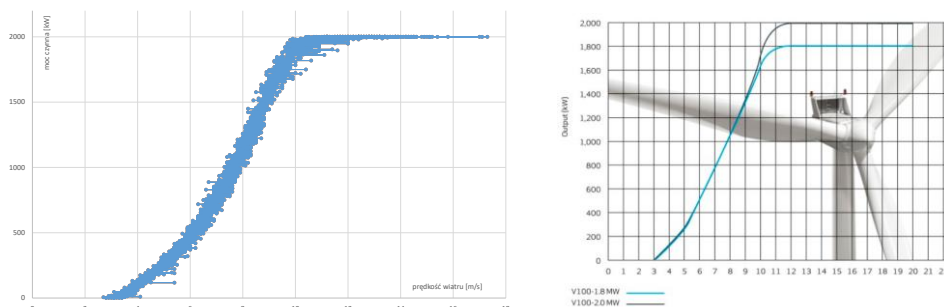
Ocena poprawności działania układów regulacji została przeprowadzona na podstawie pomiarów wykonywanych na obiekcie. Analizy te obejmowały:

1. Analizę pracy układu regulacji mocy czynnej farmy wiatrowej, w tym:
 - a. powolne zmiany mocy czynnej generowanej;
 - b. próba odstawienia farmy wiatrowej w warunkach pracy normalnej;
 - c. szybkie ograniczenie mocy czynnej farmy wiatrowej;
 - d. szybki wzrost mocy farmy wiatrowej;
 - e. interwencyjne wyłączenie farmy wiatrowej za pomocą wyłącznika.
2. Analizę pracy układu regulacji mocy biernej farmy wiatrowej, w tym:
 - a. testy związane z regulacją współczynnika mocy;
 - b. próby regulacji mocy biernej;
 - c. próby regulacji napięcia.

1. Charakterystyka badanej farmy wiatrowej

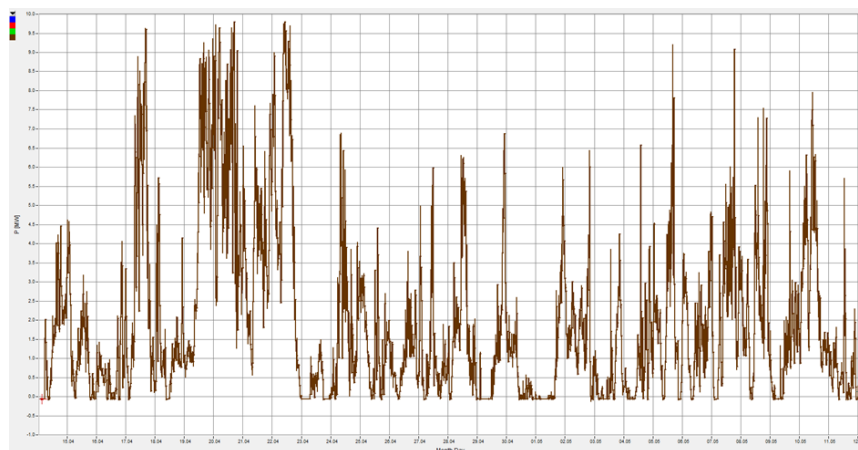
Analizowana farma wiatrowa zlokalizowana jest na terenie działania PGE Dystrybucja. Farma posiada pięć turbin typu VESTAS V100 o mocy 2 MW każda. Moc pobierana z sieci na potrzeby własne wynosi 0,175 MW. Połączenie elektrowni wiatrowej z siecią energetyki zawodowej odbywa się linią napowietrzną 110 kV. Rozdzielnia 110 kV jest rozdzielnią czteropolową. Składa się z pola transformatora, dwóch pól liniowych oraz jednego pola sprzęgła. Rozdzielnia wyposażona jest w jeden transformator 110/30 kV o mocy 16 MVA, posiada wszystkie wymagane układy zabezpieczeniowe i sterowania. Moc z FW do GPZ 110 kV dostarczana jest liniami kablowymi 30 kV o obciążalności 665 A. Rozdzielnia 30 kV jest rozdzielnią sześciopolową w izolacji SF6. Wyposażona jest w baterię kondensatorów dla zapewnienia odpowiedniego współczynnika mocy przy obciążeniu mocą bierną oraz w dławik kompensacyjny służący do kompensacji pojemnościowych prądów ładowania linii kablowych SN. Rozdzielnia nn potrzeb własnych posiada zasilanie rezerwowe linią 15 kV przyłączoną do sieci PGE Dystrybucja oraz układ Samoczynnego Załączania Rezerwy (SZR).

Na podstawie przeprowadzonych pomiarów wykreślono charakterystykę mocy czynnej pojedynczej turbiny w funkcji prędkości wiatru. Jak widać z przedstawionego wykresu (rys.1) minimalna prędkość wiatru, przy której turbina produkuje moc czynną wynosi ok 3–4 m/s. Maksymalna moc turbiny wiatrowej uzyskiwana jest przy prędkościach powyżej 10–12 m/s. Zmierzone wartości mocy czynnej w funkcji prędkości wiatru są zgodne z krzywymi katalogowymi opracowanymi przez firmę Vestas, producenta turbin V100 (zastosowano turbiny o mocy 2 MW).



Rys. 1. Zależność mocy czynnej turbiny nr 5 farmy wiatrowej w funkcji prędkości wiatru oraz krzywa katalogowa dla turbiny Vestas V100

Na rys. 2 przedstawiony został przebieg zmienności mocy czynnej FW podczas analizowanego okresu pomiarowego. Można zaobserwować dużą zmienność mocy, która wynika z aktualnej prędkości wiatru.



Rys. 2. Produkcja mocy czynnej analizowanej farmy wiatrowej w okresie pomiarowym (uśrednianie 10 minutowe, pomiar po stronie 110 kV)

2. Wyniki pomiarów parametrów jakościowych – pomiary statyczne

Ocena uzyskanych wyników została przygotowana na podstawie aktualnie obowiązujących przepisów i norm. Podstawowymi dokumentami są: Rozporządzenie Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego [1], norma PN-EN 61400-21: Turbozespoły wiatrowe. Pomiar i ocena parametrów jakości energii dostarczanej przez turbozespoły wiatrowe przyłączone do sieci elektroenergetycznej [4] oraz norma PN-EN 50160: Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach rozdzielczych [3]. Norma 50160 określa min. parametry i dopuszczalne zakresy

odchyleń i deformacji napięcia w warunkach pracy normalnej. Oceny uzyskanych pomiarów dokonano w następujący sposób:

- określano procent wartości, które w ciągu okresu obserwacji przekroczyły wartości ustalone,
- porównano maksymalne zmierzone wartości z ustalonymi,
- porównano statystyczne parametry mierzonych wielkości z wartościami ustalonymi.

Parametrami statystycznymi, które należy porównać z ustalonymi wartościami dopuszczalnymi są kwantyle 0,95 uśrednionych wartości parametrów jakościowych, czyli wartości, które nie są przekraczane przez 95% czasu pomiarów. Analizę oparto na wartościach uśrednianych w czasie 10 minut. Pomiary parametrów energii elektrycznej zostały wykonane przy użyciu dwóch analizatorów jakości zasilania: Fluke 1760 (strona 110 kV) oraz Hioki 3198 (strona 30 kV). Oba analizatory należą do klasy A. W dalszej części rozdziału zostaną zaprezentowane wyniki analizy wybranych wskaźników jakości zasilania.

Częstotliwość

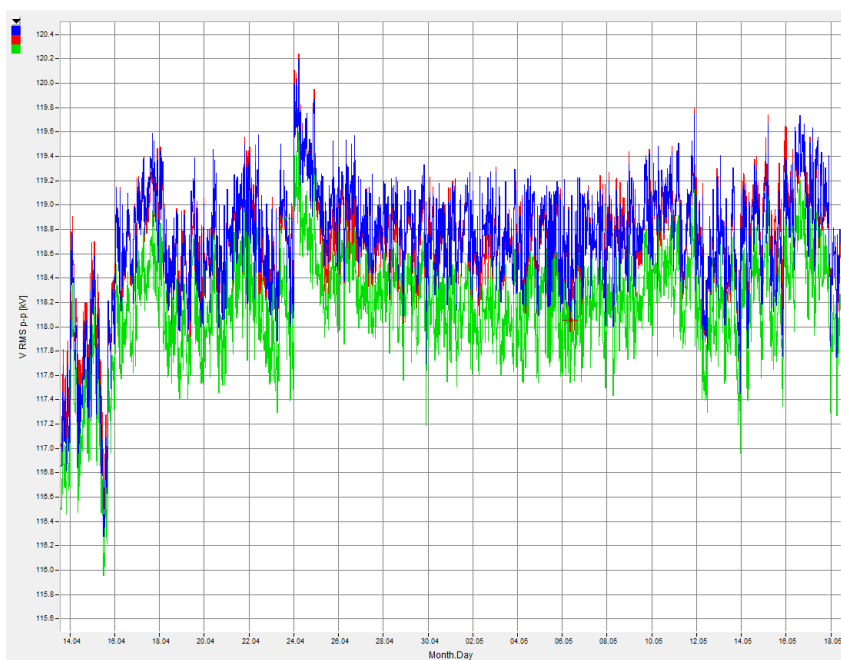
W normalnych warunkach pracy wartość średnia częstotliwości, mierzonej przez 10 s dla sieci pracujących synchronicznie z systemem elektroenergetycznym powinna być zawarta w przedziale: 50 Hz $\pm$ 1 % (tj. 49,5... 50,5 Hz) przez 95% tygodnia, 50 Hz +4 % /-6% (tj. 47.. 52 Hz) przez 100% tygodnia. Zmienność częstotliwości podczas realizacji pomiarów była nieznaczna (49,94 ÷ 50,07 Hz). Decydujący wpływ na przebieg zmian częstotliwości ma system elektroenergetyczny, istotne jest jednak, że praca farmy nie ma tu negatywnego oddziaływania „wyprowadzającego” częstotliwość poza zakres dopuszczalny.

Wartość skuteczna napięcia

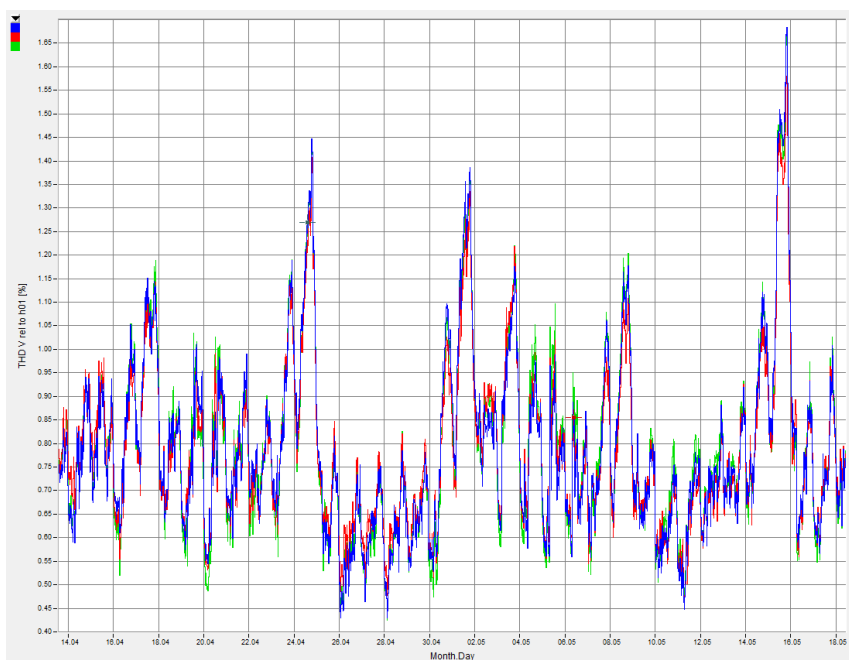
W każdym tygodniu 95% ze zbioru 10-minutowych, średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego powinno mieścić się w przedziale $U_n \pm 10$ %. Uznaje się, że jakość jest zadowalająca, jeżeli średnie wartości skuteczne napięcia z 10- minutowych przedziałów będą pozostawały w zakresie wartości (0,9 ÷ 1,1) napięcia znamionowego przez 95% czasu wielogodzinnego badania – rysunek 3.

Asymetria napięcia

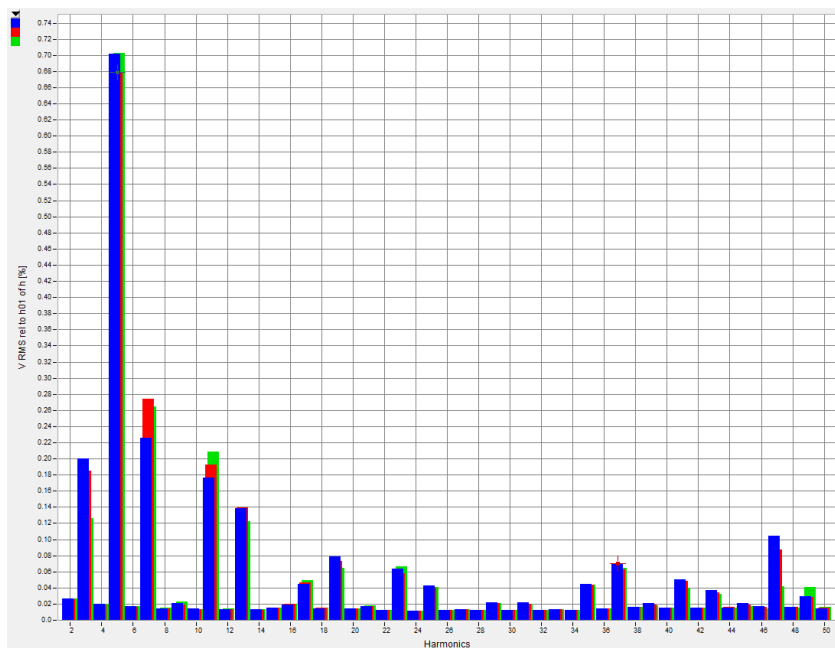
Według wymagań normy średnie wartości skuteczne składowej symetrycznej przeciwnej mierzone w czasie 10 min, w normalnych warunkach pracy, w okresie każdego tygodnia, w 95% pomiarów nie powinny przekraczać 2% składowej zgodnej. Wartości przyjętych w normie nie zostały przekroczone, maksymalne wartości K_{2U} nie przekroczyły 0,4%.



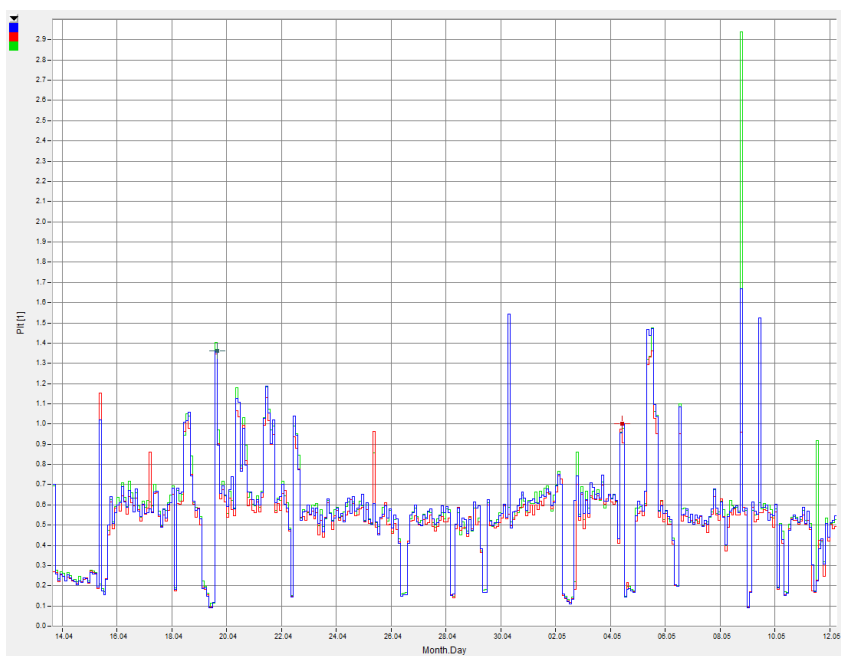
Rys. 3. Przebieg wartości skutecznej napięcia w trzech fazach w analizowanym przedziale czasowym (uśrednianie 10 minutowe, pomiar po stronie 110 kV)



Rys. 4. Przebieg wartości współczynnika THDU w badanym okresie (uśrednianie 10 minutowe, pomiar po stronie 110 kV)



Rys. 5. Uśredniona zawartość wyższych harmonicznych
(wartości odniesione do wartości harmonicznej podstawowej)



Rys. 6. Wartości długookresowego wskaźnika migotania światła
(pomiar w trzech fazach po stronie 110 kV)

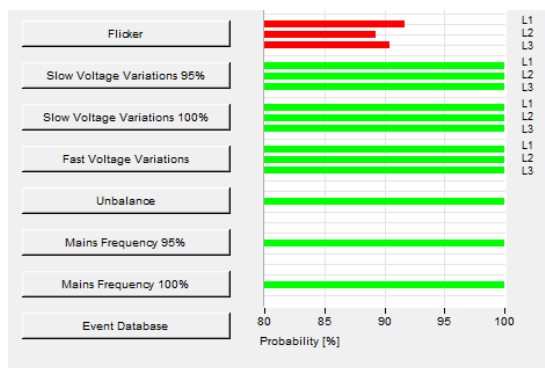
Harmoniczne napięcia

Przepisy wymagają aby w ciągu każdego tygodnia, 95% ze zbioru 10-minutowych, średnich wartości skutecznych dla każdej harmonicznej napięcia było mniejsze lub równe wartościom zamieszczonym w normie [3]. Ponadto, współczynnik THD napięcia zasilającego powinien być mniejszy lub równy 3%. Na podstawie przeprowadzonych pomiarów można stwierdzić, że zgodnie z wymaganiami normy, występujące harmoniczne wszystkich analizowanych rzędów nie przekraczają dopuszczalnych wartości (rys. 5). Współczynnik THD nie przekracza wartości granicznych (rys. 4).

Wahania napięcia – wskaźnik migotania światła

Zjawisko migotania światła jest spowodowane wahaniami napięcia. Normy wymagają, aby w normalnych warunkach pracy, w ciągu jednego tygodnia wartości wskaźnika długookresowego migotania światła były mniejsze lub równe 0,8 dla 95% czasu pomiarowego.

Przeprowadzone pomiary oraz analiza statystyczna wykazały, że wymagania dotyczące współczynnika migotania światła P_{lt} są nieznacznie przekroczone (rys. 6). Jednak trudno jest jednoznacznie stwierdzić, czy chwilowe wzrosty wskaźnika są powodowane przez pracę farmy. Aby jednoznacznie określić przyczyny tego wzrostu należałoby przeprowadzić pomiary przy odstawionej farmie. Jednak autorzy nie otrzymali zgody właściciela obiektu na realizację tego typu pomiarów. Sumaryczną ocenę wskaźników jakości zasilania przedstawiono na rysunku 7.

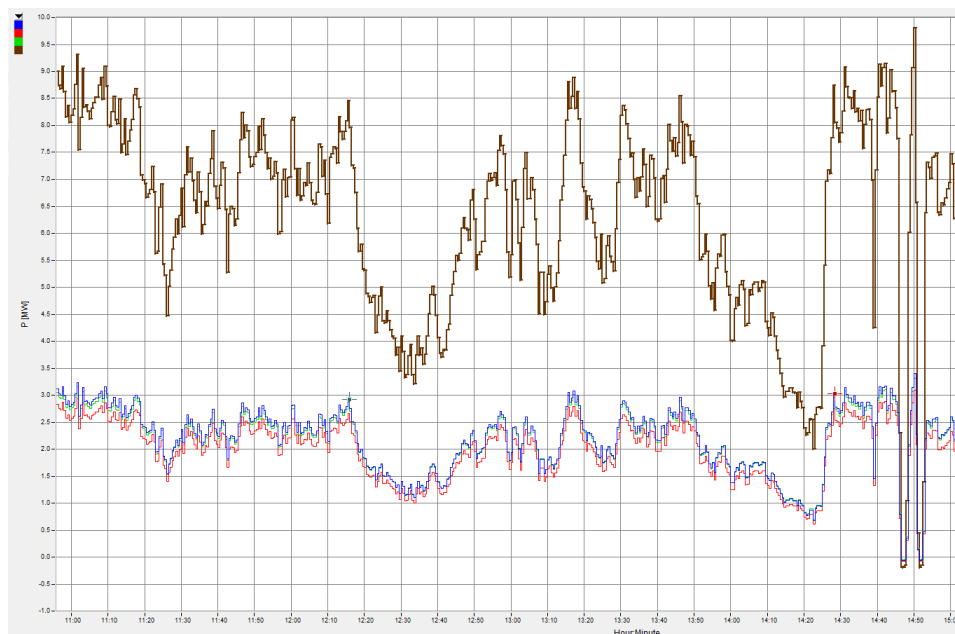


Rys. 7. Sumaryczna ocena jakości zasilania analizowanej farmy wiatrowej

3. Wyniki analizy w stanach dynamicznych

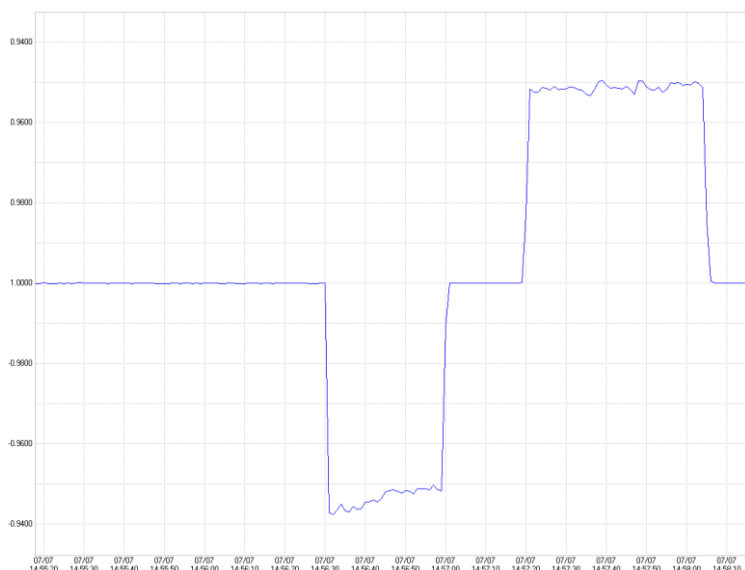
Przeprowadzone analizy dynamiczne związane były z oceną możliwości regulacji mocy czynnej farmy, współczynnika mocy, napięcia na szynach 110 kV oraz mocy biernej. Przeprowadzono także próby szybkiego odstawienia i uruchomienia farmy oraz jej awaryjnego wyłączenia. Pomiary wybranych wielkości elek-

trycznych przeprowadzono za pomocą mierników Fluke 1760 oraz Hioki 3198. Pomiary były rejestrowane po stronie 30 kV i 110 kV. W porównaniu do prób statycznych zmieniona została konfiguracja mierników, zwiększono częstotliwość próbkowania. Regulacja mocy czynnej polegała na powolnym zmniejszaniu mocy do wartości 50 % mocy wynikającej z aktualnej prędkości wiatru, następnie zwiększano moc czynną do wartości maksymalnej [5, 6]. Kolejna próba polegała na szybkim odstawieniu i uruchomieniu farmy wiatrowej w warunkach pracy normalnej (szybkie zmniejszanie mocy – „zjazd” z mocą do 0 MW a następnie wzrost mocy do wartości maksymalnej) oraz awaryjne wyłączenie farmy wiatrowej za pomocą wyłącznika po stronie 110 kV. Wszystkie opisane próby przedstawiono na rysunku 8.



Rys. 8. Przebieg mocy czynnej podczas realizacji prób dynamicznych (wartości dla poszczególnych faz i moc łączna – kolor brązowy)

Analiza pracy układu z regulacją współczynnika mocy (zmiana współczynnika mocy od 1 do 0,95 - charakter indukcyjny i pojemnościowy) – przy aktualnej mocy czynnej wynikającej z prędkości wiatru. Farma wiatrowa pracowała przy regulacji współczynnika mocy (domyślny sposób pracy farmy), który był ustawiony na wartość 1. Tryb regulacji mocy biernej polegał na utrzymaniu zadanego charakteru i wartości mocy biernej wprowadzanej do sieci [7]. Próby polegały na zmianie wartości współczynnika mocy od wartości 1 do wartości 0,95 pojemnościowego oraz od wartości 1 do wartości 0,95 indukcyjnego (rys. 9).



Rys. 9. Wpływ regulacji mocy biernej – zmiana współczynnika mocy

Próba regulacji napięcia polegała na zmianie generowanej mocy biernej FW. Zmiany napięcia spowodowane regulacją mocy biernej nie są duże mimo osiągnięcia wartości maksymalnych mocy biernej (charakter pojemnościowy i indukcyjny). Brak możliwości regulacji napięcia w szerszym zakresie wynika ze sztywności napięcia sieci 110 kV oraz stosunkowo małej mocy farmy – tego typu źródło nie jest w stanie wpływać w istotny sposób na napięcie sieci 110 kV. Mimo to zaobserwowano nieznaczny wpływ regulacji FW na wartość napięcia na szynach 110 kV (wzrost od wartości ok. 118 kV do wartości 119,2 kV podczas maksymalnej generacji mocy biernej).

4. Wnioski

Przedmiotem analizy była farma wiatrowa o łącznej mocy 10 MW. Pomiary parametrów jakościowych dotyczyły głównie wartości napięcia mierzonego w rozdzielni farmy, podczas jej współpracy z systemem (praca wyspowa farmy nie jest możliwa). Tym samym rejestrowana była jakość energii dostarczanej z farmy, jak i wpływ systemu elektroenergetycznego. Ewentualne negatywne czynniki zaburzające parametry jakościowe napięcia, a pochodzące od systemu były przypisywane farmie. Pomimo to ocena parametrów jakościowych jest pozytywna. Pomiary przeprowadzono w rozdzielni głównej 110 kV i w rozdzielni 30 kV (mierniki zasilane były z przekładników prądowych i przekładników napięciowych). Wartość napięcia zawiera się w granicach normy - parametry związane ze zmianami napięcia nie zostały przekroczone. Wartość wskaźnika długookresowego migotania światła, która wynika z pomiarów

10-minutowych nieznacznie przekroczyła wartości podanej w normie. Wartość współczynnika zawartości harmonicznych THD nie przekroczyła progu podanego w normie. Zawartość poszczególnych harmonicznych (parzystych jak i nieparzystych) nie przekroczyła wymaganych dla sieci 110 kV progów. Wartość graniczna współczynnika asymetrii napięciowej K_{2U} nie została przekroczona. Nie zanotowano także negatywnych zdarzeń związanych z parametrami napięcia zasilania. Brak również było krótkich i długich przerw w zasilaniu. Próby dynamiczne farmy przeprowadzono przy prędkościach wiatru pomiędzy 8 a 10 m/s. Podczas realizacji testów generacja mocy czynnej farmy była na poziomie 75–90 % mocy znamionowej. Ocena pracy farmy w stanach dynamicznych wypadła pozytywnie. Farma wiatrowa płynnie poddawała się regulacji mocy czynnej, zarówno przy zmianach powolnych jak podczas jej szybkiego odstawienia i załączenia. Nie zanotowano żadnych negatywnych skutków awaryjnego odstawienia farmy za pomocą wyłącznika po stronie 110 kV. Regulacja mocy biernej przebiegła prawidłowo, zarówno przy regulacji współczynnika mocy, regulacji mocy biernej, jak i napięcia. Podczas realizacji prób dynamicznych nie stwierdzono problemów z parametrami jakości zasilania – żaden ze wskaźników nie został przekroczony. Opracowana wcześniej ekspertyza przyłączeniowa nie wykazała negatywnego oddziaływania analizowanej farmy na system elektroenergetyczny. Potwierdzają to wykonane na obiekcie pomiary i analiza uzyskanych wyników.

Literatura

- [1] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Dz. U. Nr 93, poz. 623 z dnia 29 maja 2007 r.
- [2] IRIESD, PGE Dystrybucja S.A.
- [3] PN-EN 50160 Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach rozdzielczych.
- [4] PN-EN 61400-21 Turbozespoły wiatrowe. Część 21: Pomiar i ocena parametrów jakości energii dostarczanej przez turbozespoły wiatrowe przyłączone do sieci elektroenergetycznej.
- [5] Wancerz M., Miller P.: Praca źródeł fotowoltaicznych przy zmianach i zanikach napięcia w sieci nn. Rynek Energii. Nr 1/2017. ISSN 1425–5960.
- [6] Wancerz M., Miller P.: Reakcja systemu elektroenergetycznego na deficyt mocy czynnej - problematyka węzła bilansującego. Przegląd Elektrotechniczny, Nr 03/2015, s. 124 - 129. ISSN 0033–2097.
- [7] Kacejko P., Wancerz M., Pijarski P., Gryniewicz-Jaworska M.: Układ sterowania mocą bierną farmy wiatrowej wykorzystujący możliwości regulacyjne przekształtników, dławika zaczepowego oraz pojemność kabla zasilającego farmę. Przegląd Elektrotechniczny. 08/2016; s. 44–47. ISSN 0033-2097.

Barbara KASZOWSKA, Andrzej WŁÓCZYK

Politechnika Opolska

OGRANICZENIA MOŻLIWOŚCI WYPROWADZENIA MOCY Z ROZPROSZONYCH ŹRÓDEŁ ENERGII

Generacja rozproszona obejmuje źródła o małych mocach jednostkowych, przyłączanych najczęściej do sieci rozdzielczych krajowego systemu elektroenergetycznego (KSE). Źródła te przeważnie nie są traktowane jako zasilanie podstawowe odbiorców, natomiast ich przyłączenie stanowi problem w hierarchicznej i scentralizowanej strukturze kierowania pracą sieci elektroenergetycznej. Przyłączenie tych źródeł może powodować przede wszystkim zmiany w lokalnych przepływach mocy, a także zmiany poziomów napięć, warunków zwarciovych, może również zmieniać warunki stabilności pracy systemu oraz powodować zmiany strat mocy.

Ocena możliwości przyłączenia nowych jednostek wytwórczych opiera się na szczegółowej analizie (weryfikacji) wymagań określonych w Prawie energetycznym, rozporządzeniu systemowym oraz IRiESD. Brak ich spełnienia skutkuje oceną koniecznych zmian w infrastrukturze sieciowej lub ograniczeniem mocy przyłączeniowej planowanych źródeł.

W artykule przedstawiono często spotykane przypadki występujących problemów przy przyłączaniu do sieci SN źródeł rozproszonych o mocach przyłączeniowych od kilku do kilkudziesięciu megawatów.

Poruszono również problemy związane z eksploatacją rozproszonych źródeł energii, szczególnie w zakresie możliwych przekroczeń napięcia szczególnie w warunkach awaryjnych pracy sieci SN. Na przykładzie obliczeń wartości napięć w punktach przyłączenia źródeł oraz strat energii elektrycznej, omówiono niektóre aspekty wpływu przyłączenia źródła na pracę sieci rozdzielczej.

Referat powstał na bazie dotychczasowych doświadczeń autorów z zakresu analizy możliwości przyłączania rozproszonych źródeł energii do sieci elektroenergetycznej.

1. Klasyfikacja źródeł generacji rozproszonej

Generacja rozproszona obejmuje bardzo zróżnicowane źródła energii. Przykładowo, klasyfikację tych źródeł można przeprowadzić w zależności od mocy (tab.1), ze względu na ich rolę w zasilaniu odbiorców (tab. 2) lub też ze względu na technologię wytwarzania energii [1].

Tabela 1

Klasyfikacja źródeł generacji rozproszonej ze względu na wielkość mocy zainstalowanej [1]

Rodzaj źródła	Zakres mocy
Źródła bardzo małej mocy (mikrogeneracja)	do 5 kW
Źródła małej mocy	od 5 kW do 5 MW
Źródła średniej mocy	od 5 MW do 50 MW
Źródła dużej mocy	powyżej 50 MW

Klasyfikacja generacji rozproszonej ze względu na technologię wytwarzania energii:

- elektrownie wiatrowe,
- małe elektrownie wodne,
- ogniwa fotowoltaiczne,
- ogniwa paliwowe,
- małe elektrownie geotermalne,
- generatory napędzane silnikami spalinowymi lub małymi turbinami,
- małe i bardzo małe bloki skojarzone.

Klasyfikacja generacji rozproszonej ze względu na rolę w zasilaniu odbiorców [1]

Rodzaj pracy	Właściwości
Praca podstawowa	Maksymalizacja czasu wykorzystania mocy, praca przy mało zmiennych obciążeniach, poprawa jakości energii w pobliżu odbiorców, zmniejszenie strat przesyłowych
Praca szczytowa	Załączane do pracy w okresach największego zapotrzebowania, praca przy większej zmienności obciążeń
Praca wyspowa	Zasilanie wydzielonych obszarów nie połączonych z systemem, zasilanie niewielkich odbiorców
Źródła rezerwowe	Układy rezerwowego zasilania wrażliwych odbiorców
Praca w skojarzeniu	Jednoczesna produkcja energii elektrycznej i ciepła, uwzględnienie zmienności zapotrzebowania na oba czynniki, współpraca z systemem elektroenergetycznym, praca wymuszona przez zmienność zapotrzebowania na ciepło

2. Warunki przyłączenia źródła generacji rozproszonej do KSE

Podstawy prawne przyłączenia do systemu elektroenergetycznego

Przyłączenie źródeł generacji rozproszonej do sieci elektroenergetycznej wymaga przeprowadzenia analizy technicznej i ekonomicznej, która określa wpływ

tych źródeł na funkcjonowanie systemu. Pozytywny wynik takiej analizy warunkuje wydanie przez operatora systemu warunków przyłączenia.

Wymagania, jakie muszą być spełnione przez przyłączane do sieci rozproszone źródła energii w zakresie współpracy z KSE, wynikają m. in. z obowiązujących aktów prawnych i zasad obowiązujących w przedsiębiorstwach energetycznych [2, 3, 4, 5].

Wymagania techniczne i eksploatacyjne urządzeń przyłączanych do sieci elektroenergetycznej

Urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie oraz podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, muszą spełniać wymagania techniczne i eksploatacyjne, zapewniające [3, 5]:

1. bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego,
2. zabezpieczenie systemu elektroenergetycznego przed uszkodzeniami spowodowanymi niewłaściwą pracą przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci,
3. zabezpieczenie przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci przed uszkodzeniami w przypadku awarii lub wprowadzenia ograniczeń w poborze lub dostarczaniu energii,
4. dotrzymanie w miejscu przyłączenia urządzeń, instalacji i sieci parametrów jakościowych energii,
5. spełnienie wymagań w zakresie ochrony środowiska, określonych w odrębnych przepisach,
6. możliwość dokonywania pomiarów wielkości i parametrów niezbędnych do prowadzenia ruchu sieci oraz rozliczeń.

Podział na grupy podmiotów ubiegających się o przyłączenie oraz warunki przyłączenia do sieci

Podmioty przyłączane do sieci dzieli się na następujące grupy przyłączeniowe [2]:

grupa I - podmioty przyłączane bezpośrednio do sieci przesyłowej,

grupa II - podmioty przyłączane bezpośrednio do sieci rozdzielczej, o napięciu znamionowym 110 kV, oraz podmioty przyłączane do sieci rozdzielczej, które wymagają dostaw energii elektrycznej o parametrach innych niż standardowe, albo podmioty posiadające jednostki wytwórcze współpracujące z siecią,

grupa III - podmioty przyłączane bezpośrednio do sieci rozdzielczej, o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, lecz niższym niż 110 kV,

grupa IV - podmioty przyłączane bezpośrednio do sieci rozdzielczej, o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej większej od

40 kW lub prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego w torze prądowym większym od 63 A,

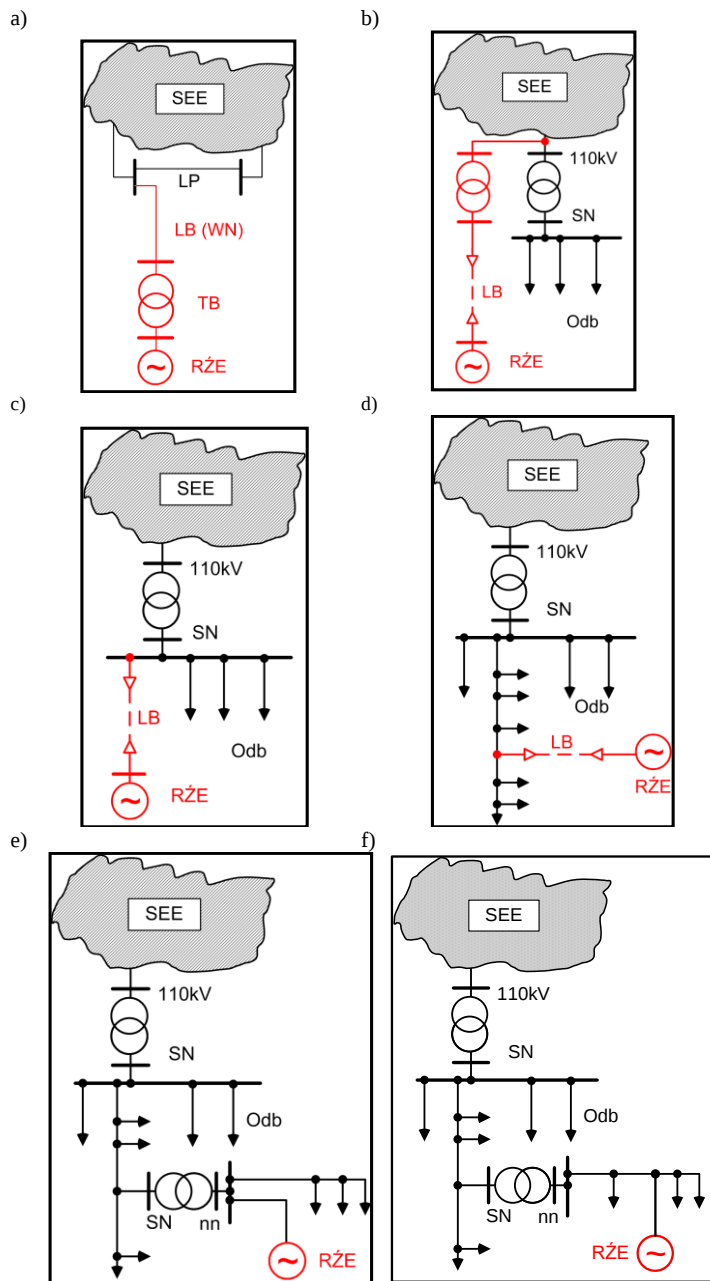
grupa V - podmioty przyłączane bezpośrednio do sieci rozdzielczej, o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej nie większej niż 40 kW i prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego nie większym niż 63 A,

grupa VI - podmioty przyłączane do sieci poprzez tymczasowe przyłącze, które będzie zgodnie z umową zastąpione przyłączem docelowym, lub podmioty przyłączone do sieci na czas określony, lecz nie dłuższy niż 1 rok.

Rozproszone źródła energii należą najczęściej do grupy III, mogą również należeć do grupy II (źródła dużej mocy) oraz IV (źródła małej mocy i mikroźródła). Miejsce przyłączenia źródła do sieci elektroenergetycznej oraz jego moc warunkują zakres przeprowadzanych analiz technicznych oraz podmiot wykonujący te analizy.

3. Układy wyprowadzenia mocy

Rozproszone źródła generacji można przyłączyć w różnych miejscach sieci rozdzielczej. Ich usytuowanie zależy przede wszystkim od mocy, a także od konfiguracji i lokalnych warunków pracy sieci. Na rys. 1 przedstawiono możliwe układy wyprowadzenia mocy z rozproszonych źródeł generacji. Rys. 1a przedstawia układ wyprowadzenia mocy ze źródła o dużej mocy przyłączeniowej. Źródło przyłączone jest do sieci przesyłowej za pomocą transformatora blokowego (TB) oraz linii blokowej (LB) wysokiego napięcia (WN). Rysunek 1b przedstawia układ wyprowadzenia mocy ze źródła o dużej lub średniej mocy przyłączeniowej. Źródło jest przyłączone linią blokową średniego napięcia (SN) do wydzielonego transformatora 110 kV/SN. Na rysunkach 1c i 1d pokazano układy wyprowadzenia mocy ze źródła o średniej lub małej mocy przyłączeniowej. Moc wyprowadzona jest ze źródła linią blokową średniego napięcia, przy czym linia blokowa może być przyłączona bezpośrednio do szyn zbiorczych SN (rys. 1c) stacji 110 kV/SN (GPZ) lub do ciągu sieciowego SN (rys. 1d). Konfiguracja układu wyprowadzenia mocy zależy od lokalizacji źródła względem stacji 110 kV/SN. Rys. 4e i 4f przedstawiają układy wyprowadzenia mocy ze źródła generacji o małej lub bardzo małej mocy przyłączeniowej. Źródło przyłącza się do szyn zbiorczych niskiego napięcia (nn) w stacjach SN/nn lub w głębi sieci nn.



Rys. 1. Układy wyprowadzenia mocy z rozproszonych źródeł energii

LB linia blokowa, TB transformator blokowy, RZE - rozproszone źródła energii, SEE - system elektroenergetyczny [źródło: opracowanie własne]

4. Analiza efektów przyłączenia nowych źródeł energii

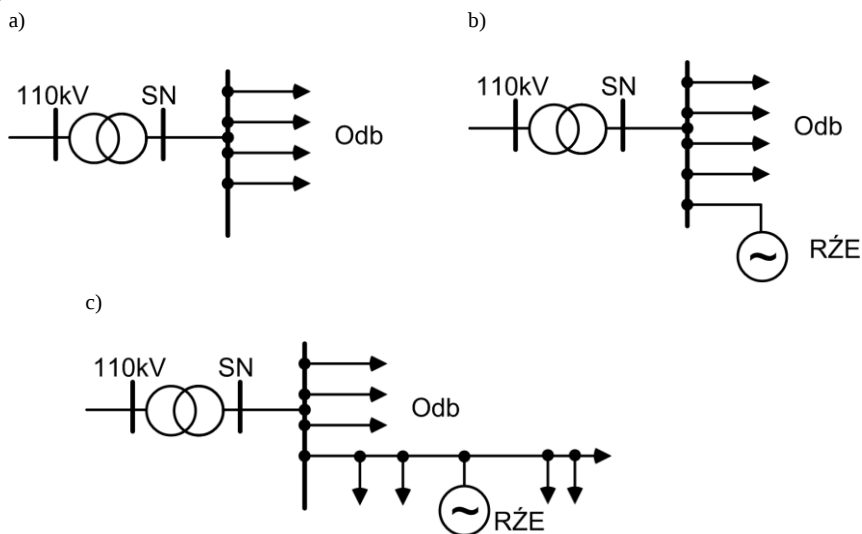
Analizując efekty przyłączenia nowych rozproszonych źródeł energii można rozważać różne czynniki wpływające na pracę sieci, do której będą przyłączone nowe źródła. Takimi czynnikami, które powinno się m. in. przeanalizować, są:

- straty mocy w sieci dystrybucyjnej,
- zmiany napięcia, które występują w sieci po włączeniu źródła.

Przykładowo, przeanalizowano wielkość strat mocy czynnej w sieci rozdzielczej SN dla trzech przypadków, przedstawionych na rysunku 2 przy przyłączeniu źródła o mocy z zakresu $0 \div 10 \text{ MW}$:

- a) układ bez źródeł rozproszonych - rys. 2a,
- b) układ z przyłączonym źródłem do szyn SN w GPZ (PCC1) -rys. 2b,
- c) układ z przyłączonym źródłem w głębi sieci rozdzielczej SN – do linii SN (PCC2) - rys. 2c).

Obciążenie minimalne transformatora 110kV/15kV wynosiło 2,7MW, obciążenie maksymalne – 7,6MW.



Rys. 2. Schematy układu do obliczeń strat mocy i energii elektroenergetycznego [źródło: opracowanie własne]

- a) układ bez rozproszonych źródeł energii, b) źródło energii włączone w stacji 110 kV/SN (PCC1), c) źródło energii włączone w sieci SN (PCC2)

Wybrane wyniki obliczeń zamieszczono w tablicach 3 i 4 oraz na rys. 3–6.

Na podstawie wyników obliczeń stwierdzono, że najmniejsze całkowite straty mocy w sieci SN powstają wtedy, gdy moc przyłączeniowa źródła jest zbliżona do mocy pobieranej przez odbiorców. Jest to ogólna prawidłowość, która

zapewnia ekonomiczną pracę sieci rozdzielczej w danej konfiguracji (najmniejsze koszty strat energii).

Wartości bezwzględne procentowych zmian napięcia w PCC po załączeniu lub wyłączeniu źródła jest tym większa, im większa jest moc przyłączeniowa źródła, przy czym zwłaszcza w przypadku przyłączania źródła do linii SN zmiany te mogą osiągać niedopuszczalne wartości.

Biorąc pod uwagę zmienność wartości mocy pobieranej przez odbiorców, w celu określenia wielkości mocy przyłączeniowej źródła, należy dla konkretnych warunków pracy sieci przeanalizować wielkość rocznych strat energii. Wydaje się, że poprawny może być warunek osiągnięcia minimalnych wartości strat energii przy określonej zmienności obciążenia sieci (profil obciążenia odbiorców, obciążenie szczytowe, czas użytkowania mocy szczytowej).

Tabela 3

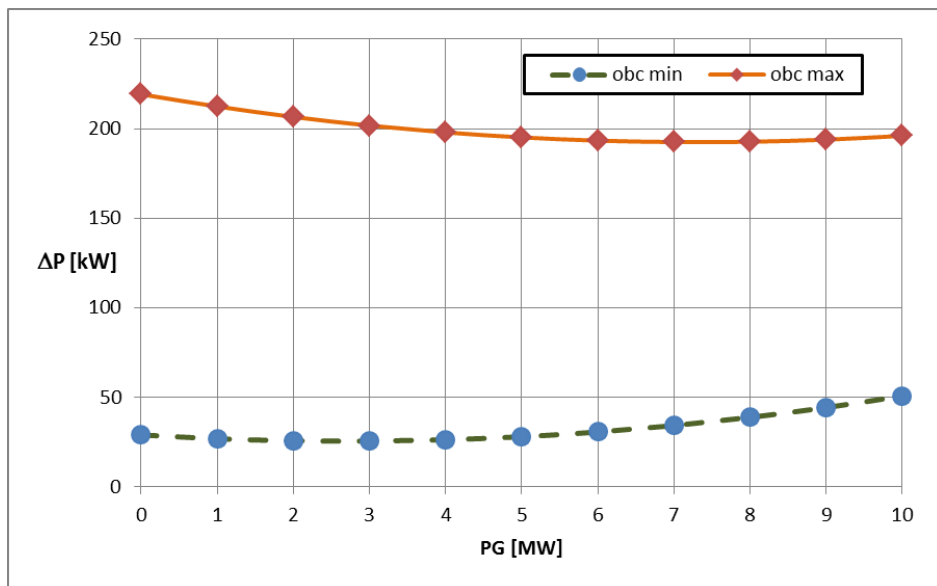
Wyniki obliczeń strat mocy oraz zmian napięcia w GPZ w analizowanej sieci SN elektroenergetycznego przy przyłączeniu źródła w GPZ (PCC1) [źródło: opracowanie własne]

Źródło energii Moc [MW]	Straty całkowite mocy w sieci SN przy obciążeniu minimalnym [kW]	Straty całkowite mocy w sieci SN przy obciążeniu maksymalnym [kW]	Zmiana napię- cia w GPZ przy obciążeniu mi- nimalnym [%]	Zmiana napię- cia w GPZ przy obciążeniu maksymalnym [%]
0	29,104	219,247	0	0
1	26,989	212,403	-0,06	-0,09
2	25,834	206,58	-0,12	-0,18
3	25,634	201,771	-0,16	-0,26
4	26,386	197,969	-0,21	-0,33
5	28,089	195,169	-0,24	-0,39
6	30,741	193,365	-0,28	-0,46
7	34,34	192,554	-0,30	-0,51
8	38,888	192,73	-0,32	-0,56
9	44,383	193,893	-0,34	-0,60
10	50,828	196,039	-0,34	-0,63

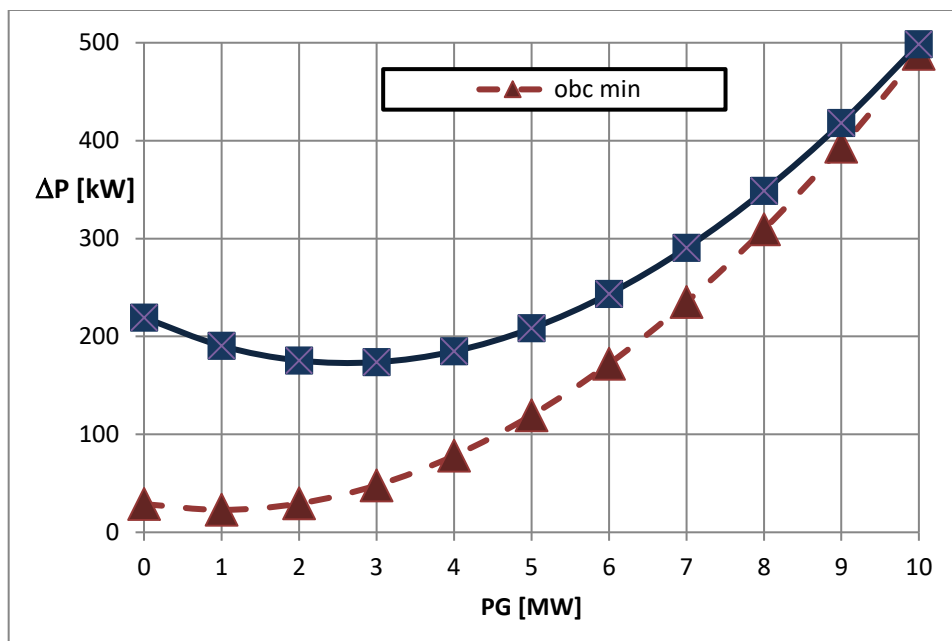
Tabela 4

Wyniki obliczeń strat mocy oraz zmian napięcia w GPZ w analizowanej sieci SN elektroenergetycznego przy przyłączeniu źródła w do linii SN (PCC2) [źródło: opracowanie własne]

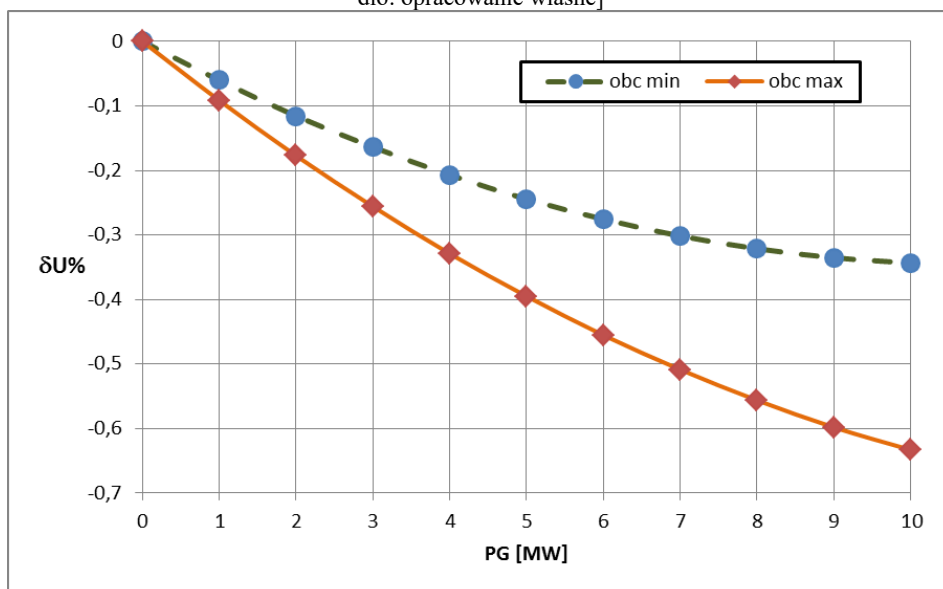
Źródło energii Moc [MW]	Straty całkowite mocy w sieci SN przy obciążeniu minimalnym [kW]	Straty całkowite mocy w sieci SN przy obciążeniu maksymalnym [kW]	Zmiana napię- cia w GPZ przy obciążeniu mi- nimalnym [%]	Zmiana napię- cia w GPZ przy obciążeniu maksymalnym [%]
0	28,792	219,247	0	0
1	22,892	190,409	-0,65	-0,77
2	29,412	175,457	-1,26	-1,49
3	47,919	173,773	-1,84	-2,17
4	78,047	184,833	-2,38	-2,81
5	119,485	208,193	-2,89	-3,41
6	171,971	243,475	-3,37	-3,98
7	235,289	290,364	-3,81	-4,51
8	309,264	348,598	-4,23	-5,00
9	393,757	417,962	-4,62	-5,46
10	488,667	498,287	-4,98	-5,89



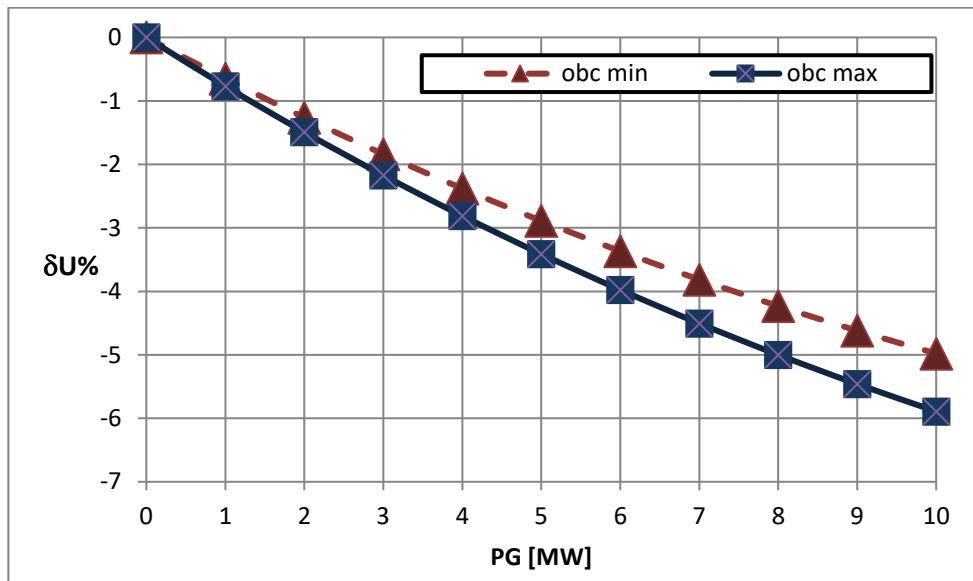
Rys. 3. Całkowite straty mocy w sieci rozdzielczej SN w zależności od mocy przyłączeniowej źródła energii przyłączonego w GPZ (PCC1) przy obciążeniu minimalnym i maksymalnym [źródło: opracowanie własne]



Rys. 4. Całkowite straty mocy w sieci rozdzielczej SN w zależności od mocy przyłączeniowej źródła energii przyłączonego do linii SN (PCC2) przy obciążeniu minimalnym i maksymalnym [źródło: opracowanie własne]



Rys. 5. Procentowa zmiana napięcia w punkcie przyłączenia źródła w zależności od mocy przyłączeniowej źródła energii dla źródła przyłączonego w GPZ (PCC1)[źródło: opracowanie własne]



Rys. 6. Procentowa zmiana napięcia w punkcie przyłączenia źródła w zależności od mocy przyłączeniowej źródła energii dla źródła przyłączonego do linii SN (PCC2)
[źródło: opracowanie własne]

5. Analiza techniczna nowo przyłączanego źródła energii

Proces inwestycyjny obejmuje wiele etapów. Jednym z nich jest analiza wpływu źródła energii na pracę systemu elektroenergetycznego, na podstawie której wydawane są techniczne warunki przyłączenia. Zgodnie z [3]:

Art. 6.1. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci, zwany dalej „wnioskodawcą”, składa wniosek o określenie warunków przyłączenia w przedsiębiorstwie energetycznym zajmującym się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, do którego sieci ubiega się o przyłączenie.

Zgodnie z [5], urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie oraz podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej danej spółki dystrybucyjnej nie mogą wprowadzać do sieci zaburzeń parametrów technicznych energii elektrycznej powyżej dopuszczalnych poziomów określonych w warunkach przyłączenia (...), powodujących pogorszenie parametrów jakościowych energii elektrycznej (...).

Spółka dystrybucyjna określa warunki przyłączenia do sieci dla jednostek wytwórczych, w tym ustala do sieci o jakim poziomie napięcia znamionowego

należy przyłączyć jednostki wytwórcze, w zależności od wielkości mocy przyłączeniowej i lokalnych warunków pracy sieci dystrybucyjnej oraz z uwzględnieniem wyników ekspertyzy wpływu przyłączonych instalacji na system elektroenergetyczny.

W przypadku urządzeń, instalacji lub sieci przyłączanych bezpośrednio do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV sporządza się ekspertyzę wpływu tych urządzeń, instalacji lub sieci na system elektroenergetyczny, z wyjątkiem przyłączanych jednostek wytwórczych o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW, lub urządzeń odbiorcy końcowego o łącznej mocy przyłączeniowej nie większej niż 5 MW. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej zapewnia sporządzenie ekspertyzy.

6.1 Kryteria techniczne oceny możliwości przyłączenia źródeł wytwórczych do sieci dystrybucyjnej SN [6, 7]

Zadaniem ekspertyzy dotyczącej wpływu nowoprzyłączanego źródła energii na pracę systemu elektroenergetycznego jest weryfikacja możliwości przyłączenia tego źródła do sieci elektroenergetycznej. Ekspertyza powinna odpowiedzieć na pytanie - czy przyłączenie źródła do sieci nie spowoduje wystąpienia zagrożeń prawidłowego funkcjonowania KSE oraz wskazać inwestycje i zmiany w strukturze sieci, które są niezbędne do jej prawidłowego funkcjonowania po włączeniu źródła.

1. Spełnienie standardów jakości energii elektrycznej

1.1. Ocena odkształceń napięcia

W przypadku rozpatrywania przyłączenia źródła wytwórczego w głębi sieci SN (do linii napowietrznej, linii kablowej lub do rozdzielni sieciowej SN/nn) obliczenia powyższe wykonuje się dla punktu przyłączenia PCC, a także dla szyn SN GPZ/RPZ.

W obliczeniach uwzględnia się:

- moce przyłączonych i planowanych do przyłączenia źródeł wytwórczych w sieci WN (tzw. „źródła zewnętrzne” analizowanego GPZ/RPZ tj. FW i EPV),
- moce przyłączonych i planowanych do przyłączenia źródeł wytwórczych po stronie SN rozpatrywanego GPZ/RPZ,
- konfigurację sieci dystrybucyjnej WN w bezpośrednim sąsiedztwie analizowanego GPZ/RPZ oraz sieci SN zasilanej z rozpatrywanego węzła SN,

- emisję harmonicznych i interharmonicznych przez przyłączone i planowane do przyłączenia źródła wytwórcze.

Obecność harmonicznych napięcia (współczynnik odkształcenia indywidualnej harmonicznej napięcia rzędu h) w PCC o rzędach od 2 do 50 wyznacza się w stosunku do harmonicznej podstawowej (współczynnik iHD_u).

1.2. Ocena wahań napięcia

Przy ocenie wahań napięcia w miejscu przyłączenia określone są, tylko dla farm wiatrowych (FW), następujące charakterystyczne wielkości zgodnie z normą PN-EN 61400- 21:

- wskaźnik migotania światła P_{st} , P_{lt} , przy pracy ciągłej,
- wskaźnik migotania światła P_{st} , P_{lt} , z uwzględnieniem wpływu procesów łączeniowych,
- względna zmiana napięcia „ d ” wskutek procesu łączeniowego **pojedynczej** elektrowni wiatrowej, przy pracy ciągłej oraz przy procesach łączeniowych na podstawie następujących danych zawartych w raportach z badań jakości energii generowanej przez elektrownie wiatrowe.

1.3. Ocena wyników przeprowadzanej analizy standardów jakości energii

Uznaje się, że kryterium jest spełnione, gdy wyznaczone w stanach normalnych i w stanie „ $n-1$ ” pracy transformatorów w GPZ/RPZ, wartości następujących wielkości spełniają w PCC i w węźle bilansowym SN GPZ-u (jeżeli źródło przyłączone jest w głębi sieci SN) poniższe nierówności:

- a. całkowitego współczynnika odkształcenia napięcia:

$$THD_u \leq 4\%,$$

- b. współczynnik odkształcenia indywidualnych harmonicznych napięcia (do 40):

$$iHD_u \leq 1,5\%,$$

- c. wskaźniki krótkookresowego i długookresowego migotania światła:

$$P_{st} \leq 0,45 \text{ i } P_{lt} \leq 0,35,$$

- d. względną zmianę napięcia wskutek procesu łączeniowego pojedynczej elektrowni wiatrowej:

$$d \leq 2,5\%.$$

W przypadku braku spełnienia jednej z powyższych nierówności, wniosek kwalifikowany jest do odmowy wydania warunków przyłączenia z powodu braku warunków technicznych.

Weryfikacja kryterium jakości energii elektrycznej wymaga wykonania wcześniejszego pomiaru jakości energii elektrycznej w istniejącej sieci (w miejscu przyłączenia) oraz uwzględnienia jednostek wytwórczych planowanych do

przyłączenia oraz odbiorców energii (z ważnymi warunkami przyłączenia), mogących powodować pogorszenie parametrów jakościowych – brak danych o takich podmiotach.

W związku z powyższym oraz w celu nieprzekroczenia ustawowego terminu wydania warunków przyłączenia, nie jest wymagane wykonanie takiej analizy. Natomiast minimalnym wymaganiem przy określaniu warunków przyłączenia jest przedstawienie przez wnioskodawcę odpowiednich certyfikatów potwierdzających zgodność z obowiązującymi wymaganiami z zakresu jakości energii elektrycznej oraz certyfikatu jakości energii elektrycznej oraz określenie poziomu THD napięcia w miejscu przyłączenia źródła.

2. Spełnienie warunków zwarciovych

W zakresie spełnienia warunków zwarciovych obliczenia przeprowadza się w celu sprawdzenia:

- a. zdolności elementów sieci (linii napowietrznych i kablowych SN) do bezpiecznego przeniesienia cieplnych obciążeń zwarciovych do czasu skutecznego wyłączenia zwarcia, określonego nastawami czasowymi zabezpieczeń, czasami własnymi zabezpieczeń oraz czasami zadziałania wyłączników,
- b. zdolności wyłączeniowej aparatury zainstalowanej w polach SN GPZ/RPZ.

Dla potrzeb wyznaczenia wartości mocy zwarciovych po stronie SN GPZ/RPZ przyjmuje się następujące założenia i dane wejściowe:

- moc zwarciovą na szynach zbiorczych rozdzielni WN GPZ/RPZ określaną na podstawie aktualnych danych dla układów normalnych (zima/lato) przekazywanych cyklicznie przez PSE S.A., z uwzględnieniem zmian w układzie pracy sieci jakie mogą wystąpić w związku z realizacją obowiązującego Planu Rozwoju lub projektu Planu Rozwoju Spółki. Ponieważ wpływ planowanych do przyłączenia jednostek wytwórczych do rozdzielni 110 kV na moc zwarciovą w sieci SN jest niewielki, w wyznaczaniu maksymalnej mocy zwarciovej w sieci SN pomija się te źródła,
- dla określenia mogących wystąpić wartości maksymalnych mocy zwarciovych przyjmuje się, że wszystkie linie 110 kV wprowadzone do rozdzielni WN GPZ/RPZ oraz łącznik szyn są załączone; należy przy tym uwzględniać jednostki wytwórcze przyłączone i planowane do przyłączenia w sieci SN zasilanej z danego GPZ-tu,
- dla potrzeb obliczenia wartości minimalnych mocy zwarciovych przyjmuje się stan z załączoną jedną linią 110 kV o najmniejszym udziale mocy zwarciovej,

- przyłączone jednostki wytwórcze do sieci 110 kV są uwzględnione w wyznaczanych mocach zwarciovych w układzie normalnej pracy sieci,
- w przypadku, gdy w obliczeniach o których mowa wyżej nie uwzględniono źródeł wytwórczych przyłączonych lub planowanych do przyłączenia w obrębie rozpatrywanej stacji transformatorowej WN/SN, wyznacza się dodatkowy udział mocy zwarciovej zwiększający jej poziom wynikający z pracy tych źródeł, w przypadku braku danych w zakresie parametrów technicznych źródeł wytwórczych ich udział w mocy zwarciovej należy wyznaczyć na podstawie danych zawartych w załączniku nr 1 do [6].

Badaniami odporności elementów liniowych sieci SN na zakłócenia zwarciove obejmuje się wszystkie linie wyprowadzone z rozdzielni SN rozpatrywanego GPZ/RPZ (ciągi główne bez odgałęzienia). Obliczenia wykonuje się bez i z badanym planowanym do przyłączenia źródłem wytwórczym dla aktualnego normalnego układu pracy linii SN oraz bez i z uwzględnieniem zadań inwestycyjnych wynikających z obowiązującego Planu Rozwoju lub projektu Planu Rozwoju Spółki.

W zakresie wyznaczania wartości wielkości zwarciovych na szynach SN analizowanego GPZ-u przyjmuje się, że wartości te wyznacza się dla dwóch konfiguracji tj.: maksymalnej i minimalnej. W zakresie obliczeń zwarciovych mających na celu określenie zagrożenia cieplnego elementów liniowych sieci SN wykonuje się obliczenia dla konfiguracji maksymalnej.

Dopuszczalne oddziaływanie cieplne dla elementów liniowych sieci SN (linii napowietrznych i kablowych) przyjęto jako dopuszczalne wartości maksymalnego początkowego prądu zwarciovej, wyznaczanego dla typowych czasów likwidacji zwarć i jednosekundowego dopuszczalnego cieplnego prądu zwarciovej. Wartości te określone są przy założeniu, że temperatura obiektu w chwili zwarcia jest równa dopuszczalnej temperaturze długotrwałej z uwzględnieniem temperatury otoczenia w obszarze nasłonecznionym lub temperatury gruntu w okresie letnim. Powyższe wartości podawane są w katalogach producentów kabli i przewodów.

W obliczeniach przyjmuje się czasy nastaw zabezpieczeń (w tym SPZ) zgodnie z dokumentacją techniczną OSD. W przypadku braku takich informacji przyjmuje się czasy średnie zawarte w załączniku nr 2 do [6].

Zdolność wyłączeniowa aparatury łączeniowej określana jest na podstawie parametrów wyłączników zgodnie z dokumentacją techniczną OSD. Prąd wyłą-

czalny aparatury musi być większy niż maksymalny prąd wyłączeniowy symetryczny na szynach SN, po uwzględnieniu udziału źródeł wytwórczych wskazanych w mapie generacji.

W przypadku konieczności przeprowadzenia prac inwestycyjnych związanych z dostosowaniem wytrzymałości pracujących urządzeń i instalacji do nowych parametrów zwarciovych wykraczających poza zakres przewidziany w Planie Rozwoju Spółki, wniosek kwalifikowany jest do odmowy wydania warunków przyłączenia z powodu braku warunków technicznych i ekonomicznych.

3. Spełnienie warunku dopuszczalnych zmian napięcia

3.1. Dopuszczalne zmiany napięcia w stanie normalnej pracy sieci SN

W zakresie zmian napięcia, przy dołączeniu źródeł wytwórczych do sieci SN, badania obejmują analizę wpływu przyłączenia źródła na:

- zmiany napięcia w miejscu przyłączenia PCC spowodowane pracą źródeł wytwórczych w zakresie niedopuszczalnych wolnych zmian napięcia,
- załączenia lub wyłączenia przedmiotowych źródeł wytwórczych w zakresie niedopuszczalnych szybkich zmian napięcia.

Rozpatruje się dwa przypadki przyłączenia źródeł wytwórczych:

1. Bezpośrednio do szyn rozdzielni SN GPZ/RPZ za pomocą abonenckiej linii SN

2. W głębi ciągów liniowych SN wychodzących z GPZ/RPZ.

W pierwszym przypadku zakłada się, że w czasie normalnej pracy, napięcie na szynach rozdzielni SN GPZ/RPZ po przyłączeniu źródła wytwórczego, powinno zmieniać się tylko w zakresie jednego stopnia (zaczepu) regulacji transformatora WN/SN.

Zmianę statyczną napięcia Δu_a na szynach rozdzielni SN wyznacza się w stanie normalnej pracy określając poziomy napięcie dla dwóch stanów pracy sieci: z pracującym źródłem (-ami) oraz dla stanu bez źródła (-eł). W obliczeniach bierze się pod uwagę źródła dużej zmienności generacji tj. FW i EPV. Różnica napięć w punkcie przyłączenia PCC dla tych dwóch stanów jest szukaną zmianą napięcia Δu_a .

Do analizy należy przyjąć średnie obciążenie GPZ-tu, współczynnik mocy dla odbioru energii elektrycznej $\text{tg}\varphi = 0, 4_{\text{ind}}$, współczynnik mocy dla wytwórcy $\text{tg}\varphi = 0, 4_{\text{poj}}$. Obliczenia należy wykonać uwzględniając wszystkie źródła przyłączone do danej sekcji GPZ-tu.

W drugim przypadku rozpatrywanego przyłączenia źródła wytwórczego bezpośrednio do sieci SN tj. do linii napowietrznych lub kablowych oraz rozdzielni sieciowych SN/nn kryterium napięciowe opiera się o analizę poziomu napięcia

w rozpatrywanym ciągu SN w celu umożliwienia wyprowadzenia pełnej mocy z planowanego do przyłączenia źródła wytwórczego. Analiza obejmuje również wpływ przyłączenia rozpatrywanego źródła wytwórczego na odbiorców przyłączonych do przedmiotowego ciągu liniowego SN oraz na pracę przyłączonych i/lub planowanych do przyłączenia innych źródeł wytwórczych ze względu na poziomy napięcie.

W analizie należy przyjąć obciążenie stacji SN/nN na poziomie 30% mocy znamionowej transformatora oraz uwzględnić inne posiadane informacje dotyczące obciążenia (duże odbiory, pomiary bilansujące). Analizę wykonuje się dla układu normalnego pracy sieci.

3.2. Dopuszczalne zmiany napięcia przy nagłym odłączeniu i załączeniu źródeł wytwórczych

Przyjmuje się, że zmiany napięcia powstałe w punktach przyłączenia PCC przy nagłym odłączeniu lub załączeniu źródeł wytwórczych nie prowadzą do niedopuszczalnych oddziaływań na sieć.

Analizę wykonuje się metodą symulacyjną na przygotowanym modelu analizowanej sieci. Przy nagłym, głównie odłączeniu jednego lub równocześnie wielu źródeł wytwórczych w jednym punkcie przyłączenia (PCC) do sieci, zmiana napięcia w każdym punkcie sieci powinna być ograniczona do $d_d \leq 3\%$. Bierze się przy tym pod uwagę wszystkie źródła wytwórcze (w tym EB charakteryzujące się małą zmiennością generacji), które mogą zostać odłączone z pracy bądź też wyłączone jednocześnie wskutek zadziałania np. zabezpieczeń.

3.3. Ocena wyników przeprowadzanej analizy dopuszczalnych zmian napięcia

Uznaje się, że kryterium napięciowe jest spełnione, gdy :

- a. Zmiany napięcia na szynach rozdzielni SN GPZ/RPZ , powodowane przez źródła wytwórcze o dużej zmienności generacji (FW, EPV) wskazane w mapie generacji przyłączone do szyn rozdzielni SN , w stosunku do napięcia w sieci pracującej bez tych źródeł:

$$\Delta U_a \leq 2\%.$$

- b. Wartość napięcia dla każdego węzła ciągu liniowego SN, dla źródeł wytwórczych przyłączanych w głębi przedmiotowego ciągu, nie przekroczy $\pm 10\%$ U_n sieci.
- c. Zmiany napięcia spowodowane nagłym odłączeniem lub załączeniem całych lub funkcjonalnych części źródeł wytwórczych (farmy, elektrowni):

$$d_d \leq 3\%.$$

W przypadku braku spełnienia jednej z powyższych nierówności i/lub wymagań w zakresie przyłączenia do linii napowietrznych, kablowych lub rozdzielni sieciowych SN, wniosek kwalifikowany jest do odmowy wydania warunków przyłączenia.

4. Spełnienie zapasu mocy w węźle WN/SN

W zakresie spełnienia kryterium zapasu mocy w węźle WN/SN porównuje się moc jednostki transformatorowej zasilającej rozdzielnię SN powiększoną o minimalne łączne obciążenie mocą czynną transformatora $P_{\min_obciążenie\ GPZ}$, określone przez OSD, z sumą mocy czynnych źródeł wytwórczych pracujących i planowanych do przyłączenia do sieci SN GPZ/RDZ.

Oceny dokonuje się dla stanu pracy (n-1) GPZ/RPZ tj. przy pracy jednego transformatora o najmniejszej mocy zakładając, że długotrwały stopień obciążenia transformatora WN/SN nie może przekroczyć 100%. Wówczas maksymalna moc czynna źródeł wytwórczych przyłączonych i planowanych do przyłączenia do sieci SN GPZ/RPZ nie powinna być większa od sumy mocy znamionowej pozornej transformatora (pomniejszonej o założony $\cos\varphi$ odbioru) oraz minimalnego obciążenia mocą czynną transformatora określonego przez OSD:

$$P(\text{dopuszczalna moc źródeł}) \leq \text{Strafo} \cdot \cos\varphi + P_{\min_obciążenie\ GPZ}$$

Współczynnik $\cos\varphi$ odpowiada $\tan\varphi = 0,4$ odbioru.

Wartość $P_{\min_obciążenie\ GPZ}$ wyznacza się dla obciążenia całego GPZ-tu, tzn. sumy obciążeń poszczególnych sekcji wg wzoru

$$P_{\min_obciążenie\ GPZ} = \frac{\sum 100 \text{ wartości minimalnych większych od } 0}{100}$$

W przypadku, gdy obciążenie GPZ-tu przyjmuje wartości ujemne, jako wartość $P_{\min_obciążenie\ GPZ}$ należy przyjąć 0. Źródłem danych do wyznaczania wartości $P_{\min_obciążenie\ GPZ}$ jest zbiór danych pomiarowych z układów pomiarowych zabudowanych na transformatorze lub dane z systemu SCADA za okres jednego roku.

Uznaje się, że kryterium jest spełnione, gdy spełniona jest powyższa nierówność. Tym samym kryterium jest spełnione, gdy omawiana analiza wykaże brak konieczności przeprowadzenia prac inwestycyjnych polegających na wymianie istniejącej jednostki transformatorowej WN/SN na jednostkę o większej mocy lub na jednostkę o innych parametrach technicznych, chyba że wykonanie tych prac przewidziane jest w obowiązującym Planie rozwoju lub projekcie Planu rozwoju Spółki.

6.2. Ocena końcowa możliwości przyłączenia źródeł wytwórczych do sieci dystrybucyjnej SN

W przypadku braku spełnienia jakiegokolwiek z kryteriów opisanych w pkt. 6.1 wniosek kwalifikowany jest do odmowy wydania warunków przyłączenia.

Zgodnie z zapisami art. 7 ust. 8d PE w przypadku braku technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia, w zakresie mocy przyłączeniowej określonej we wniosku o określenie warunków przyłączenia odnawialnego źródła energii (OZE), przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej zobowiązane jest powiadomić podmiot ubiegający się o przyłączenie, o wartości dostępnej mocy przyłączeniowej, dla jakiej mogą być spełnione te warunki.

W związku z powyższym, w przypadku braku spełnienia dla mocy przyłączeniowej, określonej we wniosku o wydanie warunków przyłączenia, kryteriów opisanych w rozdz. 3.4, analizę należy przeprowadzić ponownie w celu wyznaczenia wartości dostępnej mocy. W przypadku uzyskania dla badanych kryteriów różnych wartości dostępnej mocy należy przyjąć, że ostateczna wartość dostępnej mocy stanowi najmniejszą wartość mocy wyznaczonej z badanych kryteriów.

7. Ograniczenia mocy zainstalowanej planowanych źródeł rozproszonych

Autorzy wykonali szereg ekspertyz określających wpływ przyłączenia rozproszonych źródeł energii na pracę krajowego systemu elektroenergetycznego. Były to źródła energii, dla których inwestorzy wystąpili do spółek dystrybucyjnych o wydanie warunków przyłączenia, o mocach przyłączeniowych od 2,0 MW do 42,0 MW. Ekspertyzy były wykonywane z uwzględnieniem zasad opisanych w rozdziale 6. Ekspertyzy wykazywały, jaka moc może być przyłączona w rozważanych PCC przy spełnieniu wszystkich wymienionych kryteriów. Punkty przyłączenia rozważanych elektrowni były zlokalizowane w głębi sieci (przyłączenie do istniejących linii SN) lub w stacjach 110kV/SN. W przypadku większych wartości mocy przyłączeniowych elektrowni, przyłączenie może wymagać budowy dedykowanej rozdzielni sieciowej (RS).

Wyniki wykonanych ekspertyz wskazują, że:

1. Przyłączenie planowanej elektrowni do linii SN wymaga w niektórych przypadkach ograniczenia mocy przyłączeniowej ze względu na:
 - brak możliwości utrzymania właściwego poziomu napięcia w linii SN, na której zlokalizowano PCC, zwłaszcza gdy linia SN napięcia jest mało obciążona,

- zbyt niską wytrzymałość zwarciovą przewodów, z których zbudowana jest linia SN,
 - zbyt niską obciążalność prądową przewodów linii SN.
 - Przyłączenie elektrowni z planowaną mocą przyłączeniową może mieć miejsce po przeprowadzeniu modernizacji linii SN. Jeśli taka modernizacja nie jest możliwa, moc przyłączeniowa elektrowni musi zostać ograniczona.
2. Przyłączenie elektrowni z pełną planowaną mocą przyłączeniową jest najczęściej możliwe bezpośrednio do GPZ-tu. Wymaga to jednak budowy dedykowanej linii SN, często o długości kilkunastu kilometrów. Zdarzają się przypadki konieczności budowy linii dedykowanej
- dwutorowej z każdym torem przyłączonym do innej sekcji szyn zbiorczych SN,
 - dwóch linii SN, każdej przyłączonej do innego GPZ-tu.
3. Przyłączenie elektrowni z pełną planowaną mocą przyłączeniową w niektórych przypadkach jest możliwe bezpośrednio do GPZ-tu po dokonaniu wymiany transformatorów 110 kV/SN na transformatory o większych mocach znamionowych, co wynika z braku wystarczającego zapasu mocy. W przypadku braku możliwości wymiany transformatora w GPZ, moc przyłączanej elektrowni musi zostać ograniczona.
4. W przypadku braku wystarczającej liczby wolnych pól po stronie SN w GPZ-cie, przyłączenie elektrowni z pełną planowaną mocą przyłączeniową jest możliwe po wybudowaniu dedykowanej rozdzielni sieciowej, do której będą przyłączone planowane źródła.

8. Podsumowanie

Wydanie warunków przyłączenia rozproszonego źródła energii elektrycznej do KSE poprzedzone jest wnikliwą analizą możliwości wyprowadzenia energii generowanej w tym źródle. Jeśli wyniki analizy możliwości przyłączenia źródeł wykażą konieczność modernizacji/rozbudowy sieci OSD, to planowane źródła mogą być przyłączone do sieci elektroenergetycznej tylko wtedy, gdy taka modernizacja/rozbudowa jest już ujęta w planach rozwoju. Często występują przesłanki do dodatkowego ograniczenia mocy przyłączeniowej źródła, związane ze zjawiskami występującymi podczas przesyłu energii ze źródeł rozproszonych, wpływających bezpośrednio na zmianę ekonomicznych warunków funkcjonowania spółki. Są to przede wszystkim straty mocy i energii elektrycznej, których wpływ na warunki ekonomiczne pracy sieci elektroenergetycznej powinien być wg autorów również uwzględniany przy wydawaniu warunków przyłączenia.

Literatura

- [1] Bućko P.: Generacja rozproszona w krajowym systemie elektroenergetycznym. Rynek Energii, nr II (IV), 2009
- [2] Ustawa Prawo energetyczne.
- [3] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, . Dz. U. Nr 93, 2008
- [4] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci, PSE–Operator S.A. 2012
- [5] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej. TAURON Dystrybucja S. A., 2014
- [6] Kryteria techniczne oceny możliwości przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej średniego napięcia TAURON Dystrybucja S.A., TAURON Dystrybucja S. A. 2014
- [7] Notatka służbowa z Warsztatów „Wykonywanie ekspertyz wpływu na sieć elektroenergetyczną jednostek wytwórczych w oparciu o system do obliczeń sieciowych OeS oraz kryteriów przyłączania. 2016.
- [8] Przygrodzki M., Siwy E.: Współpraca źródeł wiatrowych z systemem elektroenergetycznym. Rynek Energii, nr II (IV), 2009
- [9] Świst Ł.: Ekologia a inteligentne technologie. http://www.wnp.pl/artykuly/ekologia-a-inteligentne-technologie,6700_0_0_1_0.html dostęp 30.01.2011

Barbara KASZOWSKA, Andrzej WŁÓCZYK

Politechnika Opolska

OCENA ZAAWANSOWANIA TECHNICZNEGO INFRASTRUKTURY SIECIOWEJ OBSZARÓW SPÓŁKI DYSTRYBUCYJNEJ

Przedmiotem oceny jest zaawansowanie techniczne obszarów spółki dystrybucyjnej na podstawie zmiennych diagnostycznych. Zmienne diagnostyczne, którymi są wybrane parametry opisujące stan zaawansowania technicznego poszczególnych obszarów, powinny obejmować pełny opis stanu technicznego obszarów. Zmiennych tych powinno być jak najmniej, co pozwoli w sposób przejrzysty przeprowadzić ocenę.

W artykule przedstawiono modele procesów oceniania wielokryterialnego i występujące w nich metody i procedury, użyteczne w ocenie zaawansowania technicznego Obszarów spółki dystrybucyjnej/koncernu. Zaprezentowano przykładowe wyniki oceny uzyskane z wykorzystaniem wybranej metody.

1. Uwarunkowania prawidłowej oceny

Dla dokonania prawidłowej oceny zaawansowania technicznego infrastruktury sieciowej obszarów spółki dystrybucyjnej/koncernu konieczna jest znajomość przedmiotów oceny oraz uwarunkowań mających wpływ na wartościowanie. Dlatego w procesie oceniania występują dwie, główne składowe:

- subiektywna (ocena w ścisłym znaczeniu), czyli wyznaczenie wartości przedmiotów oceny zgodnie z systemem wartości podmiotu, dla którego przeznaczona jest ocena,
- obiektywna (ocena stanu rzeczy), czyli sposób pozyskiwania możliwie pełnych informacji o przedmiotach oceny oraz o uwarunkowaniach mających wpływ na wartościowanie.

Przedmiotami oceny na ogół są zjawiska złożone, to znaczy opisywane przez przynajmniej jedną cechę jakościową lub przynajmniej dwie cechy ilościowe czy logiczne. Ocena zjawisk złożonych jest oceną wielokryterialną, a w procesie oceniania wielokryterialnego charakteryzuje się złożonymi uwarunkowaniami [1].

W ocenianiu wielokryterialnym można wyszczególnić różne uwarunkowania [2]:

1. Liczność zbioru przedmiotów oceny.

2. Różnorodność przedmiotów oceny.
3. Liczność i poziom jednoznaczności kryteriów oceniania, zmienność w czasie, zależność od czynników losowych.
4. Merytoryczne uwarunkowania agregacji ocen częściowych.
Można wyróżnić dwa podstawowe typy agregacji: bilansującą i dysjunktywną. Agregacja bilansująca ma zastosowanie wtedy, gdy niekorzystna ocena częściowa może być skompensowana przez korzystny stan innych ocen częściowych. Agregacja dysjunktywna odnosi się do takich przypadków, gdy ocena wypadkowa zależy od najgorszej (ewentualnie najlepszej) oceny częściowej.
5. Możliwość utworzenia wzorców, z którymi porównuje się przedmioty oceny.
6. Złożoność przedmiotów oceny i związana z tym liczność i różnorodność cech charakteryzujących te przedmioty.
7. Dostępność pomiarowa i obserwacyjna cech diagnostycznych, koszt pozyskiwania informacji o wartościach cech diagnostycznych.
8. Dokładność i jednoznaczność wyznaczania wartości cech diagnostycznych.
9. Cel procesu oceniania.
10. Postać ocen końcowych. Przedmioty oceny mogą być scharakteryzowane opisem słownym, kilkoma ocenami częściowymi lub jedną oceną zagregowaną.
11. Wymogi stawiane procesowi oceny – dokładność i trafność ocen, koszt procesu oceniania, czas oceniania, jednolite traktowanie wszystkich przedmiotów oceny.
12. Inne uwarunkowania sytuacyjne, np. powtarzalność procesu oceniania, konieczność zaangażowania ekspertów i inne.

2. Przedmiot oceny i wybór metody oceny

Przedmiotem oceny jest zaawansowanie techniczne Obszarów Spółki Dystrybucyjnej. Oceny tej dokonuje się na podstawie zmiennych diagnostycznych, którymi są wybrane parametry techniczne ujęte w module Metryki oprogramowania do obliczeń różnicy bilansowej Bi-Sun [5].

Zmienne diagnostyczne, na podstawie których oceniane są poszczególne Obszary powinny obejmować pełny opis stanu technicznego Obszarów. Zmiennych tych powinno być jak najmniej, co pozwoli w sposób przejrzysty przeprowadzić ocenę. Każdemu kryterium oceny jest przypisywana odpowiednia waga. Z obiektywnego punktu widzenia wszystkie kryteria mogą być jednakowo ważne.

Modele procesów oceniania i występujące w nich metody i procedury są bardzo różnorodne [3]. Dla celów oceny porównawczej zaawansowania tech-

nicznego infrastruktury sieciowej Obszarów przeanalizowano różne metody oceny i stwierdzono, że właściwe jest ocenianie na podstawie pojedynczych zmiennych diagnostycznych oraz agregacja ocen cząstkowych.

Ocena wielokryterialna polega na próbie znalezienia wektora zmiennych diagnostycznych:

$$x = [x_1, x_2, \dots, x_k] \quad (1)$$

który spełnia zadane warunki oraz optymalizuje wektor funkcyjny, którego elementy reprezentują funkcje celu:

$$f(x) = (f_1(x), f_2(x), \dots, f_k(x)) \quad (2)$$

Dla zadania **maksymalizacji** zestawu k funkcji celu (2) rozwiązanie x jest zdominowane, jeśli istnieje dopuszczalne rozwiązanie y nie gorsze od x , tzn. dla każdej funkcji celu f_i :

$$f_i(x) \leq f_i(y) \quad i = 1, \dots, k \quad (3)$$

W przeciwnym wypadku x jest rozwiązaniem niezdominowanym czyli optymalnym w sensie Pareto.

Dla zadania **minimalizacji** zestawu k funkcji celu (2) rozwiązanie x jest zdominowane, jeśli istnieje dopuszczalne rozwiązanie y nie gorsze od x , tzn. dla każdej funkcji celu f_i :

$$f_i(y) \leq f_i(x) \quad i = 1, \dots, k \quad (4)$$

W przeciwnym wypadku x jest rozwiązaniem niezdominowanym czyli optymalnym w sensie Pareto [2,3].

Rozwiązanie niezdominowane jest więc takim rozwiązaniem, którego nie można polepszyć ze względu na żadne z obowiązujących kryteriów bez pogarszania równocześnie wartości któregośkolwiek z pozostałych kryteriów.

Gdy znane są kryteria oceny oraz wartości cech diagnostycznych, procedura oceniania wielokryterialnego może być realizowana w dwóch etapach:

- dokonanie ocen cząstkowych, z których każda uwzględnia tylko jedną zmienną diagnostyczną i jedno kryterium,
- agregacja ocen cząstkowych.

Jest to jeden z najczęściej stosowanych modeli ocen wielokryterialnych, zwłaszcza w przypadku zalgorytmizowanego procesu oceniania.

Można wyróżnić dwie klasy algorytmów:

- algorytmy mogące być zastosowane w przypadku, w którym problem wielokryterialny jest przekształcany w sformułowanie z jednym kryterium,
- algorytmy z uwzględnieniem optymalności w sensie Pareto, bez stosowania żadnej formy łączenia ocen wynikających z różnych celów.

Jedną z najbardziej znanych metod poszukiwania jednego rozwiązania w optymalizacji wielokryterialnej jest metoda sumy ważonej [1]. Funkcje określające kolejne kryteria łączone są w jedną funkcję celu zgodnie ze wzorem:

$$F(x) = \sum_{i=1}^m w_i f_i(x) \quad (5)$$

przy czym: $w \in [0,1]$,

$$\sum_{i=1}^m w_i = 1.$$

Zmodyfikowaną metodą sumy ważonej jest metoda unitaryzacji zerowej [3], w której do celu normalizacji i agregacji funkcji celu, wszystkie zmienne używane przy ocenie poszczególnych kryteriów dzielone są na trzy klasy:

- stymulanty,
- destymulanty,
- nominanty.

Stymulanty – są to zmienne diagnostyczne, których wzrost kojarzyć należy ze wzrostem, a spadek ze spadkiem oceny zjawiska.

Destymulanty – są to zmienne diagnostyczne, których wzrost kojarzyć należy ze spadkiem, a spadek ze wzrostem oceny zjawiska.

Nominanty – to takie zmienne diagnostyczne, które mają określoną najkorzystniejszą wartość (przedział), a wszystkie inne wartości, zarówno większe jak i mniejsze od zadanej wartości pogarszają ocenę danego parametru.

Aby możliwe było porównanie i ocena cech diagnostycznych, wszystkim kryteriom należy nadać wartości liczbowe niemianowane. Proces zastąpienia wartości mianowanej wartością niemianowaną nazywa się normalizacją. Jest wiele znanych metod normalizacji [3]. Jedną z nich jest metoda unitaryzacji zerowej, która charakteryzuje się przyjęciem stałego punktu odniesienia i określa rozstęp danej zmiennej diagnostycznej unormowanej. Rozstęp dla każdej zmiennej j wynosi:

$$R(X_j) = \max(x_{ij}) - \min(x_{ij}) \quad \text{dla wszystkich elementów } i \quad (6)$$

Normalizację zmiennych (czyli przeliczenie ich do wartości porównywalnych dla wszystkich kryteriów) przeprowadza się następująco:

Stymulanty:

$$Z_{ij} = [x_{ij} - \min(x_{ij})] / [\max(x_{ij}) - \min(x_{ij})] \quad (7)$$

Destymulanty:

$$Z_{ij} = [\max(x_{ij}) - x_{ij}] / [\max(x_{ij}) - \min(x_{ij})] \quad (8)$$

Nominanty – zakładając dolną i górną granicę przedziału optymalnego $\langle c_{1j}, c_{2j} \rangle$

$$\begin{aligned} Z_{ij} &= [x_{ij} - \min(x_{ij})] / [c_{1j} - \min(x_{ij})] & \text{gdy } x_{ij} < c_{1j} \\ Z_{ij} &= 1 & \text{gdy } c_{1j} \leq x_{ij} \leq c_{2j} \end{aligned} \quad (9)$$

$$Z_{ij} = [x_{ij} - \max(x_{ij})] / [c_{2j} - \max(x_{ij})] \quad \text{gdy } x_{ij} > c_{2j}$$

Ostateczna wartość zagregowanej funkcji celu/oceny, wg której ocenia się zaawansowanie techniczne Obszarów wynosi:

$$F_j = \sum Z_{ij} \cdot w_j \quad (10)$$

dla każdej oceny j oraz i ocenianych Obszarów, gdzie w_j oznacza wagę danej oceny j .

Proces oceny przebiega w następujących etapach:

- analiza danych wyjściowych i wybór zmiennych diagnostycznych służących ocenie parametrów porównywanych rozwiązań,
- normalizacja zmiennych diagnostycznych,
- oceny cząstkowe wartości zmiennych diagnostycznych znormalizowanych,

- agregacja kilku znormalizowanych ocen do jednej oceny,
- poszukiwanie rozwiązania optymalnego dla zagregowanej wartości funkcji celu/oceny.

W przypadku oceny zaawansowania technicznego infrastruktury sieciowej Obszaru zmienną diagnostyczną x_{ij} może być dowolna cecha/parametr opisująca wybrany zbiór elementów sieci (np. linie nN) i mająca wpływ na wielkość różnicy bilansowej (np. przekrój).

3. Dobór kryteriów oceny oraz ocena stanu zaawansowania technicznego infrastruktury sieciowej Obszarów

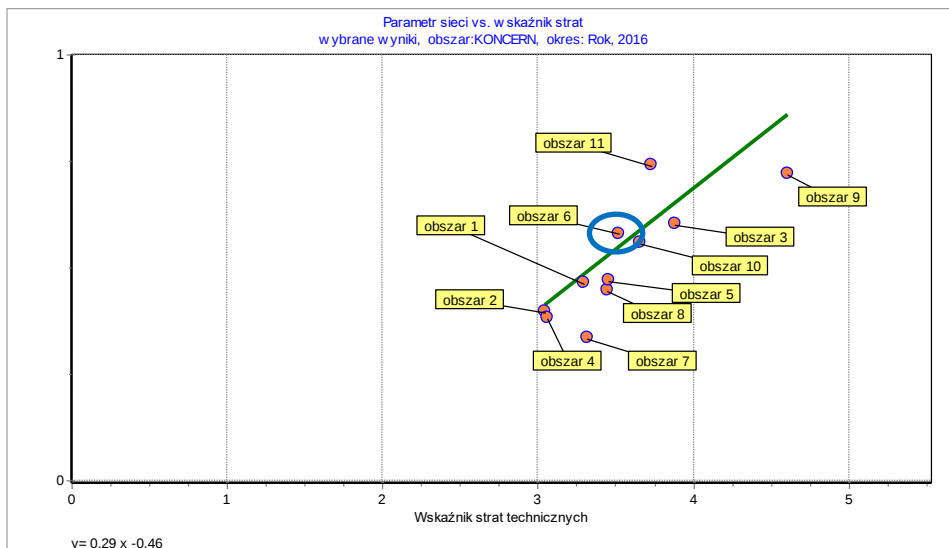
W celu dokonania oceny zaawansowania technicznego infrastruktury sieciowej Obszarów wybrano zmienne diagnostyczne dla grup elementów sieci:

1. Linie nN
 - przekrój zastępczej linii - *stymulanta*
 - długość zastępczej linii - *destymulanta*
 - energia obciążająca sieć nN - *stymulanta*
 - wskaźnik strat odniesiony do strat technicznych - *destymulanta*
2. Linie SN
 - przekrój zastępczej linii - *stymulanta*
 - długość zastępczej linii - *destymulanta*
 - energia obciążająca sieć SN - *stymulanta*
3. Linie WN
 - przekrój zastępczej linii - *stymulanta*
 - długość zastępczej linii - *destymulanta*
 - energia obciążająca sieć WN - *stymulanta*

Wybrane zmienne diagnostyczne mogą być odniesione do różnych parametrów.

Zgodnie z przedstawioną metodą unitaryzacji zerowej dokonano oceny stanu zaawansowania technicznego infrastruktury sieciowej Obszarów przyjmując, że wszystkie oceny cząstkowe są jednakowo ważne, a więc przypisując im taką samą wagę.

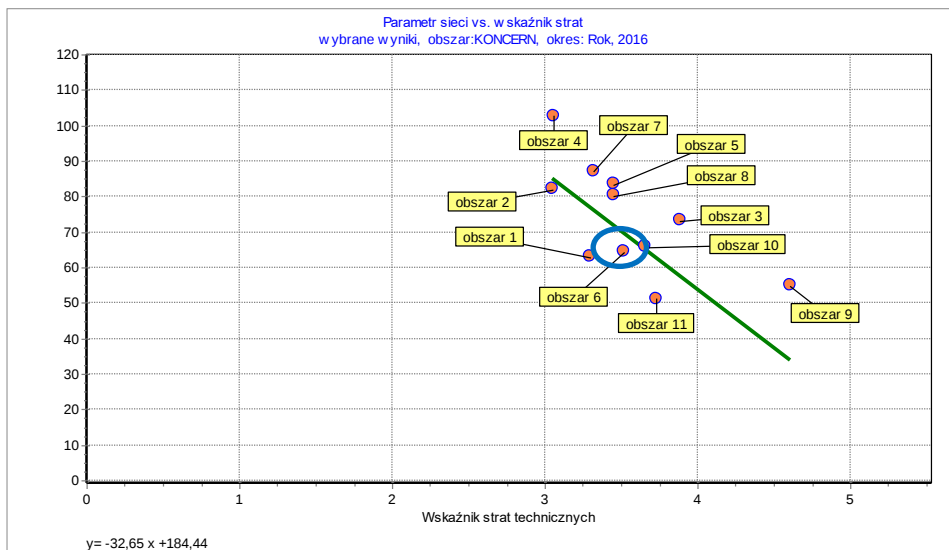
Na rys. 1-3 przedstawiono przykładowe wyniki cząstkowej oceny zaawansowania technicznego Obszarów w zakresie infrastruktury sieciowej nN w odniesieniu do wskaźnika strat technicznych. Na przykładzie wybranego Obszaru na rysunkach zaznaczono zmianę jego lokalizacji wśród innych Obszarów w zależności od przyjętej do oceny cząstkowej zmiennej diagnostycznej. Dla porównania, na rys. 4 przedstawiono ocenę cząstkową zaawansowania technicznego Obszarów na podstawie gęstości prądu ciągu nN w odniesieniu do wskaźnika strat bilansowych.



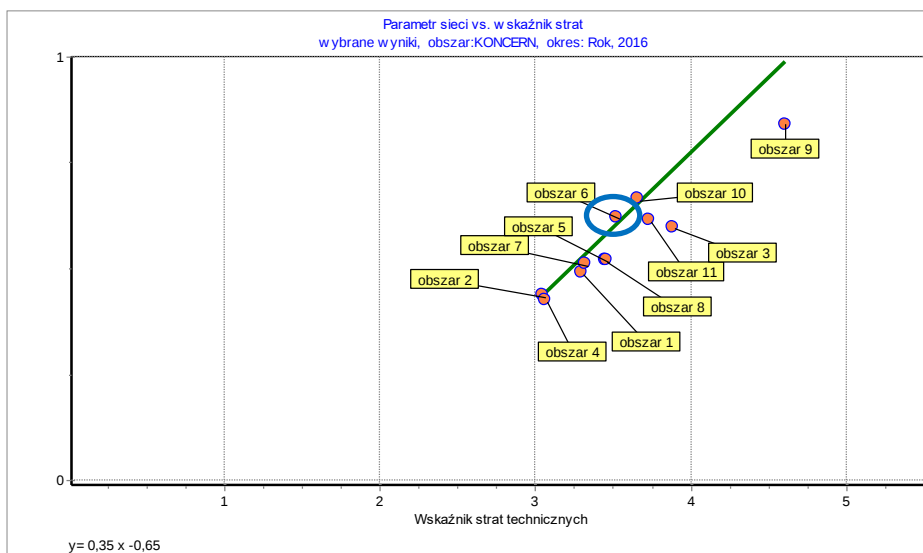
Rys. 1. Ocena cząstkowa sieci nN na podstawie długości zastępczej linii nN w odniesieniu do wskaźnika strat technicznych

Na rys. 5 przedstawiono wyniki wielokryterialnej oceny zaawansowania technicznego infrastruktury sieciowej nN Obszarów, uwzględniające wszystkie rozważane zmienne diagnostyczne w odniesieniu do wskaźnika strat technicznych. Na rysunku zaznaczono również lokalizację wybranego Obszaru wśród pozostałych Obszarów, wynikającą z oceny wielokryterialnej. Dla porównania, na rys. 6 przedstawiono wyniki wielokryterialnej oceny zaawansowania technicznego infrastruktury sieciowej nN Obszarów, uwzględniające wszystkie rozważane zmienne diagnostyczne w odniesieniu do wskaźnika strat bilansowych.

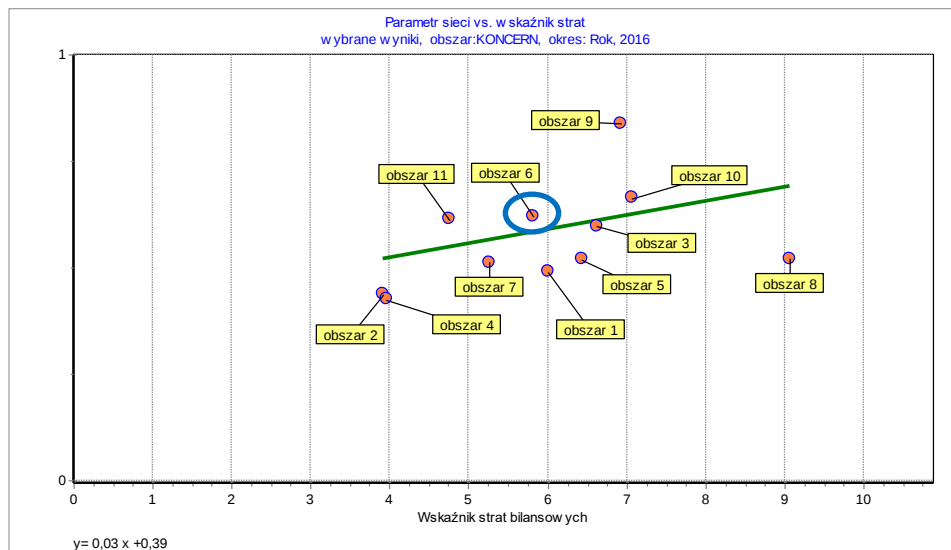
Na rys. 7 przedstawiono wyniki wielokryterialnej zagregowanej oceny zaawansowania technicznego infrastruktury sieciowej Obszarów, obejmującej wielokryterialną ocenę sieci rozdzielczych WN, SN i nN w odniesieniu do wskaźnika strat technicznych, natomiast na rysunku 8 przedstawiono wyniki wielokryterialnej zagregowanej oceny zaawansowania technicznego infrastruktury sieciowej Obszarów, obejmującej wielokryterialną ocenę sieci rozdzielczych WN, SN i nN w odniesieniu do wskaźnika strat bilansowych.



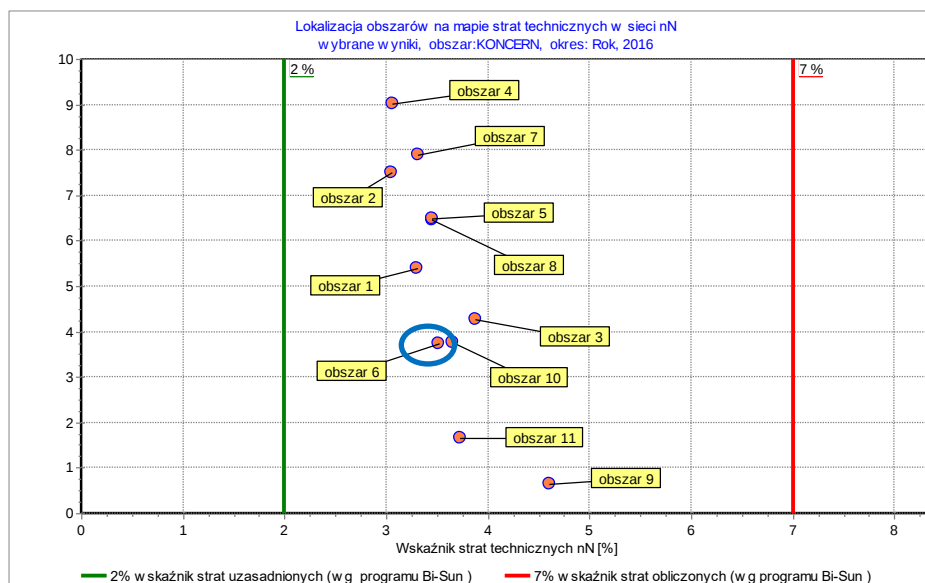
Rys. 2. Ocena częściowa infrastruktury sieciowej nN na podstawie przekroju zastępczego linii nN w odniesieniu do wskaźnika strat technicznych



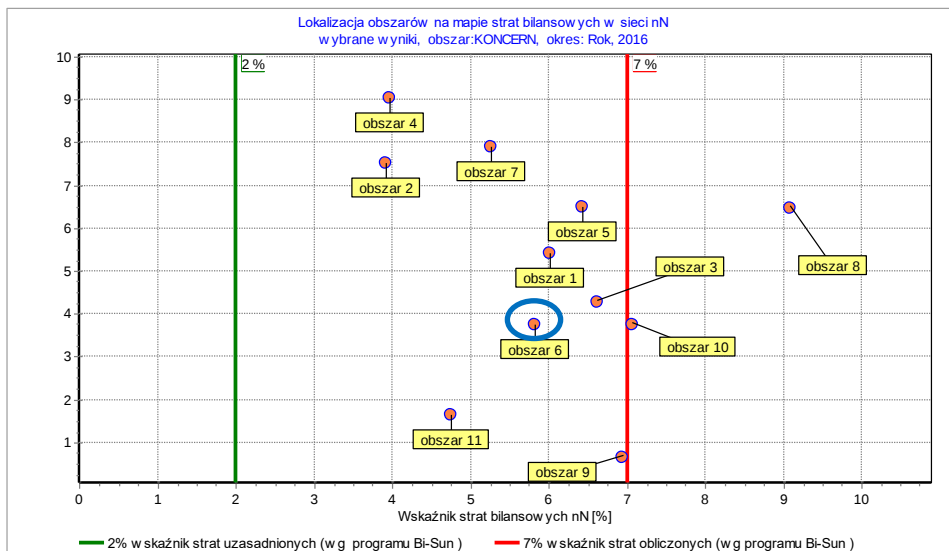
Rys. 3. Ocena częściowa infrastruktury sieciowej nN na podstawie gęstości prądu ciągu nN w odniesieniu do wskaźnika strat technicznych



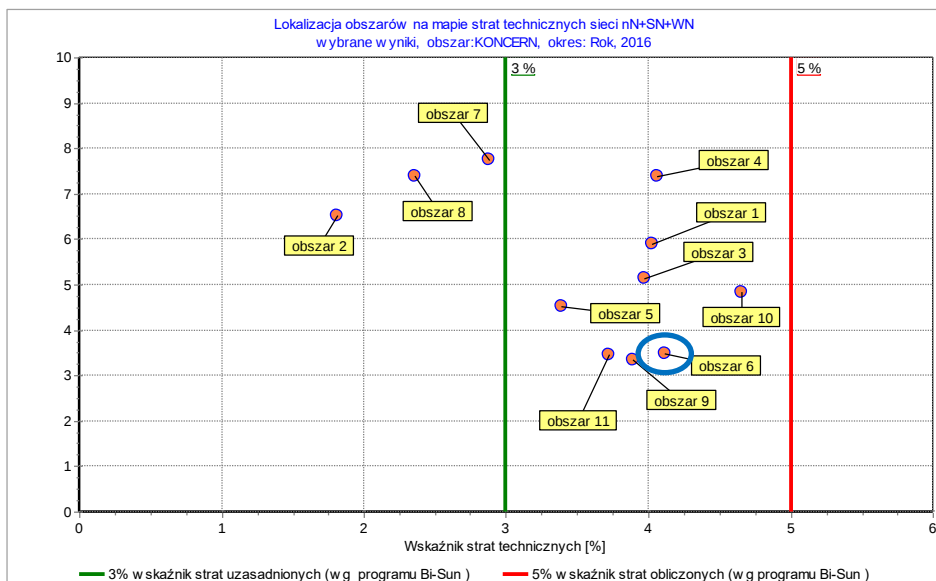
Rys. 4. Ocena cząstkowa infrastruktury sieciowej nN na podstawie gęstości prądu ciągu nN w odniesieniu do wskaźnika strat bilansowych



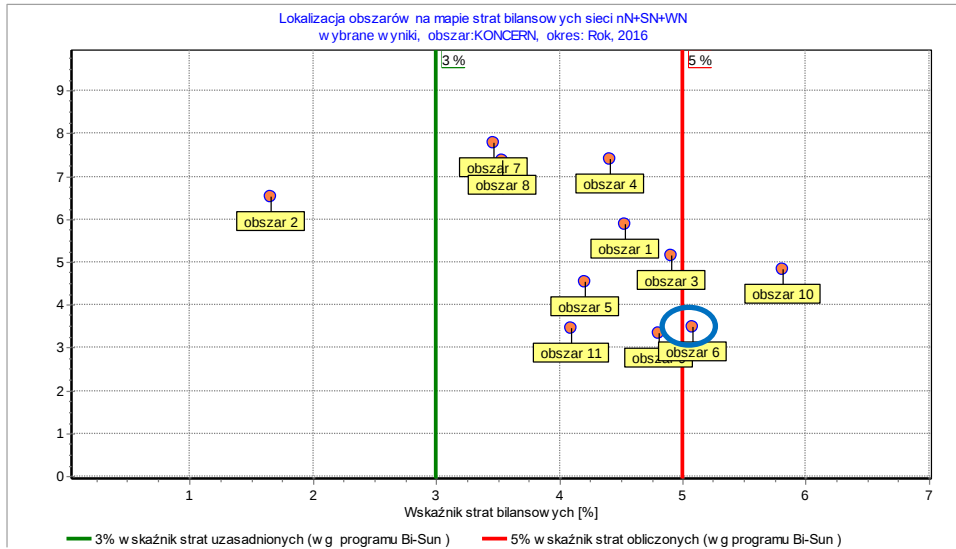
Rys. 5. Ocena wielokryterialna zaawansowania technicznego infrastruktury sieciowej nN Obszarów w odniesieniu do wskaźnika strat technicznych



Rys. 6. Ocena wielokryterialna zaawansowania technicznego infrastruktury sieciowej nN Obszarów w odniesieniu do wskaźnika strat bilansowych



Rys. 7. Ocena wielokryterialna zagregowana zaawansowania technicznego infrastruktury sieciowej nN, SN i WN Obszarów w odniesieniu do wskaźnika strat technicznych



Rys. 8. Ocena wielokryterialna zagregowana zaawansowania technicznego infrastruktury sieciowej nN, SN i WN Obszarów w odniesieniu do wskaźnika strat bilansowych

4. Wnioski

Przedstawione w rozdziale 3 przykładowe wyniki oceny zaawansowania technicznego infrastruktury sieciowej obszarów pozwalają na stwierdzenie, że:

1. Przedmiotem oceny jest oszacowanie zaawansowania techniczne obszarów spółki dystrybucyjnej na podstawie zmiennych diagnostycznych.
2. Zmiennymi diagnostycznymi są parametry opisujące stan zaawansowania technicznego poszczególnych obszarów i obejmujące możliwie pełny opis stanu technicznego obszarów.
3. Niewielka liczba zmiennych diagnostycznych pozwala na przeprowadzenie oceny obszarów w sposób przejrzysty.
4. Ocena zaawansowania technicznego infrastruktury sieciowej może być dokonana dla poszczególnych rodzajów sieci (nN, SN, WN), również można poszczególne obszary oceniać w sposób zagregowany – łącznie dla wszystkich rodzajów sieci.
5. Oceny cząstkowe i wielokryterialne są przeprowadzone w odniesieniu do wskaźnika strat technicznych energii i wskaźnika strat bilansowych w tych obszarach.
6. Biorąc pod uwagę cząstkowe oceny wybranego obszaru, można zauważyć zmiany wartości oceny tego obszaru w zależności od zmiennej diagnostycznej. Ostateczną ocenę tego obszaru uzyskuje się przeprowadzając oce-

nę wielokryterialną z uwzględnieniem wszystkich zmiennych diagnostycznych.

7. Upatruje się, że aktualnie stosowane oprogramowanie do analiz i zarządzania siecią dystrybucyjną powinno być standardowo wyposażone w moduły dedykowane do oceny parametrycznej. Takie rozwiązanie zminimalizuje nakłady czasowe na zgromadzenie niezbędnych do oceny danych oraz, po wykonaniu obliczeń, w sposób syntetyczny zilustruje aktualny poziom zaawansowania technicznego infrastruktury sieciowej oraz potencjał optymalizacji zarówno inwestycyjnej, jak bezinwestycyjnej eksploatacji sieci.

Literatura

- [1] Zoleński W., *Oceny wielokryterialne w procesach decyzyjnych*, Zeszyty Naukowe Politechniki Śląskiej, S. Organizacja i zarządzanie, nr 78, 2015.
- [2] Zavadskas E.K., Turskis Z., *A new logarithmic normalization method in games theory*. Informatica 19(2), (2008), 303-314.
- [3] Żabicki P., Gardziejczyk W., *Wybrane aspekty analizy wielokryterialnej w projektowaniu obejść drogowych*, Budownictwo i Architektura 13(1) (2014) 213–222.
- [4] Praca zbiorowa (red. J. Kulczycki), *Straty energii elektrycznej w sieciach dystrybucyjnych*, PTPiREE, Komitet Elektrotechniki PAN, Poznań, 2009.
- [5] Kaszowska B., Włóczyk A., Jeziorny D., *Zastosowanie programu bilansowania strat energii Bi-Sun do wspomagania podejmowania decyzji w spółkach dystrybucyjnych*, Rynek Energii, nr 1(VIII), 2013.

**Dariusz JEZIORNY², Barbara KASZOWSKA¹, Daniel NOWAK²,
Andrzej WŁÓCZYK¹**

¹Politechnika Opolska, ²TAURON Dystrybucja S. A.

INTEGRACJA DANYCH POMIAROWYCH I SYSTEMU ZARZĄDZANIA MAJĄTKIEM SIECIOWYM DO OBLICZEŃ STRAT ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Wyznaczenie strat sieciowych szczególnie w sieciach rozdzielczych niższych napięć jest zadaniem trudnym. Zrealizowanie tego zadania może zostać w pełni zautomatyzowane dzięki zastosowaniu liczników AMI oraz wiarygodnego źródła informacji charakteryzującego sieć, które może stanowić system zarządzania majątkiem sieciowym (ZMS).

W artykule przedstawiono metodę zbierania danych pomiarowych w systemie AMI, interpretacji danych zawartych w systemie ZMS oraz założenia wyznaczania strat sieciowych na podstawie danych pomiarowych w systemie AMI. Dla obszarów z nie w pełni zaimplementowanym systemem AMI scharakteryzowano zautomatyzowaną metodę parametryzacji sieci, według której wyznaczone wartości współczynników mają zastosowanie w obliczeniach strat metodami statystycznymi, np. wg modelu liniowego (w trybie „off line”).

1. Schemat obliczeń strat technicznych w sieci nN na podstawie danych CBP i systemu ZMS

Wyznaczenie strat sieciowych w sieciach rozdzielczych niższych napięć jest bardzo istotne dla spółki dystrybucyjnej ze względu na znaczącą wielkość strat energii elektrycznej w tej części sieci. Obliczenia oparte o metody statystyczne zawierają w sobie znaczący poziom błędów. Stosowanie wyników uogólnionych do analiz mniejszych obszarów sieci lub nawet dla jednej stacji SN/nN ze względu na ewentualne odchylenia techniczne od standardowych rozwiązań może prowadzić do błędnych wyników. Rozwiązaniem, które może wspomóc analizę tych fragmentów sieci jest wykorzystanie danych z inteligentnych liczników i informacji technicznych dotyczących analizowanego obszaru sieci. Zrealizowanie tego zadania może zostać w pełni zautomatyzowane dzięki zastosowaniu liczników AMI oraz wiarygodnego źródła informacji charakteryzującego sieć. Wymaga to posiadania wielu danych dostępnych w systemach informa-

tycznych. W TAURON Dystrybucja S.A. są to odpowiednio dla danych pomiarowych system Centralnej Bazy Pomiarowej (CBP) oraz w zakresie danych technicznych System Zarządzania Majątkiem Sieciowym (SZMS). W pierwszym systemie gromadzone i przechowywane są dane pomiarowe z liczników odbiorców końcowych oraz pomiary z liczników zainstalowanych w punktach technicznych, tj. transformatorów WN/SN, SN/nN, granicach obszarów oraz inne. Sposób obliczeń prezentuje rysunek 1.



Rys. 1. Schemat obliczeń strat energii z wykorzystaniem danych CBP i systemu ZMS

2. Smart metering, zawartość centralnej bazy pomiarowej (CBP)

Smart metering to system pomiarowo-rozliczeniowy składający się z liczników elektronicznych (AMI) realizujących pomiary podstawowych wielkości elektrycznych związanych z poborem lub dostarczaniem energii elektrycznej wyposażony w rejestrator danych pomiarowych oraz interfejs komunikacyjny.

Dane pomiarowe w licznikach AMI u odbiorców końcowych dotyczące poboru energii elektrycznej czynnej (w obu kierunkach) oraz energii biernej (w czterech kwadrantach) są rejestrowane w okresach czasowych 15-minutowych, natomiast dla uśrednionych rzeczywistych wartości skutecznych napięć i prądów fazowych w 10-minutowych. Rejestrowane są również zdarzenia i alarmy. Licznik jest w stanie przechować rejestrowane dane dla energii czynnej i biernej przez 63 dni oraz dla napięć i prądów fazowych przez 5 dni. Dane te zapisywane i przechowywane w pamięci liczników są odczytywane przez koncentrator co najmniej 6 razy w ciągu doby o określonych porach. Przesyłane są one następnie do systemu Centralnej Bazy Pomiarowej (CBP), gdzie są one składowane i dostępne do użycia przez różne aplikacje. Jedną z nich będzie aplikacja dokonująca obliczenia strat technicznych na analizowa-

nym obszarze oraz na fragmentach jego sieci. Jednocześnie do CBP transmitowane są dane z licznika bilansującego zainstalowanego w stacji SN/nN. Licznik ten również rejestruje energię czynną (w obu kierunkach) oraz energię bierną (w czterech kwadrantach) w interwałach 15-minutowych oraz wartości skuteczne napięć i prądów fazowych w przedziałach 10-minutowych. Dostępny jest również rejestr zdarzeń oraz wskaźniki jakości energii.

Dostępność danych z licznika bilansującego zainstalowanego w stacji SN/nN oraz liczników odbiorców końcowych zasilanych z niej daje możliwość określenia różnicy bilansowej dla tej stacji lub grupy stacji oraz dla wskazanych podobszarów. Możliwe jest również dokonanie obliczeń strat technicznych w tym obszarze

3. Dane techniczne charakteryzujące sieć rozdzielczą

Rozwój systemów informacji geograficznej (GIS) usprawnił zarządzanie infrastrukturą techniczną Operatora Sieci Dystrybucyjnej. Systemy klasy GIS udoskonalają gromadzenie i przetwarzanie danych według przyjętych jednolitych standardów umożliwiających uzyskiwanie wiarygodnych, porównywalnych wyników analiz. Jednak zakresy możliwych analiz i ich skuteczność uzależniona jest od założeń czynionych już przy projektowaniu i wdrażaniu systemów. Wynika to z rozbieżnych oczekiwań i potrzeb biznesowych stawianych przed zespołami wdrażającymi systemy informatyczne np. innych dla potrzeb ewidencjonowania, utrzymywania, rozwoju, prowadzenia ruchu, raportowania lub budżetowania majątku sieciowego. Dlatego przedsięwzięcie zmierzające do uruchomienia funkcjonalności analityczno-obliczeniowych powinno dążyć do osiągnięcia kompromisu między kosztami gromadzenia i utrzymania informacji a korzyściami wynikającymi z ich przetwarzania. Uzasadnienie ekonomiczne odgrywa tu istotną rolę, stąd w procesie gromadzenia informacji o sieci należy wyznaczyć granicę, która określi poziom szczegółowości opisywania rzeczywistych obiektów. Ma to zasadnicze znaczenie, ponieważ pozyskiwanie i późniejsze aktualizowanie informacji jest procesem ciągłym przy utrzymaniu i rozwoju sieci OSD.

W praktyce systemy informatyczne klasy GIS są implementowane w postaci systemów Zarządzania Majątkiem Sieciowym (ZMS).

Realizując system informatyczny klasy GIS ukierunkowany na udostępnianie danych dla informatycznej aplikacji obliczeniowej należy uwzględnić następujące istotne problemy i założenia :

1. Przetworzenie fizycznej struktury sieci elektroenergetycznej do postaci modelu reprezentowanego przez obiekty i ich powiązania, w tym ustalenie precyzji odwzorowywania.
Sieć elektroenergetyczna reprezentowana jest w systemie klasy GIS w postaci graficznej i opisowej. Precyzja wprowadzenia obiektów do systemu

musi zapewnić właściwą wizualizację i reprezentację graficzną sieci oraz prawidłowe, skuteczne połączenia obiektów. Natomiast część opisowa musi jednoznacznie charakteryzować odwzorowywany obiekt. W procesie wprowadzania danych należy zakładać upraszczanie w określaniu długości obiektów liniowych. Wynika to z faktu, że w rzeczywistych warunkach technologia budowania linii uwzględnia tworzenie odpowiednich zapasów, kompensacji, zwisów i podejść, które zazwyczaj są pomijane w procesie dwuwymiarowego odwzorowywania obiektów liniowych w systemie.

2. Utworzenie katalogów i słowników systematyzujących powtarzalne atrybuty właściwe dla danego typu obiektu.
Urządzenia i elementy sieci posiadają cechy właściwe dla ich konstrukcji i technologii wykonania. Pozyskiwane są m.in. z katalogów i opracowań producentów. Poziom szczegółowości gromadzonych parametrów zależy od wymagań ze strony zastosowanych metod obliczeniowych i analitycznych.
3. Wskazanie i zaadresowanie miejsc przyłączenia odbiorów i generacji.
Miejsca reprezentujące przyłączenia klientów (podmiotów) do sieci elektroenergetycznej muszą posiadać indywidualne identyfikatory, które zostaną użyte do procesu łączenia z identyfikatorami układów pomiarowych. Stanowi to odrębne i pracochłonne przedsięwzięcie, do skoordynowania między systemami ZMS i CBP.
4. Utrzymanie konfiguracji „normalnego” układu sieci.
Prowadzenie ruchu sieci elektroenergetycznej wpływa na zmianę konfiguracji normalnego układu sieci, co z kolei zaburza bilansowanie przepływów energii. W związku z tym, istotnym zagadnieniem na rzecz precyzowania procesu bilansowania jest ewidencjonowanie zmian stanów łączników, np. poprzez realizowanie stosownych interfejsów z systemami typu SCADA.
5. Wprowadzenie procedur i mechanizmów utrzymania aktualności informacji.
Przedstawione prace inicjujące uruchomienie aplikacji obliczeniowej muszą uwzględniać dynamikę rozwoju i zmian w sieci elektroenergetycznej OSD. W związku z tym wprowadzanie danych musi być objęte procesem ciągłej aktualizacji. To jest podstawowy warunek dbania o wiarygodność wyników uzyskiwanych z obliczeń i analiz.

3. Parametryzacja sieci do aktualnie stosowanych metod obliczeń strat energii elektrycznej

Przedstawione powyżej informacje o źródłach danych pomiarowych i danych technicznych będą w pełni dostępne po zaimplementowaniu liczników AMI u wszystkich odbiorców energii elektrycznej. Pomimo szeroko zakrojonej

akcji instalacji nowoczesnych liczników należy spodziewać się, że dopiero w perspektywie kilku lub kilkunastu lat system będzie mógł udostępnić kompletne dane pomiarowe. Z tych powodów wykorzystanie, zarówno CBP jak i systemu ZMS, powinno być coraz szersze. Dostępne dane powinny być wykorzystywane do parametryzacji sieci, niezbędnej podczas obliczeń strat energii metodami statystycznymi, np. wg modelu liniowego przedstawionego poniżej.

Analizując rzeczywiste układy pracy sieci SN i nN różnych oddziałów oraz regionów dystrybucji można stwierdzić, że sieci SN i nN pracują w warunkach normalnych jako sieci rozcięte (promieniowe), w których można wyróżnić ciągi sieciowe zasilające poszczególne części rozważanego obszaru. Z transformatora 110kV/SN zasilanych jest od kilku do kilkunastu ciągów sieciowych SN. Obszary zasilane z różnych transformatorów 110kV/SN często nakładają się na siebie. Również istnieją istotne części obszarów, w których nie występują sieci elektroenergetyczne i odbiorcy energii elektrycznej. Rzeczywiste układy sieci SN i nN są zróżnicowane pod względem długości i charakteryzują się stosunkowo dużą liczbą odgałęzień o różnych długościach. Do każdego ciągu SN jest przyłączonych od jednego do kilkudziesięciu transformatorów SN/nN traktowanych jako punkty odbiorcze sieci SN. Podobnie, do każdego ciągu nN jest przyłączonych od jednego do kilkudziesięciu odbiorców. Przyjęcie dla sieci SN i nN w obliczeniach strat energii jednakowych liniowych modeli tych sieci jest więc uzasadnione.

Straty energii czynnej w i -tym odcinku linii elektroenergetycznej opisane są następującą, znaną ogólnie zależnością:

$$\Delta E_{oci} = 3I_i^2 R_i \tau_i \quad (1)$$

gdzie:

$R_i = \frac{l_i}{\gamma s_i}$ – rezystancja i -tego odcinka linii, Ω

τ_i – czas trwania maksymalnych strat, h,

I_i – wartość skuteczna prądu w i -tym odcinku linii, A.

Wartość skuteczna prądu w i -tym odcinku linii (I_i), wyznaczona może być na podstawie obliczeń rozpyły prądów w sieci.

Wolumen strat energii całej sieci jest równy sumie strat w poszczególnych odcinkach linii lub uogólniając w poszczególnych elementach tworzących sieć.

$$\Delta E_{oc} = \sum_i \Delta E_{oci} \quad (2)$$

Praktyczne wykonanie obliczeń wymagałoby określenia poziomu obciążenia każdej linii, co obecnie jest niemożliwe. Natomiast jest możliwe wyznaczenie strat energii elektrycznej jako strat skupionych, tzn. strat energii powstających przy założeniu wystąpienia odbioru na końcu uśrednionego ciągu sieciowego. Takie straty skupione mogą być wyznaczone na podstawie zastępczych

wartości prądu obciążenia, rezystancji linii oraz średniego czasu obciążenia szczytowego i nie są one równe stratom rzeczywistym. Straty skupione wyznaczone są wg następującej zależności:

$$\Delta E_{oc\ skup} = \left(\frac{\sqrt{3} E_{obc}}{\bar{U} \cos \varphi N_{cs} T_s \frac{T_{obl}}{T_r}} \right)^2 \frac{l_{cs}}{\gamma s} \tau_z \quad (3.a)$$

$$\Delta E_{oc\ skup} = 3I_{zast}^2 R_{zast} \tau_{zast} \quad (3.b)$$

gdzie:

E_{obc} - energia obciążająca analizowaną sieć w czasie , MWh,

$\bar{U}$ - średnie napięcie w analizowanej sieci, kV,

l_{cs} - długość ciągów sieciowych, km,

N_{cs} - liczba ciągów sieciowych,

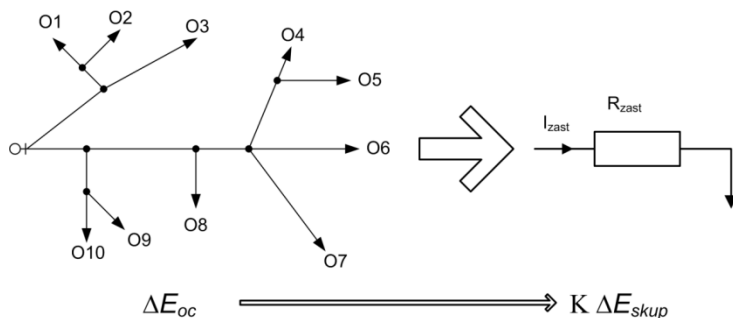
T_s, T_r, T_{obl} - czasy: trwania obciążenia szczytowego, roku, okresu obliczeniowego, h,

τ_z - zastępczy czas trwania strat maksymalnych, h.

Wielkość obliczonych strat energii zależy od wielu czynników, do których przede wszystkim zalicza się:

- rozkład obciążenia wzdłuż ciągów sieciowych,
- różne wartości średniego przekroju linii i przekroju handlowego,
- różne gęstości prądów w poszczególnych ciągach sieciowych,
- asymetrię obciążenia,
- różne czasy obciążenia szczytowego.

Wpływ powyższych czynników na wielkość obliczonych strat energii elektrycznej musi zostać uwzględniony poprzez zastosowanie właściwego modelu sieci. Niezbędne jest wyznaczenie rezystancji zastępczej analizowanej sieci elektroenergetycznej (rys. 2) [2].



Rys. 2. Modelowanie sieci rozdzielczej do obliczeń strat energii elektrycznej

Średni prąd ciągu sieciowego jest równy:

$$\bar{I} = \frac{\sqrt{3} E_{obc}}{\bar{U} \cos \varphi N_{cs} T_s \frac{T_{obl}}{T_r}} \quad (4)$$

Ze względu na zróżnicowanie parametrów ciągów sieciowych i zmienność ich obciążenia wprowadza się pojęcie prądu zastępczego, uwzględniającego rozrzut obciążeń ciągów i rzeczywisty rozkład odbiorców wzdłuż ciągów, obliczanego ze wzoru:

$$I_{zast} = k_i k_n \bar{I} \quad (5)$$

gdzie:

k_i - wskaźnik korygujący wartość prądu zastępczego ze względu na rozrzut obciążeń poszczególnych ciągów,

k_n - wskaźnik korygujący wartość prądu zastępczego, uwzględniający rozkład obciążeń wzdłuż ciągu sieciowego.

Zastępcza rezystancja analizowanej sieci jest równa:

$$\bar{R} = \frac{l}{\gamma \bar{s}} \quad (6)$$

gdzie:

l - długość linii rozważanej sieci, km,

$\bar{s}$ - średni przekrój linii w rozważanej sieci, mm².

Dla potrzeb obliczeniowych należy wyznaczyć przekrój zastępczy, nazywany przekrojem handlowym:

$$s_{zast} = k_s \bar{s} \quad (7)$$

gdzie:

k_s - współczynnik poprawkowy do przeliczenia przekroju średniego na przekrój handlowy.

Ostatecznie otrzymuje się zależność na wartość rezystancji zastępczej sieci:

$$R_{zast} = \frac{l}{\gamma k_s s} \quad (8)$$

Różne wartości czasów obciążenia szczytowego oraz wzajemne przesunięcia w czasie obciążeń szczytowych są uwzględnione przez wykorzystanie współczynnika γ . Wartość tego współczynnika jest trudna do określenia bez znajomości profili obciążeń występujących w poszczególnych węzłach sieci rozdzielczej.

Zależność między wykorzystywanymi współczynnikami można więc zapisać w postaci:

$$K = \frac{(k_i k_n)^2}{k_s} k_{Ts} \quad (9)$$

W modelu liniowym zakłada się, że jest możliwe wyznaczenie współczynnika K na podstawie obliczeń symulacyjnych rzeczywistych strat energii i strat skupionych części sieci wybranego obszaru. Współczynnik ten jest równy stosunkowi rzeczywistych strat energii do strat skupionych:

$$K = \frac{\Delta E_{oc}}{\Delta E_{skup}} \quad (10)$$

Znajomość tego współczynnika umożliwia wyznaczenie strat energii dla całej rozważanej sieci.

Współczynnik K powinien być wyznaczony dla charakterystycznych obszarów sieci. Rozszerzenie go do całego rejonu dystrybucji nie wpływa na powstanie błędów.

Parametryzacja linii nN i SN do obliczeń strat energii

Sieć dystrybucyjna zawiera bardzo dużą liczbę elementów (linii i transformatorów), które mają wpływ na wielkość strat energii. Z tego względu do szacowania wielkości strat, sieć powinna zostać tak zamodelowana i sparametryzowana, aby w możliwie dokładny sposób odzwierciedlała obiekty rzeczywiste. Przy parametryzacji sieci należy uwzględnić takie czynniki, jak: zmienność obciążeń w czasie, nierównomierność obciążenia obiektów sieciowych, nieregularne lokalizowanie stacji transformatorowych i odbiorców wzdłuż ciągów, zróżnicowanie parametrów technicznych ciągów (długości, przekrojów poprzecznych przewodów oraz towarzyszących im zjawisk postępującej korozji przewodów i degradacja izolacji postępujących z upływem czasu). Stąd, oszacowanie strat energii elektrycznej wymaga dokonania wcześniejszej analizy sieci SN i nN w wybranych, reprezentatywnych obszarach miejskich i wiejskich, które dadzą podstawy do wyznaczenia wartości współczynników parametryzujących dla całej sieci. Dodatkowym czynnikiem wpływającym negatywnie na dokładność oszacowania strat jest brak opomiarowania sieci, umożliwiającego precyzyjne,

jednoczesne określenie przepływów wolumenów energii między GPZ - ami a punktami odbiorczymi.

Źródłem informacji dotyczących przepływów energii w sieciach rozdzielczych docelowo powinna być baza CBP, natomiast aktualnie są formularze G10.x, sporządzane dla ARE, w których zawarte są dane o: wielkościach energii elektrycznej, sprzedanych różnego rodzaju odbiorcom z sieci o różnych poziomach napięcia oraz o wielkościach energii przepływających między sieciami. W formularzach tych zawarte są również zagregowane ilościowe informacje, dotyczące technicznych parametrów sieci. Formularze G10.x są opracowywane na poziomie koncernu, oddziałów i regionów dystrybucji dla okresów miesięcznych, kwartalnych i rocznych. Z formularzy tych dla celów obliczeniowych są pobierane następujące dane:

1. ilość energii wprowadzonej do sieci – G10.7, dział 1,
2. ilość energii oddanej z sieci – G10.7, dział 2,
3. ilość energii sprzedanej – G10.4, dział 15,
4. ogólne informacje o sieci – długości linii, moc, liczba transformatorów, liczba ciągów sieciowych SN i nN - wybrane działy G10.5.

Dane ZMS zawierające istotne parametry sieci są gromadzone w tabelach bazy danych obejmujących odcinki linii, stacje transformatorowe, słupy i transformatory SN/nN. Współrzędne geograficzne są definiowane dla słupów i stacji transformatorowych.

Algorytm tworzenia i weryfikacji modelu sieci rozdzielczej SN lub nN, dla której dokonuje się parametryzacji przedstawiono na rys. 3. Działania realizowane w zakresie poszczególnych procedur przedstawiono w tablicy 1.

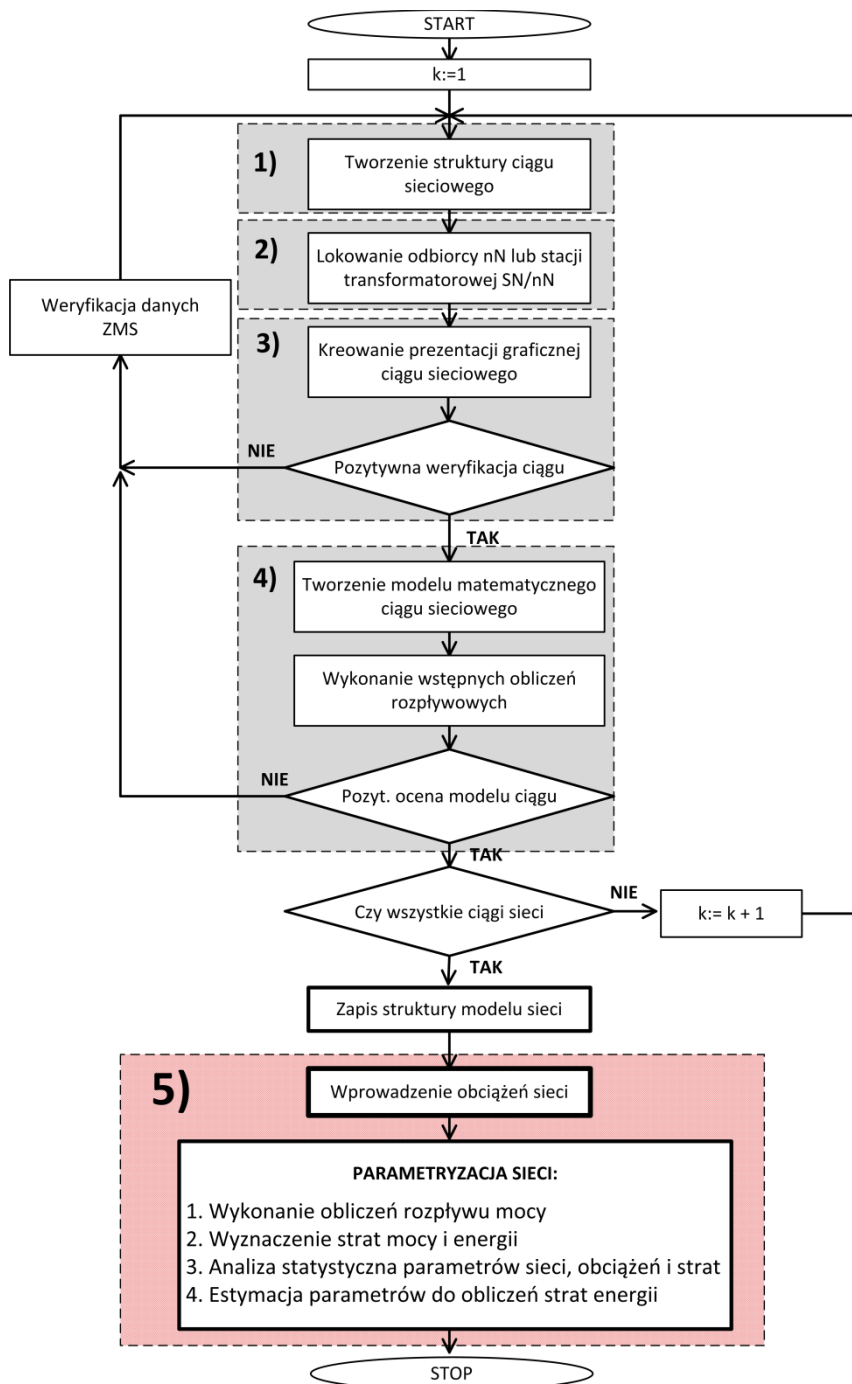
Dla zadeklarowanego obszaru konstrukcję struktury modelu wykonuje się kolejno dla poszczególnych ciągów sieciowych. Na tym etapie realizuje się:

- a) tworzenie struktury modelu ciągu,
- b) lokowanie odbiorców i/lub stacji,
- c) tworzenie modelu graficznego wykorzystanego do oceny poprawności wykonania wcześniejszych działań,
- d) weryfikację modelu – ocenę poprawności.

Uzyskanie niezadowalającego rezultatu jest najczęściej podyktowane błędami lub brakami w systemie ZMS. Zatem powyższa procedura powinna zostać powtórzona po dokonaniu właściwych poprawek.

Procedura musi zostać zrealizowana dla wszystkich ciągów sieciowych w wybranym obszarze.

Proces przygotowania modelu sieci może odbyć się bez wykonywania dodatkowych czynności jeżeli zawartość ZMS będzie kompletna, a dane poprawne.



Rys. 3. Algorytm parametryzacji sieci z wykorzystaniem systemu ZMS i CBP

Tabela 1

Wykaz procedur stosowanych podczas procesu tworzenia modelu sieci i obliczeń współczynników do obliczeń strat energii

	Algorytm / procedura	Działania
1	Tworzenie struktury ciągu sieciowego	1. Pobranie odcinków linii o zadanej nazwie 2. Pobranie danych słupów 3. Kojarzenie słupów i odcinków linii 4. Rozlokowanie słupów na podstawie współrzędnych GPS
2	Lokowanie odbiorców i/lub stacji transformatorowych SN/nN	1. Pobranie informacji o ciągu sieciowym uzyskanym z procedury tworzenia struktury. 2. Pobranie informacji o lokalizacji stacji transformatorowych 3. Kojarzenie lokalizacji stacji transformatorowych ze współrzędnymi zawartymi w zbiorze danych dot. analizowanego ciągu sieciowego
3	Kreowanie prezentacji graficznej ciągu sieciowego i ocena	1. Pobranie informacji o ciągu sieciowym uzyskanym z procedury tworzenia struktury. 2. Pobranie informacji o odbiorcach i/lub stacjach zasilanych z ciągu sieciowego 3. Pobranie informacji z mapy obszaru (wykorzystanie GIS) 4. Lokacja słupów, stacji i odbiorców na mapie 5. Trasowanie linii elektroenergetycznych 6. Wizualizacja i ocena wiarygodności – zatwierdzenie uzyskanego układu zasilania
4	Tworzenie modelu sieci	1. Pobranie informacji o ciągu sieciowym uzyskanym z procedury tworzenia struktury. 2. Pobranie informacji o odbiorcach i/lub stacjach zasilanych z ciągu sieciowego 3. Pobranie danych technicznych elementów sieci i stacji transformatorowych 4. Tworzenie modelu sieci: ustalenie liczby rodzajów węzłów sieci, tworzenie gałęzi łączących węzły 5. Wykonanie wstępnych obliczeń rozptylowych 6. Ocena wyniku obliczeń
5	Parametryzacja sieci	1. Pobranie zweryfikowanego modelu sieci 2. Pobranie danych pomiarowych (napięcia, prądy, obciążenia) z CBP lub innych źródeł (np. G10.X) 3. Wykonanie obliczeń rozptylu mocy 4. Analiza statystyczna parametrów sieci 5. Estymacja parametrów do obliczeń strat energii 6. Ocena wyniku obliczeń

Zrealizowanie procedur 1–4 stanowi podstawę dla dalszych obliczeń – procedur parametryzacji sieci 5.

Kolejne działania prowadzone są po uzupełnieniu modelu sieci o dane związane ze standardowymi stanami sieci w zakresie obciążeń i rozcięć.

Obliczenie wskaźników charakteryzujących sieć realizowane jest zgodnie z procedurą obejmującą:

- ustalenie obciążeń sieci dla różnych okresów obliczeniowych,
- wykonanie obliczeń rozprężu mocy w sieci,
- wyznaczenie strat mocy i energii w elementach sieci,
- analizę statystyczną parametrów sieci, obciążeń i strat,
- estymację parametrów do obliczeń strat energii.

Uzyskane wartości współczynników mogą zostać bezpośrednio wykorzystane podczas obliczeń strat sieciowych oraz oceny eksploatacji sieci.

5. Podsumowanie i wnioski

Wnioski i perspektywa rozwoju po zebraniu doświadczeń:

- wykorzystanie w pełni opomiarowanych obszarów sieci elektroenergetycznej do strojenia parametrów i algorytmów obliczeń inżynierskich,
- wprowadzenie współczynników korygujących źródłowe parametry katalogowe w związku z wpływem wieku urządzeń na ich stan techniczny (współczynniki degradacji),
- wprowadzenie współczynników korekcyjnych uwzględniających wpływ mniej istotnych obiektów i elementów pomijanych w procesie inwentaryzowania majątku sieciowego.
- określenie rzeczywistego poziomu strat technicznych dla obszaru sieci nN zasilanego ze stacji SN/nN z uwzględnieniem jej charakteru.
- możliwość określenia poziomu strat handlowych dla obszaru sieci nN zasilanego ze stacji SN/nN z uwzględnieniem jej charakteru.

Literatura

- [1] Jeziorny D., Kaszowska B., Nowak D., Włóczyk A., Modelowanie sieci dystrybucyjnej do obliczeń strat energii wspomagane systemem zarządzania majątkiem sieciowym, Mat. Konf. STRATY 2016, Kołobrzeg, 2016.
- [2] Kaszowska B., Włóczyk A., Parametryzacja sieci rozdzielczej do liniowego modelu sieci stosowanego w obliczeniach strat energii elektrycznej. Rynki Energii, nr 2(93), 2011.
- [3] Praca zb. (pod red. J. Kulczyckiego), Straty energii elektrycznej w sieciach dystrybucyjnych. PTPiRE, 2009.

Wojciech DROŻDŻ, Sławomir WIŚNIEWSKI

Enea Operator Sp. z o.o., Poznań

INTELIGENTNE LICZNIKI JAKO NARZĘDZIE TECHNOLOGII INFORMACYJNEJ W ELEKTROENERGETYCE

W świecie błyskawicznego rozwoju technologii i coraz większej świadomości klienta – odbiorcy końcowego energii elektrycznej, połączenie energetyki zawodowej z narzędziami informatycznymi, telekomunikacyjnymi i telemetrycznymi jakie oferuje globalny rynek było nieuniknione. Wyzwaniem nie jest już samo dostarczenie energii elektrycznej do klienta. Liczy się jej jakość, bezpieczeństwo ciągłości zasilania, a także zarządzanie produktem jakim jest energia elektryczna.

Peter F. Drucker mawiał: „jeśli umiesz coś zmierzyć to umiesz nad tym panować” [1]. Przenosząc tę myśl w świat Operatorów Systemu Dystrybucji (OSD) energii elektrycznej to okazuje się, że przyrząd pomiarowy przeznaczony do pomiaru ilości przepływającej energii elektrycznej jest już niewystarczający, żeby nad tą energią panować.

Kluczowym stał się rozwój sieci dystrybucyjnej i zmiany, których wymagało otoczenie rynku. Wyzwania jakie stanęły przed OSD nie łączyły się tylko z rodzajem licznika, czy też ze stanem sieci dystrybucyjnej, ale wynikały z oczekiwań interesariuszy rynku energetycznego oraz krajowego i unijnego prawodawstwa.

1. Istota inteligentnych sieci energetycznych

To właśnie Unii Europejskiej przypisuje się termin „inteligentne sieci energetyczne” lub inaczej „smart grid”, który jest nierozdzielnie związany z zagadnieniem efektywności energetycznej w bardzo szerokim zakresie. Powołana przez Komisję Europejską Grupa zadaniowa ds. inteligentnych sieci definiuje ISE - jako "sieci elektroenergetyczne, które są w stanie efektywnie integrować zachowanie i działanie wszystkich podłączonych do nich użytkowników – wytwórców, konsumentów i użytkowników będących zarówno wytwórcami, jak i konsumentami – w celu stworzenia oszczędnego pod względem gospodarczym i zgodnego z zasadami zrównoważonego rozwoju systemu

energetycznego, charakteryzującego się niskim poziomem strat oraz wysoką jakością i bezpieczeństwem dostaw" [2].

„Wprowadzenie ISE na większą skalę spowoduje zmiany w dotychczasowych wzorcach konsumpcji energii, zarówno jeśli chodzi o podmioty indywidualne (konsumentów i gospodarstwa domowe), jak i zbiorowe (instytucje publiczne). W rzeczywistości ISE, konsument energii nie odgrywa już tylko biernej roli odbiorcy energii i użytkownika urządzeń elektrycznych i elektronicznych, lecz świadomie i aktywnie zarządza energią i jej zużyciem w swoim gospodarstwie domowym (obiekcie). W docelowym kształcie staje się prosumentem, czyli również wytwórcą energii w mikroskali. Inwestycja w wiedzę nt. ISE i sam rozwój tej technologii i związanych z nią rozwiązań powinny przełożyć się na lepsze wykorzystanie energii przez każdego z nas i związane z tym oszczędności (a tym samym niższe rachunki za energię), jak również da możliwość zarabiania na sprzedaży energii - w przypadku prosumpcji i tzw. generacji rozproszonej. Rozwój ISE wymaga świadomego i aktywnego odbiorcy i konsumenta energii, przyczyniając się też do rozwoju społeczeństwa informacyjnego i niskoemisyjnego.” [3]

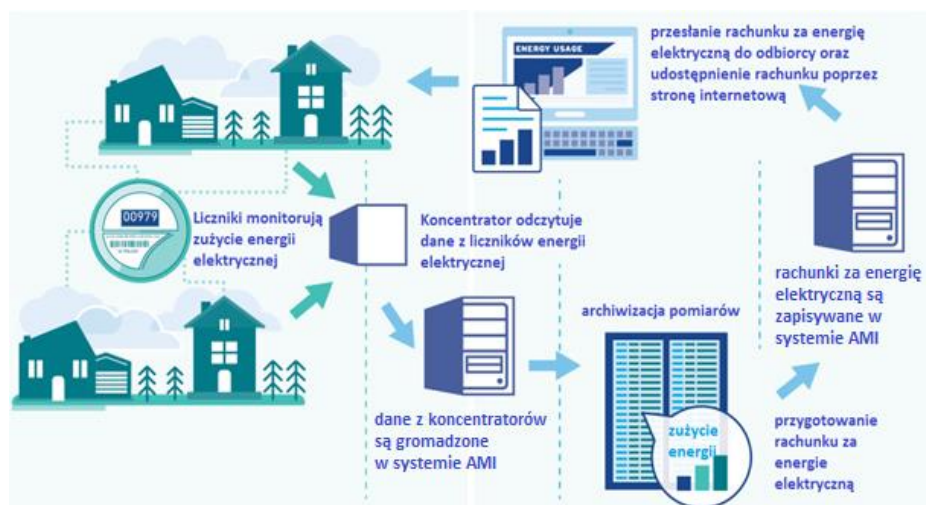
Na polskim rynku dystrybucyjnym kluczowe znaczenie w tym zakresie ma także wdrożenie od 2016 roku tzw. regulacji jakościowej, której celem „... jest przede wszystkim poprawa jakości świadczonych odbiorcom usług dystrybucji m.in. poprzez poprawę jakości i niezawodności dostarczania energii elektrycznej, poprawę jakości obsługi odbiorców oraz zapewnienie optymalnego poziomu efektywności realizowanych inwestycji” [4]. Regulacja uzależnia przychód regulowany OSD od m.in. wartości wskaźników SAIDI (wskaźnik przeciętnego - średniego, systemowego czasu trwania przerwy długiej w dostawach energii elektrycznej), SAIFI (wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich w dostawie energii), Czasu Realizacji Przyłączenia (CRP) odbiorcy do sieci, a także Czasu Przekazywania Danych Pomiarowo-Rozliczeniowych (CPD), który zostanie wprowadzony do regulacji jakościowej od 2018 roku.

Powyższe przesłanki, jednoznacznie wskazują na konieczności zwrócenia uwagi na zagadnienia związane z inteligentnym opomiarowaniem (smart metering), a docelowo na potraktowanie go jako element rozwiązań sieci inteligentnych.

Zgodnie z dyrektywą o efektywności energetycznej z 2009 roku każde państwo członkowskie Unii Europejskiej powinno do 2020 roku zastąpić 80% tradycyjnych liczników energii elektrycznej ich inteligentnymi odpowiednikami.

2. Ewolucja opomiarowania

Należałoby zastanowić się, czy wizyta pracownika zakładu energetycznego, spisującego wskazanie zużycia energii elektrycznej w liczniku należy do przeszłości. Miernik opatentowany w roku 1883 przez Hermana Arona, działający na zasadzie wahadła przeszedł daleką drogę, zmieniając się w jej trakcie w licznik indukcyjny, licznik elektroniczny (półprzewodnikowy) docierając do technologii telemetrii polegającej na automatycznym pobieraniu danych i przesyłaniu ich do głównej bazy danych w celu analizy i dokonania rozliczeń rzeczywistego zużycia, a nie prognoz tego zużycia. Powyższa technologia zwana automatic meter reading (AMR) czyli zdalny odczyt ma już swojego technologicznego następcę w postaci AMI (Advanced Metering Infrastructure) czyli zaawansowana infrastruktura pomiarowa. Jej założenia przedstawiono na Rys. 1:



Rys. 1 Założenia technologii AMI [5]

AMI różni się od tradycyjnych AMR tym, że umożliwia komunikację dwukierunkową z licznikiem, charakteryzuje się większą złożonością sieci i może współpracować z siecią inteligentną (Smart grid). Dodatkowo jest przygotowany

do współpracy z siecią inteligentnego domu HAN (Home Area Network). Zaawansowana infrastruktura pomiarowa (AMI) - to zintegrowany zbiór elementów: inteligentnych liczników energii elektrycznej, modułów i systemów komunikacyjnych, koncentratorów i rejestratorów, umożliwiających dwukierunkową komunikację, za pośrednictwem różnych mediów i różnych technologii, pomiędzy systemem centralnym, a wybranymi licznikami. Sieć taka umożliwia gromadzenie danych o zużyciu energii określonych odbiorców, wysyłanie sygnałów sterujących do urządzeń oraz zdalne ich konfigurowanie. Istotną zmianą w stosunku do tradycyjnego licznika jest to, że licznik ten ma możliwość zapamiętania odczytanych informacji przez określony czas i przekazania ich do systemu IT w dogodnym momencie. Do zbieranych przez licznik i przesyłanych do centrali (np. co godzinę) danych należą przede wszystkim informacje o konsumpcji energii elektrycznej: wielkości zużycia w danym tygodniu, w poszczególnych porach dnia, czy pobór jest niezakłócony oraz tym podobne. Dzięki temu licznik może generować kolejne dane: na ile pobór energii w danym gospodarstwie domowym odstaje od średniej w regionie, jaka będzie spodziewana wysokość rachunku za energię elektryczną, a nawet przybliżoną liczbę osób w danej destynacji. Łącząc dane z wielu liczników, można szacować zapotrzebowanie na energię całej dzielnicy albo miasta oraz prognozować zapotrzebowanie na energię elektryczną, aby efektywnie zarządzać jego dostawami. Kontroler nadzorujący dane z liczników otrzymuje też aktualną oraz dokładną mapę sieci elektrycznej i może reagować w razie awarii oraz innych niespodziewanych wydarzeń, co znacznie wpłynie na wskaźniki SAIDI i SAIFI.

3. Zalety i wady liczników inteligentnych

W celu finalnego obniżenia kosztów dostaw energii elektrycznej, konieczne jest systematyczne i kompleksowe monitorowanie miejsc ich powstawania. Wykorzystanie informacji pomiarowej z licznika inteligentnego nie tylko do prowadzenia rozliczeń przez OSD, ale przede wszystkim do zarządzania pracą urządzeń pozostających w obrębie strefy domowej czy biurowej jest niewątpliwą zaletą inteligentnych urządzeń. Dostęp do danych z licznika jest możliwy przez Internet. Odpowiednio wyedukowany odbiorca może takie dane obejrzeć i dopasować taryfę lub zmienić sprzedawcę energii elektrycznej.

Liczniki inteligentne zastępują system prognozowania zużycia energii elektrycznej, który jest nisko oceniany przez klientów. O wiele bardziej przyswajalny przez odbiorców jest system rozliczeń rzeczywistego poboru

energii. Nowe rozwiązania w energetyce pozwolą klientom lepiej kontrolować swoje wydatki, a dostawcy energii dokładniej wystawiać rachunki za energię elektryczną. Porównać można to do systemu płatności za rachunki telefoniczne. Płatności za bieżące zużycie dają możliwość lepszego planowania budżetów domowych, ale oferują również poczucie wpływu na kształtowanie relacji z dostawcami energii elektrycznej. Liczniki inteligentne będą wspierać proces zmiany przyzwyczajeń w konsumpcji energii, gdyż zmiany w sposobie korzystania z energii klienci będą mogli zauważyć w wysokości rachunków.

Sceptycy takiego systemu tłumaczą, że może prowadzić to do zbyt dużej kontroli nad odbiorcą, a dostawca na podstawie przesyłanych odczytów miałby zbyt dużą wiedzę o funkcjonowaniu odbiorcy np. w domu, a nawet o jego nieobecności w nim. Dane z liczników inteligentnych mogą być również pokusą dla hakerów. Bez kontroli usługodawców, ograniczenia dostępu do urządzenia pomiarowego nie można z całą pewnością powiedzieć, że dane zużycia energii będą czy nie będą wpadać w niepowołane ręce. Informacje wysyłane z urządzenia pomiarowego do koncentratora (lub bezpośrednio do systemu informatycznego OSD) powinny być odpowiednio szyfrowane, blokując możliwość nieuprawnionego dostępu na etapie przesyłania danych.

4. Przykłady wdrożeń inteligentnego opomiarowania na rynku polskim

W Polsce, według danych Urzędu Regulacji Energetyki udostępnionych portalowi Smart-Grids.pl, do początku 2016 r. zainstalowano około 440 tys. inteligentnych liczników z wymaganych przez dyrektywę 12,8 mln [6]. Programy pilotażowe w tym zakresie prowadzi pięciu operatorów największych systemów dystrybucji (Energia, Enea, Tauron, Innogy i PGE).

Energia-Operator SA przystąpiła do przygotowania wdrożenia inteligentnego opomiarowania w 2010 roku jako pierwsza w Polsce. Jednym z głównych założeń projektu było m in.: przygotowanie do współpracy z rozwiązaniami Smart Grid oraz wdrożenie systemu opartego nie tylko na prostych funkcjach związanych ze sposobem pozyskiwania odczytów z liczników energii elektrycznej, ale przede wszystkim na nowych, dużo bardziej innowacyjnych funkcjonalnościach takich jak np. monitorowanie i zarządzanie pracą sieci oraz stymulowanie zachowania odbiorców w zakresie sposobu pobierania przez nich energii elektrycznej.

Etap I wdrożenia uwzględnił wymianę 108 tys. liczników w wybranych lokalizacjach na terenie działania Energa-Operator. Na podstawie porównania danych pomiarowych przedstawionych w raporcie [7] z wdrożenia etapu I pochodzących z 2012 roku, oraz danych pomiarowych z roku 2013, kiedy to w Kaliszu był już produkcyjnie eksploatowany system AMI, można zaobserwować następujące wyniki:

- na terenie miasta Kalisz, gdzie przeprowadzono wdrożenie systemu AMI, o 15% obniżyła się różnica bilansowa czyli różnica pomiędzy zmierzoną energią elektryczną czynną wprowadzoną do sieci i zmierzoną energią elektryczną czynną odebraną z sieci. W pozostałej części Oddziału Kalisz, gdzie AMI jeszcze nie zainstalowano, różnica bilansowa obniżyła się o 4%. Dodatkowo w Kaliszu o 31% zmniejszyła się liczba klientów zalegających z płatnościami za usługi dystrybucyjne, a także zaobserwowano zdecydowanie słabszą dynamikę poziomu wzrostu zgłoszeń reklamacyjnych dotyczących odczytów i procesu fakturowania do 4% w części objętej wdrożeniem AMI, podczas gdy dla pozostałej części Oddziału Kalisz wyniosła ona 46%. Wzrosła także skuteczność realizacji wyłączeń windyacyjnych. Dla obszaru objętego AMI wynosi ona obecnie 100%, podczas gdy dla obszarów, gdzie wyłączenia są realizowane przez inkasentów skuteczność to 72%.

System AMI pozwala na realizację z w wysoką skutecznością odczytów na potrzeby fakturowania. Należy dodać, że odbiorcy energii elektrycznej w Kaliszu na poziomie 1,3% ograniczyli także swoje zużycie energii elektrycznej. Zainstalowana w ramach etapu I wdrożenia AMI infrastruktura pomiarowa jest eksploatowana produkcyjnie. Na jej bazie odbiorcom są udostępniane nowe produkty, takie jak np.: portal internetowy WWW lub aplikacja na smartfony i tablety pozwalające odbiorcom monitorować własne zużycie energii elektrycznej. Odbiorca poprzez usługę rozliczeń rzeczywistych otrzymuje fakturę w postaci elektronicznej, w wybrany przez siebie dzień miesiąca. Należy tutaj dodać, że wszędzie gdzie została uruchomiona infrastruktura AMI, fakturowanie odbiorcy jest realizowane na podstawie rzeczywistych odczytów liczników AMI, realizowanych w sposób w pełni zautomatyzowany. Od lutego 2013 do maja 2014 do systemów bilingowych przekazano ponad 870 tysięcy odczytów, co przekłada się na kwotę unikniętych kosztów obsługi inkasenckiej w wysokości ponad 2,3 mln zł. Dodatkową opcją przy zainstalowanym liczniku AMI jest sprzedaż energii elektrycznej w modelu przedpłatowym.

W oparciu o zainstalowaną infrastrukturę AMI, do sieci energii elektroenergetycznej zostali podłączeni pierwsi prosumenci. W takich przypadkach zainstalowane liczniki AMI pozwalają na pomiar i rejestrację pełnego profilu energii w dwóch kierunkach: pobór energii z sieci oraz oddanie energii do sieci np. ze źródeł OZE.

Z danych jakie są umieszczone na stronie Energa-Operator wynika, że do stycznia 2015 roku zainstalowano już ok. 400 tys. nowoczesnych liczników na terenie działania spółki.

Doświadczenie Energa Operator wskazały drogę dla pozostałych OSD, a Prezes Urzędu Regulacji Energetyki zarekomendował w dniu 25.05.2015 roku zapisy specyfikacji istotnych warunków zamówienia opracowane dla postępowań przetargowych na dostawę infrastruktury licznikowej dla systemów AMI [8]. Specyfikacja jest wynikiem prac zespołu ekspertów - z Urzędu Regulacji Energetyki oraz z organizacji branżowych PTPiREE (Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej), TOE (Towarzystwo Obrotu Energią), przedstawicieli OSD i PSE (Polskie Sieci Elektroenergetyczne), a także w dużej mierze z KIGeIT (Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Telekomunikacji) - prowadzonych w ramach konsultacji społecznych z interesariuszami projektów AMI. W części metrologiczno-konstrukcyjnej dokumentacji strony biorące udział w procesie osiągnęły porozumienie, stąd ta część specyfikacji ma walor wzorcowej. W odniesieniu do części komunikacyjnej dokumentu nie udało się ustalić jednolitego stanowiska i szereg rozstrzygnięć zostało pozostawionych do indywidualnych decyzji inwestorów. Głównym punktem nieosiągniętego porozumienia była technologia umożliwiająca przesyłanie danych za pośrednictwem linii sieci energetycznej.

Do projektu AMI w 2014 roku dołączyła spółka dystrybucyjna koncernu RWE - RWE Stoen Operator (dzisiaj Innogy), z programem „Realny Wymiar Energii”, który jest etapem transformacji warszawskiej sieci elektroenergetycznej w kierunku inteligentnych sieci energetycznych. Pierwsza faza projektu obejmowała wymianę 100 tys. liczników na inteligentne, na terenie warszawskiej Pragi Południe. Montaż rozpoczął się pod koniec września i trwał do grudnia 2015 roku. RWE nie podało do publicznej wiadomości informacji o kolejnych etapach wymian lub też o wnioskach z montażu pierwszych 100 tys. liczników.

Na południu Polski, gdzie dostawcą energii elektrycznej jest Tauron Dystrybucja S.A., na początku roku 2015 uruchomiono projekt Smart City Wrocław. Wdrożenie systemu inteligentnego opomiarowania to instalacja ponad

330 tys. liczników energii elektrycznej w różnych częściach miasta Wrocławia. Wg danych z dnia 04.11.2016 roku zawartych na stronie internetowej spółki Tauron zamontowanych już zostało 290 tys. liczników, a do pracy produkcyjnej „go live” przekazano 67 ze 109 obszarów Wrocławia, czyli łącznie 210 tys. liczników, które odczytywane są tam z zakładaną wysoką skutecznością wynoszącą 99,5%. [9] Na początku roku 2017 klienci Taurona objęci projektem Smart City Wrocław jako pierwsi w Polsce mogą obserwować w czasie rzeczywistym zużycie energii poszczególnych urządzeń w domu lub biurze. Pozwala na to nowa usługa o nazwie HAN TAURON AMIPlus. Funkcjonalność, która pozwala na zdalną aktywację bezprzewodowego interfejsu komunikacyjnego w inteligentnym liczniku energii elektrycznej. Dzięki temu dane dotyczące aktualnego zużycia energii są przesyłane bezpośrednio z licznika energii elektrycznej AMI na domowe urządzenie odbiorcze (HAN).

Na terenie miast Oddziału Białystok i Oddziału Łódź-Miasto gdzie głównym dostawcą energii elektrycznej jest PGE Dystrybucja projekt AMI zakładał zainstalowanie 51 tys. liczników inteligentnych. Z danych z 21.12.2016 roku zamieszczonych na stronie PGE Dystrybucja zamontowano już prawie 40 tys. urządzeń pomiarowych. [10]

Enea Operator planuje uruchomić pilotażowe projekty: Inteligentna Wyspa Uznam, Inteligentny Inowrocław, Inteligentna dzielnica Rataje (w Poznaniu), koncentrując się w pierwszej kolejności projektu AMI na modernizacji stacji transformatorowych średniego napięcia. Projekt obejmie wymianę około 100 tys. liczników energii elektrycznej.

5. Przyszłość inteligentnego opomiarowania w Polsce

Na podstawie powyższego można stwierdzić, że każdy z polskich OSD uruchomił proces wymiany liczników, ale też każdy z tych dystrybutorów jest na innym etapie wdrożeń. Dane zaprezentowane w tym opracowaniu pokazują, że w polskiej energetyce nie osiągnięto jeszcze poziomu jednego miliona wymienionych tradycyjnych liczników energii elektrycznej na ich inteligentne odpowiedniki.

Operatorzy poszukują optymalnego rozwiązania technologicznego dla systemu AMI, obserwują siebie wzajemnie i analizują dane z pilotażowych wdrożeń. Przyszłość inteligentnego opomiarowania w Polsce w dużej mierze

zależy od pełnego sukcesu w dłuższej perspektywie wdrożonego już systemu. Kolejne wdrożenia oparte na fundamentach sukcesu poprzedniego wdrożenia powinny procesowo przebiegać zdecydowanie sprawniej.

Ustandaryzowanie całego systemu AMI to także ustandaryzowanie sieci przesyłu energii elektrycznej. To naczynia połączone i uzależnione od siebie. W całej infrastrukturze sieciowej licznik jest punktem styku pomiędzy OSD, a klientem. Żeby urządzenie pomiarowe działało precyzyjnie wraz z całym systemem AMI nawet najnowocześniejszy inteligentny licznik nie będzie w stanie działać sprawnie bez modernizacji sieci, która zasila ten licznik i dostarcza do niego energię elektryczną.

Wraz z nowelizacją ustawy – Prawo zamówień publicznych otworzyły się nowe możliwości dotyczące opracowania innowacyjnego produktu poprzez tryb – partnerstwo innowacyjne. Dzięki niemu możliwe będzie nabycie przedmiotu zamówienia, który nie jest na rynku dostępny od ręki. Przepisy tego trybu pozwalają wreszcie na to, by nie tylko kupować to, co już istnieje na rynku, ale także, by wspierać nowe, jeszcze nieistniejące rozwiązania. Jako pierwszy z zamawiających w Polsce wykorzystała je Enea Operator. Celem zamówienia jest zaprojektowanie licznika energii odpowiadającego potrzebom spółki, która po analizie rynku stwierdziła, że nie ma na nim urządzenia, które spełniałoby wszystkie jej oczekiwania.

Wydaje się zasadnym, aby docelowo powstała standaryzacja techniczna licznika energii elektrycznej dla całego systemu dystrybucji w Polsce. Przyczyniłaby się ona z pewnością do ujednolicenia wymagań opisu przedmiotu zamówienia, co w efekcie przełożyłoby się na skuteczniejsze zarządzanie dostawcami i procesami zakupowymi w OSD.

6. Podsumowanie

Połączenie technologii przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej z technologiami przesyłu danych o jakości i ilości dystrybuowanej energii elektrycznej stało się częścią elektroenergetyki. Sam przesył i dystrybucja to dojrzały organizm, który rozwijał się w Polsce od 1903, kiedy początki miał proces elektryfikacji Polski. Proces inteligentnych sieci energetycznych to organizm, który raczkuje i zarówno użytkownicy jak i jego twórcy dopiero zaczynają długą drogę do osiągnięcia dojrzałości procesowej i stworzenia

urządzeń wchodzących w skład całego systemu. Niecałe 10% wymienionych liczników na urządzenia nowszej generacji zgodnie z dyrektywą o efektywności energetycznej z 2009 roku gdzie każde państwo członkowskie Unii Europejskiej powinno do 2020 roku zastąpić 80% tradycyjnych liczników energii elektrycznej ich inteligentnymi odpowiednikami to dopiero pierwszy krok postawiony w Polsce w kierunku inteligentnych sieci energetycznych. Poziom wymaganych wymian przez Unię Europejską wydaje się być ciągle realny.

Literatura

- [1] Ken Blanchard, Don Hutson, Ethan Willis, Jednominutowy przedsiębiorca, Studio Emka, Warszawa, 2010r.
- [2] <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=CELEX:52011DC0202> z dnia: 13.01.2017.
- [3] http://ise.ews21.pl/index.php?page=ise#ise_polska z dnia: 13.01.2017.
- [4] <https://bip.ure.gov.pl/download/3/6434/REGULACJAJAKOSCIOWAOSD.pdf> z dnia: 13.01.2017.
- [5] <http://www.absoluteenergy.co.za/elect-metering.html> z dnia: 11.01.2017.
- [6] <https://www.wprost.pl/tygodnik/10020091/Smart-grid-na-zakrecie.html> z dnia: 10.01.2017.
- [7] http://www.energa-operator.pl/upload/wysiwyg/dokumenty_do_pobrania/wymianalicznika/Etap_I_Raport_AMI.pdf z dnia: 10.01.2017.
- [8] <http://ise.ure.gov.pl/ise/warsztaty-rynku-energi/ami/6170,Rekomendowane-zapisy-specyfikacji-istotnych-warunkow-zamowienia-opracowane-dla-p.html> z dnia: 10.01.2017.
- [9] <http://amiplus.tauron-dystrybucja.pl/o-amiplus/aktualnosci/Strony/news-detel.aspx?NewsId=9> z dnia: 11.01.2017.
- [10] <http://amisystem.pgedystrybucja.pl/> z dnia: 11.01.2017.

Karol SIDOR
Politechnika Lubelska

ZABEZPIECZENIA STOSOWANE W SYSTEMACH MIKROINSTALACJI FOTOWOLTAICZNYCH

W ostatnich latach zaobserwowano wzrost udziału energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych w krajowym bilansie energetycznym. W szczególności dynamicznie rozwijają się prosumenckie mikroinstalacje fotowoltaiczne, których udział w wytwarzaniu energii ciągle wzrasta [19, 20]. Rozwój energetyki prosumenckiej w sieciach niskiego napięcia może doprowadzić do pojawienia się niekorzystnych zjawisk stwarzających duże zagrożenie dla całego systemu energetycznego [17, 18]. W sieciach niskiego napięcia z dużą koncentracją odnawialnych źródeł energii mogą występować zagrożenia takie jak: przeciążenia linii elektroenergetycznych, przekroczenia napięciowe, oraz zagrożenia związane z przekroczeniem cieplnej wytrzymałości linii energetycznych. Jakość energii elektrycznej może zostać pogorszona poprzez migotanie napięcia i wyższe harmoniczne. Istotnym problemem jest również praca wyspowa źródeł energii w przypadku zaniku napięcia zasilającego. W celu przeciwdziałania tym niekorzystnym zjawiskom niezbędne jest odpowiednie zabezpieczenie instalacji prosumenckich oraz wyposażenie ich w szereg urządzeń i układów automatyki zabezpieczeniowej.

1. Bezpieczeństwo systemów fotowoltaicznych

System fotowoltaiczny jest elektrownią energetyczną przetwarzającą energię promieniowania słonecznego na energię elektryczną. Jako źródło energii elektrycznej narażony jest na szereg negatywnych zjawisk mogących zakłócić pracę całego systemu lub spowodować jego uszkodzenie. W celu zapewnienia kompleksowej ochrony przed skutkami zagrożeń związanych z prądem elektrycznym i zakłóceniami w sieci stosuje się odpowiednie zabezpieczenia dedykowane dla systemów fotowoltaicznych określone normami [14]. Zabezpieczenia dla systemów fotowoltaicznych stosuje się w instalacji zarówno po stronie DC jak i po stronie AC.

Dla systemów fotowoltaicznych zgodnie z regulacją prawną obowiązującą w Polsce wymagane jest stosowanie zabezpieczeń podstawowych do których zalicza się :

- zabezpieczenie przeciwporażeniowe,
- zabezpieczenie przeciwprzepięciowe,
- zabezpieczenie odgromowe,
- zabezpieczenie przeciążeniowe i zwarciove.

Dla zwiększenia bezpieczeństwa użytkowników i systemu fotowoltaicznego można stosować zabezpieczenia dodatkowe, między innymi zabezpieczenia przeciwpożarowe.

2. Ochrona przeciwpożarowa w systemach PV

Ochrona przeciwporażeniowa w systemach PV realizowana jest poprzez zapewnienie ochrony podstawowej- przed dotykiem bezpośrednim oraz ochrony dodatkowej- przed dotykiem pośrednim. W systemach fotowoltaicznych metalowe elementy przewodzące znajdują się zarówno po stronie obwodu DC jak i AC. Uziemienie tych wszystkich elementów, takich jak: obudowa falownika, skrzynka rozdzielcza, rama modułu zapewnia ochronę przed porażeniem prądem elektrycznym. Elektroda uziemiająca w przypadku niebezpieczeństwa porażenia prądem pełni rolę drenu odprowadzającego ładunek elektryczny.

Ochronę podstawową przed porażeniem prądem elektrycznym zapewniają środki techniczne chroniące przed bezpośrednim dotykiem części niebezpiecznych. Typowym rozwiązaniem jest ograniczenie dostępu do niebezpiecznych elementów systemu fotowoltaicznego, zastosowanie izolacji podstawowej lub obudów izolacyjnych oraz stosowanie tabliczek ostrzegawczych.

Ochronę dodatkową przed porażeniem prądem elektrycznym w obwodach instalacji PV zapewniają urządzenia II klasy ochronności pracujące w szerokim zakresie temperatur oraz uziemione połączenia wyrównawcze. Najczęściej stosowanym środkiem ochrony przeciwporażeniowej po stronie DC systemu fotowoltaicznego jest wzmocniona lub podwójna izolacja odporna na promieniowanie UV.

3. Ochrona przeciwprzepięciowa w systemach PV

Systemy fotowoltaiczne zabezpiecza się przed przepięciami i sprzężeniami pochodzącymi z sieci energetycznej, wywołanymi uderzeniami piorunów oraz innymi przepięciami i sprzężeniami występującymi w systemie fotowoltaicznym. Zasady ochrony przeciwprzepięciowej dla systemów fotowoltaicznych zawarte są w normie PN-EN 61173:2002 Ochrona przeciwprzepięciowa fotowoltaicznych (PV) systemów wytwarzania mocy elektrycznej [12].

Ochrona przeciwprzepięciowa w systemach fotowoltaicznych (PV) realizowana jest poprzez zastosowanie ograniczników przepięć (SPD). Ograniczniki przepięć zabezpieczają system fotowoltaiczny i podłączone do niego urządzenia elektryczne przed sprzężeniami i przepięciami. W instalacji fotowoltaicznej stosuje się ograniczniki przepięć (SPD) zarówno po stronie DC jak i po stronie AC, ważne jest to, aby instalowane zabezpieczenie było dedykowane dla danej instalacji.

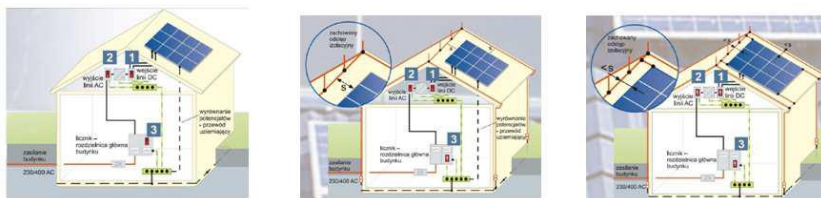
Rozróżnia się następujące rodzaje ograniczników przepięć:

- SPD typ I (B),
- SPD typ II (C),
- SPD typ III (D),
- SPD typ I+II (B+C).

Dla ochrony systemów fotowoltaicznych dedykowane są ograniczniki przepięć SPD typ II (B) oraz SPD typ I+II (B+C). Dobór typu i miejsce instalacji ograniczników przepięć zależy od typu budynku:

- w budynkach, w których nie występuje instalacja odgromowa zalecane jest dokonanie ekwipotencjalizacji systemu fotowoltaicznego oraz zastosowanie ograniczników przepięć SPD typu I+II (B+C) lub SPD typ II (B),
- w budynkach, w których występuje instalacja odgromowa ale bez zachowanych odstępów izolacyjnych zalecane jest połączenie konstrukcji generatorów fotowoltaicznych z instalacją odgromową i zastosowanie ograniczników przepięć SPD typ I+II (B+C),
- w budynkach, w których występuje instalacja odgromowa z zachowaniem odstępów izolacyjnych zaleca się zastosowanie ograniczników przepięć SPD typ II (C) oraz połączenie konstrukcji generatorów fotowoltaicznych z szyną wyrównującą potencjał w budynku.

Zalecane typy ograniczników przepięć dla omawianych budynków przedstawiono na rys.1.



Bez LPS	Zachowany odstęp s	Niezachowany odstęp s
1 – SPD typ II (C) DC	1 – SPD typ II (C) DC	1 – SPD typ I+II (B+C) DC
2 – SPD typ II (C) AC	2 – SPD typ II (C) AC	2 – SPD typ II (C) AC
3 – SPD typ II (C) AC	3 – SPD typ I+II (B+C) AC	3 – SPD typ I+II (B+C) AC

Rys. 1. Zalecane typy ograniczników przepięć dla różnych budynków [4]

4. Ochrona odgromowa w systemach PV

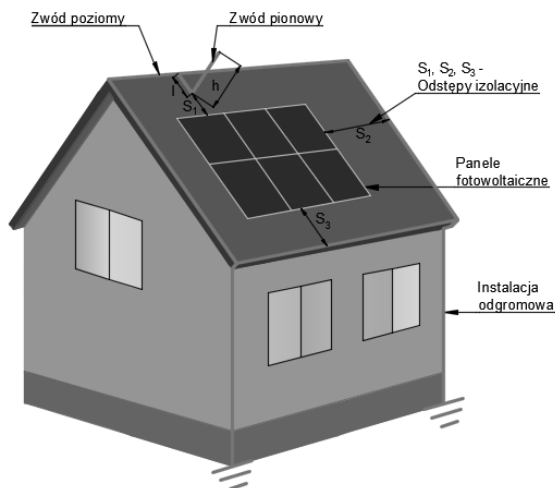
Systemy fotowoltaiczne zabezpiecza się również przed bezpośrednim wyładowaniem piorunowym. Wymagania ogólne dotyczące ochrony przed bezpośrednim oddziaływaniem prądu piorunowego określone są w normie PN-EN 62305-1:2008 Ochrona odgromowa Część 1:Wymagania Ogólne [13].

Ochrona systemu fotowoltaicznego przed bezpośrednim wyładowaniem piorunowym realizowana jest poprzez odpowiednie dobranie i rozmieszczenie układu zwodów oraz przewodów odprowadzających i uziomu. Elementy systemu fotowoltaicznego umieszczane są w układzie zwodów pionowych i poziomych tworzących przestrzeń chronioną, która zapewnia właściwe bezpieczeństwo systemu. Układ przestrzeni chronionej określić można za pomocą następujących metod:

- metody oczkowej (stosowanej dla powierzchni płaskich),
- metody kąta ochronnego (stosowanej dla budynków o prostych kształtach),
- metody toczonej kuli (stosowanej w każdym przypadku).

Przy umieszczaniu elementów systemu fotowoltaicznego w przestrzeni chronionej należy zachować odpowiednie odstępy izolacyjne, które uniemożliwiłyby wystąpienie przeskoków iskrowych pomiędzy instalacją odgromową a metalowymi elementami przestrzeni chronionej. W przypadku braku możliwości zachowania odstępu izolacyjnego zaleca się wykonanie połączeń wyrównawczych pomiędzy elementami konstrukcyjnymi instalacji fotowoltaicznej a elementami instalacji odgromowej.

Ochrona farm fotowoltaicznych przed bezpośrednim wyładowaniem piorunowym realizowana jest poprzez zastosowanie układu zwodów pionowych i uziomu kratowego. Ochroną odgromową obejmuje się również stacje transformatorowe oraz dyspozytornię farmy fotowoltaicznej. Na rys.2 przedstawiono system fotowoltaiczny wraz z układem zwodów i instalacją odgromową.

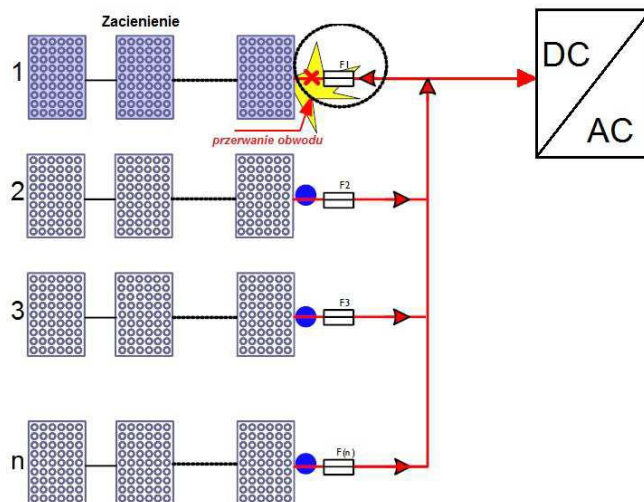


Rys. 2. System fotowoltaiczny z instalacją odgromową [6]

5. Ochrona przeciążeniowa i zwarceniowa w systemach PV

W systemach fotowoltaicznych ważnym aspektem jest ochrona przed przeciążeniami i zwarciami. Do tych niekorzystnych zjawisk dochodzi w przypadku zacinienia lub uszkodzenia jednego lub kilku modułów fotowoltaicznych. Uszkodzony lub zaciemniony moduł fotowoltaiczny powoduje zwarcie w obwodzie instalacji fotowoltaicznej i przepływ prądu wstecznego będącego sumą algebraiczną wszystkich prądów płynących w połączonych równolegle pojedynczych gałęziach. Płynący prąd wsteczny stanowi duże zagrożenie dla całej instalacji w szczególności dla modułów fotowoltaicznych a w skrajnych przypadkach może doprowadzić do samozapłonu.

Zabezpieczenie systemów fotowoltaicznych przed przeciążeniami i zwarciami realizowane jest poprzez zastosowanie wkładek topikowych (bezpieczników) dedykowanych dla instalacji fotowoltaicznych lub wyłączników instalacyjnych przeznaczonych do ochrony modułów fotowoltaicznych. Środki ochrony systemów fotowoltaicznych przed przeciążeniami dobiera się zgodnie z wymaganiami normy PN-EN 60269-6:2011 Bezpieczniki topikowe niskiego napięcia. Część 6- wymagania dodatkowe dotyczące wkładek topikowych do zabezpieczania fotowoltaicznych systemów energetycznych.[13] Dla instalacji fotowoltaicznych zalecane jest stosowanie bezpieczników topikowych klasy gPV o wartości prądu dobranego na podstawie obliczeń opisanych poniżej.



Rys. 3. Ochrona przeciwzwarciowa w systemach fotowoltaicznych [1]

Zabezpieczenia przeciążeniowe i zwarciovowe nie zawsze są wymagane ze względu na to iż moduły fotowoltaiczne mogą wytrzymywać określoną wartość prądu rewersyjnego (wstecznego). Zabezpieczenie przed prądami wstecznymi nie jest konieczne gdy spełniony zostanie warunek:

$$N \leq 1(I_{\text{Rew}} - I_{\text{SC}}) \quad (1)$$

gdzie:

N - liczba pasm połączonych równolegle

I_{Rew} - prąd rewersyjny (wsteczny)

I_{SC} - prąd zwarciovowy modułów fotowoltaicznych

Zabezpieczenia przeciążeniowe dobiera się zależnie od wartości prądu z następujących warunków:

$$1.4I_{\text{SC}} \leq I_N \leq 0.9 I_{\text{Rew}} \quad (2)$$

lub

$$1.4I_{\text{SC}} \leq I_N \leq 2I_{\text{SC}} \quad (3)$$

Poniżej podano przykład doboru zabezpieczeń zwarciovowych dla modułów fotowoltaicznych Canadian Solar CSP-270 P połączonych w 4 pasma równolegle o następujących parametrach:

$$P_{\text{max}} = 270 \text{ W}$$

$$V_{\text{mp}} = 30.8 \text{ V}$$

$$I_{\text{SC}} = 9.32 \text{ A}$$

$$I_{\text{Rew}} = 25 \text{ A}$$

Określenie prądu znamionowego bezpiecznika topikowego stanowiącego zabezpieczenie zwarciovowe :

$$1.4I_{\text{SC}} \leq I_N \leq 0.9 I_{\text{Rew}}$$

$$1.4 \cdot 9.32 \leq I_N \leq 0.9 \cdot 25$$

$$13,04 \leq I_N \leq 22,5$$

Z obliczeń wynika że, dla przedstawionego systemu fotowoltaicznego należy zastosować jako zabezpieczenie zwarciove bezpieczniki topikowe klasy gPV o nominalnym prądzie bezpiecznika 14 A.

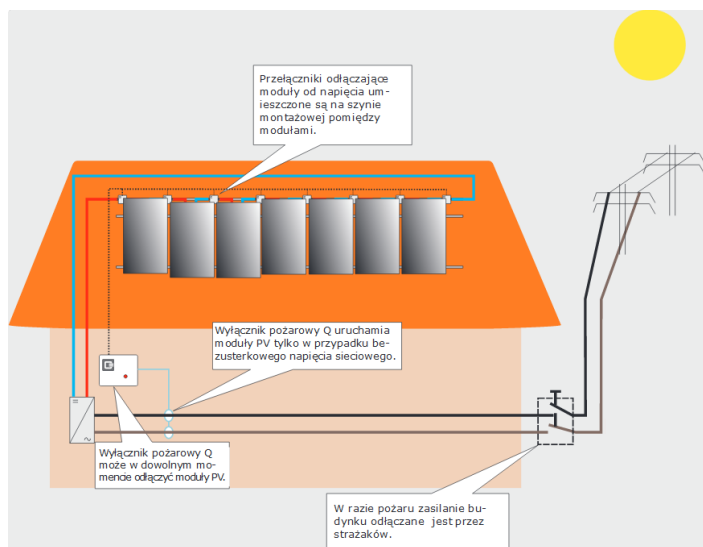
6. Ochrona przeciwpożarowa w systemach PV

Systemy fotowoltaiczne z reguły nie stwarzają zagrożeń pożarowych. Wybuch pożaru spowodowany poprzez instalację fotowoltaiczną jest niezwykle rzadkością. Do wybuchu pożaru w systemie fotowoltaicznym może dojść jedynie w szczególnym przypadku, gdy instalacja fotowoltaiczna nie posiada pełnej ochrony zwarciovej. System fotowoltaiczny ze względu na wysokie napięcie po stronie DC stanowi zagrożenie podczas akcji ratowniczo-gaśniczych w przypadku pożaru budynku. Ochrona przeciwpożarowa w systemach fotowoltaicznych sprowadza się do wyłączenia systemu modułów fotowoltaicznych.

Zabezpieczenie przeciwpożarowe w systemach (PV) fotowoltaicznych realizowane jest poprzez zastosowanie zestyku zwierne go wyłącznika zainstalowanego przy modułach fotowoltaicznych. Zabezpieczenie przeciwpożarowe w systemach fotowoltaicznych polega na zwarciu osobno każdej gałęzi generatora fotowoltaicznego z pominięciem bezpieczników topikowych. Powstały prąd zwarciovy nie spowoduje zniszczenia ani uszkodzenia generatorów fotowoltaicznych, gdyż prąd jaki popłynie będzie większy jedynie o 15-20% od wartości prądu maksymalnego dla danego systemu.

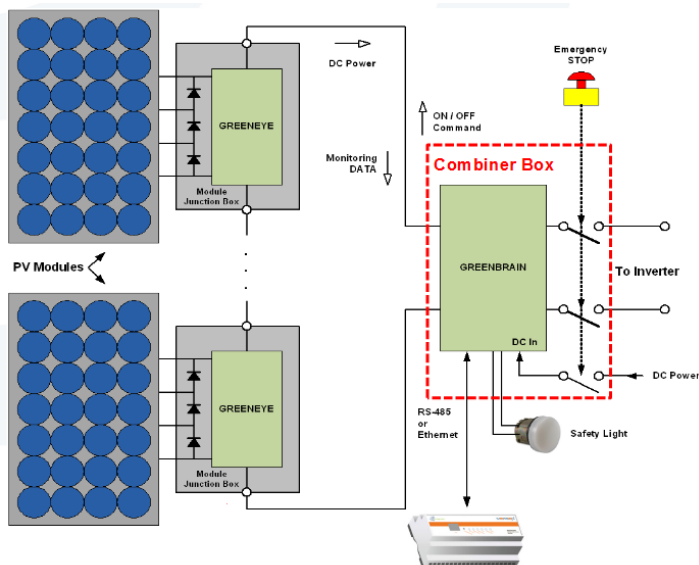
Do ochrony przeciwpożarowej instalacji fotowoltaicznej służą nowoczesne automatyczne systemy wyłączania modułów. Skuteczne i bezpieczne wyłączenie generatorów fotowoltaicznych umożliwiają wyłączniki przeciwpożarowe PV Q-Fire. Urządzenia te uruchamiają moduły fotowoltaiczne w przypadku bezusterkowego napięcia sieciowego i rozłączają obwód DC systemu PV w przypadku zaniku napięcia w sieci nN.

System fotowoltaiczny wyposażony w ochronę przeciwpożarową Q-Fire przedstawiono na rys. 4.



4. System fotowoltaiczny z ochroną przeciwpożarową Q-Fire [16]

Ciekawym zabezpieczeniem przeciwpożarowym jest system wyłączania instalacji fotowoltaicznej firmy Mersen składający się z dwóch współpracujących ze sobą modułów: GreenBrain i GreenEye (Rys.5). System ten to układ automatyki który monitoruje instalację fotowoltaiczną i wyłącza obwód DC systemu fotowoltaicznego po przekroczeniu temperatury 115°C .



5. System fotowoltaiczny z ochroną przeciwpożarową Mersen [15]

5. Wnioski

Zabezpieczenia systemów fotowoltaicznych stanowią ważny aspekt od którego zależy bezpieczeństwo użytkowników, niezawodność i poprawność działania instalacji fotowoltaicznej oraz żywotność jej elementów. Systemy fotowoltaiczne należy zabezpieczać zgodnie z obowiązującymi przepisami i normami aby zapewnić niezawodne i poprawne ich działanie. Dla instalacji fotowoltaicznych należy stosować dedykowane urządzenia i układy automatyki zabezpieczeniowej. Odpowiednio zaprojektowany i wykonany system zabezpieczeń instalacji fotowoltaicznej pozwala na niezawodną i bezpieczną pracę systemu fotowoltaicznego oraz wydłuża czas jego eksploatacji. Każdy system fotowoltaiczny musi posiadać odpowiednie środki ochrony podstawowej, zalecane jest również stosowanie zabezpieczeń dodatkowych oraz urządzeń mikroprocesorowych monitorujących pracę całego systemu.

Literatura

- [1] M. Dolata, Zabezpieczenia elektryczne w systemach fotowoltaicznych Źródło: <http://maciejdolata.com/publikacje> [10.01.2017].
- [2] M. Sarniak, Budowa i eksploatacja systemów fotowoltaicznych, Wydawnictwo grupa MEDIUM. Seria : Zeszyty dla elektryków nr 13. Warszawa 2015.
- [3] P. Czaja, Środki ochrony przeciwporażeniowej w instalacjach fotowoltaicznych, Politechnika Częstochowska, Instytut Telekomunikacji i Kompatybilności Elektromagnetycznej. Przegląd elektrotechniczny 12/2015.
- [4] A. Sowa, K. Wincencik, Ograniczanie przepięć w instalacjach niskonapięciowych systemów fotowoltaicznych, 2012r.
- [5] J. Buriak, Analiza techniczna elektrowni fotowoltaicznej średniej mocy . Studium przypadku- referat konferencyjny XVI Międzynarodowa Konferencja Naukowa APE'13. Czerwiec 2013.
- [6] D. Głuchy, D. Kurz, G. Trzmiel Instalacja odgromowa i ograniczniki przepięć w instalacjach fotowoltaicznych , Poznań University of Technology Academic Journals 2015.
- [7] R. Szczerbowski, Instalacje fotowoltaiczne-aspekty techniczno-ekonomiczne, Politechnika Poznańska Instytut Elektroenergetyki . Przegląd elektrotechniczny 2014.
- [8] J. Wiatr, Energia odnawialna Instalacje fotowoltaiczne Dobór falownika, przewodów oraz ich zabezpieczeń Neutralizacja zagrożeń od instalacji PV w czasie pożaru. Lipiec 2016.

-
- [9] Union Technique De L'Electricite, Photovoltaic installations connected to the public distribution network, UTE C 15-712-1 07.2012r.
- [10] Haberlin H., Photovoltaics. System Designed and Practice, John Wiley & Sons Ltd., 2012.
- [11] Stapleton G., Neill S., Grid-Connected Solar Electric Systems Earthscan, London 2012
- [12] PN-EN 61173:2002 Ochrona przeciwprzepięciowa fotowoltaicznych (PV) systemów wytwarzania mocy elektrycznej. Przewodnik
- [13] PN-EN 62305-1:2008 Ochrona odgromowa Część 1:Wymagania Ogólne.
- [14] PN-EN 60269-6:2011 Bezpieczniki topikowe niskiego napięcia. Część 6- wymagania dodatkowe dotyczące wkładek topikowych do zabezpieczania fotowoltaicznych systemów energetycznych
- [15] http://www.mt-system.ru/sites/default/files/safety_solution.pdf[10.01.2017]
- [16] http://www.mawo-solarteuer.de/pl/index_htm_files/Q-Fire_polnisch.pdf [10.01.2017]
- [17] Jędrychowski R., Pijarski P., Adamek S., Sereja K.: Korzyści ekonomiczne z zastosowania zasobnika energii w sieci niskiego napięcia. Rynek Energii – 2017, Nr 1 (128), s. 31–34.
- [18] Kacejko P., Pijarski P.: Zarządzanie mikroinstalacjami OZE – realne wyzwanie techniczne, czy tylko impuls marketingowy?. Rynek Energii – 2016, Nr 1 (122), s. 41–45.
- [19] Pijarski P., Kacejko P., Wancerz M., Gryniewicz Jaworska M.: Układ sterowania mocą bierną farmy wiatrowej wykorzystujący możliwości regulacyjne przekształtników, dławika zaczepowego oraz pojemność kabla zasilającego farmę. Przegląd Elektrotechniczny - 2016, Nr 8, s. 44–47.
- [20] Gałązka K., Kacejko P., Pijarski P.: Wykluczeni - jednostki sektora finansów publicznych na straconej pozycji wśród wytwórców OZE ?. Rynek Energii – 2016, Nr 2, vol. 123, s. 40–45.

Maksymilian PRZYGRODZKI, Wojciech LUBICKI

PSE Inwestycje SA, Politechnika Śląska

WYKORZYSTANIE PODEJŚCIA PROBABILISTYCZNEGO W PLANOWANIU ROZWOJU NA PODSTAWIE DOŚWIADCZEŃ OPERATORÓW SIECIOWYCH

Streszczenie. Odległy często horyzont planistyczny towarzyszący zagadnieniu rozwoju i utrzymania systemu elektroenergetycznego zawiera wiele czynników o charakterze informacji niepewnej bądź kwantyfikowanej w kategoriach prawdopodobieństwa. Taki poziom informacji sprzyja wykorzystywaniu modeli probabilistycznych. Wśród operatorów sieciowych praktyka ta zdobywa obecnie coraz większe zainteresowanie, co wiąże się ze zmianą struktury wytwórczej i odbiorczej w systemie elektroenergetycznym.

W artykule przedstawiono praktyki wykorzystania podejścia probabilistycznego w odniesieniu do planowania rozwoju systemu elektroenergetycznego. Opis praktyk jest wynikiem studium literatury pod kątem budowy procesów planowania rozwoju w wybranych krajach. Na tej podstawie przedstawiono wnioski odnoszące się do zastosowania tego typu modeli w warunkach krajowych.

UTILIZATION OF PROBABILISTIC APPROACH IN POWER SYSTEM PLANNING DEVELOPMENT BASED ON THE EXPERIENCE OF SYSTEM OPERATORS

Summary. Distant planning horizon accompanying the issue of the development and maintenance of the power system includes a lot of factors as uncertain information or quantified in terms of probabilities. This level of information is conducive to the use of probabilistic models. Among system operators utilization of probabilistic approach is now gaining more and more interest, which involves a change in the structure of manufacturing and receiving in the power system.

The paper presents the practice of probabilistic approach using in relation to planning the development of the power system. Description of practice is the result of a study of literature for the construction processes of development planning in selected countries. On this basis, the conclusions are drawn regarding the application of such models to national power system.

Jarosław Bogacz
Politechnika Śląska

WPLYW ROZWOJU ROZPROSZONYCH ŹRÓDEŁ ENERGII NA WYBRANE SYSTEMOWE USŁUGI REGULACYJNE

Streszczenie. Rozwój rozproszonych źródeł energii elektrycznej obserwowany na świecie i w Polsce wpływa na zmianę ilościową i jakościową w zakresie zapotrzebowania na regulacyjne usługi systemowe. Jednocześnie źródła rozproszone wraz z programami zarządzania popytem na energię mogą tworzyć dodatkowy potencjał podaży regulacyjnych usług systemowych. W artykule przedstawiono porównanie rozwiązań w zakresie regulacyjnych usług systemowych wdrożonych w wybranych krajach i stanu obowiązującego w Polsce. Zaprezentowano również główne metody kwantyfikacji zapotrzebowania na wielkość usług regulacji trójnej systemu elektroenergetycznego oraz metody zapewnienia jej podaży. Omówiono wyniki analizy wykorzystania istniejących zasobów podaży w zakresie regulacyjności trójnej dla krajowego systemu elektroenergetycznego przy różnych scenariuszach rozwoju energetyki odnawialnej niesterowalnej.

DISPERSED POWER GENERATION DEVELOPMENT IMPACT ON SELECTED ANCILLARY SERVICES

Summary. Dispersed generation development observed lately across the world, including Poland, impacts on quantitative and qualitative change in scope of demand for ancillary services. In the same time, dispersed generation, supported by demand side management programs may constitute additional possibilities for ancillary services supply. Comparison of supply solutions for ancillary services implemented in selected countries and current status of ancillary services market in Poland were presented in the paper. Main assessment methods of flexible resource adequacy and methods for ensuring supply of required flexibility were presented. Analyses results of existing flexibility supply resources usage in the scope of tertiary reserve under the different scenarios of wind and solar capacities development in Poland were introduced in the paper.

Henryk KOCOT, Paweł KUBEK
Politechnika Śląska

ZDOLNOŚCI PRZYŁĄCZENIOWE WĘZŁÓW DYSTRYBUCYJNEJ SIECI 110 KV

Streszczenie. Obowiązkiem operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) jest cykliczna publikacja możliwości przyłączeniowych węzłów sieci 110 kV. Obliczenia te wykonywane są w naszym kraju zwykle w cyklach trzyletnich z roczną korektą tych możliwości, przy czym obliczenia wykonywane są indywidualnie dla wszystkich węzłów, bez uwzględniania wpływu poszczególnych wyznaczonych mocy węzłowych na siebie wzajem. Powodem takiego podejścia jest duża czasochłonność obliczeń i stosunkowo mała dynamika zmian mocy przyłączonych. W artykule proponuje się wykorzystanie szybkiej metody liniowej obliczania rozptyłów mocy - z bezpośrednim uwzględnieniem reguły N-1 - umożliwiającej wyznaczanie również grupowej mocy dla kilku węzłów.

THE CONNECTIVITY OF 110 KV DISTRIBUTION NETWORK NODES

Summary. The obligation of the distribution system operators is a cyclical publication of the connectivity of 110 kV network connection nodes. In Poland this calculations are carried out every three years with a annual correction, but this calculations are performed individually for all nodes, without taking into account the mutual influence of individual bus power. The reason for this approach is a large time-consuming calculations and relatively low dynamics of power connected change. In paper it is proposed to use a high-speed straight-line method to calculate power flows with direct inclusion of N-1 rule which also allows the calculation of group power for few buses.

Paweł BUĆKO
Politechnika Gdańska

ROZPROSZONA DOSTAWA USŁUG SYSTEMOWYCH

Streszczenie. Jednym z wyzwań technicznych i organizacyjnych przed jakimi stanął system elektroenergetyczny w uwarunkowaniach rynkowych jest zorganizowanie rynku systemowych usług regulacyjnych.

Rosnący udział rozproszonych, niespokojnych źródeł wytwarzania energii oraz zmiana rynkowej pozycji odbiorców, powodują zapotrzebowanie na rozproszone dostarczanie usług regulacyjnych. W tym celu poszukuje się możliwości wykorzystania zdolności do działań regulacyjnych: rozproszonych wytwórców, odbiorców, prosumentów lub układów wykorzystujących zasobniki energii. Za najważniejsze próby, omówione w referacie, należy uznać:

- rozwiązania organizacyjne tworzenia grup bilansujących lub wirtualnych elektrowni,
- wykorzystanie działań regulacyjnych odbiorców (np. w ramach DSM/DSR),
- poszukiwanie efektywnych technologii magazynowania energii.

DISTRIBUTED DELIVERY OF ANCILLARY SERVICES

Summary. One of the technical and organizational challenges the power system faces in deregulated market conditions is to organize an ancillary services market. The growing share of distributed generation of variable (intermittent) energy sources and a change in the market position of buyers, causes the demand for distributed delivery of ancillary services. For this purpose it is sought to use the ability of the regulatory measures: dispersed generators, consumers, prosumers and energy storage systems. The most important attempts discussed in the paper were:

- organizational solutions creating a balancing groups or virtual power plants,
- the use of response actions of customers (eg. in the context of DSM / DSR),
- search for effective energy storage technologies.

Maksymilian PRZYGRODZKI^{1,2}, Rafał GWÓŹDŹ¹, Paweł CHMURSKI¹

¹ PSE Innowacje Sp. z o.o., ²Politechnika Śląska

OCENA WYSTARCZALNOŚCI WYTWARZANIA Z UWZGLĘDNIENIEM REALIÓW LOSOWYCH

Streszczenie. Planowanie rozwoju systemu elektroenergetycznego w horyzoncie długoterminowym wymaga określenia potencjalnych warunków otoczenia, w których będą realizowane przyszłe zadania modernizacyjne i inwestycyjne. Istotnym wyznacznikiem takich analiz jest problem oceny wystarczalności wytwarzania, jako warunku spełnienia bilansu mocy i energii w przyszłych stanach pracy systemu elektroenergetycznego. W tej kwestii stosuje się rozwiązania o charakterze deterministycznym oraz probabilistycznym. Obecne realia rozwoju systemów elektroenergetycznych o wysokim stopniu penetracji źródeł odnawialnych w obszarze wytwarzania wymagają sięgania do takich rozwiązań, które będą odwzorowywać losowy sposób podaży mocy w tego typu źródłach. W artykule podjęte zostały rozważania dotyczące oceny wystarczalności podsystemu wytwórczego dla potrzeb długoterminowego planowania rozwoju. Przedstawiono aspekty przemawiające za budowaniem modelu o charakterze probabilistycznym jak i przykłady takich rozwiązań. W wymiarze analitycznym przedstawiono praktyczne aspekty modelowania w zastosowaniu do KSE.

GENERATION ADEQUACY ASSESSMENT INCLUDING RANDOM STATES

Summary. Development of power system planning in the long-term horizon requires the identification of potential environmental conditions, which will be implemented in the future tasks of modernization and investment. An important determinant of such analyzes is the problem of assessing the generation adequacy, as a condition to meet the balance of power and energy in the future states of the power system. The deterministic and probabilistic approaches are used for this purpose. The current reality of the development of power systems with high penetration of renewable sources in the area of generation requires solutions that will reflect random profiles of power production in this type of sources. The article presents considerations on assessing the generation subsystem adequacy for long-term development planning. It also presents aspects in favor of building the probabilistic model and examples of such solutions. Practical aspects of modeling as applied to the Polish Power System were shown in the analytical context.

Marek WANCERZ, Piotr MILLER
Politechnika Lubelska

OCENA WPLYWU PRACY FARMY WIATROWEJ NA PARAMETRY JAKOŚCI ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Streszczenie. Na etapie planowania inwestycji związanych z budową farmy wiatrowej (FW) należy ocenić jaki jest jej wpływ na sieć elektroenergetyczną w analizowanym rejonie. Celem takich opracowań, określanych jako ekspertyzy przyłączeniowe jest ocena możliwości współpracy farmy wiatrowej z siecią oraz skutków jej uruchomienia na jakościowe parametry napięcia zasilającego odbiorców na tym terenie. Po wybudowaniu farmy wiatrowej należy zweryfikować rozważania teoretyczne podczas praktycznych pomiarów i testów. Celem artykułu jest określenie wpływu farmy wiatrowej na parametry jakości energii elektrycznej w stanach statycznych i dynamicznych. W celu oceny oddziaływania FW na system autorzy wykonali liczne testy na rzeczywistym obiekcie. Przeprowadzone testy statyczne pozwoliły na ocenę wskaźników jakości zgonie z normą 50160. Testy dynamiczne umożliwiły ocenę pod względem sterowania pracą farmy, czyli weryfikacji poprawności układów regulacji.

THE IMPACT OF THE WIND FARM ON THE QUALITY PARAMETERS OF ELECTRIC ENERGY

Summary. During the planning stage of the construction of a wind farm we should assess what the impact on the electricity network in the analyzed region is. The aim of such studies is to decide if there are possibilities of cooperation of the wind farm with the network and the impact of it work on the quality parameters of the power supply customers. After the construction of the wind farm theoretical considerations must be verified during the practical measurements and tests. The aim of this article is to determine the impact of a wind farm on the quality parameters of electricity in the static and dynamic states. In order to assess the impact of the wind farm on the system the authors have done a number of tests on the real object. The conducted static tests allowed to assess quality parameters on the base 50160 standard. The dynamic tests enabled the assessment in terms of controlling the operation of the farm.

Barbara KASZOWSKA, Andrzej WŁÓCZYK

Politechnika Opolska

OGRANICZENIA MOŻLIWOŚCI WYPROWADZENIA MOCY Z ROZPROSZONYCH ŹRÓDEŁ ENERGII

Streszczenie. W artykule przedstawiono często spotykane przypadki występujących problemów przy przyłączaniu do sieci SN źródeł rozproszonych o mocach przyłączeniowych od kilku do kilkudziesięciu megawatów.

Poruszono również problemy związane z eksploatacją rozproszonych źródeł energii, szczególnie w zakresie możliwych przekroczeń napięcia szczególnie w warunkach awaryjnych pracy sieci SN. Na przykładzie obliczeń wartości napięć w punktach przyłączenia źródeł oraz strat energii elektrycznej, omówiono niektóre aspekty wpływu przyłączenia źródła na pracę sieci rozdzielczej.

RESTRICTIONS FOR THE POSSIBILITIES OF POWER LEADING FROM DISPERSED ENERGY SOURCES

Summary. The authors present classification of the dispersed generation sources. The main technical conditions which have to be fulfilled are presented. Some aspects of the connection the new sources to the electrical network were presented basing on the power losses and voltages calculations.

The paper was prepared on the base of the earlier authors experiences connected with analysis of connection possibilities of the new sources.

Barbara KASZOWSKA, Andrzej WŁÓCZYK
Politechnika Opolska

OCENA ZAAWANSOWANIA TECHNICZNEGO INFRASTRUKTURY SIECIOWEJ OBSZARÓW SPÓŁKI DYSTRYBUCYJNEJ

Streszczenie. W artykule przedstawiono modele procesów oceniania wielokryterialnego i występujące w nich metody i procedury, użyteczne w ocenie zaawansowania technicznego Obszarów spółki dystrybucyjnej/koncernu. Zaprezentowano przykładowe wyniki oceny uzyskane z wykorzystaniem wybranej metody.

EVALUATION OF THE TECHNICAL PROGRESSION OF NETWORK INFRASTRUCTURE IN DISTRIBUTION COMPANIES AREAS

Summary. The technical progression of network infrastructure in distribution companies areas is the subject of the evaluation. The parameters describing the progression state of the areas are the diagnostic variables. They should include the complete description of the technical state of areas. The number of the diagnostic variables should be limited.

The methods of evaluation, procedures and examples of the areas evaluation are presented in this article.

**Dariusz JEZIORNY², Barbara KASZOWSKA¹, Daniel NOWAK²,
Andrzej WŁÓCZYK¹**

¹Politechnika Opolska

²TAURON Dystrybucja S. A.

INTEGRACJA DANYCH POMIAROWYCH I SYSTEMU ZARZĄDZANIA MAJĄTKIEM SIECIOWYM DO OBLICZEŃ STRAT ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Streszczenie. W artykule przedstawiono metodę zbierania danych pomiarowych w systemie AMI, interpretacji danych zawartych w systemie ZMS oraz założenia wyznaczania strat sieciowych na podstawie danych pomiarowych w systemie AMI. Dla obszarów z nie w pełni zaimplementowanym systemem AMI scharakteryzowano zautomatyzowaną metodę parametryzacji sieci, według której wyznaczone wartości współczynników mają zastosowanie w obliczeniach strat metodami statystycznymi.

INTEGRATION OF MEASUREMENT DATA AND NETWORK ASSETS MANAGEMENT SYSTEM FOR ENERGY LOSSES CALCULATIONS

Summary. The method of measurement data collecting in AMI systems, interpretation of data in network assets management system and assumptions for the energy losses calculations are presented in the paper. The automated method of network parametrization for areas with not fully implemented AMI System is presented too. This method can be used for energy losses statistic calculations.

Wojciech DROŻDŻ, Sławomir WIŚNIEWSKI

Enea Operator Sp. z o.o.

INTELIGENTNE LICZNIKI JAKO NARZĘDZIE TECHNOLOGII INFORMACYJNEJ W ELEKTROENERGETYCE

Streszczenie. Licznik energii elektrycznej to punkt styczny między odbiorcą, a dostawcą energii. Jakość tego urządzenia i jego funkcjonalności z jednej strony powodują większą świadomość klienta o pobieraniu energii elektrycznej, a z drugiej strony dostawca wie ile tej energii wytworzyć, żeby zaspokoić potrzeby klienta. Rozwój licznika energii elektrycznej, w tym dostosowanie jego właściwości do wymogów Unii Europejskiej dotyczących efektywności energetycznej oraz proces zastępowania w Polsce tradycyjnych liczników energii elektrycznej ich inteligentnymi odpowiednikami przedstawione są w poniższym opracowaniu.

SMART METERS AS A TOOLS OF INFORMATION TECHNOLOGY IN THE POWER INDUSTRY

Summary. Electricity meter it`s a contact point between receiver and energy supplier. Quality and functionality of the electricity meter, on the one hand client causes most consciousness about download electric energy, on the other hand energy supplier knows, how many electric energy create, to meet the needs of the customer. Development of electricity meter, adaptation to UE requirement concerning energetic efficiency and exchanging process in Poland traditional electricity meters their intelligent counterparts, penetration study are the following.

Karol SIDOR

Politechnika Lubelska

ZABEZPIECZENIA STOSOWANE W SYSTEMACH MIKROINSTALACJI FOTOWOLTAICZNYCH

Streszczenie. W artykule przedstawiono problematykę bezpieczeństwa systemów mikroinstalacji fotowoltaicznych pracujących w sieci elektroenergetycznej. W pracy zwrócono szczególną uwagę na sposoby zabezpieczeń instalacji fotowoltaicznych. Przedstawione zostały środki ochrony podstawowej i dodatkowej dla systemów fotowoltaicznych.

SECURITY SYSTEMS USED IN MICRO-INSTALLATIONS OF PHOTOVOLTAIC

Summary. The article presents the problem of security systems working in micro-installations of photovoltaic power grid. The study paid particular attention to the means of protection of photovoltaic systems. The measures have been taken to protect primary and secondary for photovoltaic systems.

INDEKS AUTORÓW

Jarosław Bogacz	21	Wojciech Lubicki	7
Paweł Bućko	47	Piotr Miller	73
Paweł Chmurski	60	Daniel Nowak	114
Wojciech Drożdż	126	Maksymilian Przygodzki	7, 60
Rafał Gwóźdź	60	Karol Sidor	136
Dariusz Jeziorny	114	Marek Wancerz	73
Barbara Kaszowska....	83, 103, 114	Sławomir Wiśniewski	126
Henryk Kocot.....	35	Andrzej Włóczyk	83, 103, 114
Paweł Kubek	35		

INDEKS RECENZENTÓW

Dr inż. Szymon Ciura	35, 114, 126
Prof. dr hab. inż. Piotr Kacejko.....	7, 60
Dr hab. inż. Piotr Miller.....	136
Dr inż. Elżbieta Niewiedział	83, 103
Dr hab. inż. Tomasz Popławski	21
Dr hab. inż. Maksymilian Przygodzki	73
Prof. dr hab. inż. Paweł Sowa	47