



KONFERENCJA APE '17 ZESZYT 1

- 1 Funkcjonowanie elektroenergetycznych systemów przesyłowych
- 2 Bezpieczeństwo elektroenergetyczne
- 3 Sterowanie pracą systemu elektroenergetycznego
- 4 Nowe technologie w systemie elektroenergetycznym
- 5 Nowoczesne technologie wytwarzania energii elektrycznej
- 6 Generacja rozproszona i odnawialne źródła energii



Aktualne problemy w elektroenergetyce

Jastrzębia Góra | 7–9 czerwca 2017

ORGANIZATOR

Katedra Elektroenergetyki | Wydział Elektrotechniki i Automatyki | Politechnika Gdańska

PATRONAT

Polska Akademia Nauk | Komitet Elektrotechniki
Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej
Polski Komitet Wielkich Sieci Elektrycznych

PATRON MEDIALNY

Kwartalnik Naukowy Energetyków *Acta Energetica*

SPONSOR STRATEGICZNY

ENERGA SA

SPONSORZY

Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA
PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA
Instytut Automatyki i Systemów Energetycznych sp. z o.o.

REDAKCJA ARTYKUŁÓW

Kwartalnik Naukowy Energetyków *Acta Energetica*

KONFERENCJA W SIECI

www.eia.pg.edu.pl/ape



Górnictwo i Energetyka
Konwencjonalna S.A.



„Prawa elektrotechniki i prawa fizyki są nadrzędne w stosunku do praw ekonomii”
prof. Zbigniew Szczerba

Słowo wstępne

Początki konferencji APE sięgają lat 70. ubiegłego wieku, kiedy to prof. Antoni Bogucki z Instytutu Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej zainicjował i zorganizował w latach 1971–1993 cykl konferencji, które odbyły się pod hasłem „Aktualne problemy automatyki w energetyce”. Decyzją Komitetu Naukowego od 1995 roku konferencja miała być organizowana przez różne ośrodki naukowe. W 1995 roku tego zadania podjęła się Katedra Systemów Elektroenergetycznych Politechniki Gdańskiej.

Organizatorem konferencji był prof. Zbigniew Szczerba. Przyjęto formułę spotkań co dwa lata oraz zdecydowano, że Komitet Naukowy będzie decydował, komu powierzyć realizację następnej konferencji.

Kolejne edycje były organizowane przez Katedrę Systemów Elektroenergetycznych (1995–2001) oraz Katedrę Elektroenergetyki Politechniki Gdańskiej (2003–2013). Miejscem spotkań pozostawała Jurata na Półwyspie Helskim. W 2015 roku konferencja odbywała się w Jastrzębiej Górze.

W dowód uznania za dotychczasową organizację cyklu konferencji APE Komitet Naukowy w 2009 roku przyznał na stałe organizację konferencji Katedrze Elektroenergetyki Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej.

Konferencja Naukowa „Aktualne problemy w elektroenergetyce” – APE '17 – stanowi kontynuację idei kongresu branżowego elektroenergetyki. Myślą przewodnią spotkań organizowanych po 1995 roku była integracja środowisk naukowych i zawodowych polskiej elektroenergetyki. Uczestnicy konferencji to przedstawiciele uniwersytetów i uczelni technicznych oraz kadra menedżerska i techniczna koncernów energetycznych, elektrowni i elektrociepłowni oraz firm energetycznych zajmujących się szeroko rozumianą tematyką systemów elektroenergetycznych i energetycznych.

XVIII Konferencja APE'17 jest organizowana pod patronatem:

- Komitetu Elektrotechniki Polskiej Akademii Nauk (KE PAN)
- Polskiego Komitetu Wielkich Sieci Elektrycznych (PKWSE)
- Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPIREE)

przy współudziale następujących podmiotów:

sponsor strategiczny:

- ENERGA SA

sponsorzy:

- Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA
- PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA
- Instytut Automatyki Systemów Energetycznych sp. z o.o.

Patronat medialny nad konferencją sprawuje kwartalnik *Acta Energetica*.

Komitet Naukowy sprecyzował następujące tematy preferowane:

1. Współpraca operatorów elektroenergetycznych systemów przesyłowych w ramach ENTSO-E. Doświadczenia i perspektywy. Powiązania systemów AC za pomocą układów przesyłowych prądu stałego.
2. Bezpieczeństwo elektroenergetyczne w różnych horyzontach czasowych, od sekundowych do wieloletnich. Środki poprawy bezpieczeństwa – inwestycje, automatyka i algorytmy sterowania. Prognozowanie rozwoju systemu elektroenergetycznego. Niezawodność systemu elektroenergetycznego.
3. Sterowanie pracą systemu elektroenergetycznego. Środki techniczne poprawiające sterowalność systemu, w tym oparte na elementach energoelektronicznych. Innowacyjne rozwiązania techniczne i doświadczenia z eksploatacji układów automatyki, sterowania, pomiarów i monitorowania. Przesył informacji w systemie elektroenergetycznym. Rozległe układy pomiarowe (WAMS) i rozległe układy sterowania (WACS) w systemie elektroenergetycznym.
4. Aspekty techniczne wprowadzania nowych technologii do systemu elektroenergetycznego. Technologie Smart Grid.
5. Przyszłość nowych technologii wytwarzania energii elektrycznej w Polsce i na świecie – elektrownie jądrowe, gazowe, czyste technologie węglowe. Problemy polityczne, społeczne, psychologiczne, ekonomiczne, techniczne i związane z bezpieczeństwem systemu elektroenergetycznego.

6. Generacja rozproszona i odnawialne źródła energii – ich wpływ na system elektroenergetyczny. Integracja elektrowni wiatrowych, fotowoltaicznych i ogniw paliwowych z systemem elektroenergetycznym. Problemy techniczne, ekonomiczne, prawne. Mikroźródła i mikrosieci. Współpraca pojazdów elektrycznych z systemem elektroenergetycznym (V2G). Wpływ generacji rozproszonej na jakość energii elektrycznej.
7. Funkcjonowanie rynków energii elektrycznej i usług systemowych w różnych uwarunkowaniach technicznych, ekonomicznych i organizacyjnych. Rynek energii a bezpieczeństwo systemu elektroenergetycznego. Techniczna adekwatność i optymalizacja usług systemowych.
8. Wpływ struktury własnościowej na pracę i rozwój systemów elektroenergetycznych. Przestrzenne uwarunkowania i potrzeby terytorialne związane z rozwojem systemów infrastruktury energetycznej. Uwarunkowania ekologiczne rozwoju systemu elektroenergetycznego.
9. Modele gospodarki niskowęglowej, optymalizacja miks energetycznego. Segmentacja podsektora wytwórczego elektroenergetyki (wielkoskalowe źródła korporacyjne, zintegrowane zasoby rozproszone, segment prosumencki). Dynamika i perspektywy. Korytarze infrastrukturalne.

Na konferencję zgłoszono wstępnie ponad 100 streszczeń referatów. Po otrzymaniu pełnych tekstów od autorów i po dokonaniu selekcji, w materiałach konferencyjnych zamieszczono 85 referatów, które podzielono na następujące sekcje tematyczne:

- 1 / Funkcjonowanie elektroenergetycznych systemów przesyłowych
- 2 / Bezpieczeństwo elektroenergetyczne
- 3 / Sterowanie pracą systemu elektroenergetycznego
- 4 / Nowe technologie w systemie elektroenergetycznym
- 5 / Nowoczesne technologie wytwarzania energii elektrycznej
- 6 / Generacja rozproszona i odnawialne źródła energii.

Podobnie jak na poprzednich konferencjach, wprowadzono dwie formy prezentacji referatów – audytoryjnie oraz za pomocą posterów. Referaty – mające charakter bardziej ogólny – będą skrótowo prezentowane na posiedzeniach sesyjnych (66 referatów), natomiast referaty specjalistyczne – wymagające dyskusji zbliżonych do kularowych – będą prezentowane w postaci posterów na sesji posterowej (19 referatów). Podobnie jak podczas poprzednich konferencji APE, do referatów w każdej sekcji opracowywane są referaty generalne, które stanowią wprowadzenie do dyskusji.

Wszystkie przyjęte referaty są opublikowane w materiałach konferencyjnych: w wersji elektronicznej – w postaci prezentacji multimedialnej oraz w wersji papierowej – w czterech kolejnych numerach kwartalnika *Acta Energetica* lub w *Zeszytach Naukowych Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej* – zgodnie z decyzją autorów.

Konferencja promuje w referatach plenarnych aktualne problemy pracy systemu elektroenergetycznego. Podczas tegorocznej konferencji w referatach plenarnych zostaną przedstawione:

- aktualne problemy pracy operatora sieci przesyłowej – Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA
- aktualne problemy pracy operatora sieci dystrybucyjnej – ENERGA-OPERATOR SA.

W imieniu organizatorów i uczestników konferencji serdecznie dziękuję za wsparcie udzielone przez Grupę Energa – sponsora strategicznego oraz współorganizatorów: Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA, PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA i Instytut Automatyki Systemów Energetycznych sp. z o.o.

Dziękuję Paniom Profesor i Panom Profesorom, którzy podjęli się trudu opracowania referatów generalnych do sekcji oraz recenzji referatów opublikowanych w *Acta Energetica* i *Zeszytach Naukowych Politechniki Gdańskiej*.

Jesteśmy przekonani, że tegoroczna konferencja będzie stanowiła kolejny, zauważalny wkład w prawidłowy rozwój i poprawę jakości polskiej elektroenergetyki.

W imieniu Komitetu Naukowego życzę autorom referatów plenarnych i sekcyjnych, referentom generalnym, przewodniczącym obrad i wszystkim uczestnikom konferencji owocnych obrad, ożywionych dyskusji w sekcjach, twórczych dyskusji w kularach oraz w czasie spotkań wieczornych.

Funkcjonowanie elektroenergetycznych systemów przesyłowych

IMPLEMENTACJA NA POZIOMIE KRAJOWYM ROZPORZĄDZENIA KOMISJI (UE) 2016/631 Z DNIA 14.04.2016 R. USTANAWIAJĄCE KODEKS SIECIOWY DOTYCZĄCYCH WYMOGÓW W ZAKRESIE PRZYŁĄCZANIA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH DO SIECI Jerzy Rychlak	7
PERSPEKTYWY WSPÓŁPRACY OSP NA EUROPEJSKIM KONKURENCYJNYM RYNKU ENERGII I REZERW MOCY W KONTEKŚCIE ROZWIĄZAŃ PROPONOWANYCH PRZEZ ENTSO-E Tomasz Pakulski	18
WYKORZYSTANIE MODELI GENERYCZNYCH W ANALIZACH DYNAMICZNYCH SYNCHRONICZNEGO SYSTEMU KONTYNTENTALNEJ EUROPY Bogdan Sobczak, Robert Trębski, Maciej Wilk.	25
WPŁYW WYŁĄCZEŃ LINII GRANICZNYCH KSE NA OBRAZ OSCYLACJI MIĘDZYOBSZAROWYCH W SYSTEMIE SYNCHRONICZNYM KONTYNTENTALNEJ EUROPY Robert Jankowski, Bogdan Sobczak, Robert Trębski	32
ZMIANA SPRZEDAWCY ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POLSCE – PROCES BAZUJĄCY NA GENERALNEJ UMOWIE DYSTRYBUCJI Rafał Łangowski	41
PREDYKCJA CENY RYNKOWEJ PRAW MAJĄTKOWYCH Z INSTALACJI OPALANYCH PALIWAMI GAZOWYMI LUB O ŁĄCZNEJ MOCY ZAINSTALOWANEJ ELEKTRYCZNEJ ŹRÓDŁA KOGENERACYJNEGO PONIŻEJ 1 MW DO 2025 ROKU Alicja Stoltmann, Adrian Miller, Paweł Bućko	47
OCENA OBROTU KONTRAKTAMI FUTURES NA TOWAROWEJ GIEŁDZIE ENERGII Grażyna Dąbrowska-Kauf	54
WYBRANE ASPEKTY INTERAKCJI UKŁADÓW PRZESYŁOWYCH PRĄDU STAŁEGO W TECHNOLOGII TYRYSTOROWEJ (LCC HVDC) I TRANZYSTOROWEJ (VSC HVDC) Michał Kosmecki, Krzysztof Madajewski	59
OPTIMALIZACJA KOSZTÓW ZAKUPU DANYCH WEJŚCIOWYCH DO PROGNOZ DOBOWEGO OBCIĄŻENIA KSE PRZY WYKORZYSTANIU ZAUTOMATYZOWANYCH METOD STATYSTYCZNYCH Rafał Czapaj	68
ROLA KOOPETYCJI W KLASTRACH ENERGETYCZNYCH Karolina Mucha-Kuś, Maciej Sołtysik, Krzysztof Zamasz	74
ZAŁOŻENIA FUNKCJONOWANIA KLASTRÓW ENERGII Maciej Sołtysik	79

Oświadczamy, że treść referatów opublikowanych w materiałach z konferencji „Aktualne problemy w elektroenergetyce” APE '17 nie została zmieniona bez uzgodnienia z autorami, ani przez Komitet Organizacyjny Konferencji, ani przez redakcję czasopisma *Acta Energetica*

Implementacja na poziomie krajowym Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14.04.2016 r. ustanawiającego kodeks sieciowy dotyczący wymogów w zakresie przyłączania jednostek wytwórczych do sieci

Autor

Jerzy Rychlak

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

kodeks sieciowy NC RfG, ENTSOE, Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631, sztuczna inercja, indeks penetracji, FSM, LFSM, znaczący użytkownik systemu

Streszczenie

Artykuł wyjaśnia zapisy kodeksu sieciowego w Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631, znanego jako *Network Code Requirements for Generators*, oraz identyfikuje uwarunkowania techniczno-prawne związane z jego implementacją na poziomie krajowym. Podaje przykładowo możliwe koncepcje wykorzystania automatyki LFSM w procesie obrony systemu elektroenergetycznego. Na podstawie scenariuszy rozwoju Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) w perspektywie 2025 i 2030 roku dokonano identyfikacji potencjalnych zagrożeń w jego pracy. Przybliżono zagadnienia związane z funkcjonowaniem systemu elektroenergetycznego, przy wysokim poziomie penetracji generacji wiatrowej i PV, oraz zidentyfikowano nowe wymagania dla wytwórców, które w takich warunkach są krytyczne dla zachowania bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego.

1. Wprowadzenie

Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14.04.2016 roku ustanawiające kodeks sieciowy dotyczący wymogów w zakresie przyłączania jednostek wytwórczych do sieci [1], znane było na etapie projektu także jako *Network Code Requirements for Generators* (NC RfG). Zostało opracowywane w Unii Europejskiej na podstawie *Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady Europy (WE) nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej*. Zostało opublikowane 27 kwietnia 2016 roku i weszło w życie 17 maja 2016 roku. Przewidziano w jego stosowaniu 36-miesięczny okres przejściowy:

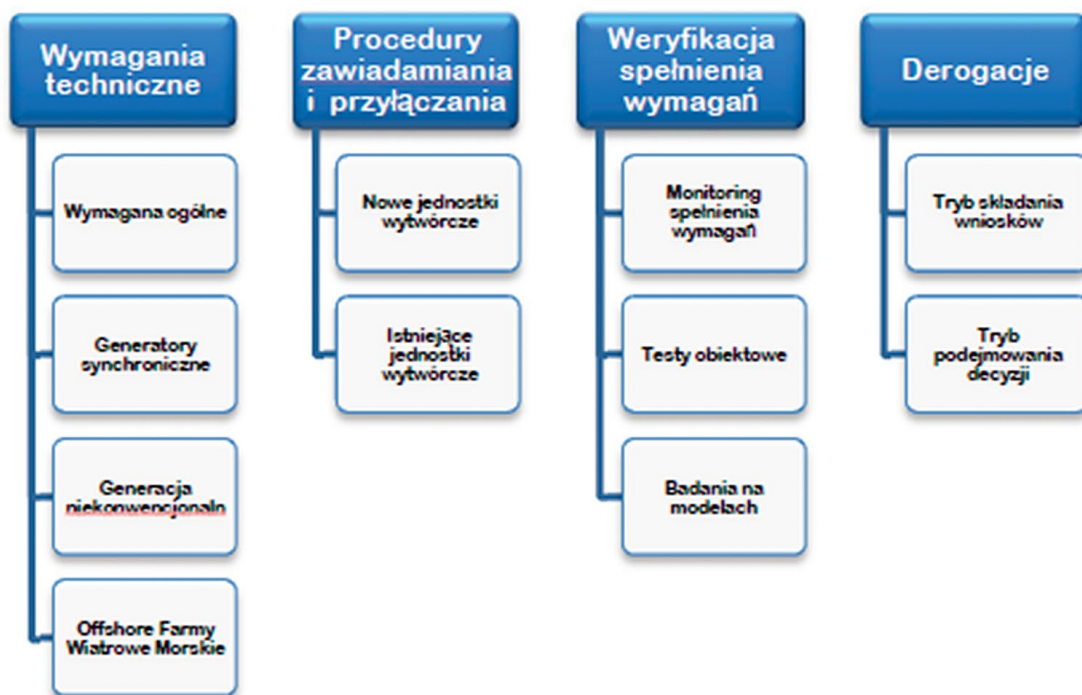
- pierwsze dwa lata przewidziano na dostosowanie operatorów systemu przesyłowego (OSP) oraz operatorów systemu dystrybucyjnego (OSD) do nowych regulacji, w tym w szczególności na wypracowanie szczegółowych rozwiązań w zakresie kompetencji im nadanych zapisami NC RfG
- kolejny rok został przewidziany na dostosowanie producentów do wdrożenia nowych produktów spełniających wymagania NC RfG.

Kodeks sieciowy NC RfG określa wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych, a także standaryzuje na poziomie europejskim procesy realizowane przez OSP oraz OSD na etapie przyłączania nowych jednostek wytwórczych do KSE, w szczególności w zakresie:

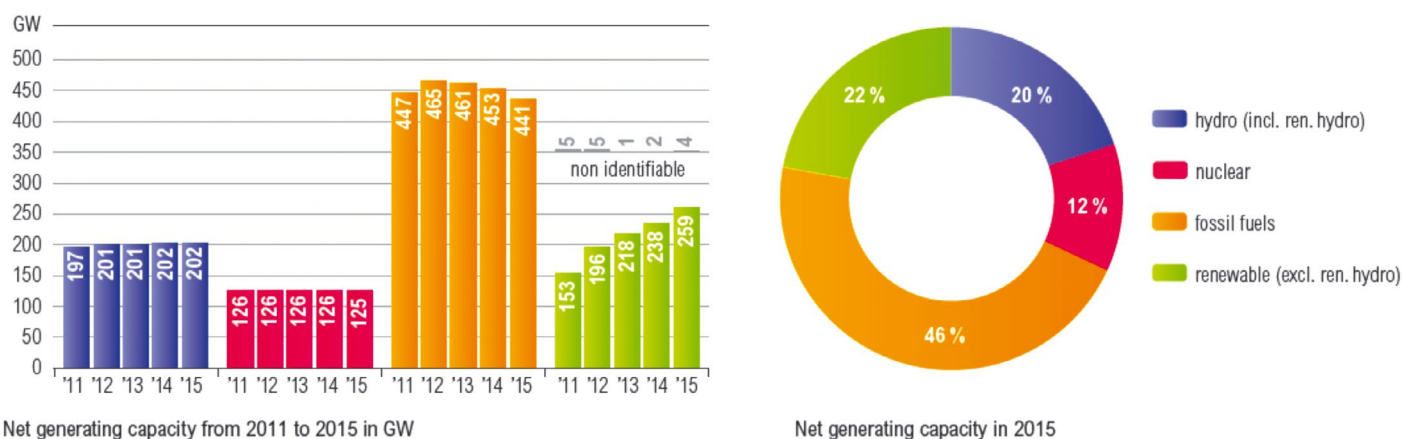
- procesu weryfikacji spełnienia wymagań przez nowo przyłączane jednostki wytwórcze
- zasad przeprowadzania i wymaganych testów obiektowych i badań modelowych
- wykorzystania certyfikatów wydawanych przez upoważnione podmioty certyfikujące, które otrzymały akredytację od krajowej jednostki stowarzyszonej (w Polsce: Polskie Centrum Akredytacji) w ramach Europejskiej Współpracy w Dziedzinie Akredytacji, ustanowionej zgodnie z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 765/2008 w procesie weryfikacji spełnienia wymagań
- przyłączania nowych jednostek do systemu elektroenergetycznego (SE)
- procesu udzielenia odstępstw od wymagań zawartych w NC RfG (derogacje).

2. Podstawowe zadania w zakresie krajowej implementacji

Biorąc pod uwagę szeroką gamę zagadnień regulowanych kodeksem sieciowym NC RfG, który po okresie przejściowym będzie miał moc bezwzględnie obowiązującą i zastosowanie przed regulacjami krajowymi, implementacja tego rozporządzenia na poziomie krajowym jest wyzwaniem dla podmiotów sektora elektroenergetycznego, w szczególności dla OSP oraz OSD, a także dla producentów głównych komponentów



Rys. 1. Ramowy zakres merytoryczny kodeksu NC RfG



Rys. 2. Struktura wytwarzania ENTSOE (2015)

jednostek wytwórczych, którzy muszą dostosować parametry urządzeń wytwórczych do nowych wymagań.

Ambitne cele polityki energetycznej Unii Europejskiej oraz dynamiczny rozwój energetyki odnawialnej wykorzystującej jako energię pierwotną siłę wiatru i energię promieniowania słonecznego (PV), w szczególności w krajach zachodniej części Europy, sprawiły, że struktura sektora wytwarzania diametralnie się zmienia, wskutek czego zwiększa się udział małych źródeł odnawialnych w pokryciu zapotrzebowania. W 2015 roku w ramach ENTSOE [3]:

- produkcja energii elektrycznej farm PV wzrosła o 6%, przy czym generacja Niemiec, Włoch i Hiszpanii stanowiła łącznie 71% energii elektrycznej produkowanej z energii słonecznej w ramach ENTSOE
- produkcja energii elektrycznej farm wiatrowych wzrosła o ponad 24%, przy czym generacja Niemiec, Hiszpanii

i Wielkiej Brytanii stanowiła łącznie 57% energii elektrycznej produkowanej z energii wiatrowej w ramach ENTSOE.

3. Wyznaczenie granicznych progów mocowych

Wymagania ustanowione w kodeksie sieciowym NC RfG mają zastosowanie, co do zasady, do nowych użytkowników systemu, którzy domyślnie mają lub będą mieć znaczący wpływ na funkcjonowanie systemu. Wynika to nie tyle z postanowień NC RfG, lecz bezpośrednio z ramowych wytycznych Framework Guidelines On Electricity Grid Connections [2], opublikowanych 20 czerwca 2011 roku przez ACER, który określał ramowo zakres merytoryczny kodeksu NC RfG i wprowadził pojęcie znaczącego użytkownika systemu (ang. significant grid users): „Znaczący użytkownik systemu – istniejący lub nowy użytkownik sieci, który jest uznany za znaczący na podstawie jego wpływu na współpracę

międzysystemową poprzez wpływ na bezpieczeństwo zasilania, w tym na świadczenie usług systemowych”.

Źródła wytwórcze OZE instalowane w sieci SN i nn – w tym przydomowe mikroinstalacje, które indywidualnie każde z osobna nie są spostrzegane jako znaczące dla bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego – rozważane przy uwzględnieniu masowego ich występowania stanowią poważne zagrożenie dla całego systemu elektroenergetycznego. Z perspektywy bezpieczeństwa systemu i stabilności częstotliwościowej nie ma różnicy pomiędzy wypadnięciem bloku ciepłego o mocy 1000 MW a 100 000 małych instalacji domowych o mocy 10 kW każda.

Z powyższych względów, przy uwzględnieniu zwiększającego się wpływu generacji OZE na bezpieczeństwo pracy systemu, w kodeksie NC RfG jako „znaczących użytkowników systemu” uznano jednostki wytwórcze (ang. *Power Generating Module*, zgodnie z nomenklaturą pojęciową NC RfG) już o mocy maksymalnej (w rozumieniu zapisów IRIESP, jest to moc osiągalna netto) 0,8 kW. Zależnie od mocy maksymalnej i napięcia w punkcie przyłączenia jednostki wytwórcze zostały podzielone na cztery kategorie – typy A, B, C, D. Dodatkowo dokonano klasyfikacji wymagań zależnie od sposobu przyłączenia jednostki wytwórczej do sieci:

- synchroniczny, typowy dla elektrowni i elektrociepłowni konwencjonalnych (ang. SY PGM) oraz
- niesynchroniczny, poprzez energoelektroniczne układy konwertorowe, typowe dla energetyki odnawialnej bazującej na energii wiatrowej i słonecznej (ang. *Power Park Module* [PPM]).

Jednostka wytwórcza typu A musi spełnić podstawowe wymagania w zakresie zdolności do utrzymania się w pracy przy odchyleniach częstotliwości. Celem jest minimalizacja ryzyka jednoczesnego wypadnięcia takich źródeł wytwórczych z pracy już przy niewielkich zakłóceniach częstotliwościowych. Dla większych jednostek wytwórczych, dla kolejnych typów jednostek, zakres wymagań się powiększa i zaostrza. Ze względu na różnorodność struktur wytwarzania w poszczególnych krajach, objętych stosowaniem tego kodeksu sieciowego, progi mocowe zostały zróżnicowane i określone dla poszczególnych obszarów synchronicznych indywidualnie.

Wartości progów mocowych określają maksymalne wartości mocy, które w ramach krajowej implementacji mają zostać określone, zgodnie z art. 5, ust. 3 NC RfG, odpowiednio do potrzeb KSE przez właściwego OSP.

4. Wymagania ogólnego stosowania

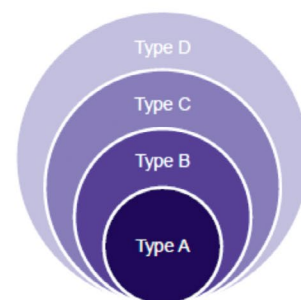
Kodeks sieciowy NC RfG definiuje wymagania techniczno-organizacyjne dla jednostek wytwórczych, tj. PGM, co do zasady nowych (art. 3, ust. 1) i modernizowanych jednostek typu C i D (art. 4, ust 1 (a)), z możliwością rozszerzenia ich zastosowania w trybie i na warunkach przewidzianych w NC RfG na istniejące jednostki (art. 4, ust. 3). Wymagania techniczne określone w NC RfG dla jednostek wytwórczych nie są zróżnicowane zależnie od technologii wytwarzania energii, ale zostały pogrupowane w czterech kategoriach, przy uwzględnieniu sposobu przyłączenia jednostek wytwórczych do systemu, tj. pogrupowano wymagania dla:

- wszystkich jednostek wytwórczych, niezależnie od technologii i sposobu przyłączenia do systemu elektroenergetycznego (zgodnie z nomenklaturą pojęciową NC RfG (ang. PGM)
- jednostek wytwórczych przyłączonych synchronicznie do systemu (ang. SY PGM)
- jednostek wytwórczych przyłączonych do systemu poprzez układy energoelektroniczne (ang. PPM)
- farm morskich, z wykluczeniem farm morskich z przyłączem stałoprądowym, które zostały objęte wymaganiami odrębnego kodeksu Network Code (HVDC NC).

Określone w NC RfG wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych z punktu widzenia ich implementacji na poziomie krajowym mają różny charakter i można je sklasyfikować jako:

- wymagania pełne (ang. *exhaustive requirements*), tj. zdefiniowane w sposób wyczerpujący, niewymagające doszczegółowienia na poziomie krajowym, bezwzględnie obowiązujące
- wymagania niepełne (ang. *non-exhaustive requirements*) bezwzględnie obowiązujące, ale które muszą być doprecyzowane na poziomie krajowym, w zakresie i w ramach określonych NC RfG
- wymagania opcjonalne, które OSP i/lub OSD ma prawo zastosować, ale przed zastosowaniem powinien je doprecyzować, gdyż na poziomie NC RfG mają najczęściej charakter niepełny

Obszar synchroniczny	Max wartość dla typu B	Max wartość dla typu C	Max wartość dla typu D
Continental Europe	1 MW	50 MW	75 MW
Nordic	1 MW	50 MW	75 MW
Great Britain	1,5 MW	10 MW	30 MW
Ireland	0,1 MW	5 MW	10 MW
Baltic	0,5 MW	10 MW	15 MW
	i	i	lub
Napięcie	< 110 kV	< 110 kV	≥ 110 kV



Tab. 1. Typy jednostek wytwórczych zdefiniowane w NC RfG

- wymagania specyficzne dla projektu (ang. *project-specific requirements*), które mogą być wymaganiami zarówno bezwzględnie obowiązującymi i opcjonalnymi, ale ich zastosowanie wymaga doprecyzowania odrębnie dla każdego projektu.

Drugim głównym zadaniem – po określeniu granicznych progów mocowych dla jednostek typu B, C i D, w zakresie implementacji krajowej NC RfG – jest opracowanie szczegółowych wymogów technicznych w ramach wymagań niepełnych, przy jednoczesnym rozstrzygnięciu:

- które z wymagań opcjonalnych należy na poziomie krajowym przyjąć do stosowania i traktować jako obowiązujące
- które z wymagań niepełnych mają charakter specyficzny dla obiektu przyłączanego (ang. *project-specific*) i co do zasady nie powinny być traktowane jako zestandaryzowane wymaganie ogólnego stosowania.

Wymogi ogólnego stosowania, a także graniczne progi mocowe dla jednostek typu B, C, D mają zostać wypracowane przez OSP oraz OSP/OSD, przy zapewnieniu przejrzystości całego procesu, w poczuciu odpowiedzialności operatorów za bezpieczeństwo systemu (art. 7, ust. 3) w okresie do dwóch lat od wejścia w życie NC RfG i będą one przedmiotem zatwierdzenia przez URE (art. 7, ust. 4).

5. Kluczowe wymagania techniczne

5.1. Regulacja mocy i częstotliwości

Jednym z ważniejszych zagadnień technicznych, istotnych dla zapewnienia prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, jest zachowanie zdolności do regulacji częstotliwości w systemie zarówno w stanie normalnym, jak i zakłócenowym jego pracy. Dotychczas kwestie te były uregulowane na poziomie systemu synchronicznego kontynentalnej Europy zapisami *Operational Handbook, Policy 1* (stan normalny) oraz *Policy 5* (stan zakłócenowy). Należy zaznaczyć, że postanowienia *Operational Handbook* nie miały i nie mają – w przeciwieństwie do kodeksów sieciowych – charakteru bezwzględnie

obowiązującego. Ich stosowanie przez OSP miało charakter dobrowolny i stawały się wiążące na podstawie postanowień wielostronnej umowy międzyoperatorskiej. *Operational Handbook* nie określał bezpośrednio zdolności jednostek, lecz wymagania dla poszczególnych obszarów regulacyjnych, które pośrednio przenosiły się na wymagania dla jednostek wytwórczych. W tym kontekście odpowiednikiem *Operational Handbook* będzie nowa regulacja europejska o statusie rozporządzenia *Operational guideline on electricity transmission system operation*, który określa wymagania dla obszarów regulacyjnych i pośrednio zasady wykorzystania zdolności jednostek wytwórczych w procesie regulacji i bilansowania systemu, określone w kodeksie sieciowym NC RfG.

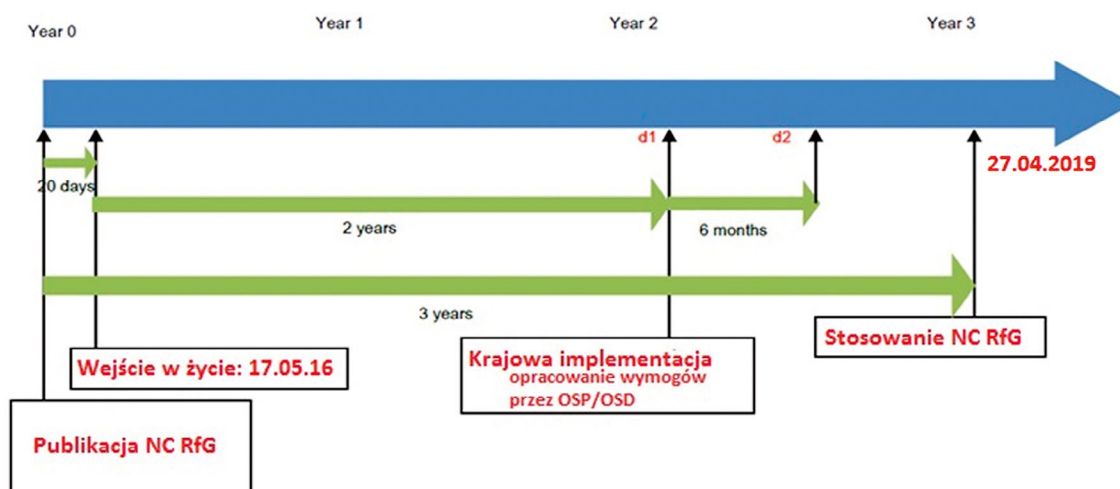
NC RfG ma posiadać zdolność do regulacji częstotliwości w systemie w zakresie regulacji pierwotnej oraz wtórnej (zgodnie z nomenklaturą pojęciową stosowaną w NC RfG, odpowiednio ang. FSM i FRC). W odróżnieniu do istniejących standardów w tym zakresie, obowiązek posiadania tych zdolności został rozszerzony na źródła odnawialne (PPM), dodatkowo zdefiniował nowe automatyki do regulacji częstotliwości, przy dużych odchyłkach częstotliwości (ang. LFSM), a także dał prawo OSP do wymagania od PPM (domyślnie w obszarach dotkniętych bardzo wysokim udziałem źródeł niesynchronicznie połączonych z SE) zdolności do sztucznej inercji [7].

Regulacja FSM – jest typową regulacją pierwotną, zgodnie z zapisami wymaganą od wszystkich jednostek wytwórczych

Typ PGM	FSM	FRC	LFSM-O	LFSM-U	Sztuczna inercja*
A			X		
B			X		
C	X	X	X	X	X
D	X	X	X	X	X

*) wymaganie opcjonalne

Tab. 2. Stabilność częstotliwościowa – wykaz zdolności PGM wymaganych zapisami NC Rf



Rys. 3. Ramy czasowe krajowej implementacji

typu C i D, w ramach której aktywowana jest szybka rezerwa mocy, bezwzględnie lub ze zwłoką czasową uzgodnioną z OSP, w czasie do 30 sek., odpowiednio do ustawionej charakterystyki statycznej w funkcji lokalnie mierzonej częstotliwości. Szczegółowe parametry statyczne i dynamiczne tej regulacji są przedmiotem krajowej implementacji.

Regulacja LFSM – jest to zdolność do regulacji częstotliwości, przy wzroście lub spadku częstotliwości powyżej predefiniowanego progu, zgodnie z ustawioną charakterystyką statyczną $P = f(f)$. Parametry dynamiczne odpowiedzi mocy czynnej w ślad za zmieniającą się częstotliwością nie zostały uregulowane. W praktyce LFSM polega na odstąpieniu od regulacji mocy na jednostkach wytwórczych i przejściu do regulacji częstotliwości. Wymaganie to w NC RfG zostało określone odrębnie dla dwóch stanów:

- wzrost częstotliwości powyżej predefiniowanego progu – wówczas mówi się o automatyce LFSM-O, czyli ang. *Limited Frequency Sensitive Mode – Overfrequency*
- obniżenie częstotliwości poniżej predefiniowanego progu – wówczas mówi się o automatyce LFSM-U, czyli ang. *Limited Frequency Sensitive Mode – Underfrequency*.

Szczegółowe parametry statyczne i dynamiczne tej regulacji mają być skoordynowane pomiędzy OSP i są przedmiotem krajowej implementacji NC RfG.

Sztuczna inercja – poszukiwany efekt regulacyjny w systemie elektroenergetycznym, tj. zmiana odpowiedzi częstotliwościowej systemu na zaburzenie bilansu mocy, można uzyskać przez wprowadzenie do układów regulacji źródeł (np. elektrowni wiatrowych) układu dodatkowego sterowania tymi źródłami energii. Jest to wymaganie opcjonalne mające zastosowanie wyłącznie do PPM, które w porównaniu z maszynami synchronicznie połączonymi nie posiadają tej naturalnej cechy. Sztuczna inercja ma skutkować bardzo szybkim, dynamicznym wzrostem mocy czynnej w celu ograniczenia szybkości zmian

Type PPM/PGM	FRT	Fast fault current injection*	Odbudowa mocy czynnej
A			
B	X	X	X
C	X	X	X
D	X	X	X

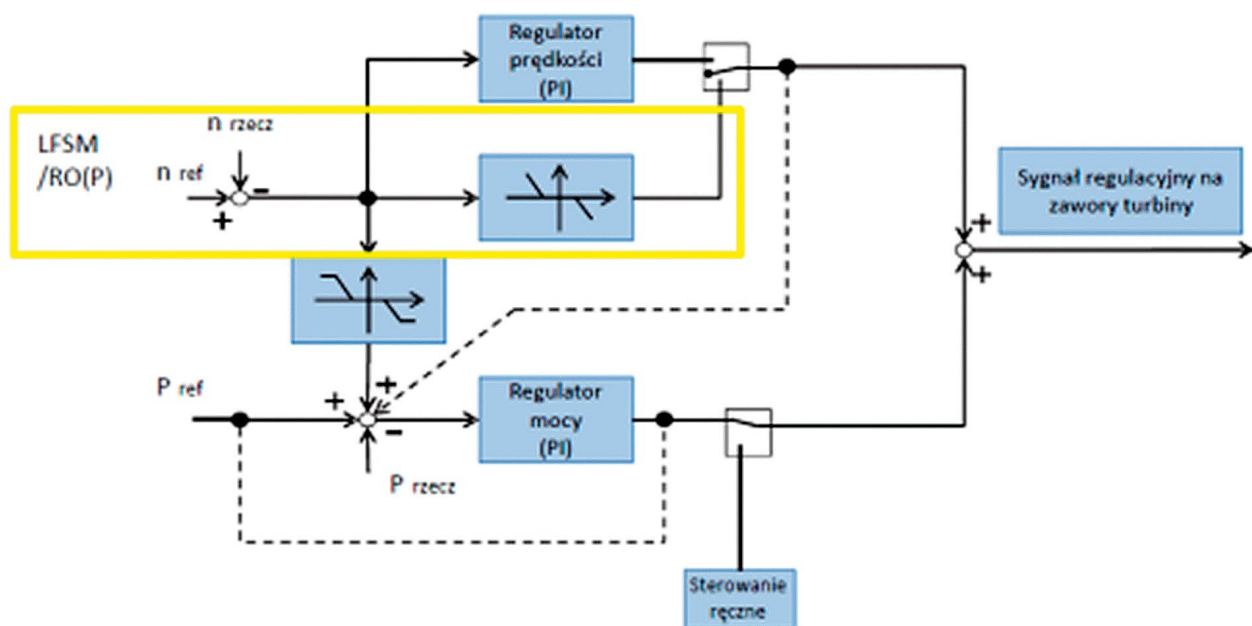
*) wymaganie opcjonalne dedykowane wyłącznie do PPM, które nie posiadają takiej naturalnej cechy w porównaniu z maszynami synchronicznymi

Tab. 3. Zwarcia w systemie – wymagane zdolności PPM

częstotliwości (ang. RoCoF) i w konsekwencji zmniejszyć dynamiczną odchyłkę częstotliwości. Wymaganie to jest krytyczne w systemach o bardzo dużym nasyceniu układami konwertorowymi (generacja wiatrowa i PV, połączenia HVDC).

5.2. Zachowanie się PPM w przypadku zwarc

Podobnie jak w przypadku sztucznej inercji, właściwe zachowanie PPM w trakcie zwarcia i bezpośrednio po jego ustąpieniu jest szczególnie istotne dla systemów o wysokim nasyceniu generacją wiatrową i PV, bazujących na przyłączeniach i połączeniach poprzez energoelektroniczne układy konwertorowe. Właściwe zachowanie podczas zwarc PPM, przyłączonych do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej, jest kluczowe dla utrzymania bezpieczeństwa pracy systemu w zakresie ich udziału w detekcji zwarcia, podtrzymywania napięcia w trakcie zwarcia i jego odbudowy po zwarceniu (ang. *fast fault current injection*) oraz zapewnienia stabilności częstotliwościowej poprzez szybką odbudowę mocy czynnej po zwarceniu (ang. *active power recovery*), jest to szczególnie istotne w przypadku małych systemów. Niniejsze funkcjonalności mogą być zapewnione wyłącznie, gdy PPM będzie posiadała podstawową zdolność do utrzymania się w pracy podczas zwarc (ang. FRT).



Rys. 4. Uproszczony schemat regulatora turbiny – regulator RO(P), źródło: PSE

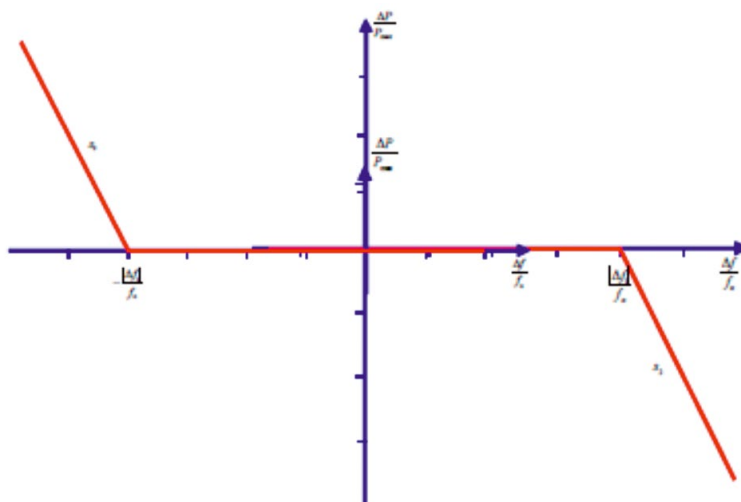
6. Koncepcja wykorzystania LFSM

Automatyce LFSM odpowiada funkcjonalnie, zgodnie z wymaganiami IRiESP, działanie regulatora statycznego prędkości obrotowej RO(P), które jest wymagane od konwencjonalnych jednostek wytwórczych o mocy 50 MW i powyżej. Typowa, uproszczona struktura regulatora turbiny z regulatorem statycznym prędkości obrotowej RO(P) została pokazana na rys. 4.

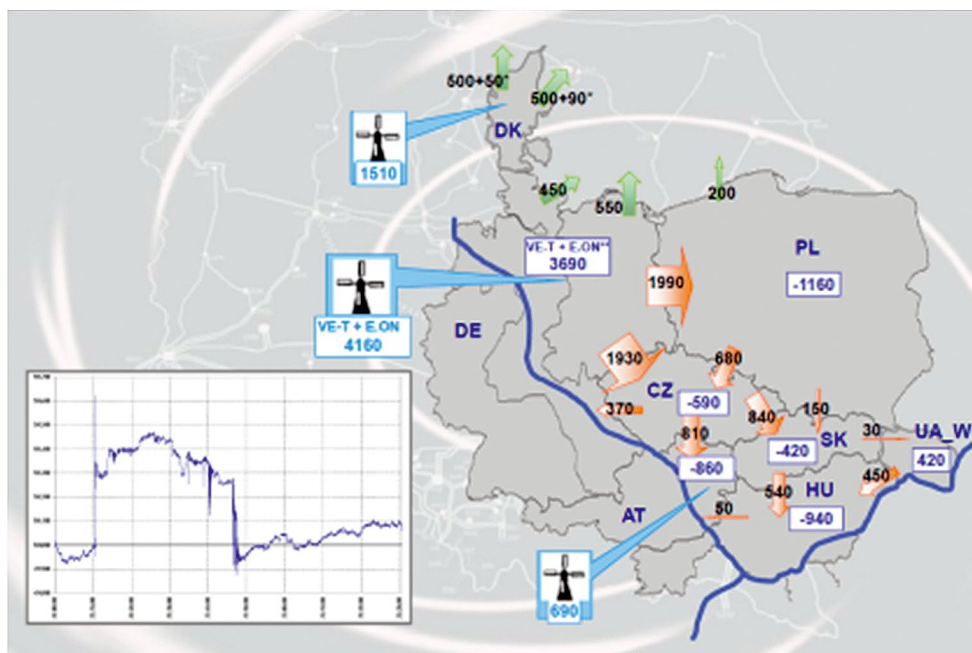
Obecnie farmy wiatrowe przyłączone do sieci 110 kV posiadają funkcjonalność określoną dla automatyki LFSM-O, skutkującą – w przypadku wyłącznie wzrostu częstotliwości w KSE, redukcją generacji maksymalnej dla danych warunków wietrznych mocy, po przekroczeniu wielkości progowej 0,5 Hz, zgodnie z ustawioną charakterystyką statyczną.

W odniesieniu do konwencjonalnych jednostek wytwórczych zasadniczą różnicę pomiędzy przyjętym rozwiązaniem RfG

a krajowymi rozwiązaniami stanowi poziom odchyłki częstotliwości, przy których powinna nastąpić aktywacja dodatkowej mocy. Zgodnie z wymaganiami NC RfG próg ten zawiera się w zakresie $\pm 200\text{--}500$ mHz, co w praktyce oznacza (z dużym prawdopodobieństwem) aktywację tej automatyki w warunkach dużego zakłócenia w połączonym systemie synchronicznym, ale nie skutkującym jego podziałem na podsystemy. Natomiast OSP w swojej strategii obrony KSE przyjął do aktywacji RO(P) na jednostkach wytwórczych ciepłych wartość progu aktywacji $\pm 1,30$ Hz (ze zwłoką czasową), co w praktyce nastąpi po podziale systemu synchronicznego na podsystemy lub po przejściu KSE do pracy asynchronicznej, czy też po wydzieleniu się wyspy sieciowej. Dla farm wiatrowych w dotychczasowej strategii obrony przyjęto interwencyjną aktywację redukcji mocy, przy odchyłce $+0,50$ Hz, zatem przed aktywacją RO(P) na jednostkach



Rys. 5. Charakterystyki statyczne LFSM-U i LFSM-O (połączone)



Rys. 6. Awaria w 2006 roku – przepływy międzysystemowe, źródło: PSE

konwencjonalnych. W kontekście wejścia w życie nowych europejskich regulacji prawnych strategia ta będzie musiała być zrewidowana i skoordynowana z pozostałymi OSP.

6.1. Jak sparametryzować LFSM?

Zgodnie z zapisami NC RfG aktywacja mocy w ramach LFSM powinna się odbywać zgodnie z charakterystyką statyczną, przy czym:

- statyzm automatyki LFSM-U powinien mieścić się w przedziale 2–12%, natomiast
- strefa martwa, po przekroczeniu której powinna nastąpić automatyczna aktywacja dodatkowej mocy, powinna być wielkością z zakresu ± 200 –500 mHz.

Automatyki LFSM-O i LFSM-U są traktowane odrębnie, dlatego nastawy tej charakterystyki nie muszą być symetryczne, tj. dopuszcza się różne statyzmy i progi aktywacji przy wzroście i spadku częstotliwości.

Jak wspomniano wcześniej, proces doboru nastaw parametrów charakterystyki musi odbywać się we współpracy z innymi OSP w danym systemie synchronicznym. Brak takiej współpracy i koordynacji może skutkować groźnymi przepływami przekraczającymi dopuszczalne obciążenia, czego przykładem była awaria z 2006 roku, podczas której nastąpił podział na trzy podsystemy. Wydzielony w wyniku awarii podsystem, w którym znajdował się system polski, charakteryzował się nadwyżką mocy wytwarzanej względem mocy odbieranej. Częstotliwość w tym obszarze po podziale chwilowo wzrosła powyżej wówczas obowiązującego progu aktywacji regulatora prędkości obrotowej RO(P), $\pm 0,50$ Hz. W wyniku zakłócenia nastąpiły duże przepływy mocy w obrębie wydzielonego podsystemu, w którym znalazł się system polski (rys. 6).

Nastąpił wzrost przepływu mocy na liniach polsko-niemieckich z ok. 730 MW (wielkość mocy bezpośrednio sprzed zakłócenia) do 900 MW bezpośrednio po podziale, a następnie wskutek m.in. ponad dwukrotnego wzrostu generacji farm wiatrowych w systemie niemieckim, przepływ z Niemiec do Polski wzrósł do niebezpiecznego poziomu 1990 MW. Pracujące jednostki wytwórcze w polskim systemie zdolne do pracy w trybie RO(P) odstąpiły od regulacji mocy, przejęły ciężar regulacji częstotliwości i zredukowały automatycznie swoją moc. Przyczyniło się to do zbilansowania wydzielonego podsystemu i opanowania wzrostu częstotliwości, ale skutkowało lokalnymi, groźnymi przeciążeniami elementów sieci wewnątrz KSE oraz linii na przekroju polsko-niemieckim. Podjęte przez służby dyspozytorskie OSP działania operatywne pozwoliły opanować trudną sytuację. Powyższy przykład dowodzi, jak ważnym zadaniem jest wypracowanie wspólnej koncepcji wykorzystania automatyki LFSM oraz koordynacja jej nastaw w tak dużym systemie synchronicznym kontynentalnej Europy.

Obecnie w ramach ENTSOE można dostrzec dwie główne koncepcje parametryzacji charakterystyki statycznej LFSM. W obydwóch zakłada się domyślnie aktywacje mocy w ramach LFSM, tuż po wyczerpaniu zapasów regulacji pierwotnej (LFSM), tj. przy obecnie jeszcze obowiązujących zasadach wynikających z zapisów *Policy 1 Operational Handbook*, bezpośrednio po przekroczeniu progu ± 200 m Hz, co – jak się zakłada – odpowiadać

będzie aktywacji dodatkowej mocy przy niepodzielonym systemie synchronicznym.

W pierwszej koncepcji nastawy są rozważane z perspektywy indywidualnej jednostki wytwórczej i równego ich względem siebie traktowania. Celem w ramach tej koncepcji jest zapewnienie solidarnego udziału w regulacji każdej jednostki wytwórczej, niezależnie od obszaru regulacyjnego, w którym się znajdują:

- statyzm każdej jednostki wytwórczej powinien być taki sam, niezależnie od jej lokalizacji, np. 6%
- nie przewiduje się określania dopuszczalnej, maksymalnej wielkości mocy aktywowanej w ramach LFSM w danym obszarze regulacyjnym (kraju).

Z perspektywy właścicieli źródeł wytwórczych solidarny udział jednostek wytwórczych zapewnia udziału w LFSM i eliminacji dużych zakłóceń częstotliwościowych, przy czym:

- niesie ryzyko przeciążeń elementów sieci, w szczególności słabych połączeń międzysystemowych
- nie zapewnia solidarnego udziału w regulacji poszczególnych obszarów regulacyjnych. Niezależnie od wielkości mocy objętej regulacją LFSM w każdym z obszarów regulacyjnych, statyzm wypadkowy każdego z nich będzie się różnił, zależnie od liczby nowych jednostek posiadających zdolność do LFSM.

W drugiej koncepcji nastawy są rozważane z perspektywy obszaru regulacyjnego, a nie jednostki wytwórczej. W ramach tej koncepcji celem jest zapewnienie solidarnego udziału w regulacji każdego obszaru regulacyjnego w ramach systemu synchronicznego, poprzez określenie:

- dopuszczalnej wielkości mocy aktywowanej w ramach LFSM w całym systemie synchronicznym – określenie incydentu odniesienia (ΔP np. 15 000 MW) – a następnie przyporządkowanie odpowiedniej wielkości mocy do aktywacji w ramach LFSM dla każdego obszaru regulacyjnego (ΔP_i np. 2000 MW oraz dla innego obszaru regulacyjnego 4000 MW), np. proporcjonalnie do jego wielkości, wyrażonego jego zapotrzebowaniem
- maksymalnej dopuszczalnej odchyłki quasi-stacjonarnej częstotliwości (Δf)
- statyzmu wypadkowego dla systemu synchronicznego

$$S_s = \frac{\Delta f / f}{\Delta P / P}, \text{ a tym samym i każdego obszaru regulacyjnego}$$

zapewniającego uzyskanie założonej odchyłki quasi-stacjonarnej częstotliwości.

W takim przypadku OSP w danym obszarze regulacyjnym byłby odpowiedzialny za określenie ilości jednostek zdolnych i uczestniczących w regulacji LFSM oraz za dobór nastaw statyzmu (S_{gen}) na jednostce, z uwzględnieniem ich składu tak, aby sumaryczna wielkość mocy i statyzm wypadkowy odpowiadał wielkościom zadany dla całego obszaru regulacyjnego.

Przykładowo, w uproszczeniu, założmy, że w systemie synchronicznym wielkości 500 000 MW, w ramach automatyki LFSM-U potencjalną aktywacją ma być objęte 15 000 MW, a ubytek tej mocy nie powinien skutkować uchybem quasi-stacjonarnym większym niż 0,3 Hz. Dla takich parametrów

wypadkowy statyzm systemu powinien wynosić $S_s = \frac{\Delta f / f}{\Delta P / P} = 20\%$

obszarowi regulacyjnemu A o wielkości 19 000 MW została przyporządkowana do aktywacji w ramach LFSM moc o wielkości $\Delta P_i = 2000$ MW. W takim przypadku, aby uzyskać statyzm wypadkowy na wymaganym poziomie $S_s = 20\%$, statyzm na jednostce wytwórczej powinien wynosić

$$S_{gen} = \frac{S_s * \sum PLFSM}{P} = 2\%, \text{ gdzie PLFSM jest sumą mocy znamionowych jednostek uczestniczących w LFSM i jest równa } \Delta P_i = 2000 \text{ MW}$$

- obszarowi regulacyjnemu B o wielkości 15 000 MW została przyporządkowana do aktywacji w ramach LFSM moc o wielkości $\Delta P_i = 3000$ MW. W takim przypadku, aby uzyskać statyzm wypadkowy na wymaganym poziomie $S_s = 20\%$, statyzm na jednostce wytwórczej powinien wynosić

$$S_{gen} = \frac{S_s * \sum PLFSM}{P} = 4\%, \text{ gdzie PLFSM} = \Delta P_i = 3000 \text{ MW.}$$

Wynika stąd jedna zasada – im większa liczba jednostek wytwórczych uczestniczących w regulacji częstotliwości, tym większy może być ustawiony na nich statyzm, dla zapewnienia tego samego statyzmu wypadkowego całego obszaru regulacyjnego. Zatem założenie, że statyzmy na wszystkich jednostkach wytwórczych powinny być takie same w celu równego traktowania, nie jest uzasadnione.

Wadą tej koncepcji jest, że nastawy statyzmu z perspektywy jednostek wytwórczych mogą być różne i przez niektórych interesariuszy traktowane jako niesprawiedliwe – dlaczego jedna jednostka pracuje ze statyzmem 2%, a druga identyczna ze względu na technologie wytwarzania i moc maksymalną 4%? Odpowiedź jest prosta i wynika z założeń opisanych powyżej, ale aby uniknąć takich pytań, należy poświęcić czas i zasoby na edukację oraz kontakt z interesariuszami już na poziomie implementacji nowych kodeksów sieciowych.

7. Dobór progów mocowych dla jednostek typu B, C, D

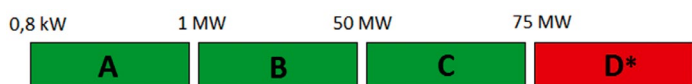
Kodeks sieciowy NC RfG określił dla jednostek typu B, C, D maksymalne dopuszczalne progi mocowe. W ramach krajowej implementacji możliwe jest ich obniżenie.

Zadaniem OSP jest określenie wartości progowych mocy, zgodnie z art. 5(3), z zachowaniem następującego trybu postępowania:

- opracowanie wstępnej propozycji progów mocowych dla poszczególnych typów w koordynacji z OSD oraz z sąsiednimi OSP
- przeprowadzenie publicznych konsultacji
- weryfikacja zgłoszonych uwag i wypracowanie końcowej propozycji
- przekazanie propozycji do zatwierdzenia URE.

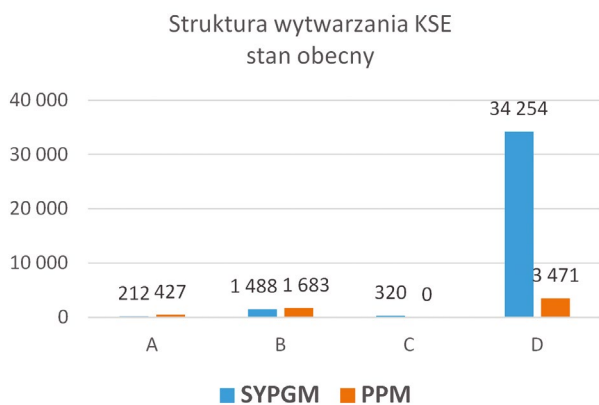
Zgodnie z zapisami NC RfG OSP ma prawo do rewizji przyjętych progów mocowych raz na trzy lata. Zatem przyjęte progi mocowe będą mogły być zmienione, jeśli wystąpi uzasadniona potrzebami systemu taka konieczność w przyszłości.

Podstawą do wypracowania granicznych progów mocowych jest identyfikacja struktury wytwarzania KSE – bieżącej i przyszłej. Istotny jest nie tylko udział poszczególnych typów jednostek w strukturze wytwarzania, ale także udział PPM, tj. generacji przyłączonej do systemu poprzez układy konwertyrowe.

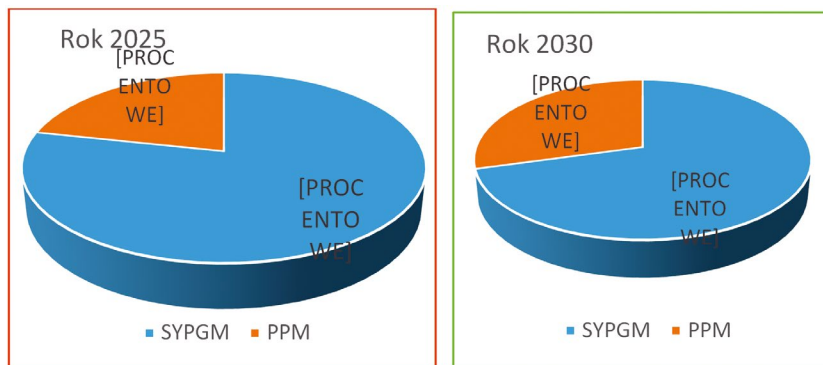


*Każda jednostka wytwórcza o mocy powyżej 75 MW lub jednostka wytwórcza przyłączona do sieci o napięciu 110 kV i powyżej.

Rys. 7. Graniczne progi mocowe dla PGM



Rys. 8. Struktura wytwarzania w KSE wg klasyfikacji PGM przyjętej w NC RfG (przyjęto maksymalne wartości graniczne progów)



Rys. 9. Struktura wytwarzania PPM vs synchroniczne PGM na podstawie prognoz Ministerstwa Gospodarki na lata 2025 i 2030 [4]

Pozostaje otwarte pytanie, jaki horyzont czasowy należałoby przyjąć: 5-letni, 10-letni, czy 15-letni. W podejmowaniu decyzji na podstawie scenariuszy rozwoju systemu należy pamiętać, że im dłuższy horyzont czasowy, tym większym jest on obciążony błędem. Dodatkowo scenariusze rozwoju w szczególności energetyki odnawialnej są bardzo silnie zależne od regulacji krajowych w tym zakresie oraz polityki Unii Europejskiej. Zmiany w systemie wsparcia tej gałęzi determinują przyszłą strukturę źródeł odnawialnych, które co do zasady są przyłączane do systemu poprzez energoelektroniczne układy konwerterowe. Z drugiej strony analiza krótkoterminowa rozwoju, bazująca na wydanych warunkach przyłączenia, też może być obciążona znacznym błędem, gdyż z doświadczeń operatorów systemu wiadomo, że znaczna część inwestycji, na które zostały wydane warunki przyłączenia, nie jest realizowana.

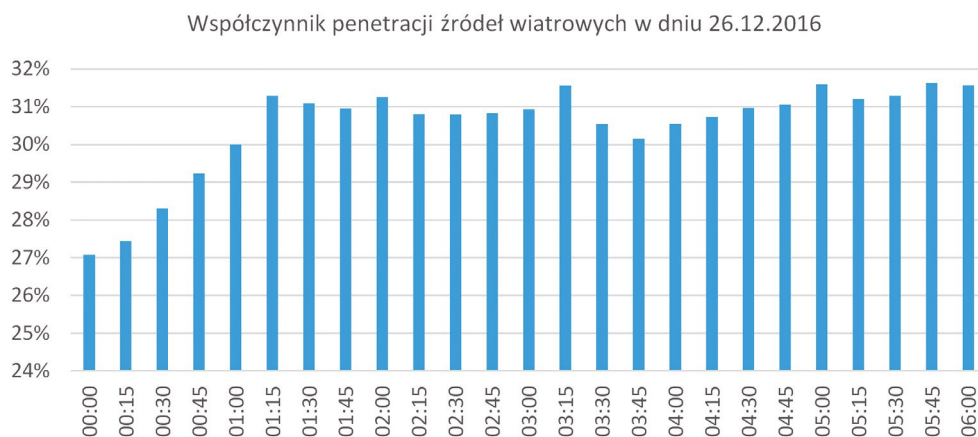
Dodatkowo należy zwrócić uwagę, że identyfikacja typu istniejącej jednostki wytwórczej na podstawie definicji kodeksu NC RfG ze względów historycznych i formalnoprawnych może nie być jednoznaczna. Jednostka wytwórcza 60 MW, przyłączona

do sieci 110 kV poprzez infrastrukturę sieciową SN, może zostać zakwalifikowana jako:

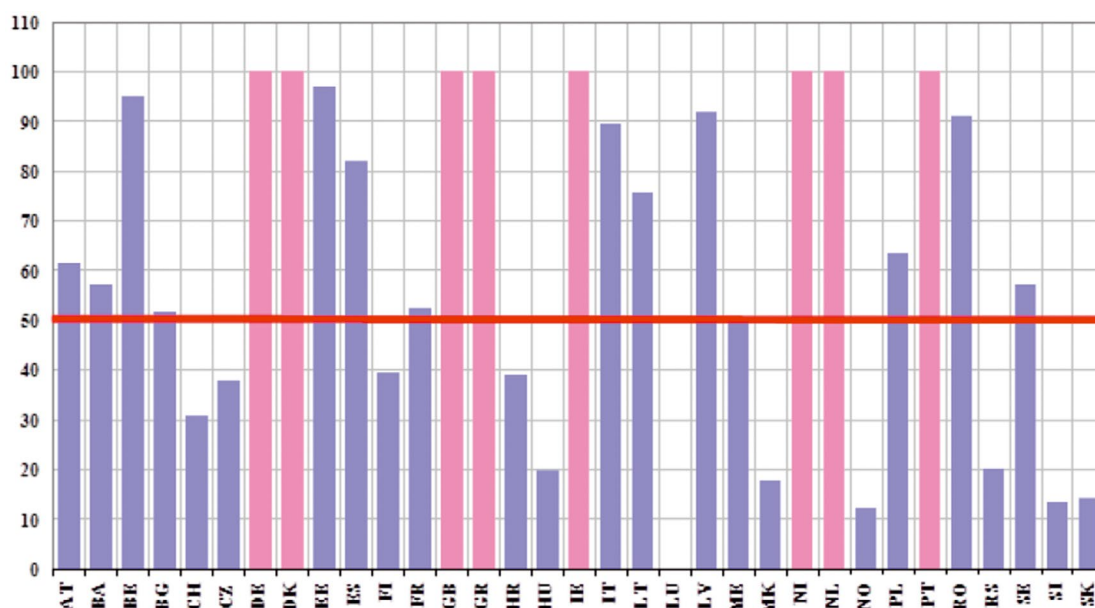
- typu C, jeśli w obrębie sieci SN został powołany OSDn. W takim przypadku, z perspektywy OSDn, jednostka ta jest przyłączona do SN
- typu D, jeśli w obrębie sieci SN nie działa formalnie powołany OSDn. W takim przypadku, z perspektywy OSD, za miejsce przyłączenia może zostać uznana rozdzielnia 110 kV.

Na podstawie wstępnej analizy dominującą pozycję w KSE zajmują duże bloki ciepłe zakwalifikowane do typu D. Natomiast znaczący już staje się w strukturze generacji udział PPM, także typu D. Również należy zwrócić uwagę na strukturę generacji w sieci SN i nn, w której większościowy udział mają PPM. Należy się spodziewać, że ich udział będzie wzrastał, w szczególności w odniesieniu do mikroinstalacji i małej generacji, w rozumieniu ustawy o OZE.

Na podstawie danych z prognostycznych analiz Ministerstwa Gospodarki na potrzeby *Polityki energetycznej Polski do 2050 roku* [4] widać wyraźny wzrost udziału PPM w całkowitej



Rys. 10. Indeks penetracji PPM w dniu 26.12.2016



Rys. 11. Szacowany indeks penetracji PPM w 2025 roku [6]

mocy zainstalowanej KSE w horyzoncie 2025 i 2030 roku w porównaniu z obecnym ok. 13-proc. poziomem.

Praca farm wiatrowych w systemie to nie tylko korzyści wynikające z wykorzystania źródeł naturalnych energii przyjaznych dla środowiska, co należy szczególnie podkreślić w kontekście coraz częściej występującego dużego zanieczyszczenia powietrza, ale także realne problemy z funkcjonowaniem systemu elektroenergetycznego. Obecnie OSP doświadcza problemów bilansowych w okresach niskiego zapotrzebowania i wysokiej generacji farm wiatrowych. W tych okresach udział produkowanej energii z farm wiatrowych w pokryciu zapotrzebowania jest znaczący i przekracza 30%. Na rys. 9 przedstawiono współczynnik penetracji, rozumiany jako udział energii PPM w pokryciu zapotrzebowania, wyliczony na podstawie danych rzeczywistych z dnia 26.12.2016 roku.

Zagadnienia bilansowe to tylko jedna grupa problemów i chyba nie najtrudniejszych do rozwiązania, które mogą wystąpić w okresach doby z wysokim współczynnikiem penetracji. Trzeba wspomnieć o zagrożeniach i nowych uwarunkowaniach funkcjonowania systemu związanych z następującymi zjawiskami [5]:

- brakiem mocy zwarciowej – skutkującym nieprawidłowym działaniem zabezpieczeń i konieczności dostosowania PPM do bardzo szybkiej generacji prądu zwarciowego w czasie do 10 ms, co stanowi pewną barierę technologiczną
- małą inercją systemu, skutkującą dużymi dynamicznymi uchybami częstotliwości $\Delta f/\Delta t$ i koniecznością dostosowania PPM do sztucznej inercji oraz szybkiej odbudowy mocy czynnej po zwarciach (ang. *active power recovery*)
- nieprawidłową pracą układów konwertorowych typu LCC, opartych na układach tyrystorowych (tzw. ang. *current sourced converter*), które wykorzystują napięcie sieciowe do komutacji. Zniekształcone napięcie sieciowe może doprowadzić do błędów w komutacji i całkowitego blokowania układów
- niestabilną pracą konwerterów opartych na układach IGBT tzw. self-commutated VSC (ang. *voltage sourced converter*), w słabych częściach systemu charakteryzujących się małym współczynnikiem zwarcia, a ich praca w układach wyspowych jest utrudniona/niestabilna lub nawet niemożliwa.

Powyższe zjawiska będą się coraz bardziej nasilać i uwydatniać w przyszłości wraz ze wzrostem udziału technologii konwertorowych w strukturach sieciowych. Opierając się na analizach ENTSOE [6], wstępnie szacowany współczynnik penetracji systemu polskiego w 2015 roku może przekroczyć znacząco poziom 50%, co będzie skutkowało koniecznością postawienia w przyszłości bardzo ostrych wymagań dynamicznych dla farm wiatrowych i PV, łącznie z aktywnym ich udziałem w procesie utrzymania i regulacji parametrów systemu, bez polegania na zdolnościach i usługach świadczonych przez konwencjonalne, synchroniczne jednostki wytwórcze.

Dobierając wartości progów mocowych należy uwzględnić także i te potencjalne uwarunkowania w pracy systemu, które mogą pojawić się w horyzoncie długoterminowym.

8. Podsumowanie

Biorąc pod uwagę szeroką gamę zagadnień regulowanych kodeksem NC RfG (wymagania stricte techniczne, operacyjne z zakresu prowadzenia ruchu i regulacji częstotliwości, procedury przyłączenia, weryfikacja spełnienia wymagań, derogacje), który – przypomnijmy – po wejściu w życie będzie miał moc bezwzględnie obowiązującą i zastosowanie przed regulacjami krajowymi, implementacja kodeksów sieciowych na poziomie krajowym jest wyzwaniem dla podmiotów sektora elektroenergetycznego, w szczególności dla OSP oraz OSD.

Kodeks NC RfG zwiększa rolę i odpowiedzialność OSD w zakresie weryfikacji spełnienia przez jednostki wytwórcze wymagań określonych w NC RfG oraz określa obszary niezbędnej współpracy pomiędzy OSP i OSD w celu koordynacji działań w obszarze zapewnienia bezpieczeństwa pracy systemu. W efekcie wdrożenia kodeksu sieciowego NC RfG, jako wtórny efekt może nastąpić standaryzacja produktu, co ma przyczynić się do obniżenia kosztów produkcji podstawowych podzespołów jednostki wytwórczej (tj. turbin, generatorów) oraz unifikacji na poziomie europejskim procedur stosowanych przez operatorów systemu. Autorzy kodeksu NC RfG nie uniknęli błędów przy jego opracowaniu, nie wszystkie wymagania i rozstrzygnięcia wydają się uzasadnione, ale cały dokument należy uznać za istotny kamień milowy w rozwoju wspólnego systemu synchronicznego kontynentalnej Europy.

BIBLIOGRAFIA

1. Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators, European Network of Transmission System Operators for Electricity, publikacja z dnia 14 kwietnia 2016 r. [online], http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2016.112.01.0001.01.ENG&toc=OJ:L:2016:112:TOC [dostęp: 1.03.2017].
2. Framework Guidelines On Electricity Grid Connections ACER, 2011.
3. Electricity in Europe, ENTSOE, 2015 [online], https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/Statistics/electricity_in_europe/entsoe_electricity_in_europe_2015_web.pdf [dostęp: 1.03.2017].
4. Wnioski z analiz prognostycznych na potrzeby Polityki energetycznej Polski do 2050 roku, Załącznik 2. do Polityki energetycznej Polski do 2050 roku, Ministerstwo Gospodarki, 2015 [online], <http://bip.me.gov.pl/node/24670> [dostęp: 1.03.2017].
5. Ierna R. i in., Effects of VSM Converter Control on Penetration Limits of Non-Synchronous Generation in the GB Power System, 15th Wind Integration Workshop, Vienna, 2016, s. 8.
6. Scenario Outlook&Adequacy Forecast 2015, ENTSO-E, 2015.
7. Jansen K., Pfeiffer R., Rychlak J., European Network Codes for Grid Connection, 2016 CIGRÉ USNC International Colloquium Evolution of Power System Planning to Support Connection of Generation, Distributed Resources and Alternative Technologies [online], <http://www.cigre.org> [dostęp: 1.03.2017].

8. ENTSO-E's Ten Year Network Development Plan (TYNDP), ENTSOE, 2015 [online], https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/SOAF/150630_SOAF_2015_publication_wcover.pdf [dostęp: 1.03.2017].
9. Technical Report on ENTSO-E Network Code: Requirements for Generators, Raport końcowy z dn. 12.11.2013, DNV KEMA Energy and Sustainability [online], https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/KEMA_Final%20Report_RfG%20NC.pdf [dostęp: 1.03.2017].

Jerzy Rychlak

mgr inż.

PSE SA

e-mail: jerzy.rychlak@pse.pl

Magister inżynier elektryk. Ukończył studia podyplomowe w Szkole Głównej Handlowej w Warszawie z zakresu zarządzania (1998) oraz studia podyplomowe na Politechnice Warszawskiej z zakresu energetyki jądrowej (2014). Od 1996 roku związany jest zawodowo z PSE SA, początkowo w Departamencie Obrotu Energią Elektryczną, następnie w Departamencie Usług Operatorskich. Obecnie pracujący na stanowisku kierownika Wydziału Systemów Regulacji i Sterowania.

Jego działalność zawodowa koncentruje się na zagadnieniach związanych ze współpracą jednostek wytwórczych z systemem elektroenergetycznym, regulacją mocy i częstotliwości w systemie synchronicznym, przystosowaniem jednostek wytwórczych do obrony i odbudowy KSE. W ramach ENTSOE współpracuje z sąsiednimi operatorami systemów przesyłowych w zakresie regulacji pierwotnej i wtórnej, mocy wymiany i częstotliwości oraz implementacji kodeku sieciowego dla wytwórców (NC RfG).

Perspektywy współpracy OSP na europejskim konkurencyjnym rynku energii i rezerw mocy w kontekście rozwiązań proponowanych przez ENTSO-E

Autor

Tomasz Pakulski

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

kodeksy sieciowe ENTSO-E, rezerwy mocy, współpraca OSP

Streszczenie

Autor zaprezentował perspektywy współpracy pomiędzy operatorami systemów przesyłowych (OSP) w zakresie energii bilansującej oraz rezerw mocy po wprowadzeniu kodeksów sieciowych ENTSO-E. Przedstawiono nowe obszary aktywności OSP oraz uprawnień związanych z procesem zapewnienia bezpieczeństwa i niezawodności pracy KSE w ramach tworzonego modelu europejskiego, konkurencyjnego rynku energii. Obejmują one w szczególności zagadnienia związane z wymianą i współdzieleniem rezerw oraz wymianą i rozliczaniem usług bilansowania.

Zaprezentowano wymagania określające współpracę operatorów OSP w ramach obszarów skoordynowanego bilansowania (CoBA) oraz konsekwencje wynikające z implementacji funkcji realizowanych w ramach CoBA. Określono zasady współpracy OSP z dostawcami usług bilansowania (BSP) oraz podmiotami odpowiedzialnymi za bilansowanie (BRP) w zakresie pozyskiwania, aktywacji i rozliczania produktów bilansowania.

1. Wstęp

Głównym celem tworzonego przez Komisję Europejską (KE) europejskiego modelu rynku energii jest obniżenie całkowitych kosztów funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (SE) oraz stworzenie warunków dla niezawodnych dostaw energii. W tym celu opracowano propozycje konkretnych mechanizmów działania rynku w postaci zbioru kodeksów sieciowych ENTSO-E. Określają one wymagania zapewniające osiągnięcie i utrzymanie zadowalającego poziomu bezpieczeństwa pracy SE poprzez skoordynowaną pracę sieci przesyłowych oraz wzajemną współpracę operatorów OSP. Wymogi określone w kodeksach mają przyczynić się do zapewnienia bezpieczeństwa pracy połączonej SE oraz właściwego funkcjonowania rynku energii pomiędzy obszarami synchronicznymi (OS). Dodatkowo mają pozwolić na utrzymanie zadowalającego poziomu jakości częstotliwości oraz na efektywne wykorzystanie zasobów systemu elektroenergetycznego w całej Unii Europejskiej. Przepisy i wymagania dotyczące europejskiego modelu rynku w zakresie rezerw mocy oraz regulacyjnych usług systemowych zawarte są w kodeksach sieciowych dotyczących:

- regulacji częstotliwości i mocy oraz rezerw regulacyjnych (ang. *LFC&R NC*) – określa jednolite wymagania i zasady dotyczące prowadzenia regulacji częstotliwości w zakresie wymiarowania, aktywowania, wymiany transgranicznej oraz współdzielenia rezerw: Frequency Containment Reserve (FCR), Frequency Restoration Reserve (FRR), Replacement Reserve (RR).

Wypracowane wspólne pojęcia są odpowiednikami obecnie istniejącej rezerwy pierwotnej, wtórnej i trójnej.

- bilansowania elektroenergetycznego (ang. *EB NC*) – reguluje zagadnienia związane z pozyskiwaniem oraz transgraniczną wymianą usług bilansujących w zakresie rezerw oraz energii bilansującej.

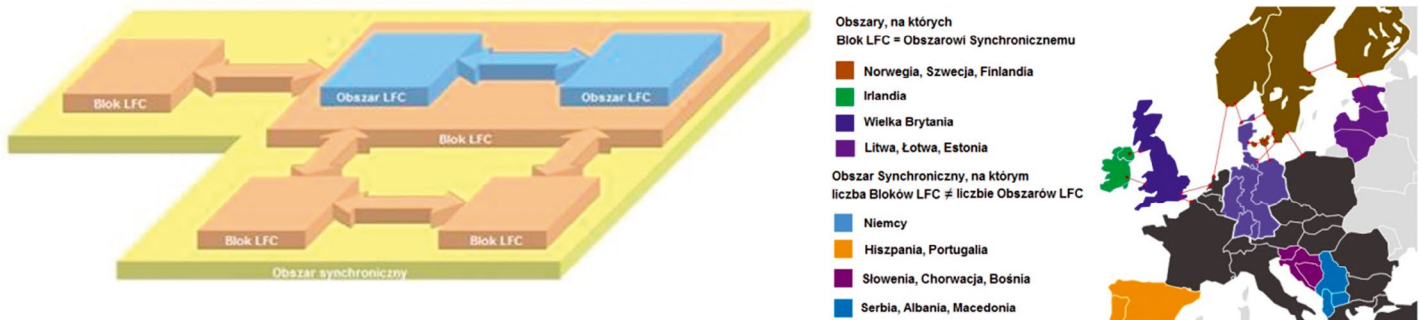
2. Współpraca OSP na europejskim rynku energii i rezerw mocy

2.1. Bloki i obszary regulacji mocy i częstotliwości (LFC)

Kodeksy zakładają, że obszar synchroniczny Europy kontynentalnej (CE), będzie się składał z wielu wzajemnie połączonych bloków regulacji mocy i częstotliwości (ang. *LFC Block*), zarządzanych przez centralnego regulatora. W skład każdego bloku LFC będzie wchodził co najmniej jeden obszar LFC (ang. *LFC Area*). Ideę podziału OS Europy kontynentalnej na bloki i obszary LFC przedstawiono na rys. 1.

2.2. Obszary skoordynowanego bilansowania

Kodeksy przewidują powstanie obszarów skoordynowanego bilansowania (CoBA). Koncepcja tworzenia obszarów CoBA zakłada, iż każdy OSP jest zobowiązany stworzyć co najmniej jeden obszar CoBA z co najmniej dwoma OSP z różnych krajów członkowskich UE. W ramach każdego obszaru CoBA powinno



Rys. 1. Podział obszaru synchronicznego na bloki i obszary LFC [2]



Rys. 2. Model tworzenia obszarów skoordynowanego bilansowania CoBA [5]

dojść do wymiany przynajmniej jednego produktu w zakresie rezerw bądź energii bilansującej. OSP z obszaru CoBA powinien regularnie dokonywać wymiany produktów na własne potrzeby oraz na potrzeby regulacji częstotliwości FRR/RR w tym obszarze. Model tworzenia CoBA przedstawiono na rys. 2.

Model zakłada ponadto możliwość wymiany usług bilansowania pomiędzy dwoma połączonymi obszarami CoBA, w przypadku gdy usługi bilansowania są już wymieniane wewnątrz poszczególnych obszarów CoBA. Na rys. 3 zaprezentowano zależności w zakresie standardowych produktów typu energia i rezerwy wymienianych w obszarze CoBA.

2.3. Współpraca OSP w ramach CoBA

Zgodnie z założeniami przedstawionymi w kodeksach każdy OSP z obszaru CoBA powinien współpracować z innymi OSP w określaniu wspólnej propozycji dla tego obszaru w zakresie:

- wymagań dla działania algorytmów optymalizujących funkcje w ramach CoBA w celu minimalizowania łącznych kosztów, w szczególności:
 - optymalizacji wspólnego pozyskiwania rezerw bilansujących (ang. *Capacity Procurement Optimisation Function*)
 - optymalizacji aktywacji ofert bilansujących (ang. *Activation Optimisation Function*)
- wymiany usług bilansowania z innymi obszarami CoBA
- wspólnej metody ustalania cen w zakresie rezerw oraz produktów bilansowania w zakresie energii
- wspólnych wymagań i zasad dotyczących pozyskiwania rezerw bilansujących
- rozliczania, wymiany i współdzielenia rezerw pomiędzy OSP w CoBA (ang. *TSO-TSO Settlement Function*).

2.4. Umowy operatorskie

Wszyscy OSP działający w ramach CoBA są zobowiązani zawrzeć umowy operatorskie obszaru synchronicznego, nie później niż 12 miesięcy po wejściu w życie kodeksów LFC&R oraz EB, pomiędzy:

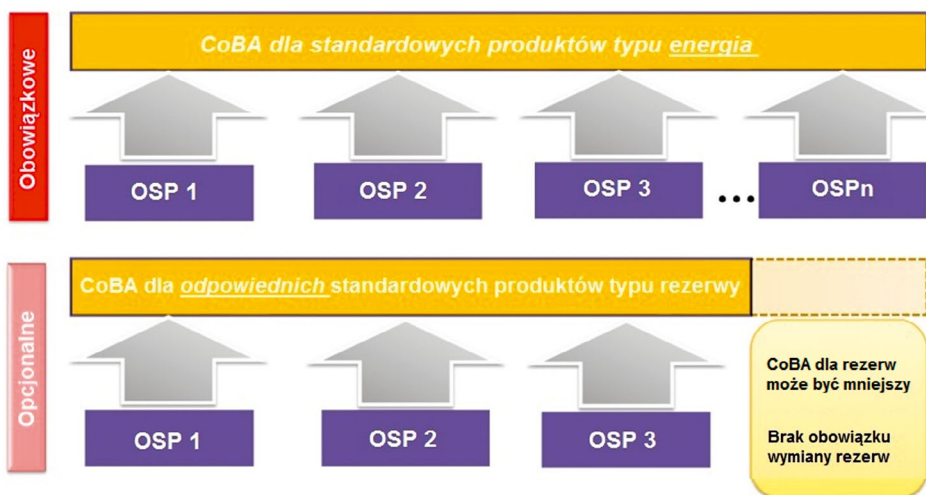
- wszystkimi OSP z jednego OS oraz wszystkimi OSP z drugiego OS (ang. *Synchronous Area Operational Agreement*) lub
- OSP z różnych bloków LFC na tym samym OS (ang. *LFC Block Operational Agreement*)

Umowy powinny zawierać m.in.:

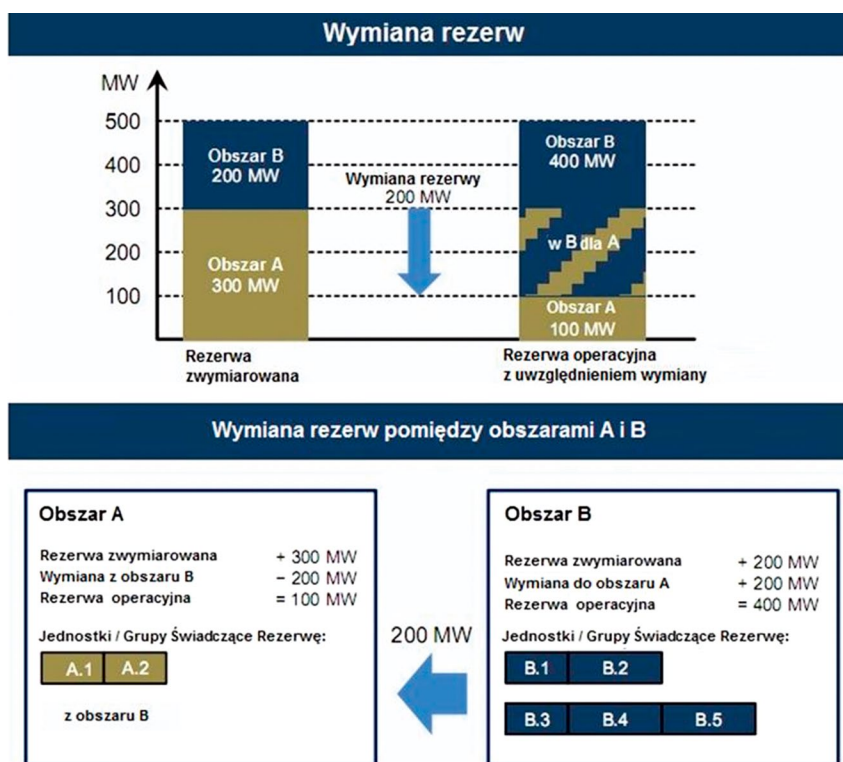
- zasady określania wielkości rezerw w poszczególnych blokach LFC
- metodykę określania maksymalnych wolumenów wymiany/współdzielenia rezerw pomiędzy blokami LFC w tym samym lub w różnych OS
- role i zakres odpowiedzialności operatorów OSP zaangażowanych w wymianę lub współdzielenie rezerw na OS lub pomiędzy OS
- procedury ruchowe na wypadek wyczerpania się rezerw FRR i RR
- wymagania dotyczące dyspozycyjności rezerw FRR/RR oraz wymagania w zakresie kontroli i monitorowania jakości regulacji po aktywacji rezerw.

3. Wymiana i współdzielenie rezerw

Obowiązek określenia zapotrzebowania na rezerwy spoczywa na poszczególnych OSP. Każdy z operatorów OSP powinien zapewnić wystarczającą ilość rezerw mocy w dowolnym czasie, zgodnie z przedstawioną w kodeksie metodyką jej wymiarowania (ang. *Dimensioning Rules*). Wielkość wymaganej rezerwy może zostać ograniczona w przypadku zawarcia umowy



Rys. 3. Zależności w zakresie standardowych produktów typu energia i rezerwy w obszarze CoBA [5]



Rys. 4. Wymiana rezerw – idea oraz przykład [2]

wymiany (ang. *Exchange*) lub współdzielenia (ang. *Sharing*) rezerw pomiędzy poszczególnymi obszarami LFC, znajdującymi się w obrębie tego samego bloku LFC lub pomiędzy blokami LFC w tym samym lub w różnych OS.

3.1. Wymiana rezerw FRR/RR w obszarze synchronicznym

Przykład wymiany pomiędzy OSP rezerwy mocy o wartości 200 MW z obszaru LFC (B) do obszaru LFC (A) przedstawiono na rys. 4.

Każdy z OSP w OS, zawierający więcej niż jeden blok LFC, zaangażowany w wymianę rezerw FRR/RR w danym OS, powinien zapewnić spełnienie wymagań zawartych w tab. 1.

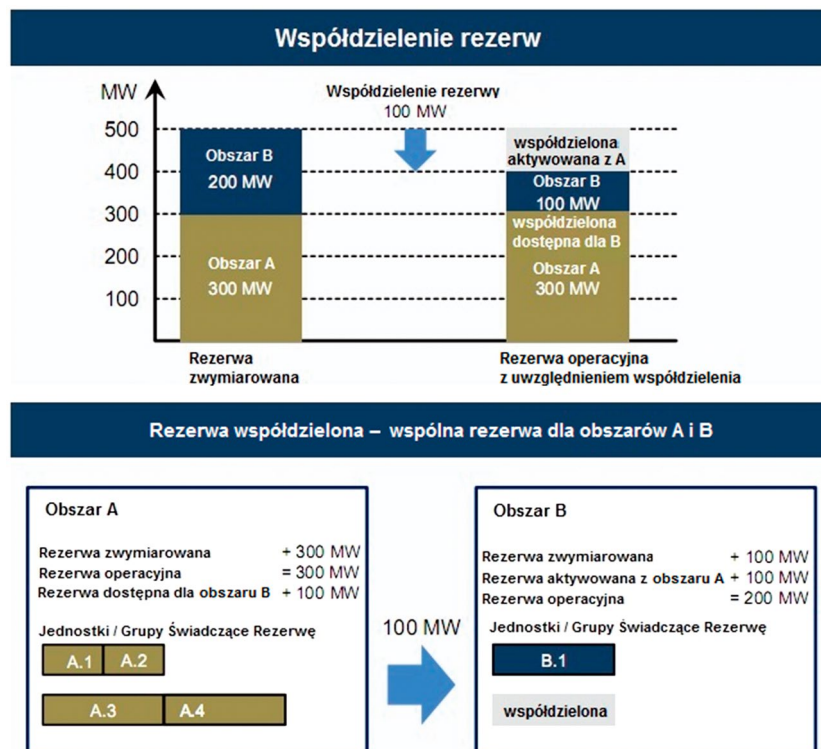
3.2. Współdzielenie rezerw FRR/RR w obszarze synchronicznym

Proces współdzielenia rezerw umożliwia zmniejszenie wymaganej wielkości rezerw FRR w bloku LFC w stosunku do poziomu wynikającego z zastosowania metodyki wymiarowania rezerw (ang. *Dimensioning Rules*), poprzez zawarcie umowy współdzielenia z OSP z innego obszaru LFC. Przykład współdzielenia rezerwy mocy o wartości 100 MW pomiędzy obszarami LFC (A) oraz LFC (B) przedstawiono na rys. 5.

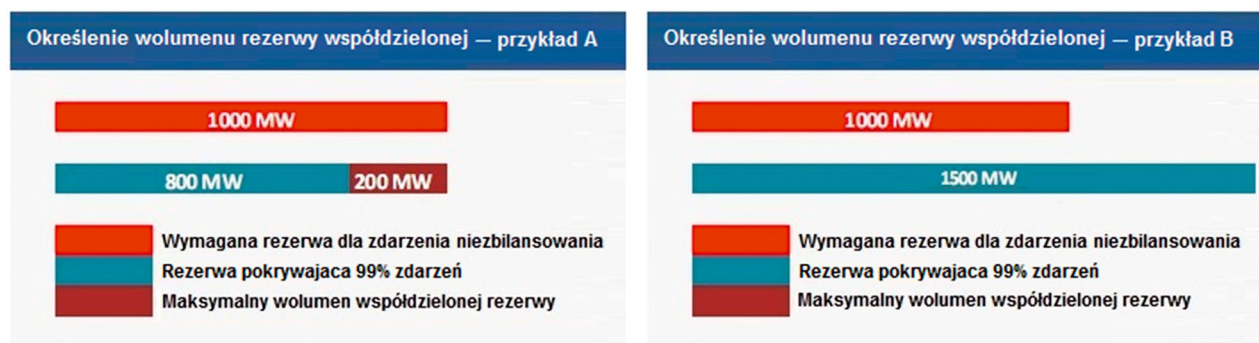
OSP z bloku LFC (A) będzie mógł na podstawie umowy operatorskiej udostępnić część własnej rezerwy operatorowi OSP z innego bloku LFC (B), na którym wystąpiły lokalne problemy

Obszar synchroniczny	Wymiana rezerw FRR/RR dozwolona	Ograniczenia dla wymiary rezerw FRR/RR
Obszar synchroniczny zawierający więcej niż jeden blok LFC	Pomiędzy OSP z różnych bloków LFC	Operatorzy OSP z bloków LFC, między którymi dokonywana jest wymiana rezerw, powinni zagwarantować, że minimum 50% łącznej rezerwy FRR/RR, wynikającej z procesu wymiarowania (ang. <i>Dimensioning Rules</i>) i przed każdym zmniejszeniem rezerwy ze względu na jej współdzielenie, jest dalej dostępna w każdym z bloków LFC
	Pomiędzy OSP z różnych obszarów LFC tego samego bloku LFC	Operatorzy z obszarów LFC wchodzących w skład tego samego bloku LFC mogą określić w umowach operatorskich wewnętrzne limity wymiany rezerw FRR/RR pomiędzy poszczególnymi obszarami LFC w celu zapewnienia równomiernego ich rozprzodzenia na OS

Tab. 1. Wymagania i ograniczenia dotyczące wymiany rezerw FRR/RR na obszarze synchronicznym



Rys. 5. Współdzielenie rezerw – idea oraz przykład [2]



Rys. 6. Określenie maksymalnego wolumenu rezerwy współdzielonej – przykład A i B [2]

z bilansowaniem. Możliwe jest zawarcie jednostronnej umowy operatorskiej na współdzielenie rezerw, w której OSP z obszaru B może wykorzystać rezerwy ulokowane w obszarze A, ale nie odwrotnie lub umowy dwustronnej, w której OSP z obszaru A ma również dostęp do rezerw w obszarze B.

Wielkość rezerwy współdzielonej, o którą można zredukować rezerwy FRR, wymagane dla bloku LFC w obszarze synchronicznym Europy kontynentalnej nie powinna przekraczać 30% zapotrzebowania na rezerwę wynikającą z oczekiwanego najwyższego jednoczesnego wystąpienia niezbilansowania

w bloku LFC (ang. *Dimensioning Incident*). Przykłady ilustrujące maksymalny wolumen rezerwy współdzielonej pomiędzy obszarami LFC przedstawiono na rys. 6.

3.3. Wymiana i współdzielenie rezerw pomiędzy obszarami synchronicznymi

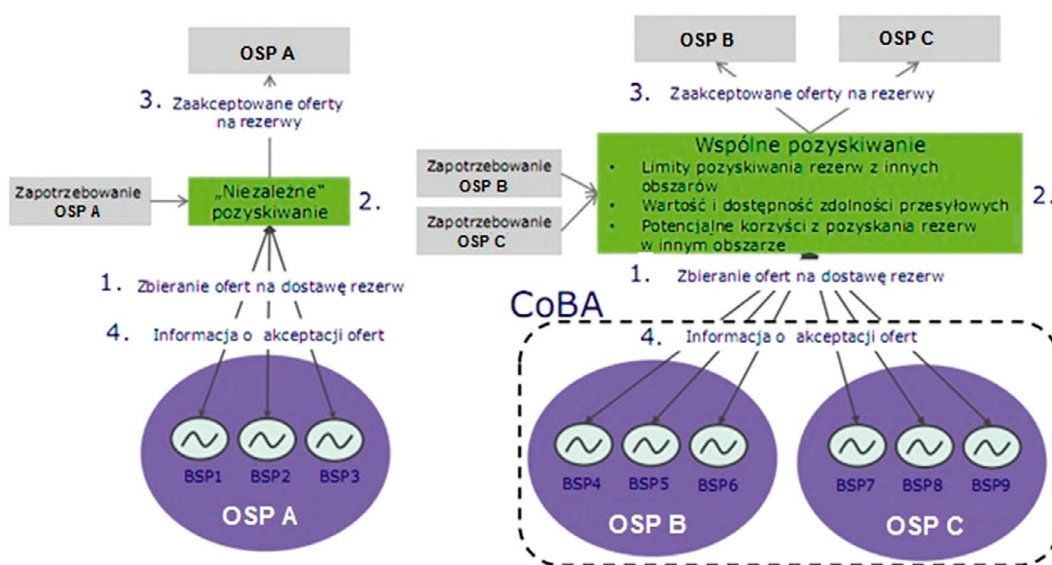
Każdy z OSP, w każdym z obszarów synchronicznych, powinien określić w umowie operatorskiej metodykę wyznaczania maksymalnych wolumenów dla wymiany lub współdzielenia rezerw pomiędzy obszarami synchronicznymi. Umowa powinna zawierać m.in. wpływ na wzajemną pracę OS, między którymi dokonywana jest wymiana/współdzielenie rezerw, stabilność procesu wymiany lub współdzielenia rezerw oraz bezpieczeństwo ruchowe.

4. Zasady pozyskiwania i aktywacji rezerw bilansujących

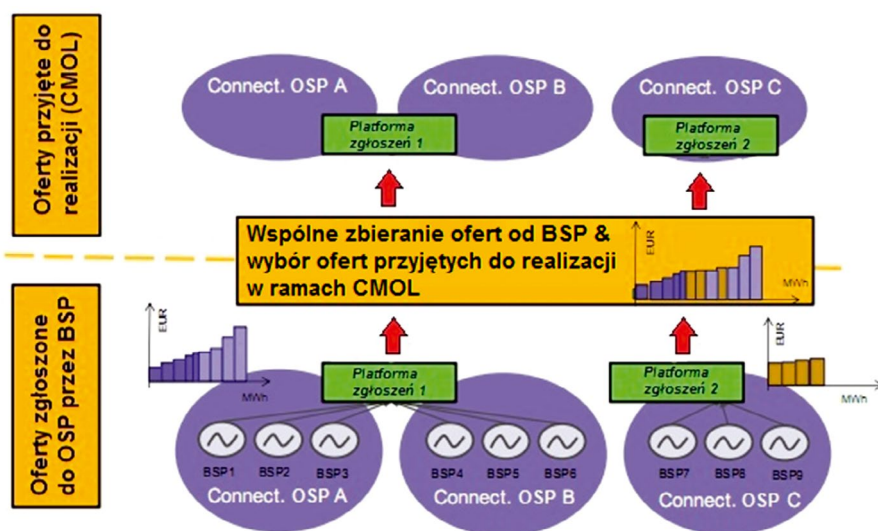
4.1. Pozyskiwanie rezerw bilansujących w obszarze CoBA

Każdy OSP jest odpowiedzialny za pozyskanie rezerw bilansujących z procesu regulacji FRR/RR od ich dostawców (BSP) w sposób rynkowy, zgodnie z ustalonymi zasadami bilansowania (ang. *T&C*). Ogólny schemat pozyskiwania rezerw przedstawiono na rys. 7.

Kodeks definiuje możliwość pozyskiwania rezerw w sposób niezależny, w ramach bilansowania obszaru odpowiedzialności poszczególnych OSP (poziom krajowy) oraz wspólny w ramach obszaru CoBA (poziom transgraniczny). Wspólne pozyskiwanie



Rys. 7. Zasady pozyskiwania rezerw – w sposób niezależny oraz w ramach CoBA [6]

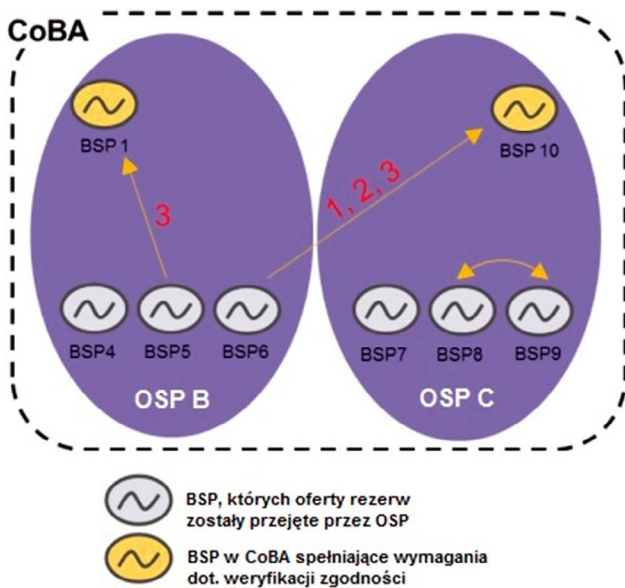


CMOL – Wspólna lista usług bilansujących dla obszaru CoBA – (*Common Merit Order List*)
 OSP Przyłączający – OSP, do którego sieci przyłączony jest określony BSP – (*Connecting TSO*)

Rys. 8. Zasady pozyskiwania ofert energii bilansującej [5]

Transfer obowiązku świadczenia rezerw uwzględnia:

1. Ograniczenia w zakresie dostarczania rezerw z innych obszarów
2. Maksymalne dostępne zdolności przesyłowe
3. Spełnienie wymagań w zakresie weryfikacji zgodności



Rys. 9. Transfer obowiązku świadczenia rezerw w ramach obszaru CoBA [5]

rezerw w ramach obszaru CoBA obowiązuje wszystkich OSP z CoBA deklarujących wymianę lub współdzielenie rezerw bilansujących z innymi OSP, w danym OS lub pomiędzy OS. Każdy z OSP powinien określić maksymalne dostępne zdolności przesyłowe (ang. *Cross Zonal Capacity*) oraz zapewnić spełnienie wymagań dotyczących zachowania bezpieczeństwa ruchowego [3].

Operatorzy deklarujący wymianę lub współdzielenie rezerw bilansujących z innymi OSP w ramach CoBA:

- powinni opracować ujednoczoną metodę pozyskiwania rezerw od BSP, wymienianych lub współdzielonych w tym obszarze

- mają obowiązek przekazania wszystkich ofert na dany typ rezerwy, otrzymanych od BSP podłączonych do ich sieci, do globalnego mechanizmu optymalizującego wykorzystanie rezerw w całym obszarze CoBA.

Uczestnicy rynku zgłaszają oferty na rezerwy i energię wyłącznie do OSP w obszarze sieci, do którego są przyłączeni. Wybór następuje w oparciu o stos cenowy ofert uszeregowanych według listy CMOL (ang. *Common Merid Order List*). Ogólny schemat pozyskiwania ofert przedstawiono na rys. 8.

4.2. Transfer rezerw bilansujących w obszarze CoBA

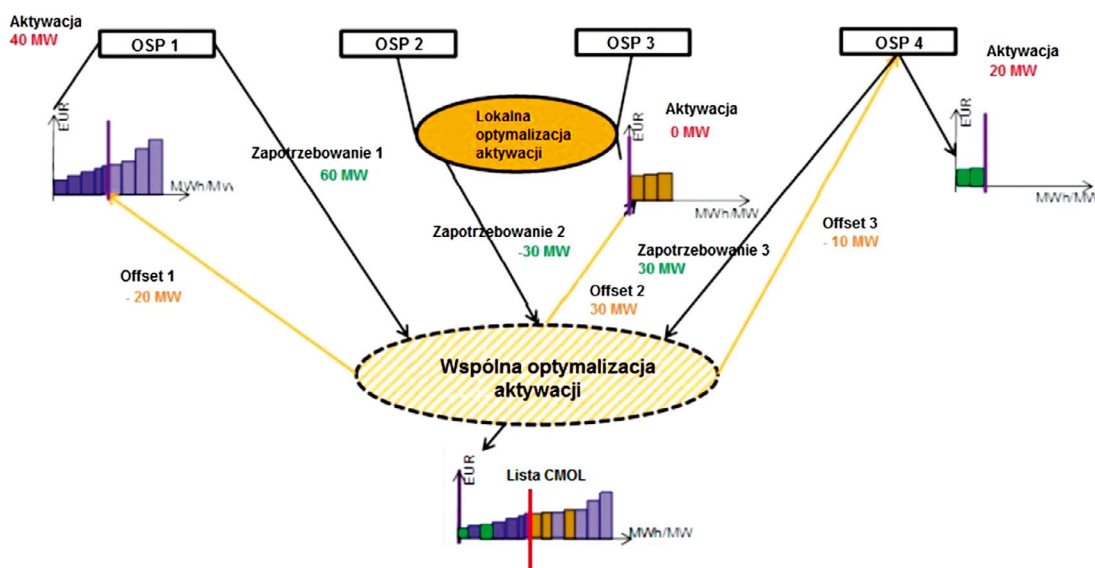
Kodeks zakłada możliwość transferu obowiązku świadczenia rezerw pomiędzy różnymi BSP w ramach tego samego obszaru CoBA. Zasady transferu rezerw w CoBA są ustalane wspólnie przez wszystkich OSP z CoBA w ramach zasad bilansowania (T&C). Ogólny model transferu obowiązku świadczenia rezerw w obszarze CoBA przedstawiono na rys. 9.

4.3. Aktywacja i wymiana usług bilansujących w obszarze CoBA

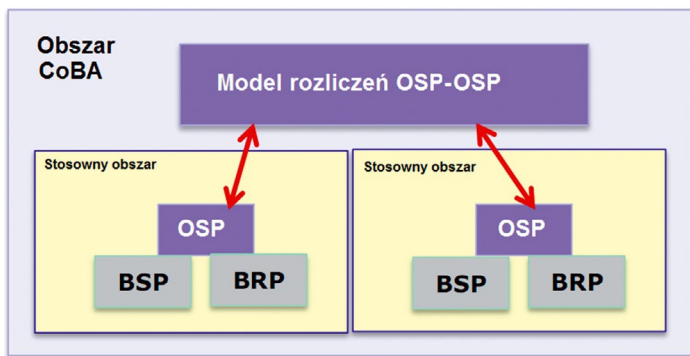
Transgraniczny rynek bilansujący ma docelowo działać zgodnie z modelem OSP-OSP. Każdy z operatorów będzie przekazywać oferty do centralnego mechanizmu aktywacji w CoBA, realizowanego za pomocą funkcji AOF (ang. *Activation Optimisation Function*). Mechanizm będzie wybierał oferty w procesie optymalizacji, dążąc do pokrycia zapotrzebowania na energię bilansującą bądź rezerwy w całym obszarze CoBA, biorąc pod uwagę m.in.: ceny ofert i ich dostępność, zapotrzebowanie na energię bilansującą, dostępne zdolności przesyłowe, ograniczenia techniczne, bezpieczeństwo ruchowe. Przykład aktywacji ofert przedstawiono na rys. 10.

5. Rozliczenia pomiędzy uczestnikami rynku

Kodeks definiuje następujące mechanizmy rozliczeń pomiędzy operatorami systemu przesyłowego (OSP), dostawcami usług



Rys. 10. Przykład aktywacji ofert energii bilansującej od poszczególnych OSP [5]



Rys. 11. Model rozliczeń OSP-OSP [6]

(BSP) oraz podmiotami odpowiedzialnymi za bilansowanie (BRP):

- OSP-BSP – rozliczenia pomiędzy OSP a BSP przyłączonymi w jego obszarze odpowiedzialności, w zakresie dostarczonej energii bilansującej oraz rezerw
- OSP-BRP – rozliczenia pomiędzy OSP a BRP działającymi w jego obszarze odpowiedzialności w zakresie energii niezbilansowania
- OSP-OSP – rozliczenia pomiędzy poszczególnymi OSP za wymienioną pomiędzy nimi energią bilansującą oraz rezerwy.

Model rozliczeń OSP-OSP przedstawiono na rys. 11.

Mechanizmy wyceny oraz zasady rozliczania pozyskanych rezerw bilansujących, zarówno pomiędzy OSP i BSP/BRP oraz pomiędzy operatorami, zostaną zdefiniowane przez OSP z CoBA, deklarujących transgraniczną wymianę rezerw bilansujących.

6. Podsumowanie i wnioski

W artykule zaprezentowano perspektywy współpracy pomiędzy operatorami OSP w zakresie energii bilansującej oraz rezerw mocy po wprowadzeniu kodeksów sieciowych. Proponowane przez ENTSO-E rozwiązania wprowadzają nowe obszary aktywności OSP oraz uprawnienia związane z procesem zapewnienia bezpieczeństwa i niezawodności pracy KSE w ramach tworzonego modelu europejskiego, konkurencyjnego rynku energii. Obejmują w szczególności zagadnienia związane z wymianą i współdzieleniem rezerw oraz wymianą i rozliczaniem usług bilansowania. Celem działań będzie obniżenie całkowitych kosztów funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz stworzenie warunków dla niezawodnych dostaw energii w całej Unii Europejskiej.

Europejski rynek energii zostanie podzielony na bloki, w obrębie których będzie prowadzona regulacja mocy i częstotliwości oraz będzie pozyskiwana wspólna rezerwa mocy. Utworzenie

obszarów skoordynowanego bilansowania umożliwi optymalizację wspólnego pozyskiwania rezerw bilansujących, z zachowaniem bezpieczeństwa ruchowego, przy uwzględnieniu ograniczeń technicznych oraz dostępnych zdolności przesyłowych. Kodeksy sieci wprowadzają możliwość wymiany lub współdzielenia rezerw z innymi OSP, znajdującymi się w tym samym lub w różnych obszarach synchronicznych. Proces współdzielenia rezerw w zamierzeniu optymalizuje wielkość rezerw utrzymywanych w systemie elektroenergetycznym i w konsekwencji prowadził do zmniejszenia wymaganych rezerw w stosunku do wartości, która wynika z ogólnej metodyki ich wymiarowania. Wymiana rezerw pozwoli każdemu OSP zachować bezpieczeństwo oraz elastyczność w procesie pozyskania rezerw w ramach własnego obszaru działalności. Jednocześnie będzie przyczyniać się do zwiększenia efektywności wykorzystania zasobów regulacyjnych w całej Unii Europejskiej. Proces wymiany rezerw w przeciwieństwie do współdzielenia rezerw będzie zmieniał jedynie rozmieszczenie geograficzne rezerw, ale nie będzie wpływał na łączną wielkość rezerw utrzymywanych w systemie. Docelowym modelem rynku będzie model wymiany OSP-OSP, który będzie wymagał ścisłej współpracy pomiędzy poszczególnymi operatorami, w szczególności określenia roli i zakresu odpowiedzialności operatorów zaangażowanych w wymianę oraz współdzielenie rezerw na obszarze synchronicznym lub pomiędzy obszarami synchronicznymi.

Efektywna współpraca operatorów będzie niezbędna do spełnienia wymagań kodeksów ENTSO-E i stworzenia ujednoliconego, konkurencyjnego rynku energii w całej Unii Europejskiej.

BIBLIOGRAFIA

1. ENTSO-E Network Code on Load-Frequency Control & Reserves, 28.06.2013.
2. ENTSO-E Supporting Document for the Network code on Load-Frequency Control & Reserves, 28.06.2013.
3. ENTSO-E Network Code on Operational Security, 24.09.2013.
4. ENTSO-E Network Code on Electricity Balancing, version 3.0, 6.08.2014.
5. ENTSO-E Supporting Document for the Network Code on Electricity Balancing, 06.08.2014.
6. Kodeks sieci w zakresie bilansowania, PSE, Konstancin-Jeziorna, 2.08.2013.
7. www.pse.pl.
8. www.ure.gov.pl.
9. www.entsoe.eu.

Tomasz Pakulski

mgr inż.

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

e-mail: t.pakulski@ien.gda.pl

Absolwent Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej, kierunek: elektrotechnika (2005). Zatrudniony na stanowisku specjalisty inżynierjno-technicznego w Zakładzie Strategii i Rozwoju Systemu. Jego zawodowe zainteresowania obejmują problematykę pracy systemu elektroenergetycznego oraz rozwoju klasycznych i odnawialnych źródeł energii, usługi systemowe i regulacyjne, prognozowanie, działania i inicjatywy Smart Grid.

Wykorzystanie modeli generycznych w analizach dynamicznych synchronicznego systemu kontynentalnej Europy

Autorzy

Bogdan Sobczak
Robert Trębski
Maciej Wilk

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

modele generyczne, oscylacje międzyobszarowe, mody międzyobszarowe, stabilność małosygnałowa, modelowanie odbiorów

Streszczenie

Opracowanie modelu dynamicznego, obejmującego wielki system elektroenergetyczny odpowiedni do analiz oscylacji międzyobszarowych, często wymaga wykorzystania typowych modeli elementów systemu, wykorzystywanych w analizach stanów przejściowych. Działanie takie może skutkować uzyskaniem bardzo optymistycznych wyników, tj. dużo lepszego tłumienia oscylacji niż w praktyce rejestrowane w systemie. Przekonano się o tym już w latach 90., gdy zaobserwowano słabo tłumione oscylacje międzyobszarowe w USA i Kanadzie (Western Interconnection), których nie udało się poprawnie odwzorować z wykorzystaniem standardowych modeli dynamicznych. W artykule przeanalizowano wybrane uproszczenia modelowania elementów systemu, spowodowane wykorzystaniem modeli generycznych, które mogą mieć wpływ na poziom tłumienia oscylacji międzyobszarowych. Stopień tego oddziaływania na wyniki został pokazany na modelu dynamicznym, obejmującym synchronicznie pracującą część Europy kontynentalnej.

1. Wstęp

Autorzy artykułu w latach 2013–2016 uczestniczyli w zespole, którego zadaniem była wstępna ocena możliwości synchronicznej pracy systemów elektroenergetycznych Ukrainy oraz Mołdawii z kontynentalną częścią systemu europejskiego. Prace były realizowane przez konsorcjum europejskich operatorów sieci przesyłowej z Polski, Rumunii, Serbii, Węgier i Bułgarii, przy wsparciu operatorów sieci przesyłowej Ukrainy oraz Mołdawii oraz zaangażowaniu stowarzyszenia operatorów europejskich ENTSO. Jednym z wielu zadań konsorcjum było przygotowanie modelu dynamicznego kontynentalnej części ENTSO-E CE.

Przygotowanie modelu dynamicznego rozległego systemu elektroenergetycznego, za pomocą którego w dokładny sposób można odwzorować oscylacje międzyobszarowe, jest zajęciem trudnym i czasochłonnym. Próba wykorzystania do tego celu typowych modeli elementów systemu, wykorzystywanych w analizach stanów przejściowych, z reguły skutkuje uzyskaniem bardzo optymistycznych wyników, tj. dużo lepszego tłumienia oscylacji niż w praktyce rejestrowane w systemie. W latach 90. zanotowano kilka przypadków słabo tłumionych oscylacji międzyobszarowych w części systemu obejmującego tereny USA i Kanady (Western Interconnection), których nie udało się poprawnie odwzorować z wykorzystaniem standardowych modeli dynamicznych. Zainicjowane wówczas badania pokazały,

że modele wykorzystywane w tamtym czasie do badania stabilności małosygnałowej powinny być dużo bardziej dokładne niż te wykorzystywane typowo do badania stabilności przejściowej. Ponadto dowiedziono, że modele standardowe turbin i odbiorów dostępne wówczas w programach obliczeniowych, nie były w stanie zapewnić wystarczającej dokładności i jakości odwzorowania symulowanych zjawisk.

Mając to na uwadze oraz ze względu na ograniczone ramy czasowe, w procesie przygotowywania modelu dynamicznego na potrzeby wspomnianego wcześniej konsorcjum skorzystano z wielu uproszczeń. W celu określenia wiarygodności wyników otrzymanych na tak przygotowanym modelu należało sprawdzić, jak zastosowane uproszczenia mogą wpływać na otrzymane wyniki, w szczególności na wartości częstotliwości i tłumienia oscylacji międzyobszarowych niskich częstotliwości. Zbadano wpływ następujących uproszczeń:

- wykorzystanie jednolitych statycznych modeli odbiorów
- zastąpienie części generatorów ujemnymi odbiorami
- pominięcie dynamiki odbiorów silnikowych
- przyjęcie z góry reaktancji transformatorów blokowych dla generatorów przyłączonych do sieci WN i NN
- przyjęcie typowej struktury i parametrów stabilizatorów systemowych w części modelu

Stacyjny model odbioru							
100% R, 100% X (stała impedancja)		100% Ip, 100% X		50% P, 50% Ip, 50% Q, 50% X		100% P, 100% Q (stała moc)	
Oscylacje międzyobszarowe							
Częstotliwość [Hz]	Tłumienie [%]	Częstotliwość [Hz]	Tłumienie [%]	Częstotliwość [Hz]	Tłumienie [%]	Częstotliwość [Hz]	Tłumienie [%]
0,11	27,3	0,13	17,6	0,14	11,6	0,155	3,6
0,20	23,9	0,22	15,4	0,23	9,8	0,245	3,0
0,31	11,3	0,33	7,4	0,34	4,7	0,36	1,4
0,36	8,9	0,375	6,2	0,385	4,43	0,40	2,7
0,39	12,3	0,41	7,9	0,42	5,35	0,435	2,7
0,49	10,4	0,51	7,4	0,51	4,6	0,53	1,9

Tab. 1. Wpływ zastosowanego statycznego modelu odbioru na wartości częstotliwości i tłumienia oscylacji międzyobszarowych

- przyjęcie typowej struktury i parametrów turbin i ich regulatorów w części modelu
- brak pętli sprzężenia od mocy elektrycznej w regulatorze turbiny.

Wpływ uproszczeń na wyniki analizy stabilności małosygnałowej zobrazowany został przez wskazanie częstotliwości oraz współczynnik tłumienia 6 modów o najniższej częstotliwości, obliczonych na modelu bazowym oraz na modelu z wprowadzanym jednym z analizowanych uproszczeń. Ponadto sprawdzany był wpływ zastosowanych uproszczeń na rozkład geograficzny modów.

2. Statyczne modele odbiorów

Wiadomo, że statyczny model odbioru charakteryzujący jego podatność napięciową i częstotliwościową, znacząco wpływa na częstotliwość i tłumienie modów międzyobszarowych najniższych częstotliwości. Dlatego poprawne modelowanie odbiorów ma kluczowe znaczenie w pracach, które swoim zakresem obejmują analizy stabilności małosygnałowej. Jednakże w rzeczywistości brak informacji o zachowaniu odbiorów w modelowanym systemie praktycznie uniemożliwia ich poprawne zamodelowanie. W takim przypadku wykorzystuje się statyczny model odbioru, wspólny dla całego systemu o parametrach, które najlepiej odzwierciedlają rzeczywiste zachowanie systemu. Oczywiście wymagane jest wtedy poprawne zamodelowanie pozostałych elementów systemu, które wpływają na wyniki analizy.

Przeprowadzone symulacje potwierdzają wpływ sposobu modelowania odbiorów na wyniki analizy oscylacji międzyobszarowych. W tab. 1 można zaobserwować silny związek między tymi zjawiskami. Zastosowanie wyłącznie modelu odbioru o stałej impedancji (100% R, 100% X) prowadzi do uzyskania bardzo dobrego tłumienia, natomiast zastosowanie modelu o stałej mocy (100% P, 100% Q) prowadzi do uzyskania dużo słabszego tłumienia. W symulacjach dynamicznych najczęściej wykorzystuje się model o stałym prądzie czynnym i stałej reaktancji (100% Ip, 100% X), który daje wyniki o pośrednich wartościach i raczej dobrym tłumieniu.

Typ statycznego modelu odbioru wpływa mocno na częstotliwość oscylacji międzyobszarowych, szczególnie na dwie

Oscylacje międzyobszarowe obserwowane na terenie Europy		
Symbol modu	Częstotliwość [Hz]	Tłumienie [%]
T1	0,16	2,8 ÷ -0,2
U1	0,22	4,8 ÷ 0,2
U2	0,32	6
U3	0,41	4

Tab. 2. Wpływ zastosowanego statycznego modelu odbioru na wartości częstotliwości i tłumienia oscylacji międzyobszarowych [1]

pierwsze oscylacje o najniższej częstotliwości. W tab. 1 można zauważyć, że dla modelu odbioru o stałej impedancji najniższa częstotliwość oscylacji wynosi 0,11 Hz, natomiast dla modelu odbioru o stałej mocy wzrasta do 0,16 Hz. Częstotliwość drugiej w kolejności oscylacji zmienia się w zakresie 0,2–0,245 Hz, zależnie od modelu odbioru.

Porównując otrzymane rezultaty, przedstawione w tab. 1, z wynikami typowymi dla obszaru kontynentalnej Europy, tab. 2 [1], można zauważyć, że najbardziej zbliżone wyniki dla dwóch pierwszych oscylacji o najniższych częstotliwościach uzyskuje się przy wykorzystaniu modelu odbioru składającego się z 50% P, 50% Ip, 50% Q, 50% X.

Warto podkreślić, że rodzaj statycznego modelu odbioru wykorzystany do obliczeń modalnych nie zmienia rozkładu geograficznego modów oraz udziału poszczególnych generatorów w oscylacjach.

3. Zastąpienie generatorów przez ujemne odbiory lub generację wiatrową

W bazowym modelu rozplwowym występowało ponad 11 000 generatorów. Prowadzenie analiz na modelu z tak dużą liczbą jednostek wytwórczych byłoby nieefektywne, w związku z tym część z nich, o mocy jednostkowej mniejszej niż 100 MW, zostało zamienione na ujemne odbiory (sumarycznie ok. 47 GW). W niektórych programach symulacyjnych zabieg ten nazywa się *netting* (ang. *netting* dokładnie oznacza zastąpienie generatorów przez bocznik, w tym przypadku jednak użyto ujemnego odbioru). Po tej operacji liczba jednostek wytwórczych

Część generacji zastąpiona ujemnymi odbiorami		Wszystkie generatory zamodelowane jako maszyny synchroniczne	
Model odbioru: 100% I_p , 100% X			
Częstotliwość [Hz]	Tłumienie [%]	Częstotliwość [Hz]	Tłumienie [%]
0,13	17,6	0,125	15,5
0,22	15,4	0,21	14,7
0,33	7,4	0,325	6,95
0,375	6,2	0,37	6,1
0,41	7,9	0,40	7,3
0,51	7,4	0,48	6,5

Tab. 3. Wpływ zastąpienia części generatorów ujemnymi odbiorami na wyniki obliczeń oscylacji międzyobszarowych

Wszystkie generatory zamodelowane jako maszyny synchroniczne		Część generacji synchronicznej modelowana jako generacja wiatrowa	
Model odbioru: 100% I_p , 100% X			
Częstotliwość [Hz]	Tłumienie [%]	Częstotliwość [Hz]	Tłumienie [%]
0.13	17.6	0.13	18.3
0.22	15.4	0.22	17.5
0.33	7.4	0.33	8.6
0.375	6.2	0.375	6.3
0.41	7.9	0.41	9.9
0.51	7.4	0.51	7.8

Tab. 4. Wpływ generacji wiatrowej na wyniki obliczeń oscylacji międzyobszarowych

modelowanych jako generatory zmniejszyła się do ok. 1400 (razem ok. 47 GW). W związku z tak dużą redukcją należało sprawdzić, jaki jest wpływ wprowadzonych zmian na wyniki analizy stabilności małosygnałowej. Przywrócono więc generację wcześniej zamienioną na ujemne odbiory (dodając typowe modele dynamiczne generatora GENROU oraz regulatora napięcia SEXS). W tab. 3 przedstawiono częstotliwości oraz współczynnik tłumienia 6 modów o najniższej częstotliwości obliczonych na modelu z częścią (47 GW) generacji zastąpioną ujemnymi odbiorami, oraz ze wszystkimi generatorami zamodelowanymi jako maszyny synchroniczne.

Z otrzymanych wyników można wywnioskować, że zastąpienie części generatorów ujemnymi odbiorami wyraźnie poprawia tłumienie oscylacji międzyobszarowych obserwowanych w modelu. Wpływ na częstotliwość oscylacji, a także na ich geograficzny rozkład udziału poszczególnych generatorów w oscylacjach jest pomijalny.

W tab. 4 przedstawiono wyniki uzyskane w przypadku, gdy część (47 GW) generacji synchronicznej została zastąpiona modelem generacji wiatrowej (typ 4 z biblioteki programu PSS/E z typowymi parametrami). Okazuje się, że taki zabieg spowodował niewielkie zwiększenie tłumienia oscylacji międzyobszarowych.

4. Pomińnięcie dynamiki odbiorów silnikowych

W czasie przygotowywania modelu dynamicznego założono, że wartość wszystkich odbiorów będzie częściowo zależna tylko od wartości napięcia. Takie założenie przyjęto ze względu na brak jakichkolwiek informacji na temat innych właściwości odbiorów. Wiadomo jednak, że część odbiorów ma charakter silnikowy, na przykład potrzeby własne elektrowni. Jednakże odbiory te nie były wskazane *explicite* w modelu. Chcąc sprawdzić, w jaki sposób pominięcie zachowania dynamicznego tych odbiorów wpływa na wyniki analizy stabilności małosygnałowej, wprowadzono charakterystykę silnikową dla wybranej części odbiorów w modelu. Użyto typowych danych dla dużych silników indukcyjnych 3-fazowych. Pozostałe odbiory zamodelowane były jako 100% I_p , 100% X . Wyniki przedstawiono w tab. 5.

Z otrzymanych wyników można wywnioskować, że dla oscylacji o częstotliwości poniżej 0,4 Hz zwiększanie udziału odbiorów silnikowych powoduje zmniejszenie tłumienia. Dla oscylacji o wyższych częstotliwościach nie zaobserwowano tak jednolitej zależności. Warto podkreślić, że wielkość udziału odbiorów silnikowych nie zmienia rozkładu geograficznego modów oraz udziału poszczególnych generatorów w oscylacjach.

5. Z góry założona reaktancja transformatorów blokowych dla generatorów przyłączonych do sieci WN i NN

W modelu rozplwowym ok. 30% generatorów (prawie 119 GW) przyłączonych było bezpośrednio do węzłów WN lub NN. Sprawdzono, jaki będzie wpływ przyłączenia ich, za pomocą transformatora blokowego o stałej i takiej samej dla wszystkich

Częstotliwość oscylacji [Hz]	Tłumienie [%]			
	Brak dynamiki silników	10% odbiorów zamodelowane jako silniki	30% odbiorów zamodelowane jako silniki	50% odbiorów zamodelowane jako silniki
0,13	17,6	16,3	12,7	9,9
0,22	15,4	14,0	11,05	7,6
0,33	7,4	6,75	5,7	4,8
0,375	6,2	5,6	4,1	3,0
0,41	7,9	7,4	8,2	7,2
0,51	7,4	7,9	4,7	4,3

Tab. 5. Wpływ pominięcia dynamiki odbiorów silnikowych na wyniki obliczeń oscylacji międzyobszarowych

jednostek impedancji, na wyniki obliczeń oscylacji międzyobszarowych. Symulacje wykonano dla różnych wartości impedancji wyrażonej w jednostkach względnych mocy znamionowej pozornej generatora – 0,12, 0,15, 0,18 i 0,25. Stwierdzono, że wpływ takiego zabiegu jest pomijalny w kontekście częstotliwości i tłumienia oscylacji międzyobszarowych.

6. Typowa struktura i parametry stabilizatorów systemowych

W zdecydowanej większości obszaru analizowanego modelu (głównie w części zachodniej Europy) maszyny pracujące zarówno jako generatory, jak i pompy wyposażone były w stabilizator systemowy typu PSS2A. Struktura ta jest efektywna, jeśli

Numer oscylacji	Wzmocnienie PSS2A wynosi 3		Wzmocnienie PSS2A wynosi 1	
	Model odbioru: 100% /p, 100% X			
	Częstotliwość [Hz]	Tłumienie [%]	Częstotliwość [Hz]	Tłumienie [%]
1	0,13	17,6	0,13	16,7
2	0,22	15,4	0,22	14,4
3	0,33	7,4	0,33	6,5
4	0,375	6,2	0,39	3,3
5	0,41	7,9	0,41	7,4
6	0,51	7,4	0,53	4,0

Tab. 6. Wpływ zmiany wzmocnienia stabilizatora PSS2A na wyniki obliczeń oscylacji międzyobszarowych

chodzi o tłumienie oscylacji niskich częstotliwości, chociaż jej efektywność spada wraz ze spadkiem częstotliwości występujących oscylacji. Parametry stabilizatorów (wzmocnienie głównej pętli, gain = 3), znajdujące się w modelu, zostały poprawnie dostrójone do domyślnych parametrów generatorów oraz ich układów wzbudzenia, co należy uznać za wartość średnią dla generatorów występujących w rzeczywistym systemie. Jest to w pewien sposób sytuacja doskonała – w rzeczywistości nie wszystkie generatory wyposażone są w stabilizatory, a te które są, nie zawsze daje się dostroić tak, aby dobrze tłumili oscylacje niskich częstotliwości.

W tab. 6 pokazano, jak zmiana wzmocnienia w stabilizatorze PSS2A wpływa na tłumienie oscylacji międzyobszarowych w analizowanym modelu. Zredukowane wzmocnienie oznacza zmniejszone tłumienie dla wszystkich modów. Efekt jest szczególnie widoczny w przypadku oscylacji nr 4 i 6, które obejmują tylko i wyłącznie generatory znajdujące się w zachodniej części Europy.

7. Typowa struktura oraz parametry turbin i ich regulatorów

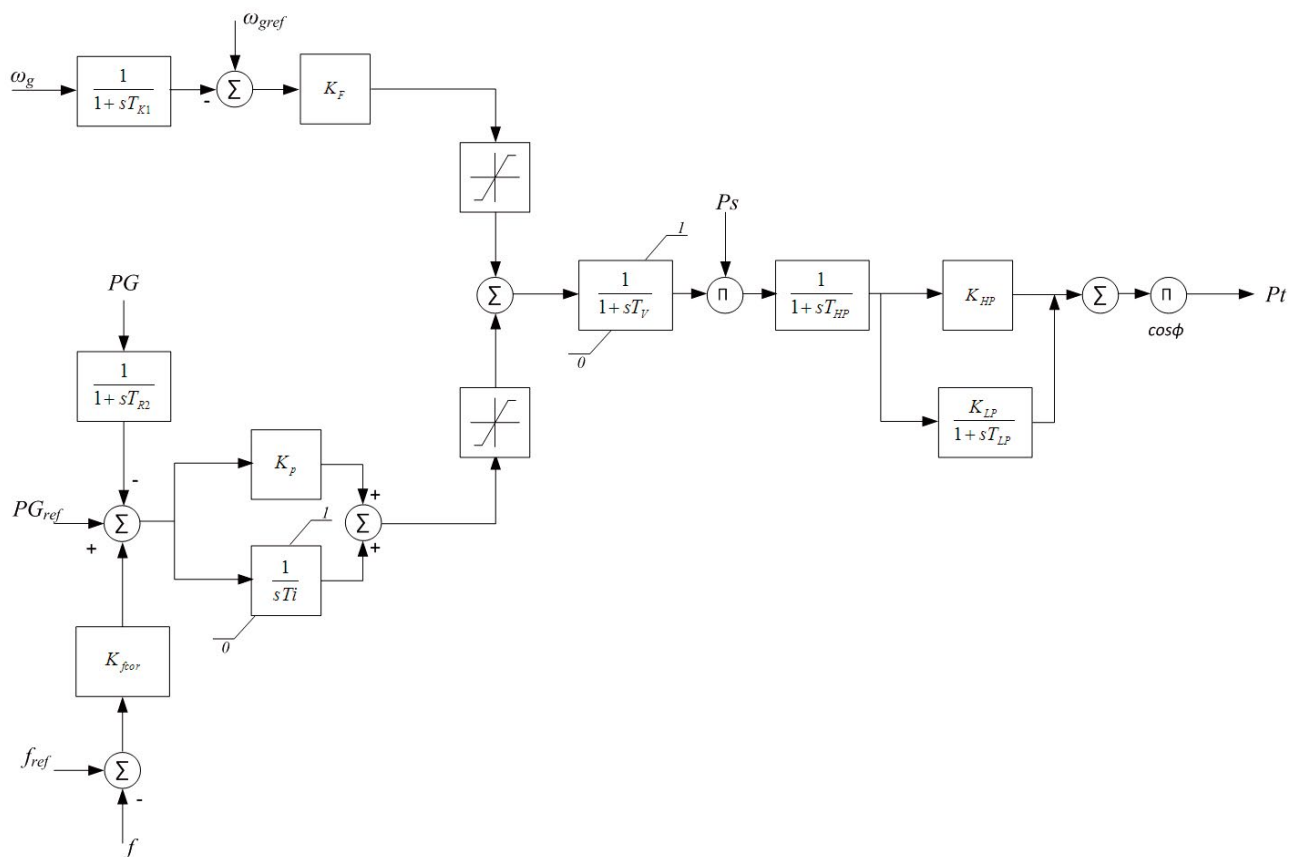
W analizowanym modelu na terenie całej Europy Zachodniej oraz we Włoszech wszystkie generatory synchroniczne wyposażone są w domyślny uproszczony model turbiny parowej TGOV1. W związku z tym, że model oraz parametry turbiny i jej regulatora mają silny wpływ na częstotliwość oraz tłumienie oscylacji, sprawdzono, jak domyślny przyjęty typ turbiny wpływa na wartości częstotliwości i tłumienia oscylacji międzyobszarowych. Analizowano następujące modele turbin i ich regulatorów:

TGOV1		IEEEG1		HYGOV		GAST	
R	0,3	K	3,33	R	0,3	R	0,3
T1	0,5	T1	0,0	rt	0,3	T1	0,4
Vmax	1,0	T2	0	Tr	5,0	T2	0,1
Vmin	0,0	T3	0,30	Tf	0,05	T3	3,0
T2	3,0	Uo	1,0	Tg	0,5	AT	1,0
T3	10,0	Uc	-0,1	VELM	0,2	Kt	2,0
D	0	Pmax	1	Gmax	1,0	Vmax	1
		Pmin	0	Gmin	0	Vmin	0
		T4	0,30	Tw	1,0	Dt	0
		K1	0,30	At	1,2		
		K2	0	Dt	0,5		
		T5	7,0	Qnl	0,08		
		K3	0,30				
		K4	0				
		T6	0,5				
		K5	0,4				
		K6	0				
		T7	0				
		K7	0				
		K8	0				

Tab. 7. Przyjęte typowe parametry turbin i ich regulatorów

Częstotliwość [Hz]	Tłumienie [%]					
	Model bazowy (dostrojone parametry turbin i ich regulatorów)	Przyjęty typ turbiny i jej regulatora w całym modelu				Model bez turbin i ich regulatorów
		TGOV1	IEEEG1	HYGOV	GAST	
0.13	17,6	16,9	16,8	19,1	32,5	11,8
0.22	15,4	14,2	14,4	11,5	21,1	11,9
0.33	7,4	7,5	7,7	3,7	10,6	6,3
0.375	6,2	5,9	6,1	3,2	8,0	5,1
0.41	7,9	8,0	8,2	4,5	9,8	7,2
0.51	7,4	7,3	7,4	4,8	8,3	6,7

Tab. 8. Przyjęte typowe parametry turbin i ich regulatorów



Rys. 1. Uproszczony model turbiny i jej regulatora uwzględniający sprzężenie od mocy elektrycznej

- uproszczony model turbiny parowej TGOV1
- dokładny model turbiny parowej IEEEG1
- uproszczony model turbiny wodnej HYGOV
- uproszczony model turbiny gazowej GAST.

Dla wszystkich analizowanych turbin i ich regulatorów przyjęto parametry typowe, poza wartością *droop*. Parametry te zestawiono w tab. 7. Wszystkie obliczenia wykonano dla statycznego modelu odbioru 100% I_p , 100% X . Dany model turbiny i jej regulatora przypisany był do wszystkich generatorów w kontynentalnej części ENTSO-E.

Otrzymane rezultaty przedstawione w tab. 8 wskazują, że co do zasady wpływ turbiny i jej regulatora na wartości tłumienia

oscylacji międzyobszarowych jest pozytywny. Szczególnie tłumienie oscylacji o najniższej częstotliwości (0,13 Hz) ulega zdecydowanej poprawie w przypadku zastosowania dowolnego modelu turbiny i regulatora w porównaniu z modelem bez turbin. Najsilniejszy wpływ na wartość tłumienia oscylacji niskich częstotliwości ma zastosowanie modelu typu GAST. Jest to najprawdopodobniej efekt braku długich stałych czasowych (opóźnień) w modelu pomiędzy wejściami i wyjściami, i przez małe ogólne przesunięcie fazowe między sygnałem od prędkości obrotowej a sygnałem od mocy mechanicznej. Parametry wykorzystane dla modeli TGOV1 oraz IEEEG1 to typowe parametry dla dużych jednostek parowych. Z takimi parametrami oba modele

prowadzą do uzyskania podobnych wyników. Wykorzystanie modelu turbiny wodnej HYG0V z podanym wyżej zestawem parametrów poprawia tłumienie tylko oscylacji o najniższej częstotliwości, tłumienie pozostałych modów ulega pogorszeniu.

8. Brak pętli sprzężenia od mocy elektrycznej w regulatorze turbiny

Większość standardowych modeli turbin i ich regulatorów, dostępnych w programach symulacyjnych, takich jak PSS/E czy PSLF, co do zasady nie nadaje się do wykorzystania w analizach oscylacji międzyobszarowych ze względu na brak odwzorowania pętli sprzężenia od mocy elektrycznej, która w rzeczywistości występuje powszechnie w turbinach parowych na terenie Europy. Wprawdzie część nowych modeli turbin (na przykład GGOV1), dodanych w ostatnim czasie do wspomnianych programów, posiada już taką funkcjonalność, to mimo wszystko jednostki wytwórcze w poszczególnych elektrowniach wciąż odwzorowane są za pomocą modeli, takich jak IEEEG1, WSIEG1, TGOV1 czy GAST, które posiadają jedynie sygnał wejściowy od prędkości. Jak zostało wcześniej zaprezentowane, tego typu modele zasadniczo poprawiają tłumienie oscylacji międzyobszarowych niskich częstotliwości.

Ta niedoskonałość standardowych modeli turbin i ich regulatorów została zauważona już we wcześniejszych studiach dotyczących połączenia systemów IPS/UPS [2] oraz EWIS [3]. Jedną z rekomendacji zawartych w tych pracach było wykorzystanie niestandardowych modeli turbin i ich regulatorów, posiadających regulator mocy generatora w przyszłych studiach obejmujących

analizę oscylacji międzyobszarowych. Uproszczony model z taką regulacją został przedstawiony na rys. 1. Opierając się na tym schemacie, opracowano model użytkownika i wprowadzono go do modelu dynamicznego Europy w celu zobrazowania wpływu dodania sygnału wejściowego od mocy elektrycznej do regulatora turbiny na obliczone wartości oscylacji międzyobszarowych. Model ten to właściwie standardowy model TGOV1 z dodanym regulatorem typu PI do sterowania mocą. Został on wprowadzony do modelu tak jak pozostałe analizowane typy turbin i ich regulatorów. Miało to na celu zobrazowanie, jaki wpływ na wyniki analizy oscylacji międzyobszarowych będzie miało dodanie tej pętli regulacji.

W tab. 9 porównano wyniki otrzymanych oscylacji międzyobszarowych na modelu, w którym turbiny i ich regulatory nie miały pętli regulacji od mocy elektrycznej oraz były wyposażone w takie sterowanie. Wyraźnie widać, że wprowadzenie tej dodatkowej pętli powoduje znaczące pogorszenie tłumienia oscylacji niskich częstotliwości.

Zasadniczo, poza sposobem modelowania odbiorów, to właśnie model turbiny i jej regulatora wydają się najtrudniejszym elementem przy tworzeniu modelu dynamicznego rozległego obszaru na potrzeby analizy oscylacji międzyobszarowych niskich częstotliwości. Wymagany jest nie tylko dokładny model turbiny i jej regulatora, ale także aktualny tryb regulacji powinien być znany, gdyż zależnie od tego, która pętla jest aktywna, wpływ turbiny na tłumienie może być odmienny.

9. Wnioski

Autorzy artykułu pracowali nad wstępną oceną możliwości synchronicznej pracy systemów elektroenergetycznych Ukrainy oraz Mołdawii z kontynentalną częścią systemu europejskiego (2013–2016). Jednym z wielu zadań było przygotowanie modelu dynamicznego kontynentalnej części ENTSO-E CE. Opracowanie modelu dynamicznego rozległego systemu elektroenergetycznego, za pomocą którego w dokładny sposób można odwzorować oscylacje międzyobszarowe, jest zadaniem trudnym i czasochłonnym. W praktyce skorzystano więc z wielu uproszczeń. Chcąc uwiarygodnić wyniki otrzymane na tak przygotowanym modelu, sprawdzono jak zastosowane uproszczenia wpływają na wyniki, w szczególności na wartości częstotliwości i tłumienia oscylacji międzyobszarowych niskich częstotliwości. Na podstawie wykonanych symulacji stwierdzono, że większość

Częstotliwość [Hz]	Tłumienie [%]	
	Brak pętli regulacji mocy elektrycznej	Z pętla regulacji mocy elektrycznej
0,13	16,9	8,1
0,22	14,2	10,1
0,33	7,5	4,5
0,375	5,9	3,6
0,41	8,0	5,6
0,51	7,3	5,4

Tab. 9. Przyjęte typowe parametry turbin i ich regulatorów

Analizowane uproszczenie	Wpływ na częstotliwość oscylacji	Wpływ na tłumienie oscylacji	Wpływ na rozkład geograficzny i udział poszczególnych generatorów
Przyjęty typ statycznego modelu odbiorów	++	++	-
Zastąpienie generatorów przez ujemne odbiory lub generację wiatrową	-	++	
Pominięcie dynamiki odbiorów silnikowych	-	+	
Z góry założona reaktancja transformatorów blokowych dla generatorów przyłączonych do sieci WN i NN	-	-	
Typowa struktura i parametry stabilizatorów systemowych	-	+	
Brak pętli sprzężenia od mocy elektrycznej w regulatorze turbiny	-	++	

Tab. 10. Podsumowanie analizowanych uproszczeń w modelowaniu oraz ich wpływ na poszczególne składowe wyniki analizy oscylacji międzyobszarowych

z zastosowanych uproszczeń poprawia wartości tłumienia oscylacji międzyobszarowych niskich częstotliwości. Szczególnie duży wpływ ma pominięcie dynamiki odbiorów silnikowych oraz brak pętli sprzężenia od mocy elektrycznej w modelu regulatora turbiny. Stwierdzono również, że założony statyczny model odbioru ma krytyczne znaczenie zarówno dla częstotliwości, jak i dla tłumienia wyznaczonych oscylacji. Pozostałe uproszczenia mają wpływ jedynie na tłumienie. Ponadto można zauważyć, że analizowane uproszczenia nie mają wpływu na rozkład geograficzny modów oraz na udział poszczególnych generatorów w oscylacjach. W tab. 10 podsumowano analizowane uproszczenia oraz ich wpływ na poszczególne składowe wyników analizy. W przypadku, gdy wpływ danego uproszczenia na analizowaną składową jest silny, oznaczono go podwójnym symbolem plusa (++), gdy wpływ jest zauważalny, ale mniej istotny – pojedynczym symbolem plusa (+), natomiast gdy wpływ jest pomijalny, użyto symbolu minusa (-).

W studium, w którym przedmiotem badań są analizy małosygnałowe systemu o rozległym obszarze, szczególnie w przypadku rozpatrywania przyszłych scenariuszy, dokładne obliczenie częstotliwości oraz tłumienia oscylacji międzyobszarowych jest praktycznie niemożliwe. Jedną z przyczyn jest wymagana duża

dokładność danych dotyczących modelowania elementów systemu. Drugą z przyczyn jest duża zależność uzyskanych wyników od stanu, w jakim znajduje się system, tj. przepływy mocy, stopień zapotrzebowania, aktualne portfolio generacji. Z wystarczającą dokładnością można określić jedynie kierunek, w jakim będą zmieniały się obliczone wartości w związku z wystąpieniem analizowanego scenariusza.

BIBLIOGRAFIA

1. Grebe E. i in., Low frequency oscillations in the interconnected system of Continental Europe, IEEE PES General Meeting, July 2009, 2010, s. 1–7.
2. Feasibility Study: Synchronous Interconnection of the IPS/UPS with the UCTE. Summary of Investigations and Conclusions, December 2008 [online], http://so-ups.ru/fileadmin/files/company/international/ucte-ees/Summary_of_Investigations_and_Conclusions.pdf [dostęp: 16.05.2017].
3. European Wind Integration Study (EWIS), Final Report 2010 [online], http://www.pfbach.dk/firma_pfb/ewis_final_report_2010.pdf [dostęp: 16.05.2017].

Bogdan Sobczak

mgr inż.

Institut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

e-mail: b.sobczak@ien.gda.pl

Absolwent Wydziału Elektroniki Politechniki Gdańskiej, kierunek Automatyka. Pracuje w Instytucie Energetyki Instytucie Badawczym oddział Gdańsk jako kierownik Zespołu Analiz Systemowych w zakładzie Automatyki i Analiz Systemowych. Jego zainteresowania naukowe: dynamika i stabilność systemów elektroenergetycznych.

Robert Trębski

mgr inż.

PSE SA

e-mail: robert.trebski@pse.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Warszawskiej (1993) i Wydziału Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego (1996). Od 1993 roku pracownik PSE SA, później PSE Operator SA Specjalizuje się w zagadnieniach modelowania systemu elektroenergetycznego na potrzeby aplikacji online i offline, wykorzystywanych w KDM oraz analizach pracy KSE.

Maciej Wilk

mgr inż.

Institut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

e-mail: m.wilk@ien.gda.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej, na kierunku Elektrotechnika. Pracuje w Zakładzie Automatyki i Analiz Systemowych Instytutu Energetyki Oddział Gdańsk oraz jest słuchaczem studiów doktoranckich, organizowanych przez macierzysty wydział. Uczestnik licznych prac dotyczących analiz przyłączeniowych generacji wiatrowej do sieci oraz innych prac analitycznych związanych z dynamiką systemu elektroenergetycznego. Ponadto reprezentant Instytutu Energetyki w projekcie Komisji Europejskiej eHigways2050.

Wpływ wyłączeń linii granicznych KSE na obraz oscylacji międzyobszarowych w systemie synchronicznym kontynentalnej Europy

Autorzy

Robert Jankowski
Bogdan Sobczak
Robert Trębski

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

bezpieczeństwo systemu, przepływy kołowe, oscylacje międzyobszarowe, stabilność małosygnałowa

Streszczenie

Obserwowane w pracy europejskiego systemu elektroenergetycznego (ENTSO-E CE) przepływy kołowe powodują nie tylko ograniczenie zdolności wymiany handlowej, ale również stwarzają realne zagrożenie dla bezpieczeństwa pracy systemu. W celu ograniczenia takich przesyłów coraz powszechniej stosowane są przesuwniki fazowe instalowane zazwyczaj na liniach granicznych. W sytuacji, gdy urządzeń tych nie ma, czy też ich zakres regulacyjny został wyczerpany, a niepożądany przesył jest większy od dopuszczalnego, operatorzy sieci przesyłowej w skrajnych przypadkach dla zachowania integralności własnego systemu mogą podjąć decyzje o wprowadzeniu zmian topologicznych, skutkujących osłabieniem połączeń międzysystemowych. Działanie takie prowadzi do ograniczenia niepożądanego przesyłu, ale równocześnie oddziałuje na częstotliwość i tłumienie oscylacji międzyobszarowych obserwowanych w ENTSO-E CE. Przedstawione w artykule wyniki dokonują oceny jakościowej (pokazują trendy zmian) wpływu wyłączeń linii granicznych w KSE na wielkość tłumienia i częstotliwości oraz zaangażowania generatorów KSE w oscylacjach międzyobszarowych. Ponieważ w ENTSO-E CE występują problemy z tłumieniem oscylacji niskich częstotliwości, to każde zmniejszenie tłumienia lub częstotliwości w stosunku do stanu wyjściowego należy traktować jako potencjalne zagrożenie dla bezpiecznej pracy.

1. Modele obliczeniowe

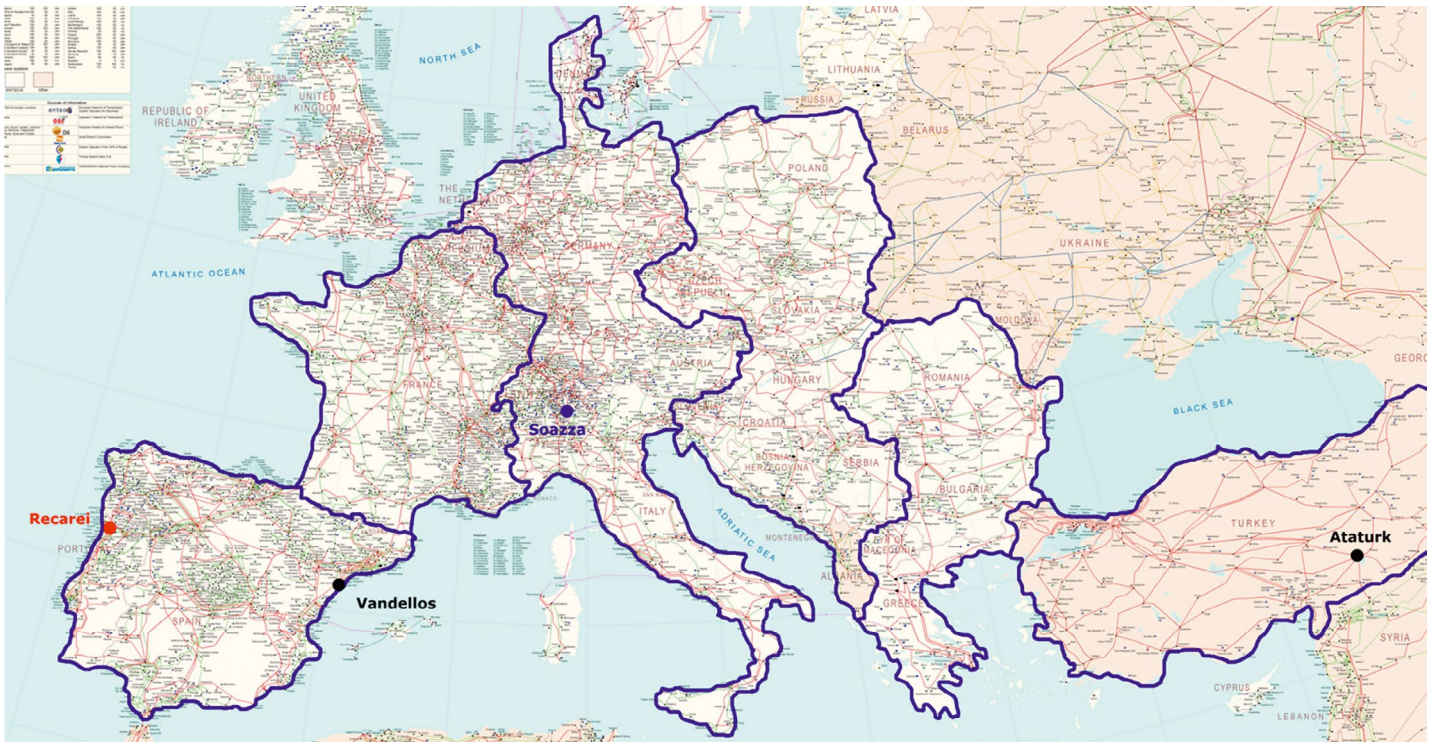
Analizy wykonano na modelach kontynentalnej części europejskiego systemu elektroenergetycznego (ENTSO-E CE). Wykorzystano model rozprężny opracowany w ramach TYNDP [1]. Model ten zaktualizowano na potrzeby pracy o inwestycje w obszarze zainteresowania oraz dostosowano do wymagań analiz dynamicznych. Część systemu odpowiadającą KSE zastąpiono modelem dokładnym dostarczonym przez OSP.

Ponieważ dostępność danych dynamicznych dla obszaru ENTSO-E CE jest ograniczona¹, dlatego model dynamiczny opracowano, wykorzystując metodę zaproponowaną przez działającą w ramach ENTSO-E grupę roboczą System Protections and Dynamics. Metoda ta – opisana w [2, 3, 4, 5] – polega na podziale badanego obszaru na regiony, a następnie wygenerowaniu modelu dynamicznego wykorzystującego typowe proste modele generatora, regulatora napięcia, stabilizatora systemowego oraz turbiny wraz z jej regulatorem i dostrojeniu tych

urządzeń (parametry jednolite dla wszystkich generacji należących do danego regionu), tak by uzyskać odpowiedzi zbieżne z rejestracjami działania rzeczywistych urządzeń po zakłóceniach obserwowanych w systemie ENTSO-E CE.

Zgodnie z tą metodą model ENTSO-E CE został podzielony na sześć regionów (rys. 1). Do zbadania stabilności międzyobszarowej odpowiednim zakłóceniem może być utrata dużej generacji lub odbioru w obszarze istotnym dla oscylacji międzyobszarowych niskiej częstotliwości, zaś sygnałem właściwym do rejestracji częstotliwość, której pomiary w różnych lokalizacjach systemu synchronicznego odwzorowują istotne cechy oscylacji międzyobszarowych. W przypadku wykonanej pracy wykorzystano pomiary częstotliwości z 2011 roku po utracie bloku pracującego z mocą ponad 1000 MW w elektrowni jądrowej Vandellos (Hiszpania), mierzone w stacjach 400 kV w Recarei (Portugalia), Soazza (Szwajcaria) i Atatürk (Turcja).

¹ Każde wykorzystanie modeli dokładnych wymaga zgody ich właściciela (operator systemu przesyłowego, konsorcjum realizujące projekty, których przedmiotem są zagadnienia związane z dynamiką ENTSO-E CE).



Rys. 1. Podział systemu Europy kontynentalnej na regiony do celów tworzenia modelu dynamicznego (na podstawie prezentacji A. Semerova)

Model dynamiczny ENTSO-E CE (poza KSE) był modelem uproszczonym, w którym wszystkie generacje zamodelowano przy wykorzystaniu prostych typowych (z biblioteki programu PSLF czy PSS®E) jednakowych modeli poszczególnych typów urządzeń:

- GENROU – model generatora synchronicznego
- SEXS – model regulatora napięcia
- PSS2A – model stabilizatora systemowego
- TGOV1 – model turbiny i regulatora turbiny.

W procesie dostrajania modeli do rzeczywistych odpowiedzi zmieniano następujące parametry:

- inercję generatora
- wzmocnienie K regulatora napięcia SEXS
- wzmocnienie K_{s1} stabilizatora systemowego PSS2A
- wartości statyzmu ($1/R$) oraz stałych czasowych T_2 , T_3 w modelu TGOV1.

2. Walidacja modelu obliczeniowego

Podobnie jak w projekcie SPD [2, 3], tak i w niniejszej pracy strojenie parametrów wykonano, wykorzystując pomiary przebiegu zakłóconej częstotliwości z obszaru ENTSO-E CE, do których dostrajano odpowiedzi wybranych generatorów po symulowanym zakłóceniu awaryjnego wyłączenia generatora w elektrowni jądrowej Vandellos (Hiszpania), pracującego z mocą 1040 MW. Dostrajanie parametrów przeprowadzono, wykorzystując metodę roju cząstek (ang. *particle swarm optimization*).

W dostrajaniu modelu skupiono się przede wszystkim na uzyskaniu odpowiedniego przebiegu odbudowy

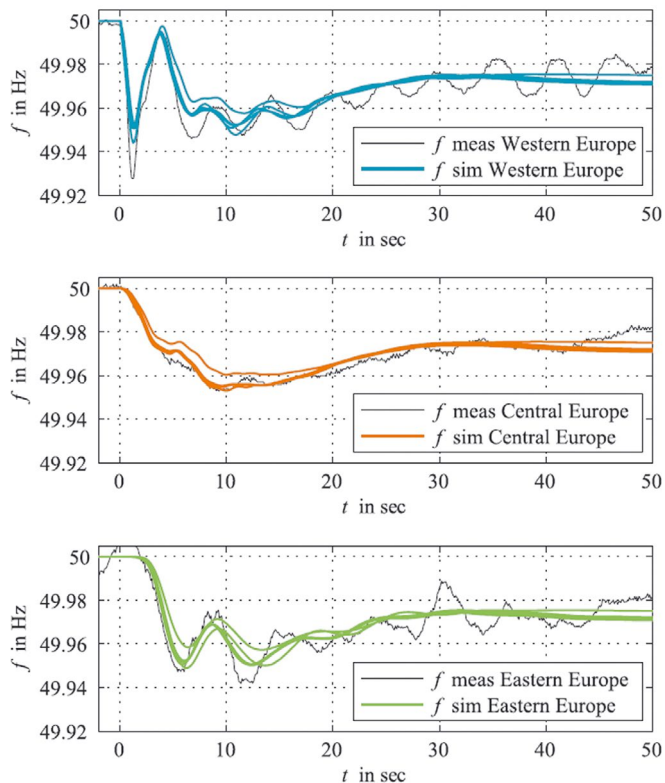
częstotliwości (regulacja pierwotna) oraz częstotliwości oscylacji międzyobszarowych. Na rys. 2 pokazano przebiegi dla modelu SPD zamieszczone w [5], zaś na rys. 3 przebiegi w opracowanym modelu bazowym. Na rys. 3 w przebiegach częstotliwości dla opracowanego modelu widoczne jest wzbudzenie oscylacji o okresie ok. 5 s ($f = 0,21-0,22$ Hz) w rejestracji w Portugalii oraz oscylacji o częstotliwości ok. 0,15 Hz rejestracji w Turcji.

Ocenę opracowanego modelu wykonano także pod kątem zbieżności wyników stabilności międzyobszarowej z wynikami dostępnymi w innych opracowaniach [6, 7, 8]. Porównywano elementy charakteryzujące oscylacje międzyobszarowe², którymi są:

- częstotliwość modu
- tłumienie modu
- struktura geograficzna modu, rozumiana jako identyfikacja koherentnych generatorów dla danej oscylacji (generatory oscylujące w tej samej fazie) wraz z uwzględnieniem amplitudy oscylacji tych generatorów.

Ze względu na znaczący wpływ sposobu modelowania odbioru na częstotliwość i tłumienie modów [9] oraz brak takich informacji w dostępnych publikacjach, wykonano wiele obliczeń, na podstawie których przyjęto, że odbiór odpowiadający mocy czynnej był w 50% modelowany jako stała moc, a w 50% jako stały prąd. Odbiór odpowiadający mocy biernej był natomiast w 50% modelowany jako stała moc, a w 50% jako stała impedancja. Porównanie wyników przedstawiono w tab. 1 (należy zaznaczyć, że publikowane dostępne informacje dotyczą wyłącznie oscylacji o najniższych częstotliwościach <0,5 Hz).

² W dalszej części tekstu zamiennie do oscylacji używane będzie określenie „mod dynamiczny” albo tylko „mod”. Jest to wygodniejsze i zarazem bardziej ścisłe, ponieważ częstotliwość modu nie jest w rzeczywistości stała i może się zmieniać o kilka, a nawet kilkanaście procent.

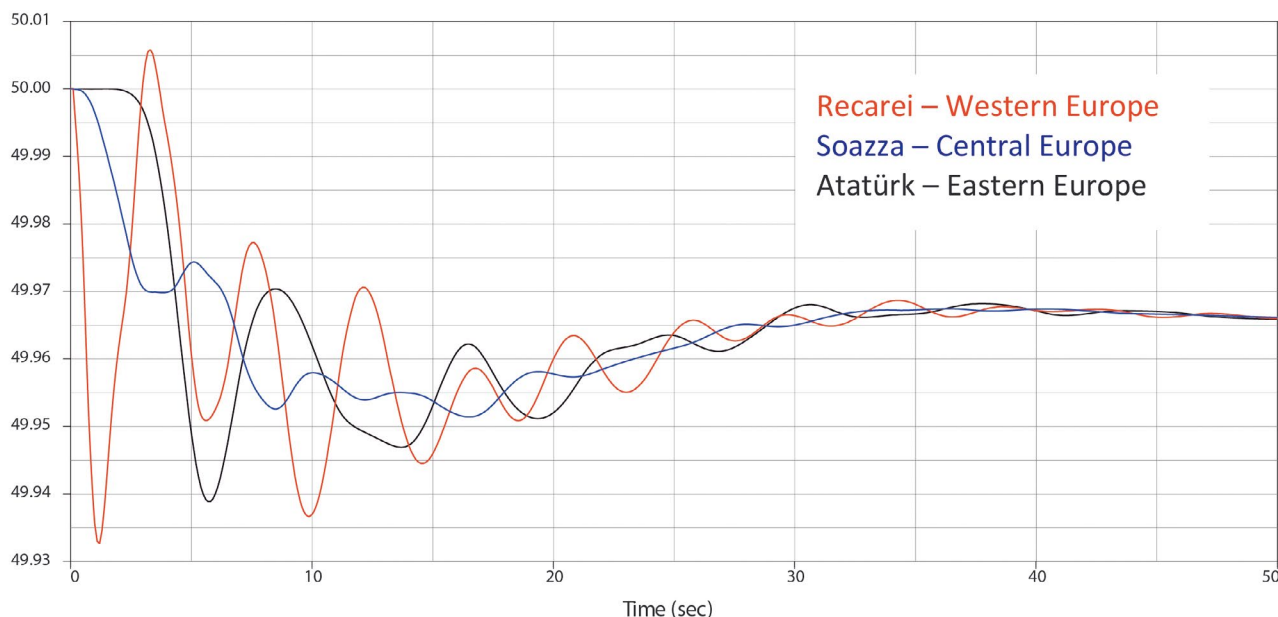


Rys. 2. Przebiegi częstotliwości po stracie generacji w Hiszpanii uzyskane w model SPD, źródło: [4]

Co prawda, dla dwóch najniższych częstotliwości tłumienie jest znacznie lepsze, niż podane w [6], jednak różnicę można wytłumaczyć uproszczeniami zastosowanymi w modelu ENTSO-E CE, z których najważniejsze to:

- wyposażenie wszystkich generatorów w odpowiednio dostrójone stabilizatory systemowe

Bus frequency (Hz)



Rys. 3. Przebiegi częstotliwości otrzymane z modelu ENTSO-E CE, opracowanym do celów niniejszej pracy, w wybranych lokalizacjach ENTSO-E CE po stracie generacji w Hiszpanii

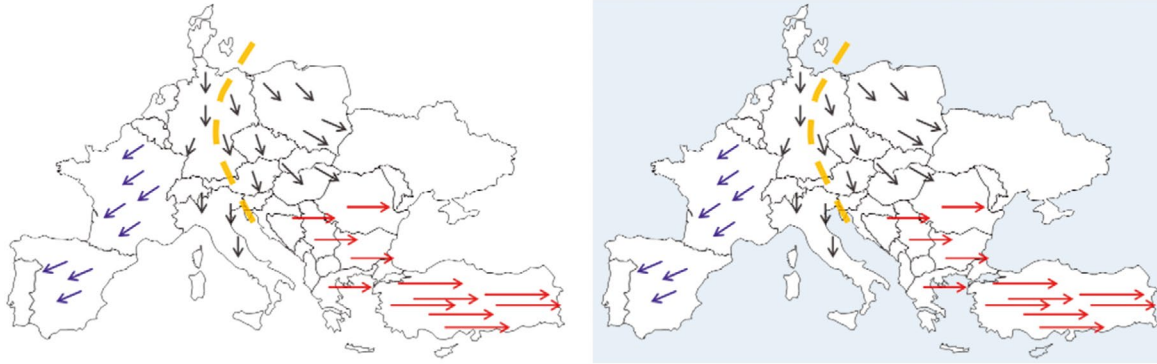
Mody międzyobszarowe				
na podstawie [6, 7]		w modelu obliczeniowym		Opis modu w artykule
Częstotliwość [Hz]	Tłumienie [%]	Częstotliwość [Hz]	Tłumienie [%]	
0,16	2,8 ÷ -0,2	0,14	11,1	TR
0,22	4,8 ÷ 0,2	0,24	7,3	SP
0,32	6,0	0,34	4,3	BK
0,41	4,0	0,38	4,4	IT
b.d.	b.d.	0,42	4,7	CB

Tab. 1. Mody międzyobszarowe identyfikowane w ENTSO-E [6, 7] oraz występujące w opracowanym modelu

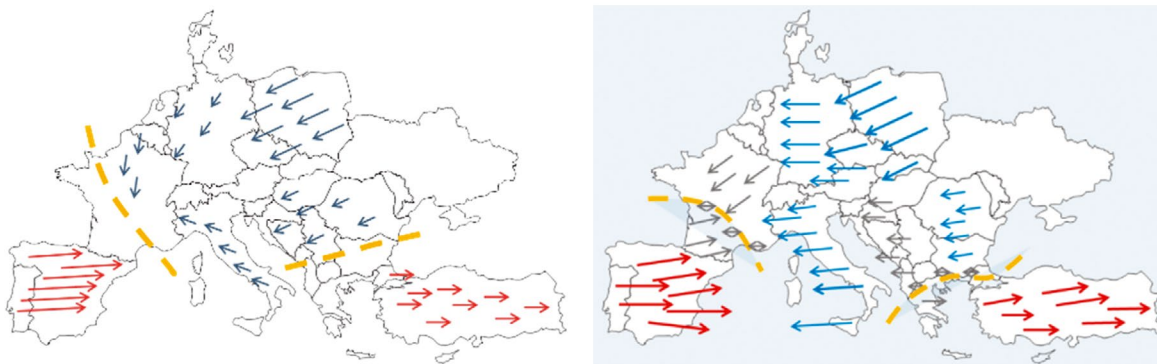
- wyposażenie wszystkich generatorów w regulatory turbin z aktywną regulacją pierwotną bez strefy nieczułości, a w związku z tym bardzo efektywnych w tłumieniu oscylacji bardzo niskich częstotliwości.

Uwzględniając powyższe, należy mieć na uwadze, że prezentowane w dalszej części artykułu wartości tłumienia dla dwóch modów o najniższej częstotliwości są zbyt optymistyczne, jednak ważny jest kierunek zmian tego tłumienia, spowodowany zmianami konfiguracji pracy systemu.

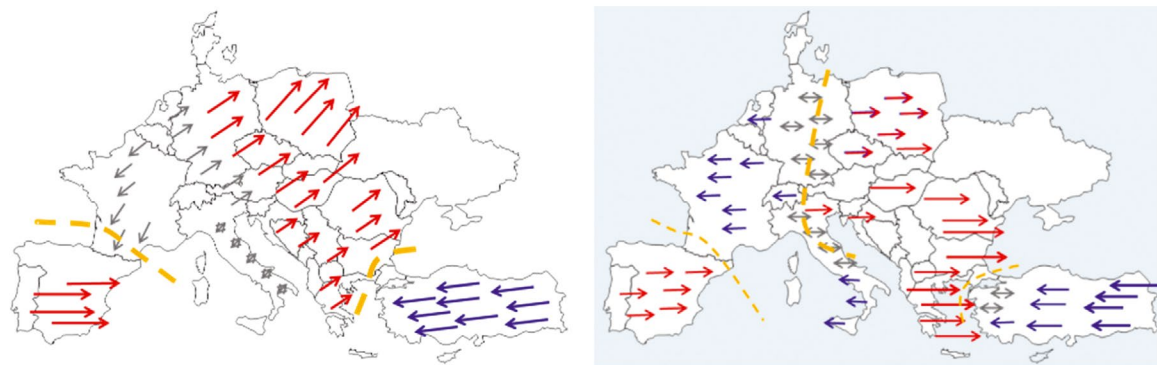
Struktura geograficzna poszczególnych modów w opracowanym modelu wykazuje dużą zgodność ze strukturami pokazanymi w dostępnych publikacjach, co przedstawiono na rys. 4–7. Generatory na obszarach z zaznaczonymi czerwonymi strzałkami oscylują w przeciwfazie do generatorów na obszarach z zaznaczonymi niebieskimi strzałkami. Generatory na obszarach z szarymi strzałkami mają mały udział w oscylacjach. Żółta przerywana linia pokazuje granicę między obszarami, generatory położone w tym rejonie nie biorą udziału w oscylacji.



Rys. 4. Struktura geograficzna modu 0,16 Hz wg [6] (po lewej) i modu TR (0,14 Hz) w opracowanym modelu ENTSO-E CE (po prawej)



Rys. 5. Struktura geograficzna modu 0,22 Hz wg [6] (po lewej) i modu SP (0,24 Hz) w opracowanym modelu ENTSO-E CE (po prawej)



Rys. 6. Struktura geograficzna modu 0,32 Hz wg [6] (po lewej) i modu BK (0,34 Hz) w opracowanym modelu ENTSO-E CE (po prawej)

3. Analizowane scenariusze podziałów

Na potrzeby realizowanej pracy przeprowadzono analizy następujących układów pracy³ (rys. 8):

1. wprowadzenie częściowego podziału na południowej granicy KSE, wydzielone bloki pracowały na sieć czeską i słowacką (oznaczenie kolorem brązowym).
2. wprowadzenie podziału na granicy KSE z systemami Czech i Słowacji (podział na liniach granicznych z SEPS i CEPS oznaczenie kolorem zielonym).

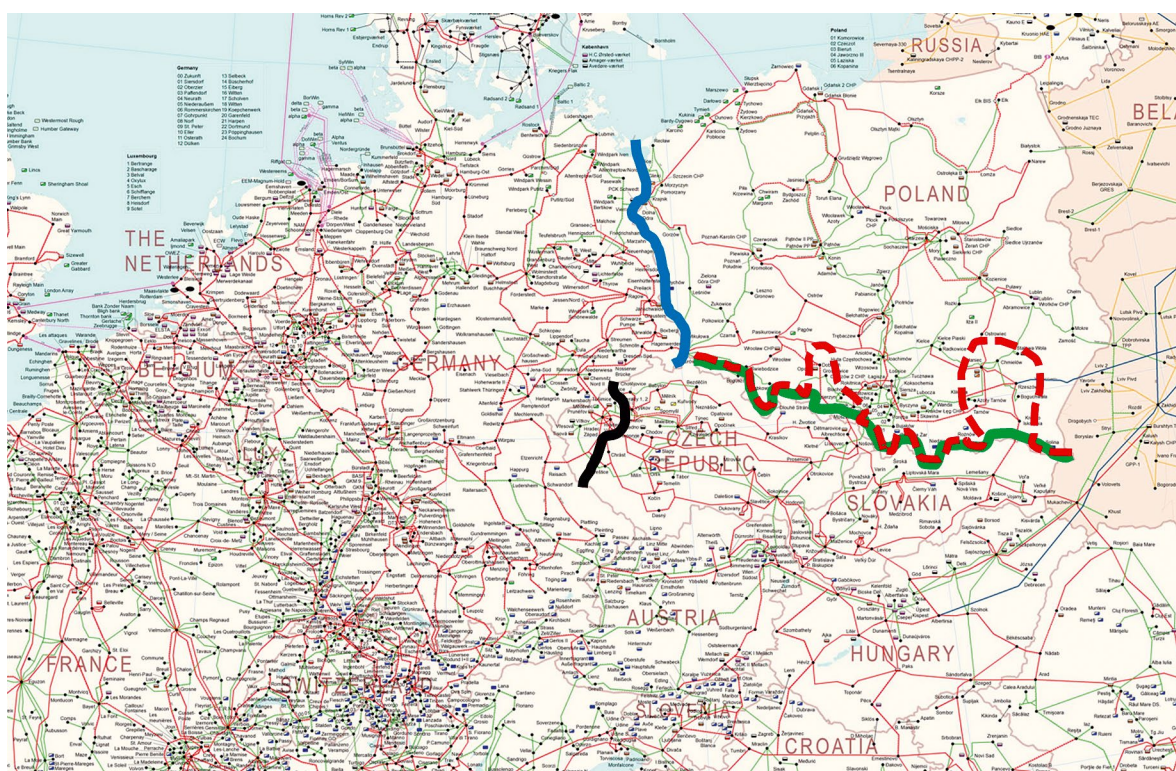
3. wprowadzenie podziału na liniach granicznych z siecią operatora niemieckiego 50Hertz, KSE pracujący bez połączenia z systemem niemieckim (oznaczenie kolorem niebieskim).

Dla każdego z tych układów zbadano wpływ wprowadzenia układu specjalnego w sieci czeskiej, w którym wydzielono kilka stacji do współpracy z systemem niemieckim, co fizycznie oznaczało odcięcie systemu czeskiego od systemu niemieckiego (oznaczenie kolorem czarnym).

³ W poniższych układach nie brano pod uwagę wpływu działania przesuwników fazowych między systemem polskim i niemieckim oraz czeskim i niemieckim.



Rys. 7. Struktura geograficzna modu IT 0,38 Hz w opracowanym modelu ENTSO-E CE (po prawej) oraz 0,4–0,5 Hz wg [8] po lewej



Rys. 8. Analizowane podziały w strukturze sieci ENTSO-E

4. Wpływ podziałów na zmianę modów międzyobszarowych

Na rys. 9 zamieszczono zbiorcze zestawienie modów o częstotliwościach poniżej 0,5 Hz, obserwowanych w poszczególnych analizowanych specjalnych układach pracy KSE częściowo oddzielnego od systemu europejskiego.

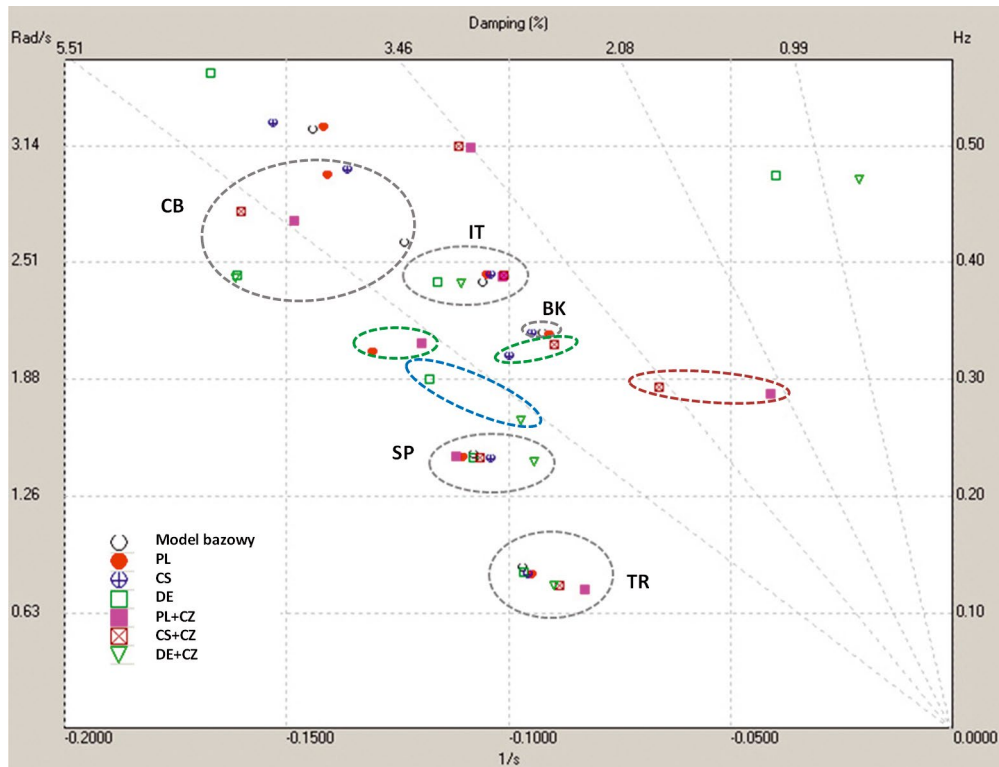
Trzy mody 0,14 Hz (TR), 0,24 Hz (SP) i 0,38 Hz (IT) pozostają relatywnie niezmiennie i możliwe jest ich jednoznaczne określenie. Należy jednak zwrócić uwagę na zauważalne zmniejszenie tłumienia, a przede wszystkim zmniejszenie częstotliwości modu TR do 0,12 Hz w każdym ze scenariuszy uwzględniających dodatkowy podział w Czechach.

Co prawda, w modzie 0,24 Hz wprowadzenie zmian w strukturze sieci nie powoduje wyraźnego zmniejszenia tłumienia, to należy zauważyć, że zaangażowanie polskich generatorów

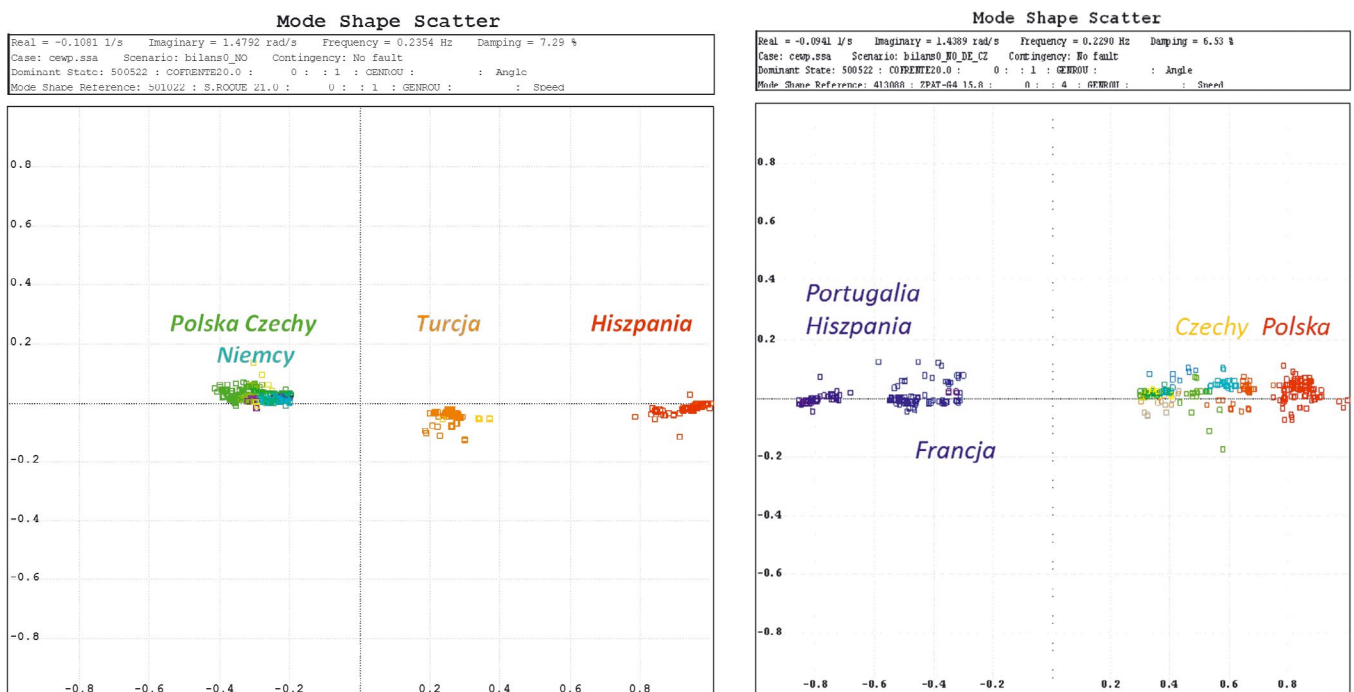
wzrasta z poziomu 0,4 do 0,8 (rys. 10), a to oznacza zwiększenie znaczenia struktur i nastaw stabilizatorów KSE w tłumieniu tego modu (równorzędne z najbardziej istotnymi obecnie urządzeniami w Hiszpanii i Portugalii).

Z kolei mod 0,34 Hz (BK) zanika, gdy wprowadzany jest podział na granicy polsko-niemieckiej lub wewnątrz systemu czeskiego. Identyfikacja pozostałych modów nie jest już tak jednoznaczna, ewoluują zarówno wartości identyfikujące mod częstotliwości, jak również jego struktura (udział jednostek generacyjnych z poszczególnych obszarów systemu).

Wprowadzenie podziału na południu KSE lub granicy polsko-czeskiej i polsko-słowackiej powoduje pobudzenie modu o częstotliwości 0,32–0,33 Hz i tłumieniu 4–6% (na rys. 9 punkty zakreślone na zielono), w którym generatory w Polsce oscylują względem generatorów we Włoszech oraz w krajach



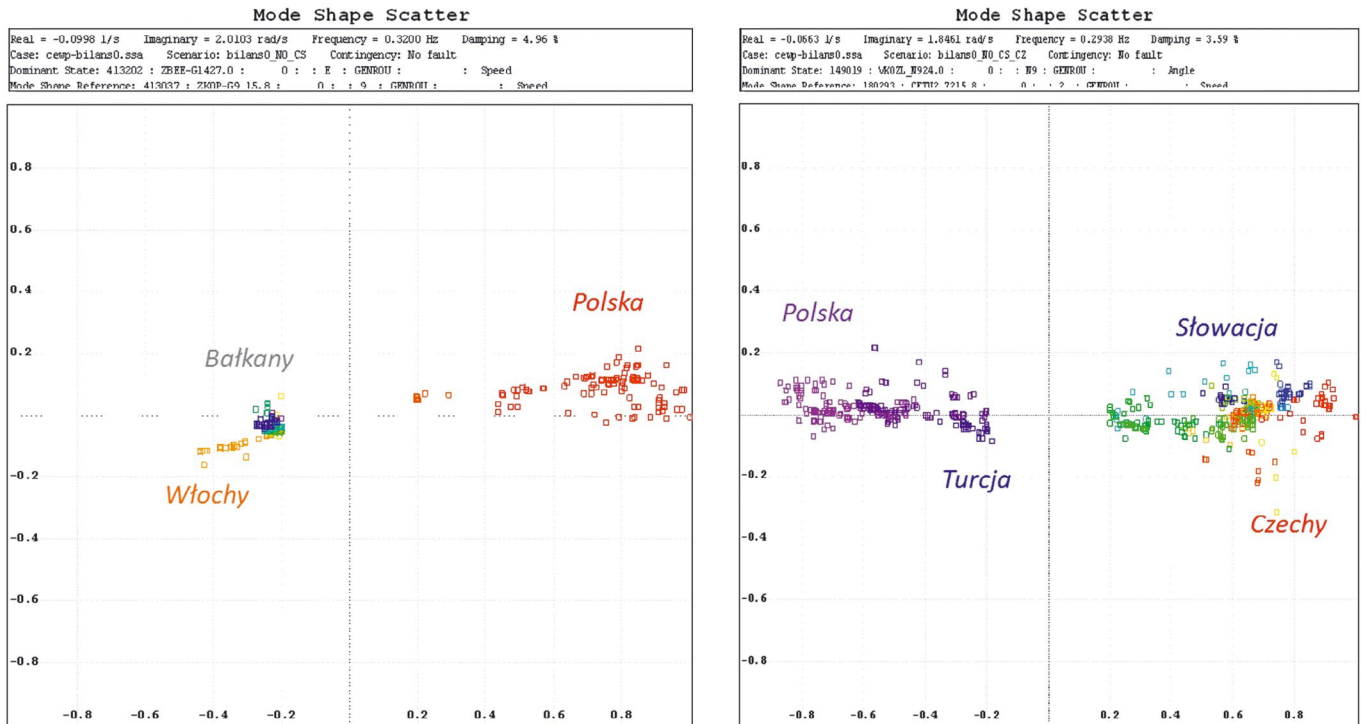
Rys. 9. Rozkład modów na płaszczyźnie zespolonej w modelu wyjściowym oraz analizowanych układach pracy KSE częściowo oddzielanego od systemu europejskiego. Dodatkowo do opisu osi wprowadzono tłumienie oraz częstotliwość



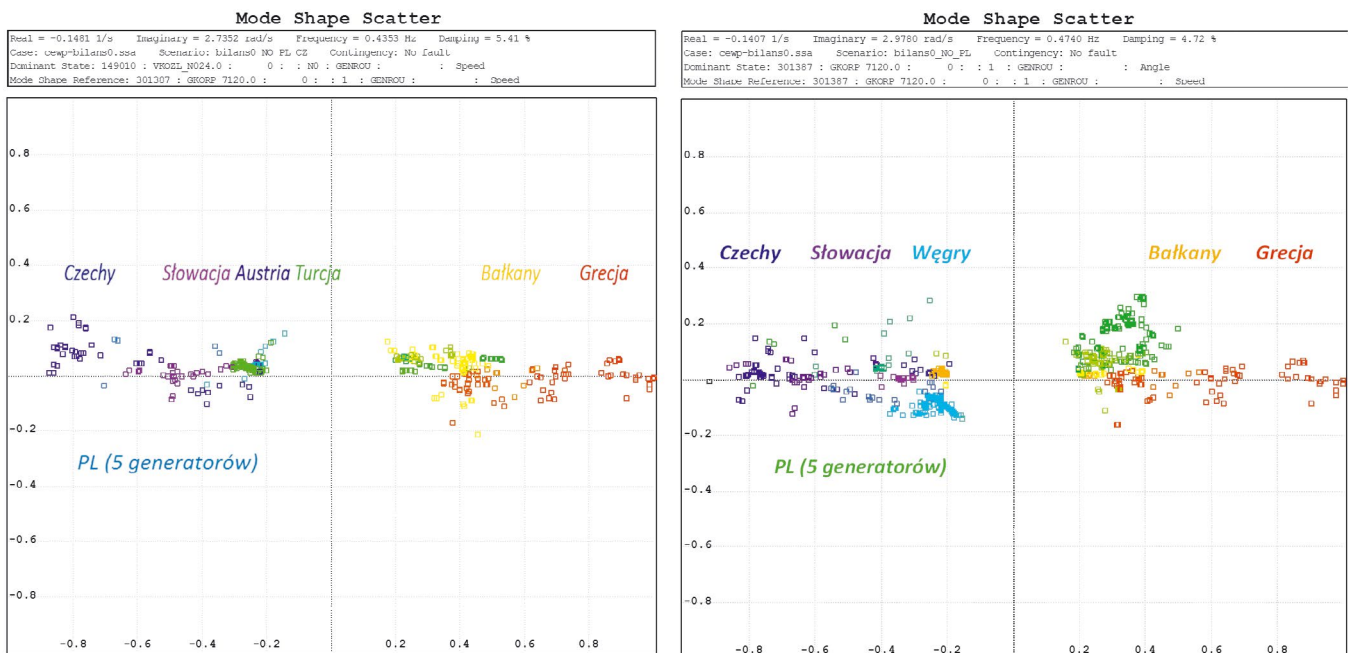
Rys. 10. Struktura modu 0,24 Hz przed podziałami (po lewej) oraz po podziałach na zachodniej granicy KSE i wewnątrz systemu czeskiego (po prawej)

bałkańskich (rys. 11). Dodatkowy podział w Czechach powoduje zwiększenie udziału generatorów we Włoszech i bardziej wyraźne rozciągnięcie modu. Wprowadzenie dodatkowego podziału wewnątrz systemu czeskiego powoduje również pobudzenie

nowego modu 0,29 Hz o słabym tłumieniu 2,3–3,6% (na rys. 9 punkty zakreślone na brązowo), w którym generatory w Polsce, Turcji i Niemczech oscylują względem generacji w Czechach, Słowacji, Węgier oraz krajów bałkańskich (rys. 11).



Rys. 11. Struktura nowych modów 0,32 Hz (po lewej) i 0,29 Hz (po prawej) po podziale na południowej granicy KSE oraz w Czechach



Rys. 12. Struktura modu CB (0,42 Hz) po podziale systemu na południu KSE (po lewej) oraz dodatkowym podziale w Czechach (po prawej)

W przypadku modu 0,42 Hz (CB) zaobserwowano, że podział na południu KSE lub południowej granicy KSE powoduje, że mod ten przekształca się w mod o częstotliwości 0,47–0,48 Hz, w którym generatory w Czechach i Słowacji oscylują przeciw generatorom w Grecji oraz w innych krajach bałkańskich i Polsce. Tłumienie tego modu jest zbliżone do tłumienia w stanie wyjściowym. Wprowadzenie dodatkowego podziału w sieci czeskiej powoduje obniżenie częstotliwości do 0,44 Hz i równocześnie wzrost

tłumienia. Widoczny jest wówczas znaczący udział polskich pięć generatorów pracujących w południowej wydzielonej części KSE (rys. 12).

Z kolei wprowadzenie podziału na granicy polsko-niemieckiej powoduje zmniejszenie częstotliwości do ok. 0,39 Hz z równoczesnym zwiększeniem tłumienia. Dodatkowy podział w Czechach nie ma widocznego wpływu na dalsze zmiany w modzie.

5. Wnioski

Analizę wpływu podziałów w KSE i zmian topologii w Czechach na stabilność międzyobszarową przeprowadzono na specjalnie do tego celu opracowanym modelu ENTSO-E CE. Stwierdzono, że opracowany model mimo dużych uproszczeń dobrze odwzorowuje obraz oscylacji niskiej częstotliwości w systemie kontynentalnej Europy, jednak charakter wykorzystanego modelu (sposób budowy modelu rozplwowego, zastosowanie typowych prostych modeli) wyklucza możliwość dokładnego obliczenia modów międzyobszarowych. Wiarygodne pozostają natomiast obserwowane trendy zmian tłumienia i częstotliwości. Stwierdzono, że badane podziały mają znaczący wpływ na obraz oscylacji niskiej częstotliwości w ENTSO-E CE. Obserwowane jest to szczególnie wyraźnie w sytuacji, gdy podział w KSE jest kojarzony z układem specjalnym w Czechach. Ponieważ w ENTSO-E CE występują problemy z tłumieniem oscylacji niskich częstotliwości, to każde zmniejszenie tłumienia lub częstotliwości w stosunku do wartości wyznaczonych dla modelu bazowego należy traktować jako potencjalne zagrożenie dla bezpiecznej pracy ENTSO-E CE. Negatywny wpływ zmniejszonego tłumienia jest oczywisty, natomiast negatywny wpływ zmniejszenia częstotliwości wynika ze zmniejszania się skuteczności stabilizatorów systemowych, a nawet możliwości ich negatywnego oddziaływania na tłumienie.

Dla modu TR o najniższej częstotliwości we wszystkich scenariuszach obserwuje się wyraźne obniżenie częstotliwości aż do wartości 0,12 Hz. Widoczne jest również zmniejszenie tłumienia. Wynika to ze zwiększenia zastępczej impedancji między oscylującymi obszarami, czyli Turcją i Bałkanami a Półwyspem Iberyjskim. To zwiększenie jest oczywiście wynikiem wprowadzanych podziałów w KSE i Czechach.

Częstotliwość i tłumienie drugiego modu o najniższej częstotliwości SP nie ulega tak widocznym zmianom, jednak wprowadzenie specjalnego układu w Czechach prowadzi do znacznego zwiększenia udziału generatorów KSE, co oznacza, że generatory w KSE będą w znacznie większym stopniu odpowiadać za tłumienie oscylacji (obecnie ta funkcja jest spełniana głównie przez generatory w Hiszpanii i Portugalii). Efektywność stabilizatorów zainstalowanych na polskich jednostkach generacyjnych w tłumieniu oscylacji o częstotliwości rzędu 0,20–0,25 Hz nie była dotąd przedmiotem analiz.

Wspólną cechą analizowanych scenariuszy jest pojawienie się dwóch zupełnie nowych modów. Przy podziale na południowej granicy ich częstotliwość wynosi $\sim 0,32$ Hz i $\sim 0,27$ – $0,29$ Hz, przy tym ten drugi zaczyna występować dopiero po wprowadzeniu układu specjalnego w Czechach. W tych modach zawsze duży udział mają generatory KSE, a ich tłumienie jest znacząco mniejsze niż modów, które są obecne w modelu bazowym. Przy pełnym podziale na południowej granicy KSE i układzie specjalnym w Czechach tłumienie to wynosi jedynie 2%, a więc jest bardzo małe. Nie można wykluczyć, że analiza małosygnałowa wykonana na odpowiednio dokładnym modelu pokaże jeszcze mniejsze tłumienie tych oscylacji.

Wydaje się celowe przeprowadzenie dalszych badań określających środki zaradcze dla zidentyfikowanych zagrożeń, w szczególności badanie efektywności tłumienia oscylacji niskich częstotliwości przez duże generatory KSE oraz wypracowanie propozycji odpowiednich zmian nastaw (lub struktur) układów odpowiedzialnych za tłumienie oscylacji niskich częstotliwości.

BIBLIOGRAFIA

1. ENTSO-E Ten-Year Network Development Plan 2012, publikacja ENTSO-E 2012 [online], www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/SDC/TYNDP/2012/TYNDP_2012_report.pdf [dostęp: 30.03.2017].
2. Documentation on Controller Tests in Test Grid Configurations, ENTSO-E SG SPD Report 2013 [online], https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/RG_SOC_CE/131127_Controller_Test_Report.pdf [dostęp: 30.03.2017].
3. Dynamic Study Model Range of Applications and Modelling Basis, ENTSO-E SG SPD Report 2015.
4. Semerow A. i in., Dynamic Study Model for the Interconnected Power System of Continental Europe in Different Simulation Tools, PowerTech 2015, Amsterdam.
5. Semerow A. i in., An Innovative Method to Develop Power System Equivalents with Focus on Inter-Area Oscillations and Primary Control Representation.
6. Grebe E. i in., Low Frequency Oscillations in the Interconnected System of Continental Europe, PES 2010, Minneapolis, USA.
7. Analysis of CE Inter-Area Oscillations of 19 and 24 February 2011, ENTSO-E SG SPD Report 21.08.2011 [online], https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/RG_SOC_CE/Top7_110913_CE_inter-area-oscil_feb_19th_24th_final.pdf [dostęp: 30.03.2017].
8. European Wind Integration Study (EWIS) Final Report 2010.
9. Sobczak B., Trebski R., Wilk M., Wykorzystanie modeli generycznych w analizach dynamicznych synchronicznego systemu kontynentalnej Europy, XVIII Konferencja „Aktualne problemy w elektroenergetyce”, Jastrzębia Góra, 7–9 czerwca 2017.
10. Kundur P., Power System Stability and Control, McGraw-Hill, Inc. 1993.

W artykule wykorzystano wyniki pracy, jaką Instytut Energetyki Oddział Gdańsk wykonał na zlecenie PSE SA w celu określenia skutków, jakie dla bezpieczeństwa KSE oraz całego systemu europejskiego mogłoby mieć wprowadzenie specjalnych układów pracy zapobiegających przepływowi kołowym, obserwowanym na zachodniej i południowej granicy KSE.

Robert Jankowski

mgr inż.

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

e-mail: r.jankowski@ien.gda.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Gdańskiej ze specjalnością elektroenergetyka. Pracuje w Zakładzie Automatyki i Analiz Systemowych Instytutu Energetyki Oddział Gdańsk. Obszar jego zainteresowań obejmuje zagadnienia związane z planowaniem rozwoju oraz prowadzeniem ruchu w systemie elektroenergetycznym.

Bogdan Sobczak

mgr inż.

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

e-mail: B.Sobczak@ien.gda.pl

Absolwent Wydziału Elektroniki Politechniki Gdańskiej, kierunek Automatyka. Pracuje w Instytucie Energetyki Instytucie Badawczym oddział Gdańsk jako kierownik Zespołu Analiz Systemowych w zakładzie Automatyki i Analiz Systemowych. Jego zainteresowania naukowe: dynamika i stabilność systemów elektroenergetycznych.

Robert Trębski

mgr. inż.

PSE SA

e-mail: Robert.Trebski@pse.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Warszawskiej (1993) i Wydziału Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego (1996). Od 1993 roku pracownik PSE SA, później PSE Operator SA. Specjalizuje się w zagadnieniach modelowania systemu elektroenergetycznego na potrzeby aplikacji online i offline wykorzystywanych w KDM oraz analizach pracy KSE.

Zmiana sprzedawcy energii elektrycznej w Polsce – proces bazujący na generalnej umowie dystrybucji

Autor

Rafał Łangowski

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

generalne umowy dystrybucji, proces zmiany sprzedawcy energii, rynek energii elektrycznej, zasada TPA

Streszczenie

Polska jako państwo członkowskie Unii Europejskiej zobowiązała się m.in. do przestrzegania wspólnych zasad dotyczących rynku energii elektrycznej. Jednym z istotnych przykładów tych regulacji jest postrzeganie energii jako towaru podlegającego mechanizmowi rynku konkurencyjnego. Wprowadzone w krajowej energetyce procesy rynku konkurencyjnego umożliwiają odbiorcom energii m.in. swobodny wybór sprzedawcy energii w formule TPA. To kluczowe prawo odbiorców, zakorzenione w krajowym rynku energii od ponad dziewięciu lat, nadal wzbudza kontrowersje i wywołuje wiele dyskusji. W artykule zostały przedstawione uwarunkowania rynkowe istotnie wpływające na zmianę sprzedawcy energii w Polsce. Szczegółowo przedyskutowany został proces zmiany sprzedawcy bazujący na generalnej umowie dystrybucji – GUD. W trakcie prezentacji odniesiono się do wszystkich istotnych regulacji mających zastosowanie do poruszanych kwestii, ze szczególnym uwzględnieniem zapisów *Instrukcji Ruchu i Rksploatacji Sieci Dystrybucyjnej* (IRiESD) oraz wzorca GUD.

1. Wprowadzenie

Rynek energii elektrycznej w Polsce można zdefiniować następująco: „Rynek energii elektrycznej – zbiór mechanizmów, relacji, procesów zachodzących pomiędzy podmiotami zajmującymi się wytwarzaniem energii elektrycznej (wytwórcami energii) a jej odbiorcami z udziałem podmiotów pośredniczących, umożliwiających zaspokajanie potrzeb elektroenergetycznych odbiorców, w warunkach gospodarki rynkowej” [1].

Struktura rynku energii elektrycznej obejmuje dwa poziomy: hurtowy i detaliczny [2].

W pierwszym z nich uczestniczą wytwórcy energii i nabywcy hurtowi. Drugi, zwany często rynkiem detalicznym, to miejsce, gdzie dostawcy (wytwórcy, sprzedawcy) energii oferują odbiorcom sprzedaż energii, konkurując ze sobą ceną, warunkami sprzedaży oraz usługami dodatkowymi. Odbiorcy dokonujący zakupu energii na rynku detalicznym, zwani uczestnikami rynku detalicznego (URD), zawierają ze sprzedawcami umowy sprzedaży energii elektrycznej (USE) lub umowy kompleksowe (UK). W dalszej części artykułu rozważane jest korzystanie z energii elektrycznej przez odbiorców na rynku detalicznym, więc zamiennie mogą być oni nazywani URD.

Podmiotami umożliwiającymi zaspokajanie elektroenergetycznych potrzeb odbiorców są przede wszystkim sprzedawcy energii oraz jej dystrybutorzy [1]. Pierwsza grupa to zasadniczo przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na obrót energią elektryczną (OEE), których działalność wiąże się przede wszystkim ze sprzedażą energii odbiorcom. Drugą stanowią

przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na dystrybucję energii elektrycznej (DEE), świadczące usługę transportu (dystrybucji) energii. Należy dodać, iż pod pojęciem dystrybutora energii w niniejszej publikacji rozumiani są zarówno operatorzy systemu dystrybucyjnego (OSD), jak i przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję DEE, które nie ustanowiły jeszcze operatorstwa na swoich sieciach.

Z powyższego wynikają dwie kluczowe cechy rynku energii: po pierwsze energia elektryczna jest towarem i po drugie jej sprzedaż odbywa się w ramach rynku konkurencyjnego. Innymi słowy, począwszy od 1 lipca 2007 roku [3] rynek energii elektrycznej w Polsce jest rynkiem konkurencyjnym, co oznacza m.in., że co do zasady odbiorca może kupić energię od dowolnego jej sprzedawcy, po cenie wynikającej z jego oferty. Zatem, począwszy od tej daty, wszyscy odbiorcy uzyskali prawo swobodnego dostępu do sieci, a więc prawo wyboru sprzedawcy energii elektrycznej w formule TPA. Zapisy te znalazły swoją implementację w polskim prawodawstwie m.in. w ustawie *Prawo energetyczne* (PE) [4]. Natomiast w zakresie dystrybucji energii odbiorca korzysta z usług dystrybutora, do którego sieci fizycznie przyłączone są jego urządzenia lub instalacje lub sieci (popularnie nazywane obiektami). Wobec tego odbiorca nie ma możliwości zmiany dystrybutora zakupionej od wybranego sprzedawcy energii, gdyż zmiana sprzedawcy nie powoduje fizycznego przełączenia obiektu odbiorcy do sieci innego dystrybutora [1]. Wynika to również z faktu, że w przeważającej większości na danym obszarze Polski dostępny jest jeden majątek

sieciowy należący do dystrybutora, który w ramach tego obszaru prowadzi swoją działalność. Taka rejonizacja Polski prowadzi do monopolizacji usług dystrybucji. Zatem w zakresie transportu energii mamy do czynienia z tzw. monopolem naturalnym.

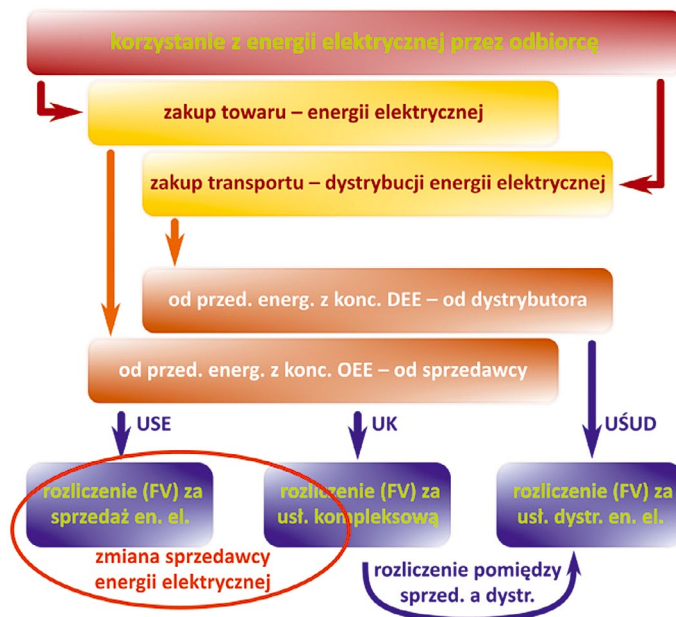
Wobec powyższego korzystanie przez odbiorcę z energii elektrycznej wiąże się z zakupem zarówno energii, jak i usługi dystrybucji. Czynności te odbywają się na podstawie zawartych przez odbiorcę umowy albo odpowiednio ze sprzedawcą energii – USE oraz z dystrybutorem – umowa o świadczenie usług dystrybucji energii (UŚUD), albo tylko ze sprzedawcą energii na podstawie UK. Druga z możliwości, szeroko rozpowszechniona szczególnie wśród odbiorców indywidualnych, bazuje na usłudze kompleksowej [4]. Zatem zmiana sprzedawcy energii związana jest przede wszystkim ze zmianą postanowień USE lub UK w części sprzedażowej (rys. 1 [1]).

2. Zmiana sprzedawcy energii elektrycznej

Zmiana sprzedawcy dokonywana jest przez dystrybutora na wniosek sprzedawcy i odbiorcy, którzy porozumieili się i zawarli USE lub UK, a sama w sobie sprowadza się do zbioru działań określanych jako proces lub procedura zmiany sprzedawcy. W oparciu o informacje dotyczące procedury zmiany sprzedawcy zawarte w IRiESD OSD proces zmiany sprzedawcy można zdefiniować następująco: „Proces zmiany sprzedawcy energii elektrycznej – jest to zbiór działań zapoczątkowany w dniu złożenia przez odbiorcę (lub sprzedawcę w imieniu odbiorcy) oraz sprzedawcę zgłoszenia (powiadomienia o zawarciu) USE lub UK, który w konsekwencji podjętych przez dystrybutora prac doprowadza do zmiany sprzedawcy przez odbiorcę lub w przypadku niespełnienia warunków koniecznych do realizacji procedury, do przekazania odbiorcy oraz wybranemu przez niego sprzedawcy informacji o przerwaniu procesu zmiany sprzedawcy wraz z podaniem przyczyn” [1].

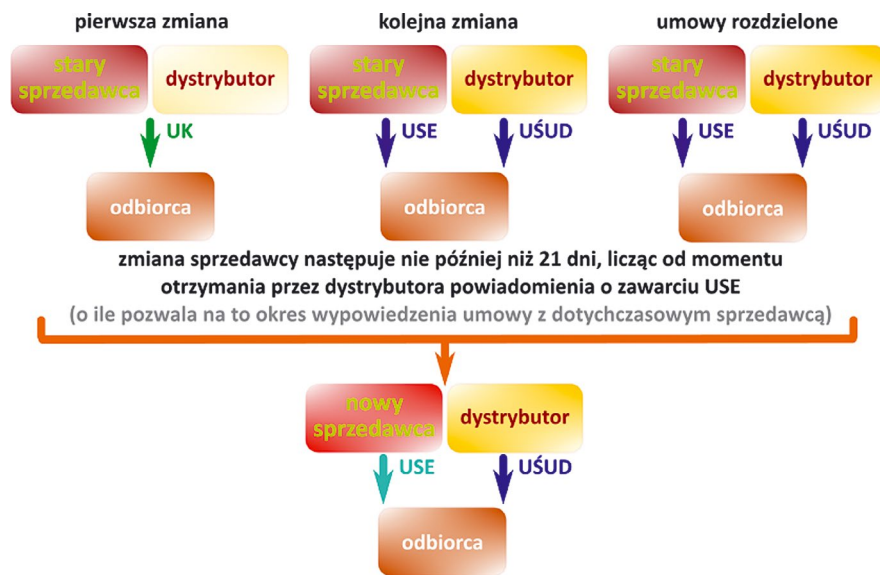
Należy zauważyć, że z punktu widzenia zmiany sprzedawcy energii aktualnie tylko odbiorcy w gospodarstwach domowych mogą zawrzeć UK z wybranym sprzedawcą, innym niż historycznie związanym z obszarem danego dystrybutora. Przy czym mogą oni również, podobnie jak pozostali odbiorcy, zawrzeć ze sprzedawcą USE. Wobec powyższego można wskazać trzy podstawowe aspekty związane ze zmianą sprzedawcy energii elektrycznej. Należą do nich: zasada TPA (ang. *Third Party Access*); wymagania formalne, do których można zaliczyć m.in.: GUD (generalna umowa dystrybucji) i GUD-K (generalna umowa dystrybucji dla usługi kompleksowej), umowę o świadczenie usług dystrybucji w zakresie bilansowania handlowego, dostosowanie układu pomiarowo-rozliczeniowego (UP-R) zainstalowanego w obiekcie odbiorcy do wymagań dystrybutora, itp.; oraz zasady rozliczeń wynikające z umów zawartych przez odbiorcę ze sprzedawcą i dystrybutorem. Szczegółowy opis można znaleźć w [1].

Ponadto kluczowy wpływ na zmianę sprzedawcy energii mają regulujące to zagadnienie, obowiązujące dokumenty prawne. Ogół najbardziej istotnych z tych dokumentów, nazywany w niniejszej publikacji otoczeniem prawnym, obejmuje zarówno regulacje krajowe, jak



Rys. 1. Zasady korzystania z energii elektrycznej przez odbiorców

i unijne. Jednym z takich dokumentów jest *Dyrektywa 2009/72/WE* [5], która zastąpiła wcześniejszą dyrektywę [3]. Zawarto w niej m.in., kluczowe zapisy odnoszące się do zmiany sprzedawcy energii (art. 3). Zapisy te zostały przeniesione na grunt polskiego prawodawstwa poprzez ich implementację w ustawie *Prawo energetyczne* [4], odpowiednio w art. 4, ust. 2 oraz w art. 4j, ust. 6. Do najważniejszych z nich należą m.in., co do zasady: zapewnienie wszystkim odbiorcom prawa do zakupu energii elektrycznej od wybranego przez nich sprzedawcy oraz wskazany dystrybutorowi trzytygodniowy termin na realizację procesu zmiany sprzedawcy. Naturalnie w PE zawarto wiele dalszych zapisów mających zarówno bezpośredni, jak i pośredni wpływ na zmianę sprzedawcy, szczegóły można znaleźć w [1]. Poprzez pośredni wpływ rozumiane są regulacje wynikające z dokumentów determinowanych przez PE. Należą do nich przede wszystkim: rozporządzenie [6], *Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej* (IRiESP) oraz IRiESD. Zostały one, w adekwatny sposób w stosunku do podjętej tematyki, przedstawione w [1]. W niniejszym artykule, ze względu na bezpośredni wpływ na kształtowanie przebiegu procesu zmiany sprzedawcy, jedynie zapisy IRiESD zostaną bliżej prześledzone. Ogólnie rzecz biorąc, IRiESD danego OSD stanowi zbiór wytycznych i wymagań, do których przestrzegania są zobligowani wszyscy użytkownicy systemu dystrybucyjnego (sprzedawcy, odbiorcy itd.), którzy funkcjonują na obszarze danego OSD. Praktycznie wszystkie obecnie obowiązujące IRiESD składają się z dwóch części, tj.: z tzw. części ogólnej oraz bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi. Z punktu widzenia rozważań przedstawionych w artykule większe znaczenie ma druga z wymienionych. W tej części znajdują się m.in. ogólne zapisy wpływające na zmianę sprzedawcy. Zostały one przedstawione wraz z obszernym komentarzem w [1]. Ponadto w IRiESD zawarto szczegółowe przepisy bezpośrednio kształtujące przebieg procesu zmiany



Rys. 2. Proces zmiany sprzedawcy bazujący na GUD – sytuacja wyjściowa

sprzedawcy. Należą do nich: zasady zawierania UŚUD z URD; procedura zmiany sprzedawcy oraz zasady udzielania informacji i obsługi odbiorców; oraz procedura powiadamiania o zawartych USE oraz UK. Regulacje te zostały szczegółowo przedstawione w sekcji 3 wraz z prezentacją procesu zmiany sprzedawcy. Należy dodać, że przywoływane zapisy pochodzą z [7], przy czym warto podkreślić, iż bliźniacze regulacje można znaleźć w IRIESD pozostałych, największych OSD (zgodnie z [8] do grupy tej zaliczani są OSD: Enea Operator sp. z o.o., Energa-Operator SA, PGE Dystrybucja SA, innogy Stoen Operator sp. z o.o. i TAURON Dystrybucja SA).

Ostatnimi dokumentami, które istotnie wpływają na zmianę sprzedawcy energii, są już wspomniane GUD i GUD-K. Konieczność zawarcia generalnych umów dystrybucji wynika bezpośrednio z zapisów IRIESD. Regulują one przede wszystkim warunki wzajemnej współpracy pomiędzy sprzedawcą a dystrybutorem oraz określają prawa i obowiązki stron. Zatem, aby zawarte USE mogły wejść w życie, niezbędne jest zawarcie GUD i analogicznie w przypadku UK zawarcie GUD-K. W dalszej części niniejszej publikacji przedstawiony zostanie proces zmiany sprzedawcy energii bazujący na GUD (wybór sprzedawcy w oparciu o USE), zatem tematyka GUD-K nie będzie dalej podejmowana. Co do zasady GUD zawierane są w oparciu o swobodę zawierania umów. Zatem ostateczny kształt poszczególnych zapisów jest wynikiem negocjacji pomiędzy sprzedawcą i dystrybutorem. Przy czym, w celu usprawnienia tego procesu, w grudniu 2009 roku pojawiła się rekomendacja prezesa Urzędu Regulacji Energetyki do stosowania, opracowanego wspólnie przez Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPiREE) oraz Towarzystwo Obrotu Energią (TOE), wzorca GUD. W swoim zamyśle wzorec ten ma zapewnić przede wszystkim przejrzyste i jednolite zasady współpracy sprzedawców i dystrybutorów na rynku energii oraz ujednoczyć treści tych umów. Bardzo istotną jego zaletą jest fakt, że jest on wynikiem wspólnych prac obu środowisk. Zatem opracowany

wzorec stanowi co najmniej dobrą bazę do rozpoczęcia negocjacji pomiędzy stronami zainteresowanymi zawarciem GUD, a powszechność jego wykorzystania potwierdzają informacje zawarte w [8]. W związku z tym, powołując się w dalszej części publikacji na zapisy GUD, właśnie wspomniany wzorec będzie przywoływany.

3. Proces zmiany sprzedawcy bazujący na GUD

Przedstawiony w niniejszej sekcji proces zmiany sprzedawcy energii elektrycznej bazuje na zapisach IRIESD największych OSD oraz wzorcu GUD. W związku z tym można stwierdzić, że omawiany proces został uogólniony i w praktyce należy wziąć pod uwagę różnice występujące pomiędzy dystrybutorami, szczególnie nienależącymi do wspomnianej grupy [1]. Ponadto zaprezentowana procedura jest procesem aktualnie obowiązującym. Warto w tym miejscu podkreślić, że obowiązujące IRIESD zawierają już załączniki, które przemodelują ten proces. Stanie się tak w momencie wdrożenia Centralnego Systemu Wymiany Informacji (CSWI) opartego na międzynarodowym standardzie ebIX [9]. Prace związane z CSWI realizowane są pod patronatem PTPiREE, jednakże trudno wskazać datę jego wdrożenia. A wydaje się, że taka implementacja byłaby bardzo pożądana, gdyż stanowiłaby standaryzację zarówno samego procesu, jak i poprocesowej obsługi odbiorców. Te niezwykle istotne zagadnienia, wykraczające poza ramy niniejszego artykułu, zostały częściowo poruszone w [1]. Warto dodać to, iż analiza zapisów wspomnianych załączników wskazuje, że nie dojdzie do rewolucji w przebiegu procesu, a raczej do jego korekty.

Typową, wyjściową sytuacją dla procesu zmiany sprzedawcy może być albo pierwsza, albo kolejna zmiana, albo posiadanie przez odbiorcę umów rozdzielonych (odrębnych umów na sprzedaż i dystrybucję energii) bez zmiany sprzedawcy. Sytuacja ta została zaprezentowana na rys. 2. Zaznaczenie dystrybutora jaśniejszym odcieniem na rys. 2 w przypadku pierwszej zmiany sprzedawcy

wynika z faktu, że nie jest on stroną UK zawartej pomiędzy sprzedawcą a odbiorcą. Warto jeszcze dodać, iż UŚUD zawarta przed zmianą sprzedawcy może również obowiązywać po zmianie sprzedawcy. Innymi słowy, na obszarze danego dystrybutora może obowiązywać zasada, że zmiana sprzedawcy nie wymaga zmiany UŚUD. Jest to praktyka powszechnie stosowana, chociaż można znaleźć również przypadki, gdzie dystrybutor, realizując proces zmiany sprzedawcy, wymaga zawarcia nowej lub aktualizacji dotychczasowej UŚUD. Natomiast sam proces zmiany sprzedawcy bazujący na GUD można podzielić na dziewięć etapów:

Etap I. Zawarcie USE przez odbiorcę z nowym (wybrany) sprzedawcą

USE z nowym sprzedawcą powinna zostać zawarta przed rozwiązaniem USE lub UK z dotychczasowym sprzedawcą. Ponadto powinna ona wejść w życie od następnego dnia po zakończeniu obowiązywania dotychczasowej USE lub UK. Gwarantuje to z jednej strony ciągłość sprzedaży, a z drugiej zapobiega sytuacji obowiązywania podwójnych umów, a w konsekwencji podwójnego fakturowania. Warto, aby odbiorca udzielił nowemu sprzedawcy pełnomocnictwa do przeprowadzenia w jego imieniu procesu zmiany sprzedawcy, przynajmniej w zakresie powiadomienia dystrybutora o zawarciu USE. Należy dodać, że zgodnie z IRiESD sprzedawca zobowiązany jest do uzyskania pełnomocnictwa od odbiorcy przynajmniej w powyższym zakresie. Jednakże zarówno wzorzec, jak i szablony GUD obowiązujące na obszarach poszczególnych OSD w większości odrzucają ten obowiązek. Zatem odbiorca ma możliwość samodzielnego uczestniczenia w procesie zmiany sprzedawcy, przy czym możliwość ta (w pełnym zakresie) wykorzystywana jest przez odbiorców niezwykle rzadko. Dodatkowo odbiorca musi przekazać nowemu sprzedawcy dane i dokumenty niezbędne do przeprowadzenia procesu zmiany sprzedawcy. Zakres tych danych oraz dokumentów określa dystrybutor, a obejmuje np.: nr PPE, nr licznika, dane odbiorcy itp. Warto dodać, iż ze względu na wspomniany brak standaryzacji procesu zakres tych danych, szczególnie w odniesieniu do danych PPE, może być różny. Odbiorca powinien mieć również świadomość, że pozytywna realizacja procesu zmiany sprzedawcy może wymagać dostosowania UP-R, zainstalowanego w jego obiekcie, do wymagań IRiESD i że dostosowanie to może nastąpić na jego koszt. Zagadnienie to zostanie poruszone dokładniej w etapie VI.

Etap II. Wypowiedzenie USE lub UK dotychczasowemu sprzedawcy

Powszechnie etap ten realizowany jest w imieniu odbiorcy przez wybranego przez niego sprzedawcę. Naturalnie postępowanie takie wymaga udzielenia przez odbiorcę nowemu sprzedawcy stosownego pełnomocnictwa. Warto wspomnieć, że w opinii części prawników związanych z rynkiem energii za czyn nieuczciwej konkurencji może być postrzegane nieudzielenie przez dotychczasowego sprzedawcę nowemu informacji o np. okresie wypowiedzenia USE lub UK wiążącej z nim odbiorcą, który zawarł umowę z nowym sprzedawcą.

Etap III. Powiadomienie dystrybutora o zawarciu USE

Etap ten obejmuje powiadomienie dystrybutora o zawarciu USE oraz o planowanym terminie rozpoczęcia sprzedaży, zarówno przez nowego sprzedawcę, jak i odbiorcę. Powiadomienie musi zostać złożone nie później niż 21 dni przed planowanym terminem wejścia w życie USE (zgodnie ze wspomnianym w sekcji 2 trzytygodniowym okresem). W przeważającej większości przypadków odbiorca udziela wybranemu sprzedawcy upoważnienia do tej czynności, w związku z czym etap ten realizowany jest kompleksowo przez nowego sprzedawcę. Złożone powiadomienie musi odpowiadać standardom zarówno pod względem: formy (obowiązujący szablon powiadomienia) wraz z załączonymi dokumentami, terminu (np. bramki czasowe w dedykowanych platformach wymiany informacji [PWI]), jak i sposobu powiadomienia (PWI lub pisemnie), przyjętym przez danego dystrybutora. W związku tym hipotetycznie dany sprzedawca prowadzący swoją działalność na obszarze całego kraju może mieć do czynienia ze 186 różnymi standardami dotyczącymi powiadomienia o zawartych USE, gdyż tyle koncesji DEE jest obecnie wydanych [10].

Etap IV. Weryfikacja powiadomienia przez dystrybutora

Dystrybutor w terminie nie dłuższym niż pięć dni roboczych, licząc od dnia otrzymania powiadomienia, dokonuje jego weryfikacji oraz informuje podmiot/y, który/e je przedłożyły o wyniku weryfikacji. Wynik weryfikacji może być albo pozytywny, albo negatywny, albo dystrybutor wskazuje braki lub błędy formalne, które wymagają uzupełnienia. Należy w tym miejscu stwierdzić, że tylko jeden z największych OSD jednoznacznie wskazuje w swojej IRiESD, jakie błędy lub braki formalne nie będą powodowały negatywnej weryfikacji i sprzedawca będzie mógł je uzupełnić. W pozostałych IRiESD brak takiego podziału. Zatem potencjalnie każdy błąd popełniony przez np. sprzedawcę w złożonym powiadomieniu może powodować weryfikację negatywną. To jeden z wielu nieprecyzyjnych zapisów w polskim prawodawstwie związanym ze zmianą sprzedawcy. Inne przykłady można znaleźć w [1]. Jeżeli dystrybutor wskaże błędy lub braki formalne, podmiot, który przedłożył powiadomienie, ma pięć dni roboczych na ich uzupełnienie. Jeżeli takie uzupełnienie nie nastąpi, wówczas powiadomienie zostanie zweryfikowane negatywnie. Dokonując negatywnej weryfikacji, dystrybutor jest zobligowany do wskazania wszystkich powodów takiej decyzji. Niezwykle istotnym jest słowo „wszystkich”. Ma ono zapobiegać sytuacjom, gdy np. w złożonym powiadomieniu są dwa błędy powodujące weryfikację negatywną, a dystrybutor wskaże tylko jeden z nich. Po jego poprawieniu, w nowym powiadomieniu, sprzedawca otrzyma kolejną weryfikację negatywną, tym razem z powodu drugiego, niewskazanego wcześniej błędu. Takie działanie dystrybutora powoduje nieuzasadnione opóźnianie zmiany sprzedawcy. Wynika to z faktu, że konsekwencją negatywnej weryfikacji powiadomienia jest przerwanie przez dystrybutora procesu zmiany sprzedawcy. Przerwanie procesu wymaga kolejnego powiadomienia, co naturalnie przenosi się na opóźnienie w realizacji sprzedaży energii odbiorcy przez wybranego przez niego sprzedawcę. Natomiast jeżeli powiadomienie odpowiada wszystkim standardom określonym przez dystrybutora, zostały

dołączone do niego wszystkie niezbędne dokumenty oraz spełnione są pozostałe warunki, w szczególności dotyczące UŚUD oraz dostosowania UP-R do wymagań IRIESD, dystrybutor dokonuje jego pozytywnej weryfikacji.

Etap V. Zawarcie UŚUD

W sytuacji rozwiązania UK z dotychczasowym sprzedawcą (typowo pierwsza zmiana sprzedawcy) odbiorca, oprócz zawarcia USE z nowym sprzedawcą, musi zawrzeć UŚUD z dystrybutorem. Podobnie jak w przypadku etapów II i III czynność tę w imieniu odbiorcy, w oparciu o stosowne pełnomocnictwo, może zrealizować nowy sprzedawca. Należy podkreślić, że co do zasady odbiorca powinien mieć zawartą UŚUD w dniu złożenia powiadomienia o zawartej USE. W przypadku, gdy tak nie jest, dystrybutor dopuszcza złożenie powiadomienia, ale wraz z oświadczeniem woli (typowo zgodnym z publikowanym wzorem przez dystrybutora) obejmującym zgodę odbiorcy na zawarcie w jego imieniu UŚUD. Ponadto w takiej sytuacji niezbędne jest udzielenie przez odbiorcę nowemu sprzedawcy pełnomocnictwa do zawarcia UŚUD. Jeśli sprzedawca nie będzie posiadał pełnomocnictwa do zawarcia UŚUD oraz nie zostanie złożone oświadczenie woli odbiorcy, a odbiorca nie zawarł UŚUD, wówczas powiadomienie będzie skutkowało weryfikacją negatywną i do zmiany sprzedawcy nie dojdzie. Warto zaznaczyć, iż zawarcie UŚUD, na podstawie oświadczenia woli odbiorcy, odbywa się w oparciu o: obowiązujący na obszarze danego dystrybutora szablon UŚUD, warunki taryfy i IRIESD dystrybutora oraz warunki techniczne, grupę taryfową i okres rozliczeniowy dotychczasowej umowy łączącej odbiorcę z dystrybutorem. Innymi słowy, wybranie przez odbiorcę podejścia do zawarcia UŚUD bazującego na oświadczeniu woli uniemożliwia np. zmianę: wartości mocy umownej, grupy taryfowej itp., łącznie ze zmianą sprzedawcy. Niewątpliwą zaletą tego podejścia jest umożliwienie przez odbiorcę pełnej realizacji procesu zmiany sprzedawcy wybranemu sprzedawcy oraz uniezależnienie się od terminów dystrybutora związanych z zawarciem UŚUD. Uszczegóławiając, dystrybutor na wniosek odbiorcy przesyła parafowaną UŚUD w terminie do 7 dni, licząc od dnia złożenia wniosku dla odbiorcy w gospodarstwie domowym, oraz do 21 dni dla pozostałych odbiorców. Powoduje to, że rzeczywisty termin zmiany sprzedawcy z ustawowych 21 dni istotnie się wydłuża. Zagadnienie to szczegółowo zostało przedstawione w [1]. Natomiast jego wadą jest wspomniany brak możliwości dokonywania zmian w UŚUD na etapie zmiany sprzedawcy.

Etap VI. Dostosowanie UP-R do wymagań IRIESD

Obowiązek dostosowania UP-R do wymagań IRIESD spoczywa na jego właścicielu. Zgodnie z obecnymi uwarunkowaniami kwestia własności UP-R związana jest z grupami przyłączeniowymi zdefiniowanymi, np. w [6]. Grupy te można powiązać z grupami taryfowymi, co prowadzi do następującego spostrzeżenia: w grupach taryfowych A i B właścicielem UP-R jest odbiorca, natomiast w grupach C i G dystrybutor. Szczegółowo zagadnienie to zostało przedstawione w [1]. Warto zatem zauważyć, iż odbiorcy prowadzący małe i średnie przedsiębiorstwa (typowo grupy taryfowe C)

mogą dokonywać zmiany sprzedawcy, nie obawiając się dodatkowych kosztów związanych z dostosowaniem UP-R. W zależności od dystrybutora brak dostosowania UP-R do wymagań IRIESD przez odbiorcę na dzień weryfikacji powiadomienia o zawartej USE skutkuje albo negatywną, albo pozytywną jego weryfikacją z zastrzeżeniem, iż do dnia zmiany sprzedawcy UP-R musi zostać dostosowany. Jeśli warunek ten nie zostanie spełniony, nastąpi przerwanie procesu przez dystrybutora.

Etap VII. Konfiguracja tzw. miejsca bilansowania (MB) przez dystrybutora

Ogólnie rzecz biorąc, jest to techniczny etap, w którym dystrybutor przyporządkowuje dane PPE (dla którego powiadomienie zostało ostatecznie zweryfikowane pozytywnie) do właściwego podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB).

Etap VIII. Odczyt wskazań UP-R

Odczyt wskazań UP-R wykonywany jest przez dystrybutora z maksymalnie 5-dniowym wyprzedzeniem lub opóźnieniem w stosunku do daty zmiany sprzedawcy. Dla odbiorców, których obiekty przyłączone są do sieci o napięciu do 1 kV, dystrybutor może ustalić wskazania UP-R w oparciu o przekazany, najpóźniej jeden dzień po zmianie sprzedawcy, przez odbiorcę i zweryfikowany przez dystrybutora odczyt na dzień zmiany sprzedawcy. A jeśli nie ma takiej możliwości, ustalenie wskazania UP-R może nastąpić w oparciu o szacunek bazujący na ostatnim, jednak nie starszym niż trzy miesiące, odczycie UP-R z uwzględnieniem przyznanego standardowego profilu zużycia lub średniodobowego zużycia energii elektrycznej w ostatnim okresie rozliczeniowym usług dystrybucji, za który dystrybutor posiada odczytane wskazanie.

Etap IX. Zakończenie procesu zmiany sprzedawcy

Etap ten kończy proces zmiany sprzedawcy. Następuje w nim przekazanie przez dystrybutora odbiorcy i nowemu sprzedawcy informacji o przyjęciu do realizacji USE. Skutkuje to rozpoczęciem sprzedaży energii odbiorcy przez wybranego przez niego sprzedawcę.

Jak wspomniano, przebieg procesu zmiany sprzedawcy może różnić się na obszarach poszczególnych OSD. Jednakże wyżej zaprezentowane etapy zawsze mają miejsce, chociaż nie zawsze w tej kolejności lub w tej liczbie (niektóre etapy mogą np. zostać zgrupowane przez dystrybutora).

4. Podsumowanie

W artykule szczegółowo przedyskutowany został proces zmiany sprzedawcy bazujący na generalnej umowie dystrybucji – GUD. Odniesiono się do wszystkich istotnych regulacji mających zastosowanie do poruszanych kwestii, ze szczególnym uwzględnieniem zapisów IRIESD oraz wzorca GUD. Wskazane w kilku miejscach niejednoznaczności lub braki w regulacjach, a przede wszystkim brak standaryzacji procesu zmiany sprzedawcy pokazują, iż pomimo upływu ponad dziewięciu lat od momentu wprowadzenia mechanizmów rynku konkurencyjnego, podjęta tematyka jest wciąż niezwykle aktualna.

BIBLIOGRAFIA

1. Łangowski R., Zmiana sprzedawcy energii elektrycznej – uwarunkowania rynkowe w Polsce, *Rynek Energii* 2016, nr 3 (124), s. 3–12.
 2. Mielczarski W., Rynki energii elektrycznej. Wybrane aspekty techniczne i ekonomiczne, Wydawnictwo Agencji Rynku Energii S.A. i Energoprojekt – Consulting S.A. 2000.
 3. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2003/54/WE z dnia 26.06.2003 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca Dyrektywę 96/92/WE, Dz.U. L 176 z dnia 15.07.2003 r.
 4. Ustawa z dnia 10.04.1997 r. Prawo energetyczne, Dz.U. z dnia 25.09.2012 r., poz. 1059, z późn. zm.
 5. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2009/72/WE z dnia 13.07.2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca Dyrektywę 2003/54/WE, Dz.U. L 211 z dnia 14.08.2009 r.
 6. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 04.05.2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, Dz.U. z dnia 29.05.2007 r., poz. 623, z późn. zm.
 7. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej Energa-Operator SA, zatwierdzona przez Prezesa URE decyzją nr DRR-4321-59(6)/2013/MKo1 z dnia 16.12.2013 r., obowiązująca od 01.01.2014 r. wraz z późn. zm.
 8. Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2015 r., Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa, kwiecień 2016.
 9. Centralny System Wymiany Informacji [online], <http://www.cswi.ptpiree.pl/o-cswi>.
 10. Baza przedsiębiorstw posiadających koncesję [online], <http://bip.ure.gov.pl/bip/rejestry-i-bazy>.
-

Rafał Łangowski

dr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: rafal.langowski1@pg.gda.pl

Absolwent Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej. Uzyskał stopień doktora nauk technicznych w dyscyplinie automatyka i robotyka (2015). Zawodowo związany z Katedrą Inżynierii Systemów Sterowania Politechniki Gdańskiej. Główne obszary zainteresowań to: modelowanie matematyczne, estymacja oraz systemy monitorowania. Ponadto jest założycielem i właścicielem firmy Viden oferującej usługi z zakresu m.in. doradztwa energetycznego oraz szkoleń z rynku energii. Rynkiem energii elektrycznej zajmuje się od ponad dziewięciu lat. W swojej praktyce zajmował zarówno stanowiska specjalistyczne, jak i menedżerskie w spółkach Grupy Kapitałowej ENERGA. Specjalizuje się zwłaszcza w uwarunkowaniach prawnych i praktycznej realizacji procesu zmiany sprzedawcy energii elektrycznej oraz w opracowywaniu procesów i procedur obsługi klienta.

Predykcja ceny rynkowej praw majątkowych z instalacji opalanych paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła kogeneracyjnego poniżej 1 MW do 2025 roku

Autorzy

Alicja Stoltmann
 Adrian Miller
 Paweł Bućko

POWRÓT
 DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

prawa majątkowe, certyfikacja energii, predykcja ceny praw majątkowych

Streszczenie

Uchwałę w sprawie *Polityki energetycznej Polski do 2030 roku* (PEP-30) podjęła Rada Ministrów 10 listopada 2009 roku. W dokumencie wyszczególniono skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła jako jeden z kierunków realizacji celów: poprawy efektywności energetycznej, wzrostu bezpieczeństwa dostaw paliw i energii, rozwoju konkurencyjnych rynków paliw i energii, a także ograniczenia oddziaływania energetyki na środowisko. PEP-30 zakłada, że do roku 2020 dwukrotnie wzrośnie produkcja energii elektrycznej pochodzącej z wysokosprawnej kogeneracji w stosunku do 2006 roku. Od 2007 roku w Polsce funkcjonuje system wsparcia dla producentów energii elektrycznej i ciepła w procesie kogeneracji, w postaci zbywalnych praw majątkowych pochodzenia energii, tzw. certyfikatów. Za energię wytworzoną w instalacjach opalanych paliwami gazowymi lub w jednostkach o mocy poniżej 1 MW uzyskuje się tzw. żółty certyfikat. Nowelizacja ustawy *Prawo energetyczne* przedłuża do końca 2018 roku funkcjonowanie systemu wsparcia. W artykule przedstawiono predykcję ceny rynkowej dla praw majątkowych z kogeneracji do 2025 roku dla instalacji opalanych paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła kogeneracyjnego poniżej 1 MW, zakładając przedłużenie systemu wsparcia w obecnej formie.

1. Wprowadzenie

Prawa majątkowe z instalacji opalanych paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła kogeneracyjnego poniżej 1 MW – tzw. żółte certyfikaty – zostały wprowadzone w 2007 roku, jako system wsparcia dla wytwórców na mocy nowelizacji ustawy *Prawo energetyczne* [1], będącą skutkiem ogłoszenia *Dyrektywy 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady 11 lutego 2004 r. w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniająca dyrektywę 92/42/EWG* [2]. Zgodnie z definicją podaną w *ustawie Prawo energetyczne*, kogeneracja to „równoczesne wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej lub mechanicznej w trakcie tego samego procesu technologicznego” [1]. Wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w układach kogeneracyjnych przyczynia się do obniżenia emisji CO₂ wskutek zwiększonej sprawności wytwarzania energii użytecznej i oszczędności paliwa pierwotnego w porównaniu z procesami rozdzielonymi [3]. Rozwój sektora skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła jest istotnym kierunkiem działań

służących poprawie efektywności energetycznej gospodarki uwzględnionym w *Polityce energetycznej Polski do 2030 roku* (PEP-30) [4]. Dokument ten wskazuje sześć kierunków polityki energetycznej:

- a) poprawa efektywności energetycznej
- b) wzrost bezpieczeństwa dostaw paliw i energii
- c) dywersyfikacja struktury wytwarzania energii elektrycznej poprzez wprowadzenie energetyki jądrowej
- d) rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii, w tym biopaliw
- e) rozwój konkurencyjnych rynków paliw i energii
- f) ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko.

Technologia skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła została przyjęta jako jeden z najistotniejszych kierunków działań, dzięki któremu możliwe będzie osiągnięcie celów określonych w podpunktach a, b, e i f [5].

W dokumencie PEP-30 uznano, że rozwój kogeneracji pozwoli zwiększyć bezpieczeństwo energetyczne kraju i w związku z tym wskazano „dwukrotny wzrost do roku 2020 produkcji energii

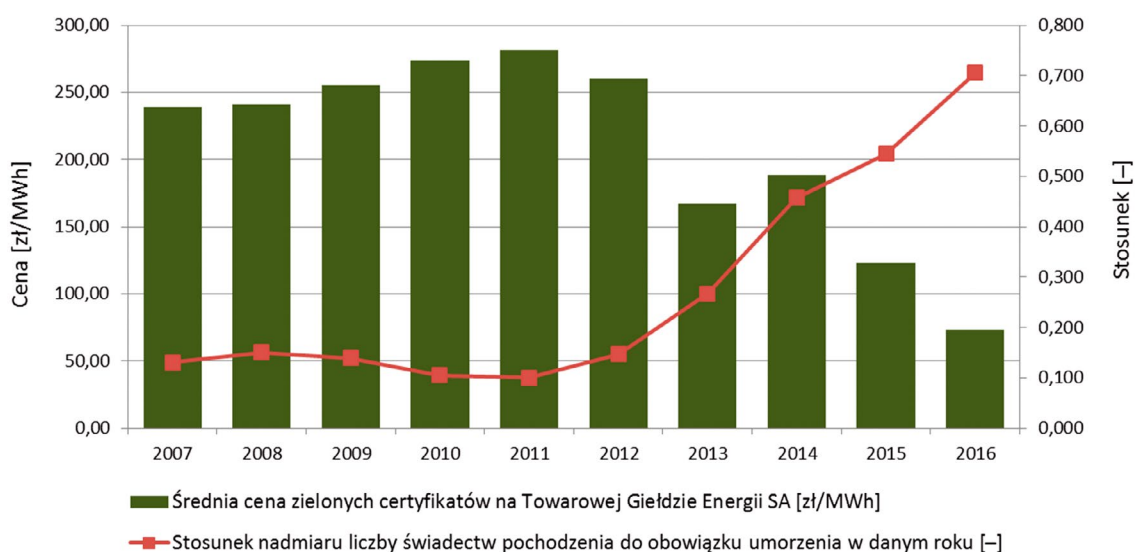
elektrycznej wytwarzanej w technologii wysokosprawnej kogeneracji, w porównaniu do produkcji w 2006 roku" [4] jako jeden z celów ilościowych polityki energetycznej kraju.

Kontynuacja systemu wsparcia w postaci żółtych certyfikatów została wydłużona do 2018 roku, na mocy *Ustawy z dnia 14 marca 2014 roku o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw* [6]. Uznać ją należy za niezbędną ze względu na konieczność osiągnięcia celu ilościowego określonego w *Polityce energetycznej Polski do 2030 roku* [4], który zakłada podwojenie do 2020 roku produkcji energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji w stosunku do 2006 roku. Oznacza to, że w 2020 roku ok. 49 TWh energii elektrycznej powinno pochodzić z wysokosprawnej kogeneracji.

Dodatkowy przychód ze sprzedaży żółtych certyfikatów pochodzenia energii spowodował rozdzielenie strumienia przychodów dla wytwórcy energii elektrycznej i ciepła na: te związane z przychodem ze sprzedaży energii oraz te pochodzące ze sprzedaży żółtych certyfikatów. Zgodnie z ustawą *Prawo energetyczne* „odbiorca przemysłowy, przedsiębiorstwo energetyczne, odbiorca końcowy oraz towarowy dom maklerski lub dom maklerski, o których mowa w ust. 1a, w zakresie określonym w przepisach wydanych na podstawie ust. 9, są obowiązani: 1) uzyskać i przedstawić do umorzenia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki świadectwo pochodzenia, o którym mowa w art. 9e ust. 1 lub w art. 9o ust. 1, wydane dla energii elektrycznej wytworzonej w źródłach znajdujących się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub zlokalizowanych w wyłącznej strefie ekonomicznej lub 2) uiścić opłatę zastępczą, w terminie określonym w ust. 5, obliczoną w sposób określony w ust. 2" [1]. Ceny certyfikatów zależą od transakcji rynkowych rejestrowanych przez Towarową Giełdę Energii (TGE). Prawa majątkowe do świadectw pochodzenia dla energii elektrycznej wyprodukowanej w kogeneracji opalanej paliwami gazowymi lub o łącznej zainstalowanej mocy elektrycznej do 1 MW, w danych TGE, oznaczone są symbolem PM-GM.

Kryterium wypełnienia obowiązku jest przedstawienie do umorzenia prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki (URE) wymaganej liczby certyfikatów lub dowodów uiszczenia opłat zastępczych odpowiadających liczbie certyfikatów brakujących do wypełnienia obowiązku. Obrót rynkowy certyfikatami pomiędzy producentami energii a podmiotami zobowiązanymi do ich umorzenia obarczony jest ryzykiem spadku ceny certyfikatów w przypadku ich nadmiernej liczby (nadpodaży) na rynku. Żółte świadectwa pochodzenia energii należy umorzyć obligatoryjnie w roku ich wydania (przez URE), w przeciwnym razie ich ważność wygasa. Dzięki tej regulacji prawnej zapobiega się ewentualnemu pojawieniu się nadpodaży żółtych certyfikatów na rynku, w wyniku ich kumulacji. Nadmierna liczba dostępnych do kupienia certyfikatów może spowodować znaczne obniżenie ich ceny rynkowej w stosunku do poziomu opłaty zastępczej. Podobna sytuacja miała miejsce w przypadku rynku tzw. zielonych certyfikatów, czyli wydawanych przez prezesa URE świadectw pochodzenia energii z odnawialnych źródeł. W wyniku ich dużej nadpodaży w latach 2012–2016 rynkowa cena praw majątkowych jest ponad czterokrotnie niższa niż odpowiednia opłata zastępcza. Stwarza to problem zarówno dla regulatora, gdyż system nie jest już atrakcyjny dla inwestorów, jak również dla producentów energii, którzy obecnie nie otrzymują zakładanych korzyści, co powoduje ich kłopoty finansowe. Poniżej przedstawiono zestawienie występującej nadpodaży praw majątkowych pochodzących z OZE oraz średnich cen rocznych wynikających z zawieranych transakcji kupna na Towarowej Giełdzie Energii (TGE).

Przychód ze sprzedaży certyfikatów znacząco wpływa na opłacalność finansową inwestycji, a w konsekwencji na decyzję o budowie lub zaniechaniu budowy nowych instalacji [8]. W [9] przedstawiono analizę opłacalności biogazowni rolniczych. Ze względu na wysokie nakłady inwestycyjne przychód związany ze wsparciem finansowym odnoszącym się do systemów certyfikacji energii, kwestię cen certyfikatów uznano za kluczową.



Rys. 1. Zestawienie średniej rocznej ceny zielonych certyfikatów oraz nadwyżki liczby praw majątkowych w poszczególnych latach, źródło: opracowanie własne na podstawie danych TGE [7]

W [10] przedstawiono determinanty rozwoju sektora ciepłowniczego w Polsce. Wskazano systemy wsparcia, w postaci certyfikatów, jako kluczowe elementy uzyskania pozytywnych wyników finansowych przedsiębiorstw. Także w [11] zwrócono uwagę na istotność systemów wsparcia w postaci żółtych certyfikatów w stymulowaniu rozwoju kogeneracji. W [12] wykazano, że bloki ciepłownicze charakteryzują się wyższą efektywnością energetyczną w porównaniu z ciepłowniczymi blokami opalonymi węglem i biomasą, aczkolwiek ich efektywność ekonomiczna uzależniona jest od środków wsparcia w postaci żółtych certyfikatów. Jak wynika z przeglądu literatury, predykcja ceny rynkowej praw majątkowych ma istotne znaczenie w wyznaczeniu opłacalności inwestycji i jest tematem podejmowanym w literaturze.

2. Model popytu i podaży PM-GM

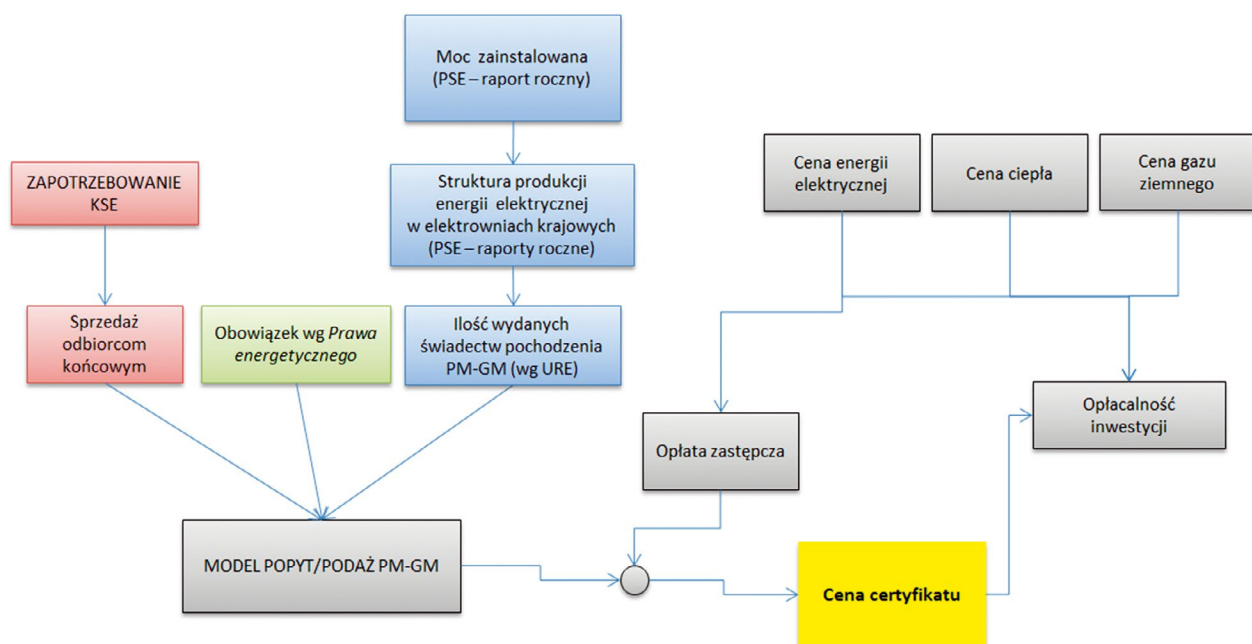
W celu prognozy kształtowania się przyszłych cen żółtych certyfikatów opracowano model funkcjonowania systemu wsparcia, wykorzystując skoroszyt Excel. Autorzy zamodelowali podstawowe zależności i przeprowadzili badania scenariuszowe. Schemat blokowy modelu przedstawiony jest na rys. 2, a założenia dotyczące scenariusza badań modelowych prezentowane są w dalszej części artykułu. Podstawowym celem modelu jest określenie prognozy ceny żółtych certyfikatów, na podstawie szacunkowego bilansowania popytu i podaży zapotrzebowania na nie. W zakresie szacowania przyszłej podaży świadectw analizowano opłacalność realizacji inwestycji w sektorze elektrociepłowni, objętych systemem wsparcia. W modelu nie analizowano prawdopodobieństwa uzyskania finansowania dla wszystkich inwestycji oraz ewentualnych problemów organizacyjnych ich realizacji.

Cena rynkowa żółtych certyfikatów (PM-GM) uwarunkowana jest wysokością popytu oraz podaży na liczbę żółtych certyfikatów na rynku oraz wysokością opłaty zastępczej. Wysokość

popytu oraz podaży certyfikatów uwarunkowana jest trzema czynnikami. Pierwszym z nich jest wysokość wolumenu energii sprzedanej odbiorcom końcowym, która warunkuje zapotrzebowanie na energię w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE). Drugim czynnikiem jest obowiązek umorzenia certyfikatu przed prezesem URE. Trzecim czynnikiem jest liczba wydanych żółtych certyfikatów. Zamiast zakupu certyfikatów pochodzenia energii sprzedawca może uiścić opłatę zastępczą. Wysokość opłaty zastępczej uwzględnia średnią cenę sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym. Schemat kształtowania się ceny żółtych certyfikatów przedstawiono na rys. 2.

W celu wyznaczenia prognozy cen żółtych certyfikatów skorzystano z danych Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE), które pozyskano od Polskich Sieci Elektroenergetycznych (PSE). PSE pełni rolę operatora sieci przesyłowej (OSP). Dane określają zapotrzebowanie na energię elektryczną w KSE i zostały skorelowane z wielkością sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych. Obliczony współczynnik – wynoszący 0,77 – posłużył do wyznaczenia prognozy sprzedaży energii elektrycznej na kolejne lata.

Przewidywaną moc zainstalowaną dla poszczególnych lat wyznaczono na podstawie informacji dotyczących planowanych oraz będących w budowie inwestycji energetycznych w Polsce. Według portalu Inwestycje Energetyczne planowanych i w trakcie budowy jest 12 inwestycji instalacji wytwarzania energii, dla których energią pierwotną jest gaz [13]. Poszczególne inwestycje scharakteryzowano w tab. 1. Założono, że w roku następnym po planowanym zakończeniu inwestycji określona moc zainstalowana będzie dostępna w systemie elektroenergetycznym. Zakładając powodzenie w realizacji wszystkich inwestycji przedstawionych w tab. 1, w 2025 roku całkowita moc zainstalowana pochodząca z omawianych instalacji będzie trzykrotnie większa w stosunku do mocy zainstalowanej w 2016 roku i będzie wynosić 3246 MW.



Rys. 2. Schemat kształtowania się ceny żółtych certyfikatów, źródło: opracowane własne

Autorzy przyjmują scenariusz realizacji inwestycji wg planów inwestorskich. W modelu nie są analizowane prawdopodobieństwa ich realizacji.

Wysokość popytu na świadectwa pochodzenia energii jest wynikiem iloczynu obowiązku umorzenia praw majątkowych ze źródeł kogeneracyjnych opalanych gazem lub o mocy elektrycznej poniżej 1 MW (określony w *ustawie Prawo energetyczne* [1]) i wielkości sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym. W celu wyznaczenia wolumenu wydawanych świadectw określono stosunek struktury produkcji energii elektrycznej w elektrowniach krajowych do mocy zainstalowanej w instalacjach mogących ubiegać się o żółte certyfikaty. Wyznaczono także stosunek wolumenu wydanych żółtych świadectw do produkcji, dzięki czemu wyznaczono predykcję liczby wydawanych świadectw do 2025 roku.

3. Predykcja ceny PM-GM

Model predykcji cen PM-GM do 2025 roku wyznaczono na podstawie stosunku ceny sprzedaży żółtych certyfikatów oraz wysokości opłaty zastępczej, która zależna jest od ceny energii elektrycznej oraz cen uprawnień do emisji CO₂. Predykcję cen żółtych certyfikatów można przeprowadzić w czterech etapach, które scharakteryzowano na rys. 3.

Jak przedstawiono na rys. 3, na potrzeby modelu predykcji ceny żółtych certyfikatów wyznaczono średnioroczną cenę energii

elektrycznej na rynku konkurencyjnym. Cena energii elektrycznej w roku następnym po roku bazowym zwiększona jest o przyrost cen uprawnień do emisji CO₂, współczynnika emisyjności oraz udziału elektrowni węglowych w ogóle jednostek wytwórczych w KSE. Powyższą zależność można zobrazować wzorem zaproponowanym przez autorów:

$$C_{EE}(n+1) = C_{EE}(n) + \Delta C_{CO_2} \cdot K \cdot E \cdot C \quad (1)$$

gdzie: $C_{EE}(n+1)$ – średnioroczna cena energii elektrycznej w roku następującym po roku bazowym, $C_{EE}(n)$ – średnioroczna cena energii elektrycznej w roku bazowym, podawana przez URE dla każdego roku [14], ΔC_{CO_2} – przyrost cen uprawnień do emisji CO₂ między kolejnymi latami [euro/MgCO₂] [9], K – kurs euro równy 4,20 [PLN/euro], E – udział elektrowni węglowych w ogóle jednostek wytwórczych w KSE, przyjęto 92,35% [15], C – współczynnik emisyjności wynoszący 0,94 [MgCO₂/MWh] [16].

Na rys. 4 przedstawiono prognozę średniej ceny energii i ceny uprawnień do emisji CO₂ do 2025 roku oraz średniorocznej ceny energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym.

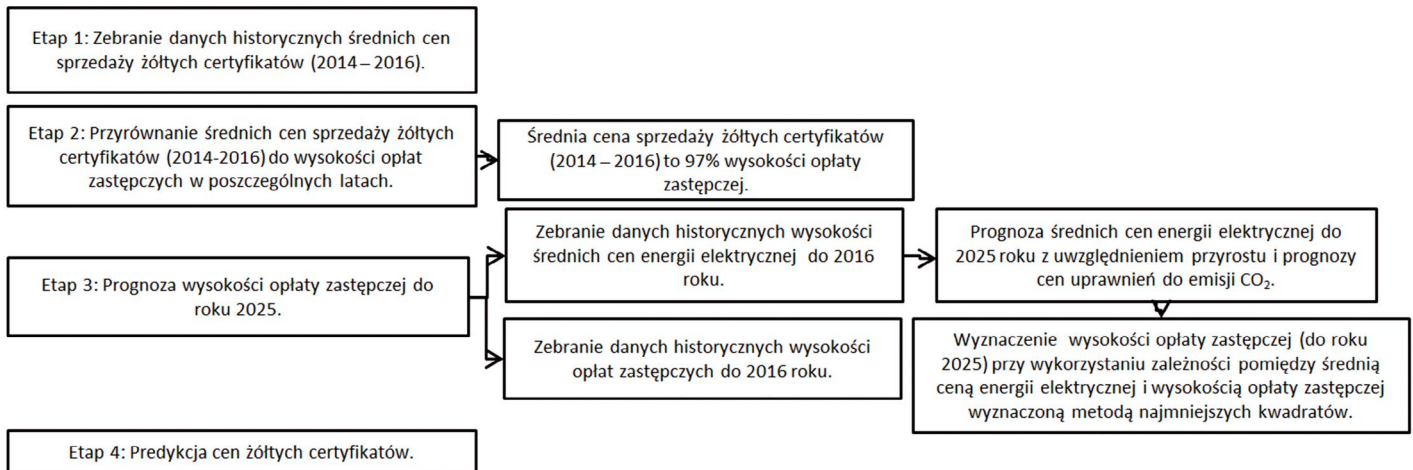
Na podstawie prognozy średniej rocznej ceny energii elektrycznej wyznaczono wysokość opłaty zastępczej wykorzystując zależność wyznaczoną metodą najmniejszych kwadratów. Wyniki prognozowania wysokości opłaty zastępczej przedstawiono w tab. 3.

Nazwa	Inwestor	Moc zainstalowana	Moc cieplna	Ramy czasowe
	PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA	20 MW		29.02.2012 – 03.2016
Blok gazowo-parowy w EC Żerań	PGNiG TERMIKA SA	450 MW	250 MWt	08.2014
Kotłownia szczytowo-rezerwowa gazowo-olejowa w EC Żerań	PGNiG TERMIKA SA		390 MWt	10.2013 – 2022
ZW Nowa	TAURON Ciepło, obecnie TAMEH POLSKA sp. z o.o.	55 MW		27.01.2012 – 14.01.2016
ZE PAK	Zespół Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin	120 MW	90 MWt	2017 – 03/04 kw. 2019
Elektrownia Puławy	Grupa Azoty Puławy	400 MW		30.08.2012 – 31.12.2019
Elektrownia Łagisza	TAURON Wytwarzanie i Polski Fundusz Rozwoju PFR SA	413 MW	266 MWt	21.11.2014 – 2019
Elektrociepłownia Radlin	JSW KOKS SA i ARP SA	104 MW	104 MWt	07.04.2015 – 2019
Elektrownia Pomorzany	PGE GiEK SA			12.2011 – 2024
Koksownia Przyjaźń w Dąbrowie Górniczej	Grupa Kapitałowa Jastrzębska Spółka Węglowa	71 MW		16.05.2011 – 29.07.2015
Elektrociepłownia Bydgoszcz	Polska Grupa Energetyczna Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA	400 MW		22.12.2012 – 2027
Elektrociepłownia Gorzów	PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA	138 MW	90 MWt	04 kw. 2013 – 01/02 kw. 2016
CCGT Płock	PKN Orlen SA	608 MW		01.12.2014 – 2017/2018
CCGT Włocławek	PKN Orlen SA	463 MW		11.2010 – 01 kw. 2017
Elektrociepłownia Rzeszów	PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA	29 MW		22.03.2012 – 24.09.2014
Elektrociepłownia Stalowa Wola	TAURON Wytwarzanie SA PGNiG TERMIKA SA	396,3 MW		31.08.2010 – 2018

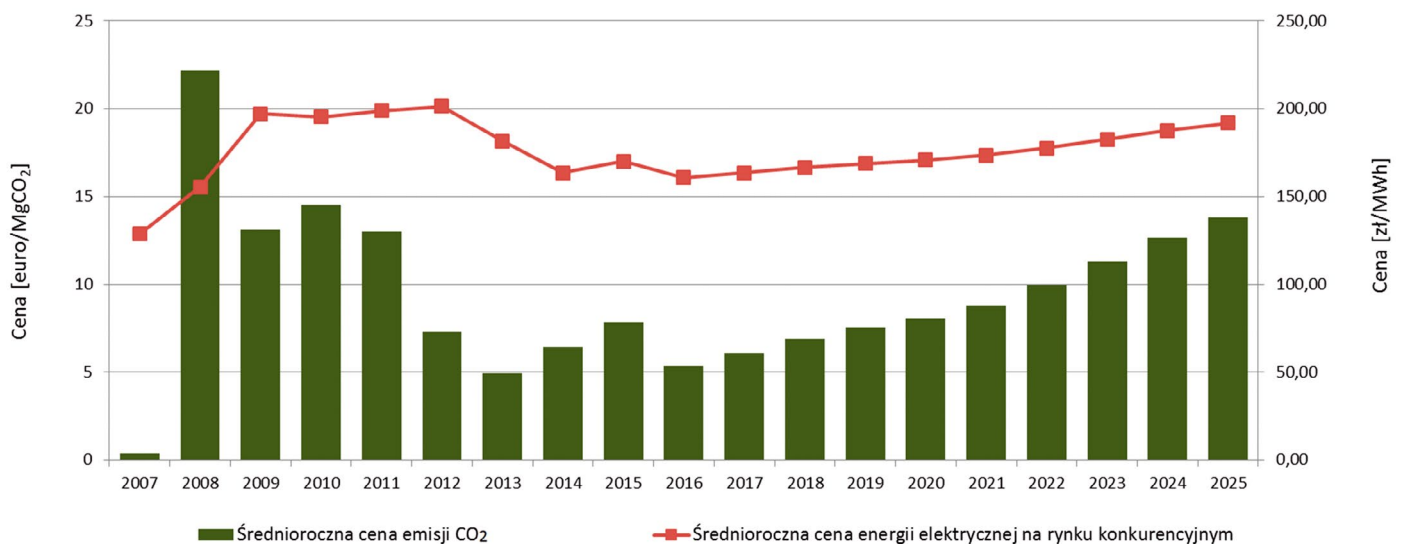
Tab. 1. Planowane inwestycje w sektorze wytwarzania, źródło: opracowanie własne na podstawie [13]

Rok	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
[MWh]	7 551 600	8 942 353	10 373 129	11 844 817	13 358 321	13 558 696	13 762 076	13 968 508	14 178 035	14 390 706

Tab. 2. Wolumen świadectw pochodzenia wymaganych do umorzenia, tzw. zapotrzebowanie, źródło: opracowanie własne



Rys. 3. Etapy prognozowania cen żółtych certyfikatów do roku 2025, źródło: opracowanie własne

Rys. 4. Zestawienie średniej rocznej ceny energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w porównaniu z prognozowaną ceną emisji CO₂, źródło: opracowanie własne wg danych URE [14], prognozę emisji CO₂ oparto na raportach KOBIZE [17]

Rok	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
[zł/MWh]	125,00	115,29	116,62	118,17	119,31	120,24	121,59	123,67	126,21	128,68

Tab. 3. Prognoza wysokości opłaty zastępczej, źródło: opracowanie własne

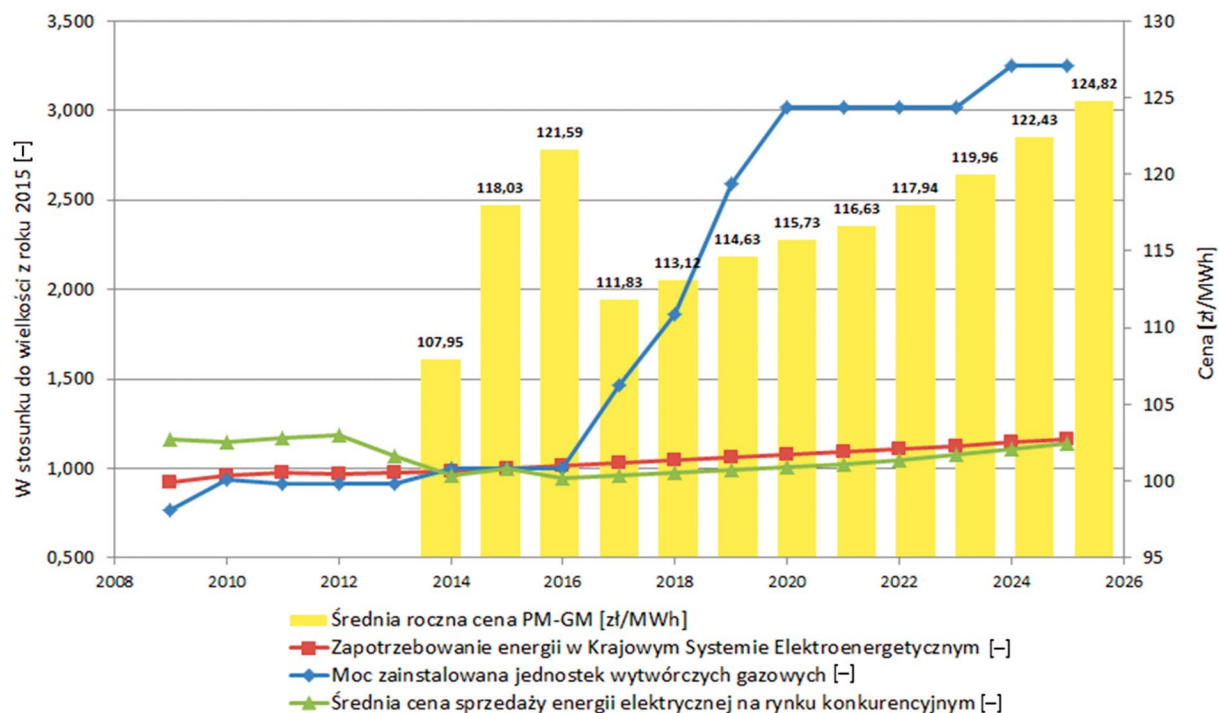
Przycięnię średnich cen sprzedaży żółtych certyfikatów (2014–2016) do wysokości opłat zastępczych w poszczęólnych latach wykazało, że średnia cena sprzedaży żółtych certyfikatów wynosiła ok. 97% wysokości opłaty zastępczej. Na tej podstawie dokonano predykcji cen żółtych certyfikatów do 2025 roku.

Na rys. 5 przedstawiono wykres prognozowanej średniorocznej ceny żółtych certyfikatów do 2025 roku, wraz z objaśnionymi powyżej danymi, które odniesiono do wartości bazowych tych wielkości (wartości bazowe – dane rzeczywiste z 2015 roku).

Wyniki te uzyskano po zastosowaniu omawianego w artykule modelu i wprowadzeniu scenariusza danych omówionych wcześniej.

4. Wnioski

Przeprowadzone badania modelowe dla analizowanego scenariusza sytuacji w KSE do 2025 roku, pomimo trzykrotnego wzrostu mocy zainstalowanej jednostek wytwórczych wykorzystujących paliwo gazowe, przewidują stabilną sytuację na rynku świadectw pochodzenia energii (żółtych świadectw).



Rys. 5. Prognoza średniorocznej ceny żółtych certyfikatów (PM-GM) do 2025 roku

Ceny świadectw utrzymują się w pobliżu przewidywanej opłaty zastępczej. Wynika to z dwóch powodów. Pierwszym powodem jest przewidywane rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną w KSE oraz rosnące wymagania w stosunku do rozwoju kogeneracji gazowej, adekwatny przewidywany wzrost mocy zainstalowanej w tym typie źródeł. Drugim jest regulacja prawna niepozwalająca na tzw. bankowanie, czyli przechowywanie na kolejne lata żółtych certyfikatów.

O ile prognoza ceny certyfikatów na przyszłe lata wydaje się optymistyczna, należy pamiętać, że uzależniona ona jest od kontynuacji obecnego systemu wsparcia. *Prawo energetyczne* definiuje obowiązek umarzania żółtych certyfikatów tylko do końca 2018 roku. Krótki interwał czasowy dotyczący systemu wsparcia nie zachęca potencjalnych inwestorów. Niska cena energii elektrycznej w stosunku do paliwa pierwotnego, jakim jest gaz wysokometanowy, nie pozwala na rentowność inwestycji (bez wsparcia). Rozwiązaniem powinno być wprowadzenie zachęt długoterminowych, mogących świadczyć o stabilności, a tym samym ograniczonym ryzyku inwestowania w tego typu jednostki wytwórcze.

BIBLIOGRAFIA

1. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, Dz.U. z 2006 r., nr 89, poz. 625, z późn. zm.
2. Dyrektywa 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 11 lutego 2004 r. w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniająca dyrektywę 92/42/EWG, Dz. Urz. UE L 52/50 z 21.02.2004.
3. Dreszer K., Ocena stanu aktualnego i perspektyw rozwoju czystych technologii węglowych możliwych do zastosowania w siłowniach energetycznych w Polsce wraz z opracowaniem charakterystyk techniczno-ekonomicznych, 2008.
4. Polityka energetyczna Polski do 2030 roku, [w:] Załącznik do uchwały nr 202/2009 Rady Ministrów z dnia 10 listopada 2009, Ministerstwo Gospodarki, 2009.
5. Lewandowski J., Opracowanie założeń i kluczowych elementów Programu Rozwoju w Polsce Kogeneracji, Warszawa 2010.
6. Ustawa z dnia 14 marca 2014 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, Dz.U. 2014 r. poz. 490.
7. www.tge.pl [dostęp: 20.01.2017].
8. Skorek J., Techniczno-ekonomiczna analiza porównawcza budowy gazowych układów kogeneracyjnych małej mocy z silnikiem tłokowym lub turbiną gazową, *Instal* 2012, nr 4.
9. Sulewski P. i in., Uwarunkowania ekonomiczno-prawne i opłacalność inwestycji w biogazownie rolnicze w Polsce, *Zagadnienia Ekonomiki Rolnej* 2016, t. 1, nr 346.
10. Kamiński J., Malik A., Analiza krajowego sektora ciepłowniczego – stan obecny i kluczowe determinanty rozwoju, *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk* 2016, nr 92.
11. Bartosik M. i in., Wytwarzanie energii elektrycznej – diagnoza i terapia, *Przegląd Elektrotechniczny* 2016, t. 92, nr 10.
12. Zaporowski B., Energy Effectiveness and Economic Performance of Gas and Gas-Steam Combined Heat and Power Plants Fired with Natural Gas, *Acta Energetica* 2016, No. 1/26.
13. inwestycjeenergetyczne.itc.pw.edu.pl [dostęp: 20.01.2017].
14. Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (nr 15/2014) w sprawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za rok 2013, Urząd Regulacji Energetyki, 2014, vol. 4.

15. Raport 2015 KSE, Polskie Sieci Elektroenergetyczne [online], <http://www.pse.pl/index.php?did=2870> [dostęp: 11.05.2017].
16. Grudziński Z., Sytuacja na giełdach handlu emisją a ceny energii elektrycznej, *Polityka Energetyczna* 2012, t. 15, z. 3.
17. Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami, *Raport z rynku CO₂*, maj 2016, r. 53.
-

Alicja Stoltmann

mgr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: alicja.stoltmann@pg.gda.pl

Ukończyła studia na kierunku międzywydziałowym: energetyka, specjalizując się na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki w obszarze rynków energii oraz projektowania i modelowania systemów energetycznych. Obecnie obszar jej badań obejmuje zagadnienia związane z procesami inwestycyjnymi w energetyce. Interesuje się także modelowaniem instalacji energetycznych elektrowni parowych i gazowych w środowisku GateCycle.

Adrian Miller

mgr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: a.w.miller@wp.pl

Absolwent Politechniki Gdańskiej Wydziału Elektrotechniki i Automatyki, na kierunkach energetyka i elektrotechnika. Autor i współautor artykułów dotyczących rynku energii elektrycznej, bezpieczeństwa energetycznego Polski, kosztów energii elektrycznej przedsiębiorstw energochłonnych. Obecnie pracuje na stanowisku specjalisty ds. rynku gazu.

Paweł Bućko

dr hab. inż. prof. nadzw. PG

Politechnika Gdańska

e-mail: pawel.bucko@pg.gda.pl

Pracuje w Katedrze Elektroenergetyki Politechniki Gdańskiej. Jego działalność naukowa związana jest z ekonomiką energetyki, ze szczególnym uwzględnieniem problematyki programowania rozwoju systemów energetycznych w uwarunkowaniach rynkowych. Jego aktywność zawodowa koncentruje się na analizie inwestycyjnej dla źródeł wytwórczych, analizie mechanizmów rynkowych i zasad rozliczeń w dostawie energii. Jest także audytorem energetycznym i zajmuje się problematyką racjonalnego użytkownika energii.

Ocena obrotu kontraktami futures na Towarowej Giełdzie Energii

Autor

Grażyna Dąbrowska-Kauf

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

rynek energii, kontrakty futures, giełda energii

Streszczenie

Na Towarowej Giełdzie Energii SA (TGE) w 2015 roku uruchomiono rynek instrumentów pochodnych – kontraktów futures opartych na cenach energii elektrycznej z rynku spot. Pojawienie się instrumentów finansowych miało przyciągnąć na giełdę towarową instytucje finansowe. Ich kapitał pozwoliłby na budowanie płynności na rynku giełdowym i przejść ryzyko od branżowych podmiotów, których głównym celem powinno być skoncentrowanie się na podstawowej działalności. Po przeszło roku funkcjonowania rynku finansowego na TGE, na którym oferuje się kontrakty futures, w artykule zostanie dokonana ocena korzyści wynikających z obrotu tymi instrumentami. Na podstawie przeprowadzonej oceny zostaną zaproponowane rozwiązania wzmacniające korzyści płynące z istnienia rynku instrumentów pochodnych na TGE.

1. Wprowadzenie

4 listopada 2015 roku Towarowa Giełda Energii uruchomiła Rynek Instrumentów Finansowych (RIF), na którym przedmiotem obrotu są rozliczane pieniężnie kontrakty futures na określany na Rynku Dnia Następnego indeks TGe24. Kontrakty terminowe na indeks TGe24 cen energii elektrycznej określony na Rynku Dnia Następnego na TGE są prawami majątkowymi, a więc instrumentami finansowymi niebędącymi papierami wartościowymi. TGE, uruchamiając rynek finansowy, miała na uwadze, że:

- kontrakty futures to narzędzie do zabezpieczania cen energii
- futures są produktem łatwiejszym i bardziej elastycznym w zarządzaniu – uczestnicy rynku chcą zabezpieczyć w pierwszym rzędzie cenę zakupu bez sztywnego przyjmowania pozycji wolumenowej.

TGE, uruchamiając RIF, kierowała się następującymi motywacjami: w przyszłości wprowadzeniem nowych kontraktów opartych na gazie i innych produktach towarowych, spełnieniem oczekiwań członków TGE, inwestorów, konsumentów energii elektrycznej i instytucji finansowych, wzmocnieniem pozycji TGE w regionie, naturalnym uzupełnieniem oferty produktowej – rynek terminowy towarowy TGE jest drugim największym rynkiem w Europie.

Podmiotami uprawnionymi do uzyskania członkostwa na Rynku Instrumentów Finansowych TGE (inwestorami) są krajowe i zagraniczne firmy inwestycyjne oraz inne podmioty nabywające i zbywające instrumenty finansowe we własnym imieniu i na własny rachunek, w tym także przedsiębiorstwa energetyczne, jeżeli spełniają warunki zawierania transakcji na rynku regulowanym. Status członka RIF uzyskało jeszcze przed uruchomieniem rynku RIF sześć podmiotów, w tym trzy domy maklerskie.

Instrumenty pochodne, będące przedmiotem obrotu na RIF, dostarczają inwestorom efektywne narzędzia do zarządzania ryzykiem cenowym i przyjęcia odpowiednich strategii z tym związanych, w zależności od rodzaju zawieranych na nim transakcji, tzn.: zabezpieczających (osłaniających przed niekorzystnymi zmianami cen instrumentów bazowych), arbitrażowych (wykorzystujących niedopasowanie cenowe na rynkach), spekulacyjnych (akceptujących ryzyko bardzo wysokie za wysoką stopę zwrotu).

Rozpoczęcie notowań na Rynku Instrumentów Finansowych miało na celu zwiększenie obrotów na TGE. Przyjęto założenie, że w przyszłości rynek finansowy energii elektrycznej stopniowo przejmie obroty towarowego rynku terminowego, ze względu na większą elastyczność transakcji futures. Zamiast, jak dotychczas, dokonywać zakupu kontraktu forward – z dostawą fizyczną, uczestnik rynku, nabywając wybrany przez siebie instrument finansowy, zagwarantuje sobie ustalony poziom ceny w wybranym przez siebie okresie.

2. Indeks TGe24 jako instrument bazowy kontraktów futures

Instrumentem bazowym RIF na TGE jest indeks TGe24, określany na podstawie transakcji giełdowych na energię elektryczną, zawartych na produktach godzinowych w systemie kursu jednolitego na I fixingu, który odbywa się na RDN. Obliczona i podana do publicznej wiadomości w dniu obrotu wartość indeksu TGe24 dotyczy dnia, w którym energia zakontraktowana na RDN zostanie odebrana lub dostarczona (następny dzień kalendarzowy). Indeks TGe24 jest obliczany codziennie także w dni świąteczne, jako średnia arytmetyczna cen transakcji zawartych podczas I fixingu, odbywającego się na RDN na poszczególnych

godzinach z całej doby N-1 dla tej samej dostawy, czyli:

$$TGe24 = \sum_{i=1}^j \frac{M_j}{j}, \quad (1)$$

gdzie: j – liczba godzin doby dostawy (od 23 do 25 godzin), M_j – kurs fixingu dla j -tej godziny, określony zgodnie z zasadami obrotu i rozliczeń dla energii elektrycznej na RDN.

Określenie kursu jednolitego w ramach I fixingu następuje każdego dnia o godz. 10.03. Wartość indeksu TGe24 jest publikowana przez TGE codziennie po ustaleniu kursów I fixingu RDN (niezwłocznie po zakończeniu sesji tego dnia, na stronie internetowej TGE). Notowania są prowadzone w systemie Condicto w dni robocze: poniedziałek – piątek, godz. 8.00–14.00.

Kontrakty terminowe na indeks TGe24 notowane są w następujących seriach:

- kontrakty miesięczne – miesiąc bieżący oraz kolejne najbliższe miesiące kalendarzowe
- kontrakty kwartalne – cztery najbliższe miesiące
- kontrakty roczne – dwa najbliższe lata.

Kontrakty roczne i kwartalne podlegają procesowi kaskadowania (podziałowi). Kaskadowanie przeprowadza się w ostatnim dniu kalendarzowym poprzedzającym rozpoczęcie okresu kalendarzowego danej serii kontraktu, po zakończeniu sesji na giełdzie w tym dniu:

- dla kontraktu rocznego – na jeden dzień przed rozpoczęciem okresu kalendarzowego kontraktu rocznego. Izba Rozliczeniowa Giełd Towarowych SA (IRGiT) – uprawniona na podstawie umowy zawartej z giełdą do rozliczania i do rozrachunku transakcji zawieranych na RIF – dokonuje podziału zarejestrowanych przez IRGiT pozycji z kontraktu rocznego, o najbliższym okresie kalendarzowym, na taką samą liczbę pozycji na czterech najbliższych kontraktach kwartalnych, o pokrywających się okresach kalendarzowych z ulegającym podziałowi kontraktem rocznym. Jednocześnie IRGiT dokonuje podziału zarejestrowanych przez siebie pozycji z kontraktu kwartalnego, o najbliższym okresie kalendarzowym, na taką samą liczbę pozycji na trzech najbliższych kontraktach miesięcznych, o pokrywających się okresach kalendarzowych z ulegającym podziałowi kontraktem kwartalnym. Suma nominalów pozycji nie ulega zmianie
- dla kontraktu kwartalnego – na jeden dzień przed rozpoczęciem okresu kalendarzowego kontraktu kwartalnego IRGiT dokonuje podziału zarejestrowanych przez siebie pozycji z kontraktu kwartalnego, o najbliższym okresie kalendarzowym, na taką samą liczbę pozycji na trzech najbliższych kontraktach miesięcznych, o pokrywających się okresach kalendarzowych z ulegającym podziałowi kontraktem kwartalnym. W wyniku tej operacji suma nominalów pozycji nie ulega zmianie.

Rynek Instrumentów Finansowych jest nadzorowany przez KNF i rozliczany przez IRGiT oraz zróżnicowany ze względu na jego uczestników.

3. Rozliczanie kontraktów futures

W przypadku kontraktów futures nabycie bądź sprzedaż nie wymaga pełnego zabezpieczenia transakcji w dniu jej zawarcia.

Chcąc chronić uczestników przed ryzykiem niewypłacalności, giełda rozlicza kontrakty futures codziennie, na koniec sesji giełdowej.

Otwarcie pozycji oznacza: kupno kontraktu futures (pozycja długa – *long futures*) lub sprzedaż kontraktu futures (pozycja krótka – *short futures*). Codziennie naliczane są zyski i straty na podstawie dziennego kursu rozliczeniowego – kurs pochodzący z rynku futures a nie spot. Pozycję otwartą na rynku futures można zamknąć, zawierając transakcję odwrotną, czyli kupno + sprzedaż lub sprzedaż + kupno, i pozostawić do ostatecznego rozliczenia w dniu wygaśnięcia. Jeżeli pozycja nie jest zamknięta przed wygaśnięciem, następuje automatyczne rozliczenie finansowe w dniu wygaśnięcia lub wykonania kontraktu futures.

Profil wypłaty dla pozycji długiej, czyli zakupu kontraktu, może wiązać się z zyskiem lub stratą w stosunku do pozycji otwartej, w zależności od kursu kontraktu instrumentu bazowego. Zatem kupujący zajmujący pozycję długą liczy na wzrost kursu kontraktu.

Profil wypłaty dla pozycji krótkiej, czyli sprzedaży lub wystawienie kontraktu, może wiązać się z zyskiem lub stratą w stosunku do otwartej pozycji w zależności od kursu kontraktu instrumentu bazowego. Sprzedający zajmujący pozycję krótką liczy na spadek kursu kontraktu.

Równanie do rynku (*mark-to-market*) jest procedurą polegającą na rozliczaniu pieniężnym zysków/strat wynikających ze zmiany cen kontraktów futures w skali jednego dnia.

W rozliczeniach kontraktów futures stosuje się następujące kursy rozliczeniowe:

- dzienny kurs rozliczeniowy (DKR) – wyznaczany po każdej sesji, od momentu zawarcia pierwszej transakcji na danej serii kontraktów. Każda seria futures ma swój własny DKR. DKR służy do dziennego rozliczania zysków/strat na rynku futures (*marking to market*) – na bazie depozytów zabezpieczających w okresie notowania danej serii kontraktu futures, określany jest podczas fixingu na zamknięcie notowań ciągłych (*call auction*)
- ostateczny kurs rozliczeniowy (OKR) – wyliczany wyłącznie dla wygasającej serii kontraktu miesięcznego w jego ostatnim dniu obrotu. OKR określany jest jako średnia arytmetyczna wszystkich wartości indeksu bazowego, ustalonych dla dostawy energii elektrycznej we wszystkich dniach okresu wykonania danej serii kontraktu miesięcznego. OKR służy do wykonania ostatecznych rozrachunków – ostatecznego rozliczenia pieniężnego pozycji na rynku futures w momencie wygaśnięcia kontraktu miesięcznego (dla pozycji niezamkniętych).

4. Zjawisko dźwigni finansowej w kontraktach futures

Kontrakty futures są tak skonstruowane, że wykorzystują efekt dźwigni finansowej, ponieważ w celu zawarcia transakcji uczestnik nie musi posiadać całej kwoty odpowiadającej wartości instrumentu, a jedynie pewną, określoną procentowo jej część. Zatem wartość bezwzględna stopy zwrotu z inwestycji w instrument pochodny zazwyczaj znacznie przewyższa analogiczną stopę zwrotu w danym okresie czasu dla instrumentu bazowego. Zabezpieczenie płynności rozliczeń odbywa się

w systemie gwarantowania rozliczeń prowadzonych przez IRGiT dla RIF obejmującym:

- depozyty zabezpieczające – wartość depozytu zabezpieczającego jest naliczana od momentu otwarcia pozycji do momentu jej zamknięcia lub do dnia wygaśnięcia danej serii kontraktu terminowego, codziennie dla każdego Rozliczającego Uczestnika Izby i rejestrowana na jego koncie rozliczeniowym. Otwarcie pozycji na rynku terminowym wiąże się z koniecznością wniesienia depozytu zabezpieczającego. Depozyt zabezpieczający dzieli się na depozyt wstępny i depozyt uzupełniający. Minimalną wartość depozytów wnoszonych przez członka giełdy określa Giełdowa Izba Rozliczeniowa. Wielkość depozytów na koncie zmienia się codziennie, w zależności od zmian dziennego kursu rozliczeniowego kontraktu
- depozyty transakcyjne – służą one zabezpieczeniu rozrachunku, czyli zabezpieczeniu obciążenia lub uznania rachunku bankowego Rozliczającego Uczestnika Izby, w związku z transakcją zawartą na giełdzie, odpowiednio do ustalonych w trakcie rozliczenia kwot świadczeń
- limity transakcyjne – są wprowadzone w celu zabezpieczenia obrotu, dotyczą poszczególnych Rozliczających Uczestników Izby
- fundusz gwarancyjny – służy zabezpieczeniu prawidłowego wykonania zobowiązań wynikających z prowadzonych przez izbę rozliczeń transakcji zawieranych na giełdzie.

Depozyt uzupełniający dla uprzednio otwartej pozycji wyznacza się według następującej zasady: pozycja długa/krótka (wielkość) x wolumen kontraktu x (dzisiejszy kurs rozliczeniowy – wcześniejszy kurs rozliczeniowy).

Depozyt uzupełniający dla nowo otwartej pozycji (w danym dniu) wyznacza się według następującej zasady: wolumen transakcji x wolumen kontraktu x (dzisiejszy kurs rozliczeniowy – kurs zawarcia transakcji).

5. Funkcja zabezpieczająca – hedging kontraktów futures

Transakcje zabezpieczające – *hedging* na rynku instrumentów pochodnych mają doprowadzić do minimalizacji strat na rynku spot (kasowym/RDN). Pozycja zajmowana na rynku futures przez dany podmiot jest efektem pozycji, którą dany podmiot ma lub będzie miał na rynku spot. Celem *hedgingu* jest minimalizacja strat, a nie maksymalizacja zysku. Jeżeli uczestnik RIF nie ma pozycji na rynku spot lub nie będzie miał pozycji na rynku

spot, to działając na rynku futures spekuluje, a nie zabezpiecza się. Zabezpieczenie się przed niekorzystną zmianą ceny, dzięki zawarciu transakcji w danej chwili po znanych cenach, pozbawia go możliwości niespodziewanego zysku, oddając ryzyko spekulantom.

Istotą transakcji zabezpieczających jest wykorzystanie instrumentu futures w relacji przeciwstawnej do transakcji zawartej na rynku kasowym. Przykłady transakcji zabezpieczających na rynku futures dla różnych pozycji:

- **Pozycja długa, czyli zakup futures**, zarabia się na wzroście cen. Na przykład, otwierając pozycję długą w dniu t1, zakupiono 20 kontraktów miesięcznych (720 MWh) po kursie 170 PLN/MWh, a w dniu t2 postanowiono ją zamknąć, czyli sprzedać 20 kontraktów po kursie 190 PLN/MWh. Efektem tej transakcji jest zysk wynoszący odpowiednio:
 $(190 \text{ PLN/MWh} - 170 \text{ PLN/MWh}) \times 720 \text{ MWh} \times 20 = 228 \text{ tys. zł}$,
 wyliczony zgodnie z regułą: (sprzedaż – kupno) x wolumen kontraktu x liczba kontraktów.
- **Pozycja krótka, czyli sprzedaż futures**, zarabia się na spadku cen. Na przykład, otwierając pozycję krótką w dniu t1, sprzedaje się 20 kontraktów miesięcznych (720 MWh) po kursie 190 PLN/MWh. Następnie w czasie t2 zamyka się pozycję kupując 20 kontraktów po kursie 170 PLN/MWh. Efektem tej transakcji jest zysk wynoszący odpowiednio:
 $(190 \text{ PLN/MWh} - 170 \text{ PLN/MWh}) \times 720 \text{ MWh} \times 20 = 288 \text{ tys. zł}$,
 wyliczony zgodnie z regułą: (kupno – sprzedaż) x wolumen kontraktu x liczba kontraktów.

Połączenie pozycji długiej i krótkiej pozwala na skonstruowanie pozycji zabezpieczonej, jeżeli ceny, po jakich otworzono pozycje długą i krótką, są jednakowe, wówczas jest to pozycja doskonale skorelowana. W tej sytuacji inwestor utrzymuje wartość swojego portfela, który nie jest wrażliwy na zmiany kursów na rynku.

W tab. 1 podano efekty transakcji zabezpieczających dla producentów i odbiorców energii elektrycznej działających równocześnie na rynku spot i rynku futures.

6. Rynek Instrumentów Finansowych po roku jego wprowadzenia na TGE

Łączny wolumen obrotu energią elektryczną na TGE wyniósł w 2015 roku 186,7TWh, a w 2016 w roku – 126,7TWh, co świadczy o wysokiej płynności rynku giełdowego. Rynek ten jest rynkiem bazowym dla kontraktów futures i dlatego podjęto decyzje o utworzeniu RIF.

	Wytwórca energii	Odbiorca energii
Rynek spot	Obawa przed spadkiem cen → spadek cen spowoduje stratę	Obawa przed wzrostem cen → wzrost cen spowoduje stratę
Cel działań na rynku futures	Na rynku futures zabezpieczamy się przed spadkiem cen	Na rynku futures zabezpieczamy się przed wzrostem cen
Rynek futures	Jak zarobić na spadku cen → sprzedaje się kontrakt futures → sprzedaż drożej, odkupienie kontraktu taniej → zysk	Jak zarobić na wzroście cen → kupuje się kontrakt futures → kupno taniej, sprzedaż drożej → zysk
Łączny rezultat	Strata na spot + zyski na futures → ograniczenie strat	Strata na spot + zyski na futures → ograniczenie strat

Tab. 1. Efekty transakcji zabezpieczających producentów i odbiorców energii elektrycznej działających równocześnie na rynku spot i rynku futures

Podczas pierwszego dnia notowań na RIF TGE zawarto 2 transakcje na styczniowym kontrakcie futures (F_TGe24_M-01-16), o wolumenie 1488 MWh i wartości 231 012 zł. Dzienny kurs rozliczeniowy wyniósł 155,25 zł/MWh. Do końca 2016 roku były to jedyne transakcje, jakie zostały zawarte od dnia rozpoczęcia działalności. RIF nie zainteresował potencjalnych uczestników tego rynku i charakteryzuje się brakiem płynności. Zatem podstawowym celem TGE jest zwiększenie jego atrakcyjności i doprowadzenie do zwiększenia wolumenu obrotu kontraktami futures. W tym celu TGE skupiła się przede wszystkim na akcji szkoleniowej i informacyjnej. Również bariery wejścia na ten segment rynku są wysokie. Przede wszystkim konieczność składania zleceń na RIF przez maklerów papierów wartościowych, podczas gdy na rynku towarowym zniesiono zawód maklera giełd towarowych oraz niekonkurencyjne opłaty i prowizje w transakcjach zabezpieczających w stosunku do kontraktów forward na towarowym rynku terminowym RTT. Od 1 stycznia 2017 roku TGE na RIF znacznie zmniejszyła opłaty, np. opłata stała roczna za uczestnictwo w RIF wynosi aktualnie 1000 zł, a poprzednio wynosiła 100 000 zł, natomiast za uczestnictwo w RTT trzeba zapłacić 20 000 zł. Liczono, że obrót kontraktami futures może przyciągnąć nowych klientów, takich jak specjalistyczne fundusze inwestycyjne, oraz zwiększyć aktywność na rynku dotychczasowych graczy, a także spodziewano się napływu podmiotów działających na rynku z powodów czysto spekulacyjnych, poza podmiotami chcącymi zabezpieczyć pozycję (bez fizycznej dostawy towaru). Tak się nie stało, instytucje finansowe ciężko doświadczone w ostatnich latach działalnością spekulacyjną na rynkach instrumentów finansowych zachowały się bardzo ostrożnie wobec wprowadzanego RIF na TGE. Wystąpiły również trudności w pozyskaniu animatorów rynku, co ma również istotny wpływ na brak płynności tego rynku. TGE jest świadoma występujących trudności i podejmuje szerokie działania, aby je pokonać. Chce mimo przeciwności zrealizować założony cel związany z rozwojem RIF, czyli do 2020 roku osiągnąć obroty na rynku finansowym energii elektrycznej wynoszące ok. 80 TWh. Tym bardziej że doświadczenia płynące z innych giełd energii, na których działa rynek kontraktów futures, są zachęcające.

7. Równoletek RIF na TGE – rynek futures na giełdzie w Singapurze

W 2015 roku wprowadzono kontrakty futures na giełdzie w Singapurze (SGX). Celem utworzonego Rynku Instrumentów Finansowych na giełdzie energii w Singapurze było wykreowanie konkurencyjności wśród konsumentów energii elektrycznej i doprowadzenie do zmniejszenia taryf stosowanych na rynku detalicznym. Został on utworzony na bazie doświadczeń zaczerpniętych z Australii i Nowej Zelandii, gdzie konsumenci energii elektrycznej uzyskali korzyści w postaci 2,20 USD/MWh (co odpowiada zmniejszeniu o 1,1% ceny taryfy detalicznej) i według prognozy 5-letniej powinno w Singapurze przynieść łączną kwotę oszczędności ok. 435 mln USD.

Rynki energii w Singapurze, Australii i Nowej Zelandii mają podobne podstawowe charakterystyki, są zdominowane przez małą liczbę pionowo zintegrowanych wytwórców detalicznych (działających na rynkach lokalnych) i każdy z nich nakierowany

jest na nowych detalicznych uczestników oraz na wprowadzanie większej konkurencji na rynku detalicznym w interesie odbiorców energii elektrycznej. Podstawowymi czynnikami zachęcającymi niezależnych detalicznych (nieposiadających jednostek grafikowych) do zgłoszenia uczestnictwa w rynku są ich umiejętności w zakresie: znajomości kosztów ryzyka, zagwarantowania dostępu do dostaw energii z konkurencyjnymi cenami oraz dostępu do narzędzi zarządzania ryzykiem, a także zapewnienie odpowiedniej infrastruktury, aby ułatwić zgłoszenia nowych niezależnych detalicznych.

Z rozwojem płynności i przejrzystości rynku finansowego energii w Australii i Nowej Zelandii odbiorcy energii odnotowali znaczne korzyści, będące efektem zwiększenia konkurencyjności na rynku detalicznym, przejrzystości cen oraz zgłoszenia nowych niezależnych sprzedawców detalicznych. Wyniki badań rynku australijskiego pokazują, że rozwój rynku instrumentów finansowych spowodował zmniejszenie cen dla detalicznych o ok. 7% w stosunku do cen taryfowych dla indywidualnych odbiorców energii elektrycznej, kiedy tego rynku nie było.

W obu przypadkach w Australii i Nowej Zelandii godny uwagi jest rozwój zainteresowania uczestników rynku kosztami występującego ryzyka w transakcjach, co przełożyło się na zwiększenie handlu kontraktami futures. Po pierwsze bardziej dostrzegalne i transparentne ceny na rynku terminowym giełdowym wykazały, że są mniejsze niż w kontraktach bilateralnych na rynku pozagiełdowym (OTC). Po drugie po raz pierwszy ujawniono koszty ryzyka i zbadano ich niską presję na ceny poprzez zwiększenie siły konkurencyjnej i efektywności.

Premia określona jako różnica cen na rynku futures i rynku spot energii uwzględnia poziom ryzyka handlujących na rynku spot oraz stanowi składnik taryfy związany z ryzykiem dla odbiorców detalicznych. Jeśli premia istnieje, to jest naliczana dla sprzedawcy i absorbuje cenę ryzyka kupującego. Wraz ze zmianami poziomu ryzyka i jego kosztów premia rozszerza się bądź zwęża, okresowo może przyjmować wartość ujemną, czyli staje się dyskontem dla kupujących.

Premia za ryzyko kształtuje część kosztów energii, która stanowi kluczowy składnik detalicznych taryf elektrycznych. Analiza różnic w okresie 5 lat pomiędzy ceną futures a ceną spot dla czterech stanów Australii oraz rynku Nowej Zelandii ujawniła stałe i znaczne zawężenie premii. W stanach Victoria i New South Wales w tym okresie premia zmniejszyła się z 20–30% do 10%, w stanach Queensland i South Australia z 40–50% do mniej niż 10%.

Analiza serii danych dotyczących cen futures i spot w Australii pokazuje, że rozwój rynku futures znacząco wpływa na premię za ryzyko, której wynikiem było zmniejszenie cen detalicznych o ok. 5–7% w stosunku do detalicznych cen taryfowych.

Na rynku detalicznym energii w Singapurze są już widoczne wczesne sygnały pojawiających się korzyści, związane z wejściem na rynek energii futures niezależnych detalicznych (niepowiązanych z wytwórcami), ponieważ detaliczni wytwórcy energii elektrycznej już odpowiedzieli na presję konkurencyjną pochodzącą od niezależnych detalicznych. Przeciętnie detaliczni wytwórcy oferowali lepsze ceny w 2015 i 2016 roku. Co było pomocne w wywieraniu odgórnego ciśnienia na zmniejszenie cen

detalicznych energii elektrycznej na korzyść konsumentów energii w Singapurze.

8. Wnioski

W artykule wykazano, że pomimo negatywnych tendencji, jakie się ujawniły na RIF, wprowadzonym w 2015 rok na TGE, opartym na instrumencie bazowym indeksie TGe24, nie należy się wycofywać z podjętej decyzji. Jest wiele zalet tego rynku, ale też istnieją zagrożenia, z których należy zdawać sobie sprawę. Argumentów wspierających rozwój tego rynku dostarcza między innymi analiza korzyści wynikających z wprowadzenia RIF w tym samym czasie na giełdzie w Singapurze (SGX). Rynek futures w Singapurze został wprowadzony w oparciu o doświadczenia rynków funkcjonujących w Australii i Nowej Zelandii. Przy czym celem wprowadzenia tych rynków było wykreowanie konkurencyjności wśród konsumentów energii elektrycznej i doprowadzenie do zmniejszenia taryf stosowanych na rynku detalicznym. Cel został osiągnięty i doprowadzono do wymuszenia zmniejszenia taryf detalicznych o ok. 5–7% w stosunku do okresu, kiedy te rynki nie funkcjonowały. Fakt ten jest odczuwany przez każdego konsumenta energii elektrycznej. Warunkiem uzyskania takiego efektu jest zachowanie płynności na RIF na TGE. Jak wskazują doświadczenia innych krajów, można to uzyskać przez dopuszczenie do RIF uczestników rynku detalicznego energii elektrycznej, zwłaszcza spółki zajmujące się sprzedażą energii elektrycznej dla odbiorców końcowych, nie tylko tzw. urzędowych – wydzielonych ze spółek dystrybucyjnych, oraz tzw. detalicznych wytwórców, czyli działających tylko na rynku lokalnym, przy czym należałoby im zaproponować odpowiednią formę uczestnictwa. Ponadto należy dalej prowadzić szeroką kampanię informacyjną, której zwieńczeniem będzie świadomy uczestnik partycypujący w tym rynku i minimalizujący swoje ryzyko cenowe, a jednocześnie wywierający presję na obniżenie ceny detalicznej energii elektrycznej odbiorcom końcowym, co jest możliwe między innymi dzięki transparentności cen energii elektrycznej.

BIBLIOGRAFIA

- Carron M., Aroyo J.M., Conejo A.J., Abilevel stochastic programming approach for retailer futures market trading, *IEEE Transactions on Power Systems* 2009, Vol. 24, No. 3, s. 1446–1456.
- Dąbrowska-Kauf G., The technical reliability of electrical power objects in the formulation of management accountancy [w:] *The IEEE International Conference on Industrial Engineering and Engineering Management*, 2008, IEEM 2008, Singapore, 8–11 grudnia 2008, s. 556–560.
- Dąbrowska-Kauf G., Activity based costing management of two technical facilities reliability in enterprises of the power engineering sector [w:] *Electrical and Control Technologies – 2006. Proceedings of international conference*, Kaunas, Lithuania, 4–5 maja 2006, Kaunas: Technologija, 2006, s. 70–75.
- Dąbrowska-Kauf G., The risk management processes in electric energy trade in Poland, *Journal of KONBiN*, „Conference Proceedings. The 4th International Conference on Safety and Reliability. Kraków, 30th May - 2nd June 2006” Vol. 1, No. 1/2006, s. 261–268. Wyd. ITWL, Warszawa 2006.
- Dąbrowska-Kauf G., Innovations in power grid enterprises increasing effectiveness of processes ensuring continuity and quality of electric energy supplies. *Advances in Safety and Reliability, ESREL 2005* (Kołowrocki), A.A. Balkema Publishers, London, UK, Vol. 2, s. 421–427.
- Dębski W., Rynek finansowy i jego mechanizmy. Podstawy teorii i praktyki, PWN, Warszawa 2014.
- Jonson B., Sogomonian A., *Electricity futures, The US power market*, London: Risk Publication, 1997, s. 83–98.
- Kuteń M., Rozpoczęcie notowań na rynku futures Giełdy Energii SA, *Rynek Terminowy* 2002, nr 4.
- Mielczarski W., Michalik G., Open Electricity Markets in Australia, Contract and spot prices, *IEEE Power Engineering Review, Power Engineering Letters* 1999, No. 2.
- Electricity Futures Market [online], https://www.ema.gov.sg/Electricity_Futures_Market.aspx [dostęp: 3.03.2017].
- Dane dotyczące handlu kontraktami futures na giełdzie w Singapurze (SGX) [online], http://first.bloomberglp.com/regional/sg/semr812883/4_TradingSingaporeElectricityFutures_AndrewKoscharsky [dostęp: 3.03.2017].
- Australian Electricity Derivatives [online], https://www.asxenergy.com.au/products/electricity_futures [dostęp: 3.03.2017].
- Record high for New Zealand electricity futures market [online], <https://www.ea.govt.nz/about-us/media-and-publications/media-releases/2015/27-august/> [dostęp: 3.03.2017].
- TGE [online], <http://www.polpx.pl/> [dostęp: 3.03.2017].

Grażyna Dąbrowska-Kauf

dr inż.

Politechnika Wroclawska

e-mail: grazyna.dabrowska-kauf@pwr.edu.pl

Absolwentka Wydziału Elektrycznego Politechniki Wroclawskiej. Jest nauczycielem akademickim na Wydziale Elektrycznym w Katedrze Energoelektryki Politechniki Wroclawskiej, obecnie zatrudniona na stanowisku docenta. Jest uznanym specjalistą z zakresu elektroenergetyki oraz zarządzania w elektroenergetyce. Bierze czynny udział w konferencjach naukowo-technicznych, ma w swym dorobku kilkadziesiąt publikacji zagranicznych i krajowych oraz kilkanaście raportów z prac badawczych. W 2014 roku otrzymała Złoty Medal za długoletnią służbę, przyznany przez prezydenta RP za działalność naukową, badawczą, dydaktyczną i organizacyjną. Aktywnie uczestniczy też w działalności organizacji naukowo-technicznych (NOT, SEP). Za osiągnięcia w tej działalności została uhonorowana Srebrną i Złotą Odznaką Honorową SEP oraz Srebrną Odznaką Honorową NOT.

Wybrane aspekty interakcji układów przesyłowych prądu stałego w technologii tyrystorowej (LCC HVDC) i tranzystorowej (VSC HVDC)

Autorzy

Michał Kosmecki
Krzysztof Madajewski

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

układ przesyłowy prądu stałego, HVDC, VSC, LCC, przewrót komutacyjny, interakcja, stabilność napięciowa

Streszczenie

W referacie przedstawiono problem interakcji pomiędzy układem LCC HVDC a VSC HVDC. Pokazano, że samodzielna praca układu LCC HVDC w warunkach niskiej mocy zwarciowej jest możliwa oraz że przy tym poziomie mocy zwarciowej możliwe jest dodatkowe wyprowadzenie takiej samej mocy czynnej przez równolegle pracujący układ VSC HVDC, pod warunkiem że falownik tego łącza będzie pracował w trybie regulacji napięcia AC. Z drugiej strony w określonych okolicznościach to właśnie ten tryb może być przyczyną pogorszenia warunków pracy układu LCC, co wskazuje na potrzebę dokładnej analizy takich przypadków w celu właściwego doboru nastaw odpowiednich układów regulacji. Pokazano bowiem, że nastawy układu regulacji napięcia i układu PLL w warunkach normalnej mocy zwarciowej potrafią usprawnić proces powrotu do pracy układu LCC HVDC po zakłóceniach, natomiast w warunkach obniżonej mocy zwarciowej ten proces utrudniają.

1. Wprowadzenie

Układy przesyłowe prądu stałego (HVDC – *High Voltage Direct Current*) są coraz częściej stosowane i stanowią znaczący element systemów elektroenergetycznych. Do niedawna podstawowymi zastosowaniami układów HVDC były:

- przesył dużych mocy na znaczne odległości liniami napowietrznymi
- połączenia podmorskie obszarów asynchronicznych
- połączenia *back-to-back*.

Od kilku lat układy HVDC znajdują zastosowanie w:

- przyłączeniach farm wiatrowych *off-shore* do systemów AC na lądzie
- połączeniach punkt-punkt w obrębie systemu synchronicznego.

Planowanym kierunkiem rozwoju jest budowa sieci DC na morzu w związku z intensywnym rozwojem farm wiatrowych *off-shore*. Zwiększanie liczby instalacji HVDC coraz częściej prowadzi do usytuowania stacji przekształtnikowych kolejnych instalacji w pobliżu już istniejących stacji. Niewielka odległość elektryczna sprzyja powstawaniu interakcji między układami i może wywoływać negatywne skutki dla pracy systemu elektroenergetycznego. Interakcji sprzyja mała wartość ESCR (*Effective Short Circuit Ratio*), to jest stosunku mocy zwarciowej w miejscu przyłączenia układu LCC HVDC do mocy znamionowej łącza. Mała wartość ESCR może występować w warunkach normalnych pracy układu

lub tylko w warunkach zaburzeń dla układów cechujących się wysoką wartością ESCR w warunkach normalnych.

Analiza wybranych zagadnień równoległej pracy dwóch układów HVDC o odmiennych technologiach, tj. układu LCC HVDC (LCC – *Line Commutated Converter*) i VSC HVDC (VSC – *Voltage Source Converter*) jest przedmiotem niniejszego referatu.

1.1. Podstawy układów LCC HVDC

Układ LCC HVDC to klasyczne rozwiązanie układu przesyłowego prądu stałego, stosowane od połowy XX wieku, wykorzystujące w przekształtnikach tyrystory dużej mocy. Obecnie obserwuje się wzrost znamionowej mocy, wartości napięcia nominalnego oraz długości linii przesyłowych prądu stałego. Przysyłane moce sięgają 5000 MW, przy napięciach 800 kV i odległościach przesyłu liniami napowietrznymi do 3000 km. Trwają prace nad wykorzystaniem napięcia 1100 kV dla przesyłu mocy 10–12 GW na odległość 2000 km. Największe, jak dotąd, instalacje LCC HVDC zbudowano w Chinach i Indiach. Szczegóły budowy i działania układów LCC HVDC można znaleźć m.in. w [3, 6].

Ważnym zastosowaniem technologii LCC HVDC są połączenia podmorskie obszarów niesynchronicznych. Wiele takich połączeń zrealizowano w Europie. Do największych istniejących należy połączenie NorNed, między Norwegią a Holandią, o parametrach: moc znamionowa – 700 MW, długość kabla – 580 km, napięcie – ± 450 kV. W budowie jest połączenie między

Norwegią a Wielką Brytanią o długości 750 km i mocy znamionowej 1400 MW. Do tej klasy układów należy również połączenie SwePol Link, między Polską a Szwecją. Technologia LCC HVDC to dojrzałe sprawdzone rozwiązanie charakteryzujące się przy tym niewielkimi stratami mocy (poniżej 0,7% na przekształtnik). Jednakże jej zastosowanie napotyka na ograniczenia, tam gdzie:

- punkt przyłączenia stacji przekształtnikowej charakteryzuje zbyt mała wartość mocy zwarciowej w stosunku do mocy znamionowej łącza
- celowa jest realizacja połączenia wieloterminalowego
- występuje znaczne ryzyko niewłaściwej komutacji zaworów w falowniku (tak zwany przewrót komutacyjny) w przypadku zakłóceń w sieci napięcia przemiennego zasilającej falownik
- brak napięcia przemiennego w sieci po stronie falownika, układ LCC HVDC nie może podjąć pracy w tych warunkach.

1.2. Podstawy układów VSC HVDC

Wymienione obostrzenia nie stanowią istotnego ograniczenia w stosowaniu układów HVDC w nowej, rozwijanej od 1997 roku technologii VSC HVDC. Podstawowa różnica w porównaniu z tradycyjną technologią LCC wynika z wykorzystania w układach VSC HVDC elementów wyłączalnych, zdolnych do wyłączenia w dowolnym momencie, a nie tylko przy przejściu prądu przez zero, jak to ma miejsce w standardowych tyrystorach. Wyłączenie elementu sterowalnego nie oznacza przerwania prądu, a jedynie transfer prądu z elementu wyłączalnego do diody, w szczególnym przypadku, gdy $\cos \varphi = 1$ do innego elementu wyłączalnego. W praktyce w układach VSC HVDC jako elementy wyłączalne stosuje się niemal wyłącznie tranzystory IGBT. Obecnie planuje się instalacje punkt-punkt do 1200 MW z wykorzystaniem kabli z polietylenu usieciowanego o napięciu 500 kV. Układy VSC HVDC charakteryzują wyższe straty niż układy LCC HVDC. Dla rozwiązań z modulacją PWM jest to ok. 1,7% na przekształtnik, a dla rozwiązań MMC (*Modular Multi-Level Converter*) straty ograniczono do ok. 1% na przekształtnik.

Wykorzystując przekształtnik VSC, można sterować amplitudą, fazą, jak również częstotliwością napięcia wyjściowego. Oznacza to, że przekształtnik VSC pokrywa cztery kwadranty i może pracować jako prostownik lub falownik, przy czym w obu przypadkach z generacją lub poborem mocy biernej. Moc czynna i bierna może być niezależnie sterowana poprzez zmiany kąta fazowego lub amplitudy napięcia wyjściowego w stosunku do prądu AC. Zmiany kierunku przepływu mocy czynnej w układzie VSC HVDC dokonuje się przez zmianę kierunku prądu w obwodzie prądu stałego z zachowaniem polaryzacji napięcia.

Szczegóły budowy i działania układów VSC HVDC można znaleźć między innymi w [1, 7].

1.3. Praca równoległa układów przesyłowych prądu stałego

Wobec rosnącej liczby układów przesyłowych prądu stałego, wynikającej m.in. z potrzeby zwiększania możliwości wymiany międzysystemowej, dystans elektryczny pomiędzy kolejnymi układami się zmniejsza. Miarą oddziaływania jednego układu na drugi jest współczynnik MIIF (*Multi Infeed Interaction*

Factor) [13], wyrażający stosunek zmiany napięcia AC falownika łącza na skutek jednostkowej zmiany napięcia w stacji falownika innego łącza. Wartość MIIF równa zero oznacza brak interakcji, z kolei MIIF bliski jedności implikuje mocne wzajemne powiązanie, w szczególności niebezpieczeństwo propagacji zakłóceń z jednego układu na drugi. Szeroko wykorzystywany do wstępnej oceny interakcji pomiędzy układami LCC HVDC współczynnik MIIF nie ma zastosowania do układów VSC HVDC, gdyż w zdecydowanej większości przypadków pracują one w trybie regulacji napięcia po stronie AC i wszelkie wywoływane zmiany tego napięcia są natychmiast kompensowane. Poza tym łącza klasy VSC HVDC nie były instalowane w bliskim sąsiedztwie innych układów, co się jednak zmienia. Przykładem są układy EstLink 1 i 2 [14] pomiędzy Estonią i Finlandią (odpowiednio 350 MW VSC i 650 MW LCC), oraz Skagerrak 3 i 4 pomiędzy Danią a Norwegią (odpowiednio 500 MW LCC i 715 MW VSC) [15], jak i planowane połączenia morskich farm wiatrowych do systemu lądowego, w tym połączenia do KSE [16, 17].

O ile przypadek wzajemnego oddziaływania układów LCC można rozpatrywać jedynie w kategorii problemów we współpracy tych układów, przejawiających się m.in. w postaci propagacji przepięć dorywczych i przewrotów komutacyjnych czy interakcji układów sterowania, o tyle sąsiedztwo układów VSC HVDC dla układów LCC powinno być korzystne ze względu na możliwość płynnej i szybkiej zmiany mocy biernej oferowanej przez układy VSC HVDC, szczególnie przydatną dla wsparcia systemu AC podczas zakłóceń w sieci. Niniejszy referat ma na celu przedstawienie wpływu (interakcji) na pracę układu LCC blisko zlokalizowanego układu VSC dla wybranych zakłóceń w pracy systemu.

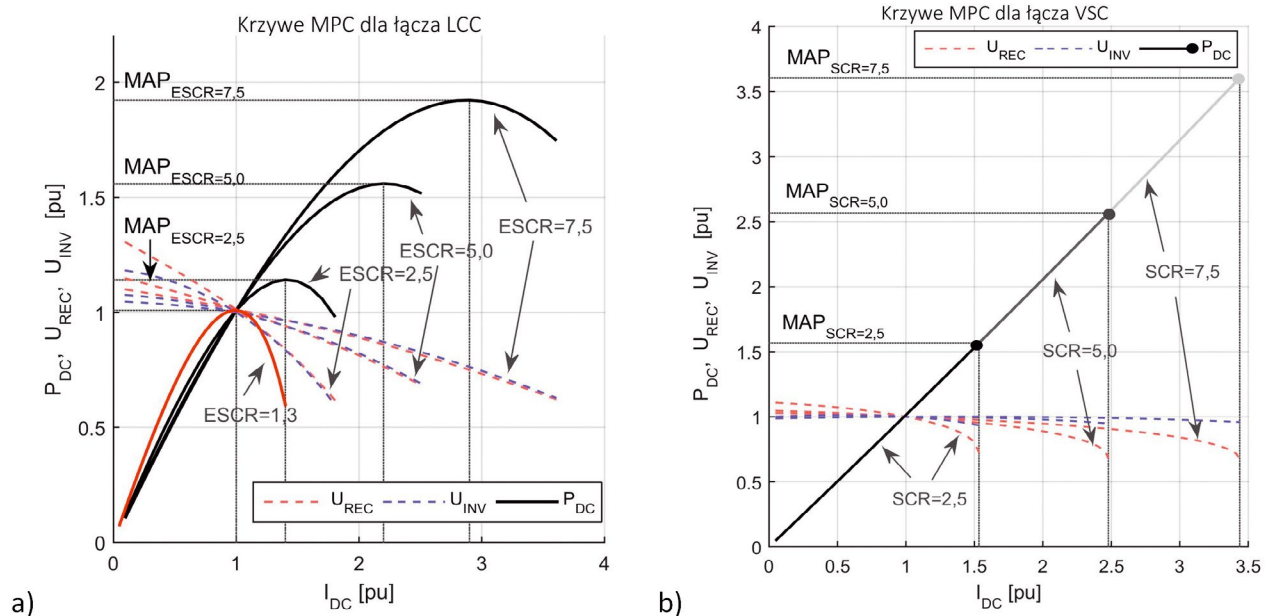
2. Praca układów prądu stałego w warunkach obniżonej mocy zwarciowej

Praca falownika łącza HVDC LCC w warunkach obniżonej mocy zwarciowej wiąże się przede wszystkim z problemami z występowaniem przewrotów komutacyjnych. To problemy natury dynamicznej, których analiza wymaga symulacji możliwie dokładnego modelu 3-fazowego w programie klasy EMTF (program do analiz zjawisk elektromagnetycznych). Zagadnienie to szerzej omówiono w dalszej części referatu.

Niska moc zwarciowa sprzyja również uwidocznieniu interakcji, do jakich dochodzi pomiędzy układem HVDC a systemem AC. Podłożem interakcji jest wpływ pracy układu LCC HVDC na warunki napięciowe w stacjach przekształtnikowych łącza. Ponieważ układ VSC HVDC ma możliwość regulacji napięcia w systemie AC, a tym samym będzie brał udział w omawianej interakcji, temat ten przybliżono poniżej.

2.1. Interakcja pomiędzy systemem DC i AC

Interakcję pomiędzy systemem DC i AC w stanach ustalonych najwygodniej analizować przy wykorzystaniu krzywych maksymalnej mocy (MPC – *Maximum Power Curve*) [9]. Krzywa MPC obrazuje, jak bardzo może wzrosnąć prąd DC do momentu, w którym dalszy wzrost nie pociąga za sobą zwiększenia mocy przesyłanej łączem. Taki punkt pracy systemu określany jest mianem maksymalnej osiągalnej mocy (MAP – *Maximum*



Rys. 1. Porównanie krzywych MPC dla łącza a) LCC HVDC, b) VSC HVDC dla tych samych poziomów mocy zwarciowej

Available Power), a jego przekroczenie oznacza pracę w obszarze niestabilnym. Mechanizm utraty stabilności jest następujący – obniżenie napięcia AC po stronie falownika spowoduje zmniejszenie napięcia DC w obwodzie prądu stałego. Podstawowy tryb pracy prostownika w stanach normalnych to regulacja przesyłanej mocy czynnej P_{dc} , zatem sposobem na przywrócenie mocy P_{dc} będzie zwiększenie prądu DC w łączu. Większy prąd DC to zwiększony pobór mocy biernej przez przekształtnik, co prowadzi do dalszego obniżania napięcia po stronie AC. Jeżeli ta zmiana nie zostanie skompensowana lub łącze nie zmieni trybu pracy, to cykl będzie się powtarzał do momentu całkowitego zatrzymania układu.

Powyżej opisany mechanizm interakcji pomiędzy układem LCC HVDC a systemem AC można przerwać. Gdy dochodzi do obniżenia napięcia w obwodzie DC (typowe wartości to $U_{dc} < 0,75-0,85$ p.u.) prostownik powinien przejść z regulacji mocy do regulacji prądu I_{dc} . Powrót do regulacji mocy następuje, gdy $U_{dc} > 0,95$ p.u. przez co najmniej 100 ms. Takie warunki pracy ($I_{dc} = \text{const}$) są korzystniejsze z punktu widzenia zmniejszenia zagrożeń utraty stabilności napięciowej w porównaniu z pracą $P_{dc} = \text{const}$. Falownik w stanach normalnych i wysokiej wartości ESCR zazwyczaj pracuje z kryterium minimum kąta wyprzedzenia wyłączania falownika (min. γ). W warunkach niskiej wartości ESCR po stronie falownika regulacja według kryterium min. γ nie zapewnia stabilnej pracy układu po zaburzeniu. W takich warunkach pracy lepsze właściwości uzyskuje się, gdy regulacja odbywa się według kryterium stałego napięcia w obwodzie prądu stałego ($U_{dc} = \text{const}$).

Należy zaznaczyć, że osiągnięcie poziomu MAP w realnych warunkach pracy może nie być możliwe, gdyż odpowiadający mu prąd DC może być zbyt duży lub napięcie AC będzie tak

niskie, że zadziałają odpowiednie zabezpieczenia. Niemniej krzywe MPC znajdują zastosowanie jako narzędzie planistyczne lub teoretyczno-analityczne.

Krzywe MPC dla łącza HVDC LCC, pracującego w trybie regulacji mocy (prostownik) i kąta gamma (falownik), dla trzech wielkości mocy zwarciowej, zmienianej po obu stronach łącza, przedstawiono na rys. 1a. Pokazano również zmiany napięć na zaciskach prostownika i falownika (kolorowe linie przerywane). W warunkach niskiej mocy zwarciowej (ESCR = 2,5) wartość MAP jest niewiele większa niż moc znamionowa (MAP = 1,14 p.u., $I_{MAP} = 1,4$ p.u.). Blisko dwukrotny wzrost mocy zwarciowej powoduje wzrost MAP zaledwie o 0,42 p.u. Dodatkowo pokazano, że spadek mocy zwarciowej do poziomu odpowiadającemu ESCR = 1,3 spowoduje, że moc znamionowa będzie odpowiadała poziomowi MAP. Praca układu w takich warunkach i przy jeszcze niższej mocy zwarciowej wymaga zmian trybu regulacji zgodnie z opisem powyżej.

Uwarunkowania dla pracy układów VSC HVDC w warunkach obniżonej mocy zwarciowej są co do zasady podobne [10], tj. wartość MAP również zależy od współczynnika SCR¹ i kąta impedancji sieci w miejscu przyłączenia oraz od trybu pracy przekształtnika. Na rys. 1b przedstawiono krzywe MPC dla układu VSC, w którym – w celu miarodajnego porównania z układem LCC – założono, że przekształtniki łącza VSC pracują w trybie regulacji mocy biernej w PCC z zadaną wartością równą zero. Z porównania wynika, że w tych samych warunkach systemowych łączem klasy VSC można bezpiecznie przesyłać moc na większym poziomie, a różnica jest tym większa, im większa jest moc zwarciowa. W praktyce przekształtniki rzadko kiedy pracują ze stałą mocą bierną, gdyż wykorzystywany jest tryb regulacji napięcia w PCC oferowany przez przekształtniki

¹ Ograniczenie wynikające z minimalnego poziomu mocy zwarciowej nie dotyczy możliwości pracy układów VSC HVDC na system pasywny (nieposiadający własnych źródeł napięcia), w której wymagana jest zmiana sposobu wykorzystania pętli fazowej, z trybu śledzenia fazy napięcia na tryb jej zadawania. Jest to analogia do pracy wyspowej i pracy w sieci dla regulatora obrotów generatora synchronicznego.

napięciowe, co istotnie zwiększa możliwości przesyłu mocy. Regulacja napięcia w węzle sprawia bowiem, iż uzyskuje on charakter zbliżony do idealnego źródła napięciowego. Wówczas liniowa charakterystyka MPC dla układu VSC będzie ograniczona przede wszystkim parametrami znamionowymi obwodów pierwotnych, które mają swoje odbicie w charakterystyce PQ przekształtnika i maksymalnym poziomie napięcia AC po stronie przekształtnika. Zapasy stabilności są tak duże w porównaniu z układami LCC HVDC, pracującymi w takich samych warunkach, że zazwyczaj przyjęło się pomijać wielkość mocy zwarciowej jako kryterium pracy tych układów. Jednak również w tym przypadku jakość regulacji zależy od mocy zwarciowej.

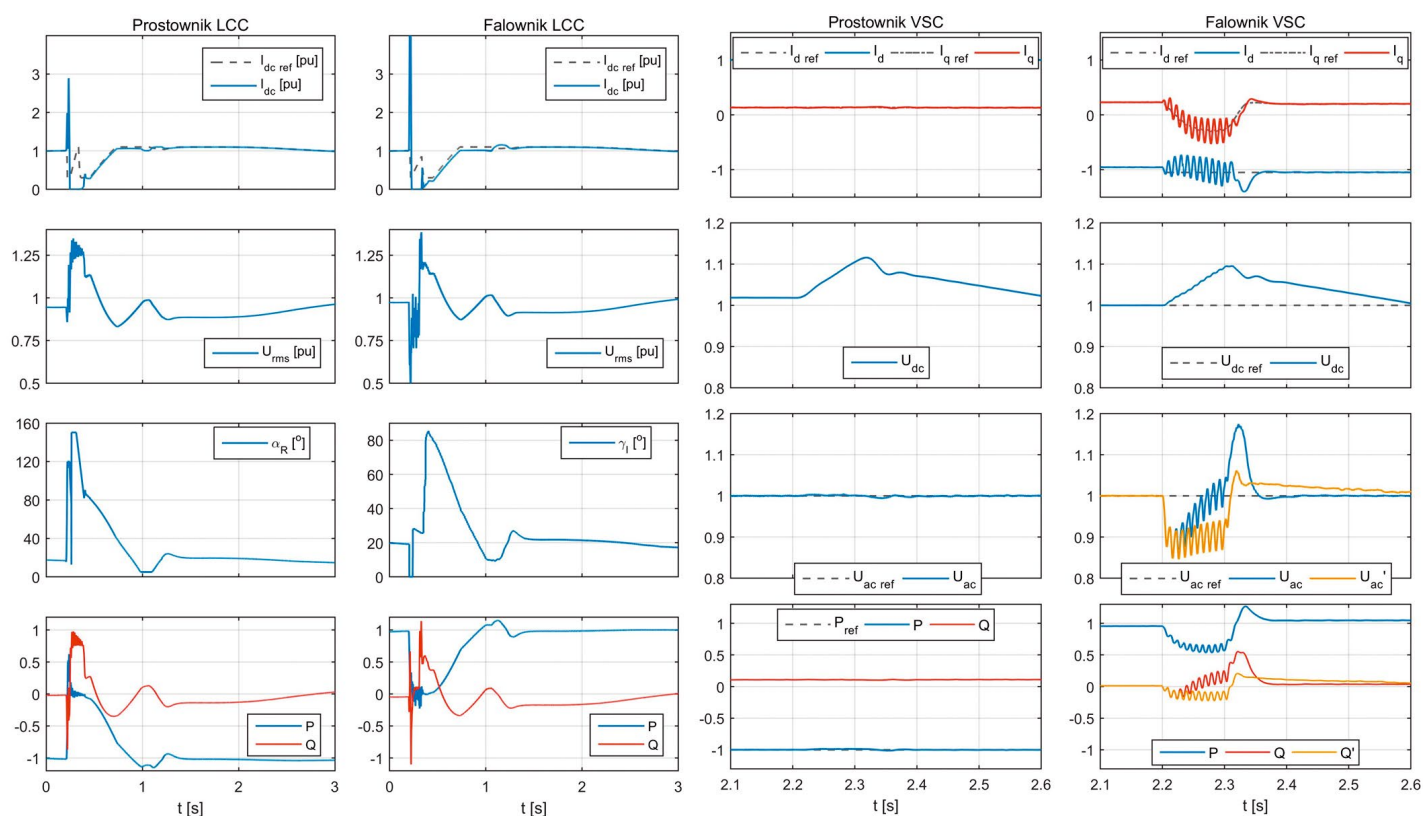
2.2. Praca w stanach zakłóceń

Przy małych wartościach ESCR dominują problemy natury dynamicznej, mające krytyczne znaczenie dla zapewnienia poprawnej pracy falownika. Prostownik, ze względu na małe kąty wyzwalania ($15\text{--}20^\circ$), nawet przy niewielkich wartościach ESCR zazwyczaj pracuje poprawnie. Uzyskanie możliwości stabilnej pracy układu HVDC przy niskich wartościach ESCR wymaga analizy i dostosowania nastaw układu regulatorów PI, w szczególności regulatorów pętli fazowej PLL (PLL – *Phase Locked Loop*). Układ ten odpowiada za wskazanie równoodległych momentów czasowych, w których wysyłane są impulsy wyzwalające do tyrystorów przekształtników. Opis struktury i doboru parametrów standardowych układów sterowania jest przedstawiony obszernie w literaturze, m.in. w [3, 5, 6]. W praktyce często wiedzę o istotnych szczegółach zrealizowanych

układów posiada jedynie dostawca. W pracach badawczych wykorzystywane są standardowe modele oraz publicznie dostępne informacje często pochodzące jednak od samych producentów. Modele i parametry układów sterowania łączem LCC HVDC, przyjęte w niniejszej pracy, korzystają z danych o połączeniu Polska – Szwecja (SwePol Link), zawartych m.in. w [2, 4, 5]. Moc znamionowa układu to 600 MW, długość połączenia kablowego to ok. 250 km na napięciu 450 kV. Dla układu VSC HVDC opracowano model o identycznej mocy znamionowej (600 MW) i długości połączenia kablowego (250 km), ale na napięciu ± 320 kV. Odwzorowano łącze oparte na dwupoziomowym przekształtniku napięcia z modulacją PWM i regulacją prądu w wirującym układzie odniesienia dq, wykorzystującą regulatory PI.

Jako kryterium stabilnej dla łącza LCC HVDC pracy przyjęto brak wielokrotnych przewrotów komutacyjnych i płynny powrót do stanu sprzed zaburzenia po wystąpieniu zwarcia 1-fazowego w sieci 400 kV za impedancją Z_{2L} (rys. 3) po stronie falownika. Omówione wyżej dostosowanie parametrów i trybu sterowania łączem LCC HVDC pozwoliło na stabilną pracę w warunkach znamionowych przy mocy zwarciowej na szynach równej 1800 MVA, co odpowiada wartości ESCR 2,5. Odpowiednie przebiegi pokazano na rys. 2.

Przedstawione przebiegi potwierdzają odmienne zachowanie obu układów w odpowiedzi na to samo zakłócenie. Przywrócenie przesyłu mocy do poziomu sprzed zakłócenia trwa ok. 750 ms w przypadku układu LCC HVDC i ok. 130 ms w przypadku układu VSC HVDC. W falowniku układu LCC HVDC pojedyncze



Rys. 2. Praca samodzielna układów: odpowiedź na zwarcie 1-fazowe usunięte z czasem 100 ms dla $ESCR = 2,5$; moc czynna i bierna mierzona na szynach A i B – przyjęto dodatni znak dla mocy czynnej oddawanej do sieci przez falownik i mocy biernej pojemnościowej; kolorem pomarańczowym oznaczono przebiegi dla zmienionych nastaw regulatora napięcia dostosowane dla pracy równoległej obu układów przy niskim ESCR

doziemienie powoduje powstanie przewrotu komutacyjnego, skutkującego chwilowym zatrzymaniem przesyłu mocy łączem. Wraz ze zmniejszeniem mocy czynnej maleje pobór mocy biernej przez przekształtniki, co skutkuje chwilowym wzrostem napięcia przemiennego po obu stronach układu do poziomu 1,25 p.u.

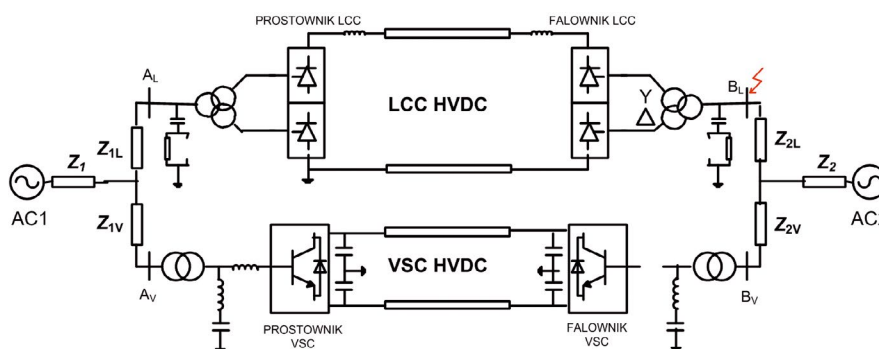
W przeciwieństwie do układu LCC HVDC, układ VSC HVDC nie przenosi skutków zakłócenia na drugą stronę. Zarówno przesył mocy czynnej, jak i regulacja napięcia nie zostały zakłócone po stronie prostownika. Widoczne jest natomiast przeregulowanie w przebiegu napięcia stałego po obu stronach układu. Jego przyczyna leży w działaniu ogranicznika prądu, którego punkt pracy przed zaburzeniem był bliski wartości znamionowej prądu. Po stronie falownika nie doszło jednak do zatrzymania przesyłu, a przekształtnik ograniczył zapad napięcia do poziomu 0,9 p.u.

3. Model układów LCC HVDC i VSC HVDC pracujących równolegle

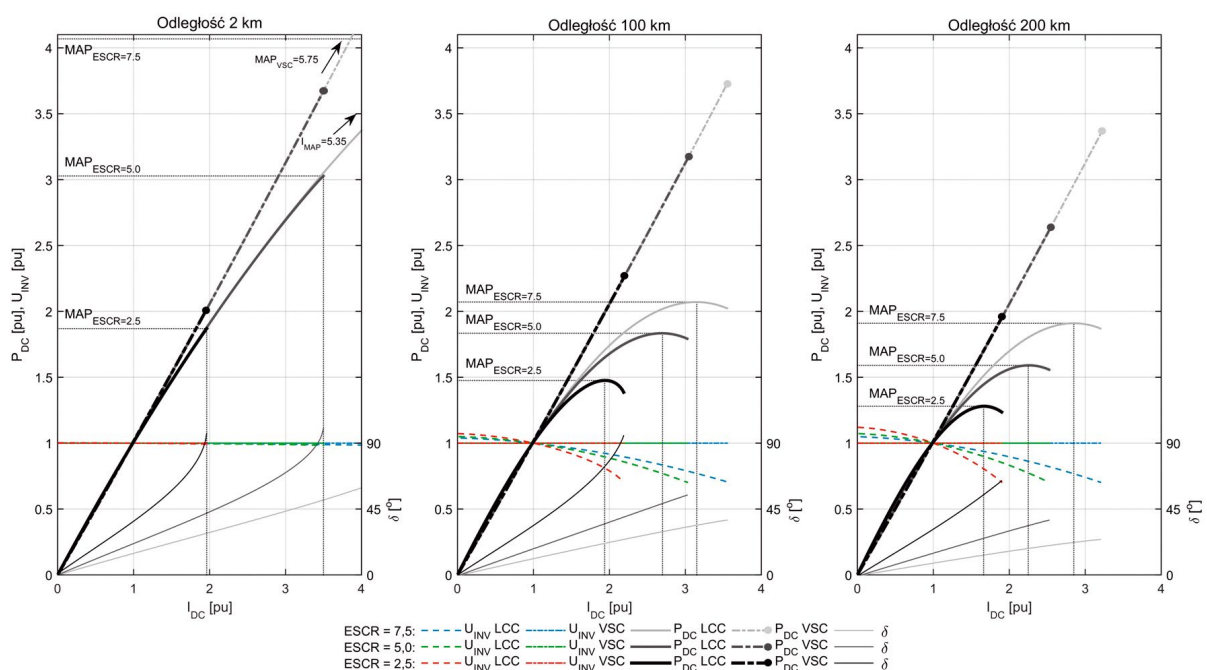
Równoległa praca układów została przebadana z wykorzystaniem modelu przedstawionego na rys. 3, w którym moc

zwarciową oraz odległość pomiędzy stacjami przekształtnikowymi obu układów kształtowano poprzez zmianę wyszczególnionych impedancji. Przebadano warianty sztywności sieci odpowiadające współczynnikowi ESCR równemu 2,5, 5 i 7,5 oraz trzy warianty dystansu dzielącego stacje falownikowe: 2 km, 100 km i 200 km. Drugi wariant odpowiada zlokalizowaniu stacji przekształtnikowej drugiego łącza w stacji Dunowo, trzeci w Krajniku. Założono pracę obu przekształtników łącza VSC HVDC w trybie regulacji napięcia. Prostownik VSC1 regulował moc czynną, falownik VSC2 napięcie DC.

Poniżej przedstawiono wyniki analiz statycznych w postaci krzywych MPC. Konstruowano je przy założeniu równomiernego wzrostu prądu DC w obu układach. Po stronie systemu AC1 zamodelowano dużą moc zwarciową odpowiadającą $ESCR = 15$, przy wykorzystaniu impedancji Z_{1L} i Z_{1V} ; impedancję Z_1 pozostawiono zerową, co praktycznie eliminuje wzajemny wpływ przekształtników po stronie prostowników. Dokonane analizy wykazały poprawę warunków funkcjonowania łącza LCC HVDC w stanach ustalonych, w szczególności:



Rys. 3. Schemat równoległe pracujących układów LCC HVDC oraz VSC HVDC



Rys. 4. Krzywe MPC dla pracy równoległej układu LCC HVDC i VSC HVDC

- Poprawa jest tym większa, im bliżej układ VSC jest zlokalizowany względem układu LCC
 - W wariancie tej samej lokalizacji powstaje możliwość wprowadzenia do systemu dużo większej mocy; poziom MAP układu LCC HVDC jest zdecydowanie wyżej (por. rys. 1) i to przy równoległej pracy w tej samej lokalizacji układu VSC. Dokładna analiza krzywych dla tego wariantu (rys. 4) wskazuje na zmianę ich charakteru, bowiem poziom MAP osiągnąć jest nie poprzez kryterium stabilności napięciowej, a kątowej (charakter i wielkość zmian kąta mocy zobrazowanego w dolnej części wykresów wskazuje na możliwość utraty równowagi statycznej). Należy zauważyć, że zgodnie z rys. 4, niezależnie od odległości, punkt odpowiadający mocy znamionowej obu układów pracujących równolegle jest stabilny. Gdyby założyć pracę dwóch układów LCC HVDC, to wówczas ESCR takiego układu równoległego wynosiłoby 1,0, co zgodnie z rys. 1a byłoby wariantem niestabilnym pracy w trybie regulacji mocy (krytyczne ESCR równe jest 1,3)
 - Podobny charakter zmian obserwuje się w przypadku oddalenia obu układów. W wariancie 100 km wciąż odczuwalne jest wsparcie systemu poprzez regulację napięcia przez przekształtnik VSC, choć na mniejszym poziomie. Przy niskiej mocy zwarciowej widoczny jest wpływ obu kryteriów na załamanie krzywej MPC. Dla wyższych mocy zwarciowych krzywe MPC dla układu LCC HVDC mają charakterystyczny kształt, co świadczy o mniejszym korzystnym wpływie układu VSC
 - Nawet w przypadku dużego oddalenia układów (200 km) widoczna jest poprawa warunków pracy układu LCC HVDC.
- W dalszej części pracy badano wybrane aspekty dynamiczne wpływu pracy łącza VSC HVDC na warunki pracy układu LCC

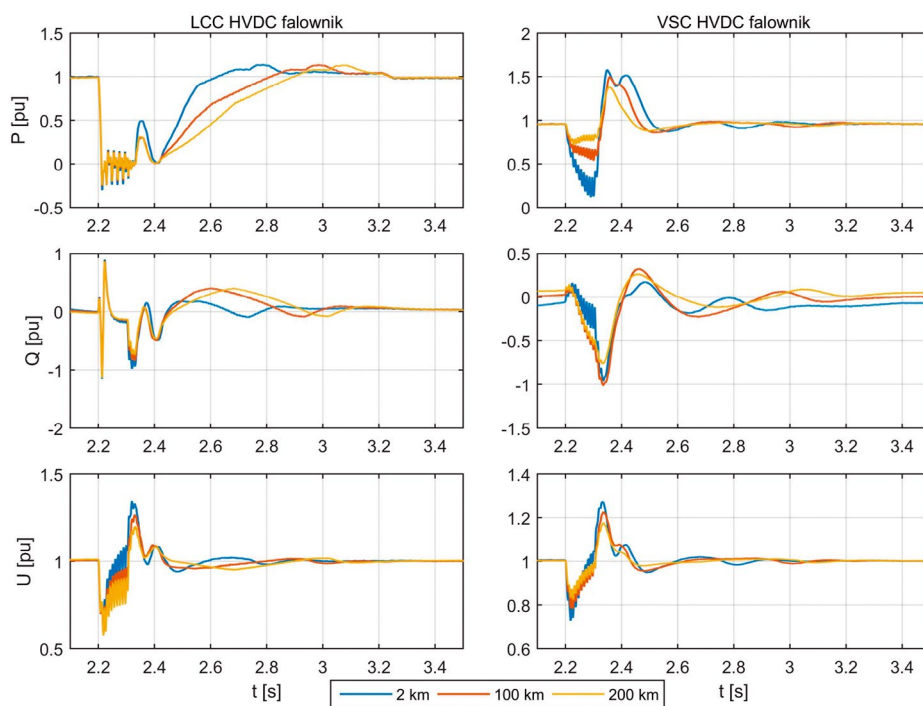
HVDC. Analogicznie do analiz pracy samodzielnej układów, w pracy równoległej jako kryterium przyjęto stabilny powrót do normalnej pracy układu LCC po pojedynczym doziemieniu po stronie falownika na szynach B_L . Prostowniki w obu układach pracowały z impedancją Z_2 równą zero i przy niskich mocach zwarciowych.

Na rys. 5 przedstawiono przebiegi mocy czynnej, biernej i napięcia na szynach obu falowników dla trzech długości linii dla mocy zwarciowej odpowiadającej współczynnikowi ESCR równemu 5. Bliskie sąsiedztwo przekształtnika VSC z regulacją napięcia poprawia warunki powrotu do normalnej pracy łącza LCC HVDC po przewrocie komutacyjnym. Powrót do wyjściowego stanu pracy następuje ok. 200 ms szybciej niż w wariancie oddalenia obu falowników o 100 km i 350 ms szybciej niż w wariancie 200 km. Przy relatywnie dużej mocy zwarciowej jest to najbardziej istotna różnica.

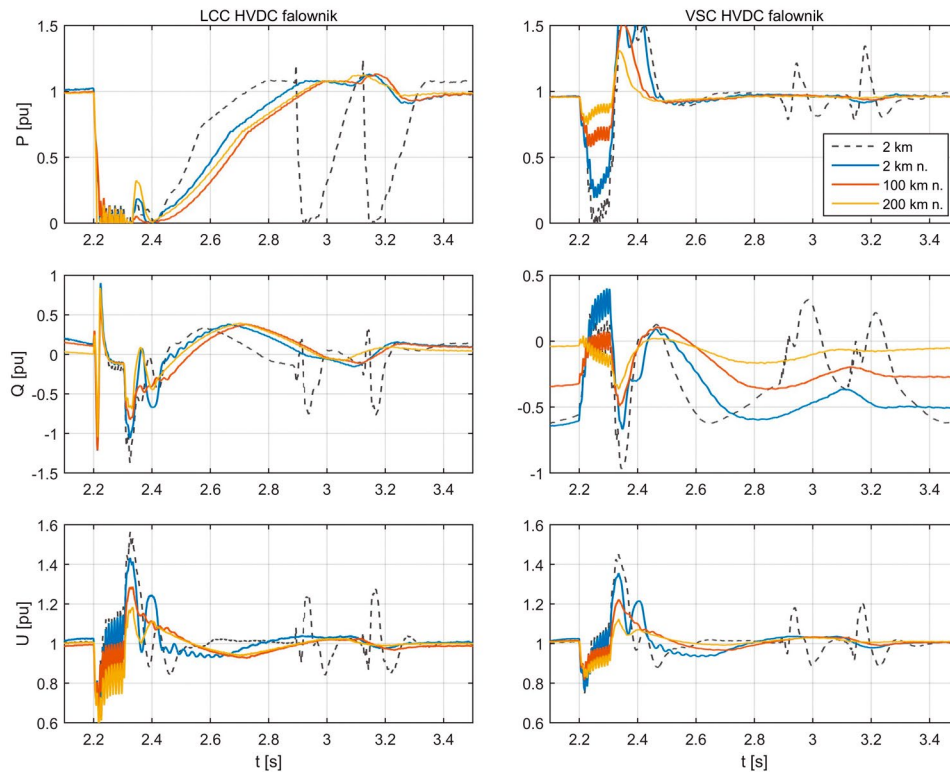
W wariancie niskiej mocy zwarciowej ($ESCR = 2,5$) najbardziej istotne znaczenie dla poprawnej pracy układów, w szczególności gdy przekształtniki zlokalizowane są blisko siebie, posiadają następujące elementy:

a) Pętla fazowa

W obu rozwiązaniach układów HVDC, w układzie sterowania tyrystorów (LCC) lub tranzystorów IGBT (VSC), wykorzystuje się pętlę fazową. Zadaniem układu PLL jest dostarczenie referencyjnego sygnału fazy zsynchronizowanego z napięciem sieci. W układzie LCC HVDC sygnał ten jest wykorzystywany do określenia równoodległych momentów czasowych, w których wysyłane są impulsy wyzwalające do tyrystorów przekształtników. W układzie VSC HVDC sygnał z PLL wykorzystuje się z transformacjami między różnymi układami odniesienia ($abc, \alpha\beta, dq0$)



Rys. 5. Praca równoległa układów LCC HVDC i VSC HVDC: odpowiedź na zwarcie 1-fazowe usunięte z czasem 100 ms dla $ESCR = 5,0$; P, Q : moc czynna i bierna mierzona na szynach A i B – przyjęto dodatni znak dla mocy czynnej oddawanej do sieci przez falownik i mocy biernej pojemnościowej, U : napięcie na szynach B_L i B_V



Rys. 6. Praca równoległa układów: odpowiedź na zwarcie 1-fazowe usunięte z czasem 100 ms dla $ESCR = 2,5$; P , Q : moc czynna i bierna mierzona na szynach A i B – przyjęto dodatni znak dla mocy czynnej oddawanej do sieci przez falownik i mocy biernej pojemnościowej; U : napięcie na szynach B_L i B_V ; linią przerywaną oznaczono przebiegi dla niezmienionych nastaw regulatora falownika układu VSC HVDC; symbolem „n” oznaczono przebiegi dla nowego zestawu nastaw tego regulatora

oraz do określenia względnego położenia między napięciem sieci a napięciem generowanym na wyjściu układu VSC HVDC, a w konsekwencji do sterowania tranzystorami IGBT. W obu zastosowaniach uzyskanie możliwości poprawnej pracy układu HVDC przy niskich wartościach $ESCR$ wymaga analizy i dostosowania nastaw układu regulatora (PI lub PID) do warunków sieciowych [18–20]. Zbyt szybki układ (duże wzmocnienie, mała stała czasowa) może prowadzić do niestabilności i negatywnej interakcji układów

b) Układ regulacji napięcia falownika łącza VSC HVDC

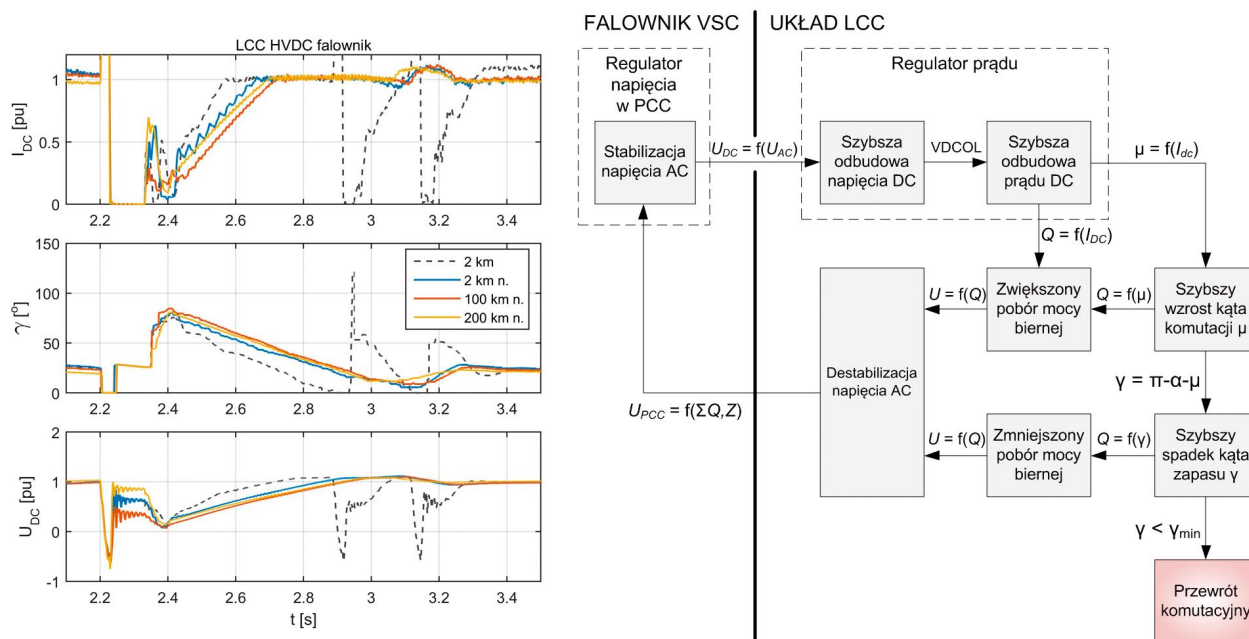
Analogiczny problem dotyczy układu regulacji napięcia, w którym z jednej strony wysokie wartości wzmocnień zmniejszają głębokość zapadu napięcia podczas zwarcia, z drugiej jednak przyczyniają się do powstania znacznego przeregulowania po jego ustąpieniu (przebiegi oznaczone kolorem niebieskim i pomarańczowym na rys. 2). Przyjęte kryterium pojedynczego przewrotu komutacyjnego w założonych warunkach sieciowych możliwe było do spełnienia dopiero po zmianie nastaw regulatora napięcia falownika łącza VSC HVDC.

Z porównania przebiegów dla dwóch zestawów nastaw przedstawionych na rys. 6 i 7 wynika, że zbyt szybka regulacja napięcia przez falownik łącza VDC HVDC może utrudnić proces powrotu układu LCC HVDC do warunków znamionowych po zakłóceniu. Dochodzi bowiem do niekorzystnej interakcji pomiędzy regulatorem prądu łącza LCC HVDC a regulatorem napięcia układu VSC. Charakterystyka interakcji jest następująca – regulator napięcia poprzez stabilizację napięcia przemiennego przyczynia się do szybszej odbudowy napięcia DC w układzie LCC. Dzięki

temu układ VDCOL, warunkujący wartość zadaną prądu DC, wcześniej dopuszcza wyższe wartości zadane prądu, co zwiększa pobór mocy biernej przez przekształtnik tyrystorowy. Na skutek tego oraz przy napięciu DC wciąż poniżej wartości znamionowej zwiększeniu ulega kąt komutacji μ i zmniejszeniu kąt zapasu γ . Oba te kąty mają wpływ na wartość mocy biernej pobieranej przez przekształtnik, a zatem i na przebieg napięcia na szynach stacji falownika układu LCC. Jak pokazano na poniższych symulacjach, w skrajnym przypadku może dojść do takiego zaniżenia kąta zapasu, że wystąpi kolejny przewrót komutacyjny. Schematycznie proces ten przedstawiono na rys. 7 (po prawej). Interakcja pomiędzy układem LCC HVDC, który podczas procesu powrotu do znamionowych warunków pracy po wystąpieniu przewrotu komutacyjnego zwiększa pobór mocy biernej, a systemem AC (wraz z filtrami i bateriami kondensatorów w stacji przekształtnikowej), z którego dosyła się tę moc, jest zmieniana przez przekształtnik VSC. Im bliżej siebie zlokalizowane są oba przekształtniki, tym udział przekształtnika VSC w omawianej interakcji jest większy. W przypadku niskich mocy zwarciovych intensywność interakcji może być na tyle duża, że ponowna analiza i dobór parametrów układu regulacji napięcia przekształtnika VSC mogą okazać się niezbędne.

4. Podsumowanie

W niniejszym referacie przedstawiono problem interakcji pomiędzy układem LCC HVDC a VSC HVDC w warunkach niskiej mocy zwarcioviej. Pokazano, że samodzielna praca układu LCC HVDC w warunkach odpowiadających $ESCR = 2,5$ jest



Rys. 7. Praca równoległa układów, po lewej: odpowiedź na zwarcie jednofazowe usunięte z czasem 100 ms dla $ESCR = 2,5$; I_{DC} : prąd DC falownika, γ : kąt zapasu, U_{DC} : napięcie DC falownika; linią przerywaną oznaczono przebiegi dla niezmienionych nastaw regulatora falownika układu VSC HVDC; symbolem „n” oznaczono przebiegi dla nowego zestawu nastaw tego regulatora; po prawej: schemat blokowy interakcji pomiędzy łączem LCC HVDC a VSC HVDC

możliwa oraz że przy tym poziomie mocy zwarciowej możliwe jest dodatkowe wyprowadzenie takiej samej mocy czynnej przez równoległe pracujący układ VSC HVDC, pod warunkiem że falownik tego łącza będzie pracował w trybie regulacji napięcia AC. Z drugiej strony w określonych okolicznościach to właśnie ten tryb może być przyczyną pogorszenia warunków pracy układu LCC, co wskazuje na potrzebę dokładnej analizy takich przypadków w celu właściwego doboru nastaw odpowiednich układów regulacji. Pokazano bowiem, że nastawy układu regulacji napięcia i układu PLL w warunkach normalnej mocy zwarciowej potrafią usprawnić proces powrotu do pracy układu LCC HVDC po zakłóceniach, natomiast w warunkach obniżonej mocy zwarciowej ten proces utrudniają.

BIBLIOGRAFIA

1. Arrillaga J. i in., *Self-Commutating Converters for High Power Applications*, Wiley, 2009.
2. Kosmecki M., Praca układu przesyłowego prądu stałego (HVDC) w warunkach obniżonej mocy zwarciowej, Konferencja „Aktualne problemy w elektroenergetyce”, Jurata 2009.
3. Kimbark E.W., *Direct Current Transmission*, Wiley-Interscience, 1971.
4. Madajewski K., Modele dynamiczne systemu elektroenergetycznego do badania układów przesyłowych prądu stałego, *Prace Instytutu Energetyki* 2003, z. 25.
5. Madajewski K., System przesyłowy prądu stałego (HVDC) Polska – Szwecja, *Automatyka Elektroenergetyczna* 2000, nr 1.

6. *High-Voltage Direct Current Handbook*, Electric Power Research Institute, 1994.
7. *VSC Transmission*, CIGRE, Raport 269, WG B4.37, 2005.
8. *Commutation Failures Causes and Consequences*, CIGRE, Raport 103, WG 14.05, 1995.
9. *Guide for planning DC links terminating at ac systems locations having low short-circuit capacities, part I: AC/DC interaction phenomena*, CIGRE, Raport 68, Grupa robocza CIGRE 14.07, Grupa robocza IEEE 15.05.05, 1992.
10. Zhou J.Z., Gole A.M., Rationalisation and validation of DC power transfer limits for voltage sourced converter based high voltage DC transmission, *IET Generation, Transmission & Distribution* 2016, Vol. 10, No. 6.
11. Vardikar M. i in., AC-DC Interaction Study for Upcoming ± 800 kV, 3000 MW Champa Kurukshetra HVDC Link, referat nr B4-110, CIGRE, Paryż 2016.
12. De Simone M. i in., Commutation failures mitigation in multi-infeed network with high renewable, referat nr B4-125, CIGRE, Paryż 2016.
13. *Systems With Multiple DC Infeed*, CIGRE, Raport 364, WG B4-41, 2008.
14. Rauhala T., Laasonen M., Kilter J., Smooth coordination and management of impact of EstLink 2 transmission testing on electricity markets, power system operations and system technical performance, referat nr B4-103, CIGRE, Paryż 2016.
15. Midsund T. i in., Experience from a bipolar HVDC system with a Voltage Source Converter and a Line Commutating Converter, referat nr B4-129, CIGRE, Paryż 2016.

16. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2016–2025, Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA, Konstancin-Jeziorna, 10 listopada 2015.
17. Blažauskas N., Włodarski M., Paulauskas S., Perspektywy rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w krajach południowo-wschodniego Bałtyku, raport z projektu INTERREG IVA South Baltic Offshore Wind Energy Regions, SB OFF.E.R, 2013.
18. Awad H., Svensson J., Bollen M., Tuning Software Phase-Locked Loop for series connected Converters, *IEEE Transaction on Power Delivery* 2005, Vol. 20, No. 1.
19. Bae B., Han B., Novel structure of three-phase phase-locked loop with robustness against disturbance, *European Transaction on Electrical Power* 2009, No. 19.
20. Zhou J.Z. i in., Impact of Short-Circuit Ratio and Phase-Locked-Loop Parameters on the Small-Signal Behavior of a VSC-HVDC Converter, *IEEE Transactions on Power Delivery* 2014, Vol. 29, No. 5.

Michał Kosmecki

mgr inż.

Institut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

e-mail: m.kosmecki@ien.gda.pl

Będąc absolwentem Wydziału Elektrotechniki i Automatyki na kierunku automatyka i robotyka Politechniki Gdańskiej, związał drogę zawodową z Instytutem Energetyki Oddział Gdańsk, gdzie pracuje od 2007 roku. Obecnie jest asystentem na stanowisku kierownika projektów w zespole Analiz Systemowych. Uczestniczył w wielu pracach badawczych i ekspertyzach poświęconych modelowaniu i stabilności systemu elektroenergetycznego, rozwojowi energetyki wiatrowej i sieci inteligentnych. Jest szczególnie zainteresowany modelowaniem i analizą układów przesyłowych prądu stałego (HVDC).

Krzysztof Madajewski

dr hab. inż.

Institut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

e-mail: k.madajewski@ien.gda.pl

Od 1990 roku jest dyrektorem Instytutu Energetyki Oddział Gdańsk. Obszar jego zainteresowań to sterowanie i regulacja systemów elektroenergetycznych oraz układy przesyłowe prądu stałego. Kierował wieloma projektami badawczymi i wdrożeniowymi realizowanymi na zamówienie krajowej elektroenergetyki oraz EPRI i UCTE (obecnie ENTSO-E).

Optymalizacja kosztów zakupu danych wejściowych do prognoz dobowego obciążenia KSE przy wykorzystaniu zautomatyzowanych metod statystycznych

Autor

Rafał Czapaj

[POWRÓT
DO SPISU TREŚCI](#)

Słowa kluczowe

obciążenie KSE, zapotrzebowanie mocy KSE, prognozy średnich wartości godzinowych, zmienne objaśniające, parametry wejściowe, parametry meteorologiczne, metody statystyczne, *data mining*

Streszczenie

Artykuł prezentuje możliwość skorzystania z metod statystycznych automatyzujących dobór zmiennych objaśniających na przykładzie dobowego obciążenia Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE). Automatyzacja pozwala na optymalizację kosztów zakupu prognoz wejściowych dzięki minimalizacji ich liczby, a uzyskane wyniki pozwalają dodatkowo na zmniejszenie nakładów pracy związanych z wyborem parametrów wejściowych (zmiennych objaśniających) na potrzeby późniejszego opracowywania prognoz dobowego obciążenia KSE.

1. Wstęp

Jedną z determinant bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego (SEE) jest dokładność prognozowania zapotrzebowania SEE na moc [1]. Operator sieci przesyłowej ponosi wiele ryzyk, do których należy m.in. ryzyko znaczącego odchylenia prognozy od rzeczywistego obciążenia Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) [2]. Jak najlepszy dobór zmiennych objaśniających (parametrów wejściowych) oraz skutecznej metody statystycznej stanowi kluczowy etap w procesie budowy modelu prognostycznego. Ze wzrostem jakości dopasowania zmiennych objaśniających do zmiennej objaśnianej rośnie precyzja opisu zmiennej objaśnianej przez te zmienne [3]. Staranny dobór zmiennych objaśniających jest kluczem do zbudowania jak najlepszego modelu prognostycznego. Dobór ten wymaga jednak często dużych nakładów pracy (czasochłonność), a pozyskiwanie pełnych i wiarygodnych danych historycznych, charakteryzujących się wysoką rozdzielczością, może być trudne i wiąże się ze sporymi nakładami finansowymi [4]. Idealną sytuacją, z punktu widzenia przygotowania prognozy dla operatora SEE, jest minimalizacja nakładów pracy oraz (bardzo często) minimalizacja trudności i kosztów pozyskiwania danych stanowiących zestaw zmiennych objaśniających. Minimalizacja nakładów pracy, obsługi danych w postaci zmiennych objaśniających i kosztów ich pozyskania możliwa jest dzięki:

- zautomatyzowanym procesom typowania i rankingowania najkorzystniejszych zmiennych dla danego procesu (przy zastosowaniu pakietów statystycznych)
- wyborowi najlepszych zmiennych objaśniających z danej grupy pozyskiwanych danych – dzięki ich testowaniu przez różne metody statystyczne.

Jedne z najwyższych kosztów generuje pozyskanie wartości zmiennych objaśniających, będących pomiarami parametrów meteorologicznych (dane historyczne oraz prognozy), które są wykorzystywane do potrzeb gospodarczych i przemysłowych. Parametry meteorologiczne wynikające z położenia geograficznego Polski [5, 6] w sposób znaczący wpływają na obciążenie KSE.

W zależności od długości analizowanego przedziału czasu (szeregu czasowego) w procesie budowy modelu prognostycznego, oprócz doboru zmiennych objaśniających, konieczny jest także optymalny wybór metody prognostycznej [7]. Wybór tych wielkości w dużym stopniu rzutuje na uzyskane wyniki i w dużej mierze zależy od wiedzy i doświadczenia prognosty. W procesie budowy modelu prognostycznego ponowny wybór zmiennych objaśniających i/lub metody prognozowania w szczególności zachodzi w sytuacji, gdy opracowany wcześniej model nie daje satysfakcjonujących wyników [8].

Przeprowadzone symulacje, których wybrane wyniki zamieszczono w niniejszej publikacji, dotyczyły próby wykorzystania zautomatyzowanej metody doboru najlepszych zmiennych objaśniających. Przez najlepsze zmienne objaśniające rozumie się zmienne, które jak najprecyzyjniej opisują zmienną objaśnianą. Najlepsze zmienne objaśniające typowano w powiązaniu z danymi historycznymi szczytowej wartości zapotrzebowania mocy 15-minutowej w ciągu doby KSE, za pomocą wybranych metod statystycznych. W kolejnym kroku przeliczono potencjalne koszty ich całorocznego zakupu dla rozdzielczości godzinowej obciążenia dobowego. Pozwoliło to na ocenę możliwości ograniczenia liczby parametrów, dla których kupowane mogą być prognozy z wyprzedzeniem tygodniowym i z rozdzielczością

godzinową. Idealnym stanem jest sytuacja, w której za pomocą jednego parametru wejściowego (zmiennej objaśniającej) możliwe jest opracowanie prognozy analizowanego parametru. Na obciążenie KSE jednakże wpływa więcej niż jeden parametr, dlatego też wydaje się, że każde ograniczenie nakładów finansowych i pracy na przygotowanie prognozy końcowej może być korzystne dla prognozy.

Zaprezentowane podejście do optymalizacji liczby rozpatrywanych parametrów wejściowych modelu prognostycznego może być przydatne dla trzech grup użytkowników:

- doświadczonych badaczy prognoz, których modele (metody) prognostyczne uodporniły się na obserwowane w przyrodzie zmiany (reagują z opóźnieniem na dynamikę ich zachowań)
- początkujących badaczy prognoz, którzy posiadają podstawową wiedzę z zakresu przygotowywania danych na potrzeby prognoz i prognozowania, którzy działają przy ograniczonych zasobach czasowych
- osób zarządzających kosztami pozyskiwania danych wejściowych do opracowywania prognoz.

Do symulacji jako zmienną objaśnianą (prognozowaną) przyjęto maksymalną (szczytową) wartość mocy 15-minutowej zapotrzebowania mocy w ciągu doby KSE [9]. Model prognostyczny zasilono na wejściu danymi historycznymi o kształtowaniu się poszczególnych parametrów, by następnie – po wytypowaniu liczby optymalnych parametrów wejściowych – zasymulować roczne koszty zakupu prognoz wytypowanych parametrów. Jako najkorzystniejsze rozwiązanie zadanego problemu założono minimalizację nakładów pracy i nakładów finansowych

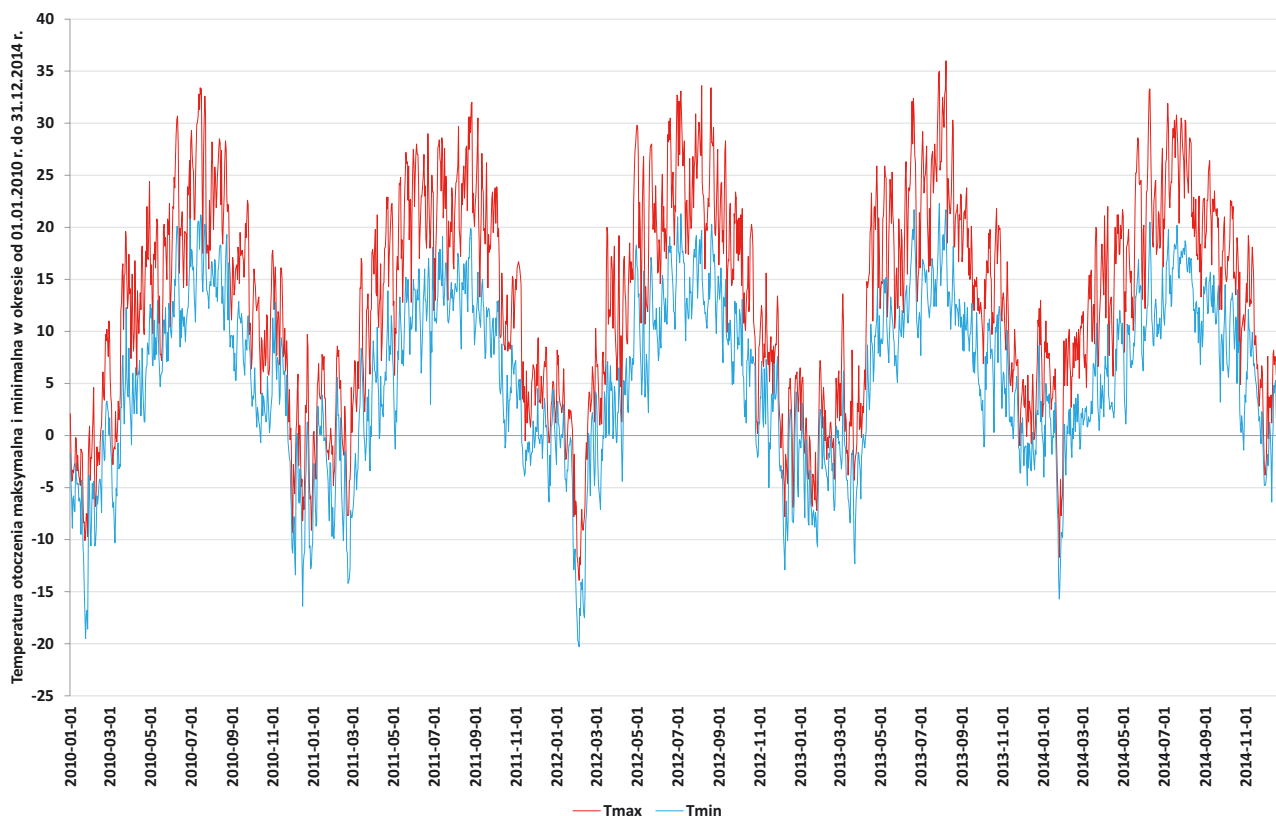
Zmienne objaśniające meteorologiczne	Jedn.	Kod
Temperatura otoczenia maksymalna	°C	Zm6
Temperatura otoczenia minimalna	°C	Zm7
Opady deszczu	mm	Zm8
Prędkość wiatru średnia	km/h	Zm9
Prędkość wiatru średnia ekspercka	km/h	Zm10
Prędkość wiatru maksymalna	km/h	Zm11
Ciśnienie atmosferyczne	hPa	Zm12
Liczba stopniodni grzewczych	°C dzień	Zm13
Liczba stopniodni chłodniczych	°C dzień	Zm14
Liczba godzin słonecznych	–	Zm15
Energia słoneczna	W/m ²	Zm16
Poziom promieniowania UV	–	Zm17
Temperatura punktu rosy	°C	Zm18
Temperatura mokrego termometru	°C	Zm19

Tab. 1. Przykładowe parametry meteorologiczne stanowiące zmienne objaśniające i mogące być przedmiotem zakupu

związanych z pozyskiwaniem danych wejściowych do procesu opracowania prognoz.

2. Zmienne objaśniające meteorologiczne (zmienne zewnętrzne)

Na potrzeby niniejszej publikacji jako zbiór zmiennych objaśniających meteorologicznych wybrano pomiary meteorologiczne



Rys. 1. Maksymalne i minimalne wartości dobowe temperatury otoczenia za okres pięciu lat kalendarzowych

z jednej z lokalizacji na południu Polski, które uznano w dużym przybliżeniu jako odzwierciedlające średnie warunki meteorologiczne dla całego KSE. Lokalizacja ta nie stanowi ani bieguna zimna (Suwałki), ani bieguna ciepła (Wrocław/Legnica), a porównanie obserwacji z tej stacji z danymi historycznymi kilku innych portali pogodowych pozwalają oszacować, że jest ona w dużym przybliżeniu zgrubną średnią arytmetyczną (ok. $\pm 1^{\circ}\text{C}$) z obu biegunów temperatury. Pierwszy zestaw zmiennych (najliczniejszy) składał się z 14 następujących parametrów meteorologicznych, które mogą być przedmiotem zakupu od specjalistycznych podmiotów (tab. 1).

Prezentację maksymalnych i minimalnych dobowych wartości temperatury otoczenia ze wspomnianej lokalizacji za okres od początku stycznia 2010 roku do końca grudnia 2014 roku zamieszczono na rys. 1.

Do powyższego zestawu dołączono dwie zmienne objaśniające, które uzupełniają powyższy zbiór. Pierwsza z nich (Zm2) zawiera w postaci zakodowanej informację o dacie dokonanego pomiaru (rok/miesiąc/dzień) z rozróżnieniem kolejnych dni tygodnia oraz z uwzględnieniem podziału na dzień nieświęteczny i święteczny. Druga ze wspomnianych zmiennych (Zm3) ma postać czasową niezakodowaną, w której zawarto informację o czasie (z rozdzielczością 15-minutową) wystąpienia szczytowej wartości mocy 15-minutowej obciążenia KSE oraz o generacji wiatrowej w KSE [9] w każdej dobie analizowanego szeregu czasowego.

3. Zmienne objaśniające (zmienne wewnętrzne)

Zmienną objaśnianą, w części dotyczącej typowania zmiennych objaśniających, była wspomniana szczytowa wartość mocy

Inne zmienne objaśniające	Jedn.	Kod
Udział dobowej szczytowej mocy 15-minutowej w szczycie tygodniowym	%	Zm4
Zakodowana informacja o fazie księżyca	–	Zm5
Maksymalna generacja w farmach wiatrowych	MW	Zm20
Godzina wystąpienia maksymalnej generacji w farmach wiatrowych	–	Zm21
Moc osiągalna w farmach wiatrowych	MW	Zm22
Udział mocy generowanej w farmach wiatrowych do ich mocy zainstalowanej	%	Zm23

Tab. 2. Inne parametry stanowiące zmienne objaśniające [9, 10]

Zautomatyzowane metody typujące zmienne objaśniające	Kryterium	Kod
Regresja wieloraka (metoda klasyczna)	$B > \pm 0,04$	M1
Metoda MARS (metoda <i>data mining</i>)	ranking predyktorów	M2
Obliczanie współczynnika Pearsona (metoda klasyczna)	$> 0,47$	M4
Metoda szybka C&RT (metoda <i>data mining</i>)	ranking predyktorów	M8
Dobór i eliminacja zmiennych (metoda <i>data mining</i>)	ranga zmiennej	M10

Tab. 3. Wybrane zautomatyzowane metody typujące zmienne objaśniające

Inne metody typujące zmienne objaśniające	Kryterium	Kod
Wybór zmiennych objaśniających postrzeganych jako posiadające znaczący wpływ na obciążenie KSE	autorskie	M3
Wybór wszystkich posiadanych zmiennych objaśniających	brak	M5
Wybór wszystkich spośród najlepszych zmiennych objaśniających z metod M1–M4	zgodnie z kryt. dla metod M1–M4	M6
Wybór wszystkich spośród najlepszych zmiennych objaśniających oraz ekspercki dobór dodatkowej/dodatkových zmiennych objaśniających	brak + autorskie	M7
Regresja wieloraka przeprowadzana iteracyjnie osobno dla każdej zmiennej objaśnianej	$B > \pm 0,1$	M9

Tab. 4. Inne metody typujące zmienne objaśniające

Metoda	Zmienne	Liczba zmiennych	Liczba zmiennych płatnych
M1	4, 6–7, 13, 16–17, 19	7	6
M2	3–4, 6–7, 16–17, 20, 22	8	5
M3	11, 13–15, 18	5	5
M4	4, 6–7, 13, 16–17	6	5
M5	1, 3–23	22	14
M6	3–4, 6–7, 11, 13–20, 22	14	10
M7	3–4, 6–7, 11–20, 22 (dodatkową zm. jest ciśnienie Z12)	15	11
M8	4, 6–7, 12–20, 22	13	10
M9	4, 6–7, 13–14, 16–19, 22–23	11	8
M10	3–4, 6–7, 13–14, 16–19	10	9

Tab. 5. Wykaz zestawów zmiennych objaśniających z podziałem na całkowitą ich liczbę i liczbę zmiennych płatnych

15-minutowej dobowego obciążenia KSE. Późniejsze symulacje przeprowadzono dla przypadku prognozowania średniego obciążenia godzinowego KSE dla całego roku kalendarzowego (52 tygodnie).

Dodatkowo, w celu uwydatnienia wpływu warunków wiatrowych na obciążenie KSE, przetestowano zmienne Zm20–23 (tab. 2), a także podjęto próbę oceny przydatności zakodowanej informacji o cyklu księżyca (Zm5) do wyjaśniania zmiennej objaśnianej. Wykaz zmiennych objaśniających wewnętrznych przedstawiono w tab. 2.

Poszczególne zmienne objaśniające stanowią ciągi danych historycznych pobranych raz na dobę i obejmują okres pięciu lat, tj. 1 stycznia 2010 – 31 grudnia 2014.

Do metod zautomatyzowanych pozwalających na typowanie zmiennych objaśniających zaliczono m.in. (z odpowiednim kryterium) metody przedstawione w tab. 3. Do innych metod typowania zmiennych objaśniających zaliczono metody wymienione w tab. 4.

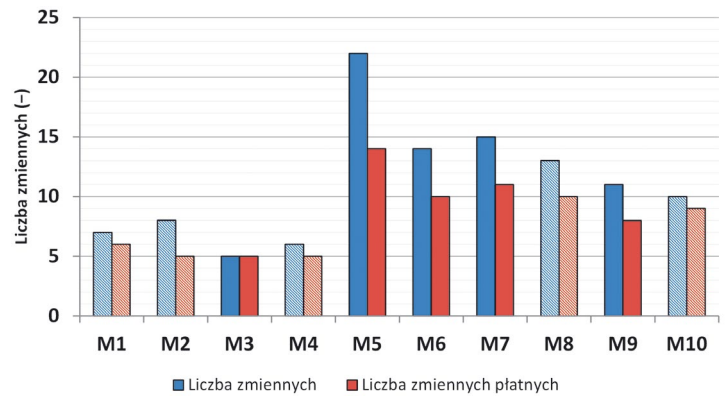
Po zastosowaniu opisanego powyżej podejścia uzyskano następujące zestawy zmiennych objaśniających dla poszczególnych metod – tab. 5.

4. Analiza potencjalnych kosztów pozyskania prognoz danych wejściowych dla prognoz dobowego obciążenia KSE wszystkich dób w roku z rozdzielczością godzinową

Zestawienie wstępnie wytypowanych zestawów zmiennych objaśniających zaprezentowano w tab. 6, a ich interpretację graficzną przedstawiono na rys. 2.

Analiza danych z rys. 2 wskazuje, że dla zmiennych płatnych (kolor czerwony) 3 spośród 5 metod zautomatyzowanych wytypowało najmniej liczne zestawy zmiennych wejściowych, potrzebnych do opracowania jak najdokładniejszej prognozy szczytowego dobowego obciążenia KSE. Z wymienionej trójki, najmniejszą liczbę parametrów wejściowych wytypowała metoda MARS oraz metoda wykorzystująca współczynnik Pearsona (5 zmiennych). Metoda regresji wielorakiej wytypowała 6 zmiennych wejściowych.

W celu przeprowadzenia symulacji rocznych kosztów zakupu prognoz założono 4 warianty (W1–W4) kosztów pozyskania prognozy na tydzień w przód, z rozdzielczością godzinową dla pojedynczego parametru 100–1000 zł. Na potrzeby tej symulacji założono, że prognoza będzie dotyczyć obciążenia KSE na każdą godzinę doby w roku, bez określania, czy jest to wartość maksymalna, średnia czy minimalna. Zestawienie danych wykorzystanych do symulacji kosztowej przedstawiono w tab. 7 oraz



Uwaga! kreskowaniem zaznaczono wyniki uzyskane przez metody zautomatyzowane

Rys. 2. Liczba zmiennych objaśniających w poszczególnych zestawach danych wytypowanych przy użyciu wytypowanych metod doboru zmiennych

na rys. 3. Dodatkowo w tab. 7 zamieszczono uśrednione arytmetycznie wartości czterech mierników skuteczności prognoz [11]. Zastosowane mierniki to współczynniki: MPE, MAPE, RMSPE, Theila. Uśrednienie dotyczyło błędów prognoz wyrażonych w proc. za okres pięciu lat wstecz przy wykorzystaniu 15 metod prognostycznych wymienionych w tab. 8.

Metoda	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9	M10
Liczba zmiennych	7	8	5	6	22	14	15	13	11	10
Liczba zmiennych płatnych	6	5	5	5	14	10	11	10	8	9

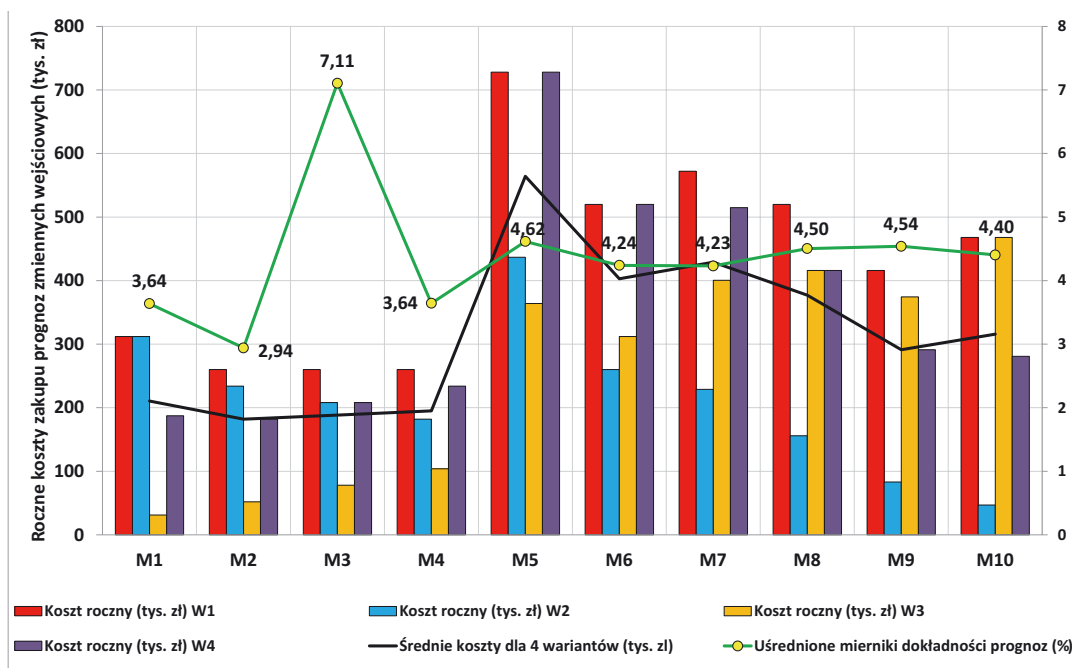
Uwaga! Czcionką pogrubioną zaznaczono metody zautomatyzowane

Tab. 6. Wstępnie wytypowane liczby zmiennych objaśniających z zestawu 22 zmiennych wejściowych (objaśniających)

Metoda	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9	M10
Liczba zmiennych płatnych (-)	6	5	5	5	14	10	11	10	8	9
Liczba tygodni (-)	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52
Koszt tygodniowy za prognozę zmiennej wejściowej (tys. zł) W1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Koszt tygodniowy za prognozę zmiennej wejściowej (tys. zł) W2	1	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1
Koszt tygodniowy za prognozę zmiennej wejściowej (tys. zł) W3	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
Koszt tygodniowy za prognozę zmiennej wejściowej (tys. zł) W4	0,6	0,7	0,8	0,9	1	1	0,9	0,8	0,7	0,6
Koszt roczny (tys. zł)	312	260	260	260	728	520	572	520	416	468
Koszt roczny (tys. zł) W1	312	234	208	182	437	260	229	156	83	47
Koszt roczny (tys. zł) W2	31	52	78	104	364	312	400	416	374	468
Koszt roczny (tys. zł) W3	187	182	208	234	728	520	515	416	291	281
Koszt roczny (tys. zł) W4	211	182	189	195	564	403	429	377	291	316
Średni roczny koszt z wariantów W1–W4	211	182	189	195	564	403	429	377	291	316
Uśrednione mierniki oceny dokładności prognoz (%)	3,64	2,94	7,11	3,64	4,62	4,24	4,23	4,50	4,54	4,40

Uwaga! Czcionką pogrubioną zaznaczono metody zautomatyzowane

Tab. 7. Symulacja rocznych kosztów zakupu prognoz zmiennych wejściowych na potrzeby krótkoterminowej prognozy dobowego obciążenia KSE na tle uśrednionych mierników skuteczności prognoz ex-post



Rys. 3. Symulacja rocznych kosztów zakupu prognoz zmiennych wejściowych na potrzeby krótkoterminowej prognozy dobrego obciążenia KSE na tle uśrednionych mierników skuteczności prognoz *ex-post*

Metoda	Skrót	Kod
Wielozmienna regresja adaptacyjna z użyciem funkcji sklepanych	MARS	S1
Ogólne modele drzew klasyfikacyjnych i regresyjnych (wersja standardowa)	C&RT std.	S2
Ogólne modele drzew klasyfikacyjnych i regresyjnych (wersja z układami)	C&RT z ukł.	S3
Automatyczny detektor interakcji za pomocą chi-kwadrat (wersja standardowa)	CHAID std.	S4
Automatyczny detektor interakcji za pomocą chi-kwadrat (wersja z układami)	CHAID z ukł.	S5
Drzewa interakcyjne regresyjne (wersja interaktywna)	C&RT inter.	S6
Drzewa interakcyjne regresyjne (wersja interaktywna)	CHAID inter.	S7
Drzewa interakcyjne regresyjne (wersja wyczerpująca)	CHAID wycz.	S8
Uogólnione modele addytywne z użyciem funkcji wiążącej identycznościowej	UMA iden.	S9
Uogólnione modele addytywne z użyciem funkcji wiążącej logarytmicznej	UMA log.	S10
Regresja wieloraka	Regr. Wlrk.	S11
Ogólne modele liniowe i nieliniowe	OMLN	S12
Ogólne modele regresji	OMR	S13
Modele najmniejszych kwadratów (cząstkowa)	MNKC	S14
Sztuczne sieci neuronowe	SSN	S15

Uwaga! Czcionką pogrubioną zaznaczono metody zautomatyzowane

Tab. 8. Metody statystyczne wykorzystane do badań symulacyjnych

Analiza danych z tab. 7 i rys. 3 wskazuje, że metody M2, M3 i M4 – dzięki wytypowaniu najmniejszej liczby zmiennych płatnych spośród całkowitych liczb zmiennych objaśniających – pozwalają na uzyskanie najniższych uśrednionych kosztów zakupu prognoz tych zmiennych w skali roku (52 tygodni). Dodatkowo metoda M2 pozwala, oprócz minimalizacji kosztów zakupu prognoz zmiennych wejściowych, na uzyskanie najdokładniejszych prognoz

ex-post za okres 2010–2014. Ponadto metoda M2 umożliwia minimalizację nakładów czasu poświęcanych na budowę modelu prognostycznego, dzięki umożliwieniu badaczowi wglądu w automatyczną ocenę ważności zmiennych wejściowych z podanego zbioru zmiennych. Tym samym metoda M2 wydaje się jednocześnie najskuteczniejsza, najtańsza i najszybsza w warunkach przeprowadzonego eksperymentu symulacyjnego.

5. Podsumowanie

Podstawowym celem prowadzonych badań, których wybrane wyniki zostały przedstawione w niniejszej publikacji, było zautomatyzowanie i wytypowanie optymalnego doboru zestawu zmiennych objaśniających z założeniem minimalizacji nakładów finansowych i nakładów pracy. Mając na uwadze powyższe, wnioskuje się, że zalecany jest wybór metody M1 (regresja wieloraka), M2 (MARS) oraz M4 (współczynnik Pearsona) typowania zestawu zmiennych. Zauważalne jest także, że dla zaprezentowanego zestawu zmiennych płatnych najmniejszą liczbę wymaganych danych wytypowano również w oparciu o badania literaturowe, doświadczenie i wiedzę autorską. Wyniki uzyskane przez metody *data mining* M8 (C&RT) oraz M10 (dobór i eliminacja zmiennych) prawie dwukrotnie przekraczały wyniki uzyskane dla najlepszych metod, dlatego z większą ostrożnością należy podchodzić do typowania przez te dwie metody w przyszłości. Przedstawione podejście wskazuje na jego przydatność do wstępnego optymalizowania przewidywanych kosztów opracowywania prognoz. Założenie czterech różnych scenariuszy kształtowania się cen prognoz poszczególnych zmiennych objaśniających wskazuje, że M2 (MARS), M3 (wsp. Pearsona) oraz M4 (metoda ręcznego doboru) bez względu na rozkład kosztów zakupu prognoz poszczególnych zmiennych objaśniających będą dawać najniższe średnioroczne koszty zakupu (<200 tys. zł) dla

założonych wariantów kosztów zakupu. Powyższe wynika z faktu, że dla każdej z metod wytypowana liczba zmiennych płatnych wynosiła 5. Tym samym wykazana została odporność tych trzech metod na potencjalnie różne koszty zakupu danych wejściowych. Wybór najkorzystniejszej metody spośród trzech najmniej kosztownych, która w przyszłości mogłaby okazać się najkorzystniejsza dla budowania skutecznych prognoz, jest możliwy dzięki nałożeniu na rys. 3 średniej arytmetycznej skuteczności *ex-post* wykonywanych prognoz. Z wyróżnionej wcześniej trójki metod odrzucić należy metodę M3, która uzyskała najmniej korzystny wynik (7,11%) w ocenie skuteczności prognozowania za okres pięciu lat. Z pozostałej dwójki metod wyróżniającym się wynikiem skuteczności prognoz *ex-post* charakteryzuje się metoda M2 (MARS), która jako jedyna pozwoliła na uzyskanie skuteczności prognozowania na poziomie poniżej 3% (2,94%). Metoda ta zapewnia tym samym zarówno minimalizację kosztów zakupu prognoz zmiennych wejściowych, dzięki wyposażeniu badacza prognosty w możliwość zautomatyzowanego typowania zmiennych objaśniających, jak i zapewnia najwyższą skuteczność prognozowania *ex-post* spośród wytypowanych w tej publikacji metod. Tym samym należy uznać, że wykorzystanie metody MARS pozwala na minimalizację czasu potrzebnego na przygotowanie danych wejściowych do modelu prognostycznego, minimalizację kosztów pozyskiwania prognoz tych danych oraz zapewnia (w realiach zastosowanego podejścia) największą dokładność uzyskiwanych za jej pomocą prognoz.

Konieczna jest weryfikacja skuteczności opracowanych zestawów danych (zmiennych) objaśniających (wejściowych) dla prognozowania *ex-ante* krótkoterminowego dobowego obciążenia KSE z rozdzielczością godzinową. Weryfikacja taka powinna obejmować zbiór metod klasycznych oraz zgłębiania danych (*data mining*).

Należy zauważyć ciekawą zależność, że wykonane badania i analiza porównawcza wyników (przeprowadzona na podstawie tab. 6 i 7) wskazują, że najkorzystniej będzie się skupić na metodzie MARS, która z grupy 8 danych (zmiennych) wejściowych wytypowała jedynie 5 zmiennych związanych z kosztami zakupu [11]. Metoda ta należy do grupy metod *data mining* i oprócz analizy statystycznej oferuje szybką i zautomatyzowaną drogę do uzyskania najkorzystniejszego zestawu zmiennych objaśniających. Warto podkreślić również, że uzyskane wyniki są najkorzystniejsze dla rozpatrywanego 5-letniego zbioru danych historycznych. Należy zaznaczyć jednakże na obecnym etapie, że metoda MARS na etapie uczenia (prognozowanie w trybie

ex-post) jest podatna na przeuczenie i w zderzeniu z realnym prognozowaniem może dawać mniej obiecujące wyniki.

Cennym doświadczeniem mogłoby być uwzględnienie jako zmiennych objaśniających danych historycznych o cenach energii elektrycznej na Rynku Bilansującym, TGE lub przebiegów notowań ciągłych towarów giełdowych, np. ropy Brent w ramach rynków *intraday* i *day ahead* [12].

BIBLIOGRAFIA

1. Bartodziej G., Tomaszewski M., Polityka energetyczna i bezpieczeństwo energetyczne – wydanie II, Wydawnictwo „Nowa Energia”, Racibórz 2008.
2. Weron A., Weron R., Giełda Energii: strategie zarządzania ryzykiem, Wydawnictwo CIRE, Centrum Metod Stochastycznych im. Hugona Steinhausa, Politechnika Wroclawska, Wroclaw 2000.
3. Klóska R., Hundert M., Czyżycki R., Wybrane zagadnienia z prognozowania, Wydawnictwo Economicus, Szczecin 2007.
4. Zeliaś A., Pawełek B., Wanat S., Prognozowanie ekonomiczne. Teoria, przykłady, zadania, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2003.
5. Prognozowanie w elektroenergetyce. Zagadnienia wybrane, red. I. Dobrzyńska, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Częstochowa 2012.
6. Kopecki K. i in., Analiza i prognoza obciążeń elektroenergetycznych, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa 1971.
7. Witkowska D., Podstawy ekonometrii i teorii prognozowania. Podręcznik z przykładami i zadaniami, Oficyna Ekonomiczna, Kraków 2005.
8. Kot S.M., Jakubowski J., Sokołowski A., Statystyka. Podręcznik dla studiów ekonomicznych, Centrum Doradztwa i Informacji, Warszawa 2007.
9. www.pse.pl.
10. Pieczarko R., Sołtysik M., Analiza wpływu generacji źródeł wiatrowych na poziom kształtowania się cen energii elektrycznej na rynku SPOT, Konferencja Naukowa „Prognozowanie w elektroenergetyce”, Podlesice 2016.
11. Czapaj R., Rzepka P., Szablicki M., Typowanie zmiennych objaśniających przy wykorzystaniu zautomatyzowanych metod statystycznych jako sposób optymalizacji wyboru metody estymacji szczytowego dobowego obciążenia KSE, Konferencja Naukowa „Prognozowanie w elektroenergetyce”, Podlesice 2016.
12. Kozakiewicz M. i in., Zastosowanie ekonometrycznych modeli prognostycznych w transakcjach proprietary trading, Konferencja Naukowa „Rynek energii elektrycznej”, Kazimierz Dolny 2015.

Rafał Czapaj

mgr inż.

PSE Innowacje sp. z o.o.

e-mail: rafal.czapaj@pse.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Śląskiej (2003). Z Grupą Kapitałową PSE SA związany jest od stycznia 2005 roku. W latach 2005–2011 pracował w EPC SA i zajmował się tematyką rynku energii elektrycznej oraz analiz techniczno-ekonomicznych. Od 2011 roku pracuje w PSE Innowacje sp. z o.o. (wcześniej CATA), zajmując się tą samą tematyką.

Rola kooperacji w klastrach energetycznych

Autorzy

Karolina Mucha-Kuś
Maciej Sołtysik
Krzysztof Zamasz

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

klastry energetyczne, kooperacja, współpraca, konkurencja, efektywność

Streszczenie

Zmiany na rynku energii, w tym zmiany regulacyjne, determinują wśród jego uczestników ciągły rozwój w zakresie stosowanych strategii działań. Zgodnie z zapisami *Ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii*, podmioty mogą tworzyć cywilnoprawne porozumienie z udziałem osób fizycznych, osób prawnych, jednostek naukowych, instytucji badawczych lub jednostek samorządu terytorialnego, dotyczące wytwarzania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią z odnawialnych źródeł energii. Takie porozumienie, zwane klastrem energetycznym, jest odpowiedzią na potrzebę wzrostu efektywności podejmowanych działań zarówno indywidualnych, jak i wspólnych zaangażowanych podmiotów. Wśród takich zachowań dostrzec można najnowsze tendencje w zarządzaniu strategicznym zwane kooperacją.

W artykule przedstawiono założenia kooperacji w świetle powstawania i rozwoju klastrów energetycznych. Niniejsze stanowić będzie próbę dyskusji nad poprawą efektywności działań podmiotów na rynku energii w kontekście jego rozwoju.

1. Wprowadzenie

Budowanie lub utrzymywanie przewagi konkurencyjnej jest jednym z kluczowych czynników długofalowego sukcesu podmiotów na rynku. Niestety, nie zawsze działania pojedynczych graczy rynkowych są wystarczające do uzyskania satysfakcjonujących efektów. Dlatego też podmioty szukają partnerów, łącząc i wzmacniając swoje kompetencje w celu osiągnięcia korzyści dla wszystkich zaangażowanych stron. Klastry są naturalną konsekwencją łączenia się podmiotów w celu wspólnego realizowania określonych projektów. Jeżeli zaangażowane strony są konkurentami rynkowymi, wówczas mamy do czynienia ze strategią zwaną kooperacją, która łączy w sobie pojęcia współpracy (ang. *cooperation*) i konkurencji (ang. *competition*), stanowiąc odrębną koncepcję w zarządzaniu strategicznym.

Działanie przedsiębiorstw w strukturach klastrowych, łączących jednocześnie współpracę i konkurencję, wykorzystują efekt synergii, co przekłada się na wymierne wspólne korzyści. Celem artykułu jest próba identyfikacji występowania kooperacji w strukturach klastrowych w szczególności w klastrach energetycznych.

2. Koncepcja klastrów

Prekursorem teorii klastrów w naukach ekonomicznych był A. Marshall, który posłużył się pojęciem „dystryktów przemysłowych”, przedstawiając korzyści wynikające z koncentracji podmiotów, w tym efekty zewnętrzne, do których można zaliczyć obniżenie kosztów czy przenikanie wiedzy. Kolejną zbliżoną

koncepcją były „kompleksy przemysłowe” W. Isarda. Współcześni badacze zajmujący się problematyką klastrów podkreślają w szczególności znaczenie lokalizacji oraz wewnętrznych i zewnętrznych korzyści skali, które mogą zostać osiągnięte. I tak J. Schumpeter, przedstawiciel teorii ekonomii ewolucyjnej, przedstawia pojęcie „gron innowacyjności”, które jest bardzo zbliżone do koncepcji klastrów. Według M.E. Portera klaster można zdefiniować jako znajdującą się w geograficznym sąsiedztwie grupę przedsiębiorstw i powiązanych z nimi instytucji zajmujących się określoną dziedziną, połączonych podobieństwami i wzajemnie się uzupełniających. Warto zauważyć, że zasięg geograficzny klastrów może obejmować terytorium miasta, regionu, państwa, a także sąsiednie kraje. Jest to przestrzeń geograficzna, w ramach której informacje, transakcje, zachęty i usprawnienia mogą wystąpić pomiędzy przedsiębiorstwami [9].

W literaturze przedmiotu jest wiele zbliżonych definicji klastrów, jednak wszystkie zwracają uwagę na cztery elementy, które definiują pojęcie klastra w sposób uniwersalny [2]:

1. Branża tworząca jądro klastra – kluczowy uczestnik klastra
2. Branże wspierające – firmy wspomagające i obsługujące jądro klastra
3. Infrastruktura miękka – zaplecze naukowe, instytucje samorządowe, agencje rozwoju gospodarczego
4. Infrastruktura „twarda” (tradycyjna) – niezbędna infrastruktura towarzysząca.

Koncentracja geograficzna przedsiębiorstw, która jest zasadniczym elementem każdego klastra, zaostrza ich wzajemną

konkurencję. Perspektywa potencjalnych korzyści płynących z inicjatyw klastrowych dla przedsiębiorstw oraz regionów zachęca potencjalnych uczestników do zaangażowania się w rozwój tej inicjatywy. Do spodziewanych korzyści można zaliczyć m.in: wzrost specjalizacji w ramach swoich kluczowych kompetencji oraz pozyskanie nowych, rozszerzenie zakresu oferowanych produktów i usług, lepsze wykorzystanie dostępnych zasobów i możliwości produkcyjnych, budowanie know-how, wymianę doświadczeń, zwiększenie przychodów (np. przez nowe kanały sprzedażowe, łatwiej dostępne informacje o nowych rynkach), dostęp do infrastruktury tworzonej na potrzeby struktury klastrowej, czy wzrost innowacyjności poprzez zwiększenie współpracy ze sferą badawczo-rozwojową [5].

Definicja klastra innowacyjnego, stworzona przez Komisję Europejską, opisuje to pojęcie jako skupisko niezależnych przedsiębiorstw – nowo powstałych firm innowacyjnych, małych, średnich i dużych przedsiębiorstw oraz organizacji badawczych działających w określonym sektorze i regionie. Mają one na celu stymulowanie działalności innowacyjnej przez promowanie intensywnych kontaktów, współdzielenie zaplecza technicznego, wymianę wiedzy i doświadczeń oraz poprzez skuteczne przyczynianie się do transferu technologii tworzenie sieci powiązań, a także rozpowszechniania informacji wśród przedsiębiorstw wchodzących w skład danego klastra [12].

Jeśli chodzi o definicję klastrów w prawodawstwie polskim, to pojawiła się ona w *Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 2 grudnia 2006 r.*, przyjmując następujące brzmienie: „przez klaster rozumie się przestrzenną i sektorową koncentrację co najmniej dziesięciu podmiotów działających na rzecz rozwoju gospodarczego lub innowacyjności. Wykonując działalność na terenie jednego lub kilku sąsiednich województw, konkurują i współpracują ze sobą w tych samych lub pokrewnych branżach oraz są powiązane rozbudowaną siecią relacji o formalnym i nieformalnym charakterze” [10].

Dodatkowo kooperacja w ramach klastra wpływa na obniżenie barier wejścia do sektora, w którym funkcjonuje struktura klastrowa, a sam klaster poprawia przepływ informacji pomiędzy członkami. Jednak kwestią, na którą szczególnie warto zwrócić uwagę, jest współpraca konkurentów w ramach struktury klastrowej.

3. Koopetycja w klastrach

Współpraca konkurentów jest szczególnym zagadnieniem w zarządzaniu strategicznym ze względu na to, że w klasycznych naukach ekonomicznych pojęcia te wykluczały się nawzajem. Podmioty na rynku albo ze sobą współpracowały, albo konkurowały. Jednak obserwacja rzeczywistych zachowań graczy na rynku pozwoliła zidentyfikować i zdefiniować koopetycję.

Koopetycja jest przeniesieniem teorii gier w realia biznesu [1], tworząc nową teorię strategiczną umożliwiającą dostęp do zewnętrznych zasobów, tj. know-how, finansów czy technologii. W tym świetle jest ona strategią wspólnego tworzenia wartości i konkurencji przy jej podziale, w warunkach częściowej zbieżności interesów lub celów [7], oraz zmiennej strukturze gry o sumie dodatniej zmiennej. Koopetycji towarzyszy jednocześnie postawa konfrontacyjna i trudno jest określić *ex ante*, w jakim

stopniu partnerzy będą uzyskiwać zyski z racji współpracy [8], chyba że zostanie to ściśle określone. Koopetycja jest strategią angażującą co najmniej dwie strony i może pojawić się pomiędzy współpracującymi firmami w pewnej części ich działalności, natomiast jednocześnie firmy te mogą konkurować na innym polu, mając na celu osiągnięcie lepszych wyników zarówno indywidualnych, jak i wspólnych.

Wymienione możliwości istnieją w strukturach klastrowych, gdzie przedsiębiorstwa konkurują ze sobą w pewnych obszarach swej działalności, a współpracują w innych. Wynika to m.in. z samej idei klasteringu, która polega na wymianie doświadczeń, technologii, pozyskiwaniu kontaktów, podwykonawców i nowych rynków zbytu. Dzięki temu mniejsze firmy, specjalizujące się w jakiejś dziedzinie, posiadające innowacyjny pomysł lub metodę produkcyjną, współpracując w ramach klastra, mogą podejmować się wykonawstwa większych projektów, którym same nie byłyby w stanie poddać. Skutkuje to wzajemnymi zależnościami i zwiększeniem wydajności współpracujących przedsiębiorstw.

W literaturze przedmiotu podkreśla się wiele korzyści z występowania koopetycji w klastrach, m.in. włączanie przedsiębiorstw w sieci ponadnarodowe umożliwiające dostęp do nowych rynków i technologii lub rozwijanie doświadczeń mobilności pracowników w obrębie klastrów [3], wspólną realizację dużych przedsięwzięć, łatwiejszy dostęp do zewnętrznych źródeł finansowania, zwiększenie potencjału innowacyjnego, redukcję kosztów działalności, usprawnienie procesów produkcyjnych czy łatwiejszy dostęp do nowych technologii [6]. Pomimo tak wielu korzyści ze współpracy konkurentów rozwój klastrów może być ograniczany przez liczne bariery organizacyjne (wynikające z niskiego stopnia współpracy świata nauki z sektorem przedsiębiorstw, braku koordynacji działań między instytucjami wsparcia biznesu), infrastrukturalne (wynikające np. ze słabo rozwiniętej infrastruktury telekomunikacyjno-informatycznej i transportowej regionów), prawne (wynikające z niskiej jakości i zmienności regulacji prawnych), informacyjne (wynikające ze słabych mechanizmów wymiany informacji i doświadczeń w regionie), ekonomiczno-finansowe (wynikające z niewystarczającego dostępu do kapitału czy też rozproszonych źródeł finansowania działań klastrowych) [5].

Na podstawie badań przeprowadzonych przez Polską Agencję Rozwoju Przedsiębiorczości w ramach programu „Benchmarking klastrów w Polsce” można wskazać wiele korzyści, jakie osiągają podmioty funkcjonujące w polskich strukturach klastrowych, w wyniku współpracy i konkurencji. Na podstawie przykładów można stwierdzić, że podmioty klastrowe podejmują wspólne działania mające na celu poprawę ich pozycji konkurencyjnej na rynku [13]. Przejawia się to w dokonywaniu wspólnych zamówień, prowadzeniu wielu działań z zakresu połączonej dystrybucji, zespołowym występowaniu w przetargach, przygotowywaniu wspólnych ofert klastra dla odbiorców zewnętrznych. Na pewno realizacja wspólnych zamówień, jak i tworzenie kanałów dystrybucji wymaga dużego poziomu zaufania i czasu na wdrożenie odpowiednich rozwiązań.

4. Klastry energetyczne w Polsce

Dynamiczny rozwój gospodarczy Polski od lat 90. XX w. wpłynął na zachowania podmiotów na rynku. Te zaczęły współtworzyć klastry, co było wynikiem koncentracji przemysłu i usług o podobnym charakterze. Ozwierciedlało to chęć rozwoju, budowania oferty dla klientów i w dalszej perspektywie przewagi konkurencyjnej. Obecnie funkcjonują już struktury klastrowe w szeroko rozumianej branży energetycznej i możemy do nich zaliczyć m.in. Bałtycki Klaster Ekoenergetyczny, Bioenergia dla Regionu, Dolina Czystej Energii, Dolnośląski Klaster Ekoenergetyczny EEI – Energia Ekologia Innowacje, Innowacyjny Klaster Generacji i Użytkowania Energii w Mega i Nano Skali, Klaster Centrum Technologii Energetycznych, Klaster Ekoinnowacje, Klaster na rzecz Rozwoju Rynku Prosumenckiego, Klaster Wielkopolski Biogaz, Klaster Wodny Polski Południowej, Lubelski Klaster Ekoenergetyczny, Mazowiecki Klaster Efektywności Energetycznej i Odnawialnych Źródeł Energii, Świętokrzysko-Podkarpacki Klaster Energetyczny, W2E Waste to Energy Świętokrzysko-Podkarpacki Klaster Energetyczny [4].

Tworzenie struktur klastrowych pozwala na zwiększanie efektywności pozyskiwania funduszy europejskich na modernizację oraz zakup instalacji z zakresu odnawialnych źródeł, których istnienie stanowi inicjatywę rozwojową energetyki odnawialnej Unii Europejskiej. Współpraca w ramach klastrów sprzyja również działalności edukacyjno-informacyjnej, w ramach której podejmowane są działania z zakresu zarówno szkoleń, porad eksperckich, konferencji i organizacji kampanii informacyjnych, jak i tworzenia centrów edukacyjnych. Co więcej, tworzone są platformy współpracy wewnątrzklastrowej oraz wspólne usługi z zakresu certyfikacji energetycznej budynków, wykonawstwa audytów energetycznych, opracowania lokalnych analiz klimatyczno-energetyczno-ekologicznych, a także opiniowanie i wypracowanie standardów dla systemów monitorujących zużycie energii lub kompleksowe przygotowania inwestycji z zakresu odnawialnych źródeł energii.

Należy zwrócić uwagę na fakt, że podmiotami w klastrach są przedsiębiorstwa, które na co dzień prowadzą działalność konkurencyjną. Łączenie kompetencji i działań z rywalem pozwala na identyfikację występowania kooperacji w strukturach klastrowych. Najczęściej mamy tu do czynienia z **kooperacją poziomą** (dotyczy bezpośrednich konkurentów), **zamierzoną** (świadomie zaplanowaną), **sieciową**, która angażuje więcej niż dwóch konkurentów. Dodatkowo jest ona **złożona**, ponieważ współpraca i konkurencja odbywa się na różnych ogniwach łańcucha wartości.

Warto zaznaczyć, że budowanie klastrów i łączenie się podmiotów w celu realizacji wspólnych projektów wspiera budowanie świadomości wśród społeczności lokalnych, które w sektorze energetycznym powinny odgrywać znaczącą rolę.

5. Rozwój klastrów energetycznych

Rozwój gospodarczy wpłynął na tworzenie struktur klastrowych w różnych branżach, a rozwój współczesnej energetyki jest nierozdzielnie związany z dynamicznym rozwojem energetyki odnawialnej. Wskazuje on wyraźny kierunek zmian, który będzie wymagał zmiany funkcjonowania całego systemu elektroenergetycznego, w tym zmiany harmonogramów dyspozycyjności poszczególnych jednostek wytwórczych. Implikuje to konieczność inwestycji w nowoczesną infrastrukturę sieciową, która będzie w stanie zintegrować dużą liczbę rozproszonych terytorialnie elektrowni rozproszonych wykorzystujących głównie odnawialne źródła energii (OZE) do produkcji energii elektrycznej, z funkcjonującym systemem dystrybucyjnym i przesyłowym. Rozwój OZE wiąże się z tworzeniem struktur klastrowych w celu współtworzenia wartości.

Definicja klastra energetycznego została przedstawiona w *Ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii* (art. 2, pkt. 15a) [11]. Podmioty mogą tworzyć cywilnoprawne porozumienie, w skład którego mogą wchodzić osoby fizyczne, osoby prawne, jednostki naukowe, instytuty badawcze lub jednostki samorządu terytorialnego, dotyczące wytwarzania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią z odnawialnych źródeł energii bądź z innych źródeł lub paliw, w ramach jednej sieci dystrybucyjnej, odpowiednio w granicach jednej gminy albo powiatu. Takie porozumienie, zwane **klastrem energetycznym**, jest odpowiedzią na potrzebę dążenia do wzrostu efektywności podejmowanych działań zarówno indywidualnych, jak i wspólnych zaangażowanych podmiotów. Ustawa nie nadaje klastrom odpowiedniej formy prawnej, ale podmioty muszą ustalić zasady współpracy w odrębnym porozumieniu. Warto zaznaczyć, że zmiany w ustawie o OZE umożliwiają tworzenie wysp energetycznych i zamkniętych systemów dystrybucyjnych, a więc obszarów samowystarczalnych energetycznie¹.

Ideą tworzenia klastrów jest grupowanie wytwórców i odbiorców energii działających na danym obszarze², a środki na ich tworzenie mogą pochodzić z regionalnych programów operacyjnych lub Programu Operacyjnego „Infrastruktura i środowisko”. Klastry mają stać się oznaką na lokalną samowystarczalność energetyczną, a korzyści z ich funkcjonowania mają uzyskać odbiorcy, bowiem zyskają sterowalne źródło energii. Dla wytwórców korzyścią ma być gwarancja wyższych cen odsprzedaży energii, a dla operatorów sieci wzrost bezpieczeństwa dostaw energii i parametrów zasilania³. Inwestorzy stawiają też na zysk operacyjny oraz wyższe stopy zwrotu. Jednak idei tworzenia klastrów przyświeca większy cel, którym jest propagowanie i uwydatnienie roli energii pochodzącej z odnawialnych źródeł energii.

6. Wnioski końcowe

Polityka energetyczna w Polsce jest w fazie głębokich przeobrażeń, które stanowią niezaprzeczalną szansę dla rozwoju innowacyjności na gruncie elektroenergetyki. Jedną ze ścieżek do jej osiągnięcia jest rozwój klastrów energetycznych. Łączą

¹ Wprowadzono deregulację polegającą na wyłączeniu z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia oraz opracowywania i przedkładania planów rozwoju sieci.

² Maksymalnie obszar działania jednego klastra nie może przekraczać granic powiatu lub obszaru pięciu gmin.

³ Nie narażają się na odszkodowania za niedotrzymanie standardów.

one uczestników rynku, w tym konkurentów, inicjują współpracę między nimi oraz na podstawie ich doświadczeń kreują dalszy rozwój. Korzyści z takiej współpracy można wyliczać wiele, natomiast kluczową kwestią jest fakt, że są to korzyści zarówno indywidualne, jak i wspólne. Warto zwrócić szczególną uwagę na aspekt dzielenia się know-how oraz działalność edukacyjno-szkoleniową, oferowaną przez praktyków biznesowych. Umożliwia to rzetelną edukację, co może skutkować dalszym rozwojem energetyki rozproszonej, wspieranym zarówno przez osoby fizyczne, jak i wszelkie zainteresowane instytucje.

Celem niniejszej publikacji była identyfikacja kooperacji w strukturach klastrów w branży energetycznej. Zaprezentowane podejście klasteringu, zdefiniowanie kooperacji oraz wskazanie inicjatyw klastrów pozwoliły na osiągnięcie celu artykułu. Dodatkowo podkreślono wzrost znaczenia koncepcji tworzenia klastrów energetycznych, na co przyczyniło się wprowadzenie tego pojęcia do *Ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii* [11]. Zaprezentowana idea klastrów może być uważana za narzędzie inicjujące innowacyjność i rozwój podmiotów rynkowych oraz całej branży.

Dodatkowo z przedstawionej analizy wynika, że koncepcja kooperacji jest nierozdzielnie związana z klastrami. Stanowią one nowy sposób myślenia o kreowaniu konkurencyjności i współpracy między podmiotami rynkowymi. Konkurencja nie wyklucza więc wzajemnych, korzystnych interakcji między przedsiębiorstwami, przeciwnie – może stać się motorem ich rozwoju.

BIBLIOGRAFIA

1. Brandenburger A.M., Nalebuff B.J., *Co-opetition*, New York: Doubleday Currency, 1996.
2. Gorynia M., Jankowska B., *Klasy a międzynarodowa konkurencyjność i internacjonalizacja przedsiębiorstwa*, Difin, Warszawa 2008.
3. Grzebczyk M., Koncepcja klastra a współdziałanie i konkurencyjność przedsiębiorstw, *Przedsiębiorstwo i Region* 2009, nr 1.
4. Jabłońska K.A., Klasy energetyczne jako narzędzie wspierania rozwoju nowoczesnych systemów elektroenergetycznych, *Prace Naukowe Uniwersytetu Ekonomicznego we Wrocławiu, Polityka ekonomiczna* 2015, nr 402, red. J. Sokołowski, A. Żabiński, s. 123–132.
5. Kowalski A.M., Kooperacja w ramach klastrów jako czynnik zwiększania innowacyjności i konkurencyjności regionów, *Gospodarka Narodowa* 2010, nr 5–6.
6. Ławecki M., Współpraca w ramach klastrów szansą na rozwój polskich przedsiębiorstw, *Zarządzanie i Finanse* 2012, nr 1 (2).
7. Mucha-Kuś K., Sołtysik M., Zamasz K., Capacity market – demand for coepetition? [w:] *Capacity Market in Contemporary Economic Policy*, red. K. Zamasz, Difin, Warszawa 2015.
8. Mucha-Kuś K., Zamasz K., Sołtysik M., Innowacyjne strategie kooperacyjnych zachowań uczestników rynku energii [w:] *Innowacje i przedsiębiorczość w procesie podnoszenia konkurencyjności przedsiębiorstw*, red. Z. Dacko-Pikiewicz, V. Marakova, R. Niestrój, Wydawnictwo Naukowe WSB, Dąbrowa Górnicza 2015, s. 83–93.
9. Porter M.E., Location, competition and economic development: Local clusters in a global economy, *Economic Development Quarterly* 2000, Vol. 14, No. 1.
10. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 2 grudnia 2006 r. w sprawie udzielania przez Agencję Rozwoju Przedsiębiorczości pomocy finansowej niezwiązanej z programami operacyjnymi, Dz.U. z 2006 r., nr 226, poz. 1651.
11. Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, Dz.U. z 2015 r. poz. 478.
12. Wspólnotowe zasady ramowe dotyczące pomocy państwa na działalność badawczą, rozwojową i innowacyjną, Dz.Ur. UE C 323 z dnia 30.12.2006.
13. Benchmarking klastrów w Polsce – edycja 2. Raport z badań, red. J. Hołub-Iwan, Polska Agencja Rozwoju Przedsiębiorczości, 2012 [online], <http://www.parp.gov.pl/files/74/81/545/15178.pdf> [dostęp: 6.02.2017].

Karolina Mucha-Kuś

dr

Instytut Projektów i Analiz sp. z o.o.

e-mail: karolina.mucha-kus@ipa-instytut.pl

Absolwentka Śląskiej Międzynarodowej Szkoły Handlowej (2008), studiów podyplomowych w Akademii Górniczo-Hutniczej (2012, 2014) i studiów doktoranckich na Uniwersytecie Ekonomicznym w Katowicach (2012), gdzie uzyskała stopień naukowy doktora (2014). Od 2007 roku zawodowo związana z branżą energetyczną. Doświadczenie zawodowe zdobywała w Vattenfall Distribution Poland SA, TAURON Polska Energia SA oraz Instytucie Projektów i Analiz sp. z o.o. Jej zainteresowania naukowo-badawcze dotyczą strategii efektywnych zachowań uczestników rynku energii. Autorka referatów z zakresu zarządzania strategicznego, w szczególności badań nad strategiami kooperacji. Członkini Towarzystwa Obrotu Energią (TOE) oraz International Association for Energy Economics (IAEE).

Maciej Sołtysik

dr inż.

Politechnika Śląska / Instytut Projektów i Analiz sp. z o.o.

e-mail: maciej.soltysik@polsl.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Śląskiej (2000) oraz studiów podyplomowych w Akademii Ekonomicznej w Katowicach (2007) i Akademii Górniczo-Hutniczej (2010). Stopień naukowy doktora uzyskał w Instytucie Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej (2010). Od kilkunastu lat jest związany z energetyką. Doświadczenie zawodowe zdobywał w Enion SA, Everen sp. z o.o. Grupa EdF, TAURON Polska Energia SA oraz Instytucie Projektów i Analiz sp. z o.o. Członek Towarzystwa Obrotu Energią (TOE), Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej (PKEE) oraz International Association for Energy Economics (IAEE). Biegły sądowy z zakresu elektroenergetyki i rynku energii elektrycznej. Autor i współautor kilkudziesięciu referatów naukowych.

Krzysztof Zamasz

dr hab.

Politechnika Śląska

e-mail: krzysztof.zamasz@polsl.pl

Posiada 20-letnie doświadczenie w zarządzaniu w sektorze elektroenergetycznym. Od 2007 roku jest wykładowcą akademickim, m.in. na Politechnice Śląskiej w Gliwicach oraz Wyższej Szkole Biznesu w Dąbrowie Górniczej. W 2016 roku uzyskał tytuł doktora habilitowanego nauk ekonomicznych. Jest autorem i współautorem kilkudziesięciu publikacji naukowych, zarówno dotyczących obszaru energetyki, jak i zarządzania oraz logistyki. Uczestniczy w pracach polskich i międzynarodowych organizacji eksperckich, jak np. International Association For Energy Economics (IAEE).

Założenia funkcjonowania klastrów energii

Autor

Maciej Sołtysik

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

klastry energetyczne, optymalizacja, inwestycje, odnawialne źródła energii

Streszczenie

Obowiązujące przepisy prawne dopuszczają tworzenie klastrów składających się z odbiorców i wytwórców energii. Istota ich działania polega na wzajemnym równoważeniu zapotrzebowania odbiorców z generacją w klastrze. Koncepcja ta z zasady ma stwarzać bodźce inwestycyjne, gwarantując z jednej strony odpowiednio wysoki poziom cen zakupu energii od wytwórców, a z drugiej strony niższe niż poza klastrem koszty zakupu i dostawy energii ponoszone przez odbiorców. W referacie przedstawiono wybrane scenariusze klasteryzacji oraz wskazano na szanse i bariery rozwoju tej koncepcji promocji energetyki rozproszonej w wymiarze lokalnym.

1. Wprowadzenie

Struktury rynków lokalnych, w tym także rynku w Polsce, w długofalowej perspektywie muszą dostosowywać się do polityki wspólnotowej w zakresie tworzenia, rozwoju i docelowego kształtu europejskiego rynku energii. Przejawia się to zarówno w konieczności kontynuacji prowadzenia procesów liberalizacyjnych, ujednoczenia procedur regulacyjnych, jak również poszukiwania optymalnej struktury wytwarzania w kontekście ograniczeń wynikających z obranych kierunków polityki klimatycznej. Z tej perspektywy szczególnie istotne wydaje się stworzenie mechanizmów pozwalających na rozwój energetyki w lokalnym, regionalnym wymiarze. Realizacji tego oczekiwania sprzyja koncepcja klasteryzacji, wpisująca się w światowy trend wsparcia generacji rozproszonej zarówno bazującej na źródłach odnawialnych, jak i wykorzystujących kogenerację oraz implikujących efektywność kosztową widzianą przez pryzmat odbiorców.

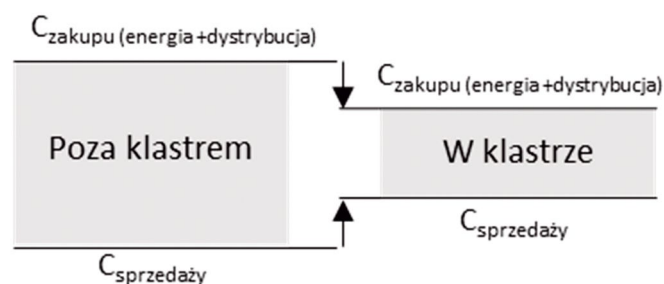
2. Klastry energetyczne

Funkcjonowanie struktur klastrowych w polskiej gospodarce ma już swoją historię, która zmaterializowała się głównie w obszarach innowacyjnych, ekologicznych i logistycznych. Aktualnie promowane podejście rozszerza tę perspektywę o możliwość tworzenia dedykowanych klastrów energetycznych.

Klaster zdefiniowany został w ustawie o odnawialnych źródłach energii (OZE) jako „cywilnoprawne porozumienie, w skład którego mogą wchodzić osoby fizyczne, osoby prawne, jednostki naukowe, instytuty badawcze lub jednostki samorządu terytorialnego, dotyczące wytwarzania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią z odnawialnych źródeł energii bądź z innych źródeł lub paliw, w ramach jednej sieci dystrybucyjnej, odpowiednio w granicach jednej gminy albo powiatu”. Definicja ta wskazuje na celowo-podmiotowe działanie skupiające się głównie na potrzebie lokalnego równoważenia

podaży i popytu energii elektrycznej. Ta nadrzędna i ogólnie sformułowana idea implikuje wiele celów pośrednich, istotnych zarówno z perspektywy partykularnych interesów uczestników klastra, jak również szerokiego ujęcia regionalnego i krajowego. Klasteryzacja w uproszczeniu sprowadzać się zatem będzie do stworzenia ram i mechanizmów funkcjonowania oraz skonstruowania bodźców i zachęt do zawierania stosownych umów między odbiorcami, wytwórcami i koordynatorem klastra. Realizowane będą przez to cele na poziomie indywidualnym, głównie w zakresie oddziaływania finansowego dzięki uzyskaniu przez wytwórców w ramach klastra wyższych cen sprzedaży energii i jednocześnie tańszego pokrycia zapotrzebowania odbiorców, co zilustrowano na rys. 1.

W zakresie pozostałych czynników na tym poziomie nie bez znaczenia pozostaje wpływ na poprawę lokalnego wymiaru bezpieczeństwa energetycznego, innowacyjność, rozwój energetyki rozproszonej, wpływający np. na ograniczenie niskiej emisji, a także implikacje na kwestie społeczne. Patrząc przez pryzmat regionalny i krajowy, klasteryzacja przyczyni się do wzrostu bezpieczeństwa energetycznego, szczególnie istotnego na obszarach o mniejszej intensyfikacji sieci przesyłowej i dystrybucyjnej [8]. Ponadto wpłynie na realizację celu



Rys. 1. Efekt ekonomiczny dla członków klastra

indykatywnego w zakresie udziału produkcji energii ze źródeł OZE w ogólnym bilansie produkcji.

Szczególnie istotne, bo stanowiące fundament tej koncepcji, stają się dwie kwestie. Pierwsza z nich dotyczy właściwego doboru uczestników klastra, który powinien być przeprowadzony w sposób optymalny ze względu na kryterium dopasowania profilowego zapotrzebowania na energię i możliwości, jego pokrycia przez generację w klastrze. Druga kwestia skupia się na zaprojektowaniu bodźców ekonomicznych i zachęt do przystąpienia przez wytwórców i odbiorców do struktur klastrowych. Oba te elementy wymagają przeprowadzenia dokładniejszych analiz, szczególnie w zakresie założeń i identyfikacji ewentualnych barier dla rozwoju idei klasteryzacji.

3. Uczestnicy klastra

Ustawodawca w zaprojektowanym mechanizmie szczególną rolę powierza koordynatorowi klastra. W zakresie jego głównych kompetencji znajduje się bowiem obrót energią elektryczną i zapewnienie jej dystrybucji, a także stworzenie mechanizmów rozliczeniowych i prowadzenie rozliczeń w klastrze. Mechanizmy te powinny z kolei gwarantować trwałą efektywność ekonomiczną jego uczestnikom i stwarzać bodźce inwestycyjne. Koordynator, mając na względzie aspekty ekonomiczne, powinien minimalizować fizyczną i handlową wymianę energii z otoczeniem klastra i unikać tym samym kosztów bilansowania. Tak postawiony cel implikuje konieczność doboru uczestników na podstawie m.in. kryteriów profilowych, stabilnościowych i regulacyjnych [2, 9]. Źródła rozproszone, w tym te głównie bazujące na energii odnawialnej, cechują się często niestabilnym (np. źródła fotowoltaiczne), sezonowym (np. małe elektrownie wodne), a momentami wręcz stochastycznym (np. elektrownie wiatrowe) profilem wytwarzania. W ramach klastra powinna natomiast być zagwarantowana stabilna generacja, którą można uzyskać np. z elektrowni biogazowych lub przez odpowiedni dobór źródeł bazujących na pozostałych rodzajach energii. Dodatkowo możliwe staje się stworzenie i wykorzystanie potencjału regulacyjnego w klastrze (np. energia pochodząca z akumulacji wody w elektrowniach wodnych).

Oprócz aspektów technicznych istotny jest także model finansowy funkcjonowania źródeł wytwórczych, który wynika z obowiązujących regulacji prawnych. Przychody w źródłach wytwórczych mogą pochodzić alternatywnie z mechanizmu bazującego na sprzedaży energii elektrycznej i praw majątkowych lub wprowadzonego ustawą o OZE [10] mechanizmu aukcyjnego.

Wyróżnić można pięć podstawowych scenariuszy aktywności rynkowej źródeł rozproszonych odnawialnych i kogeneracyjnych:

1. źródło istniejące i finansowane poza mechanizmem aukcyjnym
2. źródło istniejące i finansowane w ramach mechanizmu aukcyjnego
3. źródło nowo budowane i finansowane poza mechanizmem aukcyjnym
4. źródło nowo budowane i finansowane w ramach mechanizmu aukcyjnego
5. źródło zmodernizowane i finansowane w ramach mechanizmu aukcyjnego.

Identyfikacja ta jest istotna z perspektywy konstrukcji mechanizmu rozliczeniowego w klastrze.

Z perspektywy koordynatora klastra szczególnie istotne staje się skonstruowanie mechanizmu gwarantującego takie poziomy cen dla uczestników klastra, które pokrywałyby koszty własne funkcjonowania koordynatora i dodatkowo stwarzałyby dostateczne zachęty agregowanym uczestnikom.

Równowagę przychodowo-kosztową w klastrze można zilustrować równaniami (1–9).

$$P_{WK} - K_{KW} = K_{OK} + K_{KO} \quad (1)$$

gdzie: P_{WK} – przychód wytwórcy w klastrze, K_{KW} – część kosztów za koordynację w klastrze transponowana na wytwórcę, K_{OK} – koszt ponoszony przez odbiorcę w klastrze, K_{KO} – część kosztów za koordynację w klastrze transponowana na odbiorcę.

$$P_{WK} = P_W + \Delta_{WK} \quad (2)$$

gdzie: P_{WK} – przychód wytwórcy w klastrze, P_W – przychód wytwórcy poza klastrem, Δ_{WK} – zachęta do uczestnictwa wytwórcy w klastrze.

$$P_W = P_{WC} \text{ lub } P_{WA} \text{ lub } P_{WR} \quad (3)$$

gdzie: P_W – przychód wytwórcy poza klastrem, P_{WC} – przychód wytwórcy poza klastrem obowiązujący w systemie certyfikacji, P_{WA} – przychód wytwórcy poza klastrem obowiązujący w systemie aukcyjnym, P_{WR} – przychód nowo budowanego wytwórcy poza klastrem bez zewnętrznych systemów wsparcia.

$$P_{WC} = P_{EC} + P_{PM} \quad (4)$$

gdzie: P_{WC} – przychód wytwórcy poza klastrem obowiązujący w systemie certyfikacji, P_{EC} – przychód wytwórcy ze sprzedaży energii elektrycznej, P_{PM} – przychód wytwórcy ze sprzedaży praw majątkowych.

$$P_{WA} = P_{EA} + P_{PP} \quad (5)$$

gdzie: P_{WA} – przychód wytwórcy poza klastrem obowiązujący w systemie aukcyjnym, P_{EA} – przychód wytwórcy ze sprzedaży energii elektrycznej w systemie aukcyjnym, P_{PP} – przychód z pomocy publicznej.

$$P_{WR} = P_{ER} \quad (6)$$

gdzie: P_{WR} – przychód nowo budowanego wytwórcy poza klastrem bez zewnętrznych systemów wsparcia, P_{ER} – przychód wytwórcy ze sprzedaży energii elektrycznej po cenach rynkowych.

$$\begin{aligned} K_{OK} &= K_O - \Delta_{OK} \\ K_{OK} &= K_{EK} - K_{DK} \end{aligned} \quad (7)$$

gdzie: K_{OK} – koszt ponoszony przez odbiorcę w klastrze, K_O – koszt ponoszony przez odbiorcę poza klastrem, Δ_{OK} – zachęta

do uczestnictwa odbiorcy w klastrze, K_{EK} – koszt zakupu energii elektrycznej w klastrze, K_{DK} – koszt dystrybucji energii elektrycznej w klastrze.

$$K_O = K_E + K_D \quad (8)$$

gdzie: K_O – koszt ponoszony przez odbiorcę poza klastrem, K_E – koszt zakupu energii elektrycznej, K_D – koszt dystrybucji energii elektrycznej.

$$K_{KW} = \alpha K_K = \alpha (K_F + K_B - P_B)$$

$$K_{KO} = (1 - \alpha) K_K = (1 - \alpha) (K_F + K_B - P_B) \quad (9)$$

gdzie: K_{KW} – część kosztów za koordynację w klastrze transponowana na wytwórcę, K_{KO} – część kosztów za koordynację w klastrze transponowana na odbiorcę, α – współczynnik podziału kosztów, K_F – koszt funkcjonowania koordynatora, K_B – koszt bilansowania klastra, P_B – przychód z bilansowania klastra.

Równanie (1) implikuje konieczność przeprowadzenia scenariuszowej analizy uzależnionej od modelu finansowania źródeł wytwórczych. Pierwszy scenariusz zakłada zagregowanie w klastrze źródeł wytwórczych, rozliczających się w systemie certyfikacji, tj. pozyskujących strumień przychodów np. ze sprzedaży energii elektrycznej po cenie rynku konkurencyjnego powiększonej o sprzedaż praw majątkowych, co syntetycznie przedstawiono w tab. 1.

Alternatywny model rozliczania wytwórców, bazujący na systemie aukcyjnym, implementowano w ramach ustawy o OZE. W art. 73, ust. 3a ustawy wprowadzono kategoryzację aukcji uwzględniającą rodzaj instalacji odnawialnego źródła energii. W ramach tego katalogu w pkt 4 pojawia się aukcja na sprzedaż energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach OZE przez członków klastra energii.

Dnia 30 listopada 2016 roku ogłoszone zostały cztery aukcje zwykłe:

	C_{RK}	OZEX	RAZEM
Rozliczenie produkcji w OZE [zł/MWh]	171,52	49,12	220,64

Tab. 1. Dane rynkowe / III kwartał 2016 roku [4, 3]

Rodzaj instalacji	Cena referencyjna [zł/MWh]	Cena z aukcji [zł/MWh]	
		min.	max.
Biogaz rolniczy / do 1 MW	550,00	502,23	504,57
Wiatr / do 1 MW	300,00	252,50	408,80
Hydroenergia / do 1 MW	470,00	30,00	468,00
Fotowoltaika / do 1 MW	465,00	252,50	408,80

Tab. 2. Wybrane ceny referencyjne dla nowych i istniejących instalacji OZE wraz z cenami z aukcji [5, 6, 7]

- dla istniejących biogazowni rolniczych o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW
- dla istniejących biogazowni rolniczych o mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW
- dla instalacji nowych (fotowoltaika, energetyka wiatrowa, źródła w klastrach, źródła w spółdzielniach energetycznych, niektóre elektrownie wodne) o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW
- dla instalacji istniejących o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, spełniających kryterium stopnia wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej powyżej 3504 MWh/MW/rok oraz o emisyjności nie większej 100 kg/MWh (niektóre elektrownie wodne).

Ceny zaoferowane przez uczestników ograniczone były zróżnicowanym i zależnym od technologii wytwarzania poziomem cen referencyjnych, pomniejszonym o wartości uzyskanej pomocy publicznej. Dnia 3 stycznia 2017 roku opublikowano wyniki aukcji, które zilustrowane zostały w tab. 2.

Na podstawie uzyskanych wyników należy rozważyć, czy scenariusz gwarantujący źródłom fotowoltaicznym i wiatrowym, zagregowanym w ramach klastra, cenę sprzedaży energii na poziomie wahającym się między 252,50–408,80 zł/MWh jest możliwy do realizacji. Innymi słowy, czy jest możliwe skonstruowanie mechanizmu rozliczeniowego gwarantującego co najmniej taki poziom cen źródłom wytwórczym i jednocześnie opłacalność zakupu tej energii przez odbiorców w klastrze?

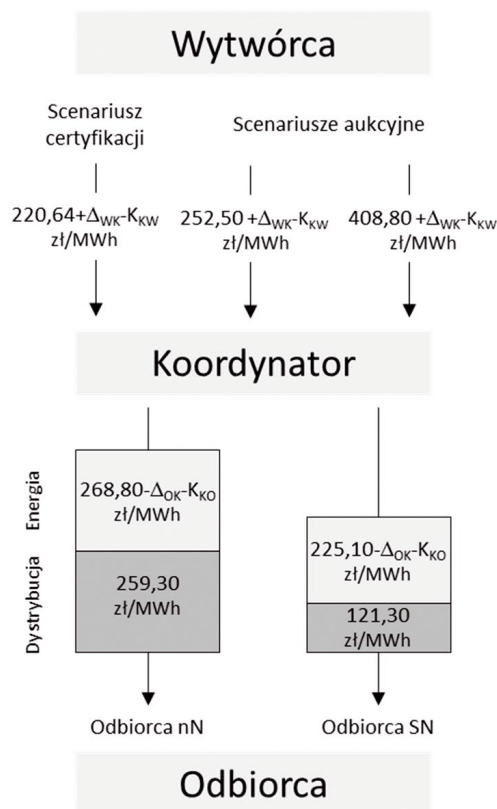
Z tej perspektywy istotne staje się przeprowadzenie analizy popytowej. Ze względu na ograniczenia formalne wskazujące, że klastr może być zbudowany wyłącznie w ramach sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV, dobór odbiorców do klastra napotyka na istotne ograniczenia i sprowadza się do uwzględnienia jedynie odbiorców zasilanych z niskiego i średniego poziomu napięcia. Średnie ceny sprzedaży dla tej grupy odbiorców przedstawiono w tab. 3.

Warto zwrócić uwagę na występowanie istotnych różnic w poziomach cen dla obu grup odbiorców, co sprawia, że zakup energii w ramach klastra z uwzględnieniem dodatkowych ograniczeń w postaci zachęt dla wytwórców i odbiorców oraz kosztów koordynacji może skutkować brakiem opłacalności konstruowania klastra na podstawie tak dobranych założeń. Schemat relacji zakupowo-sprzedażowych między uczestnikami klastra zilustrowano na rys. 2.

Kluczową kwestią staje się w tym momencie właściwa parametryzacja przez koordynatora klastra zmiennych w mechanizmie rozliczeniowym. W celu ilustracji przykładowego doboru

	Umowy kompleksowe (energia elektryczna + dystrybucja)	Energia elektryczna	Dystrybucja
Odbiorca na SN	346,40	225,10	121,30
Odbiorca na nN	528,10	268,80	259,30
Gospodarstwo domowe	504,40	262,80	241,60

Tab. 3. Średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej [1]



Rys. 2. Relacje sprzedażowe energii elektrycznej w klastrze

parametrów przeanalizowano trzy scenariusze, w których następuje pasmowy zakup/sprzedaż energii na poziomie 5 MWh. W scenariuszu a) po stronie wytwórczej założono brak zachęty dla wytwórcy i brak kosztów koordynacji, a po stronie odbiorcy zachętę w postaci 10% obniżki cen kupowanej energii (22,51–26,88 zł/MWh) oraz koszty koordynacji gwarantujące pokrycie kosztów w wysokości 1 mln zł/rok. W scenariuszu b) po stronie wytwórczej założono brak zachęty dla wytwórcy i brak

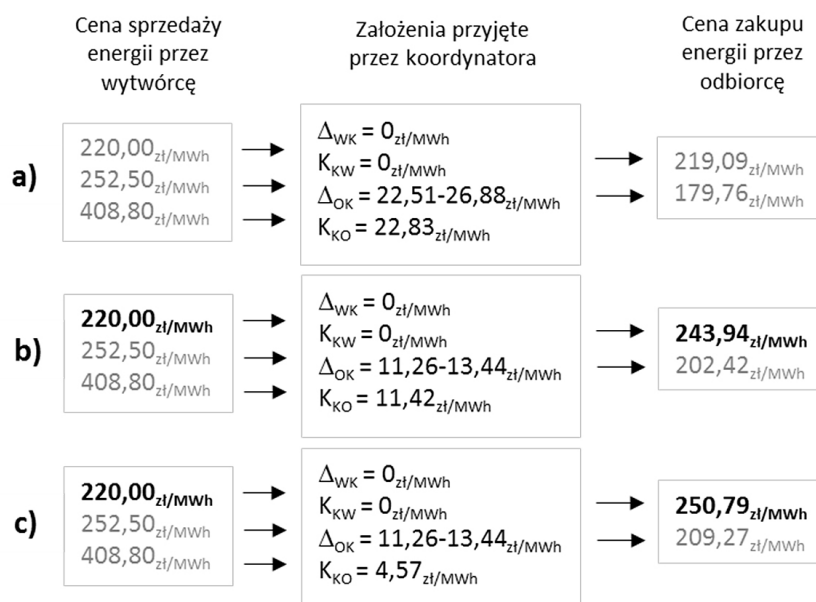
kosztów koordynacji, a po stronie odbiorcy zachętę w postaci 5% obniżki cen kupowanej energii (11,26–13,44 zł/MWh) oraz koszty koordynacji gwarantujące pokrycie kosztów w wysokości 0,5 mln zł/rok. W scenariuszu c) po stronie wytwórczej założono brak zachęty dla wytwórcy i brak kosztów koordynacji, a po stronie odbiorcy zachętę w postaci 5% obniżki cen kupowanej energii (11,26–13,44 zł/MWh) oraz koszty koordynacji gwarantujące pokrycie kosztów w wysokości 0,2 mln zł/rok.

Uzyskane wyniki, zilustrowane na rys. 3, wskazują na następujące wnioski:

- w każdym scenariuszu brak opłacalności sprzedaży energii do odbiorcy SN
- w każdym scenariuszu cena sprzedaży energii odbiorcy nN i SN jest istotnie niższa niż uzyskane podczas aukcji ceny sprzedaży energii przez wytwórcę.

4. Wnioski końcowe

Celem referatu było przeprowadzenie analizy założeń funkcjonowania klastrów energii w kontekście możliwych do uzyskania przez jego członków efektów ekonomicznych. Przeprowadzone analizy wskazują na potrzebę i konieczność tworzenia zachęt dla uczestników klastra, które wymagają właściwej parametryzacji w mechanizmie rozliczeniowym tworzonemu i nadzorowanym przez koordynatora. W referacie przeanalizowano wybrane scenariusze założeń, bazujące na rynkowych, rzeczywistych poziomach cen generacji oraz cen zakupu energii przez odbiorców. Wskazują one jednoznacznie, że budowanie mechanizmu rozliczeniowego w klastrze wyłącznie na uzmiennieniu cen za energię elektryczną jest niewystarczające. Zdarzają się bowiem sytuacje, w których zagwarantowana źródłom OZE cena sprzedaży energii jest istotnie wyższa od cen, po których zakupu dokonują odbiorcy. Uwzględnienie kosztów zachęt i pokrycia kosztów własnych funkcjonowania koordynatora dodatkowo pogłębia tę różnicę. Zasadna zatem staje się dodatkowo zmiana mechanizmu rozliczeniowego dystrybucji energii. Ewolucja



Rys. 3. Wyniki symulacji scenariuszy rozliczeniowych

powinna iść w kierunku odzwierciedlenia lokalnego łańcucha kosztów dostaw energii i odejścia od uśrednień stosowanych w ramach danych grup taryfowych. Urealnienie kosztów i przypisanie ich bezpośrednio uczestnikom klastra powinno skutkować obniżeniem kosztów dystrybucji i zwiększeniem atrakcyjności ekonomicznej klasteryzacji. W ocenie autora powinien to być element dalszych pogłębionych analiz, także przy przygotowywaniu założeń i wytycznych uszczegóławiających zapisy ustawowe w zakresie klasteryzacji.

BIBLIOGRAFIA

1. Ceny energii elektrycznej dla odbiorców przemysłowych i indywidualnych. Etap I, Agencja Rynku Energii SA, Warszawa, marzec 2016.
2. Czapaj R., Rzepka P., Szabliski M., Typowanie zmiennych objaśniających przy wykorzystaniu zautomatyzowanych metod statystycznych jako sposób optymalizacji wyboru metody estymacji szczytowego dobowego obciążenia KSE, Konferencja Naukowa „Prognozowanie w elektroenergetyce”, Podlesice 2016.
3. Towarowa Giełda Energii SA [online], <http://www.tge.pl>.
4. Informacja (nr 70/2016) Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w sprawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w III kwartale 2016 roku [online], <https://www.ure.gov.pl/pl/stanowiska/6838,Informacja-nr-702016.html> [dostęp: 18.05.2017].
5. Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Nr 2/2017 z dnia 3.01.2017 r. [online], <https://www.ure.gov.pl/pl/stanowiska/6853,Informacja-nr-22017.html> [dostęp: 6.02.2017].
6. Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Nr 4/2017 z dnia 3.01.2017 r. [online] <https://www.ure.gov.pl/pl/stanowiska/6855,Informacja-nr-42017.html> [dostęp: 18.05.2017].
7. Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Nr 5/2017 z dnia 3.01.2017 r. [online] [file:///C:/Users/Katarzyna%20%C5%BBelazek/Downloads/Informacja_PURE_5_2017%20\(1\).pdf](file:///C:/Users/Katarzyna%20%C5%BBelazek/Downloads/Informacja_PURE_5_2017%20(1).pdf) [dostęp: 18.05.2017].
8. Przygodzki M., Generacja rozproszona jako aktywny uczestnik zarządzania pracą KSE, *Logistyka* 2015, nr 3, s. 4037–4044.
9. Sołtysik M., Wilczyński A., Warunki optymalnego doboru uczestników grup bilansujących, Materiały VI Konferencji Naukowo-Technicznej „Sieci elektroenergetyczne w przemyśle i energetyce”, wrzesień 2008, s. 259–266.
10. Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, Dz. U. z 2015 r. poz. 478, 2365; z 2016 r. poz. 925, 1579.

Maciej Sołtysik

PSE Innowacje sp. z o.o. / Politechnika Śląska

e-mail: maciej.soltysik@polsl.pl

dr inż.

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Śląskiej (2000) oraz studiów podyplomowych w Akademii Ekonomicznej w Katowicach (2007) i Akademii Górniczo-Hutniczej (2010). Stopień naukowy doktora uzyskał w Instytucie Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej (2010). Od kilkunastu lat jest związany z energetyką. Doświadczenie zawodowe zdobywał w Enion SA, Everen sp. z o.o. grupa EDF i TAURON Polska Energia SA. Członek Towarzystwa Obrotu Energią (TOE) i grup roboczych przy Towarzystwie Obrotu Energią (TOE) oraz Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej (PKEE). Biegły sądowy z zakresu elektroenergetyki i rynku energii elektrycznej. Autor i współautor kilkudziesięciu referatów naukowych.

Bezpieczeństwo elektroenergetyczne

PASYWNE SYSTEMY BEZPIECZEŃSTWA W NOWOCZESNYCH ELEKTROWNIACH JĄDROWYCH Jakub Aleksander Sierchuła, Krzysztof Sroka	87
POPRAWA STABILNOŚCI KĄTOWEJ PRZEJŚCIOWEJ POPRZEZ ZAŁĄCZANIE SZEREGOWEGO REZYSTORA HAMUJĄCEGO Sylwester Robak, Konrad Gryszpanowicz	93
STRATEGIE ZARZĄDZANIA POZIOMEM INERCJI W SYNCHRONICZNIE POŁĄCZONYCH SYSTEMACH ELEKTROENERGETYCZNYCH Jacek Wasilewski, Zbigniew Lubośny	98
PRACA RÓWNOLEGŁA TURBOZESPOŁU PAROWEGO I HYDROZESPOŁÓW W UKŁADZIE WYSPOWYM TWORZONYM W WARUNKACH ODBUDOWY KRAJOWEGO SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO PO AWARII KATASTROFALNEJ Ireneusz Andrzej Grządzielski, Krzysztof Sroka, Adam Kurzyński, Marcin Kaczmarek, Daria Radsak	105
BADANIE ZJAWISK PRZEJŚCIOWYCH PODCZAS TWORZENIA TORU ROZRUCHOWEGO ORAZ URUCHAMIANIA URZĄDZEŃ POTRZEB WŁASNYCH BLOKU CIEPLNEGO Ireneusz Andrzej Grządzielski, Krzysztof Sroka, Mikołaj Zakrzewski	113
IDENTYFIKACJA ZWARC DOZIEMNYCH WYSOKOREZYSTANCYJNYCH W SIECIACH ŚREDNICH NAPIĘĆ Z WYKORZYSTANIEM WYŻSZYCH HARMONICZNYCH Lubomir Marciniak, Mateusz Piątek	125
NIEKONWENCJONALNE ROZWIĄZANIE BLOKADY KOŁYSANIOWEJ ZABEZPIECZEŃ PODIMPEDANCYJNYCH JEDNOSTKI WYTWÓRCZEJ Marcin Lizer	134
STRUKTURA AUTOMATYKI ZABEZPIECZENIOWEJ 2-KADZIOWEGO SYMETRYCZNEGO PRZESUWNIKA FAZOWEGO Tomasz Bednarczyk, Adrian Halinka, Piotr Adrian Rzepka, Mateusz Szabliski	142
WARUNKI SKUTECZNOŚCI KOMPENSACJI ZIEMNOZWARCIOWEJ W SIECIACH SN O ZNACZNEJ ASYMETRII DOZIEMNEJ Józef Lorenc, Bogdan Staszak, Jacek Handke	153
ZABEZPIECZANIE DŁAWIKA UZIEMIAJĄCEGO PRZYŁĄCZONEGO DO PUNKTU GWIAZDOWEGO DŁAWIKA KOMPENSACYJNEGO WYSOKIEGO NAPIĘCIA Krzysztof Dobrzyński, Jacek Klucznik, Zbigniew Lubośny, Stanisław Czapp	160
OGRANICZENIE ODDZIAŁYWANIA SKUTKÓW AWARII W SIECIACH ENERGETYCZNYCH NA ODBIORCĘ KOŃCOWEGO ZA POMOCĄ SEKCJONOWANIA STRUKTURY SIECIOWEJ Szczepan Moskwa, Sławomir Kozieł, Marek Siłuszyk, Zbigniew Galias	168
MODELOWANIE WARUNKÓW DOBOWEGO BILANSOWANIA KSE W DŁUGIM HORYZONCIE CZASU Bogdan Czarnecki	173
ZWIĘKSZENIE MOCY WYTWÓRCZYCH POPRZEZ MODERNIZACJE BLOKÓW ENERGETYCZNYCH ELEKTROWNI Roman Krok	178
PRAKTYCZNE SPOSOBY POPRAWY WSKAŹNIKÓW NIEZAWODNOŚCI ZASILANIA SAIDI I SAIFI W SIECI SN Piotr Janiszewski, Jan Sawicki, Janusz Kurpas, Maciej Mróz	183
SYSTEM INSPEKCJI PRZYROSTU TEMPERATURY GIT Jerzy Chudorliński, Paweł Michalski, Karol Makowiecki, Anna Kołtun, Maciej Rup	190
SYSTEM SSC DO INTELIGENTNEGO ZARZĄDZANIA STACJĄ ELEKTROENERGETYCZNĄ JAKO ELEMENT SIECI SMART GRID Paweł Wlazło, Radosław Przybysz, Krzysztof Broda, Maciej Rup, Anna Kołtun, Grzegorz Wojtaś	196
WYKORZYSTANIE LOSOWAŃ METODĄ LHS DO OBLICZEŃ PROBABILISTYCZNEGO ROZPŁYWU MOCY Maksymilian Mikołaj Przygrodzki, Wojciech Lubicki	203
WARTOŚCIOWANIE BEZPIECZEŃSTWA ENERGETYCZNEGO W ZAKŁADZIE PRZEMYSŁOWYM Maksymilian Mikołaj Przygrodzki, Krzysztof Siekierski	210

Oświadczamy, że treść referatów opublikowanych w materiałach z konferencji „Aktualne problemy w elektroenergetyce” APE '17 nie została zmieniona bez uzgodnienia z autorami, ani przez Komitet Organizacyjny Konferencji, ani przez redakcję czasopisma *Acta Energetica*

Pasywne systemy bezpieczeństwa w nowoczesnych elektrowniach jądrowych

Autorzy

Jakub Aleksander Sierchuła
Krzysztof Sroka

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

pasywne systemy bezpieczeństwa, reaktor AP1000, ciepło powyłączeniowe, bezpieczeństwo elektrowni jądrowych, energetyka jądrowa

Streszczenie

Autorzy przedstawiają zasadę działania pasywnych systemów bezpieczeństwa stosowanych w elektrowniach jądrowych na przykładzie elektrowni z reaktorem AP1000. W szczególności opisują pasywny układ odprowadzania ciepła powyłączeniowego oraz pasywny system chłodzenia obudowy bezpieczeństwa. Ponadto w artykule zaprezentowano analizę scenariusza zakładającego niezłączenie się elementów systemów aktywnych (generatory Diesla) w przypadku awarii polegającej na utracie zasilania zewnętrznego. W pracy przedstawiono rolę wyżej wymienionych systemów pasywnych w odbiorze ciepła powyłączeniowego oraz ich wpływ na temperaturę czynnika roboczego w obiegu chłodzenia oraz w basenie magazynowym wody przeładunkowej (IRWST).

1. Wstęp

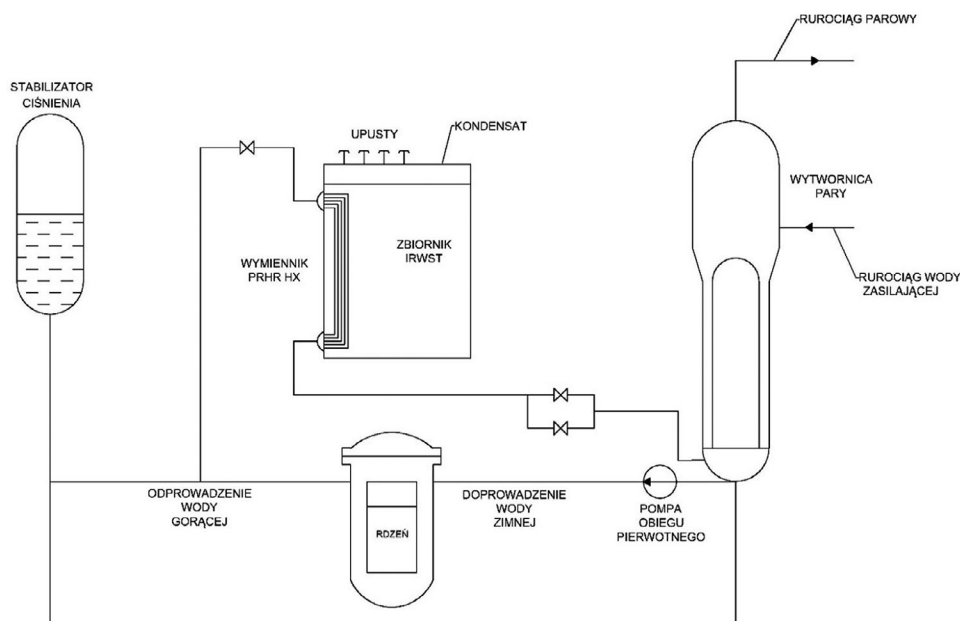
W przypadku różnego typu awarii w obecnie eksploatowanych elektrowniach jądrowych istotnym problemem staje się niezawodny i skuteczny odbiór ciepła od rdzenia już po wyłączeniu samego reaktora. Jak powszechnie wiadomo, procesy związane z rozpadem jąder atomowych cechują się pewną bezwładnością. Samo wygaszenie reakcji łańcuchowej nie może jej całkowicie przerwać, w związku z czym przemiany pierwiastków, doprowadzające do ich rozpadu i uwalniania ciepła, przebiegają dalej. Powoduje to generacje tak zwanego ciepła powyłączeniowego, które doprowadza do nagrzewania się reaktora, nawet po jego wyłączeniu. W związku z tym bardzo istotnym problemem jest zagwarantowanie odbioru ciepła powyłączeniowego bez względu na rodzaj awarii, jak np. rozerwanie rurociągów obiegu chłodzenia, zniszczenie pomp cyrkulacyjnych czy brak zasilania elektrycznego. Rzecz jasna wybuch reaktora jądrowego, ze względu na ujemny temperaturowy współczynnik reaktywności, jest niemożliwy, aczkolwiek brak odbioru ciepła z rdzenia może doprowadzić do jego przegrzania i stopienia.

W celu zagwarantowania skutecznego odbioru ciepła powyłączeniowego i przeciwdziałania nadmiernemu wzrostowi temperatury w rdzeniu reaktora AP1000 opracowany został pasywny układ odprowadzania ciepła powyłączeniowego (ang. *Passive Residual Heat Removal* – PRHR) [1], którego celem jest odbiór ciepła z reaktora w sytuacjach, w których normalny odbiór ciepła za pomocą wytwornic pary byłby niemożliwy, np. podczas utraty zasilania zewnętrznego, utraty chłodziwa

ze zbiornika reaktora czy w przypadku uszkodzenia rurociągu z wodą zasilającą lub parą. W skład wyżej wymienionego systemu wchodzi następujące elementy:

Pasywny wymiennik ciepła (ang. *Passive Residual Heat Removal Heat Exchanger* – PRHR HX), połączony bezpośrednio z układem chłodzenia rdzenia, który zbudowany jest z zestawu 689 cylindrycznych kanałów o średnicy 0,019 m. W przypadku wystąpienia awarii całość tworzy naturalny ciąg cyrkulacyjny umożliwiający przepływ chłodziwa pomiędzy rdzeniem a wymiennikiem. Wymiennik razem z układem chłodzenia jest odseparowany od obiegu pierwotnego zaworami, które otwierają się jedynie w przypadku awarii. Kanały wymiennika, odpowiadające za wymianę ciepła, zanurzone są w basenie magazynowym wody przeładunkowej (IRWST), natomiast sam wymiennik umieszczony jest ponad układem chłodzenia reaktora. Dzięki takiej konfiguracji możliwa jest naturalna cyrkulacja wody, spowodowana różnicą temperatur wody w zbiorniku reaktora i IRWST [1,2].

Basen magazynowy wody przeładunkowej (ang. *Incontainment Refueling Water Storage Tank* – IRWST) o pojemności 2100 m³, znajdujący się nad zbiornikiem reaktora, który stanowi część zarówno układu awaryjnego chłodzenia rdzenia, jak i pasywnego układu odprowadzania ciepła powyłączeniowego. Zbiornik połączony jest dwoma rurociągami z obiegiem pierwotnym reaktora, do którego, w razie uszkodzenia obiegu chłodziwa lub gwałtownego spadku ciśnienia, woda opada pod wpływem siły grawitacji. Ponadto pełni również rolę źródła odbioru ciepła dla pasywnego wymiennika ciepła [1, 2].



Rys. 1. Pasywny system chłodzenia rdzenia

Schemat pasywnego układu odprowadzania ciepła powyłączeniowego przedstawiono na rys. 1.

Działanie pasywnego układu odprowadzania ciepła można podzielić na kilka podstawowych etapów. Najpierw w razie wystąpienia awarii następuje naturalna cyrkulacja ciepła pomiędzy zbiornikiem reaktora a pasywnym wymiennikiem ciepła (PRHR HX). Następnie ciepło z wymiennika odbierane jest przez wodę zgromadzoną w basenie magazynowej wody przeładunkowej (IRWST), która po pewnym czasie zaczyna wrzeć. Zbiornik IRWST jest otwarty, w związku z tym powstała para gromadzi się wewnątrz obudowy bezpieczeństwa. Wykonana ze stali obudowa, będąca integralną częścią pasywnego systemu chłodzenia obudowy bezpieczeństwa, chłodzona jest z zewnątrz powietrzem atmosferycznym. Dzięki takiemu rozwiązaniu stanowi ona wymiennik ciepła o ogromnej powierzchni, odbierając przy tym ciepło od pary i doprowadzając do jej skroplenia. Tak skroplona woda trafia z powrotem kanałami do zbiornika IRWST, natomiast gorące powietrze kierowane jest ponownie do otoczenia.

2. Analiza pasywnego układu odprowadzania ciepła powyłączeniowego w przypadku utraty zasilania elektrycznego

W poniższym rozdziale przedstawiono wyniki przeprowadzonej analizy działania pasywnego układu odprowadzania ciepła powyłączeniowego w przypadku utraty zarówno zasilania zewnętrznego, jak i generatorów Diesla. W przypadku utraty zasilania zewnętrznego brak sygnału potwierdzającego zadziałanie generatorów Diesla inicjuje proces wyłączenia bloku jądrowego. Pręty awaryjne, wykonane z materiałów silnie pochłaniających neutrony, zostają wprowadzone do rdzenia reaktora, natychmiastowo zatrzymując reakcje jądrowe rozszczepienia. Jednak w wyniku przemian jądrowych, zachodzących w produktach rozszczepienia znajdujących się w rdzeniu, w reaktorze nadal generowane jest ciepło, tzw. ciepło powyłączeniowe, które musi

zostać odebrane. Przez ok. 2 minuty [1] obieg chłodziwa w obiegu pierwotnym jest możliwy dzięki zastosowaniu specjalnie zaprojektowanego koła zamachowego w pompie cyrkulacyjnej. Przez ten czas ciepło powyłączeniowe oddawane jest wodzie znajdującej się w wylotnicy pary. Po ok. 2 minutach poziom wody w wylotnicy pary osiąga minimalną wartość graniczną, po czym system automatyki zabezpieczeniowej inicjuje otwarcie zaworów pasywnego układu odprowadzania ciepła powyłączeniowego. Na skutek naturalnej cyrkulacji chłodziwa ciepło powyłączeniowe transportowane jest z rdzenia reaktora do pasywnego wymiennika ciepła (PRHR HX), a następnie oddawane do basenu magazynowej wody przeładunkowej (IRWST). Cyrkulacja wynika z różnicy gęstości/temperatury pomiędzy zimnym chłodziwem reaktorowym w pasywnym wymienniku ciepła (PRHR HX) a gorącym paliwem znajdującym się w rdzeniu reaktora.

Ciepło powyłączeniowe generowane w reaktorze 2 minuty po utracie zasilania można opisać następującą zależnością [3]:

$$Q_{\text{res}} = Q_0 \cdot 0.066 \cdot (t^{-0,2} - (t + t_s)^{-0,2}) \quad (1)$$

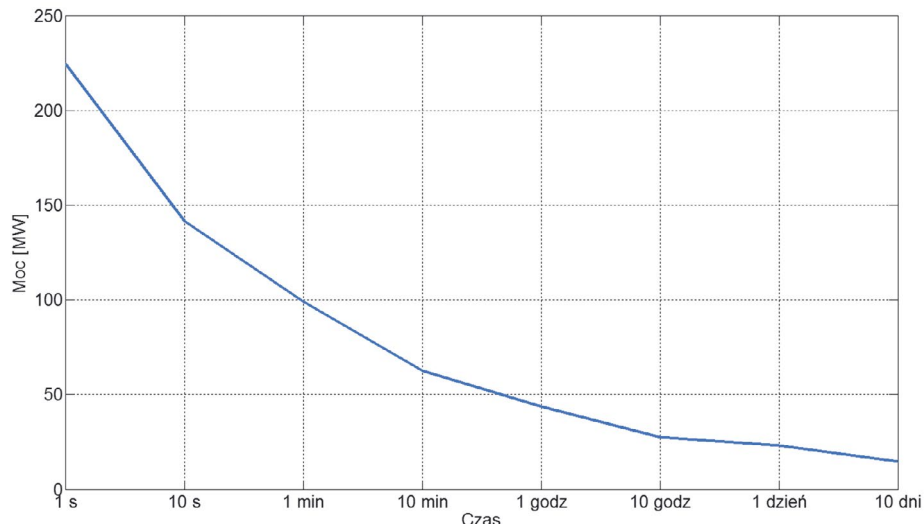
gdzie:

Q_{pow} – ciepło powyłączeniowe [W], Q_0 – moc reaktora przed wyłączeniem [W], t – czas od momentu wyłączenia reaktora [s], t_s – czas pomiędzy uruchomieniem a wyłączeniem reaktora [s].

Zakładając, że reaktor przed awarią był eksploatowany bez większych przerw, można założyć, że $t_s \rightarrow \infty$, w związku z czym powyższe wyrażenie można uprościć do następującej formy:

$$Q_{\text{res}}(t) = Q_0 \cdot 0.066 \cdot (t^{-0,2}) \quad (2)$$

Na rys. 2 przedstawiono zmianę wartości ciepła powyłączeniowego w czasie od momentu zadziałania pasywnego układu odprowadzania ciepła powyłączeniowego (2 minuty od utraty zasilania zewnętrznego).



Rys. 2. Wartość ciepła powyłączeniowego w funkcji czasu

Podczas tworzenia modelu matematycznego dla odbioru ciepła powyłączeniowego z rdzenia reaktora AP1000 przez wymiennik PRHR HX poczyniono następujące założenia:

1. Temperatura czynnika roboczego jest jednorodna w kierunku promieniowym
2. Wartość ciepła oddawanego przez każdy kanał pasywnego wymiennika ciepła (PRHR HX) jest taka sama
3. Przepływ czynnika roboczego wynosi

$$\dot{m} = 65 \frac{\text{kg}}{\text{s}} \quad [5]$$

4. Długość pojedynczego kanału wynosi $l = 5,5$ m, promień zewnętrzny/wewnętrzny kanał $r_2/r_1 = 0,017/0,019$ m [5], liczba kanałów $n = 689$ [5]
5. Objętość wody w basenie magazynowym wody przeładunkowej $V = 2100$ m³ [1,5]
6. Materiał, z którego wykonany jest pasywny wymiennik ciepła (PRHR HX)

$$-690\text{Alloy} \left(\lambda = 13,5 \frac{\text{W}}{\text{mK}} \right) \quad [5]$$

7. Ciśnienie w obiegu pierwotnym $p = 15,5$ MPa [5]
8. Temperatura czynnika roboczego na wlocie do pasywnego wymiennika ciepła (PRHR HX) w momencie zadziałania pasywnego układu odprowadzania ciepła powyłączeniowego $T_1 = 297^\circ\text{C}$ [5]
Temperatura wody w basenie magazynowym wody przeładunkowej (IRWST) $T_{zb} = 20^\circ\text{C}$.

Odbiór ciepła w wymienniku PRHR HX może zostać podzielony na trzy etapy: wnikanie ciepła od ośrodka do ścianki wymiennika, przewodzenie ciepła przez ściankę oraz wnikanie ciepła od ścianki wymiennika do ośrodka ogrzewanego. Strumień ciepła oddawanego w wymienniku PRHR HX może być zatem wyznaczony w następujący sposób [6]:

Etap 1:

$$Q_1 = \alpha_1 \cdot 2\pi \cdot r_1 \cdot l \cdot (T_1 - T_{s1}) \quad (3)$$

Etap 2 (przenikanie ciepła przez ścianę cylindryczną jednowarstwową):

$$Q_2 = 2 \cdot \lambda \cdot \pi \cdot l \cdot \frac{T_{s1} - T_{s2}}{\ln \frac{r_2}{r_1}} \quad (4)$$

Etap 3:

$$Q_3 = \alpha_2 \cdot 2\pi \cdot r_2 \cdot l \cdot (T_{s1} - T_{zb}) \quad (5)$$

Ruch ciepła jest ustalony, w związku z czym $Q_1 = Q_2 = Q_3$. Dodając stronami powyższe równania, uzyskuje się następującą zależność na strumień ciepła oddawanego z n -elementów rurkowych w wymienniku:

$$Q = \left(\frac{1}{\frac{1}{\alpha_1 \cdot 2 \cdot r_1} + \frac{1}{2\lambda \ln \frac{r_2}{r_1}} + \frac{1}{\alpha_2 \cdot 2 \cdot r_2}} \right) \cdot \pi \cdot l \cdot (T_1 - T_{zb}) \cdot n \quad (6)$$

gdzie:

l – długość wymiennika PRHR HX [m], T_1 – temperatura wody wpływającej do wymiennika [$^\circ\text{C}$], T_{zb} – temperatura wody w zbiorniku IRWST [$^\circ\text{C}$], r_1 – wewnętrzny promień ścianki [m], r_2 – zewnętrzny promień ścianki [m], λ – współczynnik przewodzenia ciepła dla

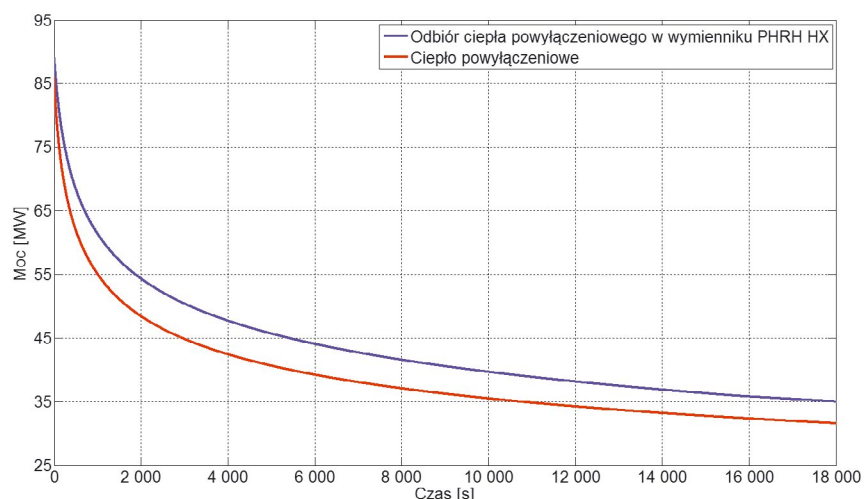
ścianki [$\frac{\text{W}}{\text{mK}}$], α_1 – współczynnik przenikania

ciepła dla wewnętrznej powierzchni ścianki

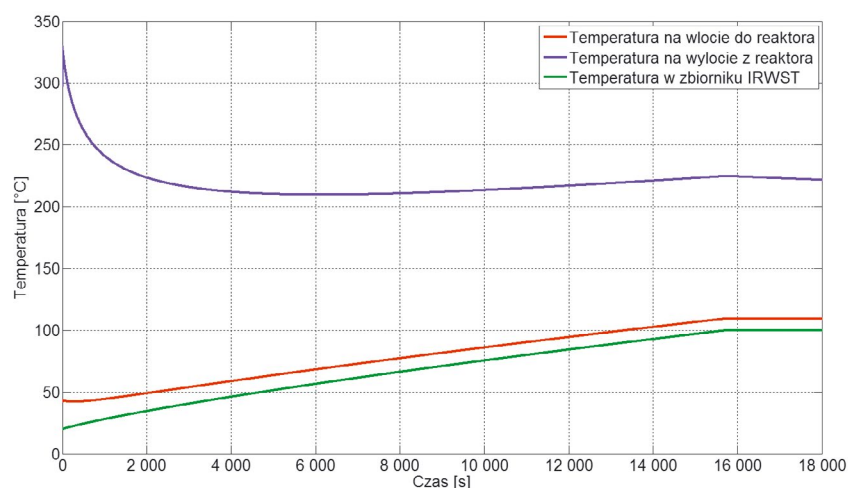
[$\frac{\text{W}}{\text{m}^2\text{K}}$], α_2 – współczynnik przenikania ciepła

dla zewnętrznej powierzchni ścianki [$\frac{\text{W}}{\text{m}^2\text{K}}$].

Dla przepływu w prostych, cylindrycznych kanałach przy liczbie Reynoldsa (Re) pomiędzy 10 000 a 120 000 (przepływ



Rys. 3. Ciężko powyłęczeniowe i oddawane w wymienniku PHRH HX w funkcji czasu



Rys. 4. Zależność temperatury czynnika roboczego w obiegu pierwotnym oraz temperatury w zbiorniku IRWST w czasie

turbulentny) oraz dla liczby Prandtla (Pr) pomiędzy 0,7 a 120, współczynnik przenikania ciepła można wyznaczyć z następującej zależności [4]:

$$\alpha = 0,023 \cdot \frac{\lambda_{\text{wody}}}{2r_1} \cdot Re^{0,8} \cdot Pr^{0,33} \quad (7)$$

Dla rozpatrywanego przypadku zarówno liczba Reynoldsa, jak i Prandtla mieszczą się w wyżej podanych przedziałach.

Znając moc cieplną oddawaną do zbiornika IRWST, można obliczyć temperaturę wylotową wody opuszczającej wymiennik PHRH HX, korzystając z poniższej zależności [6]:

$$Q = \dot{m} \cdot c_p(p, T) \cdot (T_1 - T_2) \quad (8)$$

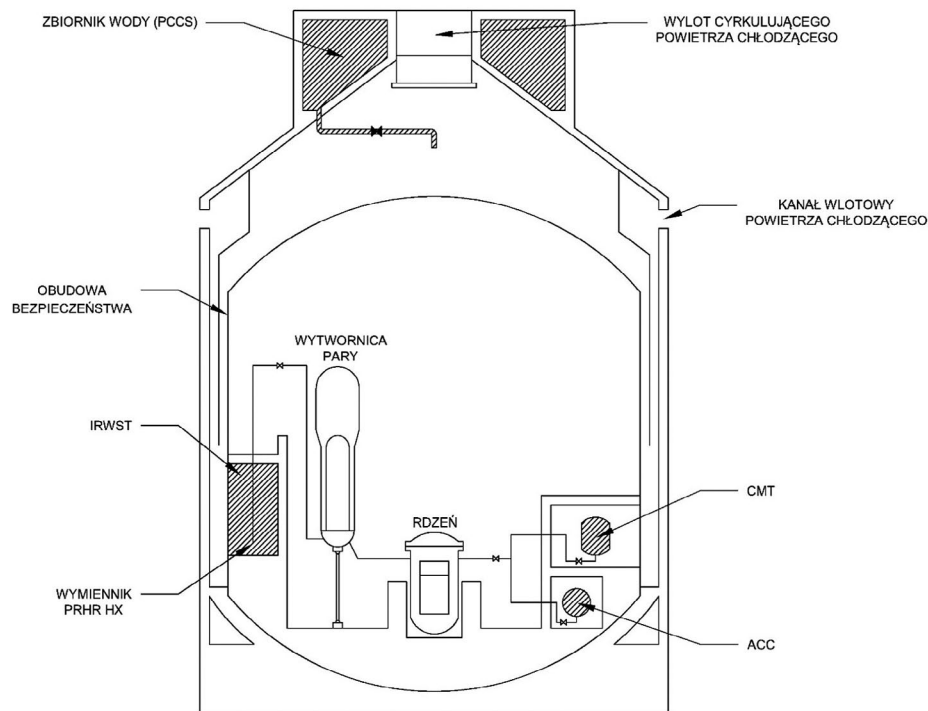
zatem:

$$T_2 = T_1 - \frac{Q}{\dot{m} \cdot c_p(p, T)} \quad (9)$$

Uzyskane w wyniku obliczeń, przeprowadzonych na podstawie przedstawionego powyżej modelu wymiany ciepła, rezultaty

zostały zaprezentowane na zamieszczonych wykresach. Na rys. 3 przedstawia spadek wartości ciepła powyłęczeniowego oraz odbiór ciepła powyłęczeniowego w wymienniku PHRH HX w funkcji czasu. Jak można się było spodziewać, zarówno ciepło powyłęczeniowe, jak i odbierane w wymienniku maleje w czasie. Teoretycznie krzywe przedstawione na rys. 3 powinny się pokrywać, co może świadczyć o pewnej niedokładności stworzonego modelu. Z drugiej jednak strony różnice w początkowej, najistotniejszej z punktu widzenia bezpieczeństwa fazie, są stosunkowo niewielkie (3–4%).

Na rys. 4 przedstawiono zależności pomiędzy czasem a temperaturą czynnika roboczego na wlocie/wylocie z wymiennika PHRH HX (wylocie/wlocie do reaktora) oraz temperaturą w zbiorniku IRWST. Jak widać, temperatura wlotowa do wymiennika PHRH w początkowej fazie mocno maleje. Jest to związane zarówno z początkową, najniższą temperaturą w zbiorniku IRWST, gwarantującą skuteczniejszy odbiór ciepła, jak i z gwałtownym spadkiem wartości ciepła powyłęczeniowego, generowanego w reaktorze. Bardzo szybki spadek temperatury wlotowej do wymiennika PHRH powoduje, że w początkowej fazie obserwowany jest również niewielki spadek temperatury



Rys. 5. Pasywny układ chłodzenia obudowy bezpieczeństwa

Temperatura wody w zbiorniku IRWST [°C]	Czas, po którym następuje wrzenie wody w zbiorniku IRWST [godz.]	Temperatura maksymalna w obiegu chłodzenia rdzenia [°C]
20	4,41	329,61
25	4,05	332,53
30	3,77	335,34
35	3,46	338,03
40	3,16	340,58
45	2,92	343,00

Tab. 1. Wyniki obliczeń

czynnika roboczego dopływającego do reaktora. Sytuacja ta oczywiście jest chwilowym stanem przejściowym, gdyż już od 7 minuty obserwujemy wzrost temperatury na wlocie do rdzenia. Jak widać, temperatura w zbiorniku IRWST wzrasta stabilnie od swojej temperatury początkowej do 100°C, kiedy to następuje wrzenie wody. Powstała w tym procesie para znajduje się wewnątrz obudowy bezpieczeństwa, z czasem ją nagrzewając. Obudowę bezpieczeństwa w elektrowni jądrowej z reaktorem AP1000 stanowi wykonany ze stali zbiornik ciśnieniowy, który w sposób ciągły chłodzony jest strumieniem powietrza doprowadzanym z otoczenia kanałami wlotowymi (rys. 5). Powietrze cyrkuluje w sposób naturalny, odbierając ciepło z obudowy, jednocześnie doprowadzając do kondensacji pary wodnej. Skroplona para wodna opada następnie pod wpływem grawitacji do specjalnie przygotowanych rynien, którymi doprowadzana jest z powrotem do zbiornika IRWST. Wykorzystując wyżej opisany system, założono, że objętość wody w zbiorniku IRWST jest stała w czasie. Na podstawie przeprowadzonej analizy można zauważyć, że wrzenie wody w zbiorniku IRWST nastąpiło

ok. 4,4 godziny po utracie zasilania. Od tego momentu można zaobserwować niewielki spadek zarówno temperatury na wlocie, jak i na wylocie z wymiennika PHRH HX.

Na rys. 5 przedstawiono wyżej wymieniony pasywny system chłodzenia obudowy bezpieczeństwa (ang. *Passive Containment Cooling System – PCCS*). Jeżeli odbiór ciepła przez powietrze jest niewystarczający, zostają otwarte zawory zbiorników wody (PCCS), które zostały umieszczone nad stalową obudową bezpieczeństwa. Woda opada ze zbiorników pod wpływem siły grawitacji i gwarantuje odbiór ciepła. Całą obudowę osłania gruba, betonowa powłoka, a przestrzeń między powłoką a zbiornikiem wypełnia wcześniej wspomniane powietrze, którego przepływ dodatkowo uzupełnia i intensyfikuje chłodzenie [1].

Czas, po jakim nastąpi wrzenie wody w zbiorniku IRWST, zależy w głównej mierze od temperatury początkowej. W powyższej analizie założono, że wynosi ona 20°C. Niemniej wykonana została również analiza dla innych wartości tej temperatury. Wyniki zostały przedstawione w tab. 1.

Na podstawie wyników zawartych w tab. 1 można zauważyć, że im wyższa początkowa wartość temperatury wody w zbiorniku IRWST, tym oczywiście krótszy czas, po którym nastąpi proces wrzenia, ale również wyższa temperatura maksymalna w obiegu chłodzenia rdzenia. Maksymalna dopuszczalna temperatura, z jaką bezpiecznie może pracować wymiennik PHRH HX, wynosi 343,30°C [5], w związku z czym początkowa temperatura wody w zbiorniku IRWST nie powinna przekraczać 45°C.

3. Podsumowanie

Model stworzony na potrzeby powyższego artykułu miał na celu przeanalizowanie możliwości odbioru ciepła powyłłączeniowego w elektrowni jądrowej z reaktorem AP1000 za pomocą pasywnego układu odprowadzania ciepła powyłłączeniowego. Na podstawie

zależności (2) oraz danych udostępnionych przez producenta reaktora – firmę Westinghouse [1], wyznaczono rozkład ciepła powyłączeniowego w czasie. Korzystając z danych odnoszących się do pasywnego układu odprowadzania ciepła, wyznaczono nie tylko moc cieplną odbieraną przez chłodziwo w rdzeniu reaktora, ale również wartości temperatury czynnika roboczego na wlocie i wylocie z reaktora oraz temperaturę w basenie magazynowym wody przeładunkowej (IRWST), będącym źródłem odbioru ciepła generowanego w rdzeniu. Na podstawie rys. 3 można wyciągnąć wniosek, że niektóre uproszczenia wprowadzone w opracowanym modelu są powodem niezgodności wyznaczonych strumieni ciepła powyłączeniowego i odbieranego w wymienniku PHRH HX do zbiornika IRWST. Jak widać na rys. 3, różnice w początkowej fazie są nieznaczne (3–4%), jednak wzrastają do czasu ok. 3600 s, kiedy to różnica pomiędzy ciepłem powyłączeniowym a odbieranym przez zbiornik IRWST osiąga ok. 12,45%. Po tym czasie różnica ta się zmniejsza i pod koniec wynosi ok. 10,50%. W modelu uwzględniono zmianę gęstości i ciepła właściwego chłodziwa w funkcji temperatury i ciśnienia, jednak dla uproszczenia przyjęto jego stały przepływ, co w sposób bezpośredni przyczynia się do niedokładności w tym punkcie. Oczywiście jest, że wraz ze zmniejszeniem różnicy temperatur pomiędzy reaktorem a zbiornikiem strumień masy wody zmaleje. Pierwsze próby potwierdziły, że wraz ze zmniejszeniem przepływu w czasie różnice obserwowalne na rys. 3 znacząco się zmniejszają. Kolejnym krokiem badawczym będzie uzależnienie strumienia masy od różnicy temperatur pomiędzy górnym a dolnym źródłem i dopracowanie stworzonego modelu. Mimo pewnych uproszczeń udało się jednak potwierdzić, że odbiór ciepła powyłączeniowego z rdzenia w przypadku utraty zasilania elektrycznego i braku załączenia generatorów Diesla jest możliwy bez konieczności przeprowadzania jakichkolwiek operacji przez operatora. Warto zauważyć, że przedstawiony pasywny system odbioru ciepła powyłączeniowego oraz pasywny system chłodzenia obudowy bezpieczeństwa wykorzystują procesy przebiegające w sposób naturalny, opierające się na podstawowych siłach natury, które nie wymagają praktycznie żadnej interwencji, w szczególności w pierwszych

chwilach po wystąpieniu sytuacji awaryjnej. Na rys. 4 przedstawiono wspomniane wyżej zależności pomiędzy temperaturą czynnika roboczego w różnych punktach obiegu chłodzenia oraz temperaturą wody w zbiorniku IRWST a czasem. Jak już zostało wspomniane, gwałtowny spadek temperatury wody wlotowej do wymiennika PHRH HX w początkowej fazie jest spowodowany szybko malejącą mocą powyłączeniową oraz niską temperaturą dolnego źródła. Oczywiście ze względu na stały wzrost temperatury w zbiorniku IRWST warunki odbioru ciepła od chłodziwa ulegają stopniowemu pogorszeniu, a po ok. 1,85 godziny można zaobserwować ponowny, subtelny wzrost temperatury wody na wylocie z rdzenia reaktora. Po wystąpieniu wrzenia wody w zbiorniku IRWST po ok. 4,41 godziny można zaobserwować kolejny niewielki i utrzymujący się do końca analizy spadek temperatury na wylocie i wlocie do reaktora. Ciepło przekazywane do zbiornika IRWST od tego momentu jest zużywane tylko na proces parowania znajdującej się w nim wody. Po ok. 36 godzinach od wystąpienia awarii reaktor uzyskuje bezpieczne warunki wyłączeniowe bez konieczności żadnej ingerencji człowieka. Po tym czasie moc cieplna generowana w reaktorze nie przekracza 0,6% mocy znamionowej.

BIBLIOGRAFIA

1. <http://www.westinghousenuclear.com/> [dostęp: 18.01.2017].
2. Status report 81 – Advanced Passive PWR (AP 1000) [online], <https://aris.iaea.org/PDF/AP1000.pdf> [dostęp: 18.01.2017].
3. Kim L.K. i in., Potential Signatures and the Means of Detecting a Hypothetical Ground Source Cooled Nuclear Reactor, *Science & Global Security* 2016, Vol. 24, No. 2, s. 92–113.
4. Men Q.M. i in., Calculation Method of Passive Residual Heat Removal Heat Exchanger and Numerical Simulation, *Journal of Power and Energy Engineering* 2014, No. 2, s. 8–14.
5. Jia B. i in., Numerical Simulation of PRHR System Based on CFD, *Journal of Applied Mathematics and Physics* 2013, No. 1, s. 74–81.
6. Pudlik W., Wymiana i wymienniki ciepła, Wydawnictwo Politechniki Gdańskiej, Gdańsk 2012.

Jakub Aleksander Sierchuła

mgr inż.

Politechnika Poznańska

e-mail: jakub.sierchula@put.poznan.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrycznym Politechniki Poznańskiej na kierunku elektrotechnika, specjalność: systemy elektroenergetyczne. Od 2015 roku pracuje w Instytucie Elektroenergetyki Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej na stanowisku asystenta. Jego zainteresowania naukowe dotyczą zagadnień wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych oraz reaktorów wysokotemperaturowych.

Krzysztof Sroka

dr inż.

Politechnika Poznańska

e-mail: krzysztof.sroka@put.poznan.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrycznym Politechniki Poznańskiej (1976). Stopień naukowy doktora nauk technicznych uzyskał na swoim macierzystym wydziale (1986). Obecnie pracuje w Instytucie Elektroenergetyki Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej na stanowisku adiunkta. Jego zainteresowania naukowe obejmują: zagadnienia związane z pracą elektrowni w systemie elektroenergetycznym, problematykę obrony i odbudowy zdolności wytwórczych elektrowni oraz elektrociepłowni w stanach awarii katastrofalnych, skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła.

Poprawa stabilności kątowej przejściowej poprzez załączanie szeregowego rezystora hamującego

Autorzy

Sylwester Robak
Konrad Gryszpanowicz

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

system elektroenergetyczny, stabilność kątowa przejściowa, szeregowy rezystor hamujący

Streszczenie

Artykuł dotyczy zastosowania szeregowego rezystora hamującego do poprawy stabilności kątowej przejściowej systemu elektroenergetycznego. W rozpatrywanym przypadku szeregowy rezystor hamujący wykorzystywany jest do ratowania synchronizmu generatorów synchronicznych po wystąpieniu bliskiego elektrowni 3-fazowego zwarcia w linii przesyłowej. W ostatnim okresie można zauważyć wzrost zastosowań rezystorów hamujących w elektroenergetyce. W tym artykule uwaga została skupiona na sposobie włączenia rezystora w układ blokowy generatora oraz na intensywności hamowania generatora w trakcie trwania zwarcia. Rozważania teoretyczne potwierdzono za pomocą badań symulacyjnych dla systemu testowego.

1. Wstęp

Trwający od dziesięcioleci proces deregulacji sektora energetycznego istotnie wpłynął na kwestię bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego, w tym również w zakresie stabilności. Nieharmonijny rozwój sektora wytwórczego oraz infrastruktury w zakresie sieci przesyłowych powoduje, że stabilność staje się w wielu przypadkach krytycznym kryterium oceny poprawności pracy systemu elektroenergetycznego. W warunkach krajowych można dostrzec, że przyłączanie jednostek wytwórczych o dużych mocach znamionowych (900–1700 MW) do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) napotyka trudności w zakresie stabilności systemu elektroenergetycznego [1, 2].

W tego typu przypadkach w celu spełnienia standardów akceptowalnego zachowania się systemu elektroenergetycznego [3], w tym zachowania stabilności, może okazać się konieczne zastosowanie układów automatyki specjalnej (SPS) [4]. Wśród wielu różnych rozwiązań układów SPS rezystory hamujące są traktowane jako rozwiązanie skuteczne i efektywne ekonomicznie [5]. W artykule przedstawiono, że załączanie szeregowego rezystora hamującego może być skutecznym sposobem poprawy stabilności kątowej przejściowej poprzez przeciwdziałania utracie synchronizmu w przypadku zwarć likwidowanych z opóźnieniem wywołanym na przykład awarią wyłącznika.

2. Hamowanie elektryczne z wykorzystaniem rezystorów

W przypadku zastosowania rezystora hamującego do poprawy stabilności systemu elektroenergetycznego, co jest przedmiotem tego artykułu, układy rezystorów hamujących przeważnie są

załączane za pomocą mechanicznych wyłączników. W niektórych rozwiązaniach proponuje się, aby rezystor hamujący był załączany za pomocą tyrystorów (ang. *thyristor-switched braking resistor* – TSBR) [6].

Rezystor hamujący może być zainstalowany w stacji przyelektrownianej w celu poprawy stabilności kątowej przejściowej oraz poprawy tłumienia elektromechanicznych kołysań lokalnych lub też może być zainstalowany wewnątrz sieci przesyłowej w celu tłumienia elektromechanicznych kołysań obszarowych lub międzyobszarowych, a także poprawy warunków napięciowych w węźle [7].

Stosowanie układów tyrystorowych TSBR oferuje duże możliwości, ale w praktyce napotyka trudności związane m.in. ze znacznym wzrostem złożoności układów automatyki zabezpieczeniowej generatora, transformatora blokowego. Stąd w rzeczywistych układach można głównie spotkać rezystory załączane za pomocą łączników mechanicznych [8].

W celu poprawy stabilności kątowej przejściowej rezystory hamujące są załączane krótkotrwale w stacji przyelektrownianej, co umożliwi wzrost obciążenia mocą czynną generatorów, które wskutek zwarcia uzyskują znaczące przyspieszenia mogące prowadzić do utraty synchronizmu. Ze względu na sposób włączenia do sieci elektroenergetycznej rezystory hamujące można podzielić na bocznikowe i szeregowo. Bocznikowe rezystory hamujące do poprawy stabilności systemu elektroenergetycznego są stosowane w praktyce od wielu lat [5, 8].

W ostatnich latach powraca zainteresowanie zastosowaniem szeregowych rezystorów hamujących, w kontekście generatorów o małej inercji, instalowanych w sieciach dystrybucyjnych [9],

oraz bardzo dużych turbogeneratorów [10, 11], których wyłączenie po zwarciu w sieci stanowi bardzo groźne zaburzenie dla systemu elektroenergetycznego.

3. Przykład zastosowania rezystorów szeregowych

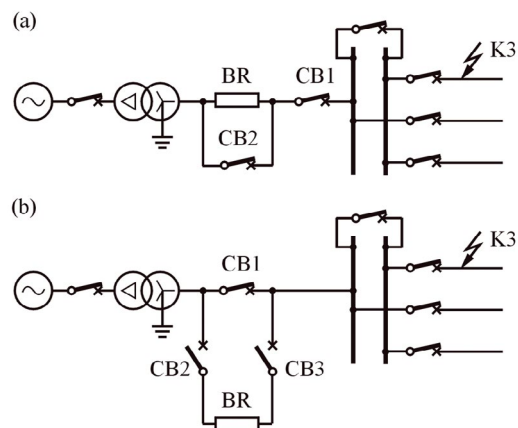
Zdarzeniami trudnymi, groźącymi utratą synchronizmu generatorów synchronicznych są bliskie elektrowni zwarcia 3-fazowe w liniach wyprowadzenia mocy. Zdarzenia takie mogą przybrać charakter zdarzeń ekstremalnych [3], gdy zwarcie jest likwidowane z czasem opóźnionym wskutek niezadziałania zabezpieczeń podstawowych lub uszkodzenia wyłącznika i działania lokalnej rezerwy wyłącznikowej. Skutecznym sposobem ratowania synchronizmu w przypadku takich zdarzeń ekstremalnych może być załączanie na określony czas rezystora szeregowego.

Jest kilka możliwych sposobów włączania szeregowego rezystora do obwodu zespołu wytwórczego. Dwa z nich zobrazowano na rys. 1. Sposób pokazany na rys. 1a jest najprostszy. Do włączenia rezystora należy otworzyć wyłącznik CB2, a do wyłączenia rezystora z obwodu zamknąć wyłącznik CB2. Wadą tego rozwiązania jest to, że zawsze, gdy zespół wytwórczy pracuje, rezystor jest pod napięciem. Uszkodzenie rezystora zmusza do wyłączenia zespołu wytwórczego. W przypadku sposobu pokazanego na rys. 1b, w stanie normalnym, rezystor jest wyłączony spod napięcia. Do załączenia rezystora trzeba zamknąć wyłączniki CB2, CB3 oraz otworzyć wyłącznik bloku CB1. Do wyłączenia rezystora z obwodu zespołu wytwórczego należy zamknąć wyłącznik CB1 i otworzyć wyłączniki CB2, CB3. Wadą tego sposobu jest użycie dodatkowych dwóch wyłączników.

Kiedy w systemie elektroenergetycznym występuje bliskie zwarcie 3-fazowe w linii przesyłowej wyprowadzenia mocy (rys. 1) i nie następuje otwarcie wyłącznika liniowego, wówczas specjalny układ inicjuje załączenie szeregowego rezystora hamującego. Niezależnie od tego następuje uaktywnienie LRW i otwarcie wyłączników sąsiednich (w przypadku, jak na rys. 1 otwarcie wyłącznika sprzęgającego szyny i otwarcie wyłączników pozostałych linii pracujących na szyny, do których przyłączona jest linia zwarta). Zespół wytwórczy z załączonym rezystorem pracuje na drugie szyny i przyłączone do nich linie.

Warto tu podkreślić, że analizując zachowanie się układu z szeregowym rezystorem hamującym, należy brać pod uwagę, że czas otwierania i zamykania współczesnych wyłączników wysokiego napięcia jest rzędu kilkudziesięciu ms, co powoduje opóźnienie włączenia rezystora do obwodu i jego wyłączenia z obwodu.

Trzeba tu też podkreślić, że w tym artykule zakłada się, że załączanie szeregowego rezystora hamującego następuje tylko w sytuacjach, gdy zwarcie jest likwidowane z czasem opóźnionym, spowodowanym awarią wyłącznika lub zabezpieczenia. Ze względu na krótkie czasy działania współczesnych zabezpieczeń podstawowych (kilkanaście ms) oraz relatywnie długie czasy zamykania i otwierania wyłączników (kilkadziesiąt ms), załączenie rezystora przed likwidacją zwarcia z czasem normalnym (zabezpieczenia podstawowe) nie jest realne.



Rys. 1. Schemat załączenia szeregowego rezystora hamującego w polu blokowym (a) z jednym wyłącznikiem, (b) z dwoma wyłącznikami

4. Czynniki wpływające na efektywność szeregowego rezystora hamującego

Do czynników mających wpływ na dobór wartości szeregowego rezystora hamującego zaliczyć można:

1. Intensywność hamowania wirnika generatora w trakcie zwarcia;
2. Oddziaływanie rezystora na ruch wirnika po likwidacji zwarcia;
3. Wpływ rezystora na zmiany napięcia generatora w trakcie zwarcia i po jego likwidacji;
4. Momenty udarowe na wale zespołu wytwórczego w trakcie załączania i wyłączenia rezystora;
5. Właściwości materiału, z którego wykonano rezystor.

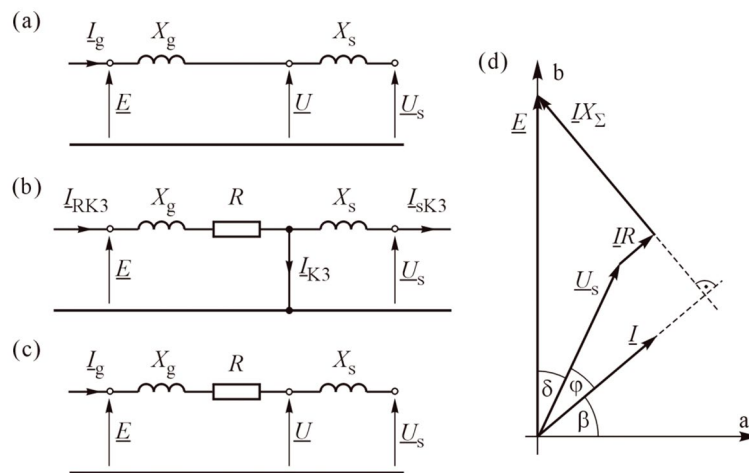
W tym artykule w dalszych jego sekcjach omówiono wpływ szeregowego rezystora hamującego na intensywność hamowania wirnika generatora w trakcie trwania zwarcia.

5. Model systemu z szeregowym rezystorem hamującym

5.1. Schematy zastępcze analizowanego układu

Do rozważań przyjmuje się uproszczony system testowy w postaci układu generator – sieć sztywna. Odpowiednie schematy oraz wykres fazorowy dla układu generator – sieć sztywna z rezystorem szeregowym podano na rys. 2. Lewa strona schematów odpowiada schematowi zastępczemu zespołu wytwórczego, przy czym $X_g = (X_d'' + X_T)$ jest reaktancją zastępczą generatora dla stanu podprzejściowego i transformatora podwyższającego, E jest zastępczą siłą elektromotoryczną generatora dla stanu podprzejściowego, R jest rezystancją rezystora hamującego, X_s jest reaktancją zastępczą systemu elektroenergetycznego, U_s jest napięciem zastępczym systemu elektroenergetycznego.

Przy typowych parametrach generatora i transformatora podwyższającego reaktancja zastępcza zespołu wytwórczego jest większa od reaktancji zastępczej systemu, tj. zachodzi $X_g \geq X_s$. Dla typowych stanów obciążenia generatora mocą czynną i bierną indukcyjną przejściowa siła elektromotoryczna generatora jest większa od napięcia generatora i tym samym większa od napięcia zastępczego systemu, czyli zachodzi $E > U_s$.



Rys. 2. Schematy zastępcze i wykres fazorowy układu z rezystorem szeregowym (a) stan przed zakłóceniem, (b) stan przy wystąpieniu bliskiego zwarcia 3-fazowego, (c) stan po wyłączeniu zwarcia przed wyłączeniem rezystora, (d) wykres fazorowy

5.2. Stan bliskiego zwarcia 3-fazowego

W stanie bliskiego zwarcia 3-fazowego generator jest obciążony mocą czynną odpowiadającą stratom mocy czynnej na rezystancji R wywołanej prądem zwarcia (rys. 2), czyli $P_{K3} = I_{K3}^2 R$,

gdzie: $I_{K3} = E / \sqrt{X_g^2 + R^2}$. Stąd otrzymuje się [12]:

$$P_{K3} = \frac{E^2}{X_g} f(r); f(r) = \frac{r}{r^2 + 1}; r = \frac{R}{X_g} \quad (1)$$

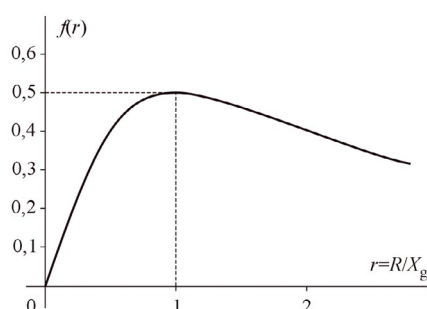
Wykres funkcji $f(r)$ pokazano na rys. 3. Funkcja ta osiąga maksimum przy $r = 1$, to jest gdy $R = X_g$. Jest to wartość rezystancji rezystora hamującego, przy której w trakcie zwarcia uzyskuje się największą moc czynną, czyli najsilniejsze z możliwych hamowanie wirnika generatora.

Można zatem napisać, że:

$$P_{K3} = 2P_{K3max} f(r); P_{K3max} = \frac{1}{2} \frac{E^2}{X_g} \quad (2)$$

Należy zwrócić uwagę, że moc maksymalna P_{K3max} jest w przybliżeniu równa połowie mocy zwarciowej generatora, przy zwarciu na szynach wysokiego napięcia, oraz ok. dwukrotnie większa od mocy znamionowej, czyli $P_{K3max} > P_n$.

Przy $r = R/X_g = 1$ uzyskuje się maksymalną moc czynną pobieraną przez rezystor w trakcie zwarcia. Wartość rezystancji,



Rys. 3. Wykres funkcji $f(r)$

przy której pobór mocy jest mniejszy od maksymalnego, można uzyskać rozwiązując względem $r = R/X_g$ równanie $P_{K3} = P_{K3max} / \alpha$, gdzie $\alpha \geq 1$. Po podstawieniu do tego równania wartości wynikających z równań (1), (2) otrzymuje się:

$$(r^2 - 2\alpha r + 1) = 0 \quad (3)$$

Równanie to ma dwa pierwiastki:

$$r_{1,2} = \alpha \pm \sqrt{\alpha^2 - 1} \quad (4)$$

Większy z tych pierwiastków odpowiada prawej stronie funkcji $f(r)$ pokazanej na rys. 3, zaś mniejszy lewej stronie tej funkcji. Oczywiście dla $\alpha = 1$, to jest gdy $P_{K3} = P_{K3max}$ otrzymuje się $R = X_g = (X_d'' + X_T)$

6. Intensywność hamowania w trakcie zwarcia

Na wartość mocy czynnej w trakcie zwarcia, a tym samym na intensywność hamowania generatora, istotny wpływ ma funkcja $f(r)$ dana wzorem (1). Przebieg tej funkcji pokazano na rys. 3. Dla każdej wartości $f(r) < 0,5$, to jest mocy czynnej P_{K3} pobieranej przez rezystor mniejszej od P_{K3max} istnieją dwa rozwiązania ze względu na $r = R/X_g$. Oznacza to, że daną moc można uzyskać za pomocą rezystora o małej wartości rezystancji (lewa strona wykresu na rys. 3)

$$R \leq X_g (\alpha - \sqrt{\alpha^2 - 1}) \quad (5)$$

oraz za pomocą rezystora o dużej wartości rezystancji (prawa strona wykresu na rys. 3).

$$R \leq X_g (\alpha + \sqrt{\alpha^2 - 1}) \quad (6)$$

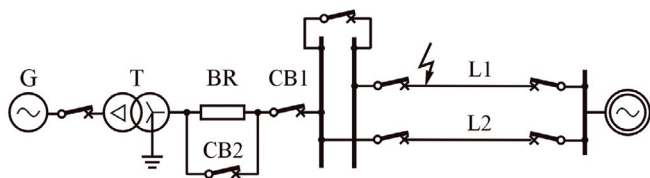
Z funkcji $f(r)$ wynika jednocześnie, że największą moc czynną w stanie zwarcia, co odpowiada najsilniejszemu hamowaniu uzyskuje się dla $\alpha = 1$, a tym samym $R = 1,0 X_g$, czyli $R = X_g = (X_d'' + X_T)$

7. Wyniki badań symulacyjnych

Wstępne potwierdzenie analiz teoretycznych przeprowadzono za pomocą symulacji w układzie generator – sieć sztywna (rys. 4). Badany model składa się z generatora o mocy $S_n = 1127$ MVA i transformatora blokowego o typowych parametrach dla generatorów i transformatorów tej wielkości, dwóch linii przesyłowych L1 i L2 o napięciu znamionowym 400 kV i reaktancji $X_L = 29,2 \Omega$ każda, źródła zastępczego system o mocy zwarciowej $S_{K3} = 27022$ MVA, to jest reaktancji zastępczej $X_s = 5,9 \Omega$. W stanie poprzedzającym zwarcie generator obciążony jest mocą znamionową $P = P_n = 965$ MW przy napięciu $1,05 U_n = 28,35$ kV. Przy tym obciążeniu napięcie źródłowe za reaktancją zastępczą systemu wynosi $U_s = 377$ kV = 0,897 j.w. W rozpatrywanym układzie $X_g = (X_d'' + X_T) = 0,23 + 0,18 = 0,41$ j.w. W trakcie badań, w celu lepszego określenia wpływu szeregowego rezystora na właściwości układu, przyjęto założenie, że pomija się wpływ układu regulacji napięcia wzbudzenia ARN, czyli napięcie wzbudzenia ma stałą wartość $E_f = \text{const}$.

Założono, że w linii L1 blisko szyn stacji powstaje zwarcie 3-fazowe i w trakcie jego likwidacji następuje uszkodzenie wyłącznika w polu liniowym. W rezultacie działania lokalnej rezerwy wyłącznikowej zwarcie jest likwidowane przez otwarcie wyłącznika sprzęgła i generator może pracować poprzez linie L2, oczywiście o ile zachowa synchronizm.

W tab. 1 przedstawiono analizę krytycznego czasu trwania zwarcia, dla różnych wartości rezystancji rezystora szeregowego oraz trzech algorytmów sterowania rezystorem szeregowym. W algorytmie 1 przyjęto, że rezystor jest załączany wraz z momentem wystąpienia zwarcia, natomiast wyłączenie



Rys. 4. Schemat badanego układu generator – sieć sztywna

rezystora następuje wraz z likwidacją zwarcia. Powyższy wariant obrazuje pewien wyidealizowany przypadek, w którym pomija się czasy opóźnienia działania zabezpieczeń oraz wyłączników. W algorytmie 2 przyjęto, że normalny czas likwidacji zwarcia wynosi 100 ms, zaś czas opóźniony wskutek uszkodzenia wyłącznika wynosi $t_{zw} = 350$ ms. Po upływie normalnego czasu likwidacji zwarcia upływa ok. 20 ms na podjęcie decyzji o aktywacji rezystora i ok. 50 ms na jego załączenie. W rezultacie załączenie rezystora do obwodu następuje po upływie 170 ms od momentu powstania zwarcia, zaś jego wyłączenie następuje w momencie likwidacji zwarcia. W przypadku algorytmu 3 dokonano modyfikacji algorytmu 2 w taki sposób, że wyłączenie rezystora szeregowego następuje po 70 ms od momentu likwidacji zwarcia. Zapas stabilności określono na podstawie następującej zależności:

$$k_t = \frac{t_{kt} - t_{zw}}{t_{zw}} \quad (8)$$

gdzie: t_{kt} , t_{zw} są odpowiednio czasem krytycznym i czasem likwidacji zwarcia wynikającym z działania zabezpieczeń (w tym przypadku opóźniony czas likwidacji zwarcia).

Wyniki badań zawarte w tab. 1 wskazują, że bez aktywacji rezystora hamującego czas krytyczny 0,253 s jest mniejszy od opóźnionego czasu likwidacji zwarcia 0,350 s i układ traci synchronizm. Dla małych wartości rezystancji $R = (0,25-0,50)X_g$ najdłuższe krytyczne czasy trwania zwarcia, a tym samym największą poprawę stabilności, uzyskuje się w przypadku algorytmu 1. Przy dalszym wzroście wartości rezystancji, czyli dla $R \geq 0,75X_g$, największą poprawę stabilności uzyskuje się w przypadku algorytmu 2 lub 3. Najdłuższy krytyczny czas trwania zwarcia równy 1,542 s, co oznacza zapas stabilności na poziomie 341%, uzyskano dla $R = 1,00X_g$ oraz algorytmu 2. Powyższe wyniki wskazują, że zastosowany środek poprawy stabilności jest rzeczywiście skuteczny. Ponadto można stwierdzić, że zarówno dobór rezystancji, jak algorytm sterowania szeregowym rezystorem hamującym ma duży wpływ na efektywność hamowania uzyskiwanego przez załączenie szeregowego rezystora. Dodatkowo wyniki badań pokazały, że spadek efektywności algorytmu 1 dla dużych wartości rezystancji, przykładowo $R = 0,410$ j.w., co odpowiada

R [j.w.]	R/X _g	Algorytm 1			Algorytm 2			Algorytm 3		
		t _{kt} [s]	t _{akt} [s]	k _t [%]	t _{kt} [s]	t _{akt} [s]	k _t [%]	t _{kt} [s]	t _{akt} [s]	k _t [%]
0,000	0,00	0,253	0,000	-28	0,253	0,000	-28	0,253	0,000	-28
0,103	0,25	0,469	0,469	34	0,297	0,127	-15	0,311	0,211	-11
0,205	0,50	1,219	1,219	248	0,491	0,321	40	0,435	0,335	24
0,308	0,75	0,503	0,503	44	0,737	0,567	111	0,909	0,809	160
0,410	1,00	0,410	0,400	14	1,542	1,372	341	1,533	1,433	338
0,513	1,25	0,384	0,384	10	1,178	1,008	237	1,162	1,062	232
0,615	1,50	0,376	0,376	7	1,121	0,951	220	1,100	1,000	214
0,718	1,75	0,393	0,393	12	1,145	0,975	227	1,121	1,021	220
0,820	2,00	0,42	0,42	20	1,214	1,044	247	1,185	1,085	239
1,025	2,50	0,498	0,498	42	1,441	1,271	312	1,408	1,308	302

Tab. 1. Porównanie czasów krytycznych dla różnych wartości rezystancji rezystora hamującego

$r = R/X_g = 1,0$, wynika z faktu, że w trakcie zwarcia następuje bardzo silne hamowanie wirnika i ruch wsteczny jeszcze w trakcie zwarcia.

8. Wnioski

Zastosowanie szeregowych rezystorów hamujących w sposób skuteczny może zapobiegać utracie synchronizmu generatorów synchronicznych, nawet w przypadku 3-fazowych zwarć bliskich, likwidowanych z czasem opóźnionym wskutek awarii wyłącznika, oraz działania lokalnej rezerwy wyłącznikowej. O efektywności poprawy stabilności kątowej za pomocą szeregowego rezystora hamującego decyduje odpowiedni dobór rezystancji rezystora, a także algorytm sterowania. Rozważania teoretyczne oraz wykonane badania symulacyjne w układzie generator – sieć sztywna wskazują, że najsilniejszą intensywność hamowania uzyskuje się w przypadku, gdy $R = (X_d'' + X_T)$, czyli gdy rezystancja rezystora jest równa sumarycznej reaktancji zastępczej zespołu generator – transformator blokowy.

BIBLIOGRAFIA

- Machowski J., Robak S., Baczyński D., Gryszpanowicz K. i in., Analiza wariantowa możliwości przyłączeniowych oraz wpływu na pracę sieci zamkniętej w obszarze KSE planowanej elektrowni jądrowej, praca badawcza na zamówienie PGE EJ 1 sp. z o.o., 2014
- Kacejko P. i in., Analiza stabilności SEE w planowaniu długoterminowym rozwoju KSE, praca na zlecenie PSE Operator SA, Zamówienie nr DS/RB/DS/Z/MJ/2011, 2011–2012.
- Gryszpanowicz K., Robak S., Machowski J., Analizy sieciowe w planowaniu rozwoju systemu elektroenergetycznego, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa, 2016.
- CIGRE TF 38-03-12 (R.J. Marceau and J. Endrenyi), Power System Security Assessment: A Position Paper. Electra No. 175, December 1997.
- Jiang H., Dorsey J., Habetler T., A cost effective generator brake for improved generator transient response, *IEEE Transactions on Power Systems* 1994, Vol. 9, No. 4, s. 1840–1846.
- Machowski J., Bialek J., Bumby J., Power System Dynamics. Stability and Control, John Wiley & Sons, Chichester, New York 1997, 2008, 2012.
- Machowski J., Smolarczyk A., Bialek J.W., Damping of power swings by control of braking resistors, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 2001, Vol. 23, Issue 7, s. 539–548.
- Peelo D.F., Hein D.W., Peretti F., Application of a 138 kV 200 MW braking resistor, *Power Engineering Journal* 1994, Vol. 8, No. 4, s. 188–192.
- Tumilty R.M. i in., Applying series braking resistors to improve the transient stability of low inertia synchronous distributed generators, CIGRE 19th International Conference on Electricity Distribution Vienna, 21–24 May 2007, Paper 0045, CIGRE 2007, Session 3, Paper No. 0045, Page ¼.
- Wämundson M. i in., Dimensioning of EHV Series Braking Resistor for Large Thermal Generators, 2013 IREP Symposium-Bulk Power System Dynamics and Control – IX (IREP), August 25–30, 2013, Rethymnon, Greece.
- Gryszpanowicz K., Robak S., Machowski J., Sterowanie szeregowego rezystora hamującego poprawiające stabilność systemu elektroenergetycznego przy zdarzeniach ekstremalnych w sieciach przesyłowych, *Przegląd Elektrotechniczny* 2016, nr 12, s. 311–320.
- Gryszpanowicz K., Badanie i poprawa stabilności systemu elektroenergetycznego na etapie planowania jego rozwoju, rozprawa doktorska, Politechnika Warszawska 2016.

Praca finansowana ze środków na działalność statutową.

Sylwester Robak

dr hab. inż.

Politechnika Warszawska

e-mail: sylwester.robak@ien.pw.edu.pl

Wychowanek Politechniki Warszawskiej. Obecnie zatrudniony na Wydziale Elektrycznym Politechniki Warszawskiej w Instytucie Elektroenergetyki, gdzie pełni funkcję dyrektora instytutu w kadencji 2016–2020. Obszar jego zainteresowań to: modelowanie matematyczne, stabilność systemu elektroenergetycznego, sterowanie systemem elektroenergetycznym, inteligentne sieci elektroenergetyczne.

Konrad Gryszpanowicz

dr inż.

Politechnika Warszawska

e-mail: konrad.gryszpanowicz@ien.pw.edu.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Warszawskiej. Adiunkt w Zakładzie Sieci i Systemów Elektroenergetycznych Instytutu Elektroenergetyki. Obszarem jego zainteresowań jest system elektroenergetyczny, a w szczególności planowanie rozwoju oraz metody poprawy stabilności. Autor publikacji i wykonawca prac naukowo-badawczych w dziedzinie elektroenergetyki.

Strategie zarządzania poziomem inercji w synchronicznie połączonych systemach elektroenergetycznych

Autorzy

Jacek Wasilewski
Zbigniew Lubośny

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

inercja systemu elektroenergetycznego, optymalizacja poziomu inercji, RoCoF

Streszczenie

W artykule przeanalizowano możliwe strategie utrzymywania wymaganego poziomu inercji przez poszczególne bloki/obszary regulacyjne w połączonych synchronicznie systemach elektroenergetycznych. Strategie te uwzględniają możliwe (istotnie prawdopodobne) podziały dużego systemu na asynchroniczne, niezbilansowane podsystemy. W analizie uwzględniono m.in.: różne wartości dopuszczalnej szybkości zmiany częstotliwości (ang. RoCoF) w poszczególnych blokach oraz określone statystyki RoCoF (inne niż wartość maksymalna). Przedstawione strategie wymagają rozwiązywania odpowiednio zdefiniowanych zadań optymalizacyjnych.

1. Wprowadzenie

Krajowy System Elektroenergetyczny (KSE) jest częścią wielkiego, paneuropejskiego systemu elektroenergetycznego, którego największa część stanowi Synchroniczny System Kontynentalnej Europy (SSKE). Każdy z SEE wchodzących w skład SSKE jest niezależnym blokiem/obszarem regulacyjnym, przy czym sterowanie obszarami/blokami przez właściwych operatorów systemu przesyłowego (OSP) odbywa się w sposób skoordynowany w ramach struktur ENTSO-E.

Zmieniająca się struktura wytwórcza w kierunku coraz większego udziału odnawialnych źródeł energii (OZE) powoduje zmniejszenie sumarycznego momentu bezwładności mas wirujących w SSKE i tym samym przesuwania inercyjnej odpowiedzi częstotliwościowej spowodowanej skokowym niezbilansowaniem mocy wytwarzanej i pobieranej w kierunku odpowiedzi jednostkowej [1–3].

Niezbilansowanie mocowe systemu może powstać w wyniku ubytku generacji (wyłączenia z sieci jednostki wytwórczej) lub w przypadku nieintencjonalnego podziału SSKE na mniejsze, pracujące asynchronicznie podsystemy, w których pojawia się nadwyżka mocy pobieranej w stosunku do wytwarzanej lub odwrotnie. Jedną z wielkości opisującej dynamikę pracy SEE po zaburzeniu bilansu mocy czynnej wytwarzanej i pobieranej jest prędkość zmiany częstotliwości w chwili bezpośrednio po wystąpieniu zaburzenia (RoCoF). Zakładając, że zmiana częstotliwości (w tym prędkość zmiany częstotliwości) w każdym miejscu SEE jest jednakowa, RoCoF wyznacza się z następującej zależności [4, 5]:

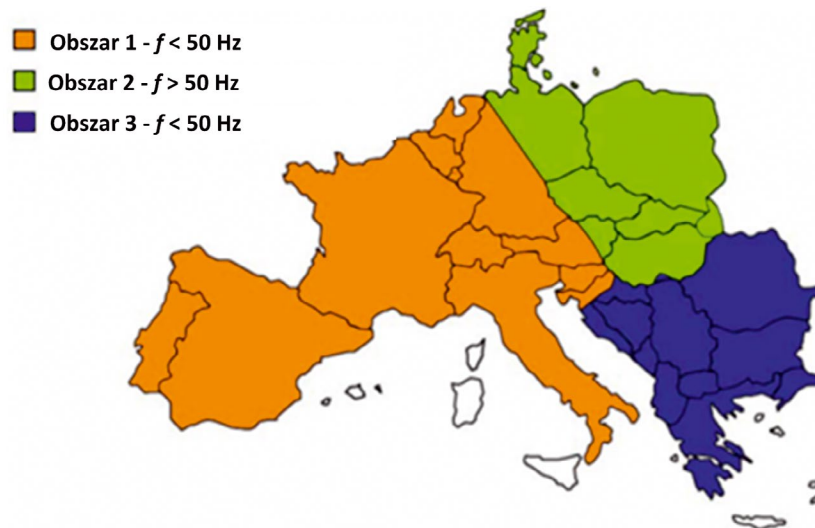
$$RoCoF = \frac{df}{dt} = \frac{\Delta P \cdot f_n}{2 \sum_{i \in G} S_{ni} H_i} \quad (1)$$

gdzie: ΔP – wielkość niezbilansowania mocy pobieranej i wytwarzanej o charakterze skokowym, f_n – częstotliwość znamionowa SEE (Hz), G – zbiór generatorów synchronicznych pracujących w SEE (po zakłóceniu) wprowadzających naturalną inercję do odpowiedzi częstotliwościowej SEE, S_{ni} – moc znamionowa pozorna i -tego generatora (MVA) oraz H_i jest tzw. stałą inercji i -tego generatora (s). Wielkość $\sum_{i \in G} S_{ni} H_i$ we wzorze (1) stanowi sumaryczną energię mas wirujących w SEE.

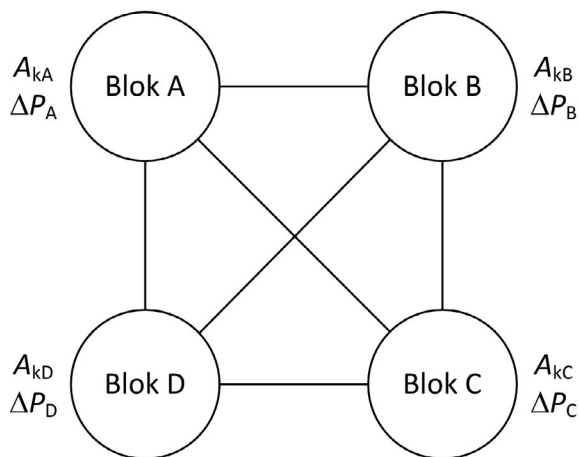
Analizę dopuszczalnej wartości RoCoF w skali SSKE przedstawiono m.in. w [6, 7]. Z prezentowanych tam wniosków wynika, że zmienność inercji systemu (rozumianej jako energia zgromadzona w masach wirujących jednostek wytwórczych z generatorami synchronicznymi) jest istotna tylko w przypadku podziału SSKE na wydzielone niezbilansowane podsystemy, jak to miało miejsce 4 listopada 2006 (rys. 1). Jak długo SSKE pracuje połączony, aktualny i prognozowany poziom inercji SEE nie stanowi kluczowego problemu dla referencyjnego przypadku ubytku mocy równego 3000 MW, co również wykazano w [8, 9]. Analizując różne zdarzenia, które miały miejsce w ostatnich latach w SSKE, potencjalną wartość RoCoF oszacowano na poziomie $\pm(0,5-1,0$ Hz/s), przy względnym niezbilansowaniu mocy czynnej równym 20%. Wartość $\pm 1,0$ Hz/s jest dopuszczalna ze względu na bezpieczną pracę elektrowni, w tym prawidłową pracę układów EAZ [6]. Z kolei prognozowana struktura wytwarzania, utrzymywane trendy w budowie JW o dużych mocach oraz zwiększone zdolności wymiany międzysystemowej wskazują na spodziewaną wartość $\pm 2,0$ Hz/s, przy względnym niezbilansowaniu mocy czynnej równym 40% [7].

2. Zdefiniowanie problemu

Celem przedstawianej w artykule analizy jest określenie możliwych strategii utrzymywania wymaganego poziomu inercji



Rys. 1. Struktura podziału SSKE na podsystemy 4 listopada 2006 [8]



Rys. 2. Schemat hipotetycznego pracującego synchronicznie SEE z podziałem na bloki regulacyjne

przez poszczególne bloki/obszary regulacyjne w ramach pracy synchronicznej połączonych SEE. Strategie te uwzględniają możliwe (istotnie prawdopodobne) podziały dużego SEE na asynchroniczne, niezbilansowane podsystemy. W analizie zakłada się, że podział ten odbywa się między poszczególnymi blokami/obszarami regulacyjnymi. A zatem, nie rozważa się podziału wewnątrz bloków. Przedstawione założenie jest pewnym uproszczeniem, gdyż w rzeczywistości podziały SSKE tworzą się jako między- i wewnątrzblokowe (rys. 1).

W analizie strategii zarządzania inercją należy wziąć pod uwagę:

- określoną statystykę RoCoF (RoCoF jest zmienną losową wynikającą z aktualnego salda wymiany równoległej oraz podziału na asynchroniczne podsystemy)
- jednakową lub niejednakową wartość maksymalnego RoCoF zdefiniowaną dla poszczególnych bloków.

Analiza zostanie przeprowadzona na przykładzie 4-blokowego SEE z określonym saldem wymiany równoległej oraz poziomem inercji (energii mas wirujących), co zostało przedstawione na rys. 2.

Należy zwrócić uwagę, że w celu określenia dopuszczalnej minimalnej inercji ze względu na wymagany RoCoF oraz niezbilansowanie mocy, nie muszą być znane fizyczne przepływy mocy między systemami, a jedynie ich powiązania, za pomocą których będzie można określić możliwe podziały. Oczywiście zakłada się, że suma mocy w ramach wymiany równoległej wynosi zero, tj. $\Delta P_A + \Delta P_B + \Delta P_C + \Delta P_D = 0$. Wzajemne powiązania poszczególnych bloków (przedstawione jako założenie) wskazują, że powinno się rozważać pełen zbiór kombinacji podziałów grafu (właściwości tzw. grafu pełnego), przy czym zakłada się, że istotnie prawdopodobne są wyłącznie podziały SEE na dwa podsystemy.

3. Strategie zarządzania inercją

3.1. Wyjściowa struktura SEE

W tab. 1 przedstawiono dane dotyczące salda wymiany oraz inercji każdego z rozważanych bloków regulacyjnych A, B, C, D. (rys. 1). Dla każdej z kombinacji podziału SEE wyznaczono wartość bezwzględną RoCoF, przy czym każda z wielkości wyrażona jest w jednostkach względnych. Obliczono także wartości funkcji maksimum, minimum i średnią względem wszystkich możliwych podziałów.

Z wartości RoCoF, przedstawionych w tab. 1 wynika, że istnieje silna współzależność bloków łączących się w podsystemy po określonym podziale. Maksymalne wartości dla poszczególnych bloków występują w przypadku łączenia się bloków o tym samym znaku salda wymiany i niskiej sumarycznej inercji. Poniżej zostaną zaprezentowane rozważania dotyczące możliwych strategii zarządzania inercją w warunkach pracy wielosystemowej.

3.2. Strategia zapewniająca nieprzekroczenie w żadnym przypadku maksymalnej wartości RoCoF równej dla wszystkich bloków (strategia MaxEq)

Pierwsza rozważana strategia zarządzania inercją zakłada jedną, wspólną dla wszystkich bloków SEE graniczną (maksymalną)

Blok		A	B	C	D
Inercja $A_k (-)$		5,00	1,00	0,20	0,10
Saldo $\Delta P (-)$		9,00	2,00	-10,00	-1,00
Kombinacja podziału		RoCoF (-)			
A	BCD	1,800	6,923	6,923	6,923
B	ACD	0,377	2,000	0,377	0,377
C	ABD	1,639	1,639	50,000	1,639
D	ABC	0,161	0,161	0,161	10,000
AB	CD	1,833	1,833	36,667	36,667
AC	BD	0,192	0,909	0,192	0,909
AD	BC	1,569	6,667	6,667	1,569
Maksimum		1,833	6,923	50,000	36,667
Średnia		1,082	2,876	14,427	8,298
Minimum		0,161	0,161	0,161	0,377

Tab. 1. Wielkości inercji, salda wymiany oraz RoCoF obrazujące wyjściową strukturę rozważanego SEE

Blok		A	B	C	D
Inercja $A_k (-)$		6,00	1,33	6,67	0,67
Saldo $\Delta P (-)$		9,00	2,00	-10,00	-1,00
Kombinacja podziału		RoCoF (-)			
A	BCD	1,500	1,038	1,038	1,038
B	ACD	0,150	1,500	0,150	0,150
C	ABD	1,250	1,250	1,500	1,250
D	ABC	0,071	0,071	0,071	1,500
AB	CD	1,500	1,500	1,500	1,500
AC	BD	0,079	0,500	0,079	0,500
AD	BC	1,200	1,000	1,000	1,200
Maksimum		1,500	1,500	1,500	1,500

Tab. 2. Wielkości inercji, salda wymiany oraz RoCoF obrazujące strukturę rozważanego SEE, skorygowaną wg strategii MaxEq

Blok		A	B	C	D
Inercja $A_k (-)$		6,00	0,50	100,00	5,00
Saldo $\Delta P (-)$		9,00	2,00	-10,00	-1,00
Kombinacja podziału		RoCoF (-)			
A	BCD	1,500	0,085	0,085	0,085
B	ACD	0,018	4,000	0,018	0,018
C	ABD	0,870	0,870	0,100	0,870
D	ABC	0,009	0,009	0,009	0,200
AB	CD	1,692	1,692	0,105	0,105
AC	BD	0,009	0,182	0,009	0,182
AD	BC	0,727	0,080	0,080	0,727
Maksimum		1,692	4,000	0,105	0,870
Wartość dop.		1,500	4,000	0,100	0,200

Tab. 3. Wielkości inercji, salda wymiany oraz RoCoF obrazujące strukturę rozważanego SEE, wstępnie skorygowaną wg strategii MaxDif

wartość RoCoF (wartość bezwzględna), która nie może zostać przekroczona w żadnym wariantcie podziału. A zatem, rozważa się utrzymanie maksymalnego RoCoF względem najgorszego przypadku.

Dla każdego z bloków wyznacza się minimalny do utrzymania poziom inercji:

$$A_{kmin\ i} = \frac{|\Delta P|_i}{|RoCoF|_{max}}, \forall i \in \{A, B, C, D\} \quad (2)$$

Zakładając $|RoCoF|_{max} 1,5$, dla danych z tab. 1 otrzymuje się:

- $A_{kmin\ A} = 6,00$
- $A_{kmin\ B} = 1,33$
- $A_{kmin\ C} = 6,67$
- $A_{kmin\ D} = 0,67$.

Dla otrzymanych wartości inercji, wyznaczono nowe wartości RoCoF, które przedstawiono w tab. 2.

Wyniki z tab. 2 wskazują, że maksymalna wartość RoCoF w danym bloku wystąpi w dwóch przypadkach podziału SEE:

- kiedy dany blok zostanie wydzielony do pracy asynchronicznej
- kiedy podział SEE spowoduje maksimum niezbilansowania.

Strategię tą można podsumować następująco: aby utrzymać maksymalną wartość RoCoF przy najbardziej niekorzystnym podziale SSKE na asynchroniczne podsystemy, każdy z operatorów musi zapewnić inercję wynikającą ze stosunku salda wymiany równoległej do wymaganego poziomu RoCoF (jednakowego dla całego SSKE), wg (2).

Utrzymywanie wyższej inercji niż jej wyznaczona, dopuszczalna wartość A_{kmin} , skutkować będzie pojawieniem się niższych wartości RoCoF niż założona wartość 1,5.

Dużą zaletą omawianej strategii zarządzania inercją w połączonym synchronicznie SEE jest fakt, że OSP wykonują niezależnie od siebie obliczenia minimalnej inercji dla swoich bloków/obszarów regulacyjnych, korzystając z wewnętrznych danych systemowych. Z kolei wadą przedstawianego rozwiązania jest jedna wartość maksymalnego RoCoF dla wszystkich bloków wchodzących w skład SSKE.

3.3. Strategia zapewniająca nieprzekroczenie w żadnym przypadku maksymalnej wartości RoCoF różnej dla wszystkich bloków (strategia MaxDif)

Kolejna omawiana strategia uwzględni różne wartości maksymalnego dopuszczalnego RoCoF dla poszczególnych SEE. Zróżnicowanie takie może wynikać z warunków pracy jednostek wytwórczych w tychże blokach. W dalszym ciągu rozważa się najgorszy przypadek podziału, który prowadzi do maksymalnej wartości RoCoF wśród wszystkich zdarzeń.

Przyjmując określone wartości dopuszczalnego RoCoF dla poszczególnych bloków w systemie testowym (rys. 2) oraz posługując się zależnością (2), wyznaczono wartości RoCoF odpowiadające analizowanym zdarzeniom (podziałom SEE) i warunkom niezbilansowania przyjętym w strukturze wyjściowej SEE (tab. 1). Otrzymane wyniki przedstawiono w tab. 3.

Jak wynika z tab. 3, zastosowanie formuły (2) sprawdza się tylko dla bloków regulacyjnych, dla których najgorszym przypadkiem z punktu widzenia wartości RoCoF jest jego wydzielenie z pozostałej części SEE (wydzielenie bloku B). W pozostałych przypadkach, otrzymana wartość maksymalna RoCoF przekracza wartości dopuszczalne. Najgorsze zdarzenia z punktu widzenia RoCoF występują przy podziałach, w których powstają podsystemy o dużym niezbilansowaniu (np. ± 10 pu, ± 11 pu).

A zatem, bloki gorzej uwarunkowane (mała wartość dopuszczalnego RoCoF oraz duże saldo wymiany) wpływają na inne, lepiej uwarunkowane bloki, które nie są w stanie utrzymać dopuszczalnych wartości RoCoF.

W związku z powyższym, poszukując wymaganych wartości inercji, którą dane bloki muszą utrzymać, proponuje się wykorzystać zależność (2) jako wagi do udziału w globalnej wartości inercji całego SEE. Im większe saldo oraz im mniejszy wymagany RoCoF – tym większa waga w pokryciu inercją całego SEE. Przedstawiony problem jest zadaniem optymalizacyjnym zdefiniowanym następująco (dla testowego SEE – rys. 2):

Funkcja celu:

$$\min_{A_{kSEE}} \left(\sum_{i \in \{A,B,C,D\}} \left(\max_{j \in J} (|RoCoF_{i,j}|) - |RoCoF_{dopi}| \right) \right) \quad (3)$$

przy ograniczeniu:

$$\max_{i \in \{A,B,C,D\}} \left(\max_{j \in J} (|RoCoF_{i,j}|) - |RoCoF_{dopi}| \right) = 0 \quad (4)$$

gdzie: J jest zbiorem zdarzeń prowadzących do podziału analizowanego SEE, tj. $J = \{ \langle A|BCD \rangle, \langle B|ACD \rangle, \langle C|ABD \rangle, \langle D|ABC \rangle, \langle AB|CD \rangle, \langle AC|BD \rangle, \langle AD|BC \rangle \}$.

Wielkość $RoCoF_{i,j}$, która występuje w (3) oraz (4), np. dla $i = B$ oraz $j = \langle C|ABD \rangle$ określa się w następujący sposób:

$$|RoCoF_{B, \langle C|ABD \rangle}| = \frac{\sum_{m \in \{A,D\}} |\Delta P_m|}{\sum_{m \in \{A,D\}} A_{km}} \quad (5)$$

gdzie:

$$A_{km} = \frac{\frac{|\Delta P_m|}{|RoCoF_{dopm}|}}{\sum_{n \in \{A,B,C,D\}} \frac{|\Delta P_n|}{|RoCoF_{dopn}|}} A_{kSEE} = \frac{A_{kwm}}{\sum_{n \in \{A,B,C,D\}} \frac{|\Delta P_n|}{|RoCoF_{dopn}|}} A_{kSEE}, \quad \forall m \in \{A, D\} \quad (6)$$

Analogicznie postępuje się dla innych możliwych par i, j .

Blok	A	B	C	D
Inercja $A_k (-)$	26,09	2,17	434,78	21,74
Wagi $A_{wk} (-)$	6,00	0,50	100,00	5,00
Saldo $\Delta P (-)$	9,00	2,00	-10,00	-1,00
Kombinacja podziału	RoCoF (-)			
A	BCD	0,345	0,020	0,020
B	ACD	0,004	0,920	0,004
C	ABD	0,200	0,200	0,200
D	ABC	0,002	0,002	0,046
AB	CD	0,389	0,389	0,024
AC	BD	0,002	0,042	0,042
AD	BC	0,167	0,018	0,167
Maksimum	0,389	0,920	0,024	0,200
Wartość dop.	1,500	4,000	0,100	0,200

Tab. 4. Wielkości inercji, salda wymiany oraz RoCoF obrazujące strukturę rozważanego SEE, ostatecznie skorygowaną wg strategii MaxDif

Przedstawiony problem optymalizacyjny jest zadaniem z liniową funkcją celu z liniowymi ograniczeniami, a zatem może być rozwiązany za pomocą techniki programowania liniowego.

Wyniki optymalizacji dla systemu testowego przedstawiono w tab. 4.

Omawiana strategia zarządzania inercją w warunkach różnych dopuszczalnych wartości RoCoF jest intuicyjnie prosta. Idea sprawiedliwości rozdziału wymaganej inercji polega na wyznaczeniu współczynników wagowych A_{kw} , uwzględniających zarówno niezbilansowanie pojedynczego bloku, jak i wymagany poziom RoCoF. Wadą przedstawionej strategii jest przewymiarowanie wymaganego poziomu inercji w $|J|-1$ blokach.

Alternatywną strategią mogłoby być uzyskanie dla wszystkich bloków/obszarów jednoczesnej równości między obliczonym maksymalnym RoCoF a jego wartością dopuszczalną, przy czym zawsze któryś z bloków zyskiwałby kosztem drugiego.

Funkcję celu (3) przekształca się do postaci, w której niezależnymi zmiennymi decyzyjnymi są wielkości energii kinetycznej w każdym z rozpatrywanych bloków, tj.

$$\min_{A_{kminA}, A_{kminB}, A_{kminC}, A_{kminD}} \left(\sum_{i \in \{A,B,C,D\}} \left(\max_{j \in J} (|RoCoF_{i,j}|) - |RoCoF_{dopi}| \right) \right) \quad (7)$$

Ograniczenie (4) oraz postać $RoCoF_{i,j}$ (5) pozostają bez zmian.

Przykładowe rozwiązanie takiego przypadku (spełniające kryterium optymalizacyjne, jako zadania nieliniowego) pokazano w tab. 5.

Porównując wyniki przedstawione w tab. 4 i 5 widać wyraźnie, że blok „C” wyraźnie „zyskał” utrzymanie mniejszej inercji kosztem bloku „D”. Blok „D” wydaje się „pokrzywdzony” w tym układzie – posiada niewielką wartość inercji „własnej” (waga udziału inercji w SEE równą 5,0 ze wzoru (2)), a wyznaczona minimalna inercja przekracza jej wartość „własną” ponad osiem razy. Wyznaczoną nadwyżkę „konsumuje” przede wszystkim blok „C”, w którym postawiono jednocześnie względnie wysokie wymagania odnośnie dopuszczalnego RoCoF oraz założono pracę z wysokim saldem wymiany równoległej (waga udziału inercji w SEE równą

Blok	A	B	C	D
Inercja $A_k (-)$	6,83	0,50	99,97	42,69
Saldo $\Delta P (-)$	9,00	2,00	-10,00	-1,00
Kombinacja podziału	RoCoF (-)			
A	BCD	1,317	0,063	0,063
B	ACD	0,013	4,000	0,013
C	ABD	0,200	0,200	0,100
D	ABC	0,009	0,009	0,023
AB	CD	1,500	1,500	0,077
AC	BD	0,009	0,023	0,009
AD	BC	0,162	0,080	0,162
Maksimum	1,500	4,000	0,100	0,200
Wartość dop.	1,500	4,000	0,100	0,200

Tab. 5. Wielkości inercji, salda wymiany oraz RoCoF obrazujące alternatywnie skorygowaną strukturę rozważanego SEE wg strategii MaxDif

100,0 ze wzoru (2)). Niewątpliwą zaletą przedstawianej strategii jest brak przewymiarowania wymaganej inercji w SEE, gdyż maksymalne zaobserwowane wartości RoCoF równe są wartościom dopuszczalnym dla danego bloku. Zaobserwowana „niesprawiedliwość” alokacji wymaganej inercji sprawia, że strategię tą należałoby uzupełnić określonymi zasadami rozliczeń między blokami/obszarami regulacyjnymi za wsparcie związane z utrzymaniem inercji.

3.4. Strategia zapewniająca nieprzekroczenie określonej statystyki RoCoF różnej dla wszystkich bloków (strategia StatDif)

Poprzednio omawiane strategie miały charakter deterministyczny, tzn. uwzględniały najgorszy, możliwy przypadek zakłócenia, przy założeniu, istotnego prawdopodobieństwa jego zaistnienia (nie wnikając w nie ilościowo). W rzeczywistości, zmienna RoCoF jest zmienną losową, której wartość wynika zarówno z punktu widzenia zerwania określonych powiązań między blokami regulacyjnymi SEE (np. rys. 2), jak również prowadzonej przez bloki mocy wymiany równoległej, skutkujące określonym

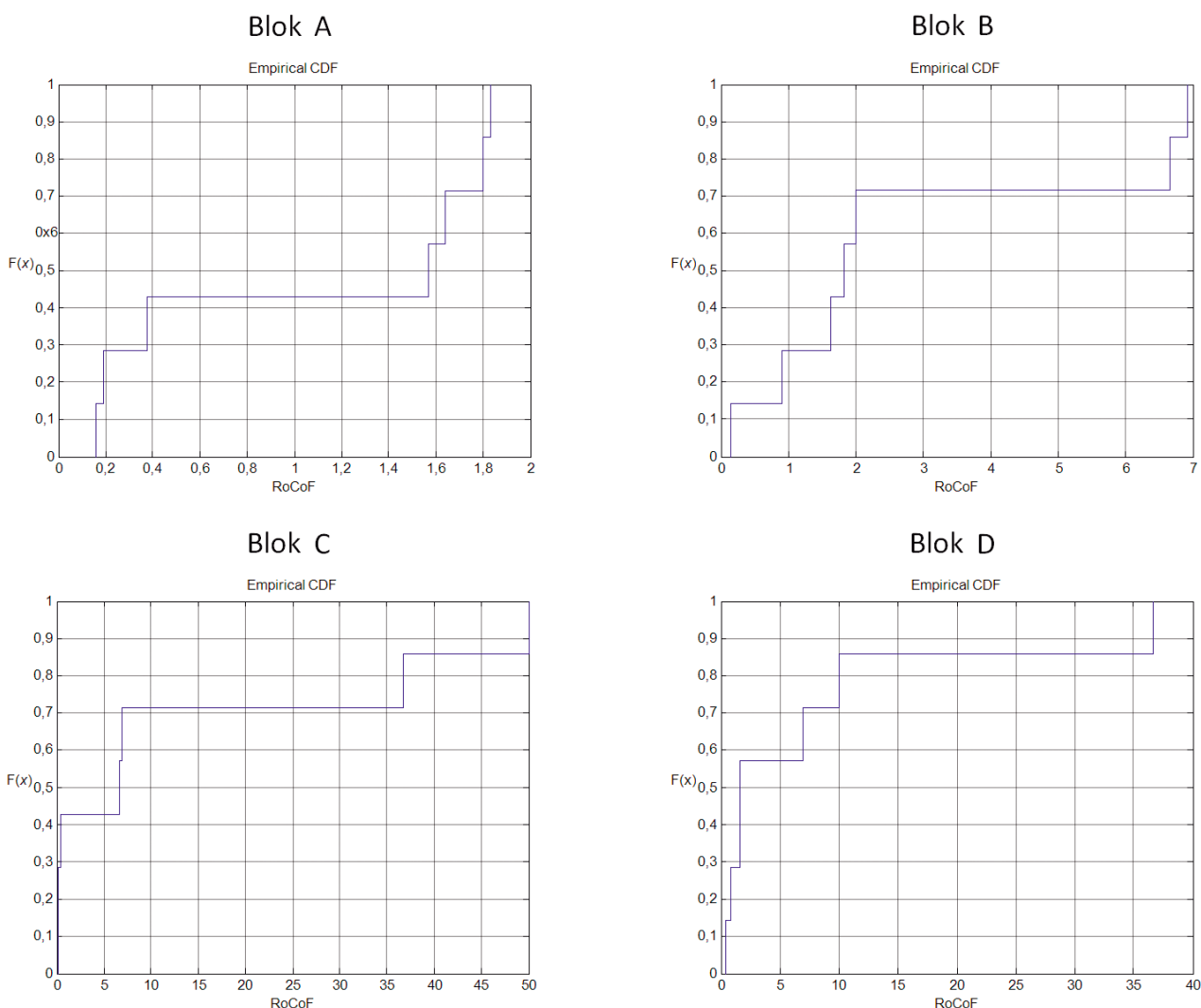
saldem. A zatem zmienność RoCoF jest funkcją dwóch grup zmiennych losowych:

- grafu reprezentującego SSKE i jego własności podziału na rozłączne podgrafy
- salda wymiany w poszczególnych blokach (proces stochastyczny zmieniający się w czasie).

Przyjmując, że omawiana grupa strategii jest prowadzona dla danego momentu czasowego, w rozważaniach pozostaje jedynie pierwsza z wymienionych grup zmiennych losowych. A saldo wymiany równoległej jest określonym stanem deterministycznym.

Dla celów omawiania strategii, zakłada się również, że prawdopodobieństwo zaistnienia każdego z możliwych podziałów SSKE jest jednakowe (rozkład jednostajny dyskretny). Biorąc pod uwagę wartości RoCoF w strukturze wyjściowej SEE, otrzymuje się rozkłady prawdopodobieństwa RoCoF, których dystrybuanty przedstawiono na rys. 3.

Zmienne ΔP_i gdzie $i \in \{A, B, C, D\}$ (saldo wymiany bloków) stanowią deterministyczne współczynniki w zadaniu optymalizacyjnym, natomiast zmienne A_{ki} (energia mas wirujących w blokach) są zmiennymi decyzyjnymi. Jako kryterium



Rys. 3. Dystrybuanta empiryczna rozkładu jednostajnego RoCoF dla poszczególnych bloków regulacyjnych w testowym SEE

optymalizacyjne proponuje się przyjąć kwantyl p -tego rzędu w jednostajnym rozkładzie zmiennej RoCoF, np. $p = 0,95$. Nawiązując do rozkładów RoCoF przedstawionych na rys. 3, kwantyle rzędu 0,95 wynoszą:

- $|RoCoF_{A,q_{0,95}}| = 1,82$
- $|RoCoF_{B,q_{0,95}}| = 6,84$
- $|RoCoF_{C,q_{0,95}}| = 46,00$
- $|RoCoF_{D,q_{0,95}}| = 28,67$.

Podsumowując, zadanie optymalizacyjne w omawianej strategii ma następującą funkcję celu:

$$\min_{A_{kSEE}} \left(\sum_{i \in \{A,B,C,D\}} \left(q_{0,95, j \in J} (|RoCoF_{i,j}|) - |RoCoF_{dopi}| \right) \right) \quad (8)$$

przy ograniczeniu:

$$\max_{i \in \{A,B,C,D\}} \left(q_{0,95, j \in J} (|RoCoF_{i,j}|) - |RoCoF_{dopi}| \right) = 0 \quad (9)$$

Rozważa się w tym przypadku również podejście wagowe, a zatem obowiązują zależności (5) i (6).

Wyniki optymalizacji stochastycznej dla systemu testowego przedstawiono w tab. 6.

Porównując wyniki w tab. 5 i 6 można stwierdzić, że zrezygnowanie z kryterium maksymalnego RoCoF na rzecz statystyki w postaci kwantylu p -tego rzędu, pozwala na zmniejszenie dopuszczalnej minimalnej inercji w poszczególnych blokach/obszarach regulacyjnych w stosunku 0,95, co odpowiada założonemu rzędowi kwantylu. Uzyskanie takiej relacji wynika z zastosowania modelu liniowego zadania oraz przyjęcia jednostajnych rozkładów prawdopodobieństwa dla grupy zmiennych RoCoF.

Blok	A	B	C	D	
Inercja $A_k (-)$	24,81	2,07	413,44	20,67	
Wagi $A_{wk} (-)$	6,00	0,50	100,00	5,00	
Saldo $\Delta P (-)$	9,00	2,00	-10,00	-1,00	
Kombinacja podziału		RoCoF (-)			
A	BCD	0,363	0,021	0,021	0,021
B	ACD	0,004	0,967	0,004	0,004
C	ABD	0,210	0,210	0,024	0,210
D	ABC	0,002	0,002	0,002	0,048
AB	CD	0,409	0,409	0,025	0,025
AC	BD	0,002	0,044	0,002	0,044
AD	BC	0,176	0,019	0,019	0,176
Maksimum		0,409	0,967	0,025	0,210
Kwantyl 0,95		0,385	0,800	0,025	0,200
Wartość dop.		1,500	4,000	0,100	0,200

Tab. 6. Wielkości inercji, salda wymiany oraz RoCoF obrazujące strukturę rozważanego SEE, skorygowaną wg strategii StatDif

Blok		A	B	C	D
Inercja $A_k (-)$		6,64	0,40	94,13	40,06
Saldo $\Delta P (-)$		9,00	2,00	-10,00	-1,00
Kombinacja podziału		RoCoF (-)			
A	BCD	1,355	0,067	0,067	0,067
B	ACD	0,014	5,045	0,014	0,014
C	ABD	0,212	0,212	0,106	0,212
D	ABC	0,010	0,010	0,010	0,025
AB	CD	1,562	1,562	0,082	0,082
AC	BD	0,010	0,025	0,010	0,025
AD	BC	0,171	0,085	0,085	0,171
Maksimum		1,562	5,045	0,106	0,212
Kwantyl 0,95		1,500	4,000	0,100	0,200
Wartość dop.		1,500	4,000	0,100	0,200

Tab. 7. Wielkości inercji, salda wymiany oraz RoCoF obrazujące alternatywnie skorygowaną strukturę rozważanego SEE wg strategii StatDif

Podobnie jak w strategii MaxDif, rozważa się alternatywną strategię zapewniającą nieprzekroczenie określonej statystyki RoCoF różnej dla wszystkich bloków regulacyjnych, a mianowicie uzyskanie dla wszystkich bloków/obszarów jednoczesnej równości między obliczonymi statystykami RoCoF. Wyniki obliczeń optymalizacyjnych dla alternatywnej strategii zarządzania inercją pokazano w tab. 7.

Porównując wyniki alternatywnych strategii MaxDif (tab. 5) oraz StatDif (tab. 6), można zaobserwować zmniejszenie wymaganej inercji w poszczególnych blokach, jeśli jako kryterium stosuje się statystykę niebędącą maksimum RoCoF. Pozostaje przy tym zauważony i opisany wcześniej problem niesprawiedliwego rozdziału wymaganej inercji.

4. Podsumowanie

W niniejszym artykule przedstawiono i scharakteryzowano możliwe strategie zarządzania inercją bloków/obszarów pracujących w ramach SSKE. Skoncentrowano się przede wszystkim na przypadku podziału SEE na niezbilansowane, asynchronicznie pracujące podsystemy. W takich sytuacjach może dojść do większych wartości niezbilansowania mocy powstałych podsystemów niż ubytek mocy podczas integralnej pracy SEE. Spodziewany RoCoF (jako zmienna) może być rozpatrywany:

- deterministycznie, jako wartość możliwie maksymalna lub
- jako zmienna losowa, a przede wszystkim jej określone statystyki (np. wartość oczekiwana, kwantyl p -tego rzędu).
Z kolei RoCoF jako wartość dopuszczalna może być ustalona:
- taka sama dla wszystkich bloków w SEE lub
- różna dla każdego bloku oddzielnie.

Uwzględniając powyższe, przeanalizowano możliwe strategie utrzymywania na poziomie całego SEE wymaganego poziomu inercji przez poszczególne bloki/obszary regulacyjne. Wskazano, że zarządzanie poziomem inercji powinno się odbywać na poziomie poszczególnych bloków/obszarów regulacyjnych w skoordynowany ze sobą sposób (uwzględniając strukturę SEE). Opisano i scharakteryzowano następujące strategie zarządzania poziomem inercji:

- strategia zapewniająca nieprzekroczenie w żadnym przypadku maksymalnej wartości RoCoF równej dla wszystkich bloków (MaxEq)
- strategia zapewniająca nieprzekroczenie w żadnym przypadku maksymalnej wartości RoCoF różnej dla wszystkich bloków (MaxDif)
- strategia zapewniająca nieprzekroczenie określonej statystyki RoCoF różnej dla wszystkich bloków regulacyjnych (StatDif).

W strategii MaxEq, każdy z operatorów bloku regulacyjnego musi zapewnić inercję wynikającą ze stosunku salda wymiany równoległej do wymaganego poziomu RoCoF (jednakowego dla całego SSKE). Dużą zaletą tej strategii jest fakt, że OSP wykonują niezależnie od siebie obliczenia minimalnej inercji dla swoich bloków/obszarów regulacyjnych, korzystając z wewnętrznych danych. Z kolei wadą przedstawianego rozwiązania jest jedna wartość maksymalnego RoCoF dla wszystkich bloków wchodzących w skład SSKE.

W pozostałych dwóch przedstawianych strategiach (MaxDif, StatDif), rozwiązuje się zadania optymalizacyjne względem:

- całkowitego poziomu energii mas wirujących w SSKE alokowanych wg tzw. inercji własnych (wynikających z salda wymiany równoległej i wymaganego wartości RoCoF) – wersja podstawowa strategii
- niezależnych poziomów inercji w poszczególnych blokach – wersja alternatywna strategii.

Dla każdej z przedstawionych wersji strategii MaxDif oraz StatDif, scharakteryzowano szczegółowo zalety i wady, jednak najprostszą i najbardziej intuicyjną (niewymagającą zaawansowanych systemów planistycznych), a zarazem najbardziej „sprawdliwą” metodą zarządzania inercją w SSKE jest strategia MaxEq.

BIBLIOGRAFIA

1. Machowski J., Białek J.W., Bumby J., Power System Dynamics: Stability and Control, John Wiley & Sons, 2008.
2. Spahic E. i in., Impact of Reduced System Inertia on Stable Power System Operation and an Overview of Possible Solutions, CIGRE Paris Meeting, 2016.
3. Kundur P., Power System Stability and Control, McGraw-Hill 1994.
4. Morren, J., Pierik, J., De Haan, S.W., Inertial response of variable speed wind turbines, *Electric power systems research* 2006, nr 76(11), 980-987.
5. Vyver Van de J, i in., Droop control as an alternative inertial response strategy for the synthetic inertia on wind turbines, *IEEE Transactions on Power Systems* 2016, Vol. 31, Iss. 2, s. 1129–1138.
6. Auswirkungen reduzierter Schwungmasse auf einen stabilen Netzbetrieb, German TSO's Report, April 2014.
7. Frequency Stability Evaluation Criteria for the Synchronous Zone of Continental Europe – Requirements and impacting factors, ENTSO-E: RG-CE System Protection & Dynamics Sub Group, March 2016.
8. Wasilewski J., Lubośny Z., Analiza rocznej zmienności inercji mas wirujących w elektroenergetycznym systemie synchronicznym kontynentalnej Europy w kontekście rozwoju i pracy OZE, Electrical Power Networks EPNet 2016, 19–21 września 2016, Szklarska Poręba.
9. ERGEG Final Report, The lessons to be learned from the large disturbance in the European power system on the 4th of November 2006, 6 February 2007.

Jacek Wasilewski

dr inż.

PSE Innowacje sp. z o.o.

e-mail: wasilewj@o2.pl

Tytuł magistra inżyniera (2005) oraz doktora inżyniera (2011) uzyskał na Wydziale Elektrycznym Politechniki Warszawskiej. Jest zatrudniony na stanowisku głównego konsultanta w PSE Innowacje sp. z o.o., gdzie prowadzi prace naukowo-badawcze i badawczo-rozwojowe dla operatora systemu przesyłowego w Polsce w zakresie planowania rozwoju, planowania pracy oraz eksploatacji sieci i systemów elektroenergetycznych. Współpracuje również jako wykładowca z Instytutem Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej.

Zbigniew Lubośny

prof. dr hab. inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: zbilubos@pg.gda.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej (1985), na tej samej uczelni obronił pracę doktorską (1991) i uzyskał stopień doktora habilitowanego (1999). Od 2004 roku posiada tytuł profesora nauk technicznych. Jest zatrudniony na Politechnice Gdańskiej na stanowisku profesora nadzwyczajnego. Obszar jego zainteresowań badawczych to: modelowanie matematyczne, stabilność systemu elektroenergetycznego, sterowanie systemem elektroenergetycznym, zastosowanie sztucznej inteligencji do sterowania systemem elektroenergetycznym, modelowanie i sterowanie elektrowniami wiatrowymi. Redaktor naczelny kwartalnika *Acta Energetica*.

Praca równoległa turbozespołu parowego i hydrozespołów w układzie wyspowym tworzonym w warunkach odbudowy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego po awarii katastrofalnej

Autorzy

Ireneusz Andrzej Grządzielski
Krzysztof Sroka
Adam Kurzyński
Marcin Kaczmarek
Daria Radsak

[POWRÓT
DO SPISU TREŚCI](#)

Słowa kluczowe

awaria katastrofalna, odbudowa systemu elektroenergetycznego, tworzenie układu wyspowego, praca równoległa

Streszczenie

Podczas odbudowy systemu elektroenergetycznego po wystąpieniu awarii katastrofalnej podstawowym scenariuszem jest uruchomienie bloków elektrowni ciepłych, które zostały odstawione awaryjnie, przez podanie napięcia i mocy rozruchowej z samosterujących elektrowni wodnych. Konsekwencją realizacji takiego planu jest tworzenie lokalnego układu wyspowego, w którym źródłem mocy elektrycznej będą równoległe pracujące hydrozespoły elektrowni wodnej i turbozespoły uruchomionej elektrowni ciepłej. W artykule przedstawiono wyniki pomiarów zarejestrowane w trakcie próby systemowej uruchomienia bloku energetycznego o mocy 264 MW w Elektrowni Turów z EW Dychów. W szczególności oceniono możliwości synchronizacji uruchomionego bloku w Elektrowni Turów z hydrogeneratorami EW Dychów, obciążonymi potrzebami własnymi jednostek wytwórczych i pompami w EW Dychów.

1. Wprowadzenie

Konieczność opracowywania szczegółowych planów obrony i odbudowy systemu elektroenergetycznego wynika z realnego zagrożenia awariami systemowymi. Odbudowa systemu po wystąpieniu awarii systemowej uwzględnia podanie napięcia z jednostek pozostających w ruchu bądź zdolnych do samorozruchu. Istotnym etapem procesu odbudowy systemu, po spełnieniu warunków zawartych w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP) [1], jest możliwość tworzenia układów wyspowych wokół elektrowni ciepłych, co prowadzi w konsekwencji do pracy równoległej maszyn uruchamianych oraz maszyn samostartujących.

W zakresie zdolności przechodzenia jednostek wytwórczych do pracy wyspowej stawiane są specjalne wymagania techniczne dotyczące koordynacji układów regulacji turbiny, układów regulacji paliwa oraz układów zabezpieczeń, po zainicjowaniu działania regulatora prędkości obrotowej z jednoczesnym opanowaniem zrztu mocy, lub skokowego przyrostu mocy w zakresie dopuszczalnych obciążeń jednostki wytwórczej. Wymaga się, aby regulator turbiny jednostki wytwórczej był zdolny do automatycznej oraz manualnej zmiany trybu pracy z regulacji mocy na regulację prędkości obrotowej

podczas przechodzenia do pracy wyspowej. Regulator napięcia jednostki uczestniczącej w procesie obrony i odbudowy systemu powinien być zdolny do automatycznej regulacji napięcia w przedziale 80–110% napięcia znamionowego generatora oraz do poprawnego działania w czasie skokowego przyrostu mocy obciążenia przy zapewnieniu odpowiedniego poziomu mocy biernej, zgodnie z wykresem kołowym generatora [1].

Scenariusz podania napięcia z elektrowni szczytowo-pompowej do jednostki wytwórczej elektrowni ciepłej zrealizowano 10 lipca 2016 roku podczas próby systemowej uruchomienia bloku energetycznego w elektrowni ciepłej Turów (dalej: Elektrowni Turów), aktualnie PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA Oddział Elektrownia Turów, z elektrowni wodnej Dychów (dalej: EW Dychów), aktualnie wchodzącej w skład spółki PGE Energia Odnawialna SA Oddział ZEW w Dychowie. W ramach eksperymentu systemowego, po utworzeniu wydzielonego toru rozruchowego i uruchomieniu bloku w Elektrowni Turów, nastąpiła jego synchronizacja do układu wyspowego, utworzonego wcześniej z dwóch hydrozespołów i elementów toru rozruchowego, pracującego autonomicznie poza systemem elektroenergetycznym. Wydzielony układ wyspowy obciążony był

urządzeniami potrzeb własnych pracującego bloku Elektrowni Turów oraz pompami akumulacyjnymi w EW Dychów.

2. Przebieg próby systemowej uruchomienia bloku energetycznego w Elektrowni Turów przez podanie napięcia i mocy rozruchowej z EW Dychów

Celem przeprowadzonej próby systemowej [2] uruchomienia bloku Elektrowni Turów z EW Dychów było potwierdzenie możliwości:

- uruchomienia bloku Elektrowni Turów, przyłączonego do szyn R-220 kV z wykorzystaniem napięcia i mocy podawanej wydzielonym torem rozruchowym 110 kV i 220 kV z samostartującej EW Dychów
- synchronizacji bloku Elektrowni Turów z torem rozruchowym
- pracy równoległej jednostek wytwórczych w Elektrowni Turów i EW Dychów obciążonych potrzebami własnymi i pompami w EW Dychów z regulacją częstotliwości i napięcia.

Tworzony tor rozruchowy obejmował 4 stacje elektroenergetyczne oraz ciąg linii 110 kV i 220 kV o sumarycznej długości ok. 154,5 km. Schemat utworzonego toru rozruchowego przedstawiono na rys. 1.

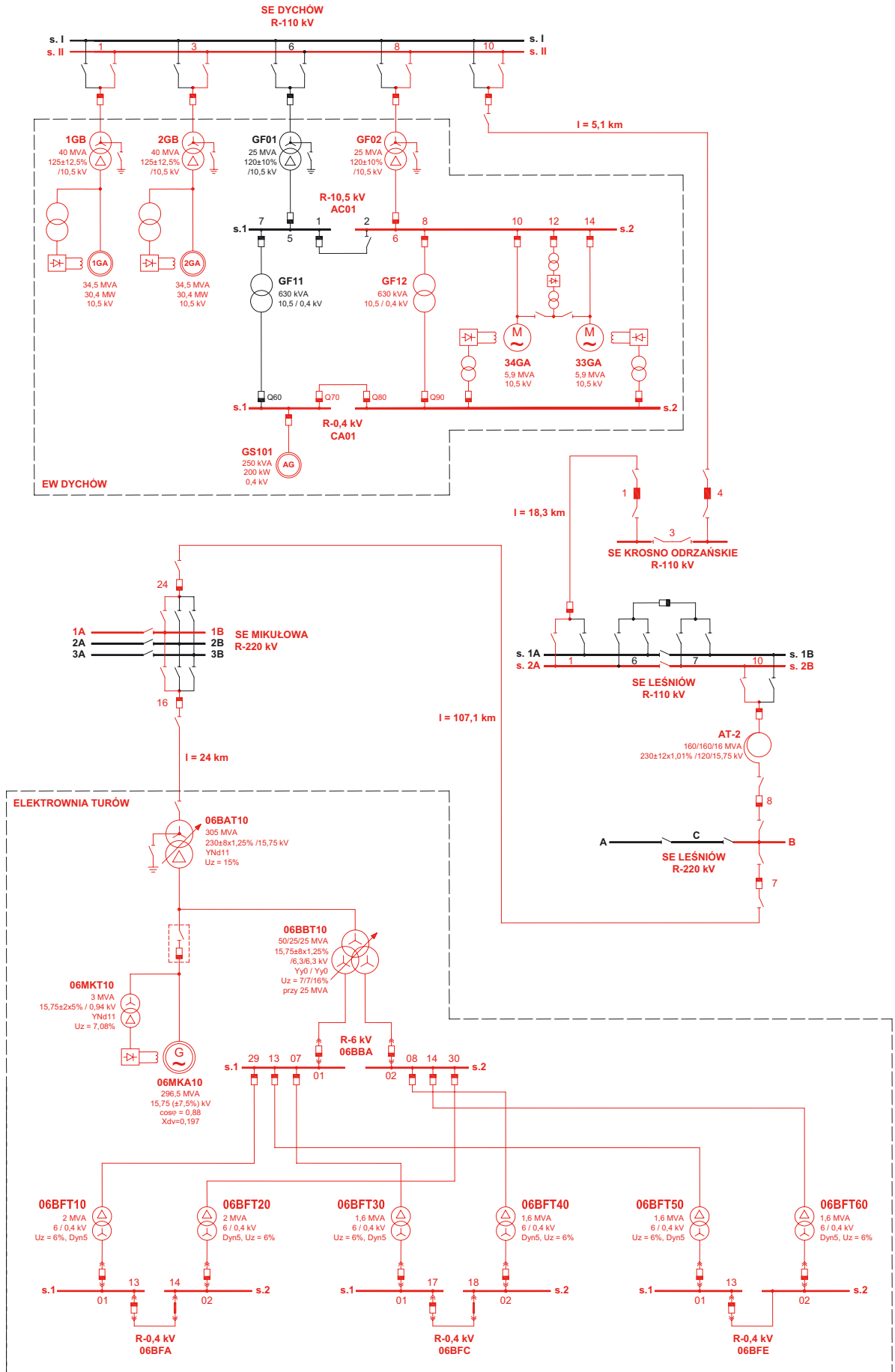
Przeprowadzony eksperyment systemowy podzielony był na następujące fazy:

1. Samostart EW Dychów, w tym realizację:
 - a) zaniku napięcia na rozdzielniach potrzeb własnych i ogólnych EW Dychów
 - b) samostartu hydrozespołu 2GA z wykorzystaniem agregatu prądotwórczego Diesla
 - c) podania napięcia z hydrozespołu 2GA na szyny rozdzielni R-110 kV SE Dychów
 - d) przywrócenia zasilania podstawowego rozdzielni potrzeb własnych i ogólnych elektrowni z uruchomionego hydrozespołu
 - e) uruchomienia i synchronizacji z układem wydzielonym hydrozespołu 1GA
2. Podanie napięcia i mocy rozruchowej wydzielonym torem liniowym 110 i 220 kV z EW Dychów do Elektrowni Turów
3. Dociążenie utworzonego układu wyspowego poprzez uruchomienie w EW Dychów pomp akumulacyjnych 33GA i 34GA (dociążenie hydrozespotów sumaryczną mocą czynną i bierną na poziomie ok. 11,5 MW i 2,2 Mvar)
4. Uruchomienie bloku nr 6 w Elektrowni Turów i jego synchronizacji z torem rozruchowym
5. Praca równoległa jednostek wytwórczych obciążonych rozdzielniami potrzeb własnych pracujących maszyn oraz pompami akumulacyjnymi w EW Dychów
6. Praca ze zmianami obciążenia i generacji mocy po odstawieniu hydrozespotów 1GA i 2GA oraz pomp akumulacyjnych 33GA i 34GA w EW Dychów
7. Zakończenie próby systemowej – przełączenie zasilania potrzeb własnych i ogólnych EW Dychów na zasilanie z Krajowego Systemu Elektrycznego (KSE) oraz przejście bloku nr 6 do pracy na potrzeby własne, a następnie synchronizacja bloku z KSE.

3. Struktura wydzielanego układu wyspowego

Jednym z podstawowych zadań próby systemowej [2] było uruchomienie turbozespołu bloku nr 6 w Elektrowni Turów i przejęcie części obciążenia wydzielonego systemu przez ten turbozespół. Struktura wydzielonego układu wyspowego, która została przedstawiona na rys. 1, składała się z następujących elementów:

1. źródła rozruchowego – dwóch hydrozespotów 1GA i 2GA w EW Dychów o takich samych mocach osiągalnych $P_n = 30,4$ MW (34,5 MVA), transformatorów blokowych 125/10,5 kV 1GB i 2GB o mocach 40 MVA i transformatora potrzeb ogólnych elektrowni 120/10,5 kV GF02 o mocy 25 MVA, zasilającego rozdzielnię 10,5 kV AC01 wraz z przyłączonymi do niej pompami akumulacyjnymi 33GA i 34GA o mocach po 5,9 MVA i transformatorem potrzeb własnych 10,5/0,4 kV GF12 o mocy 630 kVA, zasilającym rozdzielnię potrzeb własnych 0,4 kV CA01 z urządzeniami technologicznymi elektrowni
 2. toru rozruchowego złożonego:
 - a) w sieci 110 kV – z wydzielonych systemów szyn rozdzielni 110 kV: SE Dychów (DYC), SE Krosno Odrzańskie (KRO) i SE Leśniów (LES1) wraz z łączącymi je liniami 110 kV o łącznej długości ok. 23,6 km
 - b) w sieci 220 kV – z wydzielonych systemów szyn rozdzielni 220 kV SE Leśniów (LES2) i SE Mikułowa (MIK2) wraz z łączącą je linią o długości ok. 107,1 km oraz linii blokowej łączącej SE Mikułowa z blokiem nr 6 w Elektrowni Turów o długości ok. 24 km
 - c) w SE Leśniów – z autotransformatora 230 ($\pm 12 \times 1\%$)/120/15,75 kV AT-2 o mocy 160 MVA
 3. uruchamianego bloku w Elektrowni Turów – bloku nr 6 z turbozespołem G2 (06MKA10) o mocy $P_n = 261$ MW (296,5 MVA) wyposażonego w transformatory: blokowy 230/15,75 kV 06BAT10 o mocy 305 MVA i potrzeb własnych 15,75 ($\pm 8 \times 1,25\%$)/6,3/6,3 kV 06BBT10 o mocy 50/25/25 MVA, wraz z przynależną rozdzielnią potrzeb własnych 6 kV 06BBA i trzema rozdzielniami potrzeb własnych bloku nr 6 0,4 kV
 4. napędów potrzeb własnych bloku nr 6 Elektrowni Turów. Obciążenie w wydzielonym układzie wyspowym, zasilanym z dwóch hydrozespotów i jednego turbozespołu parowego, poza obciążeniami wynikającymi z utworzonego toru rozruchowego, stanowiły:
 1. pompy akumulacyjne 33GA i 34GA w EW Dychów z mocą czynną i bierną na poziomie łącznie ok. 11,5 MW i 2,2 Mvar
 2. napędy urządzeń potrzeb własnych bloku nr 6 w Elektrowni Turów zasilane z rozdzielni potrzeb własnych 6 kV 06BBA, zestawione w tab. 1, oraz pozostałe urządzenia potrzeb własnych zasilane z rozdzielni 0,4 kV.
- Poprawność pracy układu wyspowego zależy przede wszystkim od skuteczności układów regulacji zainstalowanych w każdej z jednostek wytwórczych zasilających wyspę obciążeniową. W EW Dychów regulator turbiny jest regulatorem cyfrowym firmy Voith Siemens, w którym występuje kilka pętli sterowania:
- sterowanie prędkości
 - sterowanie otwarciem zasuw
 - sterowanie obciążeniem (mocą)
 - tryb kondensatora synchronicznego.



Rys. 1. Schemat wydzielanego układu wyspowego podczas próby systemowej 10 lipca 2016 roku

Lp.	Nazwa obiektu	Liczba urządzeń	Moc urządzenia	Parametry znamionowe
1	Pompa wody zasilającej	1	4500 kW	Un-6300V; In-481A; n-1490obr/min; cos-0.88; spr-97.4%; Ir-5.5In
2	Pompa wody chłodzącej	1	1250 kW	Un-6300V; In-152A; n-495obr/min; Ir-4.5In; spr-95.5%; cos-0.79
3	Pompa kondensatu	1	630 kW	Un-6300V; In-67.4A; n-1483obr/min; Ir-5.8In; spr-95.1%; cos-0.9
4	Pompa zamkniętego układu wody chłodzącej	1	315 kW	Un-6300V; In-37.2A; n-1485obr/min; Ir-5.8In; spr-96.2%; cos-0.85
5	Wentylator spalin	1	3400 kW	Un-6000V; In-392A; n-996 obr/min; Ir-5.0In; spr-97.0%; cos-0.86
6	Wentylator powietrza pierwotnego	1	2500 kW	Un-6300V; In-265A; n-1487obr/min cos-0.90; spr-96.7%; Ir-5.5In
7	Wentylator powietrza wtórnego	1	1000 kW	Un-6300V; In-110A; n-1489obr/min cos-0.86; spr-96,8%; Ir-5.5In
8	Dmuchawa wysokiego ciśnienia	2	400 kW	Un-6300V; In-45.5A; n-1485obr/min cos-0.84; spr-95.5%; Ir-5.5In

Tab. 1. Zestawienie napędów SN na bloku nr 6 Elektrowni Turów zasilanych z rozdzielni 6 kV 06BBA w czasie pracy wyspowej

Rp – trwały statyzm	4%
Gmax – maksymalne położenie zasuwy	50,8
Gmin – minimalne położenie zasuwy	0,0
MXGTOR – maksymalna prędkość otwarcia zasuwy	15 s
MXGTCR – maksymalna prędkość zamknięcia zasuwy	10 s
TR – stała czasowa całkowania lub tłumienia	1 s – w sieci, 8 s – praca wyspowa

Tab. 2. Dane znamionowe regulatorów turbin wodnych

W ramach pracy wyspowej istotną rolę odgrywa regulacja prędkości. Regulator prędkości obrotowej jest regulatorem typu PIDP zdolnym do zmiany parametrów sterowania w zależności od warunków pracy. Regulacja prędkości jest aktywna, kiedy wyłącznik blokowy jest wyłączony oraz w przypadku przekroczenia prędkości granicznej w każdym trybie regulatora. Dane regulatora turbiny przedstawiono w tab. 2.

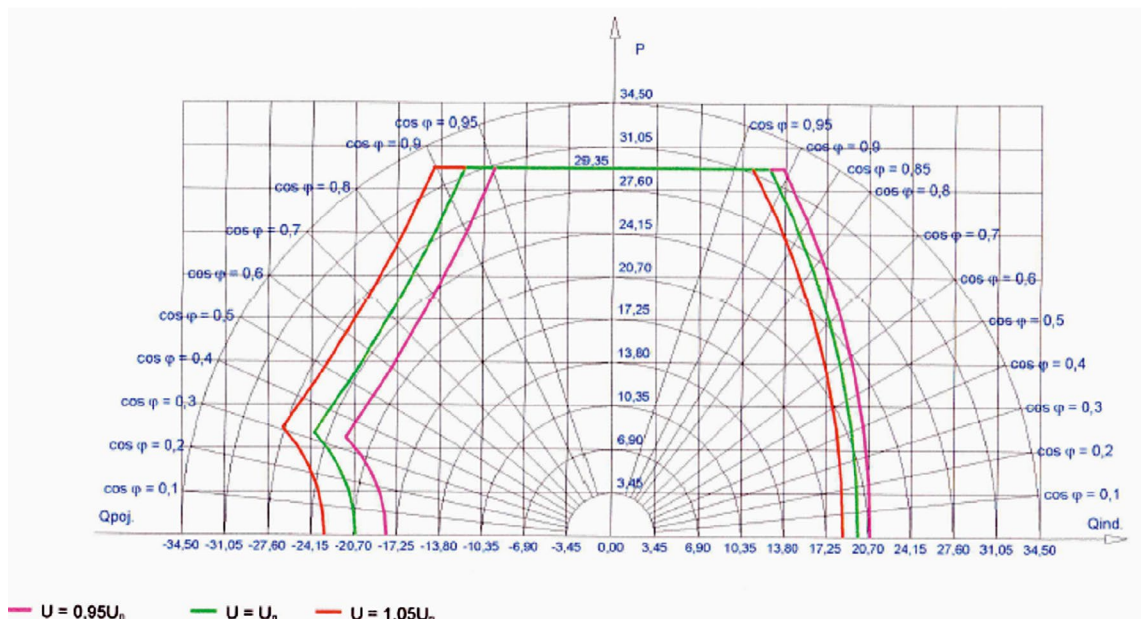
Generatory synchroniczne jednostek wytwórczych w EW Dychów wyposażone są w nowoczesne układy wzbudzenia i regulacji napięcia P100C-SX. Regulacja napięcia generatora odbywa się w wyniku regulacji prądu wzbudzenia.

Układ P100C-SX cechuje się poniższymi trybami regulacji:

- regulacja automatyczna:
 - regulacja napięcia
 - regulacja współczynnika mocy
 - regulacja mocy biernej
 - śledzenie napięcia sieci
- regulacja ręczna:
 - regulacja prądu wzbudzenia.

Regulator P100C-SX ma pięć ograniczników, których zadaniem jest utrzymywanie parametrów generatora wewnątrz dozwolonego obszaru pracy, w celu uniknięcia wyłączeń powodowanych przez zabezpieczenie generatora. Należą do nich:

- ogranicznik niedowzbudzenia
- ogranicznik minimalnego prądu wzbudzenia



Rys. 2. Wykres kołowy hydrogeneratora 1GA

- ogranicznik prądu wzbudzenia
- ogranicznik indukcji
- ogranicznik prądu stojana.

Na rys. 2 przedstawiono wykres kołowy hydrogeneratora 1GA. Blok energetyczny 261 MW nr 6 w Elektrowni Turów z kotłem fluidalnym, pracujący na szyny rozdzielni 220 kV w stacji Mikułowa, wyposażony jest w regulator turbiny typu EHR TT6 (statyzm 6%) wraz z układami i urządzeniami technologicznymi niezbędnymi dla jego pracy, w tym wyłącznik generatorowy.

Regulatory napięcia generatorów TG6 w Elektrowni Turów oraz 1GA i 2GA w EW Dychów w czasie próby pracowały w trybie automatycznej regulacji napięcia, natomiast w regulatorach turbin TG6 w Elektrowni Turów oraz 1GA i 2GA w EW Dychów w czasie próby załączony był tryb statycznej regulacji prędkości obrotowej RO(P).

4. Wybrane wyniki uzyskane podczas synchronizacji i pracy równoległej układu trójmaszynowego

Po zakończeniu procesu uruchomienia bloku nr 6 w Elektrowni Turów i osiągnięciu przez turbozespół prędkości obrotowej równej ok. 3000 obr./min, o godz. 12.08 w regulatorze turbiny zasymulowano warunki dla skutecznego ustawienia strefy martwej regulatora prędkości RO(P) i rozpoczęto jej zawężanie z ± 300 mHz do wartości 0 mHz, co zostało osiągnięte po ok. 3 minutach. Tym samym o godz. 12.11 blok nr 6 Elektrowni Turów został wstępnie przygotowany do synchronizacji z torem rozruchowym.

Dalsze działania obejmujące zamknięcie odłącznika generatorowego i wzbudzenie generatora turbozespołu kontynuowane były po opanowaniu przez EW Dychów sytuacji awaryjnej związanej z odstawieniem pomp akumulacyjnych 33GA i 34GA, spowodowanym nieprawidłową sygnalizacją zamknięcia awaryjnej zasuwy na kanale wodnym. Po ponownym uruchomieniu i zakończeniu naboru mocy przez pompy akumulacyjne w EW Dychów częstotliwość w układzie wydzielonym oscylowała wokół wartości równej ok. 50,02 Hz z dokładnością ok. ± 30 mHz. W Elektrowni Turów turbina TG6 pozostawała w pracy z nominalną prędkością obrotową (3000 obr./min) oraz wyłączoną strefą nieczułości regulatora prędkości obrotowej i statyzmem ustawionym na 6%. W takiej sytuacji ruchowej podjęto decyzję synchronizacji generatora G6 z torem rozruchowym.

Przed synchronizacją bloku nr 6 rozkład mocy czynnej i biernej w układzie wydzielonym zasilanym z hydrozespołów w EW Dychów przedstawiono w tab. 3.

W ramach przygotowań do synchronizacji zamknięto odłącznik generatorowy na bloku nr 6 i wzbudzono generator G6. O godz. 12.34 w Elektrowni Turów załączono synchronizator i rozpoczęto automatyczną synchronizację generatora z torem. Załączenie wyłącznika generatorowego 06BAC10, poprzedzone działaniami regulacyjnymi realizowanymi przez synchronizator, tj. m.in. zmianą napięcia generatora G6 z 15,7 do 15,0 kV, nastąpiło o godz. 12:35 i spowodowało załączenie regulacji prędkości obrotowej RO(P) na bloku nr 6. W chwili synchronizacji blok wszedł z mocą $P_{G6} \approx 2,1$ MW, po czym nastąpiło natychmiastowe

Wielkości obciążeń hydrozespołów zmierzone przed synchronizacją bloku nr 6			
Jednostka wytwórcza	P [MW]	Q [Mvar]	U [kV]
1GA	~ 9,5	~ -3,8	~ 10,20
2GA	~ 12,4	~ -5,6	~ 10,15
Wielkości obciążeń jednostek wytwórczych zmierzone po zakończeniu procesów regulacyjnych			
G6 (06MKA10)	~ 11,0	~ -0,7	~ 14,93
1GA	~ 5,3	~ -3,8	~ 10,17
2GA	~ 5,5	~ -5,2	~ 10,15

Tab. 3. Zmierzone wielkości obciążeń jednostek wytwórczych

wycofanie mocy do wartości ok. 0 MW. Nastąpił skokowy wzrost częstotliwości do poziomu $f \approx 50,12$ Hz, wywołany wstępnym obciążeniem bloku nr 6 oraz zmniejszenie występujących wahań częstotliwości w torze rozruchowym z ok. ± 30 mHz do ok. $\pm 2 \dots 4$ mHz.

Stopniowemu obciążaniu generatora G6 mocą czynną do wartości $P_{G6} \approx 6,8$ MW, trwającemu ok. 4 min, i w tym samym czasie odciążaniu hydrozespołów 1GA i 2GA towarzyszyła zmiana częstotliwości w układzie trójmaszynowym w zakresie wartości 50,06–50,20 Hz.

W układzie wydzielonym nie były prowadzone regulacje napięć z wykorzystaniem przełączników zacsepów transformatorów. Niezwłocznie po naborze obciążenia generatora G6 EW Dychów wykonała zmniejszenie oraz wyrównanie obciążenia mocą czynną hydrozespołów. Regulację prowadzono poprzez zmiany wartości zadanej prędkości obrotowej hydrozespołów (zmniejszenie prędkości na 2GA i zwiększenie na 1GA), osiągając tym samym po ok. 6 minutach rozkład obciążenia mocą poszczególnych generatorów (tab. 3).

Pracę równoległą dwóch hydrozespołów w EW Dychów i turbozespołu TG6 w Elektrowni Turów, obciążonych potrzebami ogólnymi EW Dychów i potrzebami własnymi bloku nr 6, utrzymano przez ok. 20 minut do godz. 12.54. W tym czasie rozpoczęto już działania zmierzające do zakończenia próby systemowej, których pierwszym elementem była realizacja odstawienia jednej z pomp akumulacyjnych 34GA. Ubytek obciążenia w układzie wydzielonym na poziomie ok. 5,5 MW spowodował wzrost częstotliwości w układzie wydzielonym z początkowych ok. 50,17 Hz do wartości 50,24 Hz, przy czym okres regulacji wyniósł ok. 3... 4 s. Po ustabilizowaniu pracy wyspy częstotliwość w układzie wydzielonym wyniosła ok. 50,2 Hz, obciążenie hydrozespołów pozostało na praktycznie niezmiennym poziomie, natomiast obciążenie G6 ustaliło się na wartości $P_{G6} \approx 5,7$ MW. Cała zmiana zapotrzebowanej mocy czynnej została skompensowana przez turbozespół TG6.

Proces planowego odstawiania hydrozespołów 1GA i 2GA rozpoczął się o godz. 12.53 i został zrealizowany w czasie ok. 1,5 min, co spowodowało wzrost obciążenia mocą czynną i bierną generatora G6 do poziomu $P_{G6} \approx 16,5$ MW i $Q_{G6} \approx -12,5$ Mvar. Częstotliwość w układzie wydzielonym po odstawieniu hydrozespołów 1GA i 2GA wyniosła ok. 50,11 Hz, napięcie na zaciskach turbogeneratora G6 praktycznie nie uległo zmianie, natomiast napięcie na końcu ciągu rozruchowego, tj. na szynach R-110 kV

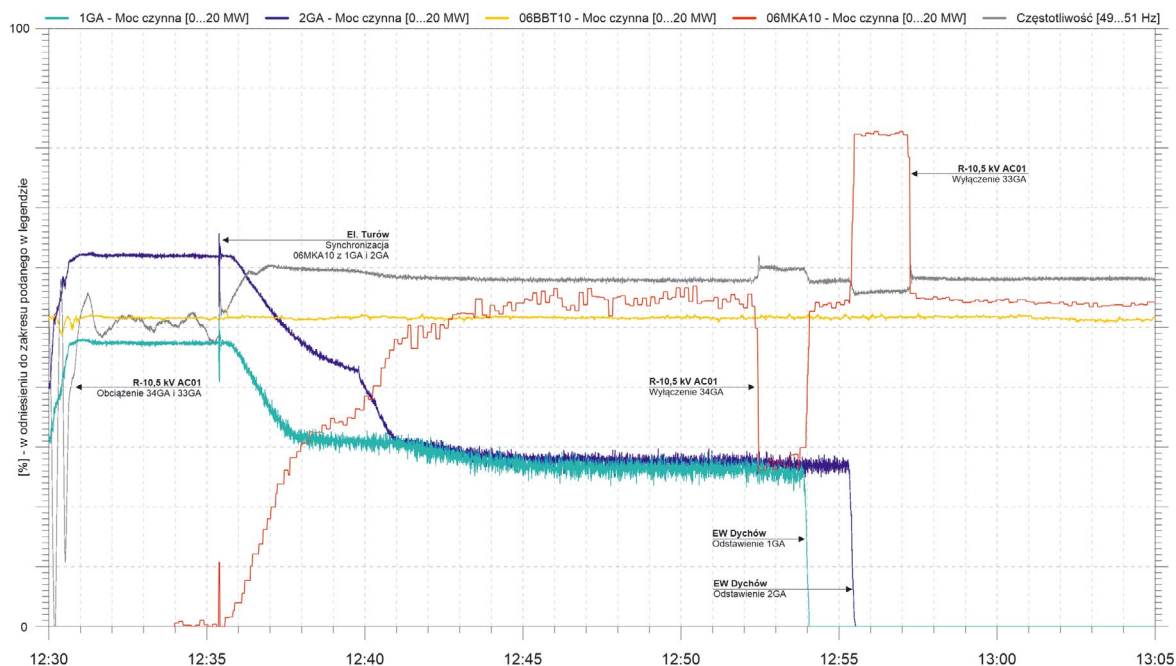
SE DYC1 wzrosło i wyniosło ok. 117,8 kV ($\Delta U_{DYC1} \approx 3,4$ kV), co przełożyło się na wartość napięcia na potrzebach własnych EW Dychów równą ok. 410 V.

Wyłączenie drugiej pompy akumulacyjnej oraz przełączenie zasilania potrzeb własnych i ogólnych EW Dychów z zasilania z G6 na zasilanie z KSE, zakończyły udział tej elektrowni w próbie.

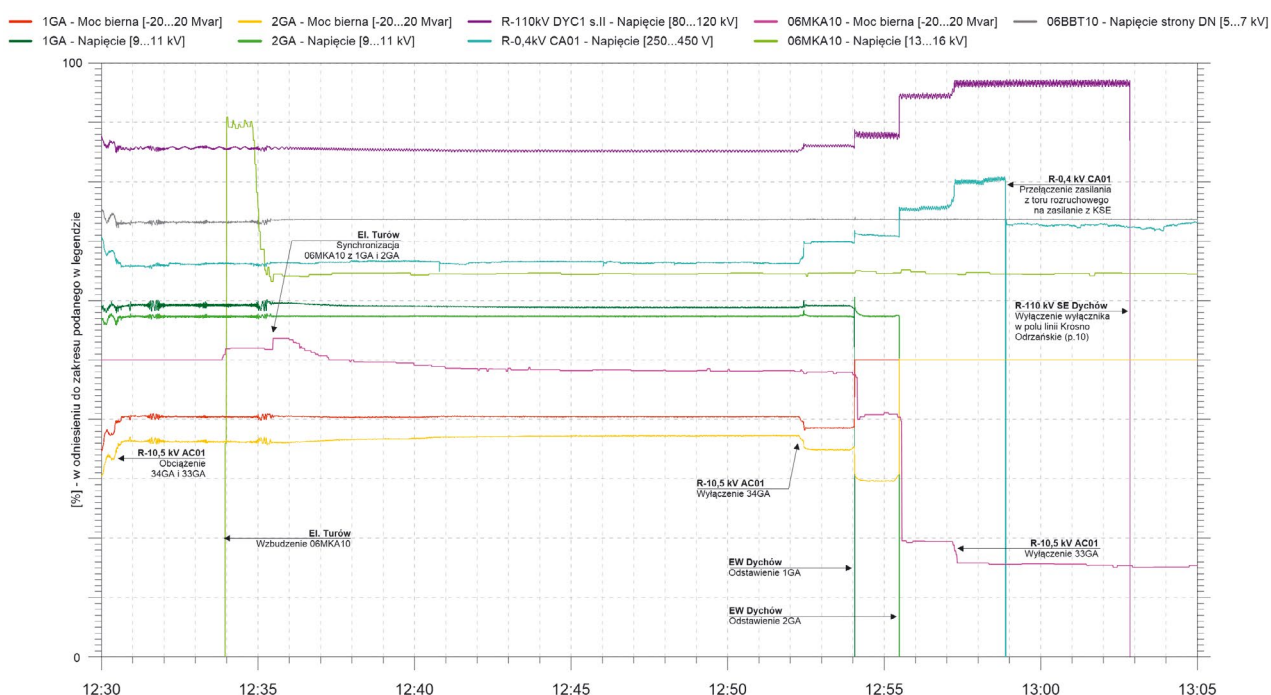
Po odstawieniu pompy akumulacyjnej 33GA obciążenie mocą czynną i bierną G6 kształtowało się na poziomie

$P_{G6} \approx 11$ MW i $Q_{G6} \approx -13,7$ Mvar, przy częstotliwości równej ok. 50,16 Hz i niezmiennym poziomie napięcia na zaciskach generatora G6 równym ok. 15 kV. Poziom napięcia na szynach R-110 kV SE DYC1 wyniósł ok. 118,6 kV.

Po przełączeniu zasilania potrzeb własnych i ogólnych EW Dychów na zasilanie z KSE przystąpiono do likwidacji toru rozruchowego. Wyłączenia poszczególnych wyłączników w stacjach uczestniczących w próbie realizowano od SE Dychów



Rys. 3. Bilans mocy czynnej hydrozespotów 1GA i 2GA i generatora G6 (06MKA10) oraz obciążenie transformatora 06BBT10 w czasie synchronizacji G6 (06MKA10) z torem rozruchowym i pracy równoległej jednostek w Elektrowni Turów i EW Dychów



Rys. 4. Parametry elektryczne hydrozespotów 1GA i 2GA i generatora G6 (06MKA10) oraz na R-110 kV DYC1, R-0,4 kV CA01 i na transformatorze 06BBT10 w czasie synchronizacji G6 (06MKA10) z torem rozruchowym i pracy równoległej jednostek w Elektrowni Turów i EW Dychów

do SE Mikułowa. Ostatnią operacją łączeniową w torze było wyłączenie wyłącznika blokowego w polu nr 16 w R-220 kV MIK2 i przejście bloku nr 6 do pracy na potrzeby własne (PPW). Po tej operacji blok został przyłączony do systemu zasilanego z KSE i po przywróceniu strefy nieczułości regulatora prędkości obrotowej zsynchronizowany z KSE.

Podczas likwidacji toru dwoma kluczowymi momentami było wyłączenie spod napięcia linii 220 kV LSN – MIK oraz przejście bloku do stanu PPW. Wyłączenie linii spowodowało skokową zmianę mocy biernej z ok. $-15,2$ na $-8,8$ Mvar. Zmiana ta nie spowodowała zaburzeń w pracy bloku – napięcie na zaciskach generatora pozostało na niezmiennym poziomie.

Zmiany obciążenia wyspy z układem trójmaszynowym pozwoliły dobrze zobrazować zdolność regulacyjną częstotliwości przez TG6 w Elektrowni Turów. Regulator prędkości obrotowej pracujący w trybie regulacji proporcjonalnej RO(P) prawidłowo utrzymywał częstotliwość sieci elastycznej, regulacja prowadzona była z wysoką dokładnością w zakresie $\pm 0,1$ Hz wokół wartości zadanej. Próba pokazała korzystne właściwości działania układów regulacji w wariantcie ROR na bloku nr 6 w Elektrowni Turów. W tym trybie kocioł wytwarzał założoną nadwyżkę pary ponad aktualne parowe zapotrzebowanie turbiny, która przez stację obejściową turbiny kierowana była do skraplacza. Przed turbiną utrzymywane było stałe ciśnienie pary równe ciśnieniu nominalnemu. Takie prowadzenie bloku nr 6 zapewniło jego zdolność do bieżącego reagowania na zmiany częstotliwości powodowane zmianami obciążenia w wyspie, stwarzając jednocześnie korzystne warunki pracy dla układów automatycznej regulacji.

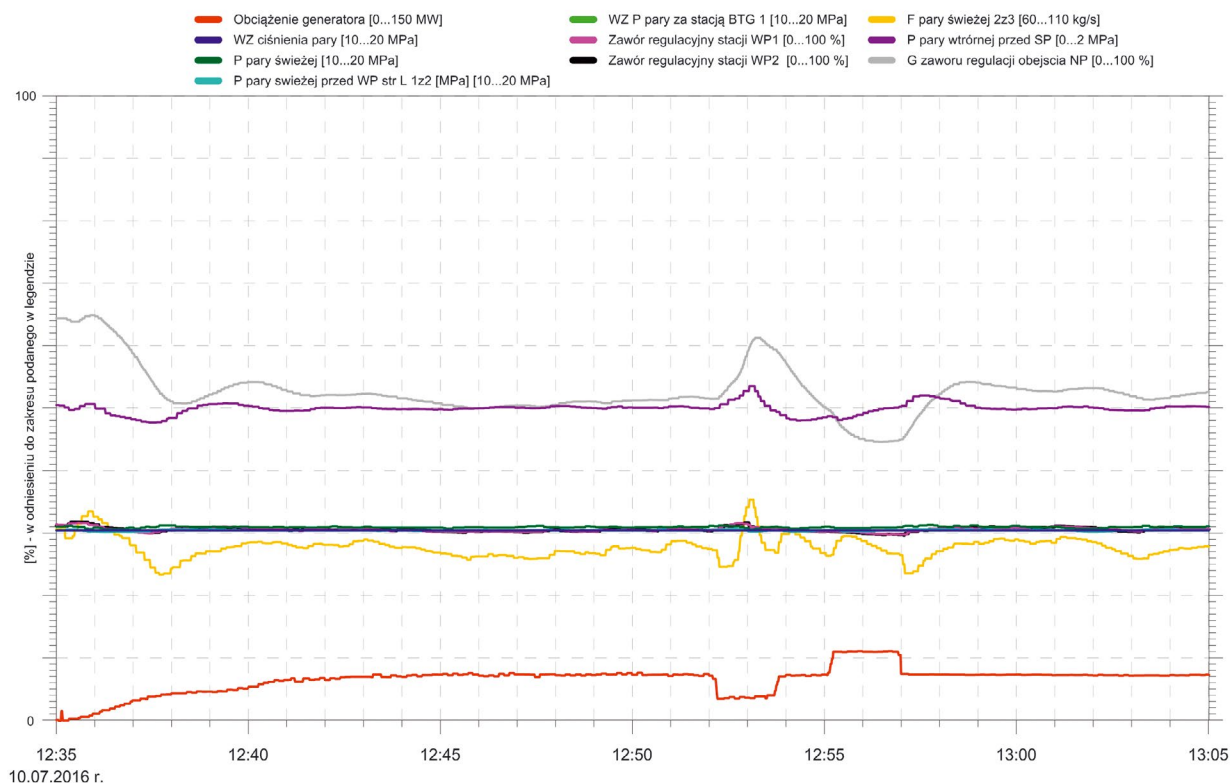
Na rys. 3–5 przedstawiono omówione powyżej zmiany parametrów elektrycznych i parametrów technologicznych jednostek wytwórczych biorących udział w próbie systemowej w czasie synchronizacji generatora G6 z torem rozruchowym i pracy równoległej jednostek w Elektrowni Turów i EW Dychów.

5. Wnioski

Przeprowadzona próba systemowa uruchomienia bloku nr 6 w Elektrowni Turów pokazała rzeczywisty obraz procesów regulacji częstotliwości i napięcia realizowanych z udziałem układów automatycznej regulacji hydrozespołów 1GA i 2GA oraz bloku nr 6, tj. regulatorów prędkości obrotowej RO(P), pracujących w trybie regulacji proporcjonalnej, oraz regulatorów napięcia generatorów działających w trybie automatycznej regulacji. Regulatory RO(P) w sposób pewny i stabilny utrzymywały częstotliwość w układzie wydzielonym.

Po automatycznej synchronizacji bloku nr 6 z torem rozruchowym na wyłączniku generatorowym obciążenie bloku ustabilizowało się na poziomie ok. 6,8 MW, a częstotliwość w układzie wzrosła o ok. 200 mHz i ustabilizowała się na poziomie 50,20 Hz. Równoległa praca trzech jednostek wytwórczych o łącznej mocy znamionowej równej 321 MW z obciążeniem wynoszącym ok. 22 MW i załączonym na każdej jednostce trybie regulacji prędkości obrotowej RO(P) była bardzo stabilna.

Przeprowadzona automatyczna synchronizacja bloku z układem wydzielonym została zrealizowana w stosunkowo krótkim czasie. Zgodny z oczekiwaniami był też nabór mocy TG6 po synchronizacji (mniejszy od zapotrzebowania potrzeb własnych bloku), zapewniając stabilną pracę 3-maszynowego układu



Rys. 5. Parametry technologiczne bloku nr 6 w Elektrowni Turów w czasie synchronizacji generatora G6 (06MKA10) z torem rozruchowym i pracy równoległej jednostek w Elektrowni Turów i EW Dychów

- wydzielonego. Elektrownia Turów potwierdziła tym samym zdolność do jej uruchomienia ze źródła samostartującego oraz możliwość przeprowadzenia synchronizacji i pracy równoległej uruchomionego bloku ciepłego z układem wydzielonym.
2. Raport z „Próby systemowej uruchomienia bloku Elektrowni Turów z Elektrowni Wodnej Dychów”, opracowanie wykonane na zlecenie PSE SA przez Konsorcjum Politechniki Poznańskiej Instytut Elektroenergetyki i ZPBE Energopomiar-Elektryka Gliwice, Poznań, wrzesień 2016.

BIBLIOGRAFIA

1. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci – Wersja 2.0 [online], <http://www.pse.pl/index.php?modul=10&gid=405> [dostęp: 9.02.2017].
-

Ireneusz Andrzej Grządzielski

dr inż.
Politechnika Poznańska Instytut Elektroenergetyki
e-mail: ireneusz.grzadzieski@put.poznan.pl
Ukończył studia na Wydziale Elektrycznym Politechniki Poznańskiej na kierunku elektrotechnika (1973). Obecnie pracuje w Instytucie Elektroenergetyki Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej na stanowisku adiunkta. Zakres jego zainteresowań naukowych obejmują zagadnienia związane z pracą systemu elektroenergetycznego w stanach nieustalonych, problematyką obrony i odbudowy systemu elektroenergetycznego w stanach awarii katastrofalnych, przyłączaniem źródeł rozproszonych, w szczególności OZE, do systemu elektroenergetycznego.

Krzysztof Sroka

dr inż.
Politechnika Poznańska
e-mail: krzysztof.sroka@put.poznan.pit.pl
Ukończył studia na Wydziale Elektrycznym Politechniki Poznańskiej (1976). Stopień naukowy doktora nauk technicznych uzyskał na swoim macierzystym wydziale (1986). Obecnie pracuje w Instytucie Elektroenergetyki Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej na stanowisku adiunkta. Jego zainteresowania naukowe obejmują: zagadnienia związane z pracą elektrowni w systemie elektroenergetycznym, problematyką obrony i odbudowy zdolności wytwórczych elektrowni oraz elektrociepłowni w stanach awarii katastrofalnych, skojarzonym wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła.

Adam Kurzyński

mgr inż.
ZPBE Energopomiar-Elektryka sp. z o.o.
e-mail: adam.kurzynski@elektryka.com.pl
Ukończył studia na Wydziale Elektrycznym Politechniki Śląskiej na kierunku budowa maszyn i urządzeń elektrycznych (1994). Obecnie pracuje w ZPBE Energopomiar-Elektryka w Dziale Sieci na stanowisku inżynier specjalista. Jego zainteresowania zawodowe obejmują m.in.: problematykę obrony i odbudowy zasilania KSE z wykorzystaniem hydrozespołów oraz bloków gazowych i ciepłych zainstalowanych w elektrociepłowniach i elektrowniach, bezpieczeństwo energetyczne zakładów przemysłowych oraz własności regulacyjne i ruchowe źródeł odnawialnych.

Marcin Kaczmarek

mgr inż.
ZPBE Energopomiar-Elektryka sp. z o.o.
e-mail: marcin.kaczmarek@elektryka.com
Ukończył studia na Wydziale Elektrycznym Politechniki Śląskiej (2002). Obecnie pracuje w ZPBE Energopomiar-Elektryka w Dziale Sieci na stanowisku inżynier specjalista. Jego zainteresowania zawodowe obejmują m.in.: problematykę obrony i odbudowy zasilania KSE z wykorzystaniem hydrozespołów oraz bloków gazowych i ciepłych zainstalowanych w elektrociepłowniach i elektrowniach, bezpieczeństwo energetyczne zakładów przemysłowych oraz własności regulacyjne i ruchowe źródeł odnawialnych.

Daria Radsak

mgr inż.
Politechnika Poznańska
e-mail: daria.radsak@put.poznan.pl
Asystentka i doktorantka na Wydziale Elektrycznym Politechniki Poznańskiej. Ukończyła kierunek energetyka na Politechnice Poznańskiej (2016). Jej zainteresowania naukowe obejmują bezpieczeństwo energetyczne, a także skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła.

Badanie zjawisk przejściowych podczas tworzenia toru rozruchowego oraz uruchamiania urządzeń potrzeb własnych bloku ciepłego

Autorzy

Ireneusz Andrzej Grządzielski
 Krzysztof Sroka
 Mikołaj Zakrzewski

POWRÓT
 DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

awaria katastrofalna, tor rozruchowy, badania symulacyjne procesu odbudowy

Streszczenie

W wyniku awarii katastrofalnej systemu elektroenergetycznego (SE) bloki elektrowni ciepłych powinny przechodzić do pracy na potrzeby własne (PPW). Ze względu na dynamikę procesu awarii katastrofalnej wiele bloków może zostać odstawionych awaryjnie. Istnieje zatem konieczność ponownego uruchomienia tych bloków ze źródeł rozruchowych, posiadających zdolność do samostartu. Obowiązująca Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP) wprowadza dla takich źródeł okresowe testy sprawdzające i próby systemowe. Każda próba systemowa przed, a także po, wymaga przeprowadzenia badań symulacyjnych pozwalających ocenić możliwości podania napięcia do uruchamianej elektrowni torem rozruchowym, a także uruchomienia największych ze względu na moc urządzeń potrzeb własnych uruchamianego bloku. W artykule przedstawiono wybrane wyniki badań symulacyjnych zjawisk przejściowych w torze rozruchowym z EW Dychów do Elektrowni Turów, związanych z przeprowadzoną próbą systemową w lipcu 2016 roku.

1. Wprowadzenie

W przypadku nieudanej próby obrony systemu elektroenergetycznego (SE) konieczna jest późniejsza jego odbudowa, za którą odpowiedzialni są operatorzy sieciowi (OSP i OSD) wraz z wytwórcami [1]. W ich gestii leży posiadanie wcześniej przygotowanych i sprawdzonych planów odbudowy systemu. Jednym z istotnych etapów odbudowy systemu jest podanie napięcia i mocy rozruchowej do bloków ciepłych, które zostały odstawione awaryjnie. Chcąc zasilić blok elektrowni ciepłej w energię elektryczną, konieczne jest źródło zdolne do samostartu (np. hydrogeneratory w elektrowniach wodnych) oraz wydzielony fragment sieci elektroenergetycznej, tzw. tor rozruchowy [2].

Sprawdzenie poprawności pracy torów rozruchowych odbywa się poprzez przeprowadzanie cyklicznych prób systemowych, organizowanych przez OSP zgodnie z zapisami IRiESP [3]. Bardzo pomocnym rozwiązaniem oceny pracy toru rozruchowego podczas podania napięcia, a następnie mocy rozruchowej do uruchamianego bloku jest symulacja komputerowa. Zastosowanie odpowiednich programów oraz szczegółowych danych dotyczących elementów badanego toru rozruchowego pozwala z wystarczającą dokładnością określić pracę toru rozruchowego w czasie podania napięcia oraz mocy rozruchowej do uruchomienia urządzeń potrzeb własnych odstawionego awaryjnie bloku. Symulacja komputerowa umożliwia

szczegółową analizę sytuacji awaryjnych powstałych w czasie próby systemowej. Pozwala również na modelowanie scenariuszy niebezpiecznych dla urządzeń elektroenergetycznych i analizę wyników bez ryzyka uszkodzenia rzeczywistych urządzeń.

Jednym z programów mogących posłużyć do modelowania i analizy zjawisk ustalonych, a także nieustalonych (elektromagnetycznych oraz elektromechanicznych) w torze rozruchowym jest program PSCAD v.4.2.1. kanadyjskiej firmy Manitoba HVDC Research Centre [4]. To graficzny interfejs programu symulacyjnego (obliczeniowego) EMTDC. W artykule przedstawiono wybrane wyniki badań symulacyjnych zjawisk nieustalonych w torze rozruchowym z EW Dychów do Elektrowni Turów związanych z przeprowadzoną próbą systemową bloku ciepłego nr 6, w lipcu 2016 roku.

2. Opracowanie modelu toru rozruchowego z EW Dychów do Elektrowni Turów w programie PSCAD

Schemat rzeczywisty toru rozruchowego z EW Dychów do Elektrowni Turów przedstawiono w artykule [5, 6]. Zestawienie elementów modelowanego toru rozruchowego podano w tab. 1, natomiast na rys.1–4 pokazano fragmenty modelu tego toru rozruchowego, opracowanego w programie PSCAD.

2.1. Modele hydrozespołów 1GA i 2GA

Dla hydrozespołów 1GA i 2GA zastosowano modele jednakowe. W skład modelu hydrozespołu wchodzi następujące elementy: generator synchroniczny (S), turbina wodna (Hydro Tur1), model dynamiki mas wirujących (Multimass – SyncM/c), wzbudnica statyczna (Exciter ST1A) oraz regulator turbiny typu PID (Hydro Gov2). Na rys. 1 pokazano graficzne symbole poszczególnych elementów dla hydrozespołu 2GA. Panele konfiguracyjne poszczególnych modeli uzupełniono na podstawie danych uzyskanych z EW Dychów.

Podstawowym elementem zamodelowanego hydrozespołu jest generator. Oznaczenia sygnałów wejściowych i wyjściowych są zgodne z [4].

Jako model turbiny wodnej zastosowano model oznaczony jako Hydro Tur1. Oznaczenia sygnałów wejściowych i wyjściowych są zgodne z [4]. Wprowadzone podstawowe parametry przez panel konfiguracyjny przedstawiono w tab. 2.

Do badań dynamiki wybrano model mas wirujących przystosowany do maszyn synchronicznych (Multimass-SyncM/c). Oznaczenia sygnałów wejściowych i wyjściowych są zgodne z [4]. Podstawowe dane, jakie zostały wprowadzone przez panel konfiguracyjny, przedstawiono w tab. 3.

Jako model wzbudnicy wybrano wzbudnicę statyczną Exiter ST1A, adekwatną do rzeczywistych wzbudnic zainstalowanych w EW Dychów. Oznaczenia sygnałów wejściowych i wyjściowych są zgodne z [4].

W modelu hydrogeneratorów zastosowano model regulatora turbiny wodnej typu PID-Hydro Gov 2. Oznaczenia sygnałów wejściowych i wyjściowych są zgodne z [4]. Podstawowe dane,

Lokalizacja	Lp.	Element		Podstawowe dane
		typ	nazwa	
DYC	1	hydrogenerator	1GA	34,5 MVA; 10,5 kV
	2	hydrogenerator	2GA	34,5 MVA; 10,5 kV
	3	transformator	1GB	125±12,5%/10,5 kV; 40 MVA
	4	transformator	2GB	125±12,5%/10,5 kV; 40 MVA
	5	transformator	GF02	120±10%/10,5 kV; 25 MVA
	6	silnik synchroniczny	33GA	5,9 MW; 10,5 kV
	7	silnik synchroniczny	34GA	5,9 MW; 10,5 kV
DYC-KOD	8	linia	L1	110 kV; 5,1 km
KOD-LSN	9	linia	L2	110 kV; 18,3 km
LSN	10	autotransformator	AT-2	230(±12 x 1,01%)/120 kV; 160 MVA
LSN-MIK	11	linia	L3	220 kV; 107,1 km
MIK-TUE	12	linia	L4	220 kV; 24 km
TUE	13	transformator	06BAT10	230(±8 x 1,25%)/15,75 kV; 305 MVA
	14	transformator	06BBT10	15,75(±8 x 1,25%)/6,3 kV; 50 MVA
	15	silnik indukcyjny	LAC10	4,5 MW; 6,3 kV
	16	silnik indukcyjny	PAC10	1,25 MW; 6,3 kV
	17	silnik indukcyjny	LCB10	0,63 MW; 6,3 kV
	18	silnik indukcyjny	HLB10	2,5 MW; 6,3 kV
	19	silnik indukcyjny	obc	1,3 MW; 6,3 kV

Tab. 1. Zestawienie elementów modelowanego toru rozruchowego

Wielkość	Wartość
Sprężysty słup wody	nie
Zbiornik wyrównawczy	nie
Nominalna pozycja zasuwy	50,8 cm (1 p.u.)
Nominalna moc wyjściowa	28,5 MW (1 p.u.)
Nominalny spąd	26 m (1 p.u.)
Przepływ biegu jałowego przy nominalnym słupie wody	10 m ³ /s
Początkowa moc wyjściowa	10 MW
Początkowy spąd	29,8 m

Tab. 2. Wprowadzone dane do modelu turbiny wodnej EW Dychów Hydro Tur 1

Wielkość	Wartość
Liczba turbin wirujących na wale	1
Wzbudnica wirująca	nie
Moc pozorna dołączonej maszyny (generatora)	34,5 MVA
Częstotliwość	50 Hz
Prędkość synchroniczna maszyny (generatora)	187,5 obr./min
Stała inercji turbiny	domyślna
Stała inercji maszyny (generatora)	domyślna
Stała sprężystości wału	domyślna

Tab. 3. Wprowadzone dane do modelu dynamiki mas wirujących Multimass-SyncM/c

które zostały wprowadzone przez panel konfiguracyjny, przedstawiono w tab. 4.

2.2. Modele pomp akumulacyjnych 33GA i 34GA

Silniki synchroniczne pomp akumulacyjnych w EW Dychów w utworzonym torze rozruchowym pełnią rolę dociążenia hydrogeneratorów mocą czynną. Start pomp odbywa się bardzo łagodnie, ponieważ stosowany jest tzw. soft start. W modelu toru rozruchowego zastosowano odbiory o stałej mocy o napięciu zasilania 10,5 kV, przy częstotliwości 50 Hz oraz poborze mocy czynnej 5,7 MW i mocy bierniej 1,1 MVar.

2.3. Modele transformatorów blokowych 1GB i 2GB oraz potrzeb własnych GF02 w EW Dychów

Transformatory blokowe 1GB i 2GB o mocy znamionowej 40 MVA w EW Dychów zostały zamodelowane na podstawie modelu klasycznego transformatora stosowanego w programie PSCAD [4]. Na podstawie danych uzyskanych z EW Dychów (tab. 5) uzupełniono dane konfiguracyjne modelu. Przełącznik zacsepów został zrealizowany za pomocą paneli suwakowych oraz algorytmu przetwarzającego sygnał na przekładnię transformatora. W podobny sposób zamodelowano transformator potrzeb własnych GF02 o mocy znamionowej 25 MVA. Główne parametry podane w panelu konfiguracyjnym przedstawiono

Wielkość	Wartość
Strefa nieczułości regulatora	0 p.u.
Trwały statyzm R_p	0,04 p.u.
Maksymalne położenie zasuwy G_{max}	50,8 cm (1 p.u.)
Minimalne położenie zasuwy G_{min}	0,0 cm (0 p.u.)
Maksymalna prędkość otwarcia zasuwy	15 s
Maksymalna prędkość zamknięcia zasuwy	10 s
Stale czasowe i wzmocnienia	domyślne

Tab. 4. Wprowadzone dane do modelu regulatora turbiny wodnej Hydro-Gov 2

Wielkość	Wartość	
Moc pozorna	40 MVA	25 MVA
Częstotliwość	50 Hz	50 Hz
Układ połączeń	YNd11	YNd11
Napięcie zwarcia	0,15 p.u.	0,15 p.u.
Straty w żelazie	0,000575 p.u.	0,000575 p.u.
Straty w miedzi	0,00625 p.u.	0,00625 p.u.
Napięcie górne	125 kV	120 kV
Napięcie dolne	10,5 kV	10,5 kV
Strona przełącznika zacsepów	górna	górna
Zakres przełącznika zacsepów	$\pm 5 \times 2,5\%$	$\pm 12 \times 0,83\%$

Tab. 5. Wprowadzone dane transformatorów blokowych 1GB i 2GB oraz potrzeb własnych GF02

także w tab. 5. W tym transformatorze przełącznik zacsepów został zrealizowany w inny sposób, przekładnia transformatora pozostaje na zadanym poziomie.

2.4. Model autotransformatora AT-2 w stacji Leśniów oraz transformatora blokowego 06BAT10 i potrzeb własnych 06BBT10 w Elektrowni Turów

Autotransformator AT-2 został zamodelowany jako transformator w układzie połączeń gwiazda-gwiazda z wykorzystaniem modelu klasycznego transformatora [4]. Jest to związane z brakiem przełącznika zacsepów w standardowym modelu autotransformatora. Główne parametry podane w panelu konfiguracyjnym przedstawiono w tab. 6. Przełącznik zacsepów został zrealizowany poprzez bloki algorytmów, co pozwala na zmianę przekładni w trakcie trwania symulacji. To odzwierciedlenie rzeczywistej możliwości zmiany położenia przełącznika zacsepów pod obciążeniem w przypadku tego autotransformatora. Schemat graficzny autotransformatora widoczny jest na rys. 3.

Podstawowe parametry transformatora blokowego 06BAT10 o mocy znamionowej 305 MVA, wpisane do panelu konfiguracyjnego, podano także w tab. 6. Przełącznik zacsepów został zrealizowany przy użyciu bloków odpowiedniego algorytmu. Schemat graficzny transformatora widoczny jest na rys. 4. Transformator trójuzwojeniowy potrzeb własnych 06BBT10, o mocy znamionowej

50 MVA, zamodelowano natomiast jako transformator dwuuzwojeniowy (brak wykorzystania uzwojenia trzeciego w próbie). W przypadku tego transformatora przełącznik zacsepów również został zrealizowany przy użyciu bloków algorytmu, aby móc regulować przekładnię w trakcie trwania symulacji. Schemat graficzny transformatora widoczny jest na rys. 4.

2.5. Modele linii elektroenergetycznych 110 kV i 220 kV toru rozruchowego Dychów – Krosno Odrzańskie – Leśniów – Mikułowa-Turów

W modelowanym torze rozruchowym linie elektroenergetyczne 110 i 220 kV zostały zamodelowane za pomocą modelu rozproszonego Bergerona, na podstawie danych jednostkowych linii. W tab. 7 przedstawiono dane jednostkowe modelowanych linii w pu/m oraz długości linii tworzących tor rozruchowy. Ich schematy graficzne widoczne są na rys. 2–4.

2.6. Silniki indukcyjne odbiorów potrzeb własnych (PW) bloku nr 6 w Elektrowni Turów

Odbiory potrzeb własnych zasilane są z reguły przez silniki indukcyjne zwarte o dużych prądach rozruchu. W związku z dużą ich liczbą zdecydowano się na zamodelowanie czterech największych uruchamianych w pierwszej kolejności podczas budowy

Wielkość	Wartość		
Moc pozorna	160 MVA	305 MVA	50 MVA
Częstotliwość	50 Hz	50 Hz	50 Hz
Układ połączeń	YN _a 0yn0	YNd11	Yy0
Napięcie zwarcia	0,1 p.u.	0,1 p.u.	0,1 p.u.
Straty w żelazie	0,0002 p.u.	0,0005 p.u.	0,0005 p.u.
Straty w miedzi	0,002 p.u.	0,003 p.u.	0,004 p.u.
Napięcie górne	230 kV	230 kV	15,75 kV
Napięcie dolne	120 kV	15,75 kV	6,3 kV
Strona przełącznika zacsepów	górna	górna	górna
Zakres przełącznika zacsepów	$\pm 10 \times 1\%$	$\pm 8 \times 1,25\%$	$\pm 8 \times 1,25\%$

Tab. 6. Wprowadzone do modelu dane autotransformatora AT-2 w stacji Leśniów oraz transformatora blokowego 06BAT10, a także potrzeb własnych 06BBT10 w Elektrowni Turów

Nazwa	Trasa	U	R	X	B	I
		kV	p.u./m	p.u./m	p.u./m	km
L1	DYC-KOD	110	2,025	3,533	0,337	5,1
L2	KOD-LSN	110	1,978	3,463	0,334	18,3
L3	LSN-MIK	220	0,116	0,852	1,339	107,1
L4	MIK-TUE	220	0,116	0,852	1,339	24,0

Tab. 7. Parametry jednostkowe linii elektroenergetycznych 110 i 220 kV (w pu/m) badanego toru rozruchowego zastosowane w programie PSCAD

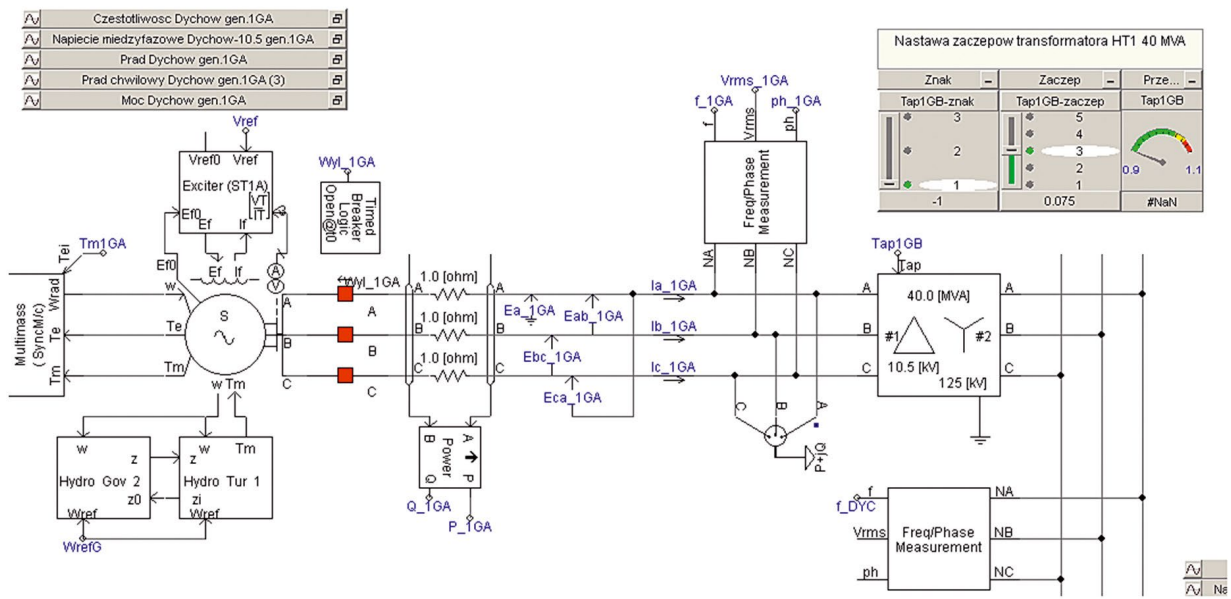
toru. Ze względu na uzyskanie tylko podstawowych informacji o odbiorach wszystkie z nich zostały zamodelowane najprostszym z dostępnych w programie PSCAD modeli, tzw. modelem typowym [4].

Osobnym problemem modelowania silników indukcyjnych jest odwzorowanie rozruchu tych maszyn. Model w programie ma dwa tryby regulacji w tym procesie. Na początku silniki powinny być modelowane w trybie kontroli prędkości, następnie należy przejść do kontroli momentu mechanicznego. Proces rozruchu został zamodelowany przy wykorzystaniu odpowiednich bloków algorytmu. Poszczególne zamodelowane odbiory na szynach 6,3 kV potrzeb własnych bloku nr 6 w Elektrowni Turów (na rys. 4 pokazano dwa z nich) to: pompa wody zasilającej – LAC10 o mocy

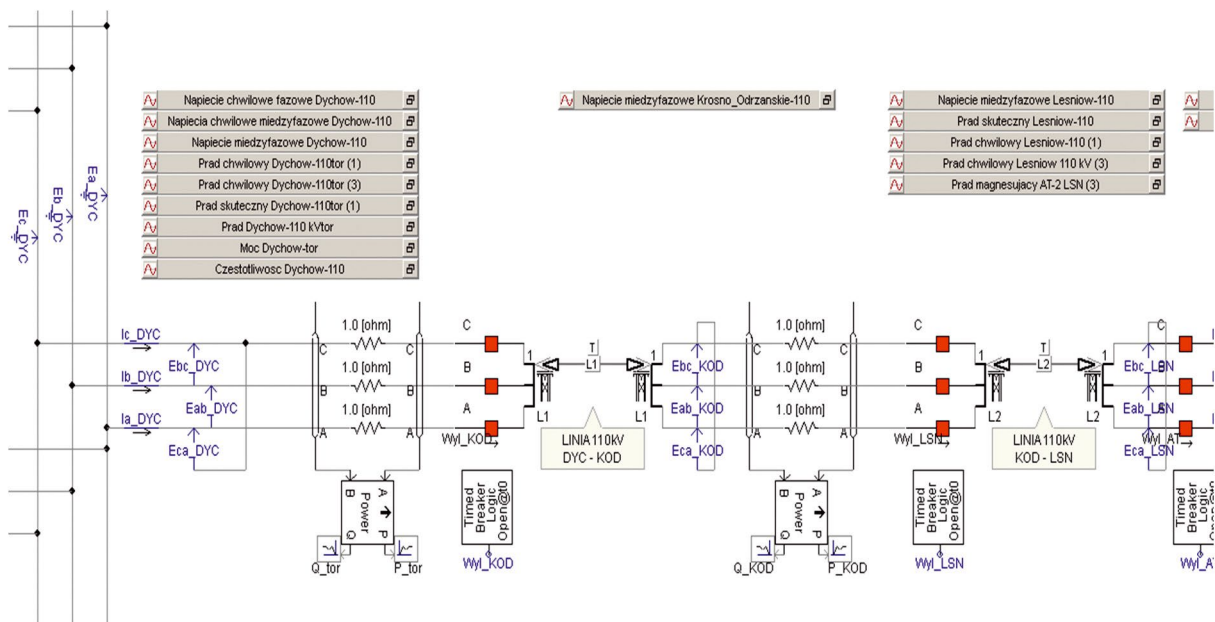
4,5 MW, pompa wody chłodzącej – PAC10 o mocy 1,25 MW, pompa kondensatu – LCB20 o mocy 0,63 MW, wentylator powietrza pierwotnego – HLB10 o mocy 2,5 MW.

2.7. Łączniki do tworzenia toru rozruchowego, panel sterowania symulacją

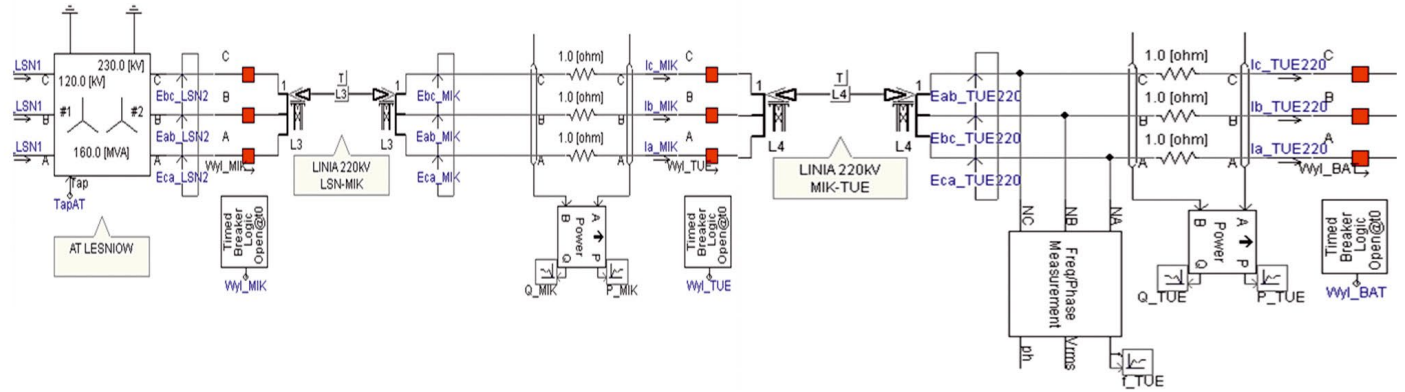
W celu sterowania symulacją w całym modelu zainstalowano łączniki, których zadaniem jest załączanie poszczególnych elementów toru z zadaniem opóźnieniem. Ponadto, aby ułatwić sprawę ich nastawiania, skonstruowano panel sterowania do regulacji nastaw ich zwłoki czasowej (zadania chwili załączenia danego łącznika).



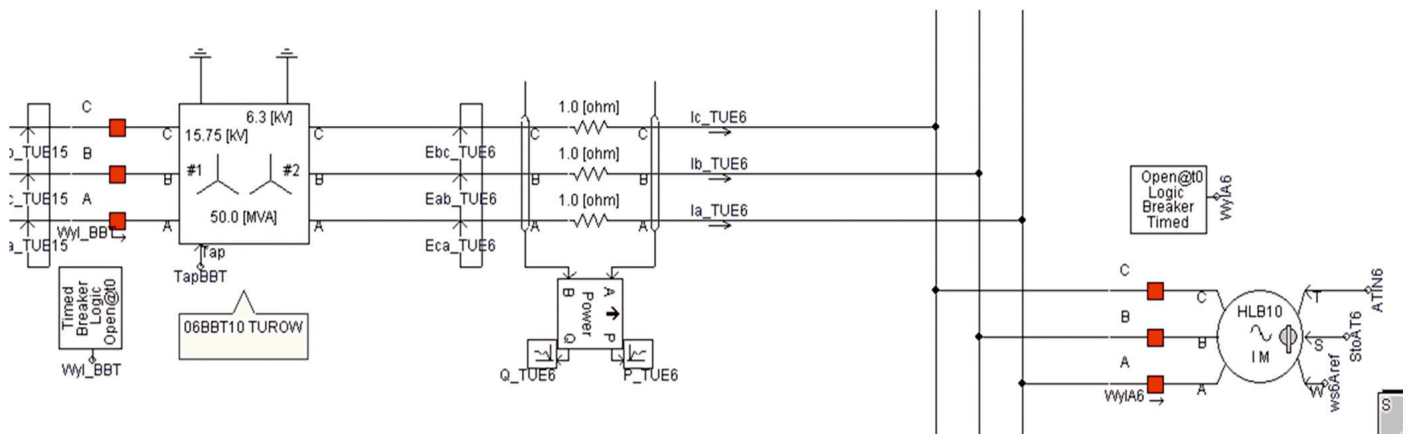
Rys. 1. Model hydrozespołu 2GA oraz transformatora blokowego 2GB w EW Dychów; wskazano miejsca rejestracji pomiarów



Rys. 2. Model ciągu liniowego 110 kV z GPZ Dychów do SE Leśniów toru rozruchowego z EW Dychów do Elektrowni Turów



Rys. 3. Model ciągu liniowego 220 kV z SE Leśniów do SE Mikułowa (bez transformatora 06BAT10) toru rozruchowego z EW Dychów do Elektrowni Turów



Rys. 4. Model transformatora potrzeb własnych 06BBT10 oraz przykładowego odbioru urządzeń potrzeb własnych - wentylatora powietrza pierwotnego – HLB10 o mocy 2,5 MW

	Chwila czasowa załączenia w symulacji [s]	Po załączeniu	EW Dychów			GPZ Dychów	GPZ Krosno Odrz.	SE Leśniów		SE Mikułowa	PW EI, Turów 6,3 kV
			U_{HZ1}	U_{HZ2}	ΣQ_{HZ}	U_{R110kV}	U_{R110kV}	U_{R110kV}	U_{R220kV}	U_{R220kV}	$U_{R6.3kV}$
			[kV]	[kV]	[Mvar]	[kV]	[kV]	[kV]	[kV]	[kV]	[kV]
Tworzenie toru rozruchowego DYC-TUE.	1,2	Generatory 1GA i 2GA	10,50	10,50	0,00	115,60	-	-	-	-	-
	3,6	Ciąg liniowy 110 kV DYC-KOD-LSN (L1 i L2)	10,50	10,50	-0,65	115,70	115,90	115,90	-	-	-
	5,2	autotransformator AT-2 LSN 120/230	10,50	10,50	-0,65	115,70	115,90	115,90	215,30	-	-
	6,0	Obniżenie napięcia na generatorach	10,05	10,05	-0,60	111,20	111,30	111,30	206,80	-	-
	6,8	Linia 220 kV LSN-MIK (L3)	10,05	10,05	-16,50	114,60	115,70	116,20	218,20	220,00	-
	8,4-9,4	Linia 220 kV MIK-TUE (L4), blokowy 06BAT10, potrzeb własnych 06BBT10	10,05	10,05	-19,70	114,40	115,60	116,20	218,80	221,20	5,92
	-	Zmiana zaczeptu BBT10 na 12	10,05	10,05	-19,70	114,40	115,60	116,20	218,80	221,20	6,30

Tab. 8. Zestawienie poziomów napięć wyznaczonych na szynach GPZ-ów i stacji w trakcie realizacji sekwencji łączeniowych

3. Zakres badań symulacyjnych pracy toru rozruchowego z EW Dychów do Elektrowni Turów

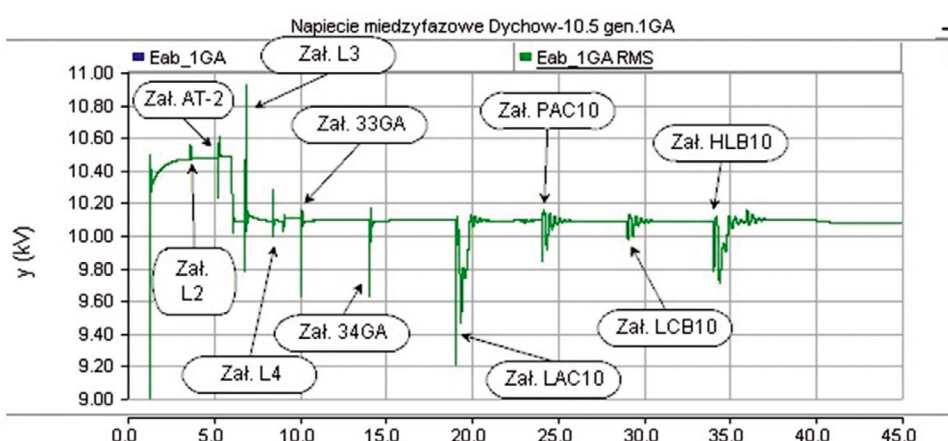
Zastosowanie programu PSCAD v.4.2.1. [4] daje możliwość przeprowadzenia w stosunkowo prosty, a jednocześnie dokładny, badań symulacyjnych podania napięcia i mocy rozruchowej ze źródła rozruchowego do uruchamianego bloku elektrowni ciepłej. Istnieje jednocześnie możliwość obserwacji chwilowych zjawisk przejściowych (elektromagnetycznych i elektromechanicznych), np. przy załączaniu transformatorów i linii elektroenergetycznych na biegu jałowym, a także załączania urządzeń potrzeb własnych bloku itp.

Przyjęte sekwencje łączeniowe w trakcie badań symulacyjnych podczas podania napięcia do rozdzielni potrzeb własnych 6 kV bloku nr 6 Elektrowni Turów podano w tab. 8 (kolumna druga). Kolejne sekwencje łączeniowe w modelu realizowano zawsze po wytlumieniu występujących zjawisk elektromagnetycznych i elektromechanicznych. W etapie pierwszym podstawowym celem badań symulacyjnych było określenie wartości napięć na szynach rozdzielni GPZ i stacji w trakcie tworzenia toru rozruchowego, tzn. w czasie załączania pod napięcie kolejnych elementów toru rozruchowego. Obliczenia pozwoliły również

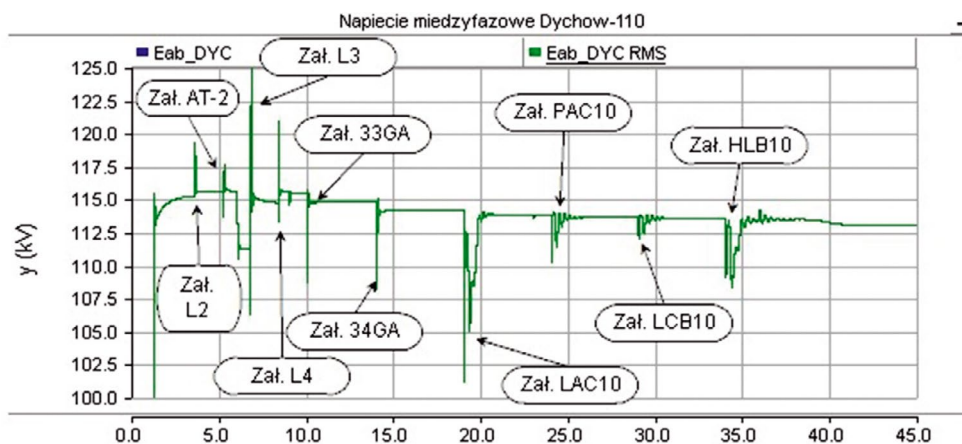
na dobór przekładni transformatorów uczestniczących w próbie, umożliwiając sprawne przeprowadzenie próby. Podsumowanie wyników obliczeń zamieszczono w tab. 8. W trakcie badań ustalono numer zalecanego zaczeplu dla AT-2 w SE Leśniów, a także potrzeb własnych 06BBT10. Przyjęto, że początkowo transformatory blokowe w EW Dychów 1GB i 2GB pracują na zaczeplu nr 9, transformator blokowy w 06BAT10 w Elektrowni Turów ustawiony jest także na zaczeplu nr 9, natomiast transformator potrzeb własnych 06BBT10 na zaczeplu nr 7.

Na rys. 5–7 zamieszczono wybrane wyniki badań symulacyjnych pracy toru rozruchowego, podczas jego tworzenia i podania napięcia z EW Dychów do Elektrowni Turów oraz podania mocy rozruchowej potrzebnej do rozruchu wybranych urządzeń potrzeb własnych bloku nr 6 [6].

Podczas tworzenia toru rozruchowego – załączenie ciągu liniowego 110 kV DYC-KRO-LSN oraz autotransformatora AT-2 w SE Leśniów – napięcie na szynach 110 kV GPZ Dychów wynosiło 115,5 kV (w badaniach symulacyjnych 115,59 kV, rys. 6). Po obniżeniu napięcia na szynach generatorowych do ok. 10 kV (rys. 5) uzyskano odpowiednio 111,2 kV i 112,25 kV. Zatem różnice były minimalne. Po obniżeniu napięcia generatorowego załączono linie 220 kV Leśniów – Mikułowa (LSN-MIK) oraz blokową



Rys. 5. Rejestracja zmian napięcia na szynach 10,5 kV generatora 1GA w EW Dychów uzyskana w procesie symulacji (etap podania napięcia oraz mocy rozruchowej); oznaczono np. Zał. L3 – Załączenie linii L3



Rys. 6. Rejestracja zmian napięcia na szynach 110 kV GPZ Dychów uzyskana w procesie symulacji (etap podania napięcia oraz mocy rozruchowej)

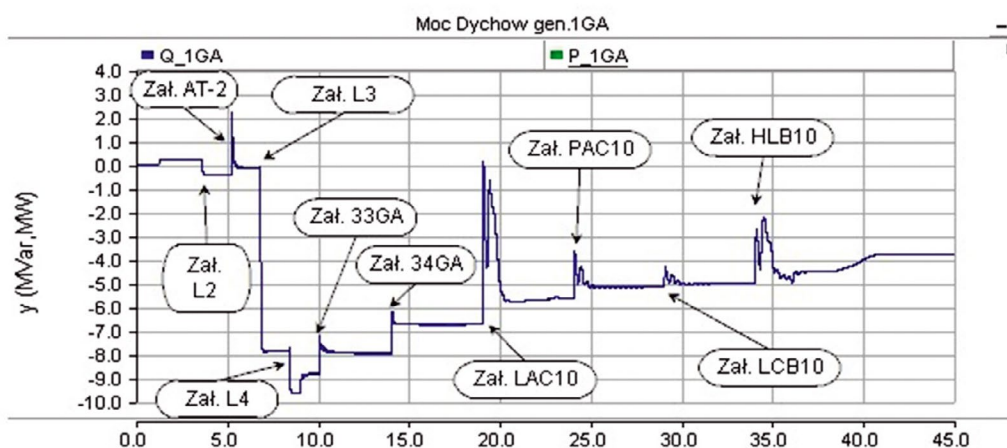
Mikulowa – Elektrownia Turów (MIK-TUE). Przepływ mocy biernej pojemnościowej spowodował wzrost napięcia na szynach 110 kV GPZ Dychów – po załączeniu linii LSN-MIK do 114,4 kV (w badaniach symulacyjnych zarejestrowano 114,7 kV, rys. 6), po załączeniu linii MIK-TUE napięcie wzrosło do 114,8 kV (w badaniach symulacyjnych do 115,4 kV, rys. 6). Powstałe nieco większe różnice mogą być spowodowane przyjętymi parametrami linii 220 kV, które mogą różnić się od rzeczywistych.

Następnym etapem tworzenia badanego toru rozruchowego było załączenie pomp akumulacyjnych w EW Dychów. Jak zaznaczono w rozdziale 2, zamodelowano je w sposób uproszczony. Pobór mocy biernej z dwóch jednostek ustalił się na poziomie 3 Mvar (rys. 7), napięcie obniżyło się po stronie 110 kV o ok. 0,6 kV (zarówno w próbie systemowej, jak i podczas badań symulacyjnych). Zatem po załączeniu obu pomp akumulacyjnych poziom napięcia w rzeczywistej próbie wynosił 114,5 kV, natomiast w badaniach symulacyjnych 114,2 kV (rys. 6).

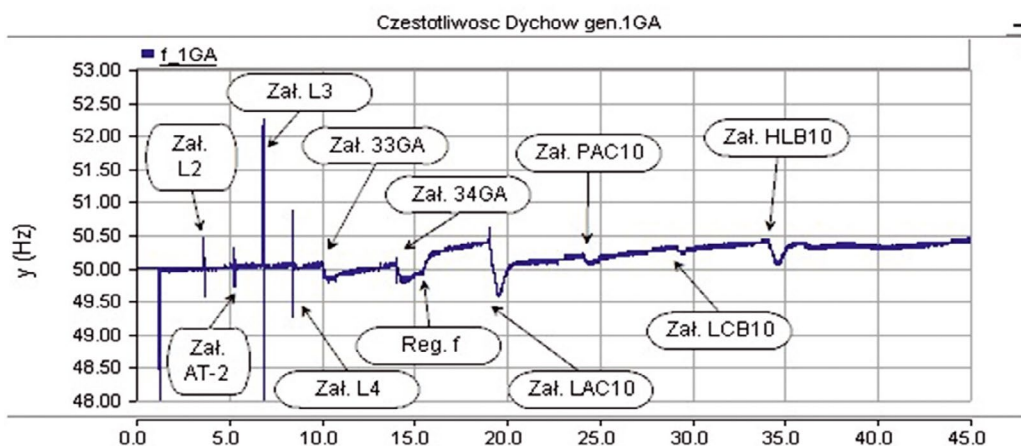
Po utworzeniu toru rozruchowego i regulacji napięcia na szynach 6 kV potrzeb własnych bloku nr 6 w Elektrowni Pątnów nastąpiło podanie mocy rozruchowej potrzebnej do uruchomienia urządzeń potrzeb własnych uruchamianego bloku. Zamodelowano

tylko część z nich, stanowiącą największe obciążenie toru (rys. 5 i 6). Po zarejestrowanych znacznych chwilowych spadkach napięcia (rys. 5 i 6) następują stany ustalone. Ostatecznie po załączeniu ostatniego z modelowanych odbiorów napięcie zarejestrowane w trakcie próby na szynach 110 kV GPZ Dychów wynosiło 113,5 kV, natomiast w adekwatnym momencie symulacji 113,4 kV

W badaniach symulacyjnych założono równomierne obciążenie generatorów mocą bierną. Na początku procesu tworzenia toru rozruchowego widoczne jest (rys. 7, dotyczy obciążania się mocą bierną generatora 1GA) nieznaczne obciążenie mocą indukcyjną, wynikającą z potrzeb własnych i strat poprzecznych w transformatorach blokowych 1GB i 2GB. W próbie systemowej wartość ta wynosiła ok. 0,4 MVar, natomiast w badaniach symulacyjnych 0,5 MVar. Po załączeniu ciągu liniowego 110 kV DYK-KRO-LSN generatory zostały obciążone pojemnościową mocą bierną na poziomie $-0,65$ MVar (rejestracja podczas próby systemowej) oraz ok. $-0,56$ MVar (wynik uzyskany w badaniach symulacyjnych). Załączenie linii 220 kV LSN-MIK powoduje dociążenie generatorów mocą bierną pojemnościową na poziomie $-16,5$ MVar (rejestracja podczas próby systemowej) i ok. -16 MVar



Rys. 7. Rejestracja zmian obciążenia mocą bierną generatora 1GA na szynach 10,5 kV w EW Dychów uzyskana w procesie symulacji (etap podania napięcia oraz mocy rozruchowej do wybranych urządzeń potrzeb własnych bloku nr 6 w Elektrowni Turów)

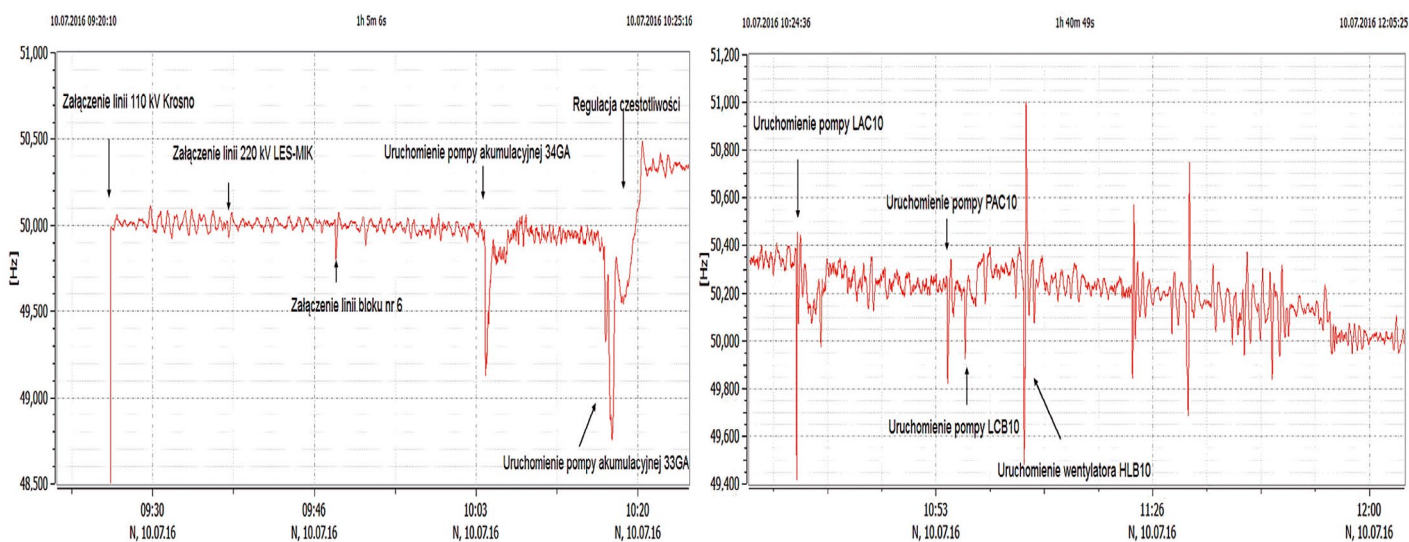


Rys. 8. Rejestracja zmian częstotliwości na szynach 10,5 kV generatora 1GA w EW Dychów uzyskana w procesie symulacji (etap podania napięcia oraz mocy rozruchowej do wybranych urządzeń potrzeb własnych bloku nr 6 w Elektrowni Turów)

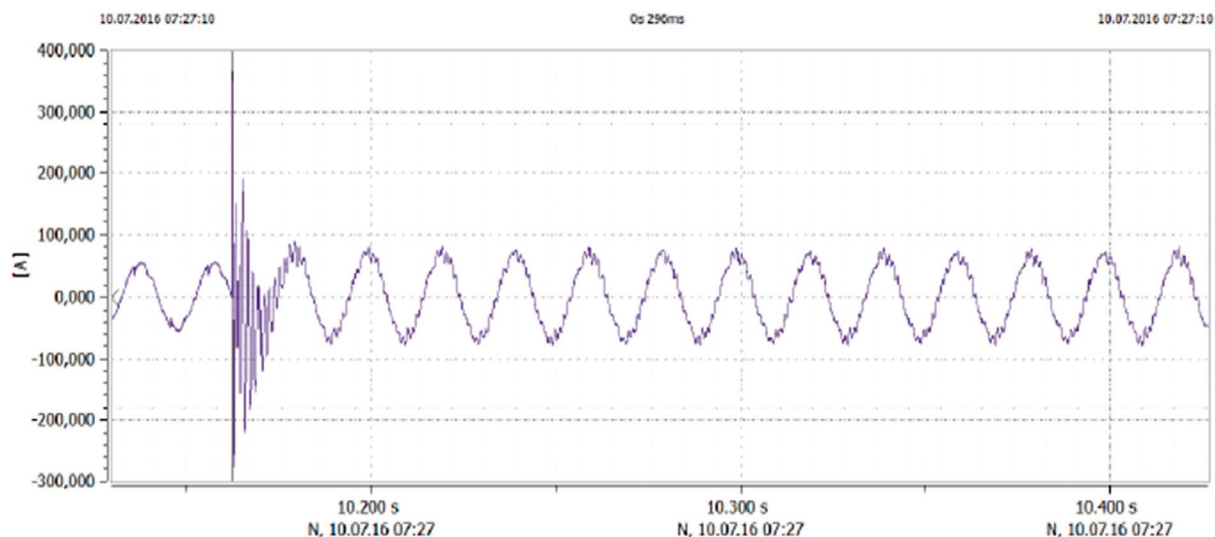
(wynik uzyskany w badaniach symulacyjnych). Załączenie linii blokowej 220 kV powoduje zwiększenie obciążenia generatorów mocą bierną pojemnościową do poziomu $-19,5$ kV. Wynik taki zarejestrowano w próbie systemowej, podobny uzyskano w badaniach symulacyjnych. Symulacja komputerowa daje bardzo dobre przybliżenie. W dalszym przebiegu obciążania generatora 1GA mocą bierną widoczne są efekty załączania pomp akumulacyjnych oraz wybranych urządzeń potrzeb własnych bloku nr 6 w Elektrowni Turów.

Na rys. 8 przedstawiono zmiany częstotliwości w czasie całej próby systemowej, uzyskane w badaniach symulacyjnych. Zarejestrowane zostały na szynach 10,5 kV generatora 1GA. Z kolei na rys. 9 pokazano zmiany częstotliwości, można zauważyć, że zarejestrowane podczas rzeczywistej próby systemowej. Porównując przedstawione przebiegi zmian częstotliwości wyraźną różnicę stanowią duże piki częstotliwości

na przebiegu symulowanym, podczas załączania elementów tworzonego toru rozruchowego. Wartości pików podczas symulacji są uzależnione od czasu próbkowania. Przyjęto czas próbkowania $50 \mu\text{s}$. Podobnie sprawa dotyczy pomiarów cyfrowych. W rzeczywistych pomiarach nie rejestrowano takich pików. Należy jednak zauważyć, że poziom częstotliwości stanów ustalonych jest bardzo zbliżony do siebie dla obu rejestracji. Do momentu załączenia pomp akumulacyjnych poziom ten był stabilny i równy ok. 50 Hz. Z kolei załączenie pomp spowodowało nieduży zapad, który został wyregulowany za pomocą regulatorów hydrogeneratorów 1GA i 2GA. Uruchamianie urządzeń potrzeb własnych bloku nr 6 powodowało znacznie większe zmiany częstotliwości. Były one jednak poprawnie i skutecznie regulowane przez układy regulacji prędkości obrotowej hydrozespołów w EW Dychów.



Rys. 9. Rejestracja zmian częstotliwości na szynach 10,5 kV generatora 1GA w EW Dychów, zarejestrowanych podczas próby systemowej (etap podania napięcia oraz mocy rozruchowej)



Rys. 10. Oscylogram prądu generatora 1GA podczas załączania ciągu liniowego linii 110 kV DYK-KOD-LSN – pomiar zarejestrowany w próbie systemowej

4. Porównanie wybranych wartości chwilowych napięć i prądów podczas załączania elementów toru rozruchowego zarejestrowanych w próbie systemowej oraz w badaniach symulacyjnych

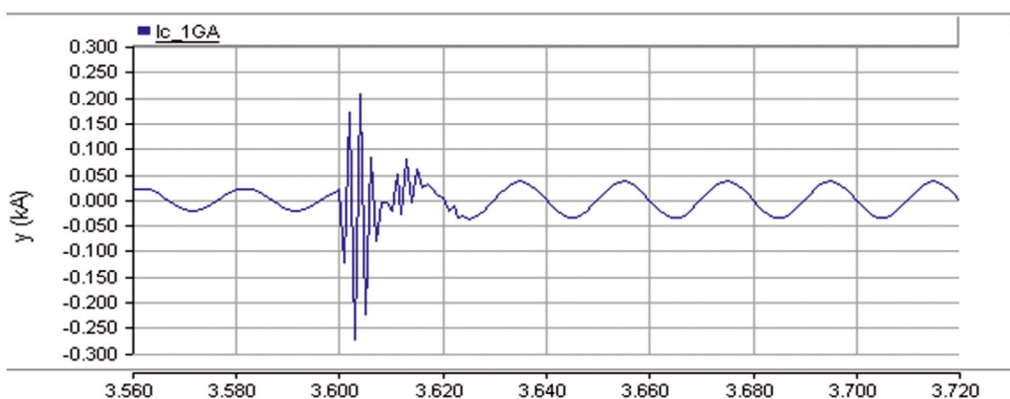
Podczas próby systemowej w lipcu 2016 roku zarejestrowano wiele przebiegów wartości chwilowych napięć i prądów w stanach przejściowych, powodowanych załączeniem elementów przedmiotowego toru rozruchowego. Umożliwiło to porównanie rzeczywistych wartości z wartościami zarejestrowanymi podczas prowadzonych badań symulacyjnych. Na rys. 10 i 11 pokazano przebieg zmian chwilowych wartości prądu na szynach generatora 1GA podczas załączania ciągu liniowego 110 kV DYK-KOD-LSN, zarejestrowany podczas próby systemowej oraz jako wynik badań symulacyjnych.

Natomiast na rys. 12 i 13 pokazano przebieg zmian chwilowych wartości napięcia na szynach generatora 1GA, podczas załączania tego samego ciągu liniowego 110 kV DYK-KOD-LSN. Charakter przebiegów chwilowych towarzyszących stanom przejściowym jest bardzo podobny. W przypadku przebiegu napięć mamy praktycznie identyczne wartości. Natomiast w przypadku prądu

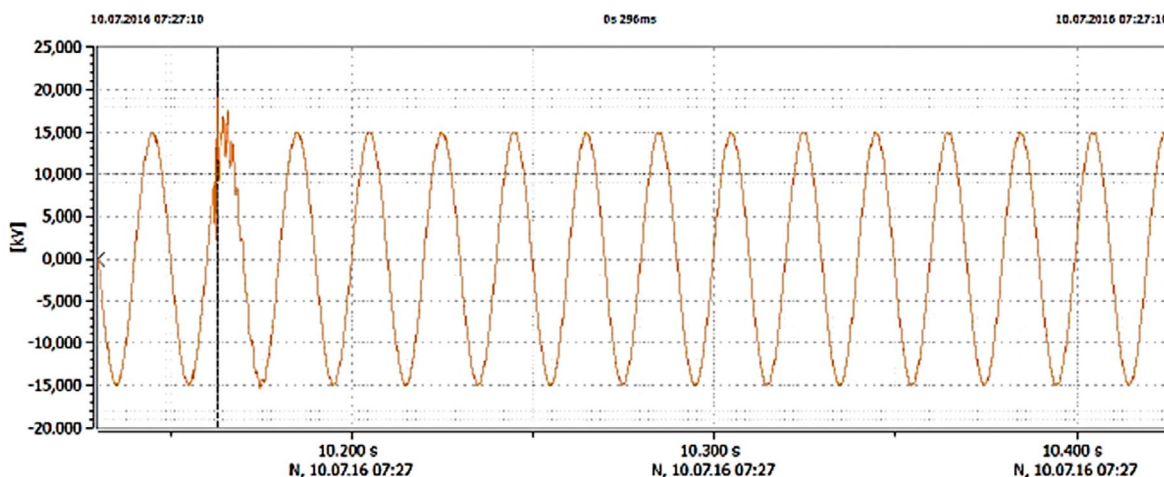
zarejestrowanego w czasie próby systemowej wartość udaru jest większa. To na pewno kwestia momentu załączenia, a także większej wartości prądu dla stanu ustalonego. Podobne wyniki uzyskano przy załączaniu pozostałych linii.

Drugim ważnym elementem załączanym przy tworzeniu toru rozruchowego na biegu jałowym są transformatory. Podczas tego procesu przejściowego mogą powstać duże udary prądowe spowodowane magnesowaniem rdzenia transformatora. Modelowanie tego zjawiska wymaga podania wielkości opisujących krzywą magnesowania danego transformatora, a dane te są niezwykle trudne do uzyskania. Nie wchodzi one w zakres podstawowych danych katalogowych transformatorów. Efekty podjętej próby odwzorowania tego procesu przedstawiono na rys. 14. Wyniki uzyskane z badań symulacyjnych porównano z wynikami zarejestrowanymi podczas próby systemowej, które przedstawiono na rys. 15.

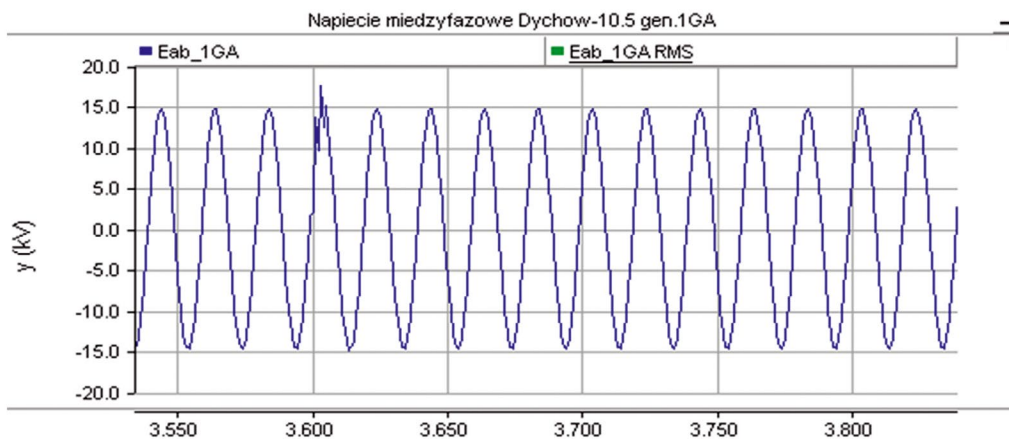
Z porównania przebiegów chwilowych prądu generatora 1GA, pokazanych na rys. 14 i 15, wynika, że w programie PSCAD można prawidłowo odwzorować charakter elektromagnetycznego przebiegu przejściowego, które towarzyszy takiemu załączeniu. Jednak wartości udarowe prądu uzyskane na drodze symulacji są



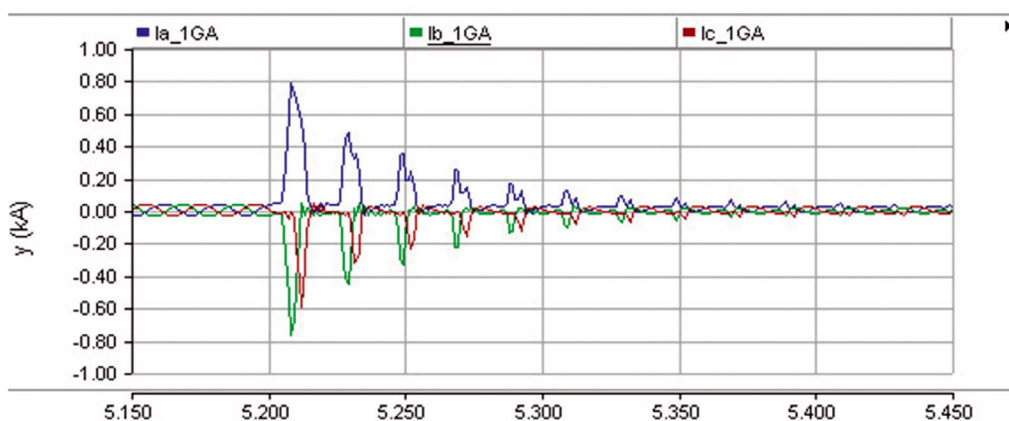
Rys. 11. Oscylogram prądu generatora 1GA podczas załączania ciągu liniowego linii 110 kV DYK-KOD-LSN – uzyskany w badaniach symulacyjnych (faza C)



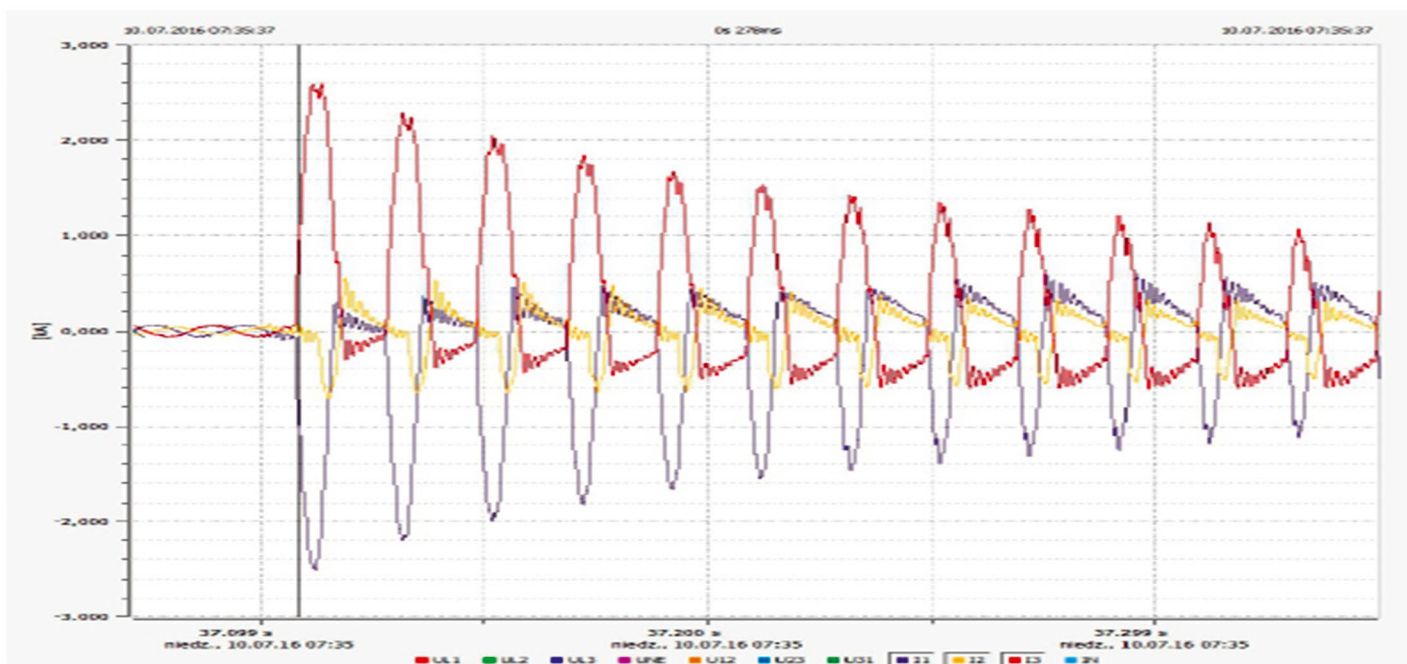
Rys. 12. Oscylogram napięcia międzyfazowego generatora 1GA podczas załączania ciągu liniowego 110 kV DYK-KOD-LSN – próba systemowa



Rys. 13. Oscylogram napięcia międzyfazowego generatora 1GA podczas załączania ciągu liniowego 110 kV DYK-KOD-LSN – uzyskany w badaniach symulacyjnych



Rys. 14. Zmiany wartości chwilowych prądu generatora 1GA w trzech fazach podczas załączania autotransformatora AT-2 w SE Leśniów – wyniki z badań symulacyjnych



Rys. 15. Zmiany wartości chwilowych prądu generatora 1GA w trzech fazach podczas załączania autotransformatora AT-2 w SE Leśniów – wyniki z pomiarów w czasie próby systemowej

ok. 2–3 razy mniejsze od przebiegów rzeczywistych. Przebiegi te silnie zależą od kąta fazowego przesunięcia w chwili dokonania załączenia. Także uszczegółowienia wymagają dane jednostki transformatorowej w zakresie histerezy magnesowania. Wymaga to przeprowadzenia dodatkowych badań.

5. Wnioski

Na podstawie wyników badań symulacyjnych można przedstawić następujące wnioski:

1. W celu zapewnienia bezpiecznego tworzenia toru rozruchowego z EW Dychów do Elektrowni Turów zalecono utrzymanie przez układ regulacji wzbudzenia generatorów napięcia na poziomie $U_g = 10,0$ kV;
2. Regulację napięcia w badanym torze rozruchowym można zapewnić za pomocą ręcznej zmiany pozycji przełącznika zaczepów na autotransformatorze AT-2 w SE Leśniów (badania symulacyjne wskazały, że po ustawieniu przełącznika na zaczepie nr 14 nie będzie konieczności zmiany jego położenia). Utrzymanie napięcia na szynach potrzeb własnych bloku nr 6 w Elektrowni Turów na poziomie 6,3 kV zapewni odczepowy transformator 06BBT10. Początkowe położenie powinno być na zaczepie nr 12;
3. Badania symulacyjne wskazały na liczne procesy przejściowe elektromagnetyczne i elektromechaniczne związane z załączaniem linii i transformatorów w tworzonej układzie elastycznym, a także podczas uruchamiania pomp akumulacyjnych i urządzeń potrzeb własnych bloku nr 6. Nie stanowią one jednak zagrożenia dla sprawnego tworzenia toru rozruchowego i uruchamianych urządzeń potrzeb własnych. Zmiany napięcia oraz częstotliwości były poprawnie i szybko

regulowane przez układy regulacji napięcia i prędkości obrotowej hydrozespołów 1GA i 2GA. Wyniki te zostały potwierdzone podczas przeprowadzonej próby systemowej w lipcu 2016 roku [6].

BIBLIOGRAFIA

1. Kuczyński R., Paprocki R., Strzelbicki J., Obrona i odbudowa Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, *Elektroenergetyka* 2005, nr 1, s. 17–26.
2. Grządzielski I., Sroka K., Elektrownia wodna Dychów jako źródło rozruchowe do odbudowy zdolności wytwórczych elektrowni ciepłych, *Przegląd Elektrotechniczny* 2016, nr 10, s. 190–198.
3. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej („IRiESP”) opracowanej przez PSE S.A. w części: „Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci”, w treści obowiązującej od 1 stycznia 2012 r. ze zmianami.
4. PSCAD v4.2.1, Winnipeg, Manitoba, Canada 2006, data aktualizacji: 13.07.2006 Manitoba HVDC Research Centre.
5. Sroka K. i in., Praca równoległa turbozespołu parowego i hydrozespołów w układzie wyspowym tworzonej w warunkach odbudowy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego po awarii katastrofalnej, XVIII Konferencja „Aktualne problemy w elektroenergetyce”, 7–9.06.2017.
6. Raport z „Próby systemowej uruchomienia bloku Elektrowni Turów z Elektrowni Wodnej Dychów”, opracowanie wykonane na zlecenie PSE SA przez Konsorcjum Politechniki Poznańskiej Instytut Elektroenergetyki i ZPBE Energopomiary-Elektryka Gliwice, Poznań, wrzesień 2016.

Ireneusz Andrzej Grządzielski

dr inż.

Politechnika Poznańska

e-mail: ireneusz.grzadzieski@put.poznan.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrycznym Politechniki Poznańskiej na kierunku elektrotechnika, gdzie obecnie pracuje na stanowisku adiunkta. Zakres jego zainteresowań naukowych obejmuje zagadnienia związane z pracą systemu elektroenergetycznego w stanach nieustalonych, problematyką obrony i odbudowy systemu elektroenergetycznego, przyłączeniem źródeł rozproszonych do systemu elektroenergetycznego.

Krzysztof Sroka

dr inż.

Politechnika Poznańska

Instytut Elektroenergetyki

e-mail: krzysztof.sroka@put.poznan.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrycznym Politechniki Poznańskiej (1976). Stopień naukowy doktora nauk technicznych uzyskał na swoim macierzystym wydziale (1986). Obecnie pracuje w Instytucie Elektroenergetyki Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej na stanowisku adiunkta. Jego zainteresowania naukowe obejmują: zagadnienia związane z pracą elektrowni w systemie elektroenergetycznym, problematyką obrony i odbudowy zdolności wytwórczych elektrowni oraz elektrociepłowni w stanach awarii katastrofalnych, skojarzonym wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła.

Mikołaj Zakrzewski

inż.

Politechnika Poznańska

Instytut Elektroenergetyki

e-mail: mikolaj-zakrzewski@o2.pl

Student studiów drugiego stopnia na kierunku elektrotechnika na Wydziale Elektrycznym Politechniki Poznańskiej oraz pierwszego stopnia na kierunku mechatronika na Wydziale Budowy Maszyn i Zarządzania również Politechniki Poznańskiej. Ukończył studia pierwszego stopnia na kierunku energetyka na Politechnice Poznańskiej (2017). Jego zainteresowania naukowe to modelowanie zjawisk dynamicznych w systemie elektroenergetycznym oraz proces odbudowy systemu elektroenergetycznego.

Identyfikacja zwarcí doziemnych wysokorezystancyjnych w sieciach średnich napięć z wykorzystaniem wyższych harmonicznych

Autorzy

Lubomir Marciniak
Mateusz Piątek

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

duża nieliniowa rezystancja zwarcia, wyższe harmoniczne, zabezpieczenie ziemnozwarciowe

Streszczenie

Jeden ze sposobów wykrywania zwarcí doziemnych łukowych i zwarcí wysokorezystancyjnych w kompensowanych sieciach średnich napięć jest oparty na zastosowaniu kryterium mocy biernej wyższych harmonicznych składowych symetrycznych zerowych prądu i napięcia. Oceniono zawartość harmonicznych w prądach i napięciach w funkcji parametrów nieliniowej rezystancji zwarcia. Opisano model zabezpieczenia ziemnozwarciowego z zastosowaniem tego kryterium. Załączono przykłady detekcji zwarcí wysokorezystancyjnych.

1. Wprowadzenie

Jednym ze sposobów poprawy niezawodności sieci średniego napięcia (SN) i zmniejszenia wskaźników SAIFI, SAIDI i MAIFI jest zastosowanie skutecznych układów identyfikacji zwarcí doziemnych.

W sieciach średnich napięć (SN), zwłaszcza z kompensacją prądów doziemnych pojemnościowych, występuje znaczny odsetek zwarcí 1-fazowych z udziałem dużej lub bardzo dużej nieliniowej rezystancji zwarcia R_F , przyjmującej wartości od kilku do kilkudziesięciu k Ω [1–3]. Do wykrywania tego typu zwarcí poszukuje się skutecznych sposobów i układów, gdyż klasyczne zabezpieczenia ziemnozwarciowe nie działają prawidłowo. Testuje się nowe sposoby, oparte na wykorzystaniu wyższych harmonicznych, dekompozycji falkowej sygnałów ziemnozwarciowych oraz sztucznych sieci neuronowych [2–11]. Obiecujące wyniki w zakresie wykrywania zwarcí wysokooporowych uzyskano za pomocą zabezpieczenia wykorzystującego kryteria falkowe [3, 9, 10]. Alternatywą dla tego typu rozwiązań może być proponowane zabezpieczenie, oparte na wykorzystaniu kryterium mocy biernej wyższych harmonicznych składowej symetrycznej zerowej prądu i napięcia.

2. Wyższe harmoniczne generowane przez nieliniową rezystancję zwarcia

W przypadku zwarcí łukowych i wysokorezystancyjnych głównym źródłem wyższych harmonicznych, zwłaszcza trzeciej, jest nieliniowa rezystancja zwarcia R_F . Rezystancję tę można aproksymować w pierwszym przybliżeniu uogólnioną statyczną charakterystyką napięciowo-prądową $U_F = f(I_F)$ w postaci zależności [12, 13]:

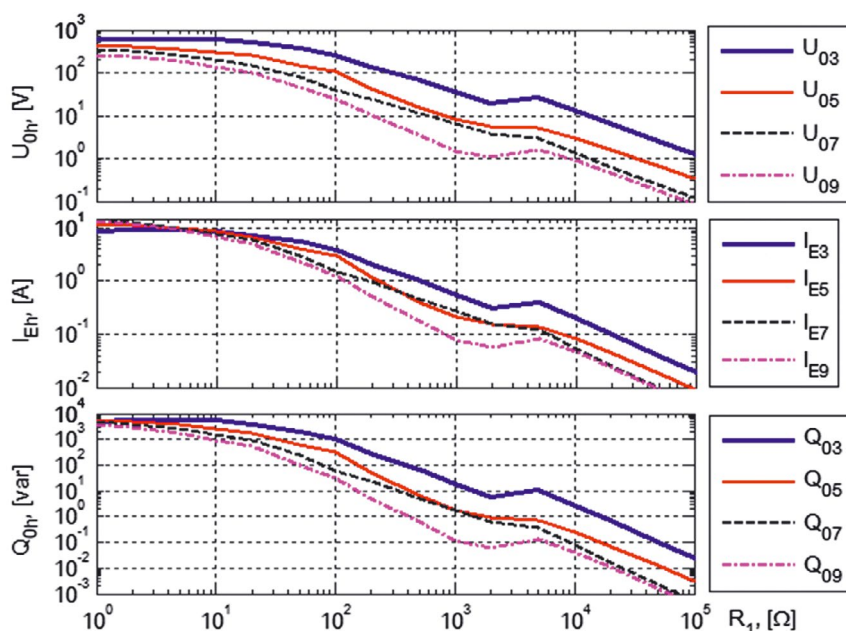
$$U_F = \begin{cases} I_F R_0, & \text{gdy } |I_F| < I_z \\ \text{sign}(I_F) U_k + I_F R_1, & \text{gdy } |I_F| \geq I_z \end{cases} \quad (1)$$

gdzie: U_k – napięcie załamania charakterystyki, R_0 – rezystancja początkowa, R_1 – rezystancja w zakresie dużych prądów, $I_z = U_z / R_0$ – prąd zapłonu łuku odpowiadający napięciu zapłonu U_z . Gdy $U_z = U_k$ charakterystyka odpowiada nieliniowej rezystancji bez udziału łuku.

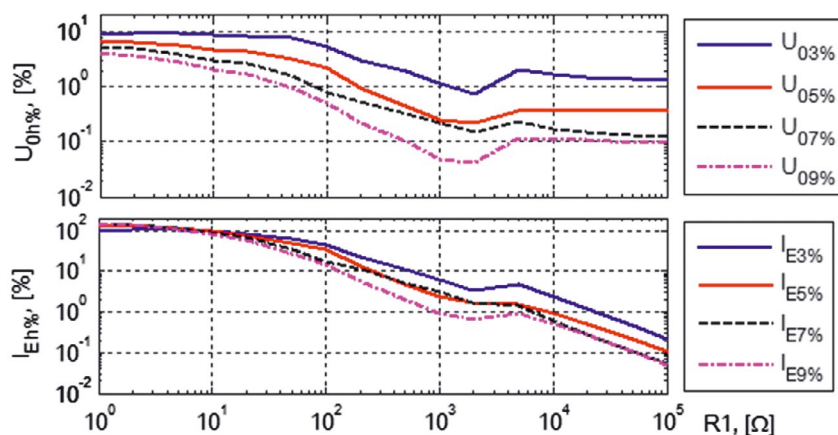
Ważnym parametrem rezystancji R_F jest także stała czasowa τ , określająca dynamikę jej zmian w dziedzinie czasu.

Zawartość wyższych harmonicznych w napięciu i prądzie kolejności zerowej zależy od parametrów sieci oraz wzajemnej relacji parametrów rezystancji zwarcia i może osiągać kilkadziesiąt procent dla prądów i od kilku do kilkunastu procent dla napięcia [1, 3, 7]. Szczególnie duże wartości, nawet do kilkuset procent podstawowej harmonicznej, osiągają nieparzyste harmoniczne 3, 5, 7 i 9 prądu w sieci kompensowanej, gdyż w przeciwieństwie do podstawowej harmonicznej nie podlegają kompensacji. Moc bierna tych harmonicznych zachowuje bardzo wysoki stopień monopolarności i jest dodatnia na linii doziemionej oraz ujemna na liniach zdrowych niezależnie od stopnia rozstrojenia kompensacji sieci, wartości rezystancji przejścia i przebiegu zwarcia. Dzięki temu można ją wykorzystać jako wielkość kryterialną do selektywnej identyfikacji zwarcí oporowych.

Z praktycznego punktu widzenia ważne jest oszacowanie wartości harmonicznych prądu, napięcia i mocy biernej kolejności zerowej w funkcji parametrów sieci i nieliniowej rezystancji zwarcia. Takie oszacowanie wykonano dla sieci kompensowanej 15 kV w oparciu o uproszczony model sieci w Matlabie/Simulinku,



Rys. 1. Zależności wartości skutecznej harmonicznych napięcia U_{0h} i prądu I_{Eh} oraz ich mocy bierniej Q_{0h} w funkcji rezystancji R_1 podczas zwarcia łukowego: $I_{CS} = 50$ A, $U_k = 1,5$ kV, $s = 0,1$



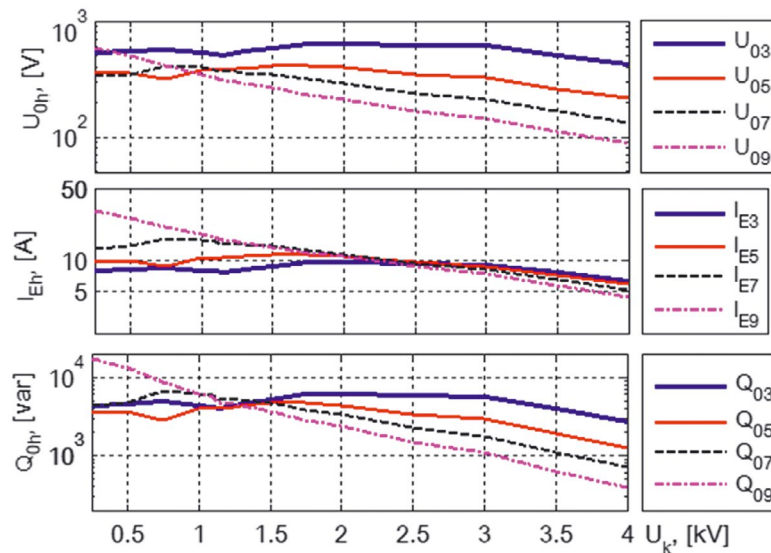
Rys. 2. Procentowy udział harmonicznych napięcia $U_{0h\%}$ i prądu $I_{Eh\%}$ w funkcji rezystancji R_1 podczas zwarcia łukowego: $I_{CS} = 50$ A, $U_k = 1,5$ kV, $s = 0,1$

w którym uwzględniono pojemności i upływności dla składowej zerowej sieci, indukcyjność i rezystancję systemu oraz indukcyjność i rezystancję linii zwartej. Do pomiaru harmonicznych zastosowano cyfrowe metody przetwarzania sygnałów. Sygnały próbkowano z częstotliwością $f_p = 2400$ Hz. Harmoniczne wydzielono za pomocą cyfrowych filtrów pasmowoprzepustowych (FPP) Kaisera [14] o liczbie współczynników (długości okna) $N_{pp} = 212$ i współczynnika kształtu $\beta = 12$. Szerokość pasma głównego Δf_{lg} tych filtrów nie przekracza 100 Hz, a tłumienie listków bocznych A_{lb} jest nie mniejsze niż 100 dB. Wartości skuteczne harmonicznych napięcia U_{0h} , prądu I_{Eh} i ich mocy zerowej Q_{0h} określano na podstawie składowych ortogonalnych sygnałów obliczanych w wyniku korelacji sygnałów wejściowych z funkcjami sinus i kosinus w oknie jednookresowym (o liczbie współczynników $N_w = 48$) [15]. Wymienione wielkości poddano dodatkowo wygładzaniu za pomocą filtrów dolnoprzepustowych (FDP)

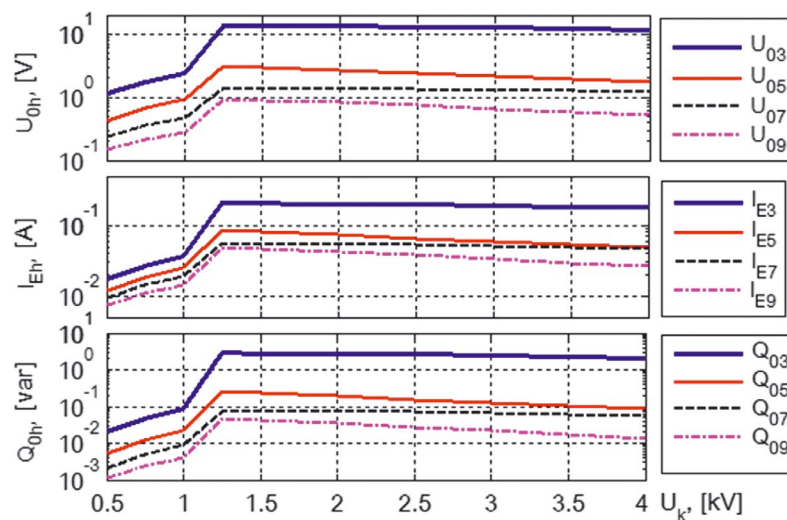
Hanninga z dwuokresowym oknem przetwarzania (o liczbie współczynników $N_{dp} = 96$). Badano tylko nieparzyste harmoniczne o numerach 3, 5, 7 i 9, gdyż występują one przy każdym zwarcu z udziałem nieliniowej rezystancji i przy tym przyjmują duże wartości.

Na rysunkach od 1 do 6 przedstawiono wyniki badań harmonicznych U_{0h} , I_{Eh} i Q_{0h} ($h = 2, 5, 7, 9$) występujących podczas zwarć łukowych w funkcji różnych parametrów. Wszystkie przypadki odpowiadają zwarciom łukowym o napięciu zapłonu $U_z = 10$ kV, stałej czasowej $\tau = 0,1$ ms i ilorazowi $R_1/R_0 \geq 100$. Ponadto przyjęto stałe wartości współczynnika tłumienia sieci $d_0 = 0,05$ i dobroci dławika kompensacyjnego $q_d = 80$. Zwarcia symulowano na linii napowietrznej z przewodami AFL 6-70 w odległości 1 km od stacji.

W przypadku zwarć łukowych cyklicznych, które występują przy dużych rezystancjach przewodzenia $R_1 > 1$ k Ω , pomiary



Rys. 3. Zależności wartości skutecznej harmonicznych napięcia U_{0h} i prądu I_{Eh} oraz ich mocy bierniej Q_{0h} w funkcji napięcia progowego U_k podczas zwarcia łukowego: $I_{CS} = 50$ A, $R_1 = 1,0$ Ω , $s = 0,1$



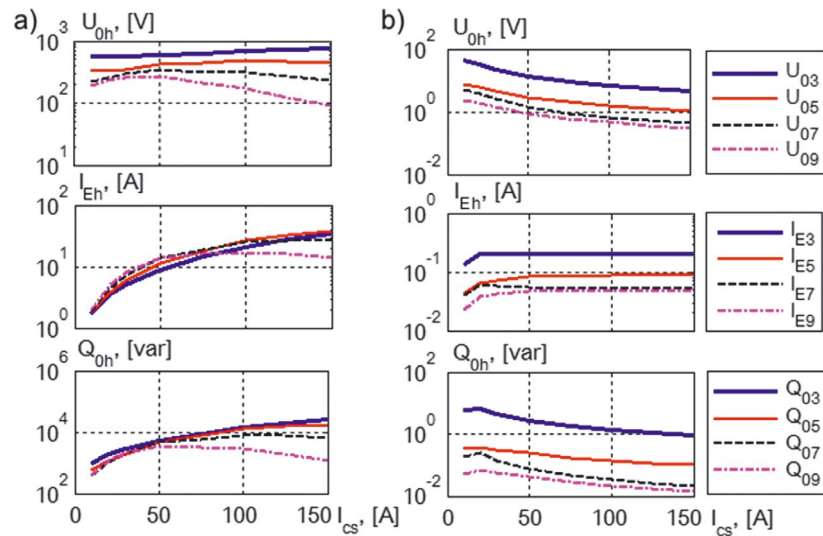
Rys. 4. Zależności wartości skutecznej harmonicznych napięcia U_{0h} i prądu I_{Eh} oraz ich mocy bierniej Q_{0h} w funkcji napięcia progowego U_k podczas zwarcia łukowego: $I_{CS} = 50$ A, $R_1 = 10$ k Ω , $s = 0,1$

rejestrowano w stanie ustalonym. Natomiast w przypadku zwarc łukowych przerywanych ($R_1 < 1$ k Ω) pomiary odpowiadają wartościom szczytowym odpowiedzi układu pomiarowego na zapłony łuku.

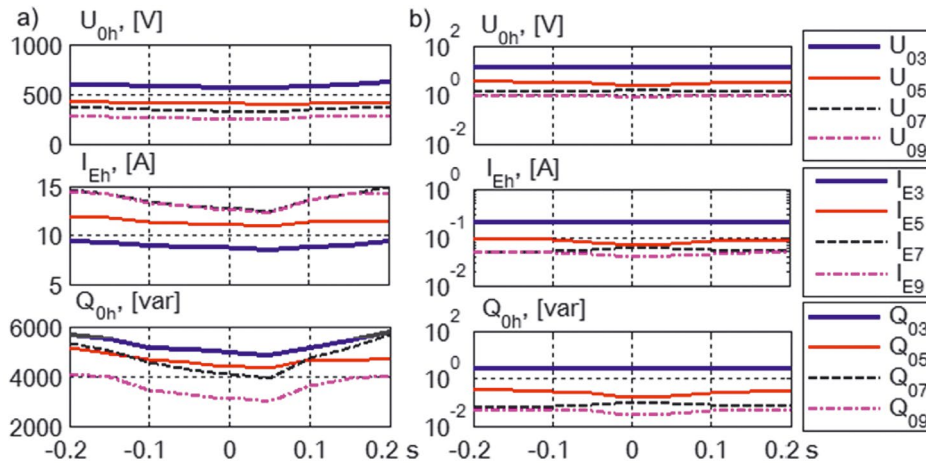
Z rys. 1 wynika, że wartości harmonicznych napięcia, prądu i mocy bierniej silnie zależą od rezystancji w stanie przewodzenia łuku R_1 . W przedstawionym zakresie zmian R_1 wyniki różnią się o kilka rzędów wielkości. Dla mocy bierniej Q_{0h} różnica przekracza aż sześć rzędów wielkości. Znaczący procentowy udział harmonicznych w stosunku do podstawowej harmonicznej (rys. 2) występuje tylko podczas zwarc o stosunkowo niewielkiej rezystancji R_1 , do kilkuset omów. Wzrost napięcia progowego łuku U_k może powodować zmniejszenie wartości harmonicznych, w przypadku zwarc niskorezystancyjnych (rys. 3), lub zwiększenie wartości harmonicznych wraz ze wzrostem U_k do około

1,25 kV, po czym ich zmniejszenie w przypadku zwarc wysokorezystancyjnych (rys. 4). Wzrost prądu pojemnościowego sieci I_{CS} przyczynia się na ogół do zwiększenia wartości harmonicznych podczas zwarc niskorezystancyjnych (rys. 5a) i do ich zmniejszenia podczas zwarc wysokorezystancyjnych (rys. 5b). Natomiast stopień rozstrojenia kompensacji s wpływa nieznaczająco na wartości harmonicznych (rys. 6), zwłaszcza podczas zwarc wysokooporowych.

Z przedstawionej analizy wynika, że do wykrywania zwarc wysokooporowych najlepiej nadają się 3. harmoniczne napięcia U_{03} , prądu doziemnego I_{E3} i ich mocy bierniej Q_{03} , gdyż osiągają one największe wartości. Żeby wykrywać zwarcia wysokooporowe o rezystancji R_1 do 100 k Ω , w oparciu o kryterium harmonicznych mocy bierniej, trzeba stosować bardzo małe nastawy mocy rozruchowej Q_r , rzędu 0,001 var.



Rys. 5. Zależności wartości skutecznej harmonicznych napięcia U_{0h} i prądu I_{Eh} oraz ich mocy bierniej Q_{0h} w funkcji prądu pojemnościowego sieci I_{CS} podczas zwarcia łukowego: a) $R_1 = 1,0 \Omega$; b) $R_1 = 10 \text{ k}\Omega$; $U_k = 1,5 \text{ kV}$, $s = 0,1$



Rys. 6. Zależności wartości skutecznej harmonicznych napięcia U_{0h} i prądu I_{Eh} oraz ich mocy bierniej Q_{0h} w funkcji rozstrojenia kompensacji sieci s podczas zwarcia łukowego: a) $R_1 = 1,0 \Omega$; b) $R_1 = 10 \text{ k}\Omega$; $I_{CS} = 50 \text{ A}$, $U_k = 1,5 \text{ kV}$

3. Model zabezpieczenia do wykrywania zwarcí doziemnych wysokorezystancyjnych

Na rys. 7 przedstawiono model zabezpieczenia ziemnozwarciowego z kryterium mocy bierniej do identyfikacji zwarcí łukowych wysokorezystancyjnych opracowany w środowisku Matlab/Simulink.

Sygnaly napięcia zerowego u_0 i prądu doziemnego i_E poddawane są wstępnej filtracji dolnoprzepustowej w filtrach analogowych Butterwortha drugiego rzędu o częstotliwości odcięcia $f_c = 800 \text{ Hz}$. Sygnaly odfiltrowane podlegają digitalizacji (próbokowaniu z częstotliwością $f_p = 2400 \text{ Hz}$ i kwantowaniu z rozdzielczością $0,61 \text{ V}$ dla napięcia i $6,1 \text{ mA}$ dla prądu) w elementach Quantizer oraz ograniczeniu w blokach typu Saturation. Następnie sygnaly poddawane są filtracji pasmowej w celu wydzielenia określonej harmonicznej. Zastosowano parametryczne filtry pasmowoprzepustowe (FPP) z oknem Kaisera [14] o parametrach jak w poprzednim punkcie, tj: $N_{pp} = 212$, $\beta = 12$, $\Delta f_{lg} \leq 100 \text{ Hz}$, $A_{lb} = 100 \text{ dB}$.

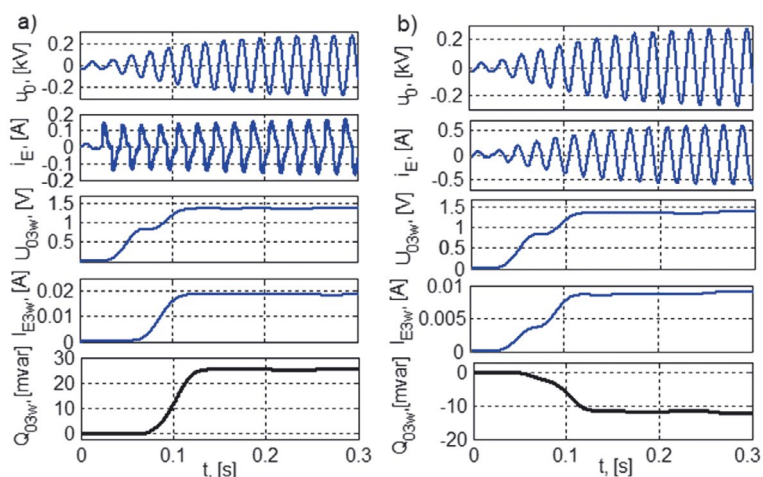
W bloku Est UIPQ obliczane są składowe ortogonalne harmonicznych prądu i napięcia, wartości skuteczne tych wielkości oraz moc czynna i bierna. Składowe ortogonalne uzyskuje się w wyniku korelacji sygnałów z funkcjami sinus i kosinus w oknie przetwarzania o długości jednego okresu podstawowej harmonicznej [15]. Obliczone wielkości są poddawane filtracji dolnoprzepustowej w filtrach FDP.

Sygnaly mocy bierniej wybranej harmonicznej $Q_{0h}(n)$ i sygnał wygładzony $Q_{0hw}(n)$ są obliczane z zależności:

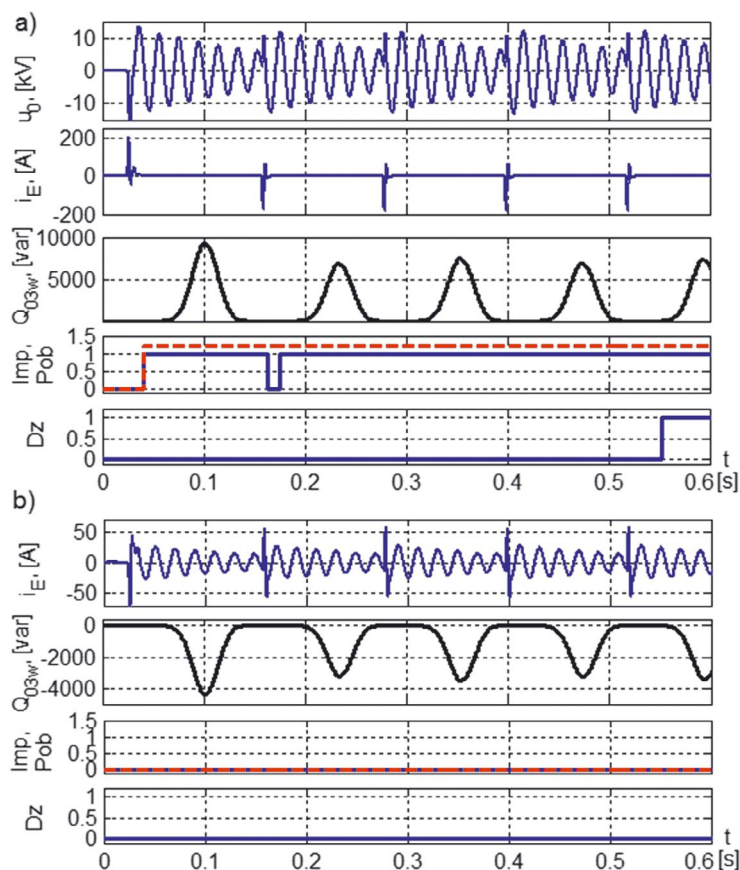
$$Q_{0h}(n) = I_{Ehd}(n)U_{0hq}(n) - I_{Ehq}(n)U_{0hd}(n)$$

$$Q_{0hw}(n) = \sum_{k=0}^{N_{dp}-1} Q_{0h}(n-k)h_{dp}(k) \quad (2)$$

gdzie: I_{Ehd} , I_{Ehq} , U_{0hd} , U_{0hq} – składowe ortogonalne w osi d i q harmonicznych prądu doziemnego I_{Eh} i napięcia zerowego U_{0h} , $h_{dp}(k)$ – funkcja współczynników filtra dolnoprzepustowego



Rys. 8. Przebiegi wielkości pomiarowych w zabezpieczeniu linii zwartej (a) i nieuszkodzonej (b). Parametry rezystancji zwarcia: $R_0 = 1 \text{ M}\Omega$, $R_1 = 100 \text{ k}\Omega$, $U_k = 1,5 \text{ kV}$, $U_z = 10 \text{ kV}$, $\tau = 0,1 \text{ ms}$



Rys. 9. Przebiegi wielkości pomiarowych w zabezpieczeniu linii zwartej (a) i nieuszkodzonej (b). Parametry: $R_0 = 10 \text{ k}\Omega$, $R_1 = 1,0 \Omega$, $U_k = 1,5 \text{ kV}$, $U_z = 10 \text{ kV}$, $\tau = 0,1 \text{ ms}$

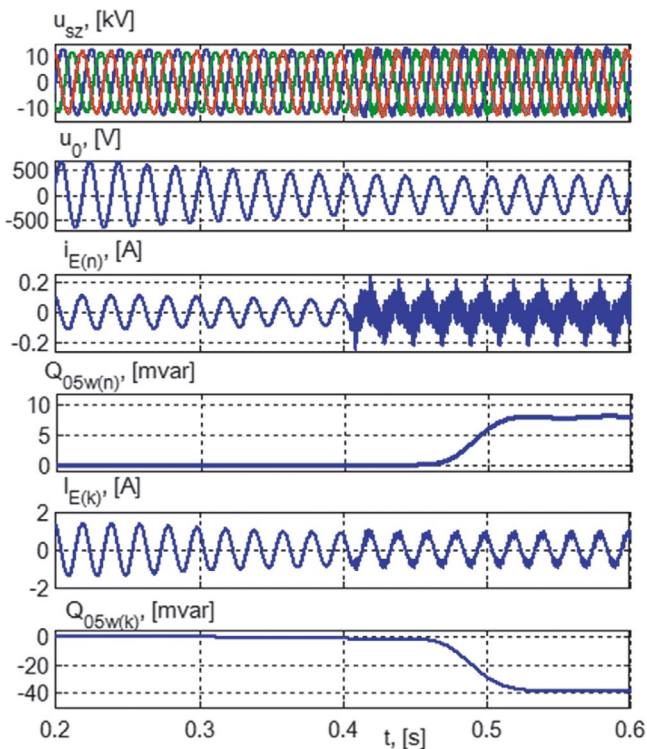
odbiorniki, która jest wykorzystywana jako wielkość kryterialna. Ponadto, ze względu na bardzo małe wartości harmonicznych składowych symetrycznych zerowych prądów i napięć podczas zwarć wysokooporowych, wymagane jest stosowanie przetworników analogowo-cyfrowych (PAC) o wysokiej rozdzielczości (co najmniej 16-bitowych).

W sieci symetrycznej harmoniczne generowane przez nieliniowe odbiorniki poprawiają czułość zabezpieczenia. Pod ich

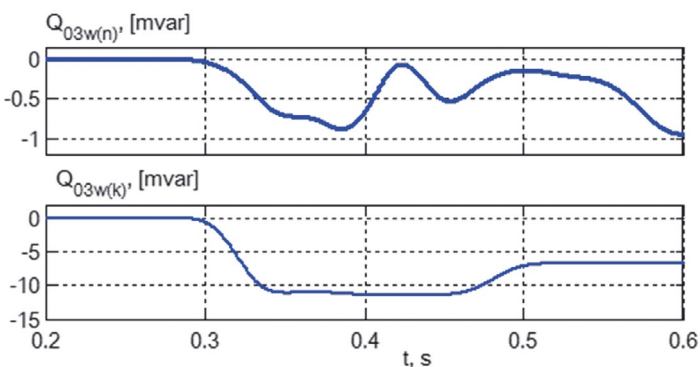
wpływem moc bierna harmonicznej kryterialnej na linii zwartej rośnie, a na linii zdrowej maleje (jest ujemna i różnie jej wartość bezwzględna). Przy tym stwierdzono, że czułość zabezpieczenia w niewielkim stopniu zależy od błędów przekładników prądowych filtra składowej zerowej prądu, nawet w przypadku błędów sięgających 3%. W praktyce w filtrach Holmgrena stosuje się przekładniki klasy 5P, których błąd prądowy nie przekracza 1%. W przypadku filtrów Ferrantiego błąd prądowy jest jeszcze mniejszy

Numer harmonicznej	5	7	11	13	17	19
Wartości napięć harmonicznych w fazach L1/L2/L3, [%]	3,72	3,54	4,16	4,40	9,53	2,62
	3,98	3,76	4,47	4,80	10,64	2,61
	3,88	3,71	4,34	4,61	11,04	2,71

Tab. 1. Zawartość harmonicznych w napięciach fazowych na szynach rozdzielni w odniesieniu do podstawowej harmonicznej podczas pracy prostownika



Rys. 10. Wpływ niesymetrii sieci i odkształceń napięć zasilania u_{sz} na prądy doziemne i moce bierne 5. harmonicznej na liniach nieszkodzonych – napowietrznej $i_{E(n)}$ i $Q_{05w(n)}$ oraz kablowej $i_{E(k)}$ i $Q_{05w(k)}$. Początek zwarcia – $t_1 = 0,246$ s, załączenie prostownika – $t_2 = 0,4$ s. Parametry rezystancji zwarcia: $R_0 = 1$ M Ω , $R_1 = 100$ k Ω , $U_k = 1,5$ kV, $U_z = 10$ kV, $\tau = 0,1$ ms



Rys. 11. Wpływ niesymetrii sieci i odkształceń napięć zasilania na moce biernej 3. harmonicznej na liniach nieszkodzonych – napowietrznej $Q_{03w(n)}$ i kablowej $Q_{03w(k)}$. Prądy zwarcia i parametry zwarcia – jak na rys. 10

i jego wpływ na działanie zabezpieczenia można w pierwszym przybliżeniu pominąć.

W sieci z kilkuprocentową asymetrią oraz z kilkuprocentową zawartością harmonicznych w napięciach źródłowych może dojść do niekorzystnych zjawisk. Na liniach zdrowych z niesymetrią pojemnościową (linie napowietrzne) moc bierna wyższych harmonicznych może przyjmować wartości dodatnie wielokrotnie przekraczające zaproponowaną wartość rozruchową $Q_r = 0,001$ var.

Wpływ splotu niekorzystnych zjawisk na działanie zabezpieczenia przedstawiono na rys. 10 i 11. W modelu sieci SN wykorzystywanej do badań [3] uwzględniono naturalną asymetrię czterech linii napowietrznych o łącznej długości 203 km. Przy niewielkim rozstrojeniu kompensacji $s = 0,05$ w sieci występuje asymetria dla składowej zerowej napięcia rzędu $U_{0as\%} \cong 4\%$. Do szyn stacji jest podłączony duży nieliniowy odbiornik w postaci transformatora 5 MVA i 6-pulsowego prostownika tyrystorowego o mocy obciążenia w obwodzie prądu stałego 4 MW. Wskutek oddziaływania nieliniowego odbiornika w napięciu na szynach rozdzielni poprawiają się szeregi harmonicznych (5, 7, 11, 13, 17, 19 itd.), których udział procentowy zestawiono w tab. 1. Oddziaływanie niekorzystnych czynników zbadano dla zabezpieczeń reagujących na 5. harmoniczną (rys. 10) i 3. harmoniczną (rys. 11). Moc bierna 5. harmonicznej w nieszkodzonej linii napowietrznej przed załączeniem prostownika jest bardzo mała i ujemna, a po załączeniu prostownika (moment czasowy $t_2 = 0,4$ s) staje się dodatnia i osiąga wartość maksymalną $Q_{50max} \cong 8$ mvar. Jest oczywiste, że dla uniknięcia błędnego działania zabezpieczenia tej linii należy zastosować nastawę $Q_r > Q_{50max}$. W nieszkodzonej linii kablowej (symetrycznej) moc bierna po załączeniu prostownika staje się bardziej ujemna. Dla zabezpieczenia tej linii można pozostawić bardzo czułą nastawę $Q_r = 0,001$ var. Dla uniknięcia błędnych działań zabezpieczeń na liniach napowietrznych w rozpatrywanym przypadku należałoby zwiększyć moc rozruchową nawet 10-krotnie (do 0,01 var), co w konsekwencji spowoduje znaczne pogorszenie czułości. Wykrywane będą zwarcia z udziałem rezystancji zwarcia rzędu 10 k Ω , a nie 100 k Ω , co i tak oznacza bardzo dobry wynik.

Dla zabezpieczeń wykorzystujących moc bierną 3. harmonicznej mocy biernej oddziaływanie niesymetrii i odkształceń napięcia zasilania jest niewielkie i najczęściej pozytywne (rys. 11). Zabezpieczenia te, w rozpatrywanym przypadku, są niewrażliwe na odkształcenia napięcia zasilania, gdyż prostownik nie generuje 3. harmonicznej. Natomiast napięcia i prądy zerowe asymetrii są skutecznie tłumione przez filtry pasmowoprzepustowe (o tłumieniu w paśmie zaporowym $A_{lb} > 100$ dB), gdyż zawierają głównie składowe o częstotliwości podstawowej harmonicznej.

Asymetria ma istotny wpływ na pracę zabezpieczeń wykorzystujących podstawowe harmoniczne prądu i napięcia, zwłaszcza w sieciach z bardzo małym rozstrojeniem kompensacji $s < 0,05$, gdyż w miarę przybliżania się do rezonansu następuje wzrost niesymetrii napięć fazowych i prądów pojemnościowych, co pociąga za sobą konieczność zwiększania nastaw tych zabezpieczeń.

Szczegółowa zależność mocy rozruchowej od stopnia asymetrii sieci i odkształceń nieliniowych jest przedmiotem dalszych badań.

5. Podsumowanie

Cechą charakterystyczną zwarć łukowych, tj. zwarć z nieliniową rezystancją R_F , jest obecność wyższych harmonicznych, głównie 3, 5, 7 i 9, w prądach i napięciach składowych symetrycznych zerowych. Wymienione zwarcia można wykrywać za pomocą kryterium mocy biernej wyższych harmonicznych dla składowej symetrycznej zerowej. W przypadku zwarcia na linii impulsy mocy biernej Q_{0hw} są dodatnie, a podczas zwarcia poza linią – ujemne, co stanowi podstawę do odróżniania zwarć wewnętrznych od zewnętrznych. Wskazane jest wykorzystanie przede wszystkim mocy 3. harmonicznej, gdyż przyjmuje ona największe wartości, zwłaszcza podczas zwarć wysokorezystancyjnych. Ponadto nie jest ona generowana przez duże przemysłowe odbiorniki energoelektroniczne.

W zabezpieczeniu pracującym w sieci z niewielką asymetrią można nastawić bardzo małą wartość mocy rozruchowej Q_r , rzędu 1 mvar, dzięki czemu uzyskuje się możliwość wykrywania zwarć z udziałem bardzo dużej rezystancji zwarcia rzędu 100 k Ω . Ze względu na bardzo małe wartości harmonicznych składowych symetrycznych zerowych prądów i napięć występujących podczas zwarć wysokooporowych wymagane jest stosowanie 16-bitowych przetworników analogowo-cyfrowych, zapewniających wysoką rozdzielczość.

Wartość mocy rozruchowej Q_r zależy w ogólnym przypadku od stopnia asymetrii sieci, odkształceń napięć zasilających i błędów filtrów składowych symetrycznych zerowych. W sieciach z kilkuprocentową asymetrią i kilkuprocentowym współczynnikiem odkształceń napięcia wymagana, ze względu na selektywność działania zabezpieczeń, wartość Q_r może być wielokrotnie większa niż w sieci symetrycznej, co prowadzi do znacznego zmniejszenia skuteczności działania zabezpieczenia. Do określenia właściwej nastawy mocy rozruchowej, uwzględniającej asymetrię sieciową, odkształcenia napięć powodowane przez nieliniowe odbiorniki i błędy filtrów składowych symetrycznych zerowych, niezbędne są dalsze badania.

Proponowane zabezpieczenie jest całkowicie odporne na zakłócenia zewnętrzne, powstające poza chronioną linią, ale może pobudzać się pod wpływem operacji łączeniowych lub skokowych zmian obciążenia na zabezpieczanej linii. Skutecznym sposobem eliminacji błędnych działań pod wpływem wewnętrznych zakłóceń łączeniowych jest stosowanie zwłoki czasowej.

BIBLIOGRAFIA

1. Synal B., Zjawiska ziemnozwarciowe w sieciach o małym prądzie zwarcia doziemnego, *Prace Naukowe Instytutu Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej* 1975, nr 31, Monografie nr 4.
2. Hänninen S., Single phase earth faults in high impedance grounded networks. Characteristics, indication and location, Technical Research Centre of Finland, Espoo 2001.
3. Marciniak L., Impulsowoprądowe i falkowe kryteria identyfikacji zwarć doziemnych rezystancyjnych oraz łukowych w sieciach średnich napięć, Wydawnictwo Politechniki Częstochowskiej, Monografie nr 273, 2013.
4. Łukowicz M., Metody wykrywania zwarć wysokorezystancyjnych w napowietrznych liniach elektroenergetycznych, *Prace Naukowe Instytutu Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej* 2013, nr 99, Monografie nr 32.
5. Michalik M., Okraszewski T.M., Application of the wavelet transform to backup protection of MV networks – wavelet phase comparison method, IEEE Bologna Power Tech Conference, paper No. 154, Bologna, Italy, 23–26 June 2003.
6. Elkalashy N.I., Lehtonen M., Advancing DWT-Bayesian technique for earth fault protection in MV networks, *The Online Journal on Electronics and Electrical Engineering* 2009, Vol. 1, No. 2, s. 89–93.
7. Kim C.J., Russell B.D., Harmonic behavior during arcing faults on power distribution feeders, *Electric Power Systems Research* 1988, No. 24, s. 219–225.
8. Benner C., Russell B.D., Practical high-impedance fault detection on distribution feeders, *IEEE Transactions on Industry Applications* 1997, Vol. 33, No. 3, s. 635–640.
9. Marciniak L., Wavelet criteria for identification of arc intermittent faults in medium voltage networks, Proceedings of the International Symposium „Modern Electric Power Systems, MEPS'10”, paper 09.1, Wrocław, 20–22 September 2010.
10. Marciniak L., Identyfikacja zwarć doziemnych wysokorezystancyjnych w sieciach średnich napięć, *Przegląd Elektrotechniczny* 2015, nr 8, s. 185–189.
11. Борковский С.О., Горева Т.С., Горева Т.И., Проблема диагностики однофазных замыканий на землю в сетях с малыми токами замыкания на землю, *Фундаментальные Исследования* 2014, No. 9, s. 954–959.
12. Marciniak L., Implementacje modeli łuku ziemnozwarciowego w programach PSCAD i Matlab/Simulink, *Przegląd Elektrotechniczny* 2012, nr 9a, s. 126–129.
13. Sawicki A., Haltof M., Nieliniowe modele matematyczne łuku elektrycznego, *Przegląd Elektrotechniczny* 2016, nr 11, s. 257–261.
14. Zieliński T., Cyfrowe przetwarzanie sygnałów. Od teorii do zastosowań, WKiŁ, Warszawa 2009.
15. Szafran J., Wiszniewski A., Algorytmy pomiarowe i decyzyjne cyfrowej automatyki elektroenergetycznej, WNT, Warszawa 2001.

Lubomir Marciniak

dr hab. inż., prof. PCz

Politechnika Częstochowska

e-mail: lubmar@el.pcz.czest.pl

Absolwent Wydziału Elektroniki Moskiewskiego Instytutu Energetycznego (1980), uzyskał tytuł doktora na tejże uczelni (1986), a następnie doktora habilitowanego na Wydziale Elektrycznym Politechniki Częstochowskiej (2014). Od 1980 roku pracuje w Instytucie Elektroenergetyki Politechniki Częstochowskiej, obecnie na stanowisku profesora. Zajmuje się elektroenergetyczną automatyką zabezpieczeniową, lokalizacją zwarć, modelowaniem sieci i zabezpieczeń oraz badaniami ich działania w stanach przejściowych.

Mateusz Piątek

mgr inż.

Termo-Klima MK, Katowice

e-mail: m.piatek@termo-klima.pl

Ukończył studia magisterskie ze specjalizacją elektroenergetyka na Wydziale Elektrycznym Politechniki Śląskiej w Gliwicach (2015). Tego samego roku rozpoczął studia III stopnia w Instytucie Elektroenergetyki na Politechnice Częstochowskiej. Obszar jego zainteresowań wypełnia elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa.

Niekonwencjonalne rozwiązanie blokady kołysaniowej zabezpieczeń podimpedancyjnych jednostki wytwórczej

Autor

Marcin Lizer

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

kołysania mocy, zabezpieczenia jednostek wytwórczych, blokady kołysaniowe, stabilność

Streszczenie

Autor przedstawia problem nieprawidłowego działania zabezpieczeń podimpedancyjnych jednostek wytwórczych oraz konwencjonalnych rozwiązań blokad kołysaniowych tych zabezpieczeń w czasie kołysań mocy. Zaprezentowano typowe rozwiązania zabezpieczeń impedancyjnych (21g) i odległościowych (21s) jednostek wytwórczych oraz blokad kołysaniowych tych zabezpieczeń. Wskazano wybrane, najbardziej prawdopodobne sytuacje rozwijania się asynchronicznych kołysań mocy, w czasie których może dochodzić do nieprawidłowego działania konwencjonalnych blokad kołysaniowych, co będzie prowadzić do zbędnego działania omawianych zabezpieczeń jednostki wytwórczej. W związku z powyższym zagrożeniem w artykule zaproponowano niekonwencjonalne rozwiązanie blokady kołysaniowej przeznaczone dla zabezpieczeń podimpedancyjnych bloków i przedstawiono przykładowe wyniki symulacji jej działania.

1. Zabezpieczenia podimpedancyjne jednostek wytwórczych

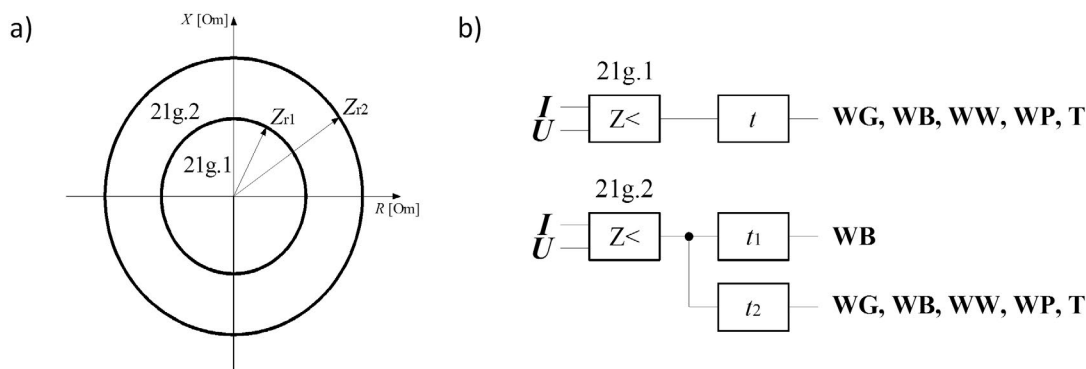
Bloki wytwórcze wyposaża się zwykle w dwa typy zabezpieczeń podimpedancyjnych: zabezpieczenie impedancyjne (21g) zainstalowane w elektrowni oraz zabezpieczenie odległościowe (21s) pracujące w polu blokowym stacji przyelektrownianej [6].

Zabezpieczenie impedancyjne generatora (21e)

Zabezpieczenie impedancyjne generatora jest rezerwowym zabezpieczeniem bloku i linii blokowej od skutków zwarcia międzyfazowych w obrębie bloku, linii blokowej i sieci zewnętrznej [8]. Zabezpieczenie to wyznacza impedancję pętli zwarcia na podstawie pomiaru prądu w punkcie neutralnym generatora oraz napięcia na jego zaciskach. Pracuje ono zwykle

z dwustrefową, bezkierunkową, kołową charakterystyką rozruchową (rys. 1a) oraz logiką działania pokazaną na rys. 1b.

Strefa wewnętrzna zabezpieczenia (21g.1 na rys. 1) nie powinna swoim zasięgiem wykraczać poza transformator blokowy – jej zasięg nastawia się zwykle na ok. 70% jego reaktancji. Strefa ta działa zwykle z niewielkim ($t < 400$ ms) opóźnieniem lub bezzwłocznie na całkowite wyłączenie bloku (otwarcie wyłączników: generatorowego WG, blokowego WB, wzbudzenia WW, potrzeb własnych WP oraz zamknięcie zaworów odcinających turbiny T). Strefa zewnętrzna zabezpieczenia (21g.2 na rys. 1) powinna swoim zasięgiem obejmować cały transformator blokowy oraz linię. Zwykle zasięg tej strefy dobiera się jako 120% reaktancji transformatora blokowego. Czas opóźnienia działania strefy 21g.2 powinien być dłuższy o przyjęty



Rys. 1. Zabezpieczenie impedancyjne generatora (21g): a) charakterystyka rozruchowa, b) logika

czas stopniowania od najdłuższego czasu zwłoki rezerwowanych zabezpieczeń odległościowych pracujących w stacji ($t_1 = 0,8-4$ s). Zadziałanie strefy 21g.2 powinno, z czasem t_1 , powodować odcięcie bloku od sieci (otwarcie wyłącznika blokowego WB). Jeżeli po tej operacji strefa 21g.2 nie odzwbudzi się, będzie to oznaczało, że zwarcie wystąpiło w obrębie bloku lub linii blokowej, a nie w sieci. Aby strefa 21g.2 była w stanie wyłączać również takie zakłócenia, należy zastosować drugi stopień czasowy, który z opóźnieniem t_2 spowoduje całkowite wyłączenie bloku. Czas t_2 powinien być dłuższy od czasu t_1 strefy 21g.2 o przyjęty stopień czasowy.

Zabezpieczenie odległościowe bloku (21s)

Funkcja zabezpieczenia odległościowego bloku jest rezerwowym zabezpieczeniem bloku i linii blokowej od skutków zwarc w obrębie bloku, linii blokowej i sieci zewnętrznej [8]. Zabezpieczenie 21s wyznacza impedancję pętli zwarcia na podstawie pomiaru prądu i napięcia w polu blokowym stacji przyelektrownianej. Pracuje ono zwykle z cztero- lub pięciostrefową, dwukierunkową, poligonalną charakterystyką rozruchową (rys. 2a). Zwykle strefy I i II zabezpieczenia 21s skierowane są w stronę bloku (w przód), a pozostałe strefy (III, IV i ewentualnie V) w stronę sieci zewnętrznej (w tył). Logika działania zabezpieczenia 21s pokazana jest na rys. 2b.

Strefa I zabezpieczenia 21s powinna obejmować zasięgiem reakcyjnym całą linię blokową oraz około 70% uzwojeń transformatora blokowego. Działanie strefy I powinno być bezzwłoczne lub opóźnione o minimalny czas zwłoki ($t_1 < 0,4$ s). Powinno ono powodować całkowite wyłączenie bloku. Strefa II zabezpieczenia 21s powinna obejmować zasięgiem reakcyjnym linię blokową i transformator blokowy oraz około 60% uzwojeń transformatora odczepowego. Działanie strefy II powinno być zwłoczne ($t_2 = 0,2-0,6$ s). Tak jak w przypadku strefy I, powinno ono powodować całkowite wyłączenie bloku.

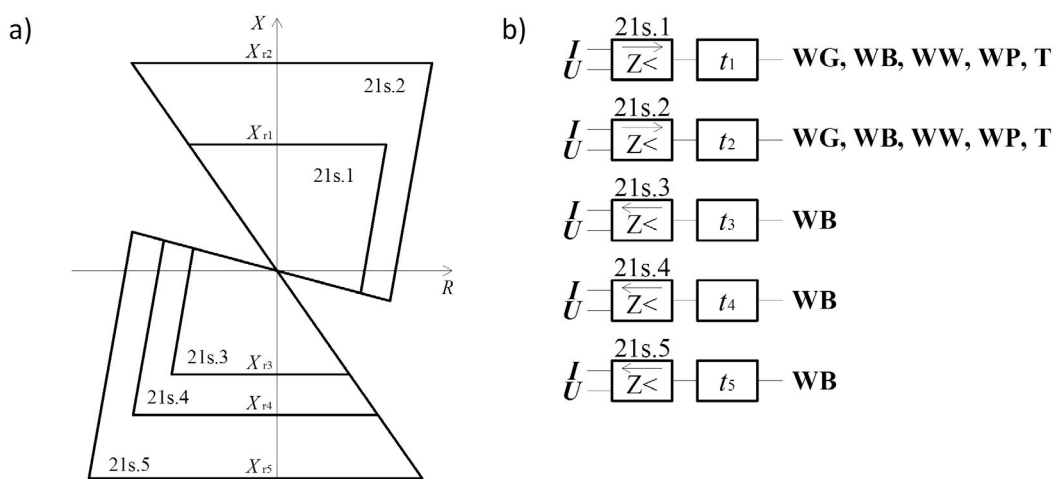
Pozostałe strefy III, IV i V zabezpieczenia 21s powinny być skierowane w stronę sieci. Zasięgi oraz czasy zwłoki tych stref powinny być skoordynowane z nastawieniami innych zabezpieczeń odległościowych pracujących w pobliskiej sieci. Z tego powodu

strefy te działają zwykle z długimi czasami zwłoki (rzędu 0,8–4 s). Zadziałanie wskazanych stref powinno powodować odcięcie bloku od sieci.

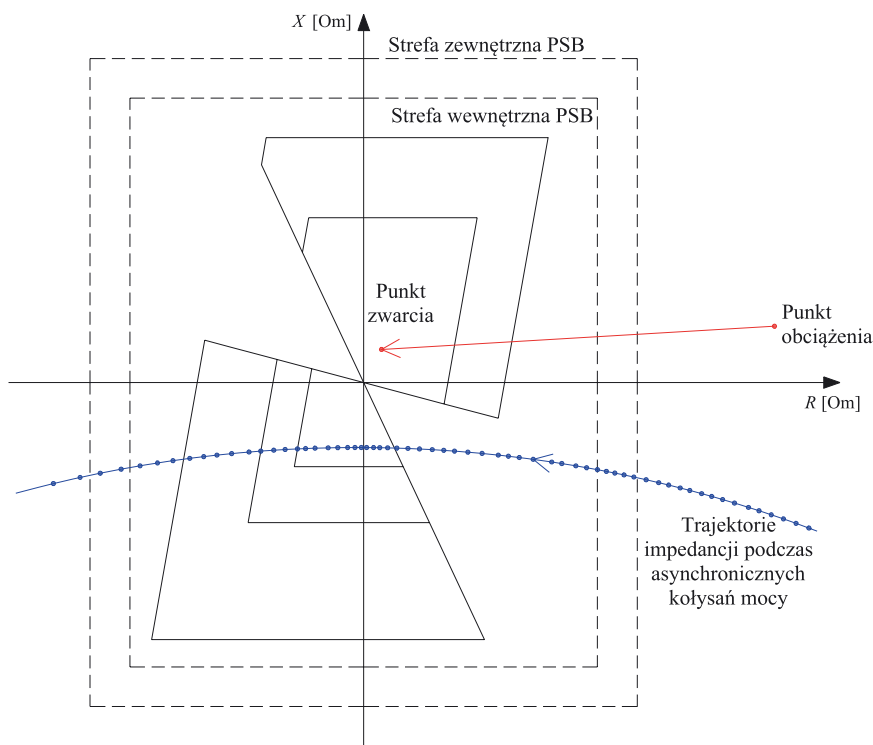
2. Konwencjonalne rozwiązania blokad kołysaniowych zabezpieczeń podimpedancyjnych jednostek wytwórczych

Zabezpieczenia podimpedancyjne jednostek wytwórczych narażone są na nieprawidłowe działanie w czasie kołysań mocy [6]. W szczególności szybkie strefy tych zabezpieczeń (21g.1 oraz 21s.1 i 2) są narażone na zbędne działanie w czasie rozwijania się asynchronicznych kołysań mocy [3]. Z tego powodu zabezpieczenia 21g i 21s powinny być wyposażane w blokady kołysaniowe (ang. *Power swing blocking* – PSB) zapewniające wykrywanie kołysań mocy i blokowanie zagrożonych zbędnym działaniem stref [1, 4, 5, 6, 7]. Konwencjonalne, najczęściej spotykane rozwiązania blokad kołysaniowych zabezpieczeń podimpedancyjnych działają na zasadzie sprawdzania czasu przejścia pomiędzy dodatkowymi strefami podimpedancyjnymi (zewnętrzną i wewnętrzną). Przykładowe charakterystyki blokady kołysaniowej zabezpieczenia 21s opartej na powyższym schemacie pokazano na rys. 3 [7]. W rozwiązaniu tym, w sytuacji powstania zwarcia dojdzie do skokowego przemieszczenia się trajektorii impedancji z punktu obciążenia do punktu zwarcia (czerwona trajektoria na rys. 3). W takiej sytuacji zmierzony przez blokadę czas przejścia trajektorii impedancji pomiędzy zewnętrzną i wewnętrzną strefą blokady będzie krótki (rzędu pojedynczych milisekund). Powinien on być krótszy od nastawienia czasu przejścia blokady. W tej sytuacji blokada nie zostanie aktywowana i będzie możliwe zadziałanie zabezpieczenia w czasie zwarcia.

W przypadku wywiązania się kołysań mocy (w szczególności asynchronicznych) trajektorie impedancji będą się przemieszczać po płaszczyźnie impedancji ze stosunkowo małą, zmienną prędkością (niebieska trajektoria na rys. 3). Jeśli trajektorie te przejdą przez charakterystyki blokady, to zmierzony przez nią czas przejścia między strefami PSB będzie znacznie większy niż w przypadku zwarcia (zwykle wynosi on od kilkunastu do kilkudziesięciu milisekund). Powinien on być dłuższy od nastawienia



Rys. 2. Zabezpieczenie odległościowe bloku (21s): a) charakterystyka rozruchowa, b) logika



Rys. 3. Przykładowe charakterystyki typowej blokady kołysaniowej zabezpieczenia odległościowego

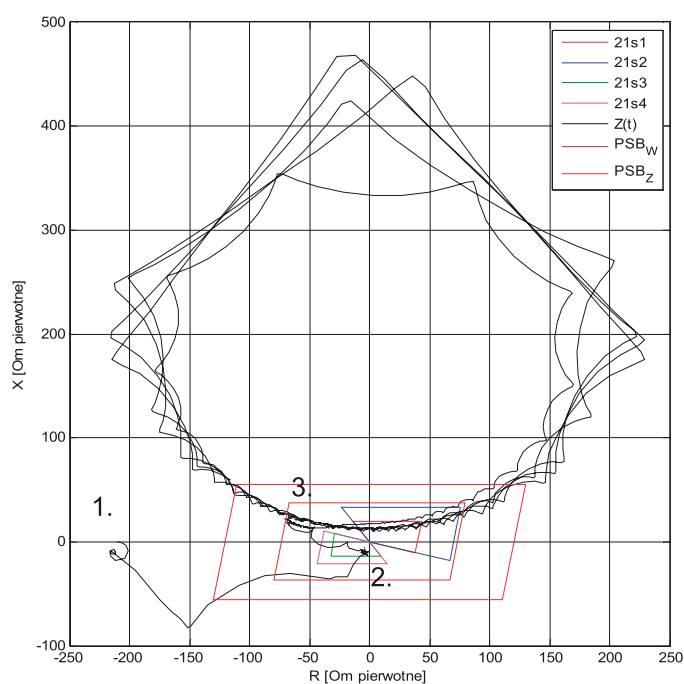
czasu przejścia. W tej sytuacji blokada zostanie aktywowana, co spowoduje zablokowanie wybranych stref.

Opisany typ blokady jest najczęściej spotykany w przekaźnikach realizujących funkcję zabezpieczenia odległościowego (21s). W zależności od przyjętego rozwiązania stosowane są różne kształty stref blokady. Zwykle są one zbliżone do kształtu stref rozruchowych funkcji odległościowej w danym urządzeniu. W stosunkowo niewielkiej liczbie przekaźników dostępne są inne typy blokad kołysaniowych. Rozwiązania takie – po wkroczeniu trajektorii impedancji do strefy rozruchowej blokady – bazują zwykle na szacowaniu przyrostów lub pochodnych impedancji. W przypadku zabezpieczenia 21g blokady kołysaniowe są rzadko dostępne, mimo że jest ono tak samo narażone na zbędne działanie w czasie kołysań mocy jak zabezpieczenie 21s [1, 4, 5, 6, 7].

3. Ryzyko nieprawidłowego działania konwencjonalnych rozwiązań blokad zabezpieczeń 21g i 21s w czasie kołysań mocy

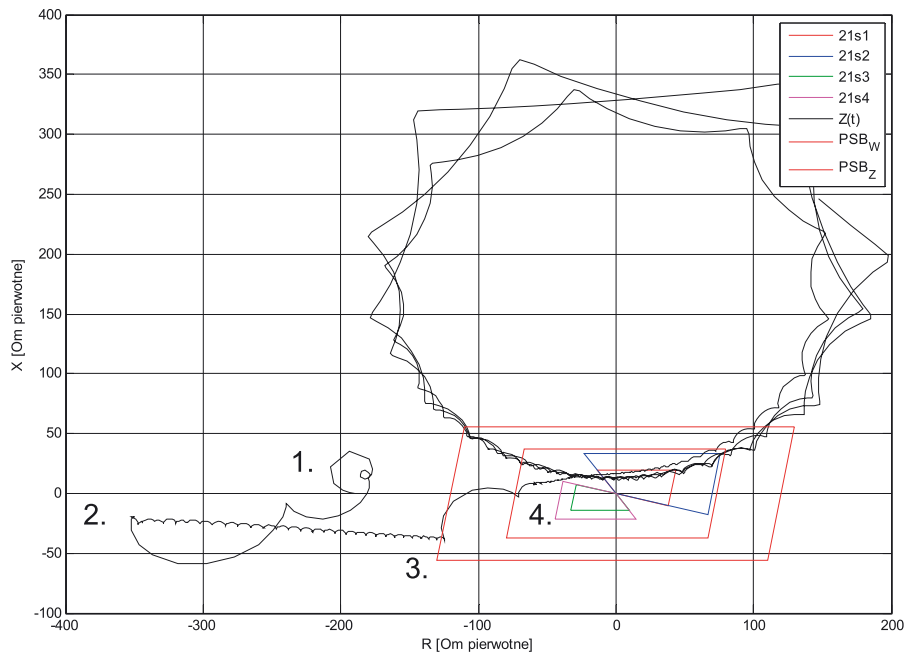
Konwencjonalne rozwiązania blokad kołysaniowych zabezpieczeń podimpedancyjnych bloków – zgodnie z np. [1, 3, 4, 5, 6, 7] – mogą działać nieprawidłowo w czasie wielu zjawisk towarzyszących rozwijaniu się i trwaniu asynchronicznych kołysań mocy. Może to doprowadzić do zbędnego zadziałania zabezpieczeń podimpedancyjnych bloków w czasie kołysań mocy, co może przyczynić się do powstania awarii systemowej.

W przypadku konwencjonalnych blokad zabezpieczeń podimpedancyjnych jednostek wytwórczych szczególne niebezpieczeństwo wystąpienia ich niewłaściwego działania pojawia się w sytuacji wywiązania się asynchronicznych kołysań mocy po likwidacji bliskiego zwarcia w sieci. Przykład trajektorii



Rys. 4. Przykładowe trajektorie impedancji widziane przez zabezpieczenie 21s wyposażone w konwencjonalną blokadę kołysaniową w czasie asynchronicznych kołysań mocy po likwidacji zwarcia

impedancji widzianych przez zabezpieczenie 21s w czasie symulacji opisanego zakłócenia pokazano na rys. 4. W przedstawionym przykładzie likwidacja zakłócenia nastąpiła po przekroczeniu granicznego czasu zwarcia (dla rozpatrywanych warunków), przez co po wyłączeniu zakłócenia jednostka wytwórcza utraciła



Rys. 5. Przykładowe trajektorie impedancji widziane przez zabezpieczenie 21s wyposażone w konwencjonalną blokadę kołysaniową w czasie kołysań podczas których dochodzi do działania SPZ

synchronizm. Na rys. 4 jest to zobrazowane jako skokowe przemieszczenie się trajektorii impedancji z punktu zwarcia (punkt 2 na rys. 4) do punktu, od którego rozpoczyna się pierwszy obrót asynchroniczny (punkt 3 na rys. 4). W przedstawionym przykładzie po zakończeniu zwarcia trajektorie impedancji nie opuszczają wewnętrznej strefy blokady zabezpieczenia 21s, przez co kryterium blokowania nie jest w tym przypadku sprawdzane. Zatem blokada nie ma możliwości wykrycia powstałych kołysań mocy, a co za tym idzie – niemożliwe jest zablokowanie zabezpieczenia 21s w czasie pierwszego obrotu asynchronicznego. W rozpatrywanym przypadku prowadzi to do zbędnego działania strefy I zabezpieczenia 21s podczas pierwszego obrotu kołysań mocy.

Lokalizacja punktu rozpoczynającego kołysania mocy po likwidacji zwarcia (punkt 3 na rys. 4) zależy od warunków napięciowych, parametrów zastępczych sieci i bloku oraz stopnia przekroczenia granicznego czasu likwidacji zwarcia (dla rozpatrywanych warunków) [4]. W zależności od wskazanych czynników punkt 3 (rys. 4) może wystąpić zarówno wewnątrz pasma blokady, jak i w strefie zabezpieczenia podlegającej blokowaniu. W pierwszym przypadku szanse na prawidłowe zadziałanie blokady są duże (sprawdzone zostanie jej kryterium działania). W drugim przypadku ryzyko zbędnego zadziałania blokowanego zabezpieczenia jest duże i zależy wyłącznie od czasu zwłoki stref pobudzonych w czasie kołysań mocy.

Drugim typem sytuacji, w czasie której występuje duże ryzyko nieprawidłowego działania konwencjonalnych blokad kołysaniowych zabezpieczeń 21g i 21s, jest przypadek działania automatyki samoczynnego ponownego załączenia (SPZ) linii podczas trwania kołysań asynchronicznych. Przykładem trajektorii impedancji pokazujących taką sytuację jest rys. 5. W przykładzie zasympulowano wyłączenie części linii sieciowych. Spowodowało

to wzrost impedancji zastępczej sieci oraz utratę synchronizmu jednostki wytwórczej. Kołysania asynchroniczne rozpoczynają się od przeskoku trajektorii impedancji z punktu obciążenia (1 na rys. 5) do punktu 2 na rys. 5.

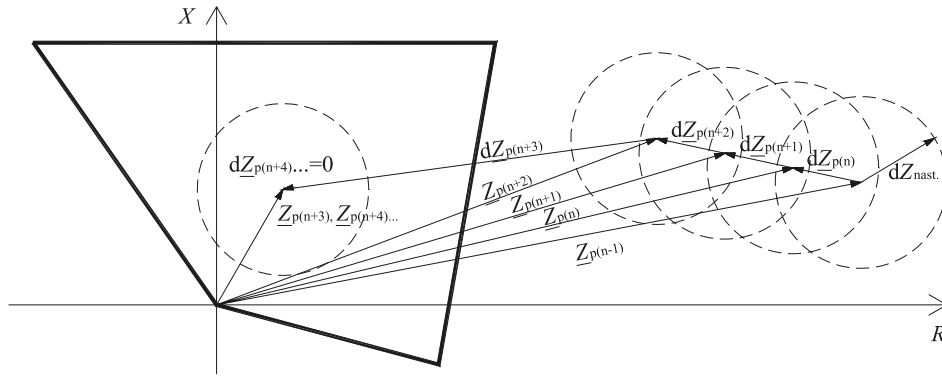
W czasie trwania pierwszego obrotu asynchronicznego zasympulowano ponowne załączenie części z wyłączonych wcześniej linii. Wpłynęło to skokowo na warunki kołysań mocy. W efekcie obniżyła się impedancja zastępcza systemu oraz zmieniły się warunki napięciowe, a co za tym idzie – środek kołysań przesunął się w stronę bloku. W następstwie opisanych zmian wystąpił przeskok trajektorii impedancji z punktu 3 do punktu 4 na rys. 5. Na jego skutek okres przebywania trajektorii impedancji w paśmie blokady uległ skróceniu. W symulowanym przypadku doprowadziło to do nieprawidłowego działania blokady zabezpieczenia 21s, a co za tym idzie – do jego zbędnego zadziałania.

Wskazane na rys. 4 i 5 przypadki nieprawidłowego działania konwencjonalnych blokad kołysaniowych zabezpieczeń podimpedancyjnych bloku są najbardziej prawdopodobne. W literaturze [3, 4, 6] można znaleźć więcej przykładów pokazujących ryzyko nieprawidłowego działania różnych rozwiązań blokad kołysaniowych.

4. Niekonwencjonalne rozwiązanie blokady kołysaniowej zabezpieczeń 21g i 21s

Z powodu opisanego zagrożenia nieprawidłowym działaniem blokad kołysaniowych zabezpieczeń podimpedancyjnych bloków wytwórczych poniżej zaproponowano niekonwencjonalne rozwiązanie blokady dedykowane dla zabezpieczeń 21g i 21s.

Kołysania mocy w pobliżu generatorów synchronicznych wywołują się na skutek likwidacji zwań oraz jako efekt zmian konfiguracji sieci istotnie zwiększających jej impedancję zastępczą. W obu



Rys. 6. Zasada działania detektora przeskoków trajektorii impedancji

przypadkach, po wystąpieniu czynnika inicjującego kołysania mocy, dochodzi do skokowej zmiany wysokości charakterystyki mocy $P(\delta')$ generatora [5], [8]. Zmianie tej odpowiada skokowe przemieszczenie się końca wektora impedancji widzianej przez zabezpieczenie 21g i 21s z punktu zwarcia lub punktu obciążenia początkowego do punktu, od którego rozpoczynają się kołysania mocy. Kołysania mocy obserwowane są przez zabezpieczenia podimpedancyjne bloku jako stosunkowo wolne i niejednostajne przemieszczanie się trajektorii impedancji po płaszczyźnie impedancji [8]. Proponowany algorytm blokady wykrywa kołysania mocy na podstawie opisanego powyżej mechanizmu ich powstawania, w oparciu o detekcję przeskoców trajektorii impedancji oraz monitoring pochodnych jej składowych. Działanie modelu proponowanego algorytmu blokady kołysaniowej ma charakter sekwencyjny i jest podzielone na trzy etapy.

Etap 1. Algorytm detekcji przeskoków trajektorii impedancji

Pierwszym etapem działania algorytmu blokady jest detekcja przeskoców trajektorii impedancji, świadczących o rozpoczęciu i likwidacji zwarć lub o zmianie konfiguracji sieci. Detekcja ta jest realizowana poprzez wyznaczanie modułów przyrostów impedancji dla kolejnych chwil czasowych. Jest ona stale aktywna, niezależnie od wartości chwilowej mierzonej przez przekładnik impedancji. Reprezentacja graficzna powyższego etapu została pokazana na przykładzie strefy I zabezpieczenia 21s na rys. 6. Detektor przeskoków trajektorii impedancji jest realizowany jako kołowa strefa nadimpedancyjna o środku w aktualnym punkcie pracy ($Z_{p(n)}$) oraz promieniu równym nastawionej wartości przyrostu impedancji (dZ_{nast}). W miarę zmieniania się punktu pracy generatora (np. na skutek zmiany obciążenia) środek strefy detektora ulega przesunięciu do nowego punktu odpowiadającego aktualnemu obciążeniu. Detektor sygnalizuje przeskoc trajektorii, jeśli wyznaczony moduł przyrostu impedancji $|dZ_{p(n)}|$ dla danej chwili jest większy lub równy nastawionemu parametrowi dZ_{nast} . Wykrycie przeskoków trajektorii impedancji zainicjuje pracę drugiego etapu działania algorytmu.

Etap 2. Algorytm wykrywania kołysań mocy

Po wykryciu przeskoków trajektorii impedancji swoje działanie rozpoczyna algorytm wykrywania kołysań mocy. Jego zadaniem jest wyznaczanie pochodnych składowych impedancji dla kolejnych chwil. Moduły wyznaczonych pochodnych rezystancji

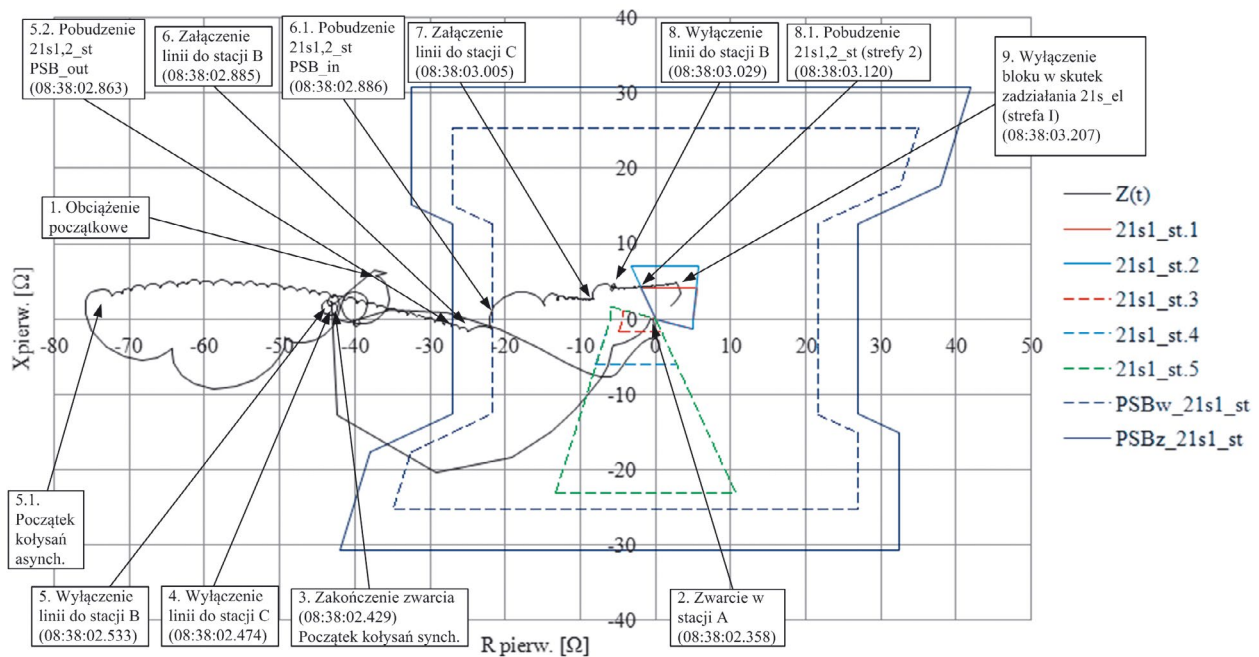
$|dR_{p(n)}/dt|$ i reaktancji $|dX_{p(n)}/dt|$ są porównywane z nastawioną wartością dZ_{nast}/dt . Jeśli $|dR_{p(n)}/dt|$ lub $|dX_{p(n)}/dt|$ jest w danej chwili większe lub równe nastawieniu dZ_{nast}/dt , kryterium blokady jest spełnione. Wystąpienie powyższego stanu (w którym utrzymuje się duża wartość pochodnej impedancji) będzie świadczyć o wywiązaniu się kołysań mocy. W sytuacji, kiedy powodem wystąpienia przeskoków trajektorii impedancji było np. rozpoczęcie się zwarcia, wyznaczone moduły $|dR_{p(n)}/dt|$ i $|dX_{p(n)}/dt|$ szybko staną się bliskie zeru. Przez co kryterium blokady nie będzie lub szybko przestanie być spełnione. Sygnał wyjściowy, świadczący o wykryciu kołysań mocy, aktywuje działanie trzeciego etapu algorytmu odpowiedzialnego za decyzję o zablokowaniu i odblokowaniu stref zabezpieczenia.

Etap 3. Algorytm blokowania stref zabezpieczenia podimpedancyjnego bloku

Po wykryciu kołysań mocy algorytm blokowania musi podjąć decyzję o zablokowaniu lub niezablokowaniu danej strefy zabezpieczenia podimpedancyjnego bloku. Sygnałem blokującym jest sygnał wyjściowy algorytmu wykrywania kołysań mocy (etap 2). Utrzymywanie się stanu wysokiego tego sygnału świadczy o występowaniu kołysań mocy. Stan taki nie powoduje jeszcze zablokowania zabezpieczenia podimpedancyjnego bloku. Wybrana strefa rozruchowa zabezpieczenia zostanie zablokowana, jeśli dojdzie do jej zadziałania w czasie, kiedy spełniony jest warunek wykrywania kołysań mocy. Odblokowanie strefy nastąpi po opuszczeniu jej przez trajektorię impedancji (np. w czasie kolejnych obrotów asynchronicznych) lub jeśli nastąpi dezaktywacja algorytmu wykrywania kołysań mocy (np. w sytuacji zwarcia podczas kołysań mocy). Do dezaktywacji blokady dojdzie, jeśli stan nieaktywnego kryterium blokowania utrzyma się przez nastawiony czas resetu. Sygnał dezaktywacji blokady wyłącza również moduł odpowiedzialny za realizację algorytmu wykrywania kołysań mocy (etap 2).

5. Wyniki symulacji działania proponowanego rozwiązania blokady kołysaniowej

Zaproponowane rozwiązanie blokady kołysaniowej zabezpieczeń podimpedancyjnych bloku zostało sprawdzone w wielowariantowych badaniach symulacyjnych. W przypadku zabezpieczenia 21g przyjęto, że zablokowana będzie jego bezzwłoczna



Rys. 7. Trajektorie impedancji widziane przez zabezpieczenie 21s wyposażone w konwencjonalne rozwiązanie blokady kołysaniowej w czasie analizowanego zakłócenia

strefa wewnętrzna (21g.1). Dla zabezpieczenia 21s przyjęto blokowanie jego bezzwłocznej strefy I skierowanej w stronę bloku. Jak wskazują wyniki badań symulacyjnych np. z [3], pozostałe strefy zabezpieczeń 21g i 21s działają zwykle z opóźnieniami wystarczającymi, aby nie doszło do zbędnego ich zadziałania podczas kołysań mocy.

Jako przykład przedstawiono poniżej symulacyjne odtworzenie rzeczywistego zakłócenia, do jakiego doszło w KSE. Zakłócenie to zostało opisane np. w [4]. Podczas wskazanego zakłócenia zanotowano asynchroniczne kołysania mocy generatora jednej z dużych elektrowni w wyniku bliskiego zwarcia 2-fazowego w stacji przyelektrownianej A oraz zbędnego wyłączenia linii sieciowych pomiędzy stacją A i B oraz A i C podczas tego zakłócenia. Po tych zdarzeniach generator pracujący w elektrowni utracił synchronizm. Podczas trwania asynchronicznych kołysań mocy działała automatyka SPZ zbędnie wyłączonych linii, w efekcie czego zmieniały się warunki kołysań rozpatrywanej jednostki wytwórczej. W rezultacie doszło do brakującego działania blokady kołysaniowej jednego z zabezpieczeń odległościowych (21s) omawianego bloku, działającej na zasadzie przedstawionej na rys. 3 (doszło do sytuacji pokazanej na rys. 5). W następstwie doszło do zbędnego wyłączenia bloku przez strefę I zabezpieczenia 21s. Trajektorie impedancji widziane w czasie zakłócenia przez zabezpieczenie 21s pokazano na rys. 7 [4].

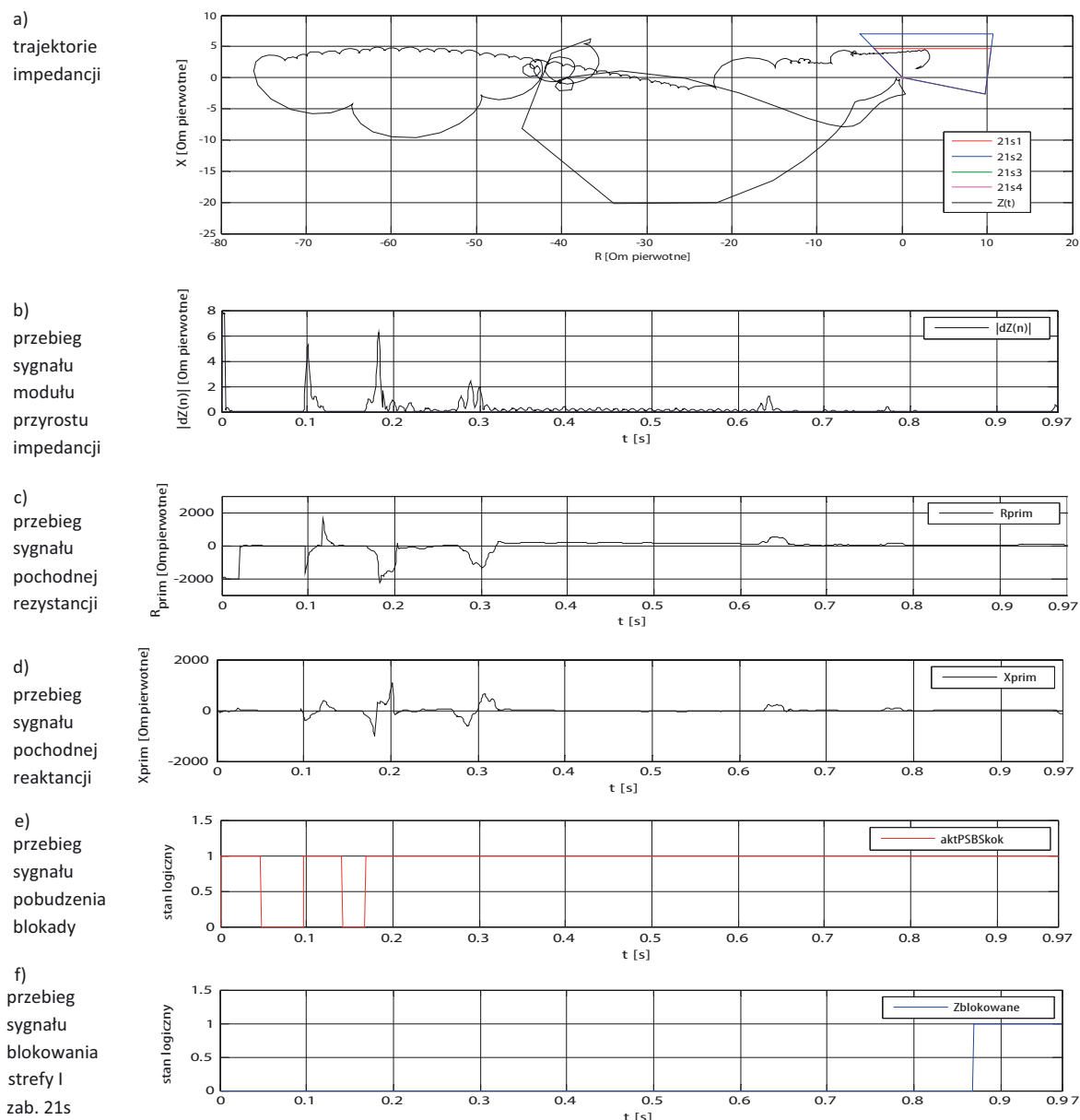
Na podstawie rejestracji omawianego zakłócenia z urządzenia realizującego funkcję zabezpieczenia 21s przeprowadzono symulacje pokazujące, jak zaproponowany algorytm blokady zabezpieczeń podimpedancyjnych bloku zachowałby się w czasie tego zakłócenia. Wyniki symulacji przeprowadzonej dla zabezpieczenia 21s pokazano na rys. 8 w formie trajektorii impedancji oraz analogowych i dwustanowych sygnałów blokady.

Zgodnie z uzyskanymi wynikami symulacji zwarcie w stacji A, od którego rozpoczęło się omawiane zakłócenie, zostało

zidentyfikowane przez zabezpieczenie 21s poza obszarami stref rozruchowych. Zabezpieczenie 21s miało aktywne dwie strefy skierowane w stronę bloku (rys. 7 i 8). Zamodelowany algorytm blokady prawidłowo wykrył skokową zmianę impedancji w chwili rozpoczęcia się zwarcia ($t = 0,097$ s, rys. 8a i b). W tym samym momencie doszło do krótkotrwałego aktywowania się blokady zabezpieczenia 21s, na skutek występowania stanów przejściowych algorytmu. Pobudzenie blokady utrzymało się do chwili $t = 0,142$ s (rys. 8b i e), a więc przez 45 ms. W tym okresie żadna ze stref zabezpieczenia 21s nie była pobudzona, więc nie doszło do jej zbędnego zablokowania.

Blokada zabezpieczenia 21s wykryła też prawidłowo przeskok trajektorii impedancji występujący w momencie likwidacji zwarcia w stacji A. Doszło do tego w chwili $t = 0,168$ s (rys. 8a i b). W tym samym momencie blokada zabezpieczenia 21s aktywowała się, co potwierdza rys. 8e. Po wystąpieniu tego przeskoku rozpoczęły się początkowo synchroniczne, a następnie asynchroniczne kołysania analizowanego generatora. Zgodnie z uzyskanymi wynikami symulacji blokada zabezpieczenia 21s nie dezaktywowała się przez cały okres tych kołysań aż do końca symulacji (rys. 8e).

Detektor przeskoku trajektorii impedancji blokady prawidłowo wykrywał też dalsze skokowe zmiany impedancji towarzyszące kolejnym zmianom konfiguracji sieci w czasie kołysań mocy. Wyłączenia linii łączących stację A oraz stacje B i C zostały zidentyfikowane przez blokadę, począwszy od chwili $t = 0,275$ s, aż do chwili $t = 0,312$ s (rys. 8b i e). Po wystąpieniu tych wyłączeń rozpoczęły się kołysania asynchroniczne rozpatrywanego generatora. Zgodnie z [4], w czasie trwania asynchronicznych kołysań mocy doszło do ponownego załączenia linii pomiędzy stacją A i B w cyklu automatyki SPZ. Blokada kołysaniowa zabezpieczenia 21s zidentyfikowała tę zmianę konfiguracji jako przeskok trajektorii impedancji zmieniający warunki kołysań mocy,



Rys. 8. Trajektorie impedancji widzianej przez zabezpieczenie 21s oraz przebiegi czasowe sygnałów wewnętrznych proponowanego rozwiązania blokady kołysaniowej w czasie analizowanego zakłócenia

w chwili $t = 0,624$ s (rys. 8b i e). Następnie doszło do ponownego załączenia linii pomiędzy stacją A i C w cyklu automatyki SPZ oraz praktycznie jednoczesnego wyłączenia linii pomiędzy stacją A i B [4]. Opiswane zmiany konfiguracji sieci zostały prawidłowo zidentyfikowane przez blokadę zabezpieczenia 21s, począwszy od chwili $t = 0,771$ s, aż do chwili $t = 0,776$ s (rys. 8b i e).

Po wystąpieniu opisanych zmian konfiguracji sieci doszło do wkroczenia trajektorii impedancji do strefy I i II zabezpieczenia 21s, w chwili $t = 0,862$ s. Zgodnie z uzyskanymi wynikami symulacji zastosowane rozwiązanie blokady kołysaniowej zabezpieczenia 21s było pobudzone przez cały okres trwania kołysań mocy (począwszy od chwili likwidacji zwarcia w stacji A, aż do końca symulacji, rys. 8a i e). Zatem po wkroczeniu trajektorii impedancji w obszar bezzwłocznej strefy I doszło do jej prawidłowego zablokowania (rys. 8f), dzięki czemu uniknięto jej zbędnego zadziałania. W czasie analizowanego zakłócenia nie doszło też do zbędnego zadziałania strefy II zabezpieczenia 21s. Strefa

ta nie podlegała blokowaniu (zgodnie z założeniami przyjętymi w modelu) i pracowała z czasem zwłoki równym 200 ms, który był wystarczający, aby przeczekać przejście trajektorii impedancji podczas kołysań mocy przez wskazaną strefę [3, 4].

Zatem zaproponowany algorytm blokady kołysaniowej prawidłowo współpracował z zabezpieczeniem 21s omawianego bloku w czasie rozpatrywanego rzeczywistego zakłócenia. Analogiczne symulacje zostały też przeprowadzone dla zabezpieczenia 21g.

6. Podsumowanie

W artykule przedstawiono typowe rozwiązania zabezpieczeń podimpedancyjnych bloków wytwórczych oraz konwencjonalnych blokad kołysaniowych tych zabezpieczeń. Wskazano też prawdopodobne sytuacje, w których może dochodzić do nieprawidłowego działania opisanych blokad, w efekcie czego może dochodzić do zbędnego działania omawianych zabezpieczeń. W związku z istnieniem opisanego zagrożenia w artykule

zaproponowano niekonwencjonalne rozwiązanie blokady kołysaniowej przeznaczone dla zabezpieczeń podimpedancyjnych bloków wytwórczych. Zaproponowane rozwiązanie zostało sprawdzone przez wielowariantowe symulacje. Sprawdzono również zachowanie się tego algorytmu podczas awarii systemowej odtworzonej symulacyjnie na podstawie rejestracji zakłóceń z przekaźników biorących udział w tej awarii. Uzyskane wyniki są pozytywne i potwierdzają poprawność założeń przyjętych na etapie koncepcji.

BIBLIOGRAFIA

1. Dobrzyński K. i in., Opracowanie katalogu wymagań dla systemów zabezpieczeń elektrycznych generatorów w zakresie stosowanych funkcji i koordynacji ich nastaw z EAZ w sieci przesyłowej – Etap I i II, praca Instytutu Energetyki i Politechniki Gdańskiej dla PSE Operator S.A., Warszawa 2011.
2. Kończykowski S., Podstawy stabilności układów elektroenergetycznych, WNT, Warszawa 1974.
3. Lizer M., Impedancyjne i odległościowe zabezpieczenia bloku w czasie zakłóceń w sieci zewnętrznej, Konferencja „Zabezpieczenia przekaźnikowe w energetyce”, Kocierz 17–19.10.2012.
4. Lizer M., Wróblewska S., Wpływ kołysań mocy na pracę zabezpieczeń odległościowych bloku na przykładzie zakłócenia w stacji przyelektrownianej, Konferencja APE'13, Jurata 12–14.06.2013.
5. Machowski J., Selektowność działania zabezpieczeń w trakcie kołysań mocy w systemie elektroenergetycznym, Konferencja „Zabezpieczenia przekaźnikowe w energetyce”, Kocierz 17–19.10.2012.
6. Machowski J., Smolarczyk A., Opracowanie zasad nastaw blokad przeciwkołysaniowych zabezpieczeń pod kątem odbudowy systemu – etap II, praca Instytutu Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej dla PSE Operator S.A., Warszawa 2006.
7. Power swing and out-of-step consideration on transmission lines, A report to the Power System Relaying Committee Of the IEEE Power Engineering Society, 2005.
8. Żydanowicz J., Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa, WNT, Warszawa 1979.

Marcin Lizer

mgr inż.

Instytut Energetyki

e-mail: Marcin.Lizer@ien.com.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Warszawskiej. Obecnie przygotowuje rozprawę doktorską w Instytucie Energetyki, poświęconą niekonwencjonalnemu rozwiązaniu blokady kołysaniowej zabezpieczeń podimpedancyjnych jednostki wytwórczej. Zawodowo zajmuje się zagadnieniami związanymi z zabezpieczeniami jednostek wytwórczych, sieci przesyłowych, rozdzielczych i przemysłowych.

Struktura automatyki zabezpieczeniowej 2-kadziowego symetrycznego przesuwника fazowego

Autorzy

Tomasz Bednarczyk
Adrian Halinka
Piotr Adrian Rzepka
Mateusz Szabllicki

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

przesuwnik fazowy, automatyka zabezpieczeniowa, transformator, zakłócenia

Streszczenie

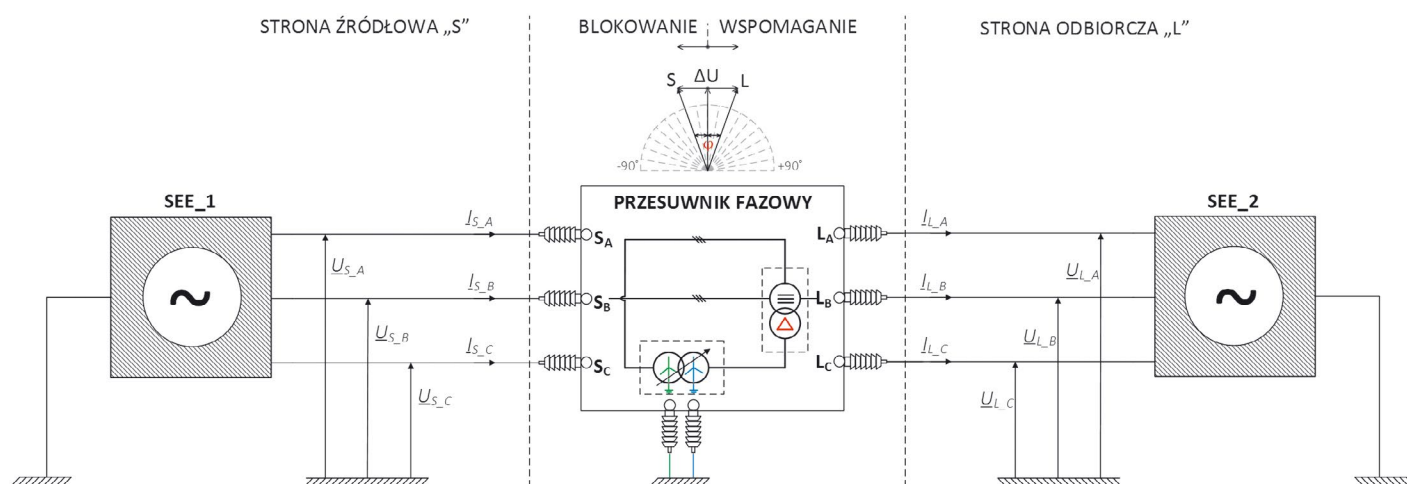
Przesuwniki fazowe są nowym elementem polskiego systemu elektroenergetycznego. Ich podstawowym zadaniem jest umożliwienie operatorowi systemu przesyłowego sterowania przepływami mocy czynnej na połączeniu transgranicznym polskiego i niemieckiego systemu elektroenergetycznego.

W artykule przedstawiono charakterystykę budowy 2-kadziowego symetrycznego przesuwника fazowego (z uwzględnieniem kluczowych aspektów konstrukcyjnych) oraz ideę jego działania. Zamieszczono opis struktury elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej stosowanej dla takiego przesuwника fazowego, uwzględniając umiejscowienie przetworników pomiarowych oraz kryteria zabezpieczeniowe wykorzystywane w zabezpieczeniach służących do jego ochrony przed skutkami zwarć wieloprądowych. Przedstawiono wyniki analizy warunków działania wybranych zabezpieczeń w przypadkach zwarć symetrycznych i niesymetrycznych wewnętrznych (zlokalizowanych wewnątrz przesuwника lub na jego wyprowadzeniach) i zewnętrznych (zlokalizowanych poza przesuwnikiem, w jego otoczeniu sieciowym). Stanowiło to podstawę oceny spodziewanej poprawności realizacji powierzonych zadań, w tym zabezpieczeniowych.

1. Zastosowanie przesuwników fazowych w SEE

Przesuwnik fazowy (PF) jest używany do sterowania przepływem mocy czynnej w złożonej sieci przesyłowej, w tym pozwala na poprawę zdolności przesyłowych, niezawodności

i bezpieczeństwa pracy tej sieci. Jest skutecznym i ekonomicznym narzędziem, które umożliwia zwiększenie niezawodności i efektywności sterowania przepływem mocy w przeciążonej linii przesyłowej, w której został zainstalowany.



Rys. 1. Schemat przesuwника fazowego

Liczba rdzeni	1-rdzeniowe			2-rdzeniowe	
Sposób połączeń	symetryczne	asymetryczne	heksagonalne	symetryczne	asymetryczne

Tab. 1. Rozwiązania konstrukcyjne PF

W polskim systemie elektroenergetycznym (SEE) zastosowanie znalazły PF regulujące przepływ mocy czynnej za pomocą zespołu transformatorowego (rys. 1) składającego się z transformatora szeregowego oraz transformatora dodawczego.

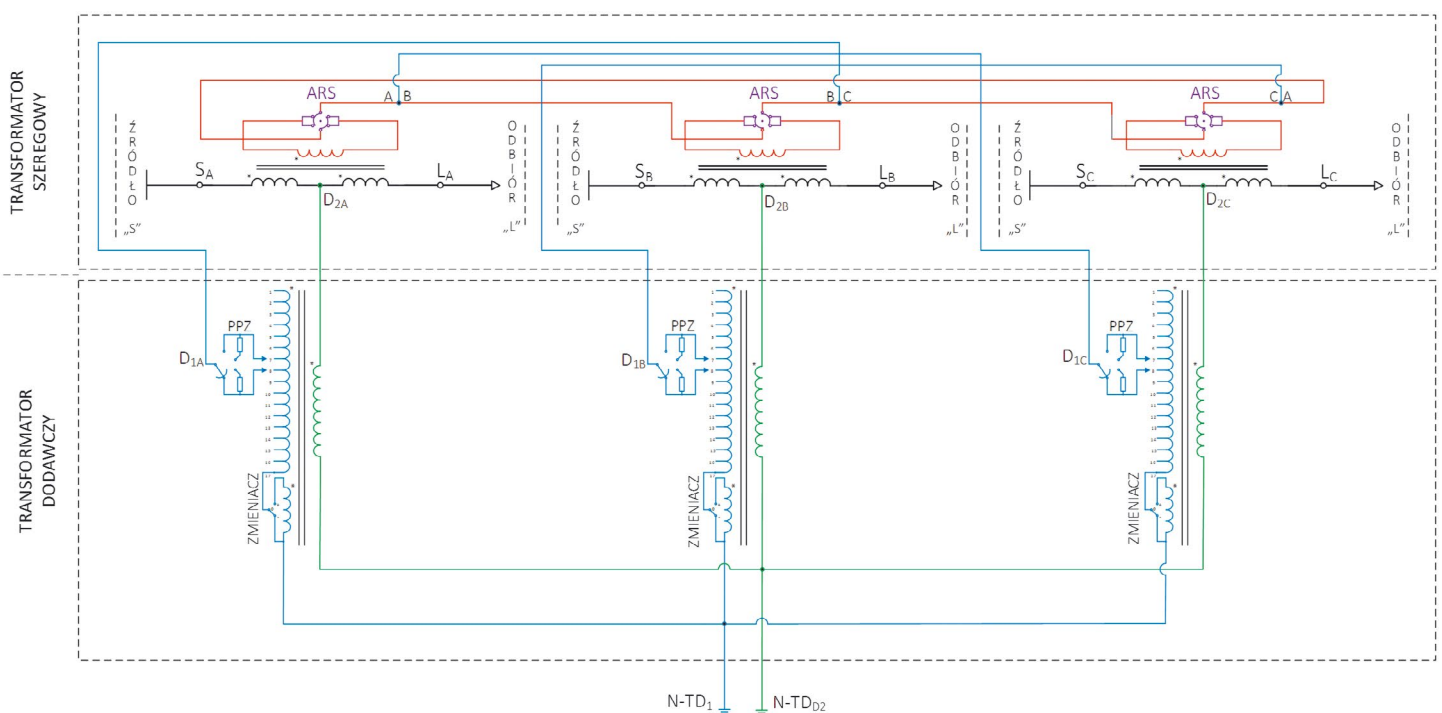
Podstawowa koncepcja regulacji kąta fazowego w PF polega na dodaniu dodatkowego napięcia (napięcia kwadraturowego ΔU) do napięcia występującego w torze głównym, w celu zwiększenia lub zmniejszenia przepływającej mocy czynnej.

2. Rozwiązania konstrukcyjne PF

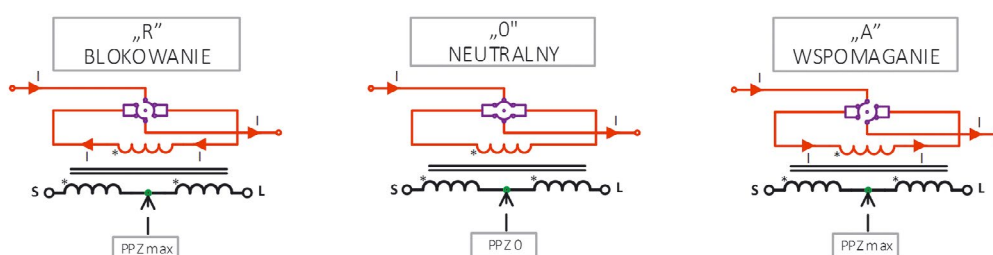
Wyróżnia się wiele różnych konstrukcji PF. W sposób uproszczony przedstawiono to w tab. 1, wyróżniając dwa kryteria podziału, tj. liczbę rdzeni oraz sposób połączeń.

Na potrzeby tego artykułu rozpatrywanym rozwiązaniem konstrukcyjnym jest 2-rdzeniowy symetryczny PF (rys. 2).

Składa się on z dwóch odrębnych jednostek transformatorowych połączonych ze sobą galwanicznie. Jednostka główna nosi nazwę transformatora szeregowego (TS), której uzwojenie pierwotne podzielone jest na dwie symetryczne części, tj. strony źródłowej „S” (ang. *source*) oraz strony odbiorczej „L” (ang. *load*). Uzwojenie wtórne TS połączone jest w układzie trójkąta z wpiętym w obwód główny przełącznikiem zmiany kierunku przepływu mocy ARS (ang. *Advanced Retard Switch*). Jednostka dodawcza (jednostka wzbudzająca) jest 2-zwojowym transformatorem dodawczym (TD) o grupie połączeń YNyn0. Na rys. 2, a także w całym opracowaniu, przyjęto kolorystyczną identyfikację uzwojeń i połączeń jednostek transformatorowych: **TS** – uzwojenie pierwotne (szeregowy), wtórne (D), TD – uzwojenie pierwotne (YN), wtórne (yn).



Rys. 2. Konstrukcja symetrycznego PF [1]



Rys. 3. Kierunek przepływu prądu w zależności od pozycji przełącznika ARS dla jednej fazy – uzwojenie wtórne TS – uzwojenie pierwotne TS [1]

2.1. Transformator szeregowy

TS jest głównym elementem PF, którego uzwojenie włączone jest szeregowo w obwód pomiędzy szynami zbiorczymi stacji elektroenergetycznej (strona źródłowa – „S”) a linią przesyłową (odbior – „L”). Ze względu na symetryczne wykonanie PF uzwojenie pierwotne TS składa się z dwóch części podzielonych symetrycznie między strony „S” i „L”. Pomiedzy wydzielonymi częściami uzwojenia pierwotnego TS wykonane jest galwaniczne połączenie z wtórnym uzwojeniem TD (rys. 2), które „wprowadza” napięcie dodawcze ΔU (ang. *quadrature*).

Uzwojenie wtórne TS połączone jest w układzie trójkąta. Przesunięcie godzinowe pomiędzy napięciami strony pierwotnej i wtórnej wynosi 1 (30°), a wartość napięcia wtórnego wynika z przekładni. W obwodzie wtórnym jest zainstalowany przełącznik ARS. Uzwojenie wtórne TS zasila pierwotne uzwojenie TD z uwzględnieniem odpowiedniego przyłączenia faz.

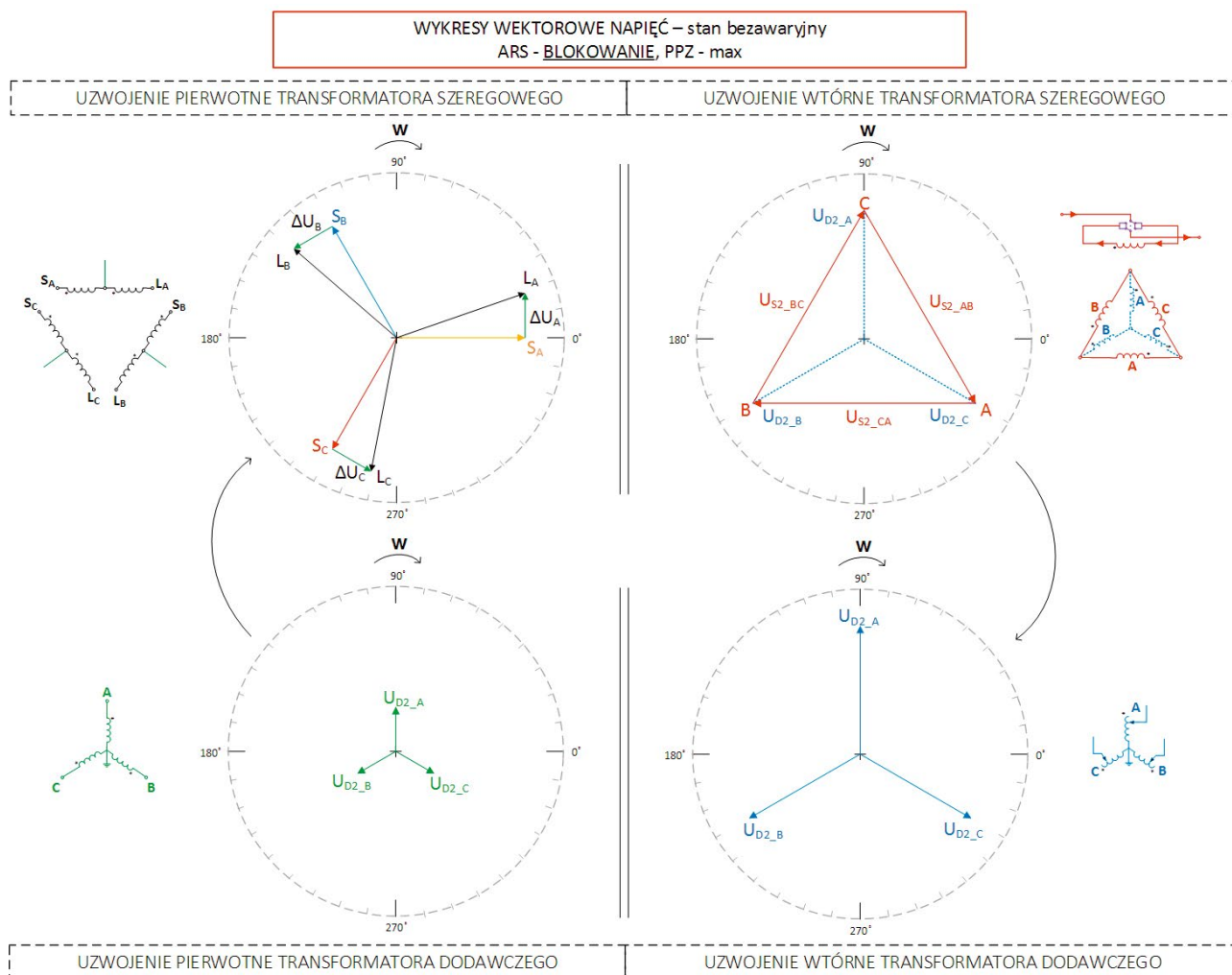
2.2. Przełącznik ARS

Przełącznik ARS służy do zmiany kierunku regulacji, co realizuje się poprzez reorientację kierunkowości połączenia początków i końców uzwojenia trójkątowego TS. Natomiast regulacja kąta fazowego odbywa się za pośrednictwem podobciążeniowego przełącznika zaczeów (PPZ).

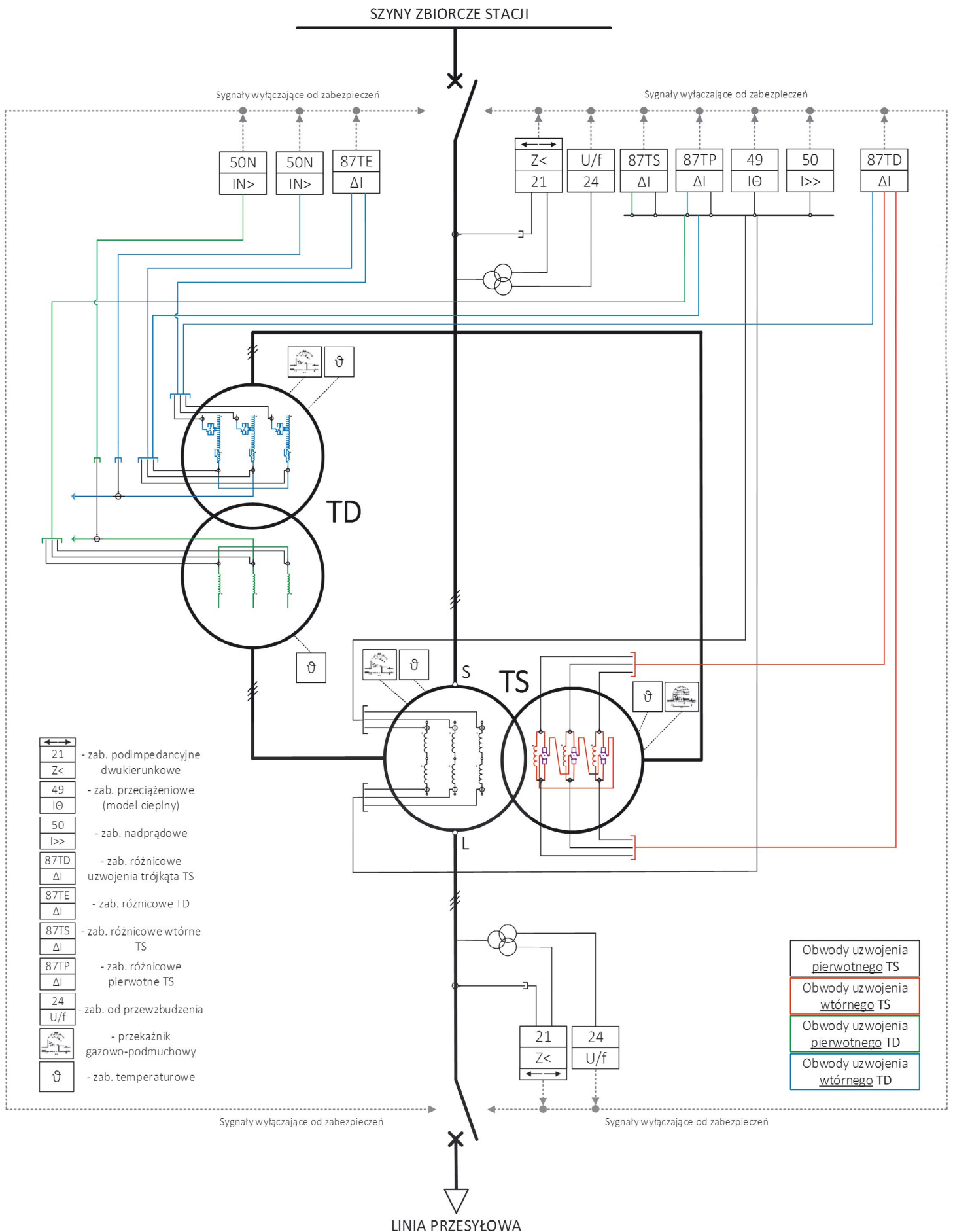
ARS ma trzy pozycje pracy (rys. 3):

- „A” (ang. *advanced* – wspomaganie) – uzwojenia TS połączone są przeciwsośnie, w tej pozycji przełącznika ARS regulacja kąta odbywa się w zakresie od 0° do 20° (regulacja kąta za pośrednictwem PPZ); jest to wystawienie PF, które „wspomaga” przepływ mocy czynnej w gałęzi sieciowej z PF – przez gałąź przepływie moc o większej wartości niż w sytuacji braku PF
- „0” – uzwojenia TS są zwarte, w tej pozycji przełącznika ARS nie ma możliwości regulacji kąta; jest to pozycja neutralna, a przesunięcie fazy pomiędzy stroną „S” i „L” wynika jedynie z obecności impedancji TS
- „R” (ang. *retard* – blokowanie) – uzwojenia TS połączone są przeciwsośnie, w tej pozycji przełącznika ARS regulacja kąta odbywa się w zakresie od 0° do -20°; jest to wystawienie PF, które „blokuje” (hamuje) przepływ mocy czynnej w gałęzi z PF – przez gałąź przepływie moc o mniejszej wartości niż w sytuacji braku PF.

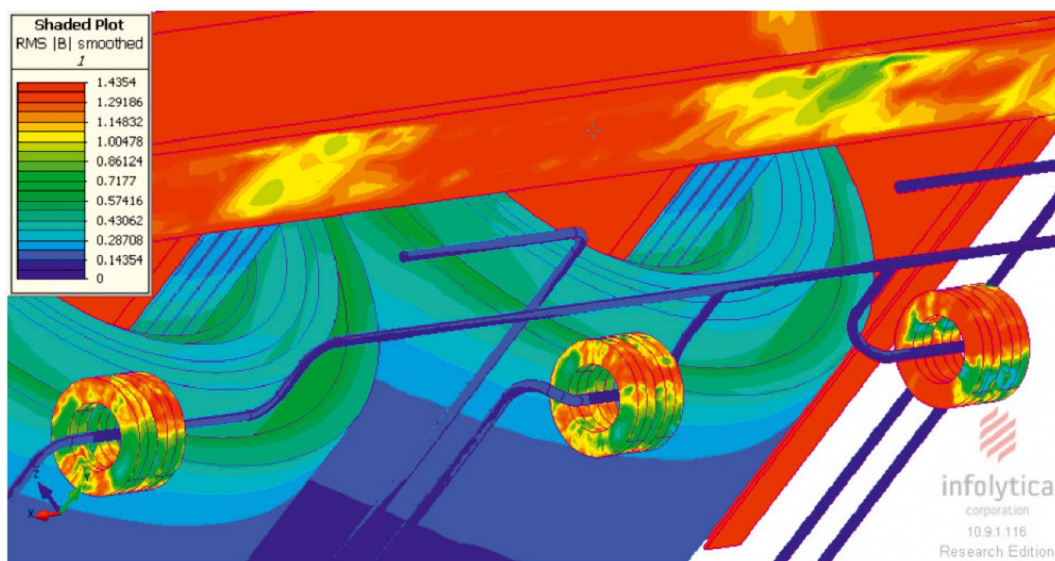
Zmiana pozycji przełącznika ARS może nastąpić tylko w przypadku [1], gdy kąt regulacji wynosi 0°. W praktyce nigdy nie występuje zerowe przesunięcie kątowe pomiędzy stroną „S” i „L”, dlatego przyjmuje się jako możliwą do przełączenia ARS najniższą pozycję PPZ.



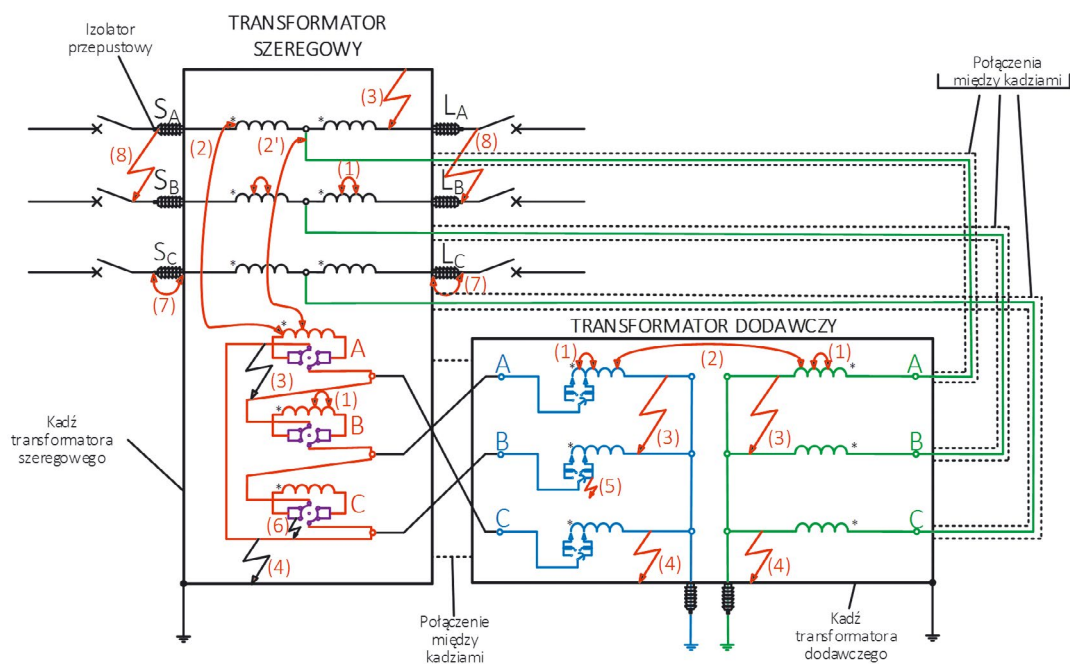
Rys. 4. Wykres wektorowy napięć dla poszczególnych jednostek transformatorowych PF



Rys. 5. Schemat strukturalny obwodów EAZ PF



Rys. 6. Przykład rozmieszczenia przekładników prądowych wewnątrz kadzi transformatora [13]



Rys. 7. Możliwe lokalizacje zwarcia w PF, zwarcia wewnętrzne: (1) – zwojowe, (2) – międzyzwojowe, (3) – międzyfazowe na wyprowadzeniach uzwojeń, (4) – uzwojenia z kadzią transformatora, (5) – PPZ, (6) – ARS, zwarcia zewnętrzne: (7) pomiędzy fazą a kadzią, (8) – międzyfazowe

2.3. Transformator dodawczy

TD jest elementem PF, który wpływa na kształtowanie się wartości kąta fazowego pomiędzy stroną „S” i „L” w zadanym zakresie wynikającym z jego parametrów znamionowych. Uzwojenie wtórne TD wykonane jest w układzie połączeń gwiazdy z wyprowadzonym i uziemionym punktem zerowym. Poszczególne fazy zasilane są z odpowiednich zacisków uzwojenia trójkąta TS (rys. 2) w taki sposób, aby fazor napięcia dodatkowego wprowadzanego do uzwojenia pierwotnego TS był zorientowany względem danej fazy TS pod kątem 90° . Uzwojenie pierwotne

TD wyposażone jest w PPZ, za pomocą którego regulowana jest wartość napięcia dodatkowego. Zakres regulacji napięcia PPZ odpowiada zakresowi regulacji kąta fazowego pomiędzy stroną „S” i „L”. Uzwojenie pierwotne TD jest również połączone w układzie gwiazdy z wyprowadzonym i uziemionym punktem zerowym. Strona wtórna TD jest przyłączona pomiędzy symetrycznie rozłożone części uzwojenia pierwotnego TS, co umożliwia wprowadzenie napięcia dodatkowego do obwodu pierwotnego i tym samym regulację parametrów mocy czynnej (wartość i kierunek przepływu) w gałęzi z PF.

3. Koncepcja elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej PF

Wymagania techniczne dla układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej (EAZ) transformatorów NN, zawarte w [12], określają zalecany zestaw funkcji zabezpieczeniowych dla PF:

- 1) dwa zabezpieczenia podstawowe (różnicowe) reagujące na zwarcia zlokalizowane w transformatorze, z wyjątkiem zwarć zwojowych
- 2) po dwa zabezpieczenia rezerwowe (zabezpieczenie odległościowe, zabezpieczenie ziemnozwarciowe) po każdej stronie uzwojenia górnego i dolnego napięcia transformatora
- 3) zabezpieczenie w pkt gwiazdowym
- 4) zabezpieczenia producenta: zabezpieczenie przepływowo-gazowe, modele cieplne oraz czujniki temperaturowe.

Na rys. 5 przedstawiono schemat strukturalny EAZ PF wraz z lokalizacją przekładników prądowych i napięciowych, z których doprowadza się sygnały wejściowe do poszczególnych zabezpieczeń.

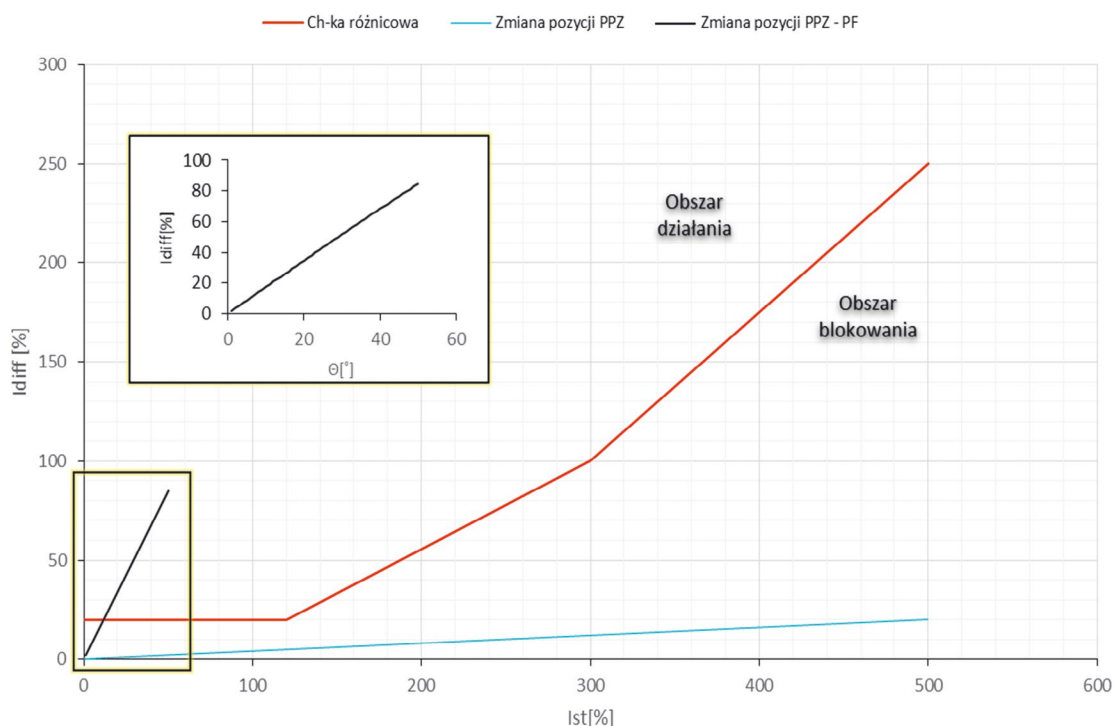
PF jest niekonwencjonalnym wykonaniem transformatora energetycznego. Powoduje to, że prawidłowe podejście do tematu projektowania układów EAZ dla PF jest dużym wyzwaniem. Wybrane problemy, jakie należy uwzględnić przy definiowaniu koncepcji EAZ dla PF, to (wymieniono najważniejsze):

- zmienna korelacja kątowa pomiędzy stroną „S” i „L” PF
- parametry magnesowania rdzenia TS zależne od pozycji PPZ
- zależność prądów różnicowych od pozycji PPZ
- lokalizacja przekładników prądowych wewnątrz kadzi TS i TD oraz ich wpływ na poprawną pracę układów EAZ w przypadkach zwarć zewnętrznych i nasycenia się rdzenia (rys. 6)
- dobór odpowiedniej klasy przekładników prądowych oraz ich współczynnika granicznej dokładności.

W celu zdefiniowania odpowiedniej struktury układów EAZ dla PF należy wpięrc zapoznać się z możliwymi lokalizacjami zwarć w zespole transformatorowym PF. Lokalizacje te ograniczone są miejscami zainstalowania wyłączników po stronie „S” i „L” PF. Szczególnie groźne dla PF (także urządzeń sąsiadujących na stacji oraz obsługi) są zwarcia wewnętrzne (rys. 7: (1)–(6)). Największe niebezpieczeństwo pojawia się w sytuacji niedostatecznie szybkiego wyłączenia PF objętego takim zwarcie, ponieważ energia gromadzona wewnątrz kadzi transformatora może spowodować jego eksplozję. W konsekwencji zniszczeniu ulegnie PF oraz sąsiadujące urządzenia stacyjne (wyłączniki, przekładniki prądowe, napięciowe, odłączniki). Dlatego też istotne jest zastosowanie dla PF kilku zabezpieczeń wzajemnie się rezerwujących, w celu zapewnienia możliwie jak największej pewności wyłączenia PF w jak najkrótszym czasie. W sieci NN każdy rodzaj zwarcia (fazowe, międzyfazowe) jest zwarcie wieloprądowym i każdy obiekt sieciowy objęty takim zakłócenie musi zostać wyłączony z sieci bezzwłocznie (całkowity czas trwania zwarcia nie może przekraczać 120 ms [8]). Praktycznie równie groźne, ale z mniejszymi ewentualnymi skutkami dla urządzeń stacji elektroenergetycznej, są zwarcia zewnętrzne, poza PF (rys. 7: (7), (8)). Mogą one jednak prowadzić do zachwiania stabilności SEE. Dodatkowo należy uwzględnić możliwość wystąpienia zwarć o niezerowej rezystancji przejścia w miejscu zwarcia (łuku zwarciego).

3.1. Zabezpieczenie różnicowe ΔI (87TP) – ochrona uzwojenia pierwotnego TS i uzwojenia pierwotnego TD

W celu ochrony uzwojeń pierwotnych TS i TD przed skutkami zwarć w [6, 7] rekomenduje się stosowanie zabezpieczenia różnicowego (oznaczenie ANSI – 87P) ze stabilizacją procentową oraz



Rys. 8. Charakterystyka zabezpieczenia różnicowoprądowego transformatora

blokadą od 3. harmonicznej. Uproszczony algorytm działania można przedstawić jako równanie prądów węzłowych (I prawo Kirchhoffa). Prądy różnicowe dla zabezpieczenia 87P [11]:

$$\Delta I_x = |I_{S_x} - I_{L_x} - I_{D2_x}| \quad (1)$$

gdzie: I_{S_x} – prąd fazowy strony źródłowej „S”, I_{D2_x} – prąd fazowy uzwojenia wtórnego TD, I_{L_x} – prąd fazowy strony odbiorczej „L”, $x = A, B, C$.

Ogólne cechy pracy PF nakładają znacznie większe wymagania dla automatyki zabezpieczeniowej, która ma chronić PF przed skutkami zwarć w odniesieniu do automatyki zabezpieczeniowej klasycznego transformatora. Fazory prądów i napięć strony „S” i „L” PF są zmienne w zależności od ustawionego kąta regulacji PF. Uniemożliwia to zastosowanie standardowego wykonania zabezpieczenia różnicowego transformatora, pomimo iż PF jest *de facto* transformatorem. Standardowe zabezpieczenie różnicowe w obszarze działania jest nieczułe na zmiany modułu napięcia poprzez PPZ w zakresie, na jaki został zaprojektowany (rys. 8: niebieska linia), zazwyczaj regulacja napięcia wynosi $U_{2n} + 10\%$. W przypadku PF, gdy regulowany jest kąt fazowy pomiędzy stroną „S” i „L”, należy uwzględnić zmianę kąta fazowego (rys. 8: czarna linia) poprzez doprowadzenie sygnału do zabezpieczenia różnicowego o pozycji PPZ lub poprzez porównanie ze sobą korelacji pomiędzy prądami fazowymi strony „S” i „L”. Z charakterystyki zabezpieczenia różnicowego (rys. 8) można odczytać, że zabezpieczenie może zadziałać przy kącie wysterowania PF 12° , co będzie stanowiło wartość prądu różnicowego $I_{diff} = 20,1\%$, przy nastawionym progu zadziałania $I_{diff} = 20,0\%$.

Przypadek nieuwzględnienia pozycji „wysterowania” PF może doprowadzić w normalnych warunkach pracy PF do zbędnego (niepotrzebnego) zadziałania zabezpieczenia opartego na kryterium różnicowoporadowym.

Procentowa wartość prądu różnicowego została wyznaczona na podstawie zależności [3]:

$$I_{diff} = I_L \cdot \sin\left(\frac{\varphi}{2}\right) \quad (2)$$

gdzie: I_{diff} – prąd różnicowy, I_L – prąd fazowy strony odbiorczej „L” PF, φ – kąt fazowy pomiędzy prądem fazowym strony „S” i „L” PF.

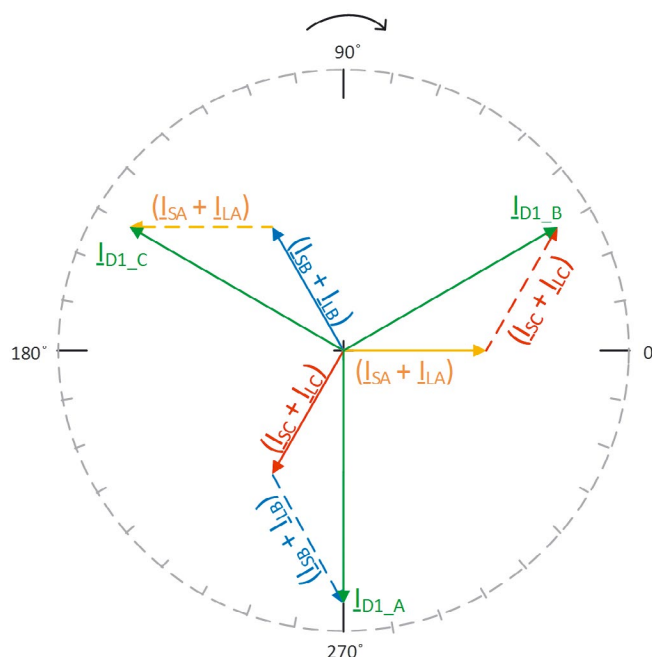
W opracowaniu [3] zaproponowano uniwersalny algorytm do wyznaczania prądów różnicowych, w którym uwzględniona jest korelacja fazowa pomiędzy stroną źródłową i odbiorczą PF:

$$\begin{bmatrix} I_{diff_A} \\ I_{diff_B} \\ I_{diff_C} \end{bmatrix} = \frac{M(0^\circ)}{3} \cdot \begin{bmatrix} I_{S_A} \\ I_{S_B} \\ I_{S_C} \end{bmatrix} + \frac{M(\varphi)}{3} \cdot \begin{bmatrix} I_{L_A} \\ I_{L_B} \\ I_{L_C} \end{bmatrix} \quad (3)$$

gdzie: M – macierz transformacji,

$$M(\varphi) = \begin{bmatrix} 1 + 2\cos(\varphi) & 1 + 2\cos(\varphi - \alpha) & 1 + 2\cos(\varphi - \alpha^2) \\ 1 + 2\cos(\varphi - \alpha^2) & 1 + 2\cos(\varphi) & 1 + 2\cos(\varphi - \alpha) \\ 1 + 2\cos(\varphi - \alpha) & 1 + 2\cos(\varphi - \alpha^2) & 1 + 2\cos(\varphi) \end{bmatrix} \quad (4)$$

gdzie: $\alpha = 120^\circ$, $\alpha^2 = 240^\circ$



Rys. 9. Wykres wektorowy prądów uzwojenia wtórnego TD i uzwojenia pierwotnego TS

Podstawiając do równania (4) za $\varphi = 0^\circ$, macierz transformacji dla zerowego przesunięcia fazowego wynosi:

$$M(0^\circ) = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (5)$$

W celu zapewnienia prawidłowej pracy zabezpieczenia różnicowego konieczne jest odpowiednie połączenie strony wtórnej przekładników prądowych, zachowując określoną biegunowość połączeń uzwojenia wtórnego przekładnika z uzwojeniami pomiarowymi zabezpieczenia.

3.2. Zabezpieczenie różnicowe ΔI (87TS) – ochrona uzwojenia pierwotnego TS i uzwojenia wtórnego TD

W celu ochrony uzwojenia pierwotnego TS i uzwojenia wtórnego TD przed skutkami zwarć, w [6, 7] rekomenduje się stosowanie zabezpieczenia różnicowego (oznaczenie ANSI – 87S) ze stabilizacją procentową oraz blokadą od 3. harmonicznej. W tym przypadku brak jest konieczności uwzględniania aktualnego stanu wysterowania PF, ponieważ działanie tego zabezpieczenia jest „niewrażliwe” na regulację kąta przesunięcia fazowego strony „S” i „L”. W uproszczeniu algorytm bazuje na zależności (6) [11].

Prąd różnicowy fazy A –

$$\Delta I_A = \left| \frac{1}{N_S} \cdot (I_{S_C} + I_{L_C}) - \frac{1}{N_S} \cdot (I_{S_B} + I_{L_B}) - I_{D1_A} \right|$$

Prąd różnicowy fazy B –

$$\Delta I_B = \left| \frac{1}{N_s} \cdot (I_{S_A} + I_{L_A}) - \frac{1}{N_s} \cdot (I_{S_C} + I_{L_C}) - I_{D1_B} \right|$$

Prąd różnicowy fazy C –

$$\Delta I_C = \left| \frac{1}{N_s} \cdot (I_{S_B} + I_{L_B}) - \frac{1}{N_s} \cdot (I_{S_A} + I_{L_A}) - I_{D1_C} \right| \quad (6)$$

gdzie: N_s – przekładnia, I_{D1_x} – prąd uzwojenia wtórnego TD fazy x ($x = A, B, C$).

W celu zobrazowania zależności zastosowanych w równaniu (6) na rys. 9 przedstawiono wykres wektorowy składowych prądów dla uzwojenia pierwotnego TD oraz pierwotnego uzwojenia TS. W celu zapewnienia prawidłowej pracy zabezpieczenia różnicowego konieczne jest odpowiednie połączenie strony wtórnej przekładników prądowych, zachowując określoną biegunowość połączeń uzwojenia wtórnego przekładnika z uzwojeniami pomiarowymi zabezpieczenia.

3.3. Zabezpieczenie różnicowe ΔI (87TD) – ochrona uzwojenia wtórnego TS

Uzwojenie wtórne TS połączone w układzie trójkąta jest również chronione za pomocą zabezpieczenia bazującego na kryterium różnicowoprądowym (oznaczenie ANSI – 87). Dla prawidłowego działania zabezpieczenia konieczne jest uwzględnienie zmiany biegunowości połączeń uzwojeń w momencie zmiany kierunku przepływu mocy przez przełącznik ARS. Jest to możliwe poprzez programową (adaptacyjną) zmianę wektorową sygnałów w zabezpieczeniu lub za pomocą przełącznika zmiany kierunków połączeń uzwojeń wtórnych przekładników prądowych z zabezpieczeniem.

3.4. Zabezpieczenie od zwarć doziemnych TD (50N)

Uzwojenia pierwotne i wtórne TD pracują ze skutecznym uziemionym punktem neutralnym, dlatego też w celu uzupełnienia ochrony transformatora TD przed skutkami zwarć niesymetrycznych wykorzystuje się zabezpieczenie bazujące na kryterium nadprądowym zerowoprądowym (oznaczenie ANSI – 50N). Zaznacza się jednak, że zwarcia zwojowe są „widoczne” tylko w przypadku zwarcia większej liczby zwojów. Jest to wadą tego rodzaju zabezpieczenia. Istotne przy wyznaczaniu nastawień tego zabezpieczenia jest uwzględnienie selektywności czasowej działania zabezpieczeń – konieczna jest koordynacja nastawień z nastawieniami zabezpieczeń linii przesyłowych przyłączonych do szyn stacji, w której zainstalowany jest PF. Kolejnym ważnym aspektem, który może wpływać na poprawność działania tego zabezpieczenia, jest możliwość niesymetrycznego magnesowania się rdzeni TD, co w pewnych przypadkach może doprowadzić do zbędnego (niepotrzebnego) zadziałania zabezpieczenia. Możliwe jest rozwiązanie tego

problemu w dwojaki sposób: stosując odpowiednio długie opóźnienie czasowe lub wprowadzając stabilizację 2. harmoniczną [7].

3.5. Zabezpieczenie przeciążeniowe oparte na modelu cieplnym $I\Theta$ (49)

Zabezpieczenie od przeciążeń ruchowych powinno chronić transformator od szkodliwych dla jego izolacji przegrzań, przy jednoczesnym zachowaniu możliwości wykorzystania dopuszczalnej jego obciążalności (wartość zależna od typu chłodzenia). Zwykle stosowane zabezpieczenie bazuje na modelu cieplnym chronionego transformatora i na podstawie przebiegu nagrzewania modelu cieplnego odzwierciedlana jest temperatura najgorętszego punktu w uzwojeniach.

Dla prawidłowej pracy tego zabezpieczenia ważne jest odpowiednie dobranie cieplnej stałej czasowej T_e transformatora. Parametr ten może zostać wyznaczony obliczeniowo lub za pomocą pomiarów fabrycznych nagrzewania uzwojeń. Czas zadziałania zabezpieczenia opartego na modelu cieplnym wyznaczany jest na podstawie algorytmu (7):

$$t = T_e \cdot \ln \left(\frac{\left(\frac{I_{\max}}{k \cdot I\Theta} \right)^2 - \left(\frac{\Theta_p}{100} \right)^2}{\left(\frac{I_{\max}}{k \cdot I\Theta} \right)^2 - \left(\frac{\Theta_{\text{wył}}}{100} \right)^2} \right) \quad (7)$$

gdzie: t – czas zadziałania zabezpieczenia, T_e – cieplna stała czasowa (w minutach), I_{\max} – prąd maksymalnego obciążenia, k – współczynnik bezpieczeństwa $I\Theta$ – nastawiona wartość progowa prądu, Θ_p – początkowe obciążenie cieplne wyrażone w procentach, $\Theta_{\text{wył}}$ – obciążenie wyłączenia wyrażone w procentach.

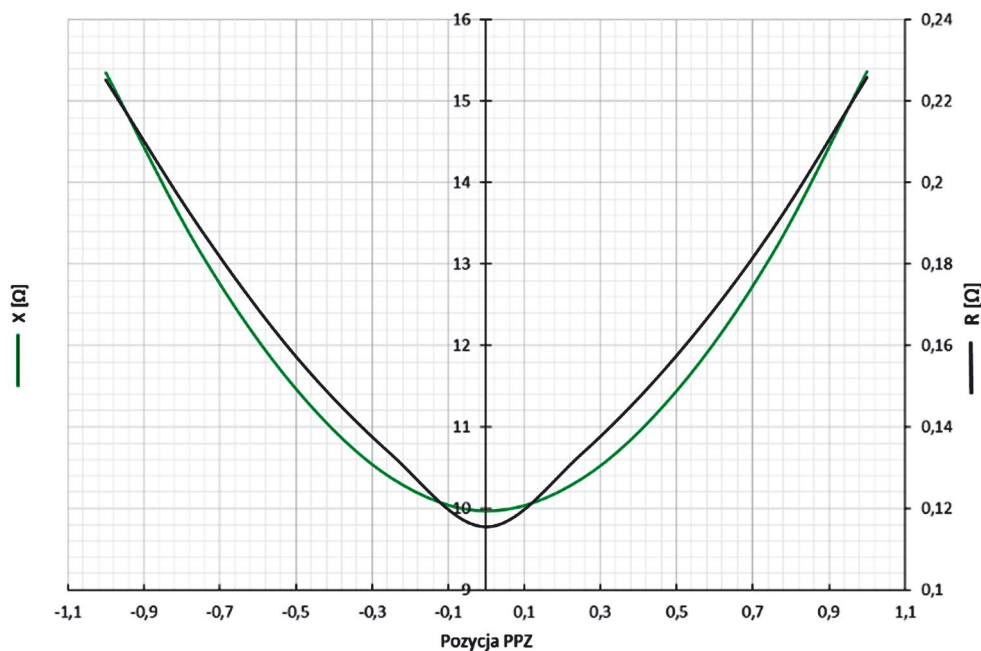
3.6. Zabezpieczenie od przewzbudzenia U/f (24)

Nadmierny strumień w rdzeniu TS lub TD nie powinien spowodować pobudzenia kryterium różnicowo-prądowego, jednakże nie należy dopuszczać do długotrwałej sytuacji, w której wartość indukcji magnetycznej rdzenia przekracza 20%, 30% wartości znamionowej [14] wskutek podwyższonego napięcia na zaciśkach uzwojeń lub obniżenia częstotliwości sieciowej. Dlatego w celu ochrony transformatora przed przewzbudzeniem stosuje się zabezpieczenie bazujące na kryterium napięciowo-częstotliwościowym V/Hz. Zaznacza się, że efektem zadziałania zabezpieczenia powinna być jedynie sygnalizacja nienormalnego stanu pracy PF, a nie jego wyłączenie.

3.7. Zabezpieczenie gazowo-przepływowe

Przełącznik gazowo-przepływowy kadzi transformatora:

Zabezpieczenie gazowo-przepływowe typu Buchholz instalowane jest na rurze łączącej każdą transformatora ze zbiornikiem konserwatora. Jego zadaniem jest ochrona transformatora w następujących przypadkach: wszystkie zwarcia wewnątrz kadzi (rys. 7: (1), (2)), przy wydzielaniu się gazów na skutek rozkładu termicznego izolacji stałej, przy obniżeniu się poziomu oleju na skutek wycieków z kadzi. Przełącznik ma dwa stopnie

Rys. 10. Zależność reaktancji X i rezystancji R PF od pozycji PPZ [11]

działania. Pierwszy stopień (I st.) powinien reagować na obniżenie poziomu oleju wewnątrz przełącznika lub zebranie się małej ilości gazu w przełączniku, co skutkuje pobudzeniem sygnalizacji. Natomiast drugi stopień przełącznika działa, gdy przez rurę prowadzącą do konserwatora nastąpi przepływ gazu lub oleju z prędkością ok. 50 cm/s, co odpowiada przepływowi ok. 2300 cm³/s [14]. Stopień ten działa z opóźnieniem ok. 0,3 s, powodując wyłączenie PF.

Przełącznik gazowo-przepływowy PPZ i ARS: Wewnątrz kadzi TD wydzielone są trzy oddzielne komory dla PPZ. Przełącznik gazowo-przepływowy zainstalowany jest w rurze łączącej komory z konserwatorami. Zadaniem przełącznika gazowo-przepływowego PPZ jest ochrona PPZ i PF w przypadku uszkodzenia PPZ lub przełączania prądów o zbyt dużych wartościach (czemu towarzyszy zawsze silny łuk elektryczny). Zadziałanie przełącznika następuje w momencie przepływu w kierunku konserwatora oleju lub mieszaniny oleju z gazem. Przełącznik ten ma jeden stopień działania, który powoduje wyłączenie PF.

3.8. Zabezpieczenie podimpedancyjne $Z < (21)$

Jako rezerwowe zabezpieczenie PF zwykle stosuje się zabezpieczenie odległościowe. Zabezpieczenie to powinno reagować na zwarcia zlokalizowane wewnątrz kadzi TD i TS oraz zwarcia zewnętrzne. Wykorzystane kryterium bazuje na wyznaczeniu impedancji obwodu zwarciego na podstawie odpowiedniej kombinacji napięć i prądów zależnych od rodzaju zwarcia (symetryczne, niesymetryczne).

W aktualnym wykonaniu zabezpieczeń podimpedancyjnych transformatorów i autotransformatorów algorytmy pomiarowe i decyzyjne nie uwzględniają wielu zmiennych wielkości PF:

a) zmienny kąt fazowy pomiędzy prądami i napięciami strony „S” i „L” PF (rys. 3) – może to spowodować zafałszowanie

wyznaczonej impedancji pętli zwarcia (błąd „pomiaru” impedancji w funkcji wysterowania PF)

b) zmienna impedancja zgodna Z_1 , przeciwna Z_2 oraz zerowa Z_0 PF „widziana” z zacisków strony „S” i „L” zależnie od wysterowania PF (rys. 10)

c) „przenoszenie” zwarć niesymetrycznych przez PF przy zwarciach zlokalizowanych po stronie „S” i „L”, w opracowaniu [4] wykazano zależność „przenoszenia” zwarć niesymetrycznych przez PF w funkcji wysterowania PF. Przykładowo zwarcie fazowe z ziemią po stronie „L” skutkuje zmianą modułu prądu fazy dotkniętej zwarcie oraz faz zdrowych, jak i również położenie fazorów prądów jest inne po stronie „L” i „S”. W standardowych wykonaniach transformatorów również można się spodziewać różnego rozkładu prądów po stronie GN i DN. Jest to zależne od grupy połączeń transformatorów. Natomiast w przypadku PF niemożliwe jest określenie stałej korelacji pomiędzy stroną „S” i „L”, ponieważ jest ona zależna od wysterowania PF:

d) zmienny kierunek przepływu mocy przez PF (rys. 3)

e) zmiana parametrów podłużnych i poprzecznych schematu zastępczego zależnie od wysterowania PF

f) różny zakres kąta regulacji mocy w zależności od obciążenia PF

g) zmiana napięcia zwarcia PF w funkcji pozycji PPZ [11].
Brak uwzględnienia w działaniu konwencjonalnych zabezpieczeń podimpedancyjnych (zabezpieczeń przeznaczonych do ochrony transformatorów i autotransformatorów) wymienionych czynników może powodować błędne działanie tych zabezpieczeń (brakujące lub zbędne).

W opracowaniu [5] poruszono tematykę działania zabezpieczeń odległościowych linii w układach sieciowych z przesuwnikami fazowymi. Wyniki badań wskazały, że w zadanych przypadkach zabezpieczenia odległościowe, bazujące na kryterium podimpedancyjnym, mogą błędnie działać (brakujące działanie). Warunki

prawidłowej pracy zabezpieczeń uzależnione były od stanu występowania PF (zakres kąta regulacji oraz kierunek przepływu mocy).

4. Wnioski

Złożoność struktury połączeń elementów składowych PF (także złożoność zjawisk, które występują podczas normalnej i zakłóconej pracy PF) wymusza nieszablonowe (tj. inne niż dla transformatorów energetycznych) rozwiązania układów EAZ przeznaczonych do ochrony PF traktowanego jako jeden obiekt sieciowy. Obecnie zapewnienie odpowiedniego stopnia ochrony PF przed skutkami zwarć wewnętrznych i zewnętrznych powoduje mnogą liczbę przetworników pomiarowych zlokalizowanych wewnątrz kadzi TS i TD. Także liczba zabezpieczeń oraz zastosowanych kryteriów zabezpieczeniowych jest nietypowa. Jak dotąd opracowano jedynie algorytmy pomiarowe i decyzyjne zabezpieczeń różnicowo-prądowych dedykowane PF, które uwzględniają charakterystyczne cechy PF. Kryterium to jest wykorzystywane jako podstawowe zabezpieczenie PF przed skutkami zakłóceń zwarciovych. Jednak ważne są również zabezpieczenia rezerwowe, zwłaszcza w sieciach NN, gdzie zwykle zainstalowane są PF. Dlatego wydaje się, że niezbędne jest podjęcie prac nad nowym algorytmem pomiarowym i decyzyjnym zabezpieczenia podimpedancyjnego.

BIBLIOGRAFIA

1. Dokumentacja techniczna „COMTAP ARS” 1889046/03, Maschinenfabrik Reinhausen GmbH 2010.
2. IEEE Std C57.135: IEEE Guide for the Application, Specification, and Testing of Phase-Shifting Transformers. August 2011.
3. Gajić Z., Differential protection for arbitrary three-phase power transformers, Lund University, Lund 2008.
4. Halinka A., Rzepka P., Szabliski M., „Przenoszenie” zwarć niesymetrycznych przez przesuwniki fazowe, Forecasting in electric power engineering, PE 2016, Abstracts of 13th international scientific conference, Podlesice, 6th–8th April 2016.
5. Halinka A., Rzepka P., Szabliski M., Warunki działania zabezpieczeń odległościowych linii w układach sieciowych z przesuwnikami fazowymi. Studium przypadku, Forecasting in electric power engineering, PE 2016, Abstracts of 13th international scientific conference, Podlesice, 6th–8th April 2016.
6. Ibrahim M.A., Plumtre F.P., Protection of Phase Angle Regulating Transformers, IEEE Special publication, October 1999.
7. Ibrahim M.A., Stacom F.P., Phase Angle Regulating Transformer Protection, *IEEE Transaction* 1994, Vol. 9, No. 1.
8. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej ver.2.1. PSE, luty 2013.
9. Jezierski E., Transformatory, WNT, Warszawa 1982.
10. Kasztenny B., Thompson M., Fisher N., Fundamentals of Short-Circuit Protection for Transformers. Schweitzer Engineering Laboratories Inc., November 2012.
11. Khan U., Modeling and protection of phase shifting transformers, The University of Western Ontario, November 2013.
12. Standardowe Specyfikacje Funkcjonalne PSE-SF.KSE2.3/2012v1, Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa, pomiary i układy obwodów wtórnych, Konstancin – Jeziorna, kwiecień 2014.
13. Wester C., Sevov L., Phase angle regulating transformer protection using digital relays, International IEE Conference on Developments in Power System Protection, 2004.
14. Winkler W., Wiszniewski A., Automatyka zabezpieczeniowa w systemach elektroenergetycznych, WNT, Warszawa 1999.

Tomasz Bednarczyk

mgr inż.

Politechnika Śląska

e-mail: tomasz.bednarczyk@polsl.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Śląskiej. Obecnie doktorant w Instytucie Elektroenergetyki i Sterowania Układów. Jego działalność naukowo-badawcza jest związana przede wszystkim z analizą zjawisk towarzyszących zwarciom (metalicznym i łukowym) w sieciach elektroenergetycznych WN i NN, szczególnie dotyczy poprawności pomiarowej i decyzyjnej automatyki zabezpieczeniowej, w tym wykorzystującej kryterium podimpedancyjne. Obszar jego zainteresowań obejmuje również pomiary urządzeń elektroenergetycznych oraz badania dokładności przetwarzania torów napięciowych i prądowych na potrzeby automatyki elektroenergetycznej. W sferze zawodowej zajmuje się uruchamianiem stacji elektroenergetycznych: rozruch, pomiary odbiorcze urządzeń i sieci, badanie układów automatyki zabezpieczeniowej oraz projektowaniem stacyjnych obwodów wtórnych.

Adrian Halinka

prof. dr hab. inż.

Politechnika Śląska

e-mail: adrian.halinka@polsl.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Śląskiej. Od 1994 roku jest związany zawodowo z Instytutem Elektroenergetyki i Sterowania Układów Wydziału Elektrycznego Politechniki Śląskiej, obecnie na stanowisku profesora. Obszar jego zainteresowań naukowych i badawczych koncentruje się przede wszystkim na: analogowym i cyfrowym przetwarzaniu sygnałów pomiarowych, adaptacyjnych częstotliwościowo algorytmach pomiarowych i decyzyjnych stosowanych w cyfrowej automatyce zabezpieczeniowej, technikach decyzyjnych wykorzystywanych w automatyce elektroenergetycznej, systemach automatyki elektroenergetycznej (zabezpieczeniowej) dedykowanych strukturom sieciowym ze źródłami generacji rozproszonej, obszarowych systemach automatyki zabezpieczeniowej bazujących na technikach pomiarów synchronicznych, automatyce pomiarowej, zabezpieczeniowej i sterującej w sieciach typu smart.

Piotr Adrian Rzepka

dr inż.

Politechnika Śląska

e-mail: piotr.rzepka@polsl.pl

Adiunkt w Instytucie Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej, główny konsultant w firmie PSE Innowacje sp. z o.o. Zajmuje się zagadnieniami związanymi z działaniem automatyki zabezpieczeniowej i systemowej, modelowaniem i analizą stanów zakłóceń w systemie elektroenergetycznym, określeniem wpływu źródeł rozproszonych na funkcjonowanie układów sieciowych w stanach zakłóceń oraz obszarowymi systemami automatyki elektroenergetycznej do nadzoru klasycznych i autonomicznych struktur sieci z lokalnymi źródłami wytwórczymi.

Mateusz Szablicki

dr inż.

Politechnika Śląska

e-mail: mateusz.szablicki@polsl.pl

Asystent w Instytucie Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej, główny konsultant w firmie PSE Innowacje sp. z o.o. Zajmuje się zagadnieniami związanymi z systemami automatyki elektroenergetycznej układów sieciowych złożonych funkcjonalnie i konfiguracyjnie (w tym sieciami nasyconymi rozproszonymi źródłami wytwórczymi, sieciami typu smart), definiowaniem nowych, nieklasycznych rozwiązań dedykowanych obszarowym systemom elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej (w tym systemami wieloagentowymi, pomiarami synchronicznymi) oraz modelowaniem i symulacją warunków pracy obiektów elektroenergetycznych (zwłaszcza elektromagnetycznych stanów przejściowych).

Warunki skuteczności kompensacji ziemnozwarciowej w sieciach SN o znacznej asymetrii doziemnej

Autorzy

Józef Lorenc
Bogdan Staszak
Jacek Handke

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

asymetria doziemna, kompensacja ziemnozwarciowa, EAZ

Streszczenie

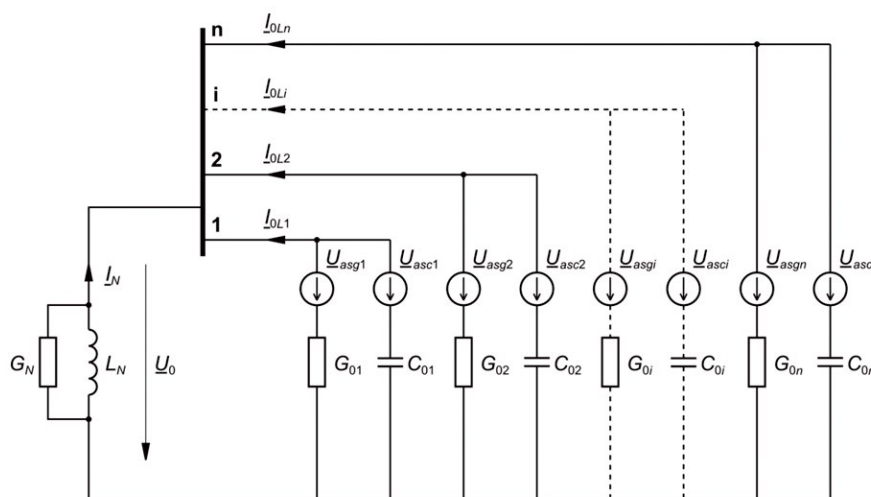
Algorytmy działania urządzeń elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i regulacyjnej w kompensowanych sieciach SN często muszą uwzględniać efekt doziemnej asymetrii naturalnej. Poziom takiej asymetrii określany jest przede wszystkim napięciem definiowanym różnicą potencjałów pomiędzy punktem neutralnym sieci a ziemią. Wartość tego napięcia ma znaczący wpływ na skuteczność działania zabezpieczeń ziemnozwarciowych oraz ogranicza często możliwości dokładnego strojenia cewek Petersena w procesie kompensacji ziemnozwarciowej.

W artykule przedstawiono wyniki analiz warunków pracy sieci SN o znacznej asymetrii doziemnej. W praktyce eksploatacyjnej w sieciach terenowych o dużym udziale linii napowietrznych często stosowana jest metoda polegająca na zwiększaniu wartości współczynnika rozstrojenia kompensacji ziemnozwarciowej. Zdaniem autorów lepszym rozwiązaniem w tym zakresie jest stosowanie kompensacji dokładnej przy równoczesnym zwiększeniu współczynnika tłumienia. Pogarszając dobroć dławika można zwiększyć współczynnik tłumienia nawet czterokrotnie w stosunku do jego naturalnej wartości. Za takim rozwiązaniem przemawia również efektywność dławika w gaszeniu zwarc łukowych.

1. Wprowadzenie

Podstawową wielkością charakteryzującą sieć w stanie zwarcia doziemnego jest składowa zerowa napięcia U_0 , która przy pominięciu impedancji wzdłużnych linii przedstawia napięcie pomiędzy punktem neutralnym sieci a ziemią. Jednak

o poziomie tego napięcia decydują nie tylko warunki istniejące w miejscu zwarcia z ziemią, ale również asymetrie w pojemnościach i konduktancjach doziemnych oraz asymetria napięciowa względem ziemi w poszczególnych punktach sieci. Zjawiska wywołane takimi asymetrami są szczególnie widoczne



Rys. 1. Schemat zastępczy kompensowanej sieci SN do obliczeń wielkości ziemnozwarciowych, gdzie: C_{0i} – pojemność doziemna i -tej linii, G_{0i} – konduktancja doziemna i -tej linii, I_{0i} – prąd doziemny i -tej linii (wynikający z C_{0i} i G_{0i}), L_N – reaktancja dławika kompensującego zainstalowanego w punkcie neutralnym sieci, G_N – konduktancja obwodu uzimającego punkt neutralny sieci

w sieciach kompensowanych i muszą być uwzględniane w ustalaniu warunków pracy zabezpieczeń ziemnozwarciowych oraz regulatorów nadążnej kompensacji ziemnozwarciowej. W związku z tym analizę teoretyczną zakłóceń wywołanych asymetrią doziemną przeprowadza się najczęściej, wykorzystując schemat zastępczy sieci przedstawiony na rys. 1.

oraz:

$$\underline{U}_{asci} = \frac{\underline{E}_{L1}C_{0L1i} + \underline{E}_{L2}C_{0L2i} + \underline{E}_{L3}C_{0L3i}}{C_{L1i} + C_{L2i} + C_{L3i}} \quad (1)$$

$$\underline{U}_{asgi} = \frac{\underline{E}_{L1}G_{0L1i} + \underline{E}_{L2}G_{0L2i} + \underline{E}_{L3}G_{0L3i}}{G_{L1i} + G_{L2i} + G_{L3i}} \quad (2)$$

gdzie: \underline{U}_{asci} – napięcie wywołane asymetrią fazowych pojemności doziemnych i -tej linii, \underline{U}_{asgi} – napięcie wywołane asymetrią fazowych konduktancji doziemnych i -tej linii, \underline{E}_{L1} , \underline{E}_{L2} , \underline{E}_{L3} – napięcia źródłowe poszczególnych faz L1, L2 i L3 sieci, C_{0L1i} , C_{0L2i} , C_{0L3i} – pojemności doziemne poszczególnych faz L1, L2 i L3 w i -tej linii, G_{0L1i} , G_{0L2i} , G_{0L3i} – konduktancje doziemne poszczególnych faz L1, L2 i L3 w i -tej linii.

Poniżej przedstawiono zależność, która umożliwia ocenę wpływu na U_0 skutków asymetrii doziemnej poszczególnych linii sieci, w zależności od warunków kompensacji ziemnozwarciowej (poziom zestrojenia cewki Petersena).

2. Składowe napięcia U_0

Zgodnie ze schematem na rys. 1 napięcie U_0 wyraża się zależnością:

$$\underline{U}_0 = \frac{j\omega \sum_{i=1}^n \underline{U}_{asci} C_{0i} + \sum_{i=1}^n \underline{U}_{asgi} G_{0i}}{\omega \sum_{i=1}^n C_{0i} (d_0 + js)} \quad (3)$$

gdzie: ω – oznacza pulsację roboczą sieci.

Przyjmując, że:

$$\frac{G_N + \sum_{i=1}^n G_{0i}}{\omega \sum_{i=1}^n C_{0i}} = d_0 \quad \text{oraz, że} \quad 1 - \frac{1}{\omega^2 L_N \sum_{i=1}^n C_{0i}} = s$$

otrzymuje się zależność:

$$\underline{U}_0 = \frac{j\omega \sum_{i=1}^n \underline{U}_{asci} C_{0i} + \sum_{i=1}^n \underline{U}_{asgi} G_{0i}}{\omega \sum_{i=1}^n C_{0i} [d_0 + js]} \quad (4)$$

gdzie: d_0 – jest współczynnikiem tłumienia sieci, s – jest współczynnikiem rozstrojenia kompensacji ziemnozwarciowej.

Po wprowadzeniu równań:

$$\underline{U}_{asc} = \frac{1}{C_{0s}} \sum_{i=1}^n \underline{U}_{asci} C_{0i} \quad \text{i} \quad \underline{U}_{asg} = \frac{1}{G_{0s}} \sum_{i=1}^n \underline{U}_{asgi} G_{0i} \quad (5)$$

gdzie:

$$C_{0s} = \sum_{i=1}^n C_{0i}, \quad G_{0s} = \sum_{i=1}^n G_{0i}$$

otrzymuje się wyrażenie na napięcia U_0 w postaci:

$$\underline{U}_0 = \frac{j\omega C_{0s} \underline{U}_{asc} + G_{0s} \underline{U}_{asg}}{\omega C_{0s} [d_0 + js]} \quad (6)$$

Z powyższej zależności wynika, że o składowej zerowej napięcia sieci decydują:

- wypadkowa asymetria fazowych pojemności doziemnych
- wypadkowa asymetria fazowych konduktancji doziemnych sieci
- wartość współczynnika rozstrojenia kompensacji s
- poziom tłumienia w obwodzie doziemnym (współczynnik d_0).

Łatwo zauważyć, że napięcie U_0 ma dwie następujące składowe:

- wynikającą z asymetrii fazowych pojemności doziemnych sieci

$$\underline{U}_{0asc} = \frac{j\omega C_{0s} \underline{U}_{asc}}{\omega C_{0s} [d_0 + js]} = \frac{j \underline{U}_{asc}}{d_0 + js} \quad (7)$$

- wynikającą z asymetrii fazowych konduktancji doziemnych sieci

$$\underline{U}_{0asg} = \frac{G_{0s} \underline{U}_{asg}}{\omega C_{0s} [d_0 + js]} = \frac{d_0 \underline{U}_{asg}}{d_0 + js} \quad (8)$$

Składowa zerowa napięcia sieci może więc być zapisana równaniem:

$$\underline{U}_0 = \underline{U}_{0asc} + \underline{U}_{0asg} \quad (9)$$

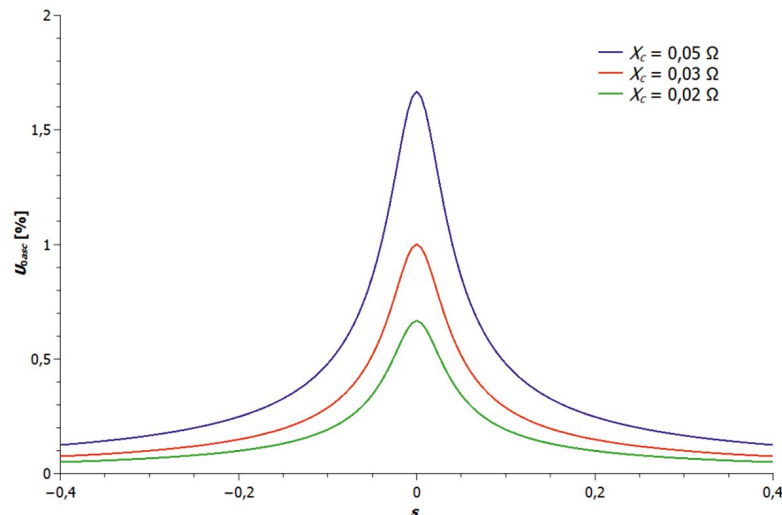
Wprowadzając pojęcia względnego napięcia asymetrii pojemnościowej oraz asymetrii konduktancyjnej w postaci:

$$\underline{X}_c = \frac{\underline{U}_{asc}}{\underline{E}_L} = X_c e^{j\alpha_c}, \quad \underline{X}_g = \frac{\underline{U}_{asg}}{\underline{E}_L} = X_g e^{j\alpha_g} \quad (10)$$

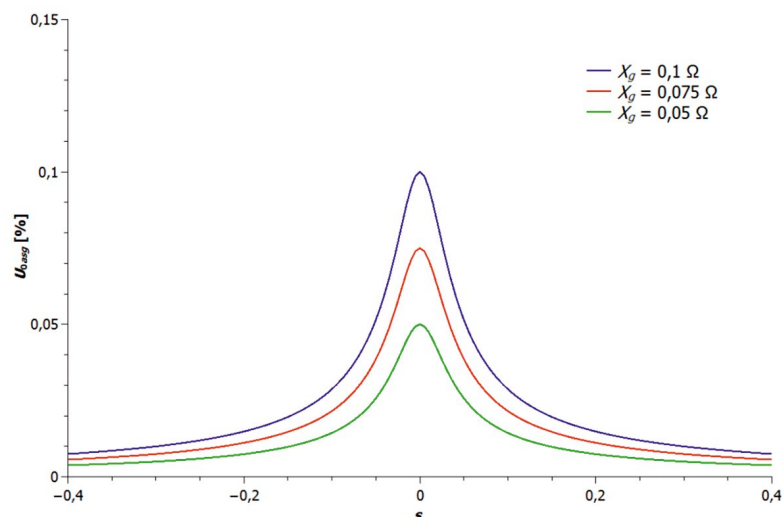
oraz wprowadzając odpowiednie przekształcenia, wzory na względne wartości składowych napięć U_0 przyjmą postaci:

$$u_{0asc} = \frac{X_c}{\sqrt{d_0^2 + s^2}}, \quad u_{0asg} = \frac{d_0 X_g}{\sqrt{d_0^2 + s^2}} \quad (11)$$

Graficzny obraz powyższych zależności przedstawiono na rys. 2 oraz 3.



Rys. 2. Krzywa wartości składowej zerowej napięcia sieci U_{0asc} w zależności od wartości stopnia rozstrojenia kompensacji dla współczynnika tłumienności sieci $d_0 = 0,03$



Rys. 3. Krzywa wartości składowej zerowej napięcia sieci U_{0asg} w zależności od wartości stopnia rozstrojenia kompensacji dla współczynnika tłumienności sieci $d_0 = 0,03$

Ze względu na to, że U_{0asc} przyjmuje z reguły wartości znacznie większe niż U_{0asg} , w dalszej analizie warunków strojenia kompensacji ziemnozwarciowej uwzględniano tylko składową asymetrii pojemnościowej.

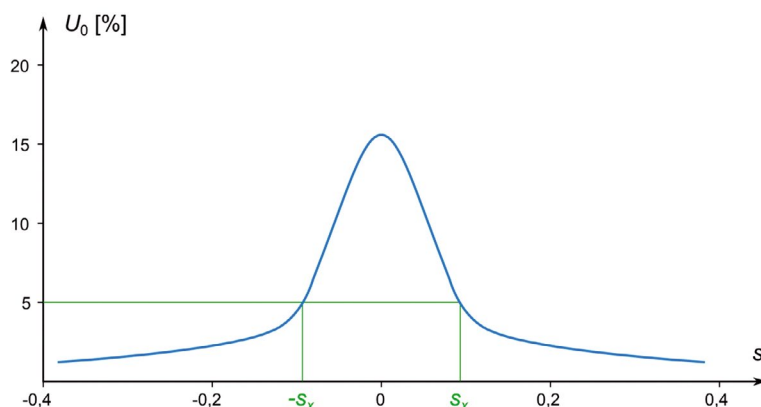
3. Kompensacja nadążna w sieciach o znacznej asymetrii pojemności doziemnej

W sieciach o relatywnie dużej asymetrii doziemnej pojawia się problem ograniczania napięcia U_0 , podczas wymaganego poziomu dostrojenia cewki Petersena. W praktyce częstym zabiegiem jest rezygnacja z kompensacji dokładnej i ustawianie stopnia rozstrojenia na poziomie ograniczającym napięcie U_0 do zadanej wartości – np. $U_0 < 0,05$ napięcia fazowego sieci. Spełnienie takiego wymogu w zakresie napięcia U_0 wymaga zastosowania algorytmu, w którym wyznaczą się wartość minimalnego współczynnika rozstrojenia s_x według następującej zależności:

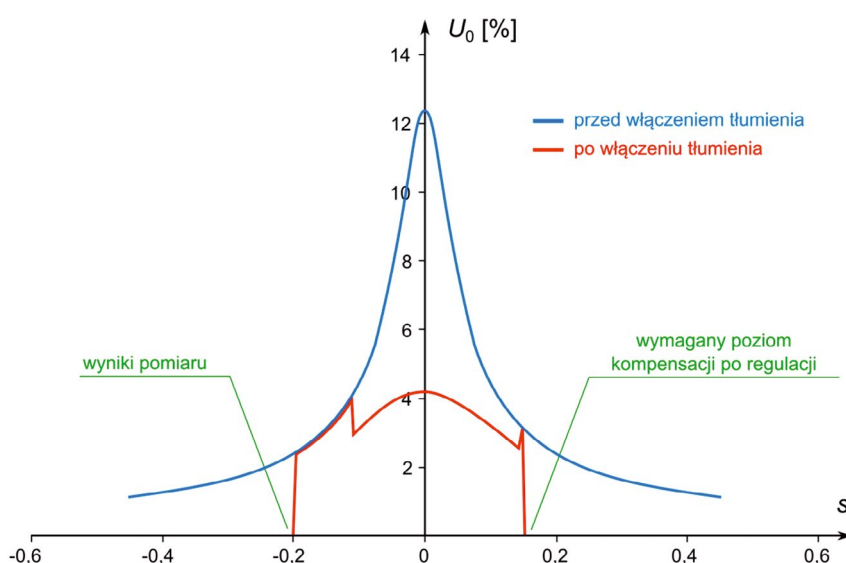
$$s_x = \pm \sqrt{\left(\frac{I_d (X_d + X_{Tpw})}{U_{d(\%)} U_f} \right)^2 \times \left[d_0^2 + \left(1 - \frac{X_{cs}}{X_d} \right)^2 \right] - d_0^2} \quad (12)$$

gdzie: $U_{d(\%)}$ – dopuszczalna procentowa wartość napięcia składowej zerowej wywołana zjawiskiem rezonansowym, U_f – napięcie fazowe (znamionowe) sieci (np. $U_f = 8660$ V), X_d , X_{cs} – aktualne wartości reaktancji wyznaczone w czasie pomiaru, I_d – bieżąca wartość prądu dławika wynikająca z asymetrii doziemnej sieci.

Stosując takie kryterium, cewka Petersena realizuje zmiany reaktancji tylko w obszarach, dla których występuje wyraźne niedokompensowanie sieci lub wyraźne przekompensowanie. Pokazano to na rys. 4, na którym przyjęto, że w sieci o współczynnika tłumienia $d_0 = 0,025$ poziom asymetrii naturalnej X_c jest na poziomie 0,5%.



Rys. 4. Krzywa wartości składowej zerowej napięcia sieci U_0 w zależności od stopnia rozstrojenia kompensacji ziemnozwarciowej; S_x – stan rozstrojenia kompensacji przy ograniczeniu napięcia U_0 do poziomu 5% napięcia fazowego sieci



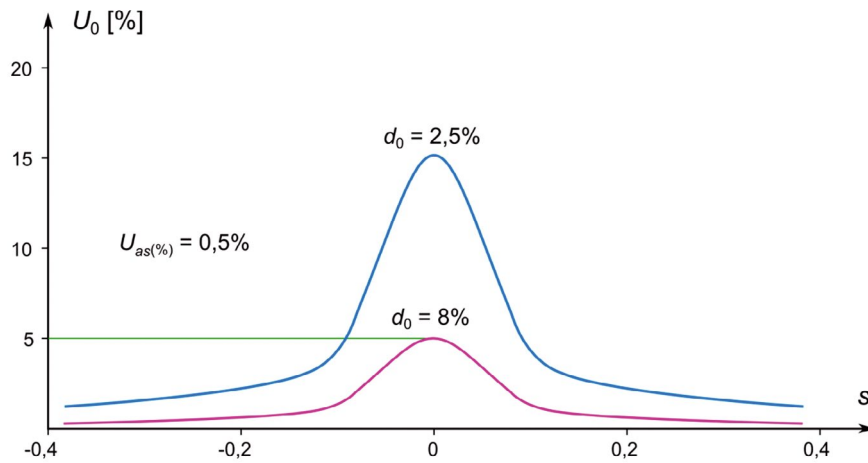
Rys. 5. Regulacja cewki Petersena w obszarze dużych napięć rezonansowych z przejściowym zwiększaniem tłumienności sieci

Tego typu kryterium może być wykorzystywane przez dyspozytorów w sieciach terenowych o dużym udziale linii napowietrznych i dużej asymetrii doziemnej. Jednak skutki takiego rozstrajania zmniejszają zdolności dławika do wygaszania zwarć łukowych. Łatwo znaleźć przykłady sieci, w których stosowanie takiego kryterium powoduje rozstrojenie kompensacji nawet do poziomu $K = 1,3$ lub więcej.

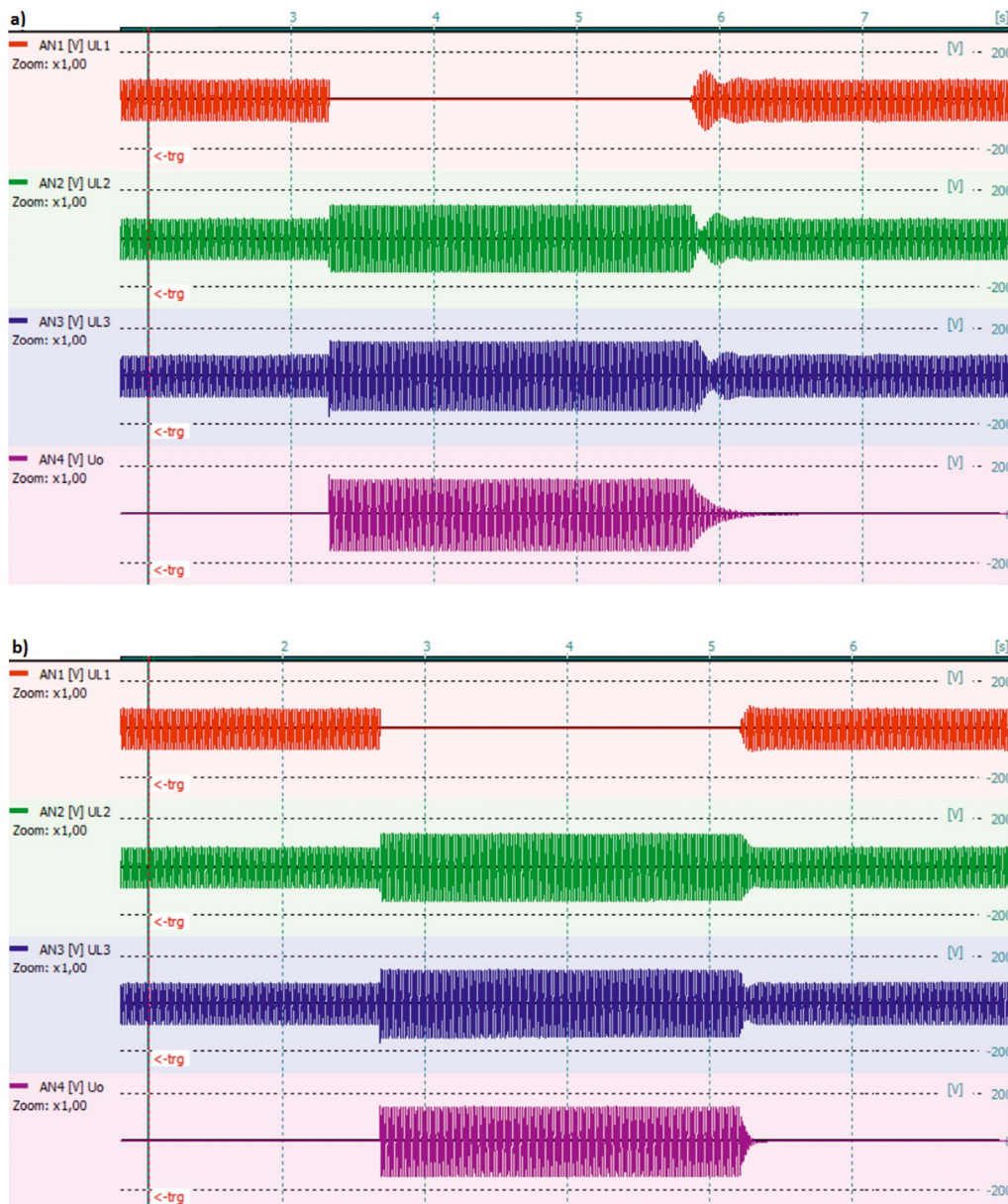
Poza tym sieć jest nadal narażona na wzrost napięcia U_0 podczas regulacji i szukania wymaganej wartości rozstrojenia. Szczególnie będzie to widoczne, gdy padnie zalecenie dodatkowe, wymagające regulacji zawsze w stan przekompensowania. Można skrajnie założyć przypadek, w którym proces strojenia rozpoczyna się od wartości ujemnych współczynnika i kończy się na wartościach dodatnich. Sieć będzie wtedy narażona na wzrost napięcia U_0 , który może w określonym momencie regulacji uzyskać wartość maksymalną (napięcie punktu rezonansowego). W toku badań laboratoryjnych wykazano, że skutecznym rozwiązaniem ograniczenia takich skutków jest zwiększenie, na czas procesu regulacji, tłumienności obwodu doziemnego. Efekt takiego działania pokazano

na rys. 5, który dotyczy regulacji według przyjętej wartości nastawczej przekompensowania na poziomie 15%.

Analizując wyniki badań na modelach sieci SN, można wykazać, że lepszym rozwiązaniem w tym zakresie jest stosowanie zwiększonej tłumienności obwodu doziemnego w sposób trwały. Kompensacja może być wtedy prowadzona na poziomie bardzo dokładnym ograniczając składową bierną prądu zwarcia. Pogarszając dobroć dławika (cewki Petersena) można zwiększyć współczynnik d_0 trzy- lub czterokrotnie w stosunku do jego naturalnej wartości i w ten sposób ograniczać w sposób ciągły poziom napięć rezonansowych. Na rys. 6 i 7 pokazano efekty takiego rozwiązania. Z porównania przebiegu napięć U_0 obu stanów kompensacji jednoznacznie wynika, że rozstrajanie cewki Petersena sieci powoduje skutki bardziej negatywne w przebiegu napięcia odbudowy fazy doziemnej (L1) niż stan powiększonej konduktancji doziemnej sieci. Poza tym sieć z dławikiem rozstrojonym generuje większy prąd zwarcia, w którym dominuje składowa bierna i w ten sposób dodatkowo pogarsza warunki do samoistnego wygaszenia zwarcia. W sieci o zwiększonej konduktancji mniejszy prąd



Rys. 6. Krzywa wartości napięcia składowej zerowej sieci U_0 w zależności od stopnia rozstrojenia kompensacji i wartości współczynnika tłumienia d_0



Rys. 7. Przebiegi napięć fazowych względem sieci oraz składowej zerowej napięcia sieci U_0 podczas zwarcia doziemnego fazy L1: a) dotyczy sieci z rozstrojoną kompensacją, b) dotyczy sieci skompensowanej

zwarcia, z mocno ograniczoną składową bierną, ułatwia szybką odbudowę izolacji przestrzeni zwarciorowej.

W związku z tym prawdopodobieństwo wystąpienia ponownych zapłonów w miejscu zwarcia jest wielokrotnie większe w sieci z rozstrojoną kompensacją – przykład sieci a) niż dla stanu sieci opisanej przypadkiem b).

4. Metody pomiaru pojemności doziemnych

W dławikach nadążnych ważną rolę odgrywają układy pomiarowe, które dokonują oceny parametrów doziemnych sieci i kontrolują stan zestrojenia. Generalnie układy takie wykorzystują naturalne asymetrie doziemne lub działają dzięki wprowadzeniu do sieci dodatkowych źródeł. W sieciach o relatywnie dużej asymetrii do oceny parametrów doziemnych sieci najczęściej wykorzystywany jest algorytm, w którym dokonuje się pomiarów napięcia U_0 i prądu płynącego przez dławik. Na rys. 8 przedstawiono uproszczony schemat obwodów doziemnych sieci, z zaznaczonym miejscem oddziaływania napięcia asymetrii U_{as} .

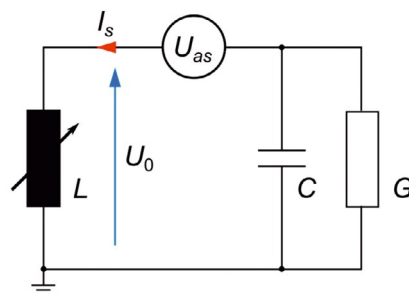
Jeżeli poziom napięcia U_{as} jest wystarczający (np. $U_0 > 0,2\% U_p$) do wyznaczenia pojemności doziemnej sieci, wystarczy wykonać pomiary napięcia U_0 i prądu I_s przed i po niewielkiej zmianie reaktancji dławika. Wyznaczanie pojemności C sprowadza się wtedy do wykonania obliczeń zgodnie ze wzorem:

$$C = \frac{1}{\omega} \operatorname{Im} \left\{ \frac{I_{s2} - I_{s1}}{U_{01} - U_{02}} \right\} \quad (13)$$

gdzie: U_{01} i I_{s1} – dotyczą pomiarów przed zmianą reaktancji dławika, U_{02} i I_{s2} – dotyczą pomiarów wykonanych po zmianie reaktancji dławika.

Na podstawie tak wykonanych pomiarów można wyznaczyć również aktualny poziom napięcia U_{as} , stosując proste przekształcenia do postaci:

$$U_{as} = \frac{1}{2} [U_{01} + U_{02} + Z(I_{s2} - I_{s1})] \quad (14)$$



Rys. 8. Schemat zastępczy obwodu doziemnego sieci SN. Oznaczenia L , C i G opisują parametry obwodu doziemnego sieci: indukcyjność cewki, pojemność i konduktancję. U_{as} reprezentuje napięcie asymetrii naturalnej

gdzie:

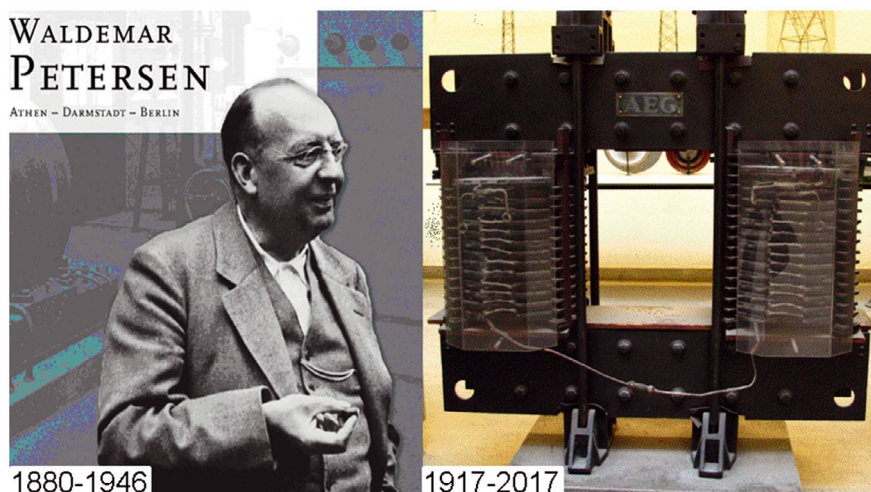
$$Z = \frac{U_{01} - U_{02}}{I_{s2} - I_{s1}} \quad (15)$$

Znając wartość pojemności doziemnej sieci, wystarczy wyregulować cewkę Petersena na pożądany stopień skompensowania, kontrolując na bieżąco wartość reaktancji indukcyjnej zgodnie ze wzorem:

$$\omega L = \operatorname{Im} \left\{ \frac{U_0}{I_s} \right\} \quad (16)$$

5. Podsumowanie

W miejsce podsumowania artykułu autorzy proponują krótkie przypomnienie z historii. W 2017 roku mija 100 lat od pierwszego zastosowania urządzenia do kompensacji pojemnościowych prądów ziemnozwarciowych [4]. Zostało ono opracowane przez niemieckiego uczonego Waldemara Petersena (rys. 9). W 2016 roku obchodzono 70 rocznicę jego śmierci. Pamięć o nim utrwaliła się w powszechnie używanej nazwie cewka Petersena.



Rys. 9. Widok cewki opracowanej przez Waldemara Petersena

BIBLIOGRAFIA

1. Lorenc J., Admitancyjne zabezpieczenie ziemnozwarciowe, Wydawnictwo Politechniki Poznańskiej 2007.
 2. Handke J., Lorenc J., Ocena stopnia zestrojenia cewki Petersena w oparciu o pomiar częstotliwości własnej obwodu, *Przegląd Elektrotechniczny* 2010, nr 8, s. 57–59.
 3. Lorenc J., Torbus M., Staszak B., Automatyczne sterowanie kompensacją ziemnozwarciową w sieciach SN przy wykorzystaniu miernika parametrów ziemnozwarciowych, *Wiadomości Elektrotechniczne* 2013, nr 12, s. 34–36.
 4. Petersen W., Athen – Darmstadt – Berlin, Justus von Liebig Verlag, Darmstadt 2014.
-

Józef Lorenc

prof. dr hab. inż.

Politechnika Poznańska

e-mail: jozef.lorenc@put.poznan.pl

Jest absolwentem i wieloletnim pracownikiem Politechniki Poznańskiej. Od 1996 roku pełni funkcję dyrektora Instytutu Elektroenergetyki na Wydziale Elektrycznym. Jest specjalistą w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i zakłóceń ziemnozwarciowych w dystrybucyjnych sieciach średniego napięcia.

Bogdan Staszak

dr inż.

Politechnika Poznańska

e-mail: bogdan.staszak@put.poznan.pl

Jest absolwentem Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej i od wielu lat pracuje w Instytucie Elektroenergetyki Politechniki Poznańskiej, zajmując się m.in. zagadnieniami dotyczącymi problematyki zakłóceń w sieciach średnich napięć oraz elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej.

Jacek Handke

dr inż.

Politechnika Poznańska

e-mail: jacek.handke@put.poznan.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej. Od 2013 roku zatrudniony na stanowisku asystenta. Jego osiągnięcia naukowe i techniczne wiążą się z opracowaniem algorytmów oceny wartości parametrów ziemnozwarciowych oraz konstrukcją urządzeń realizujących te algorytmy.

Zabezpieczanie dławika uziemiającego przyłączonego do punktu gwiazdowego dławika kompensacyjnego wysokiego napięcia

Autorzy

Krzysztof Dobrzyński
Jacek Klucznik
Zbigniew Lubośny
Stanisław Czapp

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

linia napowietrzna wysokiego napięcia, dławik uziemiający, elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa, dławik kompensacyjny

Streszczenie

W artykule przedstawiono problematykę zabezpieczania dławików uziemiających przyłączanych do punktu gwiazdowego dławików kompensacyjnych stosowanych w liniach wysokiego napięcia, ze szczególnym uwzględnieniem detekcji zwarc wewnątrznych. Załączono analizy modelowe dla rzeczywistego układu oddanego do pracy w 2015 roku, który docelowo ma zostać doposażony w dławiki uziemiające.

1. Wstęp

W 2015 roku zostało oddane połączenie systemu polskiego z systemem litewskim [3–5], na które składa się linia dwutorowa 400 kV relacji Elk Bis – Alytus i układ prądu stałego *Back-to-Back* (BtB) zainstalowany w stacji Alytus (rys. 3). Połączenie to stanowi most energetyczny wiążący system ENTSO-E z systemami krajów bałtyckich: Litwy, Łotwy i Estonii. Z każdej strony wybudowanej linii i niezależnie dla każdego toru, w celu kompensacji mocy biernej, zastosowano dławiki kompensacyjne. Moc dławików wynosi 2 x 50 Mvar po stronie stacji Elk Bis i 2 x 72 Mvar po stronie stacji Alytus. Wykorzystywanie dławików kompensacyjnych w liniach wysokich napięć stosowane jest już od dawna. Dla polskiego systemu elektroenergetycznego to jednak rozwiązanie pionierskie, które polskiemu operatorowi daje możliwość dobrego poznania specyfiki pracy tego typu układów, zwłaszcza w ścisłej korelacji z układem prądu stałego. Należy również pamiętać, że tego typu rozwiązania zawsze projektowane są dla danego miejsca w systemie, zatem specyfika poszczególnych rozwiązań może się różnić.

Aktualnie punkt gwiazdowy dławików kompensacyjnych przyłączonych do linii po stronie stacji Elk Bis jest bezpośrednio uziemiony, a po stronie stacji Alytus uziemiony przez dławik uziemiający. W 2016 roku operator sieci przesyłowej (OSP) zdecydował, że punkt gwiazdowy dławików kompensacyjnych po stronie stacji Elk Bis powinien również mieć możliwość uziemienia przez dławik uziemiający. Ich zastosowanie ma na celu zmniejszenie wartości napięcia powrotnego i prądu wtórnego występującego podczas cyklu 1-fazowego SPZ.

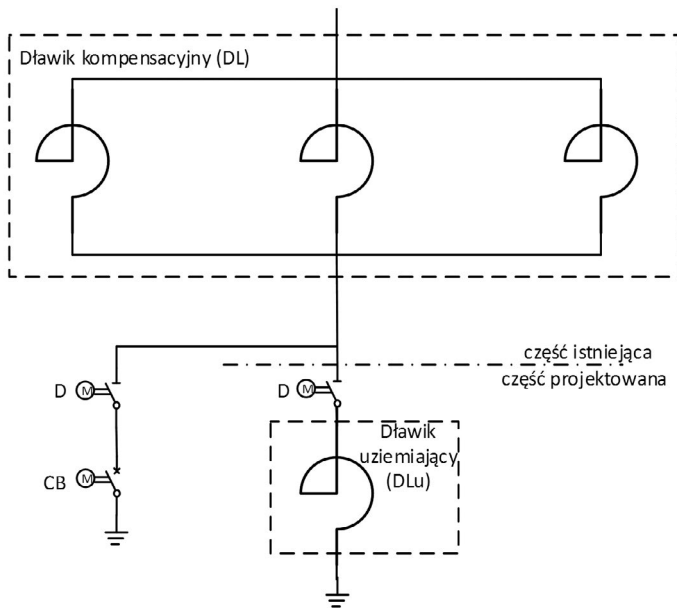
Planowane rozwiązanie zakłada pracę dławika uziemiającego z jednoczesnym zastosowaniem wyłącznika bocznikującego, zamkniętego podczas normalnych stanów pracy sieci. Takie rozwiązanie daje określoną elastyczność, tzn. operator sieci może zdecydować, czy chce, żeby dławik uziemiający pracował w sposób ciągły, czy ma być on jedynie załączany na czas przerwy beznapięciowej SPZ. Analizy przeprowadzone na zlecenie OSP wykazały [6], że ciągła praca dławika, w niektórych stanach zakłóceń (niedotyczących linii Elk Bis – Alytus), może prowadzić do znacznego wzrostu przepięć. W artykule przedstawiono rozważania zakładające pracę dławika uziemiającego podczas cyklu 1-fazowego SPZ.

Ze względu na specyfikę pracy dławika uziemiającego, kiedy w normalnym stanie pracy sieci napięcie na jego zaciskach jest bliskie zeru, pojawiają się trudności z detekcją zakłóceń występujących w dławiku. W artykule przeanalizowano potencjalne zakłócenia, jakie mogą wystąpić w dławiku i możliwości ich detekcji przez dedykowane zabezpieczenia.

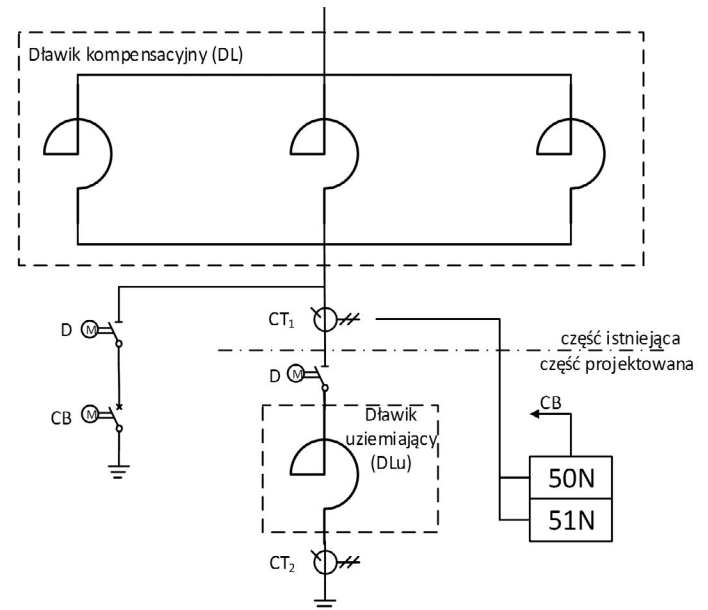
2. Wstępna koncepcja automatyki zabezpieczeniowej dławika uziemiającego

Strukturę istniejącego układu dławika kompensacyjnego i jego planowaną rozbudowę przedstawiono na rys. 1.

Podczas normalnego stanu pracy systemu (bezzakłóceńowego) odłączniki (D) i wyłącznik (CB) (rys. 1) są zamknięte i dławik kompensacyjny pracuje z bezpośrednio uziemionym punktem gwiazdowym. Dławik uziemiający ma być włączany do pracy tylko w przypadku wystąpienia zwarcia 1-fazowego w linii Elk Bis – Alytus i wykorzystania automatyki 1-fazowego SPZ. W takim



Rys. 1. Projektowany układ dławika uzmięniającego



Rys. 2. Wstępna koncepcja zabezpieczenia dławika uzmięniającego

przypadku sygnał uruchamiający automatykę SPZ jednocześnie powoduje otwarcie wyłącznika (CB) bocznikującego dławik uzmięniający. Ponowne zamknięcie wyłącznika odbywa się z określoną zwłoką po czasie przerwy beznapięciowej SPZ.

Zastosowanie dławika uzmięniającego wiąże się z opracowaniem koncepcji doboru zestawu odpowiednich zabezpieczeń oraz określeniem ich nastawień.

Problematyka zabezpieczenia dławików została opisana w technicznych raportach grup roboczych organizacji CIGRE [1] i IEEE [2], przy czym są to opracowania dotyczące dławików kompensacyjnych przyłączanych do linii lub szyn stacji. Na podstawie powyższych dokumentów można wymienić następujące funkcje zabezpieczeniowe stosowane w dławikach kompensacyjnych:

- zabezpieczenie różnicowe (fazowe) (87R)
- zabezpieczenie różnicowe obejmujące punkt neutralny dławika (87N)
- zabezpieczenie nadprądowe bezzwłoczne (50)
- zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne (51)
- zabezpieczenie nadprądowe ziemnozwarciowe zwłoczne (51N)
- zabezpieczenie odległościowe (21)
- zabezpieczenie ziemnozwarciowe (pomiędzy kładzią a ziemią)
- zabezpieczenie nadprądowe składowej przeciwnej (67Q)
- zabezpieczenie od uszkodzenia wyłącznika (51BF)
- zabezpieczenie od zwarć międzyzwojowych (różne rozwiązania)
- zabezpieczenie od niepełnofazowego otwarcia wyłącznika
- zabezpieczenie Buchholza, zabezpieczenie od nagłego wzrostu ciśnienia (63).

Nie wszystkie z wymienionych zabezpieczeń powinny zostać zastosowane w przypadku dławika uzmięniającego. Głównie ze względu na rodzaj dławika, w tym przypadku wykonanego jako dławik powietrzny. Z drugiej strony decydować będzie również 1-fazowa budowa dławika. Niemniej posługując się dokumentami [1, 2], można wnioskować o sposobie zabezpieczenia dławika uzmięniającego.

OSP we wstępnej fazie określił zestaw zabezpieczeń, które mają chronić dławik uzmięniający:

- 51N – zabezpieczenie nadprądowo-zwłoczne, o charakterystyce niezależnej, dwustopniowe
- 50N – zabezpieczenie nadprądowo-bezzwłoczne
- 46 – zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne składowej przeciwnej.

W tym zestawie zabezpieczeń należy zrezygnować z zabezpieczenia nadprądowego składowej przeciwnej, ze względu na brak możliwości zmierzenia składowej przeciwnej prądu (obiekt 1-fazowy). Pozostałe dwa zabezpieczenia zostały określone prawidłowo, przy czym kierowano się tu głównie ochroną dławika przed skutkami przetężeń. Na rys. 2 przedstawiono wstępne założenie układu zabezpieczeń dla dławika uzmięniającego. Przyjęto również, że zasilanie zabezpieczeń powinno się odbywać z przekładnika prądowego CT₁ zainstalowanego po górnej stronie dławika uzmięniającego.

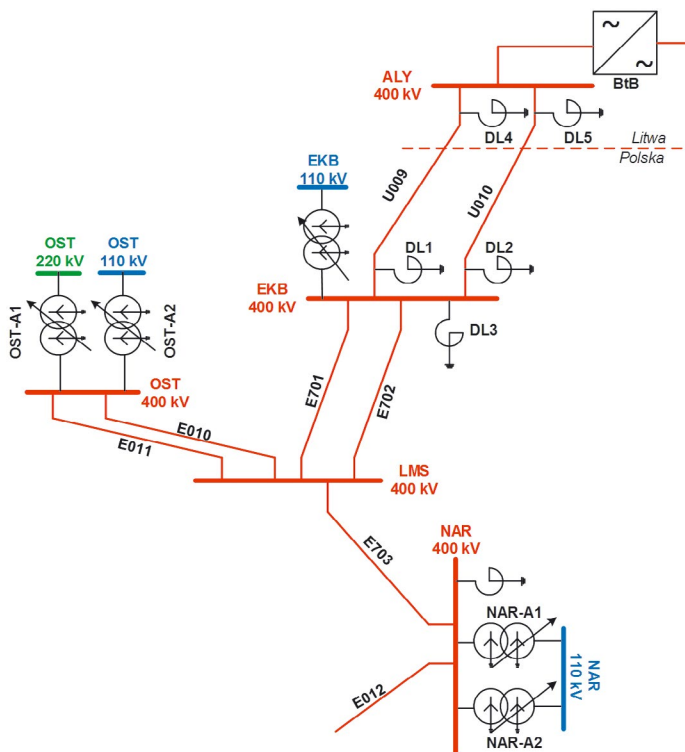
Zakładane dane znamionowe dławika uzmięniającego decydują o nastawieniach poszczególnych funkcji zabezpieczeniowych, które w tym przypadku zostały określone następująco:

- 51N – pierwszy stopień, prąd rozruchowy: 12 A ze zwłoką 120 s (prąd znamionowy ciągły dławika równy jest 10 A)
- 51N – drugi stopień, prąd rozruchowy: 65 A ze zwłoką 7 s (prąd znamionowy zwarcia dławika dla $t = 10$ s równy jest 65 A)
- 50N – prąd rozruchowy: 120 A (wartość skuteczna) (prąd znamionowy zwarcia dławika równy jest 170 A – wartość szczytowa).

3. Model sieci

Analizy komputerowe przeprowadzono na modelu zrealizowanym w programie DigSILENT PowerFactory®, którego część (najbliższe otoczenie rozważanej linii relacji Ełk Bis – Alytus) została przedstawiona na rys. 3.

Wybrane linie sieci 400 kV zamodelowano z wykorzystaniem rozmieszczenia geometrycznego przewodów względem siebie i względem ziemi, są to:



Rys. 3. Część modelu analizowanej sieci 400 kV

- dwutorowa linia relacji Ełk Bis – Alytus (U009, U010)
- dwutorowa linia relacji Ełk Bis – Łomża (E701, E702)
- dwutorowa linia relacji Łomża – Ostrołęka (E010, E011)
- linia relacji Łomża – Narew (E702).

Dzięki geometrycznemu modelowaniu powyższych linii otrzymuje się określoną asymetrię sieci w punkcie przyłączenia dławików kompensacyjnych (DL1 i DL2), do których przyłączenie dławików uziemiających jest rozważane. Asymetria ta widoczna jest również w stanie normalnym pracy sieci, gdzie występują różnice wartości napięć w poszczególnych fazach zasilających dławik kompensacyjny, a przez dławik uziemiający płynie prąd około 0,2 A.

4. Detekcja zwarcień wewnętrznych w dławiku uziemiającym

Model opisany w rozdziale 3 posłużył do analizy detekcji zwarcień wewnętrznych dławika uziemiającego.

OSP przyjął, że podczas stanu normalnego systemu (bezzałóceniowego) dławik uziemiający jest zbocznikowany przez wyłącznik. To oznacza, że przez dławik płynie bardzo mały prąd. Jeżeli w takim przypadku nastąpi uszkodzenie w dławiku uziemiającym, to i tak sytuacja zasadniczo się nie zmienia, a proponowane zabezpieczenia nie wykryją uszkodzenia.

Rozważając przypadek, w którym wyłącznik bocznikujący jest stale otwarty, i zakładając jednocześnie zwarcie izolatora dławika uziemiającego do ziemi, prąd płynący przez przekładnik wzrasta – co prawda – ponad dwukrotnie, ale w dalszym ciągu jest poniżej 1 A (rys. 4).

Powyższy przypadek zwarcia, ponieważ eliminuje z obwodu zwarciovego impedancję dławika uziemiającego, jest najbardziej

znaczący pod kątem wartości prądu płynącego do ziemi. Przy innych zakłóceniach występujących w dławiku, np. zwarciu z ziemią uzwojenia, część impedancji dławika będzie obecna w obwodzie zwarciovym, przez co prąd płynący przez przekładnik będzie mniejszy. To pokazuje, że w normalnym stanie pracy sieci operator nie dowie się o wystąpieniu uszkodzenia w dławiku.

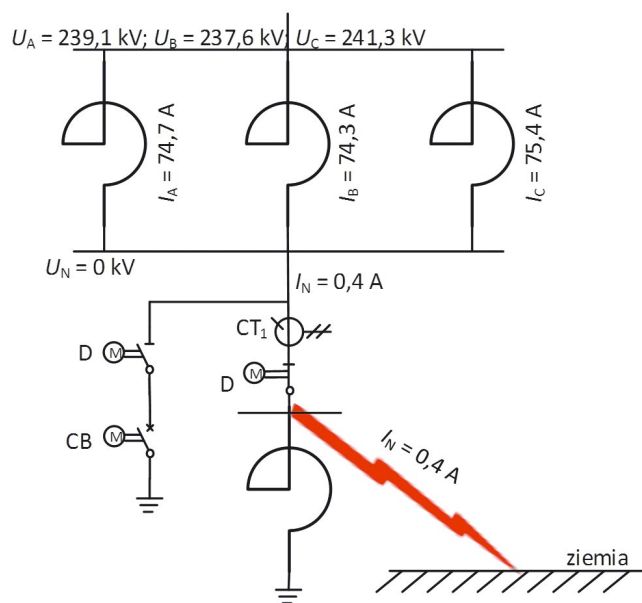
Większe wartości prądu należy spodziewać się w przypadku zakłóceń zewnętrznych. W pierwszym kroku rozważono sytuację aktualnie zakładaną przez OSP, w której wyłącznik bocznikujący otwierany jest podczas cyklu 1-fazowego SPZ. Przeprowadzono symulację, w której założono następującą sekwencję zdarzeń:

- 0,1 s – zwarcie 1-fazowe w 5% długości linii Ełk Bis – Alytus, od strony stacji Ełk Bis
- 0,2 s – otwarcie dwustronne linii Ełk Bis – Alytus oraz otwarcie wyłącznika bocznikującego dławik uziemiający
- 0,6 s – przemięczenie zwarcia
- 1,6 s – załączenie obustronne linii Ełk Bis – Alytus
- 1,7 s – zamknięcie wyłącznika bocznikującego dławik uziemiający.

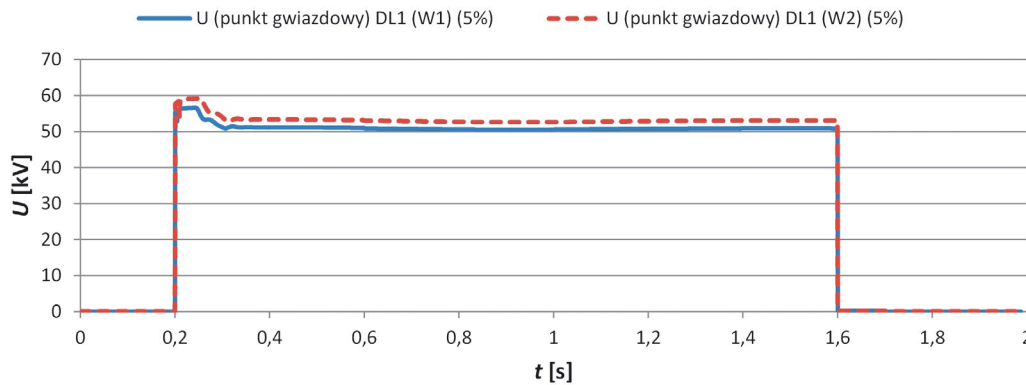
Ponadto wyniki uwzględniają dwa warianty pracy sieci:

- W1 – pracujące dławiki kompensacyjne i uziemione przez dławiki uziemiające w stacji Alytus
- W2 – wyłączone dławiki kompensacyjne w stacji Alytus.

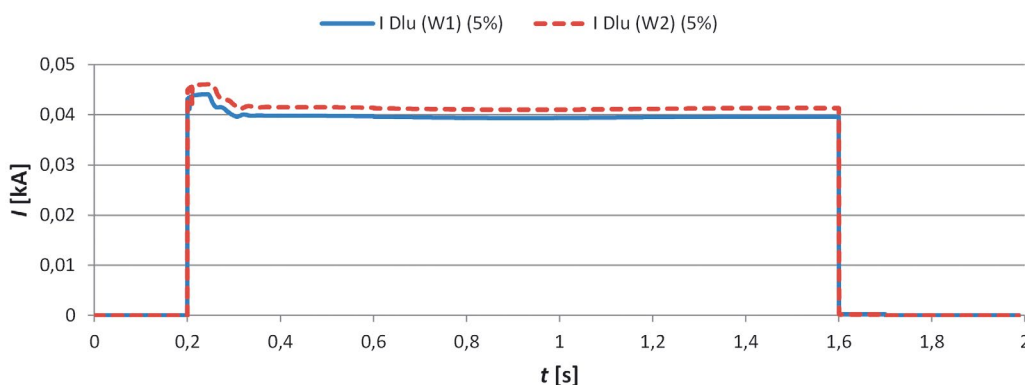
Otwarcie wyłącznika bocznikującego dławik uziemiający powoduje wzrost napięcia w punkcie gwiazdowym do ok. 60 kV (rys. 5), po czym po 100 ms zmniejsza się ono do ok. 50 kV. Z kolei prąd płynący przez dławik uziemiający kształtuje się na poziomie ok. 40 A (rys. 6). Wartość prądu oraz czas jego przepływu nie powodują pobudzenia zabezpieczeń dławika uziemiającego. Można zatem przyjąć, że nastawienia zabezpieczeń w tym przypadku są dobrane właściwie, ponieważ nie powinny one działać podczas zakłóceń zewnętrznych.



Rys. 4. Wyniki uzyskane podczas zwarcia izolatora dławika uziemiającego z ziemią



Rys. 5. Napięcie w punkcie gwiazdowym dławika kompensacyjnego; DL1 – dławik kompensacyjny przyłączony do toru I linii Ełk Bis – Alytus po stronie stacji Ełk Bis



Rys. 6. Prąd płynący przez dławik uziemiający; DLU – dławik uziemiający

Rozważania dowodzą, że jedyny przypadek, kiedy podczas uszkodzenia dławika uziemiającego popłynie przez niego stosunkowo duży prąd, to wystąpienie jednocześnie 1-fazowego zwarcia w linii Ełk Bis – Alytus, co uruchomi automatykę 1-fazowego SPZ i otworzy wyłącznik bocznikujący dławik uziemiający, oraz wystąpienie zakłócenia w dławiku uziemiającym. Poniżej zamieszczono wyniki przedstawiające taki scenariusz zdarzeń, przy czym założono tu następującą sekwencję:

- 0,1 s – zwarcie 1-fazowe w 5% długości linii Ełk Bis – Alytus, od strony stacji Ełk Bis
- 0,2 s – otwarcie dwustronne linii Ełk Bis – Alytus oraz otwarcie wyłącznika bocznikującego dławik uziemiający
- 0,5 s – zwarcie izolatora dławika uziemiającego do ziemi, przez rezystancję 20 Ω
- 0,6 s – przeminięcie zwarcia w linii Ełk Bis – Alytus
- 1,6 s – załączenie obustronne linii Ełk Bis – Alytus
- 1,7 s – zamknięcie wyłącznika bocznikującego dławik uziemiający.

W tym przypadku napięcie w punkcie gwiazdowym dławika kompensacyjnego (rys. 7) do chwili wystąpienia zwarcia w dławiku uziemiającym ($t = 0,5$ s) ma taki sam przebieg jak w poprzedniej symulacji (rys. 5). Od chwili pojawienia się zakłócenia w dławiku uziemiającym napięcie zmniejsza się do wartości bliskiej zera, co wynika z modelowania zwarcia w dławiku przez rezystancję przejścia równą 20 Ω .

Z kolei prąd płynący przez przekładnik prądowy (rys. 8) znacząco zwiększa swoją wartość i kształtuje się na poziomie ok. 70 A.

Jest to wartość większa od drugiego stopnia nastawienia zabezpieczenia 51N (65 A), ale czas utrzymania się takiej wartości prądu ograniczony jest czasem przerwy SPZ. Zakładając nawet, że uszkodzenie w dławiku powstało przed zwarcie zewnętrznym, to czas płynięcia prądu przekraczającego wartość progową zabezpieczenia 51N nie będzie większy niż 2 s.

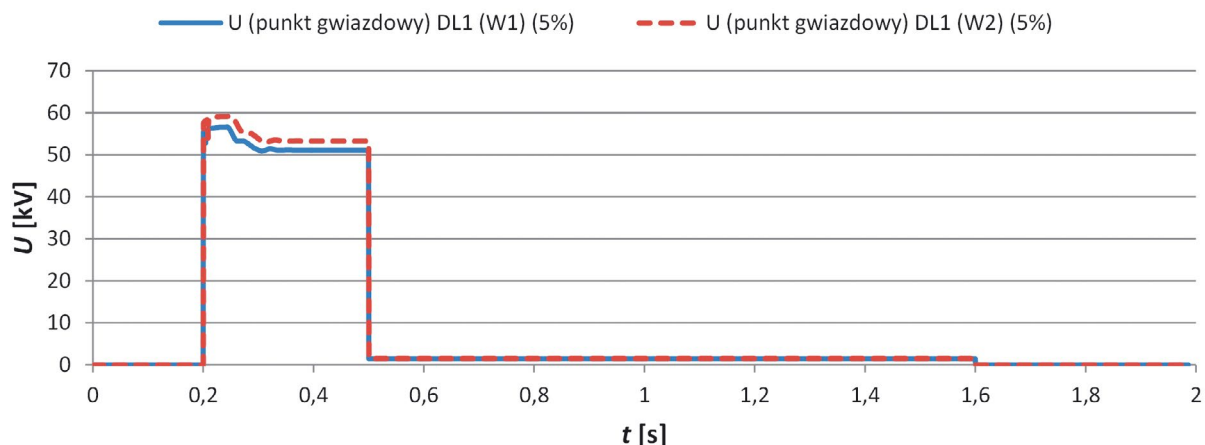
Zaproponowany zestaw zabezpieczeń chroni dławik uziemiający przed nadmiernym prądem, ale nie jest w stanie wykryć jego uszkodzenia i poinformować o tym fakcie operatora. Zaproponowano zatem rozszerzenie zestawu zabezpieczeń o funkcję różnicowoprądową, która porównuje prąd płynący przed i za dławikiem uziemiającym. Przeprowadzono weryfikację takiego założenia poprzez symulowanie wystąpienia następujących zakłóceń:

- zwarcie izolatora dławika uziemiającego do ziemi
 - zwarcie do ziemi uzwojenia dławika uziemiającego
 - zwarcie międzyzwojowe w uzwojeniu dławika uziemiającego.
- Jednocześnie zakładano każdorazowo wystąpienie zakłócenia zewnętrznego powodującego powstanie dużej asymetrii w sieci.

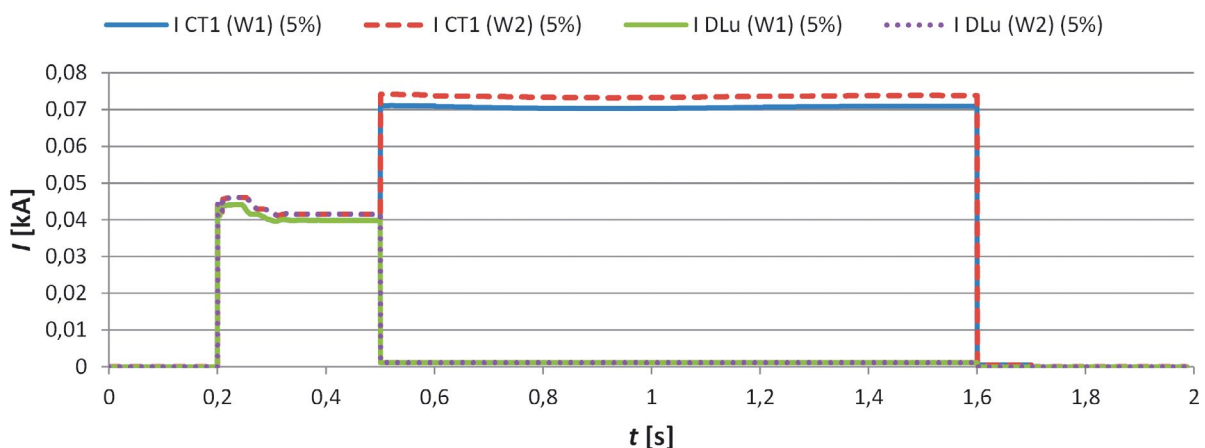
4.1. Zwarcie izolatora dławika uziemiającego do ziemi

W przypadku analizy zwarcia izolatora dławika uziemiającego do ziemi założono, że wyłącznik bocznikujący dławik jest otwarty. Symulowano następującą sekwencję zdarzeń:

- 0,1 s – zwarcie 1-fazowe na szynach dławika kompensacyjnego
- 0,3 s – zwarcie izolatora dławika uziemiającego do ziemi



Rys. 7. Napięcie w punkcie gwiazdowym dławika kompensacyjnego; DL1 –dławik kompensacyjny przyłączony do toru I linii Elk Bis – Alytus po stronie stacji Elk Bis



Rys. 8. Prąd płynący w dławiku uziemiającym (I DLU) i prąd płynący przez przekładnik prądowy (I CT1)

- 0,4 s – przeminięcie zwarcia na szynach dławika kompensacyjnego.

Na rys. 9 przedstawiono przebieg prądu płynącego przed i za dławikiem uziemiającym. Z rysunku tego wynika, że w prezentowanym wariantcie (W1) zwarcie 1-fazowe na szynach dławika kompensacyjnego powoduje przepływ prądu przez dławik uziemiający na poziomie ok. 30 A (przedział czasu 0,1–0,3 s). Pojawienie się dodatkowego zwarcia do ziemi na izolatorze dławika uziemiającego (przedział czasu 0,3–0,4 s) powoduje, że przez ten dławik zaczyna płynąć prąd bliski zeru, a przed dławikiem prąd (płynący *de facto* do ziemi) wzrasta do ok. 65 A, czyli do wartości prądu znamionowego zwarciovego 10-sekundowego dławika uziemiającego. Należy tu zauważyć, że wartość tego prądu wynika przede wszystkim ze zwarcia na szynach dławika kompensacyjnego, które powinno zostać wykryte przez zabezpieczenia tego dławika. W przypadku kiedy zwarcie na szynach dławika kompensacyjnego przemija (przedział czasu 0,4–0,5 s), a zwarcie do ziemi na izolatorze dławika uziemiającego pozostaje, wówczas prąd doziemienia maleje praktycznie do zera. Z prezentowanej symulacji wynika, że do jednoznacznego wykrycia zakłócenia powstałego w dławiku uziemiającym

należałoby wykorzystać zabezpieczenie różnicowe mierzące prąd przed i za tym dławikiem. Przy czym możliwość wykrycia zakłócenia wewnętrznego byłaby możliwa tylko w przypadku wystąpienia zakłócenia asymetrycznego zewnętrznego.

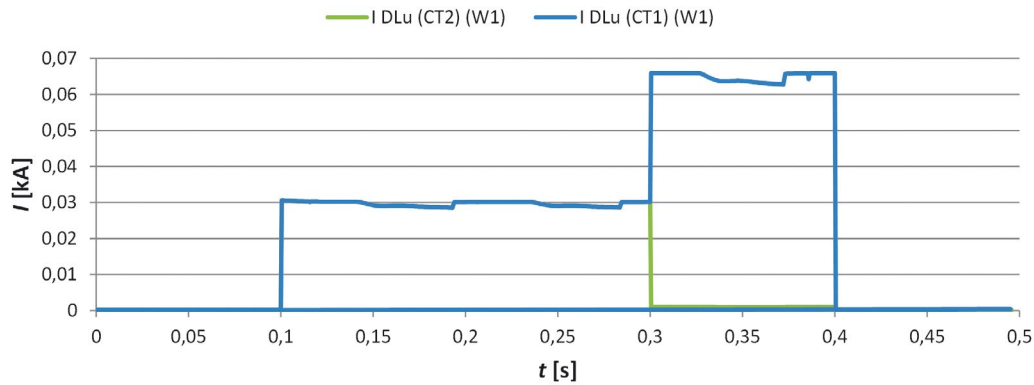
4.2. Zwarcie do ziemi uzwojenia dławika uziemiającego

Kolejnym analizowanym zakłóceniem jest zwarcie do ziemi uzwojenia dławika uziemiającego. Symulowano zwarcie w trzech różnych długościach uzwojenia dławika uziemiającego: 10%, 50% i 90%. Kolejność zdarzeń w symulacji jest następująca:

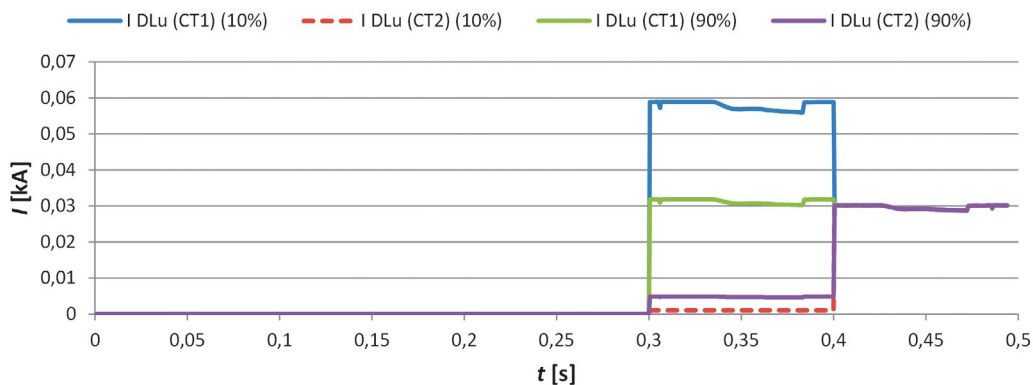
- 0,1 s – zwarcie do ziemi uzwojenia dławika uziemiającego
- 0,2s –zwarcie 1-fazowe na zaciskach dławika kompensacyjnego
- 0,3 s – otwarcie wyłącznika bocznikującego dławik uziemiający
- 0,4 s – przeminięcie zwarcia do ziemi uzwojenia dławika uziemiającego.

Analizy przeprowadzono dla wariantu W1, w którym załączone są dławiki kompensacyjne w stacji Alytus.

Na rys. 10 przedstawiono przebiegi prądu płynącego przed (I DLU (CT1)) i za (I DLU (CT2)) dławikiem uziemiającym. Z przebiegów tych wynika, że pojawienie się jedynie zwarcia do ziemi



Rys. 9. Prąd płynący przed (CT1) i za (CT2) dławikiem uziemiającym (DLu) w czasie zwarcia 1-fazowego na szynach dławika kompensacyjnego oraz zwarcia do ziemi na izolatorze dławika uziemiającego



Rys. 10. Prąd płynący przed (CT1) i za (CT2) dławikiem uziemiającym (DLu) w czasie zwarcia 1-fazowego na szynach dławika kompensacyjnego oraz zwarcia do ziemi w 10% i 90% długości uzwojenia dławika uziemiającego (W1)

uzwojenia dławika uziemiającego nie powoduje przepływu prądu w tym dławiku (przedział czasu 0,1–0,2 s). Dopiero zwarcie 1-fazowe na szynach dławika kompensacyjnego i otwarcie wyłącznika bocznikującego powoduje przepływ prądu przez dławik uziemiający (przedział czasu 0,3–0,4 s). W tym przypadku na podstawie różnicy prądu mierzonego przez przekładnik CT₁ i CT₂ można wnioskować o zakłóceniu występującym w tym dławiku. Należy przy tym pamiętać, że jest to możliwe jedynie wówczas, gdy dodatkowo wystąpi zakłócenie zewnętrzne powodujące wystąpienie asymetrii w sieci.

4.3. Zwarcie międzyzwojowe w uzwojeniu dławika uziemiającego

Ostatnim potencjalnym zakłóceniem mogącym wystąpić w dławiku uziemiającym jest zwarcie międzyzwojowe. Przeanalizowano zwarcie międzyzwojowe obejmujące: 5%, 10%, 50% zwojów. Kolejność zdarzeń przyjętych w symulacji jest następująca:

- 0,1 s – zwarcie międzyzwojowe w dławiku uziemiającym
- 0,2 s – zwarcie 1-fazowe na zaciskach dławika kompensacyjnego

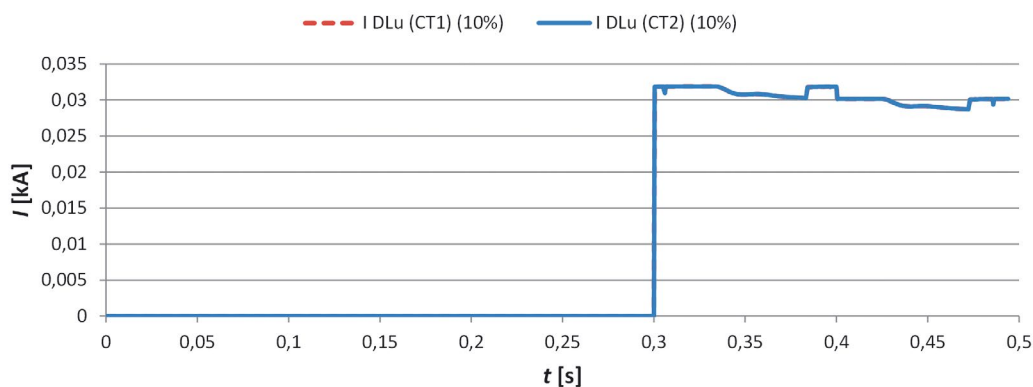
- 0,3 s – otwarcie wyłącznika bocznikującego dławik uziemiający
- 0,4 s – przeminięcie zwarcia międzyzwojowego w dławiku uziemiającym.

Na rys. 11 przedstawiono prąd płynący przed i za dławikiem uziemiającym. Z przebiegów wynika, że nie ma możliwości wykrycia zwarcia międzyzwojowego z wykorzystaniem różnicy prądów mierzonych przed i za dławikiem uziemiającym.

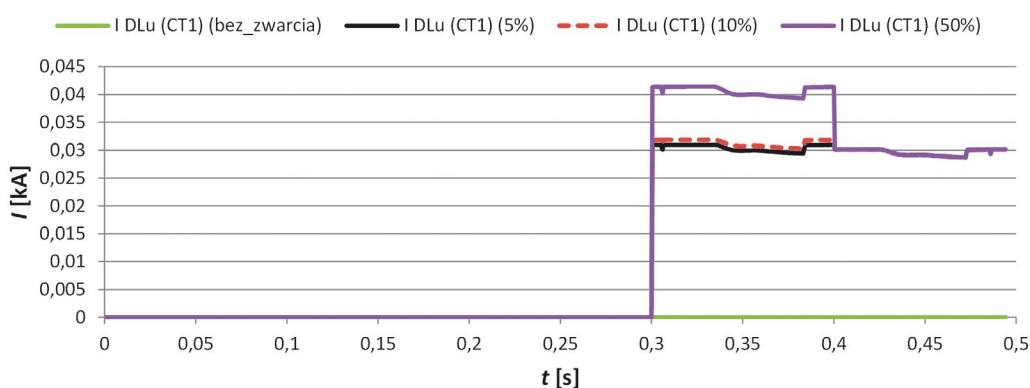
W zależności od liczby zwartych zwojów prąd płynący przez dławik uziemiający będzie wzrastał od wartości ok. 30 A przy małej liczbie zwartych zwojów, do ok. 65 A przy zwarcie całego dławika (rys. 12).

5. Podsumowanie

Zaproponowany na wstępie układ zabezpieczeń dławika uziemiającego jest wystarczający ze względu na jego ochronę przed skutkami przetężeń. Nie daje on jednak możliwości detekcji uszkodzeń powstałych w dławiku. Zaproponowano zatem rozszerzenie zestawu zabezpieczeń o funkcję różnicowoprądową, która jest w stanie wykryć większość zakłóceń powstałych w dławiku (oprócz zwarcia międzyzwojowych).



Rys. 11. Prąd płynący przed (CT1) i za (CT2) dławikiem uziemiającym (DLu) w czasie zwarcia 1-fazowego na szynach dławika kompensacyjnego oraz zwarcia międzyzwojowego z 10% zwartych zwojów (W1)



Rys. 12. Prąd płynący przed (CT1) i za (CT2) dławikiem uziemiającym (DLu) w czasie zwarcia 1-fazowego na szynach dławika kompensacyjnego oraz zwarcia międzyzwojowego z różną liczbą zwartych zwojów (W1)

BIBLIOGRAFIA

1. CIGRE Working Group B5.37, Protection, Monitoring and Control of Shunt Reactors, 2013.
2. IEEE Power Engineering Society, IEEE Guide for the Protection of Shunt Reactors, 2007.
3. Lubośny Z., Klucznik J., Dobrzyński K., Problems of Selecting Protection for Shunt Reactors Working in Extra-High Voltage Grids, *Acta Energetica* 2016, No. 2/27, s. 139–143.
4. Klucznik J. i in., Nonlinear secondary arc model use for evaluation of single pole auto-reclosing effectiveness, *COMPEL – The International Journal For Computation And Mathematics In Electrical And Electronic Engineering* 2015, t. 34, nr 3, s. 647–656.
5. <http://www.litpol-link.com/>.
6. Zajczyk R. i in., Analiza potencjalnych zagrożeń dla pracy BtB w wyniku zakłóceń w sieci polskiej wraz z opisem możliwych działań zaradczych [niepublikowany, na zlecenie PSE SA], 2016.

Krzysztof Dobrzyński

dr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: krzysztof.dobrzynski@pg.gda.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrycznym Politechniki Warszawskiej (1999). Stopień doktora nauk technicznych uzyskał na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej (2012). Pracuje jako adiunkt w Katedrze Elektroenergetyki Politechniki Gdańskiej. Obszar jego zainteresowań to: współpraca źródeł generacji rozproszonej z systemem elektroenergetycznym, modelowanie matematyczne, sterowanie systemem elektroenergetycznym, instalacje inteligentne w budynkach.

Jacek Klucznik

dr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: jacek.klucznik@pg.gda.pl

Studia magisterskie ukończył na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej (1999). Pięć lat później uzyskał stopień doktorski. Pracuje jako adiunkt w Katedrze Elektroenergetyki swojej macierzystej uczelni. Zajmuje się układami regulacji generatorów i turbin, energetyką wiatrową oraz elektroenergetyczną automatyką zabezpieczeniową.

Zbigniew Lubośny

prof. dr hab. inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: zbigniew.lubosny@pg.gda.pl

Wychowanek Politechniki Gdańskiej. Od 2004 roku jest profesorem nauk technicznych. Obecnie zatrudniony na swojej macierzystej uczelni na stanowisku profesora zwyczajnego. Obszar jego zainteresowań to: modelowanie matematyczne, stabilność systemu elektroenergetycznego, sterowanie systemem elektroenergetycznym, zastosowanie sztucznej inteligencji do sterowania systemem elektroenergetycznym, modelowanie i sterowanie elektrowniami wiatrowymi. Redaktor naczelny *Acta Energetica*.

Stanisław Czapp

dr hab. inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: stanislaw.czapp@pg.gda.pl

Absolwent Politechniki Gdańskiej (1996). Jest pracownikiem Wydziału Elektrotechniki i Automatyki swojej macierzystej uczelni. Jego działalność naukowa jest związana z instalacjami i urządzeniami elektrycznymi, oświetleniem elektrycznym, a szczególnie ochroną przed porażeniem prądem elektrycznym. Autor lub współautor wielu artykułów i referatów oraz opracowań niepublikowanych o charakterze projektów, ekspertyz i opinii. Jest rzeczoznawcą SEP w dziale 08 Instalacje i urządzenia elektryczne.

Ograniczenie oddziaływania skutków awarii w sieciach energetycznych na odbiorcę końcowego za pomocą sekcjonowania struktury sieciowej

Autorzy

Szczepan Moskwa
Sławomir Kozieł
Marek Siłuszzyk
Zbigniew Galias

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

niezawodność, sieci dystrybucyjne, optymalizacja, sekcjonowanie, algorytmy ewolucyjne

Streszczenie

Artykuł obejmuje analizę możliwości ograniczenia oddziaływania skutków awarii w sieciach dystrybucyjnych średnich napięć, w zakresie częstości występowania i czasu trwania przerw (krótkich, długich, bardzo długich i katastrofalnych) w zasilaniu odbiorców końcowych. Jako metodę ograniczenia skutków awarii przyjęto lokalizację w strukturze sieciowej wyłączników zdalnie sterowanych lub reklozerów, które w przypadku awarii pozwolą na odłączenie tylko części sieci lub ciągu zasilania w obszarze występowania awarii. Istotnym elementem tej metody jest optymalny dobór liczby tych wyłączników oraz ich lokalizacja w strukturze sieciowej. Artykuł proponuje metodę rozwiązania tych zagadnień poprzez zastosowanie modeli niezawodnościowych sieci dystrybucyjnych oraz algorytmów ewolucyjnych pozwalających na optymalizację lokalizacji wyłączników. Jako kryteria optymalizacyjne przyjęto wartości wskaźników ENS, SAIDI oraz SAIFI. Analizę przeprowadzono na przykładzie modelu opracowanego na podstawie struktury rzeczywistej sieci dystrybucyjnej. W modelu uwzględniono parametry niezawodnościowe poszczególnych odcinków sieci, węzłów rozdzielczych, stacji rozdzielczych SN/nN oraz liczbę odbiorców przyłączonych do danej stacji.

1. Wprowadzenie

Wśród zagadnień dotyczących rozwoju i kierunku zmian w elektroenergetyce najczęściej pojawiają się działania podnoszące efektywność energetyczną oraz poprawę parametrów zasilania. Działania te stanowią podstawę rozwoju technologii Smart Grid oraz generacji rozproszonej w aspekcie nowych rozwiązań technicznych dla urządzeń sieciowych, a także są istotne w kwestii zarządzania infrastrukturą sieciową [1, 2]. Ocena jakości zasilania jest dokonywana poprzez ocenę parametrów definiujących jakość energii elektrycznej, ciągłość zasilania oraz jakość obsługi odbiorców końcowych [3]. Poprawa parametrów ciągłości zasilania może być realizowana m.in. poprzez rozmieszczenie w sieci źródeł rozproszonych umożliwiających w przypadku awarii pracę wyspową [4], czy też sekcjonowanie struktury sieciowej [5–7]. Wybór lokalizacji punktu rozłączenia w sieci nie jest prostą decyzją i może być dokonywany wieloma różnymi metodami. Proponowane w literaturze rozwiązania dotyczą np. algorytmów genetycznych (GA) [6] lub metody algorytmów roju (PSO) [7]. Spośród nowoczesnych technik optymalizacji heurystycznej metody

GA i PSO należą do najczęściej wykorzystywanych. Pomimo różnych proponowanych rozwiązań nie została znaleziona metoda, która uwzględniałaby wszystkie możliwe kryteria oceny i mogłaby być stosowana dla sieci dowolnego typu. Zagadnienia omawiane w artykule dotyczą optymalizacji liczby punktów rozcięć i ich lokalizacji w sieci dystrybucyjnej w celu ograniczenia oddziaływania awarii występujących w sieciach dystrybucyjnych na odbiorców końcowych, jak również zmniejszenia strat operatora sieci dystrybucyjnej (OSD). Wymiernymi wskaźnikami przyjętymi jako funkcja celu kryterium optymalizacyjnego są wskaźniki SAIDI i SAIFI dla odbiorców końcowych w analizowanym rejonie, jak również ilość niedostarczonej energii (ENS) przez operatora [8]. Sekcjonowanie struktury może być realizowane m.in. poprzez instalowanie reklozerów lub wyłączników zdalnie sterowanych w ciągach liniowych. Przy właściwie dobranej i działającej automatyce zabezpieczeniowej sekcjonowanie może następować automatycznie. Celem podjętych badań jest opracowanie algorytmu wspomagającego decyzje dotyczące wielokryterialnej optymalizacji struktury sieciowej w aspekcie zwiększenia niezawodności zasilania.

2. Metodyka badań

Podstawą przeprowadzonych badań i analiz było odwzorowanie struktury sieci dystrybucyjnej z uwzględnieniem parametrów niezawodnościowych i powiązań funkcjonalnych jej elementów składowych. Wybrany do analizy obszar obejmował część sieci promieniowej typu drzewo z jednostronnym zasilaniem i możliwością zasilania rezerwowego z innego punktu zasilającego. Odwzorowaniu poddano rzeczywistą sieć dystrybucyjną średniego napięcia w układzie otwartym, znajdującą się w południowym rejonie Polski (dane udostępnione przez Tauron SA). W przyjętym modelu wyróżniono trzy rodzaje węzłów: zasilający, rozdzielczy i odbiorczy oraz linie pomiędzy węzłami. Modelowany układ (rys. 1) obejmuje 47 węzłów odbiorczych oraz 44 węzły rozdzielcze. Poszczególnym elementom modelu zostały przypisane parametry niezawodnościowe w postaci rocznych intensywności awarii oraz średnich czasów trwania awarii w oparciu o dane dotyczące awaryjności za okres trzech lat. Parametry zostały wyznaczone na podstawie danych rzeczywistych, uśrednionych dla poszczególnych grup. Dodatkowo w węzłach odbiorczych zostały zdefiniowane liczby odbiorców zasilanych z tych węzłów oraz średnioroczna moc pobierana w tych węzłach. Do wyznaczenia parametrów niezawodnościowych przyjęto tylko nieplanowane przerwy w zasilaniu trwające dłużej niż 3 minuty.

Głównym celem prowadzonych badań było optymalne rozmieszczenie w sieci punktów rozcięć, które pozwoliłyby na ograniczenie skutków awarii poprzez wyizolowanie obszaru, gdzie wystąpiła awaria, co w konsekwencji ograniczyłoby oddziaływanie tej awarii. Przyjęto następujący algorytm postępowania dla wyznaczenia optymalnej lokalizacji punktów rozcięć w sieci:

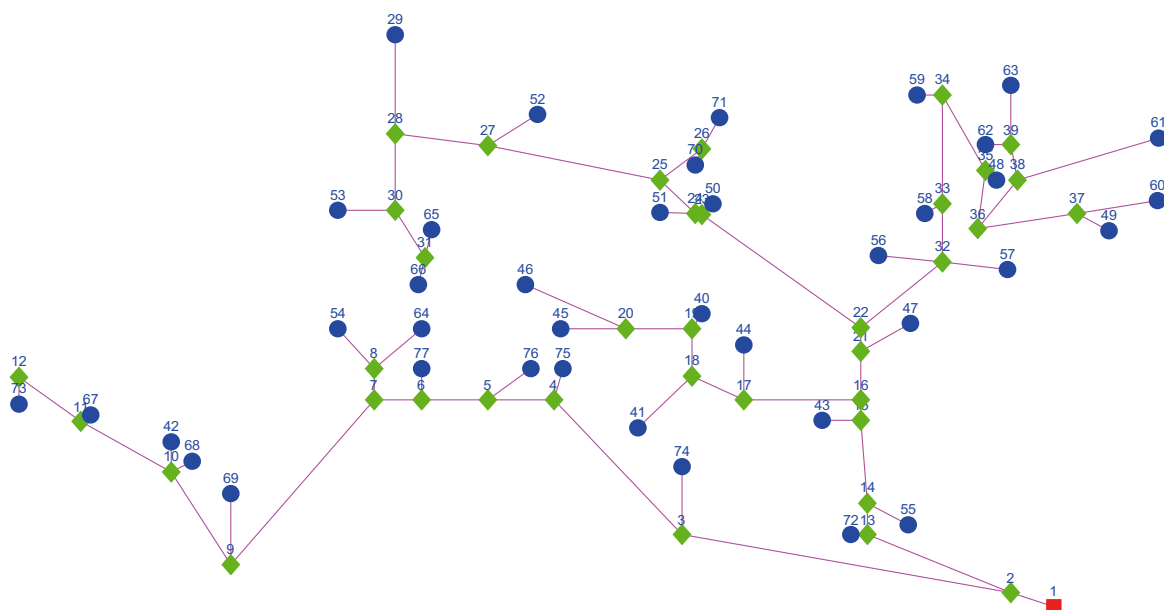
1) Wybór obszaru sieci dystrybucyjnej wraz z parametrami niezawodnościowymi – intensywność awarii w ciągu roku oraz średni czas trwania awarii dla poszczególnych elementów składowych oraz rozmieszczenie punktów odbiorczych;

- 2) Wybór kryterium optymalizacyjnego oraz przyjęcie liczby rozcięć do rozlokowania;
- 3) Odwzorowanie sieci w postaci grafu oraz wyznaczenie podsieci pomocniczych w zależności od analizowanej lokalizacji punktów rozcięć oraz połączeń pomiędzy podsieciami;
- 4) Wyznaczenie optymalnej lokalizacji punktów rozcięć na podstawie opracowanego algorytmu ewolucyjnego (EA), wykorzystującego typową strukturę EA z binarną procedurą selekcji [9], elitaryzmem [10] oraz adaptacyjną regulacją prawdopodobieństwa mutacji (w celu kontroli zbieżności).

Zastosowany algorytm bada możliwe lokalizacje punktów rozcięć poprzez działanie dwóch rodzajów operatorów mutacji – lokalnej, która umieszcza dany punkt rozcięcia w losowo wybranym odcinku sieci w sąsiedztwie analizowanej lokalizacji (jeśli są dostępne), oraz globalnej, która umieszcza punkty rozcięć losowo w obrębie całej sieci. W kolejnych iteracjach EA analizuje różne wygenerowane warianty lokalizacji punktów rozcięć oraz bada, jaki jest ich wpływ na wartość przyjętej funkcji celu. Wykorzystywany elitaryzmem jest realizowany jako wybór najlepszego rozwiązania, jakie zostało znalezione w danym cyklu, i umieszczenie go w nowej populacji z pominięciem procesów selekcji, krzyżowania i mutacji. Prawdopodobieństwo mutacji jest przyjmowane adaptacyjnie na podstawie różnorodności populacji mierzonej za pomocą odchylenia standardowego dla otrzymanego rozwiązania.

Poszukiwanie optymalnej lokalizacji dla punktów rozcięć przeprowadzono dla trzech różnych kryteriów w postaci wartości wskaźników ENS, SAIDI, SAIFI.

Dla analizowanej sieci wyznaczono średnioroczny czas przerwy w zasilaniu D będący iloczynem średniej częstości awarii oraz średniego czasu ich trwania, który w przypadku braku punktów rozcięć w sieci jest taki sam dla wszystkich odbiorców, niezależnie od ich miejsca przyłączenia w sieci. Wprowadzenie punktów rozcięć do struktury sieciowej, w przypadku wystąpienia awarii



Rys. 1. Schemat analizowanej struktury sieciowej zasilanej z węzła nr 1

za tym punktem (patrząc od strony źródła), pozwala na odcięcie obszaru sieci, w którym miała miejsce awaria i w konsekwencji ograniczenie jej wpływu na zasilanie odbiorców znajdujących się pomiędzy punktem zasilania i punktem rozcięcia. Zakładając, że punkt rozcięcia może być zrealizowany poprzez instalację reklozera lub wyłącznika zdalnie sterowanego, można oczekiwać, iż przerwa w zasilaniu dla części odbiorców w takim przypadku będzie miała charakter przerwy przemijającej lub krótkiej.

Wobec powyższego do wyznaczenia optymalizacji lokalizacji zadanej liczby punktów rozcięć wyznaczono parametry niezawodnościowe (średnioroczna intensywność awarii i średnioroczny czas ich trwania) dla każdego węzła odbiorczego z uwzględnieniem jego lokalizacji w danej podsieci, stanowiącej obszar pomiędzy punktem zasilania a punktem rozcięcia lub pomiędzy kolejnymi punktami rozcięć, lub będącej końcowym odcinkiem sieci ograniczonym punktem rozcięcia. Wartości poszczególnych parametrów niezawodnościowych zależne są od drogi zasilania danego węzła odbiorczego i uwzględniają awaryjność każdej podsieci znajdującej się na drodze od źródła zasilania do danego węzła. Dla każdej podsieci, z punktu widzenia niezawodności i skutków wystąpienia awarii w danej podsieci, jej średnia intensywność awarii jest sumą awaryjności poszczególnych elementów tej podsieci, a średni czas awarii jest wypadkową czasów awarii dla tych elementów. Na podstawie tych założeń wyznaczono średni czas D_j braku zasilania w ciągu roku dla węzłów odbiorczych znajdujących się w danej podsieci j wg zależności:

$$D_j = \sum_{i=1}^{i=m} \lambda_i \cdot \bar{t}_i$$

gdzie: m – liczba podsieci znajdujących się na drodze zasilania węzłów odbiorczych w podsieci j , λ_i – średnia intensywność

awarii dla danej podsieci $[1/\text{rok}]$, \bar{t}_i – średni czas trwania awarii dla danej podsieci $[h]$.

Na tej podstawie, wykorzystując opracowany algorytm optymalizacji poszukujący najmniejszych wartości wskaźników ENS, SAIDI, SAIFI, poszukiwane były optymalne lokalizacje dla danej liczby punktów rozcięć. Poszczególne wartości dla kryteriów optymalizacyjnych były wyznaczane według poniższych zależności.

ENS – wskaźnik średniej wartości niedostarczonej energii elektrycznej:

$$ENS = \sum_{j=1}^{j=m} \sum_{i=1}^{i=k} A_{jk} D_j$$

gdzie: A_{jk} – średnioroczna moc pobierana w k -tym węźle należącej do podsieci j ,

SAIDI – systemowy wskaźnik średniego rocznego czasu trwania przerwy w zasilaniu:

$$SAIDI = \frac{\sum N_j D_j}{N}$$

gdzie: N_j – liczba odbiorców w podsieci narażonych na skutki awarii, N – łączna liczba obsługiwanych odbiorców w analizowanej sieci,

SAIFI – systemowy wskaźnik średniej częstości przerw na odbiorcę:

$$SAIFI = \frac{\sum N_j}{N}$$

Nx	ENS	SAIDI	SAIFI
1	22	28	28
2	3 22	3 28	3 28
3	3 23 27	3 23 28	3 23 28
4	3 23 29 38	3 23 29 38	3 23 29 38
5	2 3 23 30 39	2 3 23 29 38	2 3 23 29 38
6	2 3 6 23 29 38	2 3 23 29 38 41	2 3 6 23 29 38
7	2 3 6 23 29 38 42	3 20 23 29 34 38 44	3 10 20 23 29 33 38
8	2 3 10 23 29 34 38 41	2 3 9 23 25 29 33 38	2 3 6 7 23 29 38 41
9	2 3 6 10 22 23 29 33 38	2 3 9 23 29 30 34 38 40	2 3 6 22 23 29 33 38 39
10	2 3 7 23 27 29 32 33 38 42	2 3 5 9 23 27 29 34 38 42	2 3 9 22 23 28 29 33 38 41
11	2 3 7 11 21 23 29 34 38 43 44	2 3 6 10 11 21 23 29 36 38 41	2 3 6 8 9 23 29 31 33 38 42
12	2 3 6 8 10 22 23 24 30 33 38 42	2 3 5 10 23 27 29 30 37 38 39 42	2 3 9 23 27 29 32 33 38 40 42 43

Tab. 1. Optymalna lokalizacja punktów rozcięć (wg numeru odcinka linii) w strukturze sieciowej dla różnych kryteriów, w zależności od liczby punktów rozcięć – Nx

3. Wpływ lokalizacji punktów rozcięć w sieci

Analizę wpływu lokalizacji punktów rozcięć w sieci na ograniczenie wpływu awarii przeprowadzono dla sieci przedstawionej na rys. 1 oraz dla liczby punktów od 1 do 12. Do optymalizacji przyjęto liczebność populacji od 100 do 200 oraz liczbę iteracji algorytmu genetycznego od 20 do 100, odpowiednio zwiększając liczbę populacji oraz iteracji wraz ze wzrostem liczby punktów rozcięć. Dzięki temu dla otrzymanych wyników uzyskano maksymalną wartość odchylenia standardowego poniżej 1%.

W tab. 1 przedstawiono położenia punktów rozcięć dla znalezionych rozwiązań optymalnych, przy różnej liczbie punktów rozcięć, dla różnych kryteriów optymalizacji. Jak można zauważyć, w zależności od przyjętego kryterium lokalizacja punktów rozcięć dla tej samej sieci może być różna. Już dla 3 punktów rozcięć pojawia się rozbieżność we wskazanych lokalizacjach. Dla 12 punktów rozcięć tylko 5 lokalizacji jest wspólnych dla wszystkich zastosowanych kryteriów.

Dla wyznaczonych optymalnych lokalizacji punktów rozcięć określono ograniczenie oddziaływania skutków awarii poprzez odniesienie wyznaczonych wskaźników ENS, SAIDI, SAIFI do wartości referencyjnych dla sieci bez punktów rozcięć. Wyniki tego porównania zostały przedstawione na rys. 2. Ponieważ sekcjonowanie sieci w chwili wystąpienia awarii skutkuje ograniczeniem liczby przerw w zasilaniu odbiorców końcowych, jak również ich czasu trwania, to można oczekiwać znaczącej poprawy analizowanych wskaźników. Otrzymane wyniki wskazują, że wprowadzenie proponowanego rozwiązania pozwala na poprawę wskaźników dotyczących ciągłości zasilania nawet do 78%. Ze względów technicznych zwiększanie liczby punktów ma swoje uzasadnienie tylko do określonej liczby. Z ekonomicznego punktu widzenia również nieuzasadnione jest zwiększanie liczby elementów sekcjonujących bez ograniczenia. Ponieważ analizowana sieć jest relatywnie nieduża, to zgodnie z przewidywaniami, w tym przypadku najbardziej uzasadnioną liczbą punktów rozcięć jest 5, ewentualnie 6, gdzie dodatkowy punkt rozcięcia powoduje poprawę dla poszczególnych wskaźników na poziomie 1,5–4,8%. Każdy dodatkowy punkt daje jeszcze mniejsze polepszenie wskaźników.

Za ograniczeniem liczby punktów rozcięć dla danej sieci do 5 przemawia również fakt, że dla tego przypadku optymalne lokalizacje dla SAIDI i SAIFI są tożsame i różnią się tylko w dwóch miejscach od wskazanych dla ENS.

Wybór kryterium optymalizacyjnego stanowi jednak decyzję subiektywną.

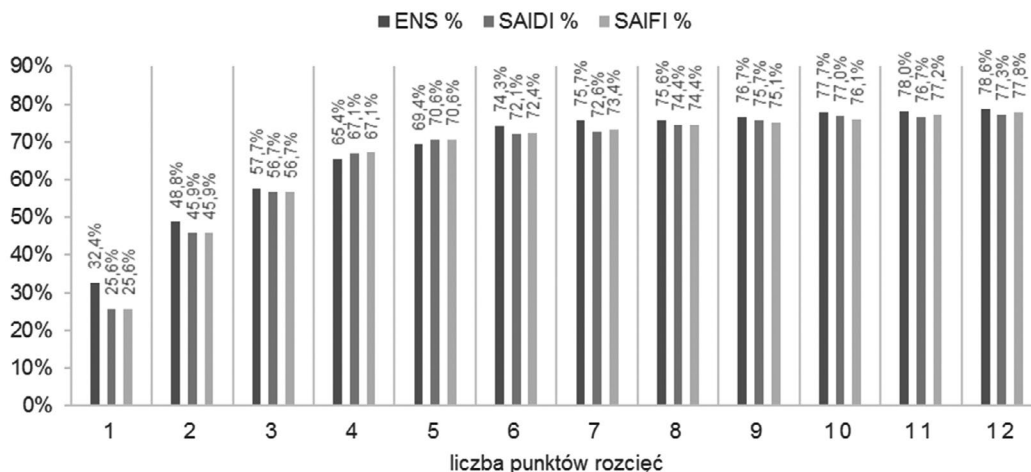
4. Podsumowanie

Przedstawiony algorytm postępowania w celu ograniczenia skutków awarii poprzez zmniejszenie średniego czasu braku zasilania i częstości przerw w zasilaniu u odbiorcy końcowego, jak również zmniejszenie ilości energii niedostarczonej przez operatora, wskazuje, że sekcjonowanie sieci może być narzędziem bardzo skutecznym w tym aspekcie. Biorąc pod uwagę poziom poprawy wskaźników, które określają jakość zasilania odbiorców końcowych, działania tego typu są potrzebne i konieczne.

Otrzymane wyniki wskazują na możliwość rozwiązania rozważanych problemów za pomocą algorytmów genetycznych. Znalezione rozwiązanie optymalne zależy od przyjętego kryterium optymalizacyjnego. W przyszłości planowane jest opracowanie algorytmów optymalizacji wielokryterialnej uwzględniającej równocześnie kilka kryteriów optymalizacyjnych. Planowana jest również analiza techniczno-ekonomiczna w odniesieniu do kosztów jednostkowych oraz eksploatacyjnych urządzeń mających realizować funkcje podziału sieci. Pozwoli ona na opracowanie alternatywnych funkcji celu opartych na aspektach ekonomicznych rozważanego problemu optymalizacyjnego.

BIBLIOGRAFIA

1. European Technology Platform SmartGrids Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the Future, EUR 22040, 2006 [online], http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/smartgrids_en.pdf [dostęp: 4.03.2017].
2. IEC Smart Grid Standardization Roadmap Prepared by SMB Smart Grid Strategic Group (SG3), Edition 1.0, 2010 [online], http://www.iec.ch/smartgrid/downloads/sg3_roadmap.pdf [dostęp: 4.03.2017].



Rys. 2. Względna zmiana wskaźników ENS, SAIDI, SAIFI w zależności od liczby rozcięć sieci przy ich optymalnej lokalizacji

3. 6th CEER Benchmarking Report On The Quality Of Electricity And Gas Supply, Ref: C14-EQS-62-03, 12 February 2015 [online], https://www.nve.no/Media/4862/1-c16-eqs-72-03_ceer-6thbr_intro-ch1-2-2.pdf [dostęp: 4.03.2017].
4. Xiao-bo T., Xue-hong W., A New Method of Distributed Generation Optimal Placement Based on Load Centroid, Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, 2011, s. 1–5.
5. Billinton R., Jonnavithula S., Optimal switching device placement in radial distribution systems, *IEEE Transactions on Power Delivery* 1996, Vol. 11, Issue 3, s. 1646–1651.
6. Golestani S., Tadayon M., Optimal switch placement in distribution power system using linear fragmented particle swarm optimization algorithm preprocessed by GA, 8th International Conference on the European Energy Market (EEM), 2011, s. 537–542.
7. Moradi A., Fotuhi-Firuzabad M., Optimal Switch Placement in Distribution Systems Using Trinary Particle Swarm Optimization Algorithm, *IEEE Transaction on Power Delivery* 2008, Vol. 23, No. 1, s. 271–279.
8. Paska J., Niezawodność systemów elektroenergetycznych, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, 2005.
9. Goldberg D.E., Genetic Algorithms in Search, Optimization, and Machine Learning, 1st Edition, Addison-Wesley, 1989.
10. Dasgupta D., Michalewicz Z. (Eds.), *Evolutionary Algorithms in Engineering Applications*, 2nd ed., Springer, New York, 2010.

Podziękowania

Praca powstała w wyniku realizacji projektu badawczego nr 2014/15/B/ST8/02315, finansowanego ze środków Narodowego Centrum Nauki.

Szczepan Moskwa

dr inż.

Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie

e-mail: szczepan.moskwa@agh.edu.pl

Ukończył studia magisterskie na Wydziale Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Elektroniki AGH, kierunek elektrotechnika (2000). Stopień naukowy doktora w dyscyplinie elektrotechnika, specjalność: elektroenergetyka, uzyskał na tym samym wydziale (2007). Jest zatrudniony na stanowisku adiunkta w Katedrze Elektrotechniki i Elektroenergetyki AGH.

Jego główne obszary działalności zawodowej dotyczą elektroenergetyki w zakresie niezawodności systemów elektroenergetycznych oraz technologii Smart Grids. Jest członkiem SEP oraz PTETiS.

Sławomir Kozieł

dr

Reykjavik University, Iceland

e-mail: koziel@ru.is

Otrzymał w 1995 roku tytuł magistra inżyniera elektronika, a pięć lat później stopień doktora nauk technicznych w dyscyplinie elektronika na Politechnice Gdańskiej. Posiada również tytuł magistra fizyki teoretycznej (2000) i matematyki (2002) oraz stopień doktora w dyscyplinie matematyka uzyskany na Uniwersytecie Gdańskim. Aktualnie jest zatrudniony na stanowisku profesora w School of Science and Engineering, Reykjavik University, Iceland. Główne obszary jego zainteresowań badawczych obejmują komputerowe wspomaganie projektowania, modelowanie numeryczne, optymalizację numeryczną, optymalizację za pomocą modeli surogatowych oraz techniki odwzorowania przestrzeni.

Marek Siłuszyk

dr

Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie

e-mail: mareks@agh.edu.pl

Ukończył studia magisterskie na Wydziale Nauk Ścisłych Uniwersytetu Przyrodniczo-Humanistycznego w Siedlcach, kierunek matematyka (1999). Tytuł doktora w dziedzinie fizyki uzyskał na Wydziale Fizyki i Chemii Uniwersytetu Łódzkiego (2004). Od 1999 roku jest pracownikiem Katedry Fizyki UPH w Siedlcach. Główne obszary jego działalności zawodowej dotyczą matematycznego modelowania zjawisk astrofizycznych, modulacji galaktycznego promieniowania kosmicznego. Od 2016 jest zatrudniony na stanowisku postdoc w Katedrze Elektrotechniki i Elektroenergetyki AGH. Aktualnie tematyka jego badań dotyczy strategii eksploatacji urządzeń elektroenergetycznych, niezawodności urządzeń i systemów elektroenergetycznych.

Zbigniew Galias

prof. dr hab. inż.

Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie

e-mail: galias@agh.edu.pl

Ukończył studia magisterskie na Wydziale Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Elektroniki AGH, kierunek elektronika (1990) oraz studia magisterskie na Wydziale Matematyki i Fizyki Uniwersytetu Jagiellońskiego, kierunek matematyka (1992). W 1996 roku uzyskał stopień naukowy doktora w dyscyplinie elektrotechnika, w 2004 roku stopień doktora habilitowanego na Wydziale Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Elektroniki AGH, a w 2015 roku tytuł profesora nauk technicznych. Jest zatrudniony na stanowisku profesora nadzwyczajnego w Katedrze Elektrotechniki i Elektroenergetyki AGH. Główne obszary jego zainteresowań naukowych obejmują metody analizy obwodów i układów nieliniowych, chaos, teorię obwodów, metody arytmetyki przedziałowej oraz metody numeryczne. Jest członkiem IEEE.

Modelowanie warunków dobowego bilansowania KSE w długim horyzoncie czasu

Autor

Bogdan Czarnecki

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

dobowe bilansowanie KSE, zmienność zapotrzebowania na moc i generacji OZE, modelowanie stochastyczne

Streszczenie

Artykuł zawiera opis propozycji metodyki stochastycznej oceny warunków dobowego bilansowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) w długim horyzoncie czasu. Symulacja polega na wielokrotnym generowaniu szeregów czasowych odpowiadających dobowym przebiegom poszczególnych składowych bilansu mocy KSE. Generowane losowo przebiegi uwzględniają dobową i sezonową zmienność składników bilansu mocy (zapotrzebowanie na moc, generacja nJWCD, w tym odnawialne źródła energii [OZE] oraz jednostki wytwórcze centralnie dysponowane [JWCD]), co pozwala na analizę koincydencji wielu zmieniających się składowych bilansu mocy. Wynikiem symulacji są średnie roczne wartości oraz rozkłady prawdopodobieństwa: wykorzystania zasobów regulacyjnych, np. ESP występowania krytycznych zdarzeń, np. deficytu pasma regulacji mocy lub naruszenia kryterium minimalnej wymaganej ilości pracujących JWCD zdarzeń polegających na konieczności ograniczania mocy OZE ze względu na bezpieczeństwo pracy KSE.

1. Wstęp

Kwestia bilansowania i regulacji wtórnej są obecnie powodem odmowy wydawania nowych warunków przyłączenia dla źródeł OZE, w szczególności farm wiatrowych. Proponowane przez PSE zapisy dotyczące minimalnej liczby pracujących bloków konwencjonalnych również wynikają z problemów dobowego bilansowania w układzie dolina-szczyt oraz konieczności zapewnienia wymaganego gradientu zmian mocy oddawanej do sieci przez JWCD pracujące w regulacji wtórnej. Zgodnie z zapisami IRiESP OSP, planując pracę JWCD na dobę następną, jest zobowiązany do zapewnienia rezerw mocy w ilości:

- W kierunku zwiększenia generacji nie mniej niż 9% krajowego zapotrzebowania na moc. Trudność w zapewnieniu rezerwy pojawia się w szczycie dobowej krzywej zapotrzebowania na moc, gdy JWCD pracują z obciążeniem bliskim mocy zainstalowanej P_{INST} i możliwość jej zwiększenia jest ograniczona;
- W kierunku zmniejszenia generacji nie mniej niż 500 MW. Trudność w zapewnieniu rezerwy pojawia się w dolinie dobowej krzywej zapotrzebowania na moc, gdy JWCD pracują z obciążeniem bliskim minimum technicznego bloków P_{MIN} i możliwość jej zmniejszenia jest ograniczona.

Konsekwencją niespełnienia powyższych warunków będą kosztowne uruchomienia dodatkowych JWCD w szczycie obciążenia lub redukcje mocy OZE w dolinie krzywej obciążenia. Proponowana metodyka ma na celu ilościową ocenę warunków dobowego bilansowania KSE w przyszłości, w szczególności zapotrzebowania na rezerwy regulacyjne, ilość odstawi-

i ponownych uruchomień JWCD związanych ze zmiennością zapotrzebowania na moc oraz ewentualny wolumen produkcji OZE, która mogłaby być utracona ze względu na ograniczanie ich mocy wynikające z wymogów bezpieczeństwa prowadzenia ruchu KSE.

2. Warunki dobowego bilansowania KSE i metodyka symulacji

Roczna dynamika wzrostu szczytowego zapotrzebowania na moc wynosi od 0,5% zimą do 2,5% latem. Dynamika wzrostu zapotrzebowania na moc w dolinach krzywej obciążenia jest mniejsza i wynosi od -0,3% w grudniu do 1,7% w miesiącach letnich. Prowadzi to do rozchylenia dobowego zapotrzebowania na moc i w konsekwencji powoduje, że coraz większym wyzwaniem staje się pokrycie szczytowego zapotrzebowania na moc przez jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (JWCD), pracujące w dolinie krzywej obciążenia.

Na przestrzeni kilkunastu ostatnich lat w KSE daje się zaobserwować wzrost zapotrzebowania na rezerwę wirującą, w tym interwencyjną. Analiza 15-minutowych gradientów zmiany zapotrzebowania na moc wskazuje na sukcesywne zwiększanie gradientów rosnącego (do +1600 MW/15 min) i malejącego (do -1100 MW/15 min) zapotrzebowania na moc. Wzrasta również prawdopodobieństwo występowania dużych zmian zapotrzebowania na moc. Skutkiem coraz większej zmienności zapotrzebowania odbiorców na moc jest wzrost zapotrzebowania na usługi regulacyjne świadczone obecnie wyłącznie przez JWCD.

Ze względu na coraz większą liczbę zastosowań energii elektrycznej pogarszają się warunki prognozowania zapotrzebowania na moc, co prowadzi do wzrostu błędów prognoz, a w konsekwencji do wzrostu zapotrzebowania na rezerwę wirującą. Podobnie jak w przypadku odbiorców energii, błędy prognoz i związane z nimi rosnące zapotrzebowanie na rezerwę wirującą dotyczą również odnawialnych źródeł energii (OZE), w szczególności technologii uzależnionych od zmiennych i trudno prognozowalnych warunków pogodowych. Ponadto wzrost mocy zainstalowanej OZE, wynikający – jak dotąd – głównie z rozwoju energetyki wiatrowej, a w przyszłości również ze wzrostu wykorzystania fotowoltaiki, biomasy i biogazu, przyczynia się do sukcesywnego zmniejszania udziału jednostek konwencjonalnych w pokrywaniu zapotrzebowania odbiorców na moc, w szczególności w okresie niskiego zapotrzebowania. W takich warunkach zagrożone może być utrzymanie minimalnej wymaganej liczby pracujących systemowych jednostek konwencjonalnych. Konwencjonalne jednostki wytwórcze niebędące centralnie dysponowanymi (nJWCD) również utrudniają prowadzenie dobowego bilansowania KSE ze względu na ujemną korelację pomiędzy szczytami zapotrzebowania na ciepło sieciowe i energię elektryczną.

Ze względu na bezpieczeństwo pracy KSE najistotniejsze jest utrzymanie w ruchu JWCD pracujących w reżimie wymuszeń systemowych, zapewnienie rezerwy mocy w kierunkach zwiększenia generacji systemowej w szczycie oraz zmniejszanie generacji w dolinie zapotrzebowania. Planowana do pracy na dobę następną liczba i moc osiągalna JWCD wynika z:

1. Minimalnej liczby pracujących bloków w wybranych węzłach sieci NN dla spełnienia kryteriów bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej (tzw. systemowe ograniczenia sieciowe). Suma minimów technicznych bloków systemowych, posiadających status generacji wymuszonej systemowymi ograniczeniami sieciowymi, wynosi w dolinie letniej ok. 3000 MW, a w dolinie zimowej ok. 4000 MW;
2. Wymaganej regulacyjności źródeł systemowych, tj. zapewnienia gradientu zmian mocy oddawanej do sieci przez źródła systemowe nie mniejszego niż 100 MW/min. Mając na uwadze wymagania IRIESP dotyczące parametrów technicznych bloków systemowych (zdolność do zmiany mocy oddawanej do sieci na poziomie nie mniejszym niż 1% mocy zainstalowanej na minutę) oraz biorąc pod uwagę średni współczynnik mocy osiągalnej do mocy minimum technicznego bloków, zapewnienie wymaganej regulacyjności KSE może wymagać zapotrzebowania odbiorców na moc pokrywanego przez JWCD na poziomie 5000 MW;
3. Wymaganej rezerwy regulacyjnej w kierunku zmniejszania lub zwiększania generacji bloków systemowych. Zgodnie z IRIESP, OSP powinien dysponować rezerwą wirującą w ilości nie mniejszej niż 500 MW w kierunku zmniejszania generacji oraz 9% zapotrzebowania na moc w systemie, w kierunku zwiększenia generacji. O te wielkości należy powiększyć odpowiednio zapotrzebowanie na moc pokrywane przez JWCD w dolinie i moc osiągalną JWCD pracujących w szczycie obciążenia.

Powyższe kryteria ze względu na bezpieczeństwo i niezawodność dostaw energii muszą zostać bezwzględnie spełnione. Jeżeli kryterium „zapotrzebowanie na moc pokrywane przez JWCD” nie jest spełnione w dolinie krzywej obciążenia, OSP po wyczerpaniu dostępnych środków zwiększających obciążenie (elektrownie szczytowo-pompowe [ESP], łącznie ~1650 MW w trybie pompowym) będzie zmuszony do zredukowania mocy oddawanej do sieci przez jednostki nJWCD, w szczególności źródła OZE, co wiąże się z kosztami utraconej produkcji. W przypadku kryterium „wymagana moc osiągalna JWCD w szczycie” OSP w przypadku niedostatecznych zasobów po stronie generacji (ESP, łącznie ~1750 MW w trybie generacyjnym oraz usługa redukcji obciążenia DR ~200 MW) jest zmuszony do przywołania do pracy dodatkowych bloków konwencjonalnych. Odstawianie jednostek wytwórczych w dolinie zapotrzebowania i ponowne załączanie do pracy w szczycie zapotrzebowania wpływa negatywnie na żywotność bloku energetycznego i jest związane z dodatkowymi kosztami.

Reasumując, w pracy KSE dają się obserwować niekorzystne trendy stwarzające coraz większe wyzwania związane z dobowym bilansowaniem systemu. Sukcesywnie maleje zapotrzebowanie na moc do pokrycia przez JWCD w dolinie, rośnie zapotrzebowanie na moc do pokrycia przez JWCD w szczycie oraz rośnie poziom rezerw mocy wymaganych ze względu na bezpieczeństwo i niezawodność pracy KSE.

Proponowana metodyka symulacji ma na celu ilościową ocenę warunków dobowego bilansowania KSE w zadanym horyzoncie czasu. Przyjęto, że na proces bilansowania będą miały wpływ niezależne zmienne losowe tworzące szeregi czasowe:

- zapotrzebowanie odbiorców na moc
- generację nJWCD konwencjonalnych
- generację nJWCD OZE (elektrownie wiatrowe i fotowoltaika)
- parametry techniczne pracujących w kolejnych dobach JWCD, w szczególności suma minimów technicznym i mocy osiągalnych bloków
- wymagany poziom rezerw mocy w kierunku zwiększania i zmniejszania generacji, zależny przede wszystkim od błędów prognoz poszczególnych składowych bilansu mocy.

Przyjęto, że saldo podaży i popytu na energię elektryczną jest bilansowane przez JWCD, z wykorzystaniem zasobów interwencyjnych i technik operacyjnych będących w dyspozycji OSP. Celem obliczeń symulacyjnych jest równoczesne spełnienie następujących kryteriów:

1. zapewnienie minimalnego wymaganego poziomu generacji JWCD ze względu na sieciowe ograniczenia systemowe
2. zapewnienie wymaganego poziomu rezerwy wirującej w kierunku zmniejszania generacji JWCD w dolinie krzywej obciążenia
3. pokrycie zapotrzebowania na moc w szczycie oraz zapewnienie wymaganego w tych warunkach poziomu rezerwy wirującej w kierunku zwiększania generacji JWCD.

Po wyczerpaniu zasobów regulacyjnych (ESP) zwiększających zapotrzebowanie na moc do pokrycia przez JWCD w dolinie i zmniejszających zapotrzebowanie na moc do pokrycia przez JWCD w szczycie, w przypadku niespełnienia powyższych warunków, alternatywnie symulowano następujące działania:

1. W przypadku niespełnienia kryterium 1 redukowano generację wiatrową w dolinie krzywej obciążenia i zastępowano ją generacją konwencjonalną JWCD
2. W przypadku niespełnienia kryterium 2 odstawiano wymaganą liczbę JWCD
3. W przypadku niespełnienia kryterium 3 (w szczególności w następstwie wystąpienia kryterium 2) uruchamiano dodatkową generację konwencjonalną w szczycie obciążenia.

3. Dane do przeprowadzenia symulacji

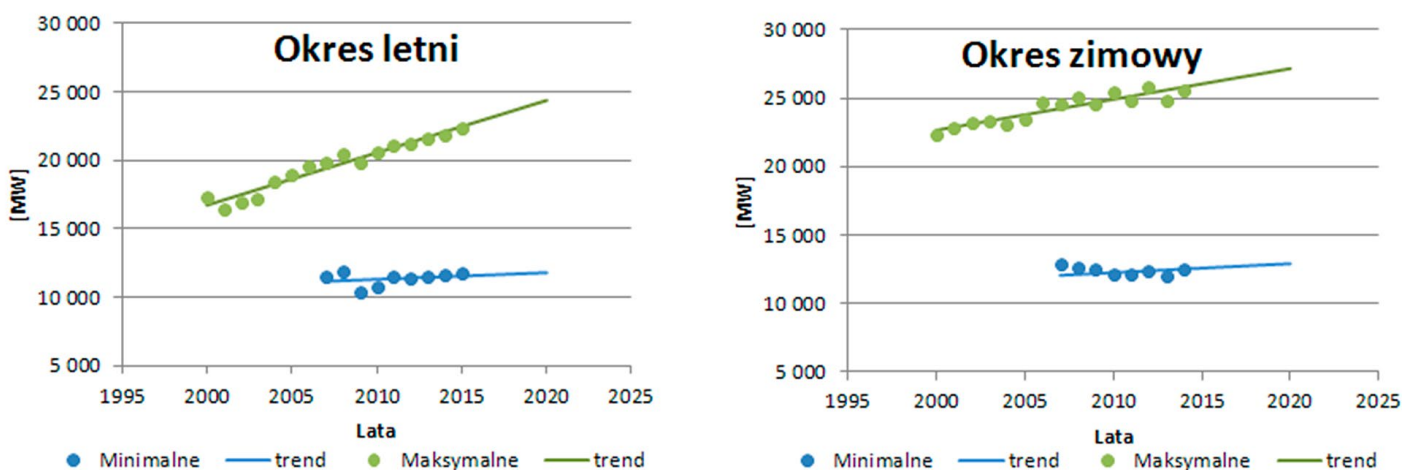
3.1. Zapotrzebowanie odbiorców na moc

Istotne jest uwzględnienie zróżnicowanej dynamiki wzrostu zapotrzebowania na moc w szczycie i w dolinie, w modelu zimowym i letnim. Prowadzi to do pogłębiania się różnic w zapotrzebowaniu na moc w układzie dobowo-godzinowym i może mieć istotny wpływ na wielkość zapotrzebowania na rezerwę wtórną. Na podstawie danych publikowanych przez PSE dla lata 2000–2015, wyznaczono trendy zmian krajowego zapotrzebowania na moc oddzielnie dla sezonu letniego (kwiecień

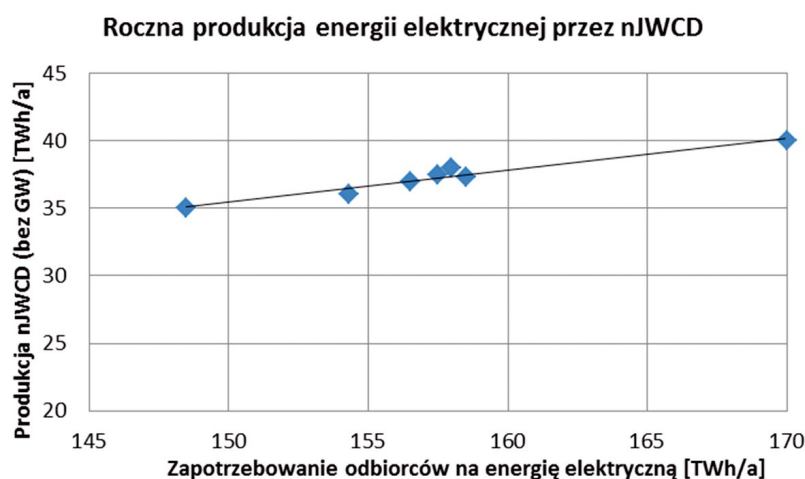
– wrzesień) i zimowego. Na potrzeby modelowania zmienności zapotrzebowania na moc wykonano projekcję historycznych danych godzinowych zgodnie z wyznaczonymi trendami zmian zapotrzebowania szczytowego i dolinowego w obydwu modelach.

3.2. Generacja nJWCD konwencjonalnych

W strukturze mocy generacji nJWCD dominują elektrociepłownie zawodowe oraz przemysłowe (bez uwzględniania generacji wiatrowej). Na podstawie danych PSE udział ten wynosi blisko 90% mocy zainstalowanej z grupy źródeł nJWCD. Wielkość produkcji energii elektrycznej z elektrociepłowni zawodowych i przemysłowych jest skorelowana z zapotrzebowaniem odbiorców na moc. Na rys. 2, na podstawie danych historycznych za lata 2009–2014, przedstawiono generację nJWCD (bez udziału GW) w ciągu roku w funkcji rocznego zużycia energii przez odbiorców końcowych. Z danych wynika, że przyrostowi zapotrzebowania na energię elektryczną towarzyszy wzrost generacji energii elektrycznej otrzymywanej z nJWCD. Udział generacji nJWCD w rocznym zużyciu energii elektrycznej jest praktycznie



Rys. 1. Ekstrapolacja trendów zmian maksymalnego i minimalnego krajowego zapotrzebowania na moc



Rys. 2. Roczna produkcja energii elektrycznej pochodzącej z nJWCD w funkcji rocznego zużycia energii elektrycznej przez odbiorców końcowych w latach 2009–2014 i prognozowanych wielkości w 2020 roku

stały i wynosi ok. 23%. Statystyczne charakterystyki pracy jednostek nJWCD opracowano na podstawie danych historycznych KSE z lat 2009–2014. Przyjęto, że produkcja nJWCD pozostaje w relacji do rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz że dobowo-sezonowy profil generacji nie ulegnie zmianie do 2020 roku (z zachowaniem relacji pomiędzy szczytem i doliną generacji).

Nie uwzględniano aspektów wdrożenia dyrektywy IED (*Industrial Emissions Directive*), w szczególności przyjęto, że moce wytwórcze źródeł zadeklarowanych jako „do wycofania z ruchu” zostaną odtworzone ze względów technologicznych (zapotrzebowanie na ciepło technologiczne zakładów przemysłowych oraz potrzeby grzewcze odbiorców przyłączonych do centralnych systemów ciepłowniczych).

3.3. Generacja nJWCD OZE

Dla mocy generacji wiatrowej wyznaczonej na 2020 rok na poziomie 6,8 GW, opracowano statystyczne charakterystyki ich pracy, wykorzystując:

- zmienność generacji wiatrowej na podstawie godzinowych danych historycznych z okresu czerwiec 2012 – maj 2015, publikowanych przez PSE SA
- zmienność generacji wiatrowej na podstawie 15-min. danych historycznych publikowanych przez operatora niemieckiego 50Hertz.

Na rys. 3 przedstawiono uporządkowany wykres rocznej produkcji generacji wiatrowej na podstawie danych historycznych, przy mocy zainstalowanej na poziomie 6800 MW. Nowoczesne turbiny wiatrowe charakteryzują się lepszymi parametrami technicznymi, co skutkuje wyższym czasem wykorzystania mocy zainstalowanej w ciągu roku, ok. 2200 h (powyżej 25% wykorzystania mocy zainstalowanej). Do 2020 roku udział nowego typu turbin w łącznym wolumenie mocy zainstalowanej będzie większy.

3.4. Rezerwy mocy

W symulacji wymagany poziom rezerw modelowano następująco:

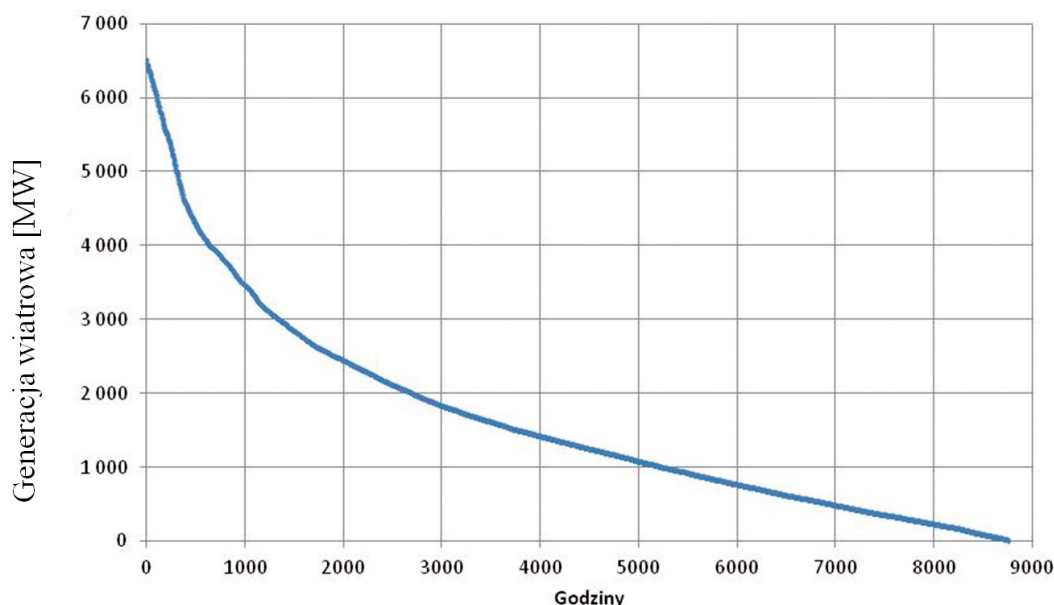
1. Rezerwa w kierunku zmniejszania generacji w dolinie krzywej obciążenia jako wartość sumarycznego błędu prognoz zapotrzebowania na moc i generacji nJWCD konwencjonalnych, przyjmowana z poziomem ufności nie mniejszym niż 97% (z prawdopodobieństwem nie mniejszym niż 0,97 przyjmowana rezerwa pozwoli na pokrycie błędów prognozy zapotrzebowania na moc, generacji nJWCD konwencjonalnych i nJWCD OZE). W zależności od koincydencji błędów prognoz rezerwa ta przyjmowała wartości 200–600 MW.
2. Rezerwa w kierunku zwiększania generacji w szczycie krzywej obciążenia jako wartość sumarycznego błędu prognoz zapotrzebowania na moc, generacji nJWCD konwencjonalnych oraz nJWCD OZE, przyjmowana z poziomem ufności nie mniejszym niż 97%. W zależności od koincydencji błędów prognoz rezerwa ta przyjmowała wartości od +400 do +1600 MW.

3.5. Zasoby regulacyjne OSP

W symulacji uwzględniono zasoby regulacyjne w KSE przedstawione w tab. 1. Symulacja uwzględniała pojemności zbiorników poszczególnych ESP oraz specyfikę kontraktów na świadczenie rezerwy interwencyjnej z ESP z dopływami naturalnymi. W symulacji nie uwzględniano usługi redukcji poboru mocy przez odbiorców (w chwili obecnej PSE 150 MW).

3.6. Generacja JWCD

Uwzględniono charakterystyki techniczne istniejących JWCD (moc zainstalowana, minima techniczne bloków) oraz planowane wycofania starych i przyłączenia nowych JWCD. Na podstawie historycznych oraz parametrów nowych JWCD (przyjęte jak dla najnowszych bloków oddanych do użytku w KSE) opracowano rozkład statystyczny występowania średniej dla pracujących



Rys. 3. Uporządkowany wykres rocznej produkcji energetyki wiatrowej przy mocy zainstalowanej na poziomie 6800 MW

Nr	Nazwa	Moc w generacji [MW]	Moc pompowania [MW]
1.	Elektrownia szczytowo-pompowa Żarnowiec	4 x 176	4 x 200
2.	Elektrownia szczytowo-pompowa Żar	4 x 125	4 x 135
3.	Elektrownia szczytowo-pompowa Żydowo	2 x 55 1 x 49	2 x 71
4.	Elektrownia szczytowo-pompowa Dychów z dopływem naturalnym (Bóbr)	3 x 30,5	4 x 5,2
5.	Elektrownia szczytowo-pompowa Solina z dopływem naturalnym (San)	2 x 68 2 x 32	2 x 32
Łączna liczba zakontraktowanej rezerwy interwencyjnej		1 746	1 615

Tab. 1. Zasoby interwencyjne będące w dyspozycji PSE SA

JWCD relacji pomiędzy minimum technicznym bloków i mocą osiągalną. Rozkłady prawdopodobieństwa opracowano niezależnie dla sezonu letniego i zimowego. Minimalny wymagany poziom generacji JWCD ze względu na sieciowe ograniczenia systemowe przyjęto na podstawie danych publikowanych przez PSE SA dla doliny letniej na poziomie 3000 MW i doliny zimowej na poziomie 4000 MW.

4. Podsumowanie i wnioski

Proponowana metodyka pozwala na ilościową ocenę warunków dobowego bilansowania KSE w przyszłości. Wynikiem symulacji są średnie roczne wartości oraz rozkłady prawdopodobieństwa wykorzystania zasobów regulacyjnych występowania krytycznych zdarzeń, np. deficytu pasma regulacji mocy lub naruszenia kryterium minimalnej wymaganej ilości pracujących JWCD, zdarzeń polegających na konieczności ograniczania mocy OZE ze względu na bezpieczeństwo pracy KSE. To z kolei pozwala na estymacje przyszłego zapotrzebowania na rezerwy regulacyjne, oczekiwanej rocznej ilości odstawień i ponownych

uruchomień JWCD oraz ewentualny wolumen produkcji OZE, która mogłaby być utracona ze względu na ograniczanie ich mocy wynikające z wymogów bezpieczeństwa prowadzenia ruchu KSE.

W efekcie możliwe staje się oszacowanie przyszłych kosztów funkcjonowania KSE oraz określenie akceptowalnego poziomu nasycenia KSE generacją OZE.

BIBLIOGRAFIA

1. www.pse.pl.
2. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi, wersja 1.0, tekst obowiązujący od 1.01.2015.
3. Czarnecki B., *Oczekiwane w długim horyzoncie czasu trendy zmiany sposobu wykorzystania zasobów regulacyjnych dla dobowego bilansowania KSE*, XVII Międzynarodowa Konferencja Naukowa „Aktualne problemy w elektroenergetyce” APE '17.

Bogdan Czarnecki

mgr inż., MBA

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

e-mail: b.czarnecki@ien.gda.pl

Absolwent Wydziału Elektroniki Uniwersytetu Elektrotechnicznego w Petersburgu (1990), absolwent studiów MBA Gdańskiej Fundacji Kształcenia Menedżerów (2002). Od 2000 roku jest kierownikiem Zakładu Strategii i Rozwoju Systemu w Instytucie Energetyki Oddział Gdańsk. Zawodowo zajmuje się m.in. zagadnieniami związanymi z planowaniem rozwoju systemu elektroenergetycznego.

Zwiększenie mocy wytwórczych poprzez modernizację bloków energetycznych elektrowni

Autor

Roman Krok

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

podwyższenie mocy bloku energetycznego, modernizacja turbogeneratora, projektowanie generatora synchronicznego

Streszczenie

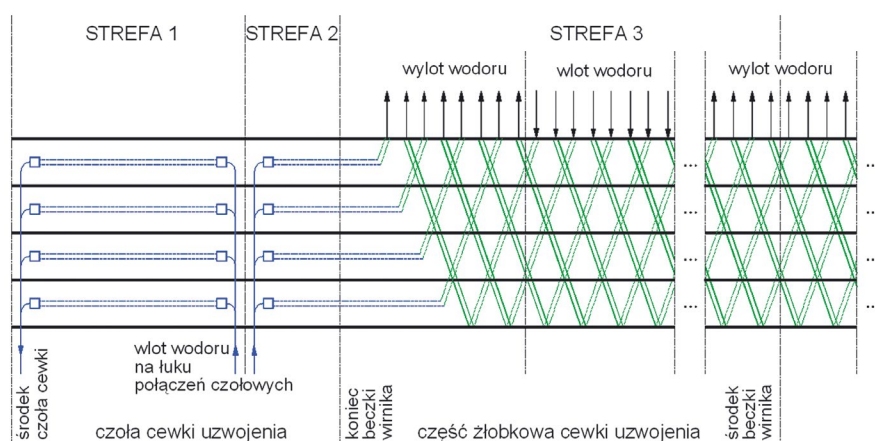
Zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego Polski w najbliższych latach będzie wymagało zwiększenia mocy wytwórczych w systemie elektroenergetycznym połączonego z poprawą efektywności zarówno wytwarzania, jak i wykorzystania energii elektrycznej [1, 2]. Jednym ze sposobów realizacji tego celu jest przeprowadzenie rewitalizacji starych bloków energetycznych elektrowni zapewniającej podwyższenie mocy. Najtrudniejszym problemem technicznym jest zwiększenie mocy oraz rezerwu technicznego turbogeneratorów. Od 25 lat na Wydziale Elektrycznym Politechniki Śląskiej prowadzone są prace badawcze, których celem jest opracowanie nowych rozwiązań głównych węzłów konstrukcyjnych turbogeneratorów [3]. Wdrożone do produkcji rozwiązania umożliwiły podwyższenie mocy turbogeneratorów nawet o 20% przy jednoczesnym zwiększeniu rezerwu technicznego z 200 do nawet 350 tysięcy godzin. W artykule przedstawiono przykładowe modernizacje najliczniejszej w polskim systemie elektroenergetycznym grupy turbogeneratorów o mocy 200 MW. Zaprezentowano stan aktualny prowadzonych prac oraz opracowane nowe rozwiązania umożliwiające dalszy wzrost mocy turbogeneratorów znacznie powyżej 240 MW.

1. Wprowadzenie

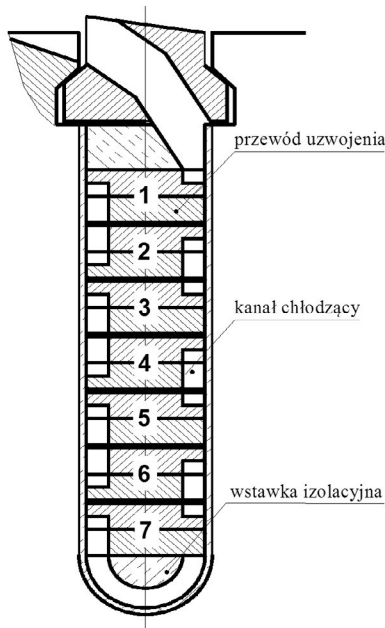
Rozwój gospodarczy kraju jest nieodłącznie związany ze wzrostem popytu na energię elektryczną. Konieczne jest prowadzenie wielokierunkowych prac mających na celu wzrost mocy wytwórczych w systemie elektroenergetycznym oraz poprawę efektywności wytwarzania i wykorzystania energii elektrycznej.

Metodą zwiększenia mocy wytwórczych mającą wiele zalet może być prowadzona kompleksowo modernizacja starych bloków energetycznych elektrowni.

Z przeprowadzonych analiz wynika, że w większości bloków energetycznych znaczne zwiększenie mocy turbiny parowej jest możliwe po wprowadzeniu niewielkich zmian konstrukcyjnych. Najtrudniejszym zagadnieniem do rozwiązania jest podwyższenie mocy turbogeneratorsa. Efektem współpracy Wydziału Elektrycznego Politechniki Śląskiej z firmą EthosEnergy Poland SA w Lublińcu jest opracowanie wielu wdrożonych do produkcji projektów modernizacji turbogeneratorów.



Rys. 1. Sieć kanałów chłodzących w uzwojeniu wzbudzenia turbogeneratorsa dla systemu zabierakowego



Rys. 2. Przekrój poprzeczny żłobka wirnika turbogenerators TWW-200

W artykule przedstawiono przykłady modernizacji turbogeneratorów typu TWW-200. Wdrożone dotychczas rozwiązania umożliwiły podwyższenie mocy bloków energetycznych z tymi turbogeneratorami do 240 MW przy zachowanym znamionowym współczynniku mocy.

2. Modernizacja turbogenerators TWW-200 z zachowaniem zabierakowego systemu chłodzenia w wirniku

Modernizacja rozpatrywanego turbogenerators w celu podwyższenia mocy i zwiększenia rezerwy technicznej wymaga zmiany konstrukcji wielu elementów oraz zastosowania nowych materiałów. Najtrudniejszym zagadnieniem jest zaproponowanie zmian umożliwiających zwiększenie prądu stojana oraz siły magnetomotorycznej wytworzonej przez uzwojenie wzbudzenia przy zachowaniu temperatury elementów na poziomie nieprzekraczającym wartości dopuszczalnej.

W turbogeneratorach typu TWW-200 uzwojenie stojana jest chłodzone bezpośrednio wodą destylowaną. Pomiar ciepły wykazały stosunkowo małe przyrosty temperatury uzwojenia stojana turbogenerators. Z wykonanych obliczeń wynika, że podwyższenie mocy turbogenerators nawet do 230 MW nie wymaga zmiany uzwojenia stojana. Uzwojenie wzbudzenia w znamionowym stanie pracy turbogenerators jest praktycznie w pełni wykorzystane pod względem cieplnym. Uzyskanie wzrostu siły magnetomotorycznej wytworzonej przez uzwojenie wzbudzenia w celu zwiększenia mocy turbogenerators do 230 MW przy zachowaniu znamionowego współczynnika mocy wymaga zmiany konstrukcji uzwojenia wzbudzenia.

Na rys. 1 przedstawiono sieć kanałów dla zabierakowego systemu chłodzenia uzwojenia wzbudzenia turbogenerators TWW-200. W przewodach w czołach cewek uzwojenia wzbudzenia znajdują się kanały osiowe, przez które przepływają dwie strugi wodoru.



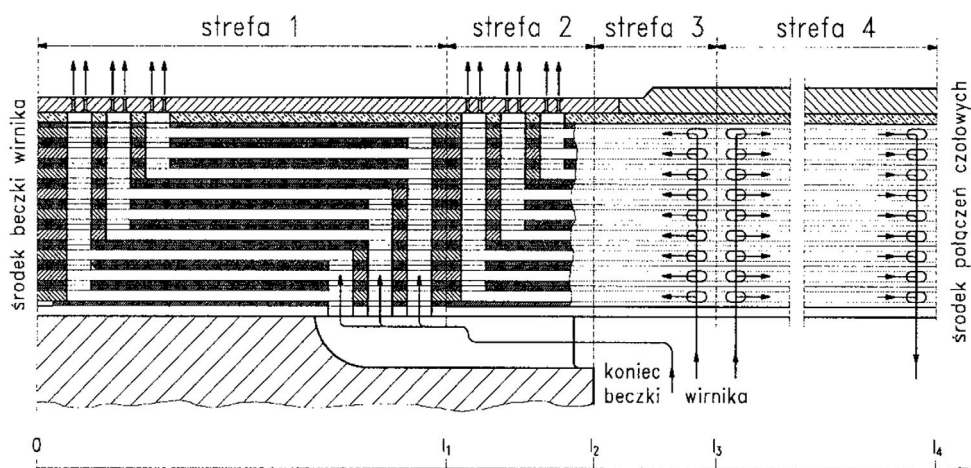
Fot. 1. Wirnik turbogenerators z zabierakowymi klinami żłobkowymi i nowym wentylatorem osadzonym na wale

Jedna wpływa do kanałów osiowych w przewodach otworami usytuowanymi na łuku czoł cewek, zaś wypływa otworami wylotowymi w środku czoł. Druga wpływa oddzielnymi otworami znajdującymi się na łuku czoł cewek, przepływa kanałami osiowymi w przewodach w kierunku beczi wirnika, a następnie wypływa kanałami promieniowo-osiowymi i otworami w klinach zabierakowych w pierwszej strefie wylotowej.

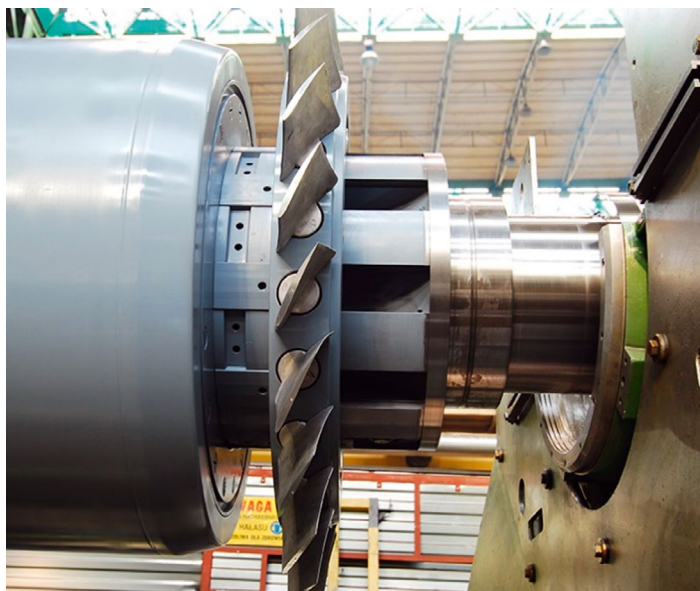
Uzwojenie wzbudzenia w części żłobkowej chłodzone jest strugami wodoru przepływającymi w kanałach promieniowo-osiowych znajdujących się na powierzchni bocznej przewodów (rys. 2). Wodór jest pobierany i wyprowadzany do szczeliny stojan – wirnik za pomocą klinów zabierakowych usytuowanych naprzemiennie w kierunku natarcia oraz przeciwnym (fot. 1).

Zwiększenie siły magnetomotorycznej wytworzonej przez uzwojenie wzbudzenia konieczne przy podwyższeniu mocy turbogenerators do 230 MW uzyskano poprzez zastąpienie wstawek izolacyjnych umieszczonych na dnie żłobków wirnika (rys. 2) profilowanymi przewodami o takim samym kształcie [4]. Tym sposobem zwiększono liczbę zwojów w każdej cewce uzwojenia wzbudzenia o 1, co zwiększyło siłę magnetomotoryczną wytworzoną przez uzwojenie wzbudzenia (równą iloczynowi liczby zwojów i prądu) bez zmiany znamionowego prądu wzbudzenia. Zachowanie wartości znamionowego prądu wzbudzenia spowodowało, że przyrost temperatury uzwojenia wzbudzenia przy obciążeniu turbogenerators mocą 230 MW i znamionowym współczynniku mocy jest praktycznie taki sam jak w turbogeneratorze fabrycznym obciążonym mocą 200 MW.

Podwyższenie mocy turbogenerators wymagało dodatkowo wprowadzenia wielu zmian konstrukcyjnych. Najważniejsze z nich to przebudowa chłodnicy wodoru umieszczonej w korpusie oraz zmiana konstrukcji elementów skrajnych rdzenia stojana turbogenerators.



Rys. 3. Sieć kanałów chłodzących w uzwojeniu wzbudzenia turbogeneratora dla systemu osiowego



Fot. 2. Nowy wentylator zabudowany na wale wirnika

3. Modernizacja turbogeneratora TWW-200 z zamianą w wirniku systemu chłodzenia z zabierakowego na osiowy

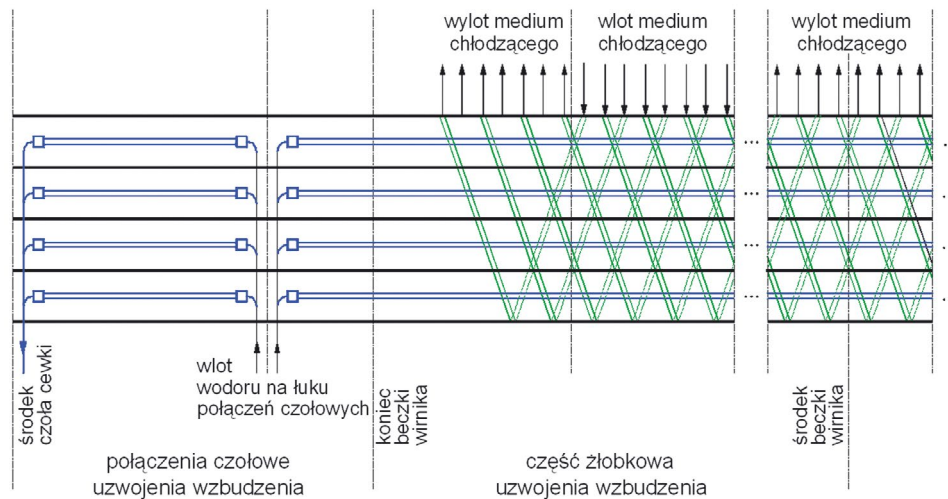
Z wykonanych badań wynika, że podwyższenie mocy rozpatrywanego turbogeneratora z 200 do 240 MW przy zachowaniu znamionowego współczynnika mocy wymaga przede wszystkim zmiany układu chłodzenia w wirniku [5].

Na rys. 3 przedstawiono zastosowany nowy osiowy system chłodzenia przewodów uzwojenia wzbudzenia. Przepływ wodoru w kanałach chłodzących wymuszają dwa wentylatory osadzone na wale po obu stronach turbogeneratora, wyposażone dodatkowo w tylne łopatki kierownicze. Układ wentylacji wirnika jest symetryczny względem płaszczyzny prostopadłej do osi wału przechodzącej przez środek beczki wirnika. W konsekwencji sieć kanałów wentylacyjnych w każdej ćwiartce cewki uzwojenia wzbudzenia jest taka sama. Zimny wodór jest włączany pod kołpaki przez wentylatory, a następnie kanałami promieniowymi w przewodach na łukach połączeń czołowych wpływa do kanałów osiowych. Jedna struga wodoru przepływa kanałami osiowymi w przewodach w kierunku środka czoła cewki uzwojenia, a następnie wypływa otworami wylotowymi. Druga struga przepływa kanałami osiowymi w przewodach w kierunku beczki wirnika. W klinach żłobkowych oraz w przewodach w pewnej odległości od końca beczki wirnika znajdują się promieniowe kanały wylotowe, którymi wodór wypływa do szczeliny stojan-wirnik. Trzecia struga wodoru przepływa kanałami podżłobkowymi w beczce wirnika, a następnie wpływa kanałami promieniowymi do kanałów osiowych w przewodach uzwojenia. Struga ta wypływa do szczeliny stojan-wirnik w okolicy środka beczki wirnika promieniowymi kanałami w przewodach i klinach żłobkowych.

Bardzo ważną zmianą konstrukcyjną przyczyniającą się do znacznej poprawy chłodzenia elementów aktywnych turbogeneratora jest wymiana oryginalnych wentylatorów wirnika na nowe (fot. 2) oraz dodatkowo zabudowanie w osłonach wentylatorów tylnych łopatek kierowniczych (fot. 3). Przeprowadzone modelowe badania porównawcze w tunelu aerodynamicznym wykazały wzrost wydajności nowego wentylatora z tylnymi łopatkami kierowniczymi o 24% w porównaniu z oryginalnym



Fot. 3. Nowa osłona wentylatora wirnika z tylnymi łopatkami kierowniczymi



Rys. 4. Sieć kanałów chłodzących w uzwojeniu wzbudzenia turbogenerатора dla systemu hybrydowego

bez łopatek kierowniczych, zastosowanym w turbogeneratorze fabrycznym.

Zwiększenie mocy turbogenerатора wymagało wprowadzenia wielu dodatkowych zmian, z których najważniejsze to: zbudowanie uzwojenia stojana z nowych prętów o zmniejszonych stratach, modernizacja chłodnicy wodoru w celu podwyższenia mocy oraz zmiana konstrukcji elementów skrajnych rdzenia stojana w celu utrzymania temperatury na poziomie nieprzekraczającym wartości dopuszczalnej.

4. Perspektywy dalszego podwyższenia mocy turbogeneratorów typu TWW-200

Duże zainteresowanie elektrowni modernizacją bloków o mocy 200 MW z turbogeneratorami typu TWW-200 nie tylko w Polsce, ale również w wielu krajach Unii Europejskiej spowodowało prowadzenie dalszych badań w celu podwyższenia mocy ponad uzyskane obecnie 240 MW.

Z analizy wyników pomiarów oraz obliczeń zmodernizowanych turbogeneratorów o mocy podwyższonej do 240 MW wynika, że dalszy wzrost mocy przy zachowaniu znamionowego współczynnika mocy wymaga przede wszystkim znacznej poprawy chłodzenia uzwojenia wzbudzenia.

Na rys. 4 przedstawiono opracowany nowy system chłodzenia uzwojenia wzbudzenia [6] możliwy do zastosowania między innymi w turbogeneratorach o mocy 200 MW. Istota tego rozwiązania hybrydowego polega na wprowadzeniu w najbardziej nagrzanej żłobkowej części uzwojenia wzbudzenia jednocześnie kanałów osiowych oraz promieniowo-osioowych. Przepływ wodoru jest wymuszony w kanałach osiowych za pomocą wentylatorów usytuowanych na wale wirnika, zaś w kanałach promieniowo-osioowych przez uformowane w formie zabieraków kliny żłobkowe.

Z wykonanych badań symulacyjnych wynika, że hybrydowy system chłodzenia uzwojenia wzbudzenia umożliwi podwyższenie mocy turbogenerатора znacznie powyżej 240 MW przy zachowaniu znamionowego współczynnika mocy. Określenie maksymalnej mocy konkretnego modernizowanego bloku

energetycznego z tym turbogeneratorem wymaga wykonania szczegółowych obliczeń wszystkich elementów, a następnie po analizie uzyskanych wyników zaproponowania odpowiednich zmian.

5. Wnioski

Bardzo potrzebne jest uwzględnienie w strategii rozwoju polskiej elektroenergetyki wsparcia badań dotyczących modernizacji pracujących bloków energetycznych z podwyższeniem mocy i wzrostem rezerwy technicznej. Wdrażane projekty modernizacji bloków przyczyniają się do poprawy bezpieczeństwa energetycznego Polski poprzez zwiększenie mocy wytwórczych w systemie elektroenergetycznym oraz podniesienie niezawodności pracy źródeł energii elektrycznej. Z punktu widzenia poprawy bezpieczeństwa energetycznego kraju bardzo istotne jest również to, że zmodernizowane bloki energetyczne wykorzystują dostępny w kraju węgiel kamienny i brunatny oraz biomasę.

W polskich elektrowniach pracuje obecnie 65 bloków o mocy 200 MW. Zwiększenie ich mocy do 240 MW umożliwi wzrost mocy zainstalowanej w systemie elektroenergetycznym o 2600 MW, co odpowiada mocy nowej bardzo dużej elektrowni. Uzyskane wyniki badań wskazują, że wzrost ten może być jeszcze większy.

Z możliwości zwiększenia mocy wytwórczych w systemie poprzez modernizację bloków energetycznych elektrowni korzysta obecnie bardzo wiele krajów na świecie. Zmodernizowane przez EthosEnergy Poland SA w Lublińcu bloki energetyczne ze znacznie podwyższoną mocą pracują w krajach Unii Europejskiej oraz w Azji (np. w Chinach, Korei).

BIBLIOGRAFIA

1. Szczerbowski R., Bezpieczeństwo energetyczne Polski – mix energetyczny i efektywność energetyczna, *Polityka Energetyczna* 2013, t. 16, z. 4, s. 35–47.

2. Tchórz J., Programy badawcze realizowane przez TAURON Wytwarzanie S.A., VIII Konferencja Naukowo-Techniczna „Ochrona Środowiska w Energetyce”, Katowice 2013.
3. Krok R., Marian P., Continuation of Prof. Władysław Latek's research – revitalization of old power units, *Bulletin of the Polish Academy of Sciences* 2016, Vol. 64, No. 4, s. 957–962.
4. Krok R., Sieci cieplne w modelowaniu pola temperatury w maszynach elektrycznych prądu przemiennego, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, monografia habilitacyjna, Gliwice 2010.
5. Krok R., Pasko M., The modernization of turbogenerators as a method of decreasing electrical energy production costs, *Technical Transactions* 2015, z. 1-E (8), s. 191–201.
6. Adamek J. i in., Układ chłodzenia wirnika turbogeneratora, patent na wynalazek nr 224128 udzielony przez Urząd Patentowy Rzeczypospolitej Polskiej w roku 2016.

Roman Krok

dr hab. inż.

Politechnika Śląska

e-mail: Roman.Krok@polsl.pl

Stopnie naukowe uzyskał na Wydziale Elektrycznym Politechniki Śląskiej, gdzie pracuje nieprzerwanie od 25 lat. Zajmuje się problematyką obliczeń cieplnych, projektowania, doskonalenia konstrukcji, zabezpieczeń oraz eksploatacji: turbogeneratorów, transformatorów energetycznych oraz silników górniczych. Jest współautorem wielu wdrożonych do produkcji projektów modernizacji turbogeneratorów zainstalowanych w elektrowniach w Polsce oraz w krajach Unii Europejskiej i Azji.

Praktyczne sposoby poprawy wskaźników niezawodności zasilania SAIDI i SAIFI w sieci SN

Autorzy

Piotr Janiszewski
 Jan Sawicki
 Janusz Kurpas
 Maciej Mróz

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

wskaźniki SAIDI, SAIFI, niezawodność pracy sieci, koordynacja automatyki

Streszczenie

Na podstawie modelu matematycznego rzeczywistej sieci SN oraz analizy awarii w niej występujących wskazano środki zaradcze mające na celu poprawę wskaźników niezawodności zasilania SAIDI i SAIFI.

Zidentyfikowano i opisano czynniki istotnie wpływające na czas trwania przerw w dostawach energii elektrycznej, częstotliwość ich występowania oraz liczbę odbiorców pozostających wówczas bez napięcia. Zaproponowano metodykę pozwalającą na możliwie szybką lokalizację miejsca wystąpienia awarii, wyizolowanie uszkodzonego elementu sieci oraz przywrócenie napięcia maksymalnej liczbie odbiorców, uwzględniając specyfikę sieci w terenach górzystych.

Symulując potencjalne awarie w oparciu o deterministyczny model niezawodnościowy (DMZ), wykazano poprawność przyjętych rozwiązań w kilkunastoletniej perspektywie.

1. Wprowadzenie

Gdy tradycyjna analiza pracy sieci SN (obciążenie elementów, poziomy napięć) potwierdza poprawność warunków jej pracy, a poziom wskaźników niezawodności zasilania ciągle odbiega od oczekiwanych wartości, można znaleźć wiele metod zapobiegania i ograniczania skutków wystąpienia przerw w dostawie energii elektrycznej i częstotliwości ich występowania. Można podzielić je na:

1. Metody tradycyjne – zakładające skracanie długości ciągów liniowych (poprzez budowę nowych wyprowadzeń z istniejących GPZ i/lub budowę nowych punktów transformacji 110 kV/SN) oraz instalację coraz to większej liczby automatyki w głębi sieci, głównie umożliwiającej wyizolowanie uszkodzonego elementu sieci – najczęściej odcięcie odgałęzienia, które jest przyczyną wyłączenia napięcia w całym ciągu liniowym
2. Metody deterministycznego modelu niezawodnościowego (DMZ), których podstawą jest szczegółowa analiza przebiegu reprezentatywnego zbioru przerw w dostawie energii elektrycznej (planowanych, jak i awaryjnych), a następnie na podstawie zidentyfikowanych czynników istotnie wpływających na czas trwania częstotliwości ich występowania oraz liczby odbiorców pozostających wówczas bez napięcia, zaproponowanie metodyki pozwalającej na możliwie szybką lokalizację miejsca wystąpienia awarii, wyizolowanie uszkodzonego elementu sieci oraz przywrócenie napięcia maksymalnej liczbie odbiorców.

Jak pokazują doświadczenia operatorów sieci dystrybucyjnych (OSD), metody opisane w pkt 1 wymagają znacznych nakładów inwestycyjnych, a realizacja podjętych inwestycji nie zawsze w sposób zadawalający wpływa na poprawę wskaźników niezawodności.

Obecnie niezbędne jest poszukiwanie innych środków, które przy mniejszych nakładach inwestycyjnych skutecznie wpłyną na poprawę wskaźników niezawodności zasilania. Podjęcie decyzji inwestycyjnych powinno zostać poprzedzone symulacjami potencjalnych awarii na odpowiednim modelu matematycznym (DMZ) analizowanej sieci, uwzględniającym zaproponowane rozwiązania. Te zaś powinny być skuteczne w długookresowej perspektywie.

2. Charakterystyka analizowanej sieci SN

Sieć SN wymagająca poprawy wskaźników niezawodności leży na pięknych terenach podgórskich, które mimo wielu pozytywnych aspektów przyrodniczych nie są łaskawe dla prowadzenia eksploatacji sieci elektroenergetycznej. Opady śniegu, szadź oraz często występujące wiatry typu fenowego (wiatry halne), charakterystyczne dla tego obszaru, są przyczyną mechanicznych uszkodzeń linii. Kręte górskie drogi uniemożliwiają szybki dojazd pogotowia energetycznego do punktów łącznikowych lub do objętych awarią fragmentów linii. W końcu sam teren górzisty oraz bardzo rozproszona zabudowa na tym obszarze wymusza prowadzenie tras linii energetycznych wzdłuż kotlin górskich, co w sposób istotny wydłuża połączenia sieciowe.

Obszar analizowany w ramach niniejszej pracy – zasilany z 12 stacji 110 kV/SN poprzez ponad 110 ciągów liniowych – ma powierzchnię ponad 2700 km². W zdecydowanej większości, poza kilkoma miejscowościami, gdzie istnieją sieci kablowe, tereny wiejskie zasilane są z wykorzystaniem linii napowietrznych. Historyczne uwarunkowania związane z trudnością budowy na tym obszarze linii WN spowodowały, że funkcjonuje tam dwunapięciowa sieć 15 i 30 kV. Przeplatające się dzisiaj ciągi liniowe nie ułatwiają prowadzenia ruchu sieciowego.

Mimo wszystkich opisanych niedogodności tradycyjna analiza pracy sieci SN (oparta na rozplywach mocy) w stanach normalnych potwierdziła poprawność warunków pracy. Brak jest zagrożeń z powodu przeciążenia elementów sieciowych lub transformatorów 110 kV/SN. Poza pojedynczymi przypadkami nie stwierdzono obszarów z zaniżonym poziomem napięcia.

Nieco odmiennie wygląda natomiast sytuacja pracy tej sieci w stanach poawaryjnych. Zidentyfikowano kilkanaście obszarów sieci, dla których albo w ogóle nie można podać drugostronnego zasilania (fizyczny brak powiązań), albo istniejące powiązania nie gwarantują utrzymania wymaganych parametrów jakościowych napięcia.

3. Wieloaspektowa analiza skutków przerw w dostawach energii elektrycznej

Do celów identyfikacji czynników wpływających na czas trwania przerw w dostawach energii elektrycznej oraz częstotliwość ich występowania w analizowanym obszarze uznano, że istotny będzie blisko dwuletni okres, w którym wystąpiło kilkaset zdarzeń na analizowanym terenie. W dalszej części szczegółowo przedstawiono analizowane w modelu (DMZ) elementy.

3.1. Analiza jakościowa i ilościowa ciągów liniowych SN

Wszystkie ciągi liniowe, dla których przypisano poszczególne zdarzenia oraz wyznaczono ich indywidualny wskaźnik niezawodności zasilania, ułożono malejąco według wartości tego wskaźnika. Zauważono pewną prawidłowość zgodną z ogólnie znaną zasadą Pareta, która polega na tym, że pewna nieliczna grupa ciągów liniowych powoduje kluczowy wzrost wskaźnika niezawodności SAIDI, podczas gdy wpływ pozostałej bardzo licznej grupy ciągów jest niewielki.

Precyzując, ok. 30% spośród wszystkich ciągów liniowych miała ponad 90% udziału w globalnym wskaźniku niezawodności na analizowanym obszarze. Pozostała liczna grupa ciągów (ok. 70%) wносиła do globalnego wskaźnika niezawodności ok. 10-proc. udział. Stwierdzono więc, że wystarczającym działaniem będzie szczegółowa analiza jedynie 30% ciągów o największym udziale w globalnym wskaźniku niezawodności.

W następnym kroku analizy wykonano porównanie liczby wyłączeń (planowanych, jak i awaryjnych) dla przykładowych 10 ciągów napowietrznych, o stosunkowo niewielkim wskaźniku SAIFI, w tym dla 5 ciągów o niskim oraz 5 o wysokim wskaźniku SAIDI. Do analizy wybrano ciągi liniowe długie, jak i krótkie, zarówno z małą, jak i dużą liczbą odbiorców.

Ciąg	Liczba odbiorców	Długość suma [km]	Suma wyłączeń	Liczba zdarzeń na km	Liczba zdarzeń na tys. odbiorców
C1_15kV	2032	32,956	7	0,21	3,44
C2_15kV	1016	14,980	10	0,67	9,84
C3_15kV	821	24,971	22	0,88	26,80
C4_15kV	539	10,975	10	0,91	18,55
C5_15kV	362	8,557	10	1,17	27,62
C6_30kV	2061	146,017	81	0,55	39,30
C7_30kV	2733	42,981	25	0,58	9,15
C8_15kV	3057	61,584	70	1,14	22,90
C9_30kV	5371	82,411	99	1,20	18,43
C10_30kV	4160	62,690	114	1,82	27,40

Ciągi o niskim wskaźniku SAIDI
 Ciągi o wysokim wskaźniku SAIDI

Tab. 1. Porównanie liczby wyłączeń (planowanych i awaryjnych) dla wybranych ciągów liniowych

Z przeprowadzonej analizy wynikają następujące wnioski:

1. Stosunek liczby wyłączeń do długości ciągu oraz do liczby odbiorców z niego zasilanych dla ciągów o niskim i wysokim wskaźniku SAIDI jest podobny – brak jest znaczących różnic
2. Wskaźnik SAIDI nie zależy od długości ciągu ani liczby zasilanych z niego odbiorców – jest on silnie zależny od struktury logicznej ciągu, tj. możliwości jego rekonfiguracji
3. Wartość wskaźnika SAIFI nie wskazuje na zbyt dużą liczbę wyłączeń w przeliczeniu na odbiorcę, natomiast jednoczesna duża wartość wskaźnika SAIDI sugerowałaby długie czasy poszczególnych wyłączeń pozbawiających napięcia dużą liczbę odbiorców.

3.2. Analiza łączności i szybkości operacji łączeniowych

Kolejnym elementem przeprowadzonej analizy było sprawdzenie zarejestrowanych operacji łączeniowych. Celem analizy było wykonanie oceny prawidłowości działania łączników oraz wyznaczenie czasów operacji łączeniowych. Łącznie sprawdzono ponad 1500 operacji typu otwieranie i zamykanie poszczególnych łączników zainstalowanych w analizowanej sieci SN.

Stwierdzono występowanie operacji:

- bez problemów z łącznością, gdzie po wysłaniu polecenia przez dyspozytora nadchodziła odpowiedź łącznika w spodziewanym czasie
- z niewielkimi problemami z łącznością, gdzie dyspozytor kilkakrotnie wysyłał polecenie lub żądanie meldunku, ale dopiero po upływie kilku minut otrzymywał odpowiedź
- nieudanych, gdy po wielokrotnym wysłaniu polecenia i żądaniu meldunku przez dyspozytora ostatecznie nastąpiło przełączenie na pracę ręczną, co wskazywało na pracę brygady.

Dodatkowo zidentyfikowano:

- przypadki, gdy dyspozytor wysyłał polecenie zamknięcia/otwarcia łącznika, pomimo że już był on zamknięty/

otwarty – prawdopodobnie występowały problemy z sygnalizacją stanu łącznika

- bardzo krótkie czasy operacji łączeniowych (w skrajnym przypadku nawet 0,003 s) oraz odwróconą kolejność zapisanych zdarzeń (sygnałów otwarcia/zamknięcia) – opóźnienia zapisów oraz brak priorytetyzacji rejestracji danych.

W tab. 2 zestawiono przykładowe wyniki przeprowadzonej analizy pracy łączników (liczba i czasy operacji łączeniowych dla wybranych ciągów liniowych).

Na podstawie analizy operacji łączeniowych stwierdzono:

1. Znaczącą liczbę prawidłowych operacji dla wszystkich łączników, co świadczy o tym, że łączniki są fizycznie sprawne
2. Dużą liczbę nieprawidłowych operacji w stosunku do prawidłowych, co świadczy o dużej niepewności/niestabilności łączności
3. Możliwe lokalnie problemy z łącznością – wspólny problem dla grupy łączników Ł-10, Ł11 i Ł-21 (tab. 2) zabudowanych geograficznie blisko siebie.

Przeprowadzona analiza operacji łączeniowych pozwoliła na sformułowanie następujących wniosków ogólnych dla objętych audytem operacji łączeniowych:

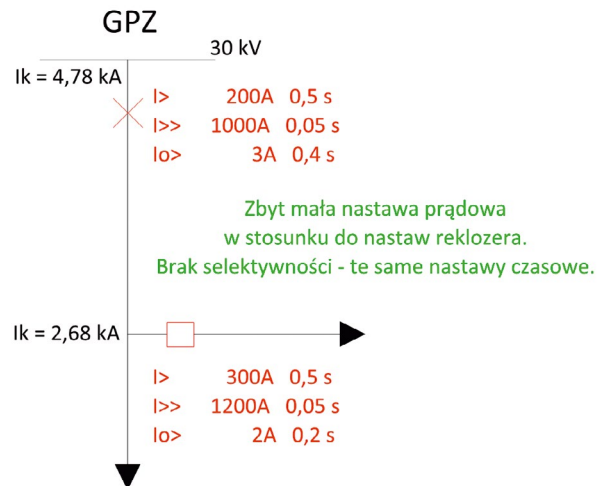
1. Średni czas wszystkich prawidłowych operacji wyniósł 13 s
2. Średni czas operacji z nieprawidłowościami w łączności wyniósł około 10 min
3. Maksymalny odnotowany czas operacji wyniósł blisko 4 godz.
4. Dla wszystkich łączników przeplatały się operacje poprawne z niepoprawnymi
5. Większość łączników miała co najmniej kilkukrotne problemy z łącznością
6. Statystycznie co drugi dzień pojawiały się mniejsze lub większe problemy z łącznością.

3.3. Analiza działania automatyki sieciowej EAZ

Kolejnym analizowanym elementem było działanie automatyki sieciowej EAZ. W tym przypadku celem analizy było wykonanie oceny prawidłowości działania zainstalowanych w sieci punktów łączeniowych wyposażonych w automatykę EAZ.

W wyniku przeprowadzonej analizy stwierdzono:

- wielokrotne przypadki niewłaściwej kolejności otwierania reklozerów
- przypadki całkowitego braku działania reklozerów (a w zamian otwarcie wyłącznika w polu liniowym) – mylna informacja dla



Rys. 1. Przykład braku selektywności działania zabezpieczeń

dyspozytora i często strata kilkudziesięciu minut na poszukiwanie uszkodzenia na niewłaściwym odgałęzieniu, na którym zabudowany jest reklozer.

Na rys. 1 pokazano przykład braku selektywności działania zabezpieczeń wynikający ze złych nastaw zabezpieczeń.

3.4. Rozmieszczenie łączników

W ramach pracy przeprowadzono również analizę topologii sieci SN. W pierwszym kroku, w celu sprawdzenia prawidłowości rozmieszczenia łączników, przeanalizowano lokalizację łączników na liniach magistralnych.

Wielokrotnie stwierdzono:

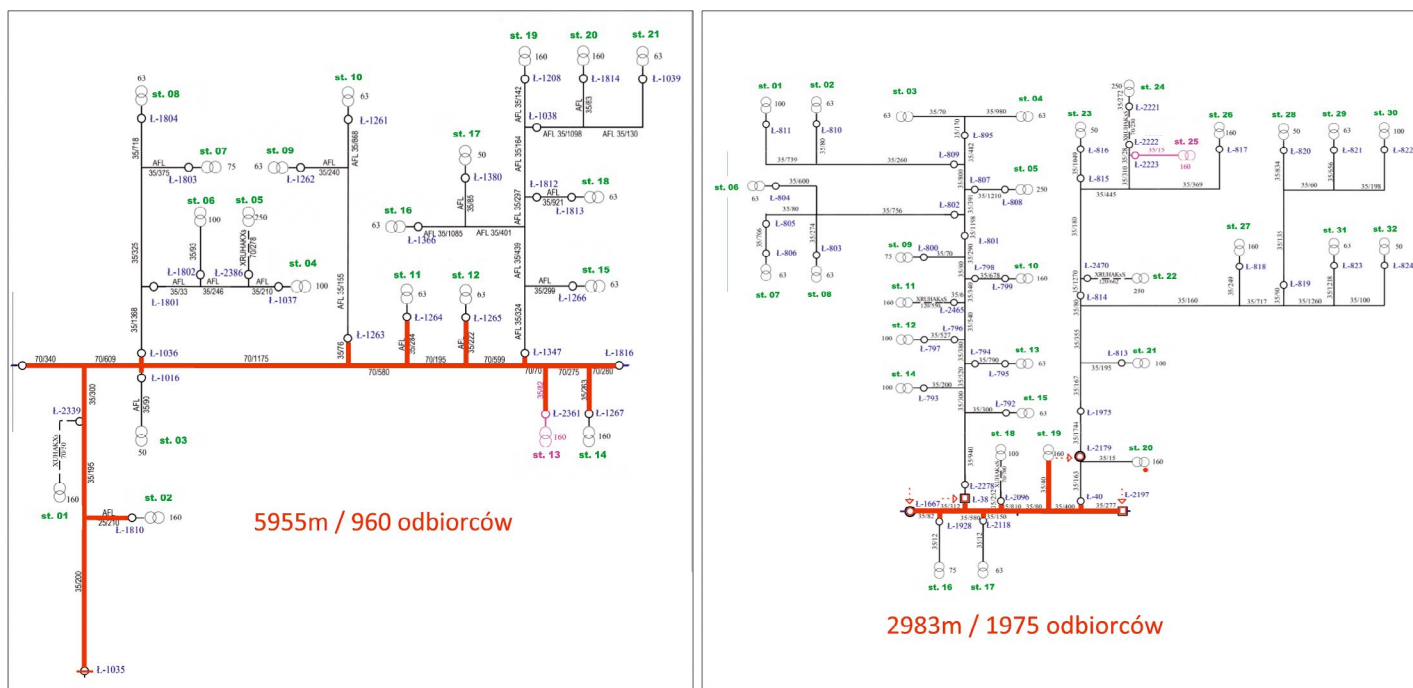
- przypadki długich odcinków magistrali o długości przekraczającej 4 km, zasilających nawet ponad 1000 odbiorców – bez możliwości podania drugostronnego zasilania
- wyłączenia dużej liczby odbiorców (ponad 1000) na długi czas naprawy (ok. 2–3 godzin) – co powoduje duży przyrost wskaźnika SAIDI.

Na rys. 2 pokazano przykłady rys. 2. Przykłady rozmieszczenia łączników na długiej magistrali – kolorem czerwonym zaznaczono fragment magistrali, na którym brak jest zainstalowanych łączników umożliwiających rozcięcie ciągu.

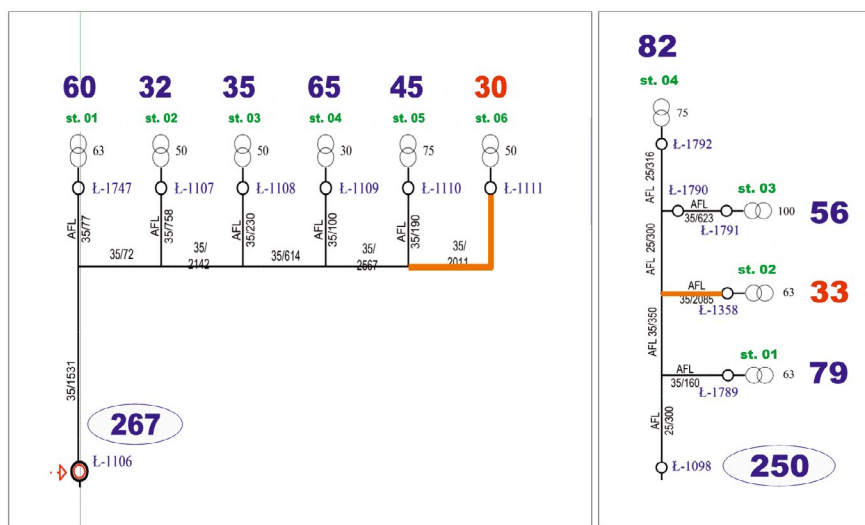
W dalszej kolejności analizie poddano rozmieszczenie łączników na rozgałęzieniach. Stwierdzono wielokrotne przypadki umieszczania łączników bezpośrednio przed pojedynczym transformatorem SN/nN w sytuacji, gdy na początku odcinka zasilającego

Ciąg	Symbol łącznika	Typ	Liczba działań	Działania prawidłowe		Działania nieprawidłowe		t min [s]	t max [s]
				Liczba	Średni czas [s]	Liczba	Średni czas [s]		
C15	Ł-01	Rozłącznik	38	38	19,6	0	–	5,3	92,3
	Ł-10	Rozłącznik	21	7	18,0	14	1006,7	5,0	9417,0
	Ł-11	Rozłącznik	23	12	24,0	11	484,6	11,4	3345,0
	Ł-21	Rozłącznik	17	12	22,6	5	860,6	11,4	2834,0

Tab. 2. Liczba i czasy operacji łączeniowych dla wybranego ciągu sieciowego



Rys. 2. Przykłady rozmieszczenia łączników na długiej magistrali



Rys. 3. Przykłady braku łącznika na początku odgałęzienia o długości przekraczającej 500 m

tę stację brak jest łącznika, a odcinek ten jest znacznej długości. Uszkodzenie na tego typu odcinkach, zamiast pozbawiać napięcia pojedynczą stację SN/nN, izoluje większy fragment sieci/większą liczbę odbiorców. Na rys. 3 pokazano przykłady – brak łącznika na początku odgałęzienia zaznaczonego kolorem żółtym powoduje konieczność wyłączenia całego odgałęzienia zasilającego ponad 250 odbiorców. Instalacja dodatkowego łącznika sterowanego ręcznie ograniczy liczbę wyłączonych odbiorców do ok. 30.

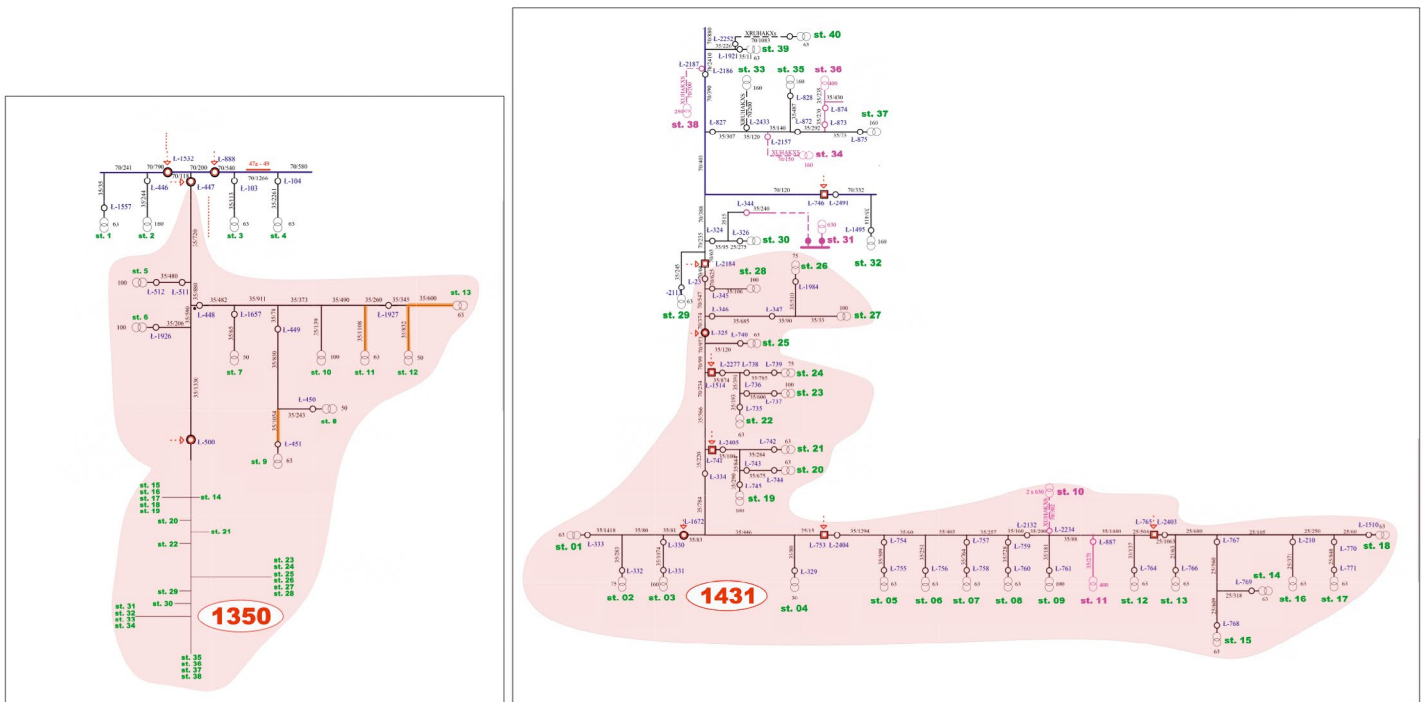
3.5. Drugostronne zasilanie dla odgałęzień

Kolejnym analizowanym w pracy czynnikiem dotyczącym topologii sieci SN była możliwość drugostronnego zasilania

odgałęzień. Celem analizy było sprawdzenie, czy wszystkie znaczące odgałęzienia (o dużej liczbie odbiorców) mają możliwość drugostronnego zasilania. W analizowanej sieci zidentyfikowano wielokrotne przypadki jednostronnie zasilanych dużych (pod względem liczby odbiorców) odgałęzień. Na rys. 4 przedstawiono przykłady odgałęzień zasilających ok. 1500 odbiorców, dla których brak jest możliwości podania drugostronnego zasilania.

4. Propozycje środków zaradczych – docelowy model sieci

W wyniku przeprowadzanej analizy skutków przerw w dostawie energii elektrycznej, opisanych szczegółowo w rozdz. 3, stwierdzono, że osiągnięcie znaczącej poprawy niezawodności



Rys. 4. Przykłady odgałęzień zasilających ponad 1000 odbiorców z brakiem możliwości podania drugostronnego zasilania

analizowanej sieci SN możliwe jest jedynie poprzez jednoczesne spełnienie następujących czynników:

1. Ograniczenie czasu lokalizacji miejsca uszkodzenia, tj. wyizolowania uszkodzonego odcinka sieci, do 3 min
2. Ograniczenie liczby odbiorców pozostających bez zasilania po wyizolowaniu uszkodzonego odcinka sieci, do ok. 250
3. Przywrócenie układu normalnego pracy sieci, tj. naprawa uszkodzonego odcinka sieci i zasilanie wszystkich odbiorców, w średnim czasie nieprzekraczającym 180 min
4. Systematyczna poprawa stanu technicznego sieci elektroenergetycznej oraz działania zmierzające do uniezależnienia się od zjawisk pogodowych powodujących jej uszkodzenia.

Mając na uwadze złożoność logiczną struktury sieci średniego napięcia oraz konieczność wsparcia operatora sieci uznano, że niezbędna jest implementacja systemu FDIR, dzięki któremu nastąpi:

- automatyczne wykrycie miejsca zwarcia

- automatyczna izolacja uszkodzonego odcinka sieci
- automatyczna rekonfiguracja sieci SN (ograniczenie liczby odbiorców pozostających bez napięcia i zminimalizowanie liczby wyłączeń pozostałym odbiorcom).

Co więcej, za kluczowy – w kontekście zidentyfikowanych trudności z łącznością oraz konieczności implementacji systemów automatycznych – uznano dostęp do dwóch niezależnych systemów łączności cyfrowej, tj. własnego systemu w standardzie TETRA oraz publicznej szerokopasmowej sieci 3G i/lub LTE. W tab. 3 przedstawiano najistotniejsze, zdaniem autorów, wady i zalety proponowanych systemów łączności. Przeprowadzona analiza pozwoliła na sformułowanie pozostałych środków wpływających na poprawę niezawodności analizowanej sieci SN:

- budowa nowego GPZ
- budowa nowych powiązań dla zapewnienia drugostronnego zasilania ok. 5 km (dla odgałęzień zasilających więcej niż

Tetra	3G i/lub LTE
<p>Zalety</p> <ul style="list-style-type: none"> • Pewny, sprawdzony przez co najmniej kilkanaście lat system łączności • Gwarancja dostępności do kanału komunikacyjnego (zasilanie awaryjne 36 godzin od chwili wystąpienia awarii) • Wysoka pewność dostarczenia informacji do i z elementu automatyki • Szybkość przesyłania danych (średni czas takiej operacji < 1 s) <p>Wady</p> <ul style="list-style-type: none"> • Pakietowa transmisja danych (ograniczenia ilościowe) • Duże nakłady inwestycyjne na uruchomienie systemu 	<p>Zalety</p> <ul style="list-style-type: none"> • Możliwość przesyłania dużej liczby informacji (np. odczyt dzienników zdarzeń lub zdalna rekonfiguracja urządzenia) • Duże perspektywy wykorzystania systemu (np. możliwość przesyłania plików wideo od jednostek operacyjnych w terenie do centrów dowodzenia) • Niższe (w stosunku do TETRY) koszty inwestycyjne <p>Wady</p> <ul style="list-style-type: none"> • Publiczny operator (brak pewności dostępu do kanału komunikacji – zasilanie awaryjne, zajętość sieci) • Brak priorytetyzacji przesyłu danych • Zaniżona jakość/moc sygnału w nocy

Tab. 3. Wady i zalety systemów TETRA i 3G/LTE

- 500 odbiorców – obligatoryjnie; dla odgałęzień zasilających 250–500 odbiorców – sugerowane)
- modernizacja istniejących odcinków liniowych (ok. 15 km)
- zabudowa ok. 500 nowych punktów łącznikowych, w tym ok. 200 sterowanych ręcznie
- poprawa koordynacji pracy istniejących zabezpieczeń.

5. Podsumowanie, przykłady poprawy wskaźnika SAIDI

Przeprowadzona analiza struktury pracy sieci SN oraz skutków przerw w dostawie energii elektrycznej wskazała, że poprawa wskaźników niezawodności pracy sieci wymaga podjęcia działań w następujących obszarach:

1. Modernizacji i rozbudowy systemu łączności zapewniającego, przy wysokiej stabilności sygnału, komunikację z punktami łączeniowymi – nawet w przypadku wielogodzinnej przerwy w dostawie napięcia zasilającego
2. Wdrożenia modułu FDIR ograniczającego czas lokalizacji miejsca uszkodzenia, tj. wyizolowania uszkodzonego odcinka sieci, do 3 min
3. Lokalizacji punktów łącznikowych. Konieczna jest zmiana filozofii zabudowy łączników, tj. nie tylko należy jak najszybciej odciąć uszkodzone odgałęzienie, ale również jak najszybciej przywrócić zasilanie – w szczególności tam, gdzie jest to już dzisiaj możliwe
4. Budowy nowych powiązań liniowych zapewniających drugostronne zasilanie dla odgałęzień zasilających dużą liczbę odbiorców
5. Systematycznej kontroli koordynacji zabezpieczeń, poprawy stanu technicznego sieci elektroenergetycznej oraz działań zmierzających do uniezależnienia się od zjawisk pogodowych powodujących jej uszkodzenia.

Zakładając wykonanie wszystkich wyżej opisanych czynności, odwzorowano je w modelu matematycznym sieci oraz wykonano symulację kilkudziesięciu przerw w dostawach energii elektrycznej, badając liczbę odbiorców oraz częstotliwość, z jaką pozbawiani są oni napięcia. Przeprowadzone symulacje wykazały skuteczność deterministycznego modelu niezawodnościowego (DMZ) oraz potwierdziły wystarczalność zaproponowanych środków zaradczych. Poprawę wskaźników niezawodności oszacowano na poziomie ok. 80%.

BIBLIOGRAFIA

1. Kubacki S., Świdorski J., Tarasiuk M., Kompleksowa automatyzacja i monitorowanie sieci SN kluczowym elementem poprawy niezawodności i ciągłości dostaw energii, *Acta Energetica* 2012, nr 1/10.
2. Kornatka M., Automatyzacja pracy sieci średniego napięcia a poziom ich niezawodności, *Przegląd Elektrotechniczny* 2014, nr 8.
3. Kornatka M., Serafin R., Techniczne i ekonomiczne aspekty instalowania reklozerów w głębi sieci średniego napięcia, *Przegląd Elektrotechniczny* 2014, nr 4.
4. Czarnobaj A., Mazierski M., Automatyzacja sieci i innowacyjne systemy dyspozytorskie a niezawodność dostaw energii elektrycznej, *Energia Elektryczna* 2014, nr 11.
5. Kouba D., Mezera D., Kopt M., Broz F., Smart improvement of distribution grid reliability, 23rd International Conference on Electricity Distribution (CIRED), Lyon 2015.

Piotr Janiszewski

mgr inż.

ENERGOPROJEKT-KATOWICE SA

e-mail: janiszewski.piotr@epk.com.pl

Elektroenergetyk, absolwent Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie. Od 1999 roku zawodowo związany z branżą energetyczną. W latach 1999–2015 pracownik ENERGOPROJEKT-KRAKÓW SA na stanowisku projektant. Od 2015 roku pracownik ENERGOPROJEKT-KATOWICE SA na stanowisku projektant, a obecnie kierownik Pracowni Systemów Energetycznych.

Jan Sawicki

mgr inż.

ENERGOPROJEKT-KATOWICE SA

e-mail: sawicki.jan@epk.com.pl

Absolwent Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie (1975). Do 2015 roku pracował w firmie ENERGOPROJEKT-KRAKÓW SA, od 2015 do 2016 roku w ENERGOPROJEKT-KATOWICE SA. Był kierownikiem Pracowni Systemów Energetycznych, obecnie na emeryturze.

Janusz Kurpas

mgr inż.

TAURON Dystrybucja SA

e-mail: janusz.kurpas@tauron-dystrybucja.pl

Dyrektor ds. Inwestycji i Rozwoju Sieci w TAURON Dystrybucja SA, absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Śląskiej w Gliwicach, z zawodu elektryk – automatyk zabezpieczeniowy.

Ukończył studia podyplomowe z zarządzania projektami, posiada certyfikat Masters of Project Management George Washington University School of Business and Public Management. Zawodowo związany z Radą Naukową przy Tauron Dystrybucja. Członek SEP i PTPIREE. Specjalizuje się w nowoczesnym zarządzaniu majątkiem sieciowym.

Maciej Mróz

dr inż.

TARUON Dystrybucja SA

e-mail: maciej.mroz@tauron-dystrybucja.pl

Absolwent Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie (2004) i studiów doktoranckich (2008) na tej uczelni, gdzie również uzyskał stopień naukowy doktora w 2014 roku. Od 2004 roku zawodowo związany z branżą energetyczną. Obecnie dyrektor ds. majątku w TAURON Dystrybucja Oddział w Krakowie i Tarnowie. Jego zainteresowania zawodowe skupiają się wokół jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej, zarządzania strategicznego majątkiem sieciowym oraz planowania i rozwoju sieci dystrybucyjnych. Członek zespołów roboczych przy Polskim Towarzystwie Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej.

System inspekcji przyrostu temperatury GIT

Autorzy

Jerzy Chudorliński
Paweł Michalski
Karol Makowiecki
Anna Kołtun
Maciej Rup

[POWRÓT
DO SPISU TREŚCI](#)

Słowa kluczowe

GIT, system monitorowania wzrostu temperatury

Streszczenie

Miejsca połączeń elektrycznych są potencjalnym źródłem zagrożenia wynikającego z trudnych warunków operacyjnych, takich jak przepływ dużych prądów, warunki środowiskowe, narażenie na wibracje połączeń skręcanych, rosnąca z czasem rezystancja styku. W artykule przedstawiono system GIT chroniący instalacje elektroenergetyczne przed skutkami wzrostu temperatury. Zaprezentowane rozwiązanie zostało zaprojektowane w celu zminimalizowania ryzyka związanego ze zwiększoną temperaturą, która może pojawić się na mostach, szynach, kablach, przepustach, izolatorach i stykach aparatury łączeniowej, a także odbiornikach i generatorach energii elektrycznej.

System GIT ma na celu ciągłe monitorowanie temperatury w newralgicznych punktach instalacji elektroenergetycznej, włączając w to połączenia szyn z aparatami łączeniowymi znajdującymi się pod napięciem. Opracowane sensory przewidują możliwość pomiaru temperatury nawet w przypadku, kiedy w szynach lub mostach nie płynie prąd.

1. Wprowadzenie

Rozdzielnice elektroenergetyczne są kluczowym elementem sieci elektroenergetycznej. Od ich poprawnego funkcjonowania zależy prawidłowy proces przesyłu energii elektrycznej, bezpieczeństwo samego obiektu, który prawie zawsze znajduje się w węźle sieci elektroenergetycznej, ale przede wszystkim bezpieczeństwo personelu, obsługi rozdzielnic.

Podstawowym składnikiem rozdzielnic elektroenergetycznych są:

- elementy sieci służące do transportu energii elektrycznej: kable, szyny, mosty, bezpieczniki, przyłącza
- aparaty łączeniowe
- zapasowe generatory energii elektrycznej
- odbiorniki energii elektrycznej
- inne konieczne wyposażenie rozdzielnic: przepusty, izolatory.

Te elementy sieci często narażone są na pracę w trudnych warunkach eksploatacyjnych przy długotrwałym obciążeniu znamionowym, a niekiedy również w niekorzystnych warunkach środowiskowych: wilgotność, otoczenie sprzyjające korozji, podwyższona temperatura będąca wynikiem pracy na skrajnie dopuszczalnych parametrach części składowych rozdzielnic. Takie warunki operacyjne rozdzielnic są oczywiście dopuszczalne, bywają jednak również powodem wielu komplikacji podczas koniecznych przeglądów, takich jak np. okresowe sprawdzanie wszystkich połączeń skręcanych narażonych na wibracje, które

mogą być skutkiem przepływu prądu elektrycznego bądź pracy generatorów/odbiorników energii elektrycznej znajdujących się w pobliżu.

Ciągły postęp w dziedzinie elektrotechniki i elektroniki powoduje, że rośnie moc znamionowa rozdzielnic o tej samej kubaturze. W przypadku rozdzielnic niskiego napięcia powodem wzrostu temperatury jest zwykle przepływ dużego prądu (bliskiego prądowi znamionowemu dla wykorzystywanych szyn czy przewodów), straty mocy związane z odbiornikami zainstalowanymi wewnątrz rozdzielnic (aparatura zabezpieczeniowa i pomocnicza), a także straty związane z konstrukcją rozdzielnic (prądy wirowe w metalowych obudowach i metalowej konstrukcji nośnej szaf).

Postępująca miniaturyzacja rozwiązań i oddziaływanie czynników środowiskowych (temperatura, wibracje, korozyjność powietrza) na elementy rozdzielnic elektrycznych powodują degradację połączeń (postępującą w czasie), np. styków aparatów łączeniowych czy połączeń skręcanych, czego wynikiem jest lokalny wzrost temperatury i zwiększone straty mocy. Są one bezpośrednią przyczyną awarii, a więc również przestoju serwisowych związanych z przekroczeniem (dopuszczalnych w serii norm PN-EN 61439) przyrostów granicznych temperatury w rozdzielnicach.

W związku z wymienionymi wyżej problemami pojawia się zasadne pytanie o możliwość ciągłego monitorowania

temperatury wewnątrz rozdzielnic, najlepiej podczas normalnej pracy. Na świecie znane są metody dokładnego pomiaru temperatury, a także jej rozkładu na powierzchniach – jednak ze względu na specyfikę pomiaru temperatury elementów znajdujących się na potencjale zasilania takich jak szyny, mosty, przewody, przyłącza, ich stosowanie jest znacząco utrudnione. Rozwiązaniem wydaje się doskonale znana termograficzna metoda oceny rozkładu temperatury. Jednak ze względu na swoją specyfikę nastrocza wiele problemów. Termografia może błędnie oceniać rozkład temperatur elementów metalowych (ze względu na niską emisyjność będącą funkcją temperatury) podstawowego elementu konstrukcyjnego i elektrycznego rozdzielnic. Jedynie bardzo wprawny operator, dysponujący zaawansowanymi technikami oceny, jest w stanie bez dodatkowych zabiegów, związanych z konstrukcją rozdzielnic, ocenić przybliżoną wartość temperatury newralgicznych elementów konstrukcyjnych i elektrycznych rozdzielnic. Trudno również jednoznacznie ocenić rozkład temperatur w zamkniętej przestrzeni szaf rozdzielnic. Po otwarciu drzwi lub osłon rozdzielnic w chwili dokonywania inspekcji natychmiast zmienia się cyrkulacja powietrza, a zatem również rozkład temperatur. Te dwa fakty w zasadzie wykluczają termografię do zastosowań w ciągłym monitorowaniu temperatur wewnątrz rozdzielnic, ponadto wymagają dodatkowego personelu obsługującego.

Należy zaznaczyć, że na etapie konstruowania rozdzielnic można przewidzieć z bardzo dużym prawdopodobieństwem, które elementy będą w przyszłości narażone najbardziej na zwiększoną temperaturę. Zwykle są to połączenia skręcane, np. szyny i mosty, czy szyny i aparatura łączeniowa, bowiem właśnie w takich miejscach, co jest oczywiste, gęstość prądu jest największa, zwykle bliska gęstości dopuszczalnej w elementach przewodzących. Postępująca w czasie degradacja jakości połączeń ma wpływ przede wszystkim na rezystancję pasywną połączeń, której wartość z czasem rośnie, co skutkuje większymi stratami mocy w tych punktach, a zatem lokalnym wzrostem temperatury. Obligatoryjnie, wykonywane są w określonym czasie przeglądy styków i połączeń w rozdzielnicach, wymuszone normami z zakresu bezpieczeństwa eksploatacji. Wymogi wyznacza Ustawa *Prawo budowlane*, która w art. 62 narzuca na właściciela lub zarządcę obiektu wykonywanie co najmniej raz w roku okresowej kontroli, polegającej na sprawdzeniu stanu technicznego, oraz co najmniej raz na pięć lat okresowej kontroli instalacji elektrycznej.

Bezpieczeństwo eksploatacji rozdzielnic można znacząco zwiększyć poprzez wprowadzenie do rozdzielnic ciągłego monitorowania temperatury punktów najbardziej narażonych na usterki związane z pracą w podwyższonej temperaturze, w rozdzielnicach zwykle są to elementy, przez które przepływa prąd o znacznej wartości. Monitoring umożliwia wczesne wykrywanie usterek – diagnostykę przedusterkową, która w dobie ery *Industy 4.0* jest często standardem wymaganym przez klienta końcowego. Wprowadzenie tego rodzaju systemów monitorujących temperaturę krytycznych punktów rozdzielnic informuje o niebezpiecznym wzroście temperatur, który można ponadto skorelować, aby wykluczyć błędne wykrycie awarii w bardziej zaawansowanych konstrukcjach, z prądem

przepływającym w monitorowanym medium przesyłowym, np. w szynach, mostach. Takie zastosowanie systemu znacząco przyczynia się do zmniejszenia awaryjności rozdzielnic i zwiększenia bezpieczeństwa dostaw energii, a przede wszystkim zwiększa bezpieczeństwo personelu obsługującego. Umożliwia również planowanie napraw połączeń lub wymiany pewnych elementów na nowe, dzięki pełnionej przez system funkcji diagnostyki przedusterkowej.

Wprowadzenie do rozdzielnic systemów monitorujących wewnętrzną temperaturę elementów nie musi wiązać się z dużymi kosztami, można je ograniczyć poprzez instalowanie elementów systemu tylko w niezbędnych punktach, na przykład na przyłączach lub odpływach o największej mocy pobieranej. Najważniejszy jest jednak zysk polegający na niemal całkowitym wyeliminowaniu awarii krytycznych, najbardziej narażonych na awarię połączeń. Dzięki ciągłej diagnostyce połączeń elektrycznych system może wskazywać nie tylko potencjalną awarię, ale również diagnozować ewentualne pogorszenie się warunków eksploatacyjnych, przez monitorowanie temperatury szyn, mostów czy innych elementów elektrycznych i konstrukcyjnych wybranych na etapie projektowania rozdzielnic.

2. System GIT

Podstawowymi elementami systemu GIT, przedstawionymi na schemacie ideowym na rys. 1, są: jednostka zarządzająca, moduły akwizycji danych pomiarowych z sensorów z wejściem światłowodowym, sensory do pomiaru temperatury izolowane galwanicznie od modułów akwizycji danych pomiarowych, panel HMI oraz inne dodatkowe moduły systemu.

Sensory dołączane są do modułów akwizycji danych pomiarowych T51 lub T52 za pomocą światłowodów (sensory bezpotencjałowe) lub za pomocą przewodów ekranowanych (pirometry z wyjściem cyfrowym). Moduły akwizycji danych pomiarowych T51 i T52 mogą odczytywać cyfrowy asynchroniczny sygnał odpowiednio z 8 (6 sensorów bezpotencjałowych + 2 pirometrów) lub 16 sensorów (12 sensorów bezpotencjałowych + 4 pirometrów). Bezpotencjałowe sensory typu AS T-01 i AS T-02, o parametrach technicznych przedstawionych w tab. 1, służą do bezpiecznego bezpośredniego pomiaru temperatury na elementach typu: szyny lub szynoprzewody. Montuje się je poprzez dokręcenie do obiektu. Sensory powinny być montowane w miejscach narażonych na podwyższoną temperaturę, tzn. w miejscach łączenia szyn. Przestrzenne usytuowanie sensora nie ma wpływu na pomiar. Zmierzone wartości są przesyłane za pomocą światłowodu POF 1/2,2 mm, dzięki czemu zapewniona jest pełna separacja galwaniczna między sensorem a modułem pomiarowym. Sensory są wyposażone w układ pomiaru napięcia baterii wewnętrznej. W przypadku spadku napięcia baterii poniżej progu ostrzegania do modułu pomiarowego wysyłana jest informacja o konieczności wymiany sensora.

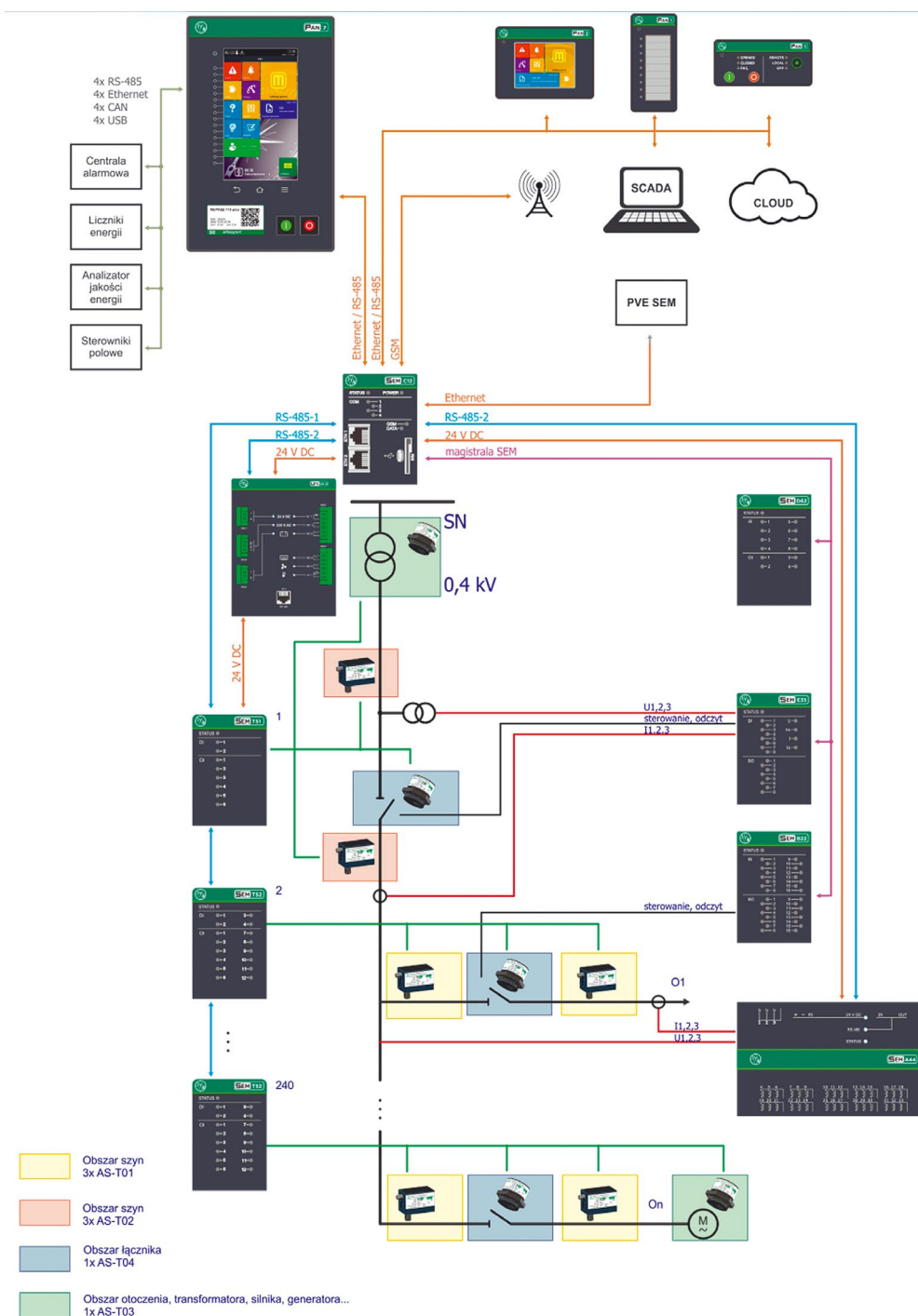
Pirometryczne sensory **AS T-03** i **AS T-04** służą do bezpiecznego bezdotykowego jednopunktowego pomiaru temperatury elementów trudno dostępnych lub ruchomych z bezpiecznej odległości, np. styków aparatów łączeniowych. Mocuje się je do obudowy rozdzielnic i nakierowuje na obiekt, którego temperatura ma być mierzona. Zmierzone wartości są

Typ sensora	AST-01	AST-02
Zakres pomiarowy	-20°C... 85°C	-20°C... 100°C
Błąd bezwzględny	±1°C	±1°C
Rozdzielczość	0,5°C	0,5°C
Temperatura pracy	-20°C... +85°C	-20°C... +100°C
Czas pracy w temperaturze do 30°C	10 lat	10 lat
Czas pracy w temperaturze do 85°C	3 lata	3 lata
Częstotliwość wysyłania pomiaru	ok. 1 Hz	ok. 1 Hz

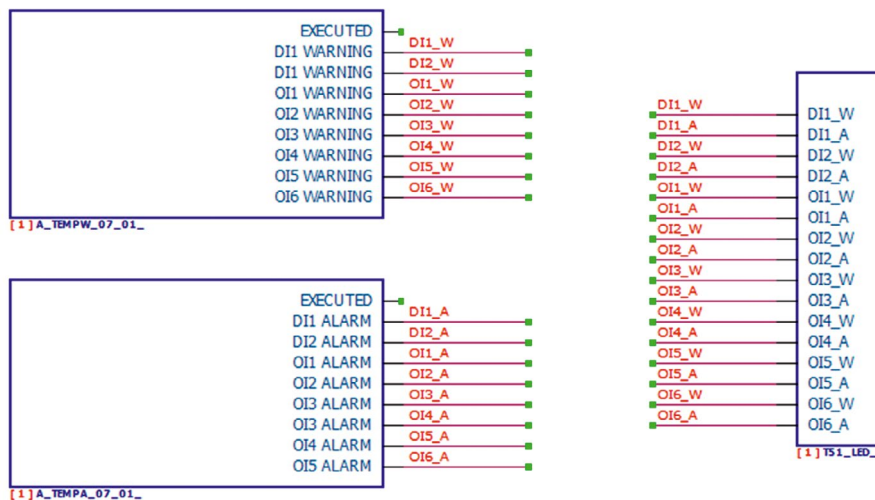
Tab. 1. Parametry techniczne bezpotencjałowych sensorów typu AS T-01 i AST-02

przesyłane za pomocą skrętki CAT4. Sensor AS T-03 ma bardzo małe pole widzenia (FOV $\pm 5^\circ$), dzięki czemu szczególnie nadaje się do pomiaru temperatury pojedynczych obiektów lub grupy obiektów z większej odległości. Natomiast sensor AS T-04 ma dwukrotnie większe pole widzenia, dzięki czemu można go stosować do pomiaru temperatury dużych obiektów lub grupy obiektów z mniejszej odległości.

Na rys. 1 przedstawiono schemat ideowy systemu GIT, należy go rozumieć jako najbardziej ogólną interpretację systemu – elastyczną i dopasowaną do wymagań klienta/użytkownika. W skład tego systemu wchodzi elementy przedstawione wcześniej w artykule, ale również elementy odpowiedzialne



Rys. 1. Schemat ideowy systemu GIT



Rys. 2. A_TEMPW (ostrzeżenie) i A_TEMPA (alarm) na schemacie profilu urządzenia

za obsługę wejść i wyjść binarnych wewnątrz stacji, a także za pomiar prądów z przetworników prądowych czy napięć z przekładników napięciowych.

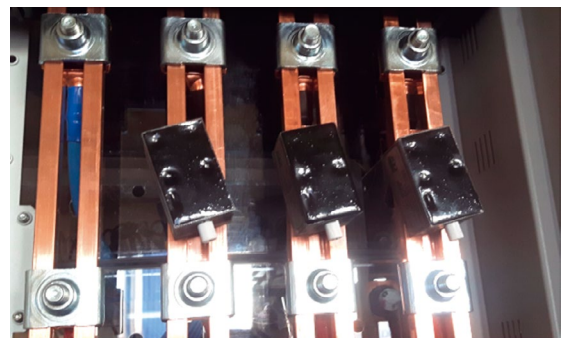
Dzięki wykorzystaniu oprogramowania narzędziowego ELF istnieje możliwość elastycznego dostosowania logiki działania systemu GIT. Chcąc umożliwić graficzną konfigurację systemu dla tak dużej liczby pomiarów, konieczne było stworzenie algorytmów obsługujących wszystkie pomiary z jednego modułu. Do każdego z modułów przypisane są dwa algorytmy, A_TEMPW oraz A_TEMPA, informujące o przekroczeniu progu ostrzegawczego i alarmowego. Posiadają one nastawę progu temperatury dla każdego z przyłączonych do modułu sensorów oraz czasu zadziałania zabezpieczenia. Informacje o aktualnym stanie algorytmu zapisywane są w przestrzeni adresowej protokołu MODBUS i udostępniane systemom nadrzędnym. Na rys. 2 przedstawiony jest przykład użycia tych algorytmów w celu zapalenia odpowiedniej diody sygnalizacyjnej we właściwym kolorze na module T51. Kolor diody (zielony / pomarańczowy / czerwony) uzależniony jest od zmierzonej przez sensor temperatury oraz od nastawionych progów ostrzegawczego i alarmowego.

3. Implementacja

Na fot. 1, 2 i 3 pokazano implementację systemu w rozdzielni niskiego napięcia, w tym:

- trzy sensory typu AS T-01 i AS T-02 do bezpotencjałowego pomiaru temperatury, służące do monitorowania najważniejszych szyn w rozdzielni
- dwa moduły akwizycji danych pomiarowych T51, służące do rejestracji danych przesyłanych światłowodem z sensorów
- jednostkę zarządzającą C12
- panel operatorski HMI, służący do lokalnej prezentacji danych pomiarowych. Jednostka C12 jest modulem wykonawczym zaimplementowanej logiki systemu GIT, służącym do połączeń z systemami nadrzędnymi.

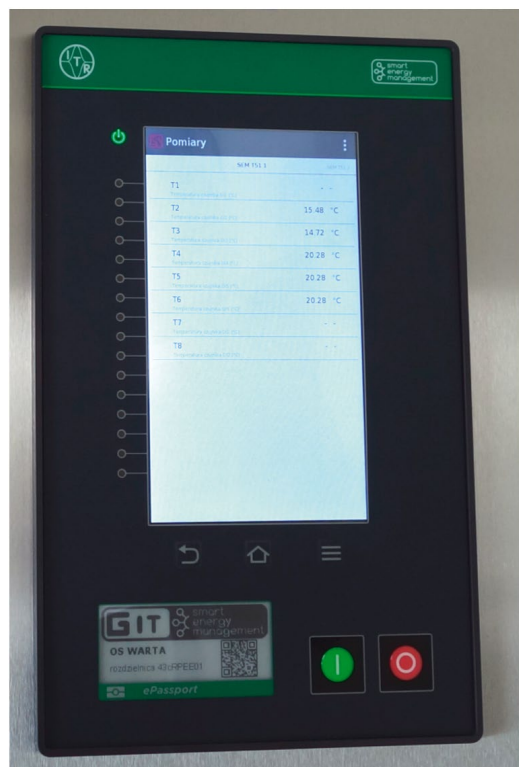
System może być dodatkowo wyposażony w moduły pomiaru prądów fazowych – SEM Axx, wejść i wyjść binarnych; SEM Bxx, wejść analogowych i optycznych; SEM Dxx oraz SEM Exx, które



Fot. 1. Sensory AS T-01 do bezpotencjałowego pomiaru temperatury, zainstalowane na szynach



Fot. 2. Dwa moduły akwizycji danych pomiarowych T51, służące do rejestracji danych przesyłanych światłowodem z sensorów



Fot. 3. Panel operator HMI służący do lokalnej prezentacji danych pomiarowych

realizują zarówno pomiar prądów i napięć oraz obsługę wejść i wyjść binarnych.

4. Podsumowanie

W wyniku prac badawczych, będących odpowiedzią na rosnące wymagania projektantów rozdzielnic elektroenergetycznych, powstał system GIT. Nieustanny rozwój tej dziedziny wymógł na twórcach rozwiązań dla elektroenergetyki stosowanie nowoczesnych systemów diagnostyki przedusterkowej, umożliwiających minimalizację ryzyka związanego z awariami i ustawkami infrastruktury sieciowej oraz zwiększających tym samym

bezpieczeństwo zarówno personelu, jak i dostaw energii elektrycznej. W wyniku prac badawczych powstał system przeznaczony do galwanicznie izolowanego pomiaru temperatury obiektów rozproszonych w rozdzielnicach elektroenergetycznych, o następujących cechach i parametrach:

- pomiar temperatury maksymalnie w 3840 punktach
- zakres $-20^{\circ}\text{C} \dots +350^{\circ}\text{C}$, z częstotliwością ok. 1 Hz
- odczyt bezpotencjałowy (za pomocą cyfrowej transmisji światłowodem lub za pomocą pirometru, izolacja galwaniczna) – gwarancja pełnej odporności na zakłócenia elektromagnetyczne
- praca autonomiczna, realizacja pomiaru temperatur przy braku zasilania rozdzielnic, poprzez wykorzystanie wbudowanych w sensory źródeł zasilania
- współpraca z sensorami o bardzo niskiej bezwładności i wysokiej precyzji, które nie wymagają przepływu prądów operacyjnych do normalnej pracy
- realizacja dowolnie zaprojektowanej logiki działania za pomocą oprogramowania narzędziowego ELF
- praca w pełni bezobsługowa, pełna skalowalność i elastyczność rozbudowy
- możliwość integracji z innymi systemami, np.: SCADA, EMS, GIS lub PVE SEM
- łącza: GSM, ETHERNET, WiFi, RS-232, RS-485/422, USB, CANBUS
- obsługa protokołów: DNP 3.0, IEC 60870-5-104, MODBUS-TCP, MODBUS-RTU
- pomiar temperatury na mostach, szynach, szynoprzewodach, kablach oraz w miejscach ich połączeń, przepustach, izolatorach i stykach aparatury łączeniowej, dowolnych statycznych i ruchomych elementach mechanicznych, odbiornikach i generatorach energii elektrycznej, a także w dowolnych obszarach rozdzielnic elektroenergetycznej.

BIBLIOGRAFIA

1. PN-EN 61439-1:2011. Rozdzielnice i sterownice niskonapięciowe – Część 1: Postanowienia ogólne.

Jerzy Chudorliński

mgr inż.

Instytut Tele- i Radiotechniczny w Warszawie

e-mail: jerzy.chudorlinski@itr.org.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektroniki Politechniki Warszawskiej, specjalność aparatura elektroniczna. Od 1995 roku pracuje w Instytucie Tele- i Radiotechnicznym w Warszawie w Centrum Teleinformatyki i Elektroniki na stanowisku asystenta. Autor i współautor 67 publikacji zarejestrowanych w bazie danych PBN oraz 26 zgłoszeń patentowych i patentów.

Paweł Michalski

mgr inż.

Instytut Tele- i Radiotechniczny w Warszawie

e-mail: pawel.michalski@itr.org.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektroniki Politechniki Warszawskiej. Obszar jego zainteresowań zawodowych obejmuje nowe konstrukcje urządzeń wykorzystujących techniki cyfrowe, przeznaczonych dla sektora energetyki, ICT oraz medycyny. Jest autorem ponad 30 artykułów.

Karol Makowiecki

mgr inż.

Instytut Tele- i Radiotechniczny w Warszawie

e-mail: karol.makowiecki@itr.org.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Elektroniki Akademii Górniczo-Hutniczej. Pracuje jako asystent w Zakładzie Systemów Teleinformatycznych Smart Grid. Na co dzień zajmuje się oprogramowywaniem systemów wbudowanych, w tym na bazie systemu Linux czasu rzeczywistego.

Anna Kołtun

inż.

Instytut Tele- i Radiotechniczny w Warszawie

e-mail: anna.koltun@itr.org.pl

Studentka Wydziału Elektrycznego Politechniki Warszawskiej na kierunku elektrotechnika, specjalność elektronika przemysłowa.

Maciej Rup

Mgr inż.

Instytut Tele- i Radiotechniczny w Warszawie

e-mail: maciej.rup@itr.org.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Warszawskiej (2001), kierunku elektroenergetyka, oraz Wydziału Inżynierii Produkcji Politechniki Warszawskiej (2005), kierunku zarządzanie i marketing. Sprawuje funkcję kierownika Zakładu Komerccjalizacji i Wdrożeń. Autor ok. 30 publikacji.

System SSC do inteligentnego zarządzania stacją elektroenergetyczną jako element sieci Smart Grid

Autorzy

Paweł Wlazło
Radosław Przybysz
Krzysztof Broda
Maciej Rup
Anna Kołtun
Grzegorz Wojtaś

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

SSC Smart Grid, SAIDI, SAIFI, MAIFI, SEM 2, SEM SC11, aparat elektryczny, AMI

Streszczenie

Poprawa ciągłości zasilania jest jednym z najważniejszych wyzwań operatorów dystrybucyjnych energii elektrycznej. Poprawa wskaźników dotyczy wszystkich poziomów napięć. Jednak szczególnej uwagi wymagają stacje SN/nN, które do tej pory w małym stopniu były objęte systemami zdalnego nadzoru. Liczba tego typu stacji przeznaczonych do modernizacji to kilka tysięcy obiektów rocznie. Wielkość nakładów inwestycyjnych – z uwzględnieniem, że modernizacja obejmuje również Smart Metering – jest bardzo duża. Taka sytuacja powoduje konieczność dostosowania istniejących lub opracowania nowych rozwiązań, spełniających wymagania operatorów dotyczące funkcjonalności, uniwersalności, niezawodności oraz bezpieczeństwa związanego ze zdalnym monitoringiem i sterowaniem. Artykuł prezentuje nowe rozwiązania dotyczące wyposażenia szafek AMI/SG w zakresie sterowania aparaturą łączeniową oraz monitorowania i sterowania stacją SN/nN. Przedstawione rozwiązania są elementami systemu SSC (inteligentnego sterowania stacją elektroenergetyczną, ang. *Smart Station Control*), które bazuje na sterowniku modułowym SEM.

1. System SSC

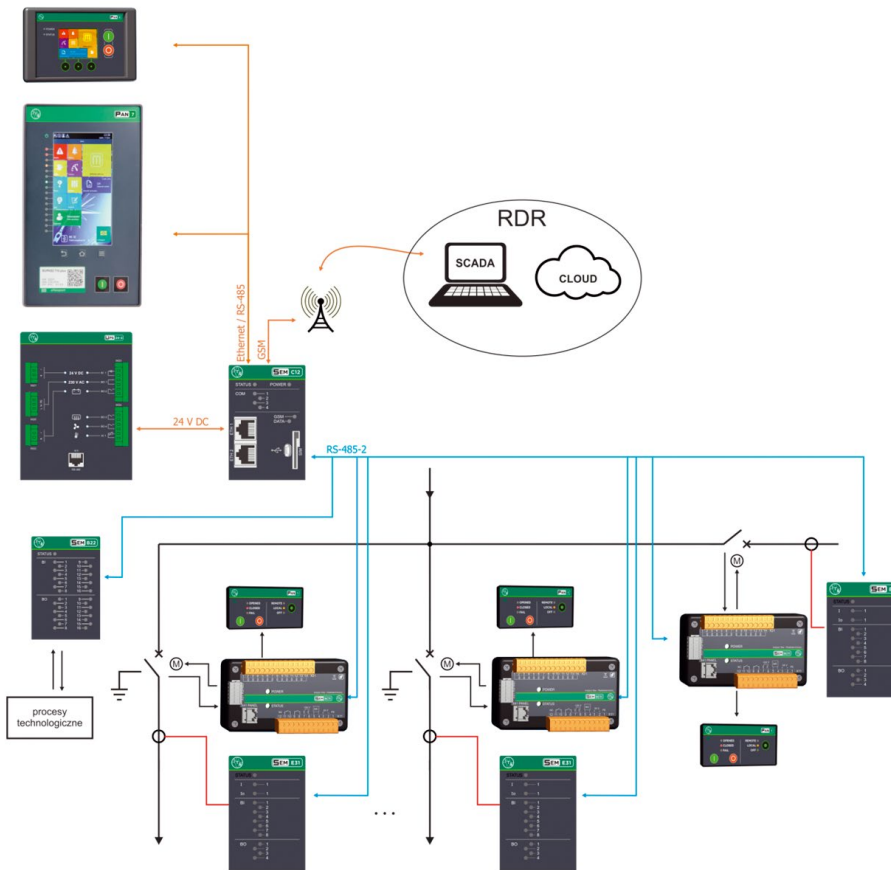
Schemat blokowy systemu SSC przeznaczonego do zarządzania inteligentną stacją elektroenergetyczną, wykorzystującego modułowy sterownik SEM, SEM2 oraz panele operatorskich serii PAN – przedstawiono na rys. 1. System integruje w sobie funkcje telemechaniki stacyjnej, pomiarów, zabezpieczeń i automatyk stacyjnych, sterowania aparaturą łączeniową oraz mechanizmu monitorowania i informowania o stanie zużycia kluczowych elementów rozdzielnic.

Centralnym elementem systemu SSC jest moduł SEM Cxx, skupiający w sobie funkcje komunikacji i jednostki realizującej logikę sterowania stacją elektroenergetyczną. Za pośrednictwem paneli operatorskich typu PAN 7/PAN 3 możliwy jest podgląd bieżącego stanu pracy wszystkich elementów systemu, edycja danych konfiguracyjnych oraz zmiana zaprojektowanej logiki działania stacji [2]. Dane z każdego pola rozdzielczego zagregowane w jednostce centralnej są możliwe do odczytu przez system RDR (rejnowa dyspozycja ruchu) za pośrednictwem dedykowanego łącza bezprzewodowego w standardzie GSM i protokołach DNP 3.0, IEC 60870-5-104 oraz MODBUS-TCP/RTU. Pola rozdzielcze mogą być wyposażone w sterowniki aparatów łączeniowych SEM SC11 oraz moduł wejść i wyjść binarnych i analogowych,

realizujący pomiar napięć i prądów. Pomiar prądu realizowany jest za pośrednictwem bezrdzeniowych przetworników prądowych typu CR/CRR [5, 6, 7], a pomiar napięcia za pośrednictwem rezystancyjnych dzielników napięcia. Wykorzystanie do pomiaru sensorów, cechujących się liniową charakterystyką przetwarzania, pozwala na uzyskanie szerokiej dynamiki pomiaru, tak w funkcji amplitudy, jak i częstotliwości sygnału mierzonego. Lokalne sterowanie aparatami łączeniowymi realizowane jest za pośrednictwem paneli operatorskich PAN 1/PAN 3 umieszczonych w bezpośrednim sąsiedztwie aparatu. Przykładowe miejsce instalacji panelu PAN 1 w zintegrowanym aparacie łączeniowym rozdzielniczy serii TPM przedstawiono na fot. 1. W zaprezentowanym przykładzie sterownik SEM SCxx realizuje sterowanie i monitorowanie rozłączniko-uzmienika.

2. Zasilanie

Wszystkie elementy systemu SSC są zasilane napięciem stałym 24 V. Bezprzerwowe zasilanie systemu zapewnia UPS serii UPS 24-2, wyposażony w dwa akumulatory 12 V o pojemności dostosowanej do potrzeb aparatury łączeniowej i podtrzymywania pracy systemu. Dodatkowo za pośrednictwem UPS realizowana jest funkcja stabilizacji warunków środowiskowych,



Rys. 1. Schemat blokowy systemu SSC



Fot. 1. Widok zamontowanego panelu PAN 1 w rozdzielni PRM

tzn. stabilizacja temperatury pracy i wilgotności. Dodatkowo w sterownikach i modułach wchodzących w skład systemu jest zaimplementowany mechanizm przełączania zasilania na rezerwowe. W takim przypadku system nie pozwala na wykonywanie operacji łączeniowych, a jedynie zapewnia podtrzymanie komunikacji z panelami operatorskimi i systemem SCADA.

3. Sterownie aparaturą łączeniową

Głównym elementem budowy każdej rozdzielni elektroenergetycznej SN jest aparat łączeniowy (wyłącznik, rozłącznik, rozłączniko-uziemiający), który jest odpowiedzialny za wykonywanie operacji ruchowych, jak i rozłączenie obwodu w sytuacjach awaryjnych. Od niezawodnego działania aparatu łączeniowego zależy bezpieczeństwo ludzi pracujących przy obsłudze

rozdzielniczy, jak i osób na pozór niezwiązanych bezpośrednio infrastrukturą elektroenergetyczną. Przykładowo, uszkodzenie linii napowietrznej (np.: upadek linii SN na ziemię) może skutkować powstaniem napięcia rażeniowego w miejscu awarii. Kiedy aparata w takim przypadku nie zadziała, może to zagrozić bezpieczeństwu i życiu osób postronnych, znajdujących się w pobliżu miejsca upadku linii. Chcąc osiągnąć wysoki stopień niezawodności działania aparatu łączeniowego, trzeba przeprowadzać cykliczne przeglądy techniczne. Zgodnie z przepisami eksploatacji, przegląd taki uwzględnia oględziny wzrokowe, jak i sprawdzenie funkcyjne aparatu, a czynność ta jest powtarzana co określony czas. Potencjalna awaria jaka może powstać w okresie pomiędzy przeglądami, będzie możliwa do wykrycia dopiero przy następnym przeglądzie. Istnieje za tym groźba wystąpienia niezadziałania aparatu w sytuacji awaryjnej.

Postęp w zakresie rozwoju elektroniki oraz systemów teleinformatycznych pozwala na coraz dokładniejsze diagnozowanie stanu zużycia elementów bez konieczności interakcji z człowiekiem. Wykorzystanie systemów autonomicznego monitoringu pozwala prowadzić na bieżąco analizę stanu zużycia elementów oraz przewidywanie na podstawie zgromadzonych danych potencjalnych uszkodzeń jakie mogą wystąpić w okresie eksploatacji.

Przykładem wyżej wspomnianych technologii jest sterownik SEM SC11 (fot. 2), który w systemie SSC realizuje funkcje inteligentnego sterownika aparatów łączeniowych. Sterownik na bieżąco analizuje stan pracy aparatu i w oparciu o zaimplementowaną logikę działania wykrywa uszkodzenia, w tym zacięcia mechanizmów aparatu łączeniowego. W zależności od typu wykrytego uszkodzenia, sterownik wykonuje procedurę naprawczą mającą na celu przywrócenie funkcjonowania aparatu. Przykładowo, wykrycie zacięcia mechanizmu łącznika powoduje wywołaniem procedury mającej na celu powrót łącznika do pozycji początkowej i ponowne wykonanie żądanej operacji. Sterownik SEM SC11 zgłasza do systemu kontroli i sterowania SCADA informacje o bieżącym stanie pracy, wystąpieniu awarii oraz jej typie. Dodatkowo, wykorzystując możliwości obliczeniowe sterownika jednostki centralnej, przy wykorzystaniu analizy predykcyjnej na podstawie zagregowanych danych eksploatacyjnych oraz reguł wnioskowania, podejmuje decyzje o informowaniu systemu SCADA o przekroczeniu dopuszczalnego zużycia aparatu łączeniowego i możliwości wystąpienia potencjalnej awarii.

SEM SC11 wyposażony jest w wzmocnione wyjścia binarne przekaźnikowo-półprzewodnikowe do bezpośredniego sterowania łącznikami o obciążalności do 15 A oraz wyjście binarne przekaźnikowo-półprzewodnikowe o zmiennej polaryzacji i obciążalności 16 A do sterowania silnikiem naciągu sprężyny aparatu łączeniowego. Moduł może pracować autonomicznie lub ze sterownikami do telemechaniki, np.: z modułami SEM Cxx tworząc podstawowy poziom skalowalnego systemu do zarządzania inteligentną stacją elektroenergetyczną. Moduł komunikuje się z otoczeniem (systemami nadrzędnymi, oprogramowaniem narzędziowym, panelami HMI) łączami RS 485. Dzięki współpracy z aplikacją ELF można w pełni zaprogramować sposób działania, w tym:



Fot. 2. Sterownik SEM SC11

- tryb monitorowania i zgłaszania alarmów dotyczący kontroli stanu aparatu łączeniowego
- sposób zmiany trybu sterowania: brak, lokalnie lub zdalnie
- cykl sterowania na zamknij i otwórz z uwzględnieniem trybu sterowania
- mechanizm zdalnego i lokalnego odblokowania łącznika w przypadku jego zacięcia w stanie nieustalonym (blokada aparatu łączeniowego) po nieudanym cyklu sterowania
- skonfigurować parametry działania sterownika oraz portów komunikacyjnych
- ustawić profil działania logiki oraz rejestratorów
- wymuszenie testowego trybu pracy.

W sterowniku SEM SC11 zaimplementowane są liczniki otwarć i zamknięć lokalnych/zdalnych, rejestratory zdarzeń i operacji łączeniowych oraz specjalizowane algorytmy do sterowania różnego typu łącznikami. Każde polecenie otwórz lub zamknij wyzwala rejestrator, który zapisuje wartości wejść i wyjść binarnych, sygnałów logicznych oraz wartość zmierzonego prądu sterującego silnikiem łącznika. Czas rejestracji wynosi 20 s. W przypadku wykrycia nieprawidłowości związanych z operacją łączeniową, następuje trwałe zapisanie wartości w pamięci nieulotnej.

4. Panele operatorskie

Odłączalne panele operatorskie HMI typu PAN (rys. 2) mogą być stosowane dowolnie w zależności od potrzeb (tab. 1). Ultra cienkie paneli PAN 1 i PAN 3 są dedykowane do dołączania do sterowników SEM SC11 i SEM2. PAN 3 z ekranem pozwala na lokalną konfigurację urządzenia, bez konieczności wykorzystania oprogramowania narzędziowego ELF.

Panele typu PAN 1, PAN 3, PAN 7 przeznaczone są do tworzenia wizualizacji HMI stanu pracy urządzeń lub systemów, takich jak: sterowniki modułowe SEM, sterowniki polowe typu MUPASZ/MIZAS, systemów GIT, CFI, PES, PVE, SSC [3]. Uniwersalność rozwiązania pozwala na łączenie dowolnej liczby oraz typów paneli. Łączność z panelami odbywa się przy wykorzystaniu łącz komunikacyjnych typu: Ethernet, RS422/488 oraz WiFi. Do rozwiązań, gdzie występują ograniczenia wymiarów i masy, dedykowane są ultra cienkie paneli typu PAN 1 lub PAN 3 charakteryzujący się kompaktową i zwartą budową. Do rozwiązań, gdzie kluczowym aspektem jest uniwersalność i skalowalność oraz możliwość przyszłej rozbudowy do dodatkowe

moduły rozszerzeń, dedykowany jest panel typu PAN 7 (tab. 2), który pełni jednocześnie funkcje:

- koncentratora danych z wielu urządzeń oraz sieci komputerowej
- koordynatora liczników energii
- panelu operatorskiego HMI
- sterownika programowalnego PLC.

5. Sterownik Smart Grid

Sterownik SEM 2 został zaprojektowany specjalnie pod kątem budowy inteligentnych szafek AMI/SG. Modułowa budowa w postaci kart rozszerzeń pozwala na dowolną konfigurację i rozbudowę sterownika w miarę potrzeb i rozwoju technologii związanych z Smart Grid. Sterownik składa się z modułów:

- Pxx – moduł zasilacza
- Cxx – moduł centralnego (obsługa komunikacji i logiki)
- Axx – moduł wejść i wyjść analogowych
- Bxx – moduł wejść i wyjść binarnych.

Podstawowym modułem w każdej wersji sterownika jest moduł Pxx oraz Cxx. Pozostałe moduły występują w dowolnej konfiguracji. Obudowa jest w wersji jedno- i dwurzędowej, może pomieścić 4–10 modułów. Na rys. 3 przedstawiono przykład obudowy jednorzędowej wyposażonej w pięć modułów.

	PAN 1	PAN 3	PAN 7
Diody sygnalizacyjne	•	•	•
Przyciski	•	•	•
Wyświetlacz		•	•
Logika programowalna PLC			•
Karty rozszerzeń			•
Ethernet/GSM			•
Serwer http			•
e-Paszport			•

Tab. 1. Wyposażenie paneli operatorskich

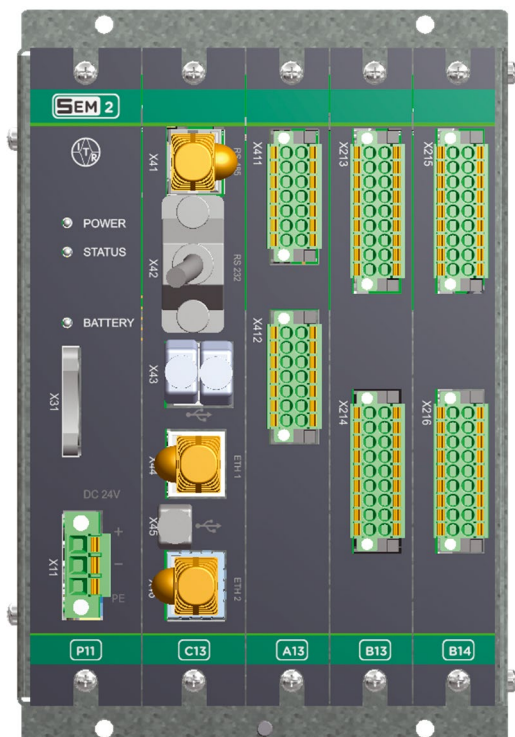
Szybkość wymiany modułów i automatyczna rekonfiguracja skraca czas naprawy uszkodzonego sterownika do minimum, a co za tym idzie efektywnie skraca czas trwania awarii. Architektura sterownika została tak zaprojektowana, aby umożliwić elastyczny rozwój sterownika. Nowe wymagania nie oznaczają wymiany sterownika na stacji, a jedynie dodania, zmiany modułu i aktualizacji oprogramowania. Pozwala to już dziś na zapewnienie interoperacyjności z przyszłymi powstającymi sieciami Smart Grid.

	Moduł rozszerzeń 1	Moduł rozszerzeń 2	Moduł rozszerzeń 3	Moduł rozszerzeń 4
RS-485	•	•	•	•
RS-422	•	•	•	•
RS-232	•	•	•	•
CAN-BUS/PPM2		•		•
Modem GSM		•		•
Ethernet 100 MBit	•	•	•	•
USB	•	•	•	•
BI3 – wejścia binarne	•	•	•	•
FI3 – wejścia bezpotencjałowe	•	•	•	•
BO3 – wyjścia binarne	•	•	•	•
AI3 – wejścia 4-20mA	•	•	•	•
AI3 – wejścia 0-10V	•	•	•	•
AO3 – wyjścia 4-20mA	•	•	•	•
AO3 – wyjścia 0-10V	•	•	•	•
AI3 – wejścia PT-100	•	•	•	•
AI3 – wejścia NTC/PTC	•	•	•	•
DI1 – wejście czujnika, m.in.: wibracji, temperatury, nasłonecznienia	•	•	•	•

Tab. 2. Moduły rozszerzeń panelu PAN 7



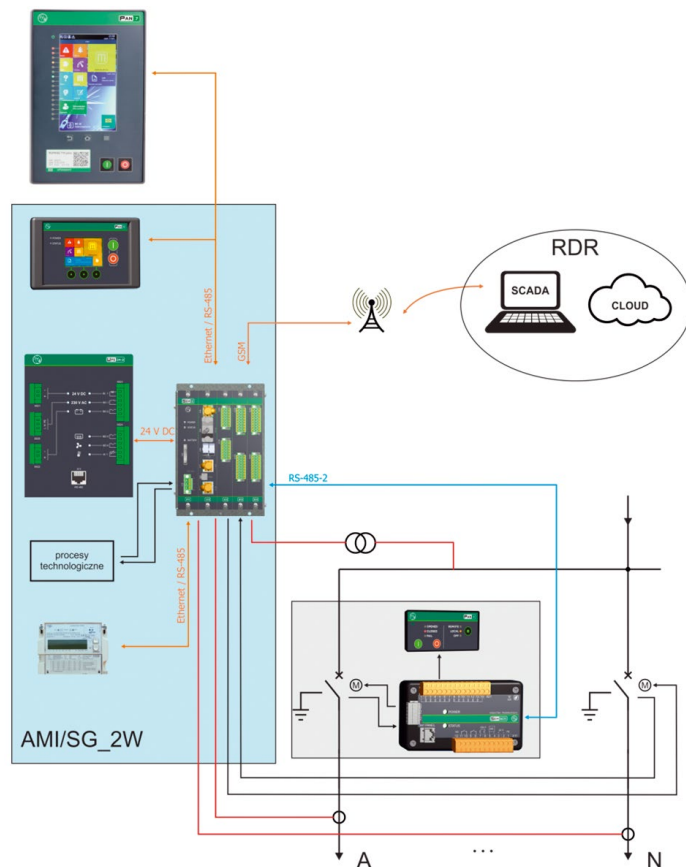
Rys. 2. Panele operatorskie PAN 1, PAN 3 i PAN 7



Rys. 3. Sterownik SEM 2

6. Szafka AMI/SG

Na rys. 4 przedstawiono schemat blokowy budowy elementów systemu SSC do celów realizacji zintegrowanych układów pomiarowo-sterujących AMI/SG. Zadaniem infrastruktury AMI jest monitorowanie sieci SN/nN pod względem parametrów jakościowych, wyznaczanie współczynników ciągłości dostaw energii elektrycznej SAIDI, SAIF, MAIFI [2], wykrywanie awarii (doziemienia, zwarcia, przeciążenia linii) oraz zdalne sterowanie. Przedstawiony wariant ukazuje wewnętrzną rozdzielnicę 2-polową posiadającą niezależny aparat łączeniowy na każdym odpywie. Monitoring i sterowanie danym polem zapewnia zintegrowany modułowy sterownik SEM 2, realizujący pomiar 16 wielkości elektrycznych prądów i napięć, 48 wejść binarnych i 16 wyjść binarnych. W polu odbiorczym A zastosowano moduł



Rys. 4. Schemat blokowy aplikacji szafek AMI/SG z wykorzystaniem systemu SSC

sterujący SEM SC11, który za pośrednictwem łącza komunikacyjnego przekazuje informacje o stanie aparatu łączeniowego oraz sygnały sterujące do sterownika SEM2. Lokalny odczyt stanu łącznika oraz sterowanie zapewnia panel operatorski PAN 1. W polu N sygnały sterujące oraz odczyt stanu łącznika przekazywany jest bezpośrednio do sterownika SEM2. Ciągłość zasilania gwarantuje UPS o czasie podtrzymania do 24 godz. Komunikacja z systemem RDR realizowana jest na drodze radiowej przy wykorzystaniu technologii GSM.

Nazwa	Wartość
Liczba wejść prądowych (w tym z przetworników prądowych typu CR/CRR)	16
Liczba wejść napięciowych (w tym z dzielników rezystancyjnych)	16
Liczba wejść analogowych: PT100; 20mA; +/-10V	16
Liczba wejść/wyjść binarnych maksymalna liczba	60/60 112/112
Łączna komunikacyjne	RS-485/RS-232 Ethernet
Protokoły	Modbus, DNP 3.0, IEC-104, CAN-BUS
Temperatura pracy	-25... +40°C
Wymiary	118 x 160 x 94 mm
Stopień ochrony	40 IP
Zasilanie	DC 17... 28 V

Tab. 3. Parametry sterownika SEM 2

7. Podsumowanie

Zaprezentowane w artykule rozwiązania wpisuje się w potrzeby modernizacyjne infrastruktury elektroenergetycznej na poziomie SN/nN. Nowoczesne podejście do potrzeb komunikacyjnych z systemami zdalnego nadzoru, potrzeb użytkownika w zakresie logiki działania obiektu, a w szczególności sterowania aparaturą łączeniową, opomiarowania oraz interfejsów użytkownika, pewności zasilania, powoduje, że system do inteligentnego zarządzania stacją elektroenergetyczną (SSC) jest właściwym rozwiązaniem. Uwzględniając jego skalowalność i rozproszony montaż modułów, można go łatwo dostosować do modernizowanych i nowo budowanych stacji. Zaimplementowane funkcje i algorytmy w sterownikach i modułach SEM, systemu SSC, ułatwiają monitorowanie sieci SN/nN, pracy aparatury stacyjnej, w trybie online, pod względem parametrów ilościowych i jakościowych, co przekłada się w sposób bezpośredni na wyznaczanie współczynników ciągłości dostaw energii elektrycznej SAIDI, SAIFI, MAIFI. Dzięki zastosowaniu nowoczesnych rozwiązań sprzętowych, elementy systemu zajmują mało miejsca i są energooszczędne, co ma istotne znaczenie w przypadku zasilania systemu z akumulatorów. Dodatkowym atutem rozwiązania jest jego niska cena i możliwość łączenia z innymi systemami, np.: CFI (system lokalizacji i izolacji miejsca zwarcia), PES (system *Prosumant Eco Smart*) lub GIT (system inspekcji przyrostów temperatury.)

BIBLIOGRAFIA

1. www.energetyka.org.pl.
2. Andrzejewski M., Wlazło P., Logika programowalna w urządzeniach EAZ dla sieci Smart Grid, *Wiadomości Elektrotechniczne* 2013, r. LXXXI, nr 11.
3. Andrzejewski M., Przybysz R., Wlazło P., SEM modułowy sterownik Smart Grid do węzłowych stacji transformatorowych SN/nN, *elektro.info* 2015, nr 9.
4. Broda K., Makowiecki K., Wlazło P., Integracja systemu lokalizacji i izolacji miejsca zwarcia z inteligentnym systemem sterowania stacją elektroenergetyczną w sieciach Smart Grid, *Urządzenia dla energetyki* 2016, nr 11.
5. Michalski P., Przybysz R., Wlazło P., Aplikacje modułowego sterownika SEM w sieciach Smart, *elektro.info* 2016, nr 9.
6. Przybysz R., Wlazło P., Automatyczne rozpoznawanie typu przetwornika prądowego podłączonego do urządzenia pomiarowego, *Elektronika* 2016, nr 6.
7. Nowakowski A. i in., Bezrdzeniowe przetworniki prądowe ITR w technologii PCB istotnym wkładem w rozwój sieci Smart Grids, *Elektronika* 2016, nr 6.

Paweł Wlazło

mgr inż.

Instytut Tele- i Radiotechniczny w Warszawie

e-mail: pawel.wlazlo@itr.org.pl

Absolwent Wydziału Elektroniki Politechniki Warszawskiej (1993), kierunku Automatyka. Autor wielu publikacji naukowych w tym 9 w 2014 roku. Zainteresowania zawodowe obejmują zagadnienia związane z teleinformatyką urządzeń EAZ, logiką użytkownika w sterownikach polowych, sieciami Smart Grid oraz przemysłową i medyczną aparaturą pomiarową i diagnostyczną. Obecnie kierownik Centrum Teleinformatyki i Elektroniki

Radosław Przybysz

mgr inż.

Instytut Tele- i Radiotechniczny

e-mail: radoslaw.przybysz@itr.org.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Warszawskiej (2010). Obecnie pracuje na stanowisku badawczo-technicznym w Instytucie Tele i Radiotechnicznym. Autor 15 publikacji. Zainteresowania zawodowe obejmują zagadnienia związane z budową mikroprocesorowych układów automatyki i zabezpieczeń sieci elektroenergetycznych oraz programowania komputerów.

Krzysztof Broda

mgr inż.

Instytut Tele i Radiotechniczny

e-mail: krzysztof.broda@itr.org.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Warszawskiej (1998). Obecnie pracuje na stanowisku asystenta w Instytucie Tele i Radiotechnicznym. Autor wielu publikacji z zakresu elektroenergetyki. Zainteresowania zawodowe obejmują zagadnienia związane z budową mikroprocesorowych układów automatyki i zabezpieczeń sieci elektroenergetycznych.

Maciej Rup

mgr inż.

Instytut Tele- i Radiotechniczny w Warszawie

e-mail: maciej.rup@itr.org.pl

Absolwent wydziału Elektrycznego Politechniki Warszawskiej (2001) kierunku elektroenergetyka, oraz wydziału Inżynierii Produkcji Politechniki Warszawskiej (2005) kierunek zarządzanie i marketing.

Sprawuje funkcję kierownika zakładu Komerccjalizacji i Wdrożeń. Autor ok. 30 publikacji.

Anna Kołtun

inż.

Instytut Tele- i Radiotechniczny w Warszawie

e-mail: anna.koltun@itr.org.pl

Studentka wydziału Elektrycznego Politechniki Warszawskiej na kierunku Elektrotechnika, specjalność Elektronika Przemysłowa. Jej zainteresowania zawodowe obejmują: zagadnienia związane z logiką użytkownika w sterownikach polowych oraz sieciami Smart Grid.

Grzegorz Wojtaś

mgr inż.

Instytut Tele- i Radiotechniczny

e-mail: grzegorz.wojtas@itr.org.pl

Absolwent Wydziału Elektroniki Politechniki Warszawskiej (1987), kierunku Aparatura Elektroniczna. Autor wielu publikacji z zakresu elektroenergetyki. Zainteresowania zawodowe obejmują zagadnienia związane z oprogramowaniem sterowników przemysłowych, realizacją logiki programowalnej i wdrażaniem rozwiązań komunikacyjnych. Obecnie pracuje na stanowisku asystenta w Instytucie Tele- i Radiotechnicznym.

Wykorzystanie losowań metodą LHS do obliczeń probabilistycznego rozptywu mocy

Autorzy

Maksymilian Mikołaj Przygodzki
Wojciech Lubicki

[POWRÓT
DO SPISU TREŚCI](#)

Słowa kluczowe

probabilistyczny rozptyw mocy, metody symulacyjne, niezawodność układu przesyłowego

Streszczenie

Rozptyw mocy jest zadaniem wyznaczenia wartości napięć węzłowych oraz obciążeń gałęziowych w danym stanie systemu elektroenergetycznego. W przypadku probabilistycznego rozptywu zarówno dane wejściowe zadania, jak i wyniki obliczeń mają postać rozkładów prawdopodobieństwa. Rozkłady te można określić dla zapotrzebowania na moc, dostępności i poziomu generacji mocy w węzłach oraz struktury układu sieciowego. Elementom struktury układu sieciowego można przypisać rozkład dwustanowy, w wyniku którego określa się stan elementu (element pracuje lub jest wyłączony). Parametrem charakterystycznym tego rozkładu jest współczynnik awaryjności danego elementu.

W artykule przedstawiono wyniki porównania losowań przeprowadzonych metodą Monte Carlo oraz metodą LHS. Losowania te dotyczyły dostępności infrastruktury sieciowej. Obliczenia przeprowadzono dla dwóch układów sieciowych o różnej liczebności odpowiadającej układowi testowemu (ok. 50 gałęzi) oraz układowi krajowej sieci przesyłowej (ponad 400 gałęzi). Na podstawie uzyskanych wyników sformułowano wnioski co do możliwości wykorzystania symulacji metodą LHS w obliczeniach probabilistycznego rozptywu mocy.

1. Wstęp

Do opisu otaczającego nas świata, w tym także do opisu systemu elektroenergetycznego, wykorzystywane są ogólnie pojęte modele, które można podzielić np. na deterministyczne oraz probabilistyczne. Modele deterministyczne to modele o charakterze teoretycznym, które mogą być wykorzystywane wszędzie tam, gdzie pełniejsze odzwierciedlenie zachodzących zjawisk nie jest szczególnie istotne. Dla odmiany modele probabilistyczne można rozumieć wąsko, tzn. jako modele tworzone wyłącznie na gruncie teorii prawdopodobieństwa, lub szeroko jako modele odzwierciedlające losowość otaczających nas zjawisk. Wówczas do grupy modeli probabilistycznych zaliczać się będą także modele statystyczne. Takie podejście jako bardziej uniwersalne jest powszechnie używane w krajowej literaturze przedmiotu [2, 3]. Przemawia za nim również równoległy rozwój teorii prawdopodobieństwa i statystyki matematycznej scharakteryzowany np. w pracy [1], dokonany przez czołowych badaczy, m.in.: Pascala, Bernoulliego, Lapunowa, Gaussa czy Laplace'a.

Probabilistyczny rozptyw mocy to rozptyw mocy, dla którego dane wejściowe oraz wyniki obliczeń mają postać rozkładów prawdopodobieństwa. Danymi wejściowymi są rozkłady prawdopodobieństwa dla zapotrzebowania na moc w węzłach sieciowych oraz w zakresie dostępności i generacji mocy. Ponadto daną wejściową jest również struktura układu sieciowego oraz mogą to być pozostałe parametry modelu (impedancje,

obciążalności). Wynikiem obliczeń rozptywu mocy są rozkłady prawdopodobieństwa napięć węzłowych oraz przepływów gałęziowych. Analizując obwody elektryczne w ujęciu probabilistycznym, można wyróżnić trzy podstawowe przyczyny losowości zachodzących procesów: losowe warunki początkowe, losowe wartości parametrów elementów (urządzeń), losowe wymuszenia, a także ich dowolne kombinacje [3]. W warunkach rzeczywistej pracy systemu elektroenergetycznego wszystkie trzy przyczyny losowości zjawisk występują zazwyczaj jednocześnie.

Ogólnie metody wyznaczania probabilistycznego rozptywu mocy można podzielić na symulacyjne, analityczne i aproksymacyjne. Metody analityczne i aproksymacyjne są często łączone w jedną grupę definiowaną jako metody analityczne. Metody symulacyjne polegają na wykonaniu określonej liczby deterministycznych rozptywów mocy, przy czym dane do takiego rozptywu mocy są wynikiem symulacji danych wejściowych zgodnie z ich rozkładami prawdopodobieństwa. Do określenia wartości danych wejściowych dla n -tej symulacji mogą być wykorzystane różne metody symulacyjne. Liczba symulacji niezbędnych do wykonania zależy od przyjętej metody symulacyjnej i przykładowo dla metody Monte Carlo może wynosić kilkaset lub kilkadziesiąt tysięcy w zależności od wielkości analizowanego układu. Inne metody, np. LHS, pozwalają na zmniejszenie wymaganej liczby symulacji. Wybór metody losowań ma więc

istotne znaczenie dla czasu trwania obliczeń probabilistycznego rozplywu mocy.

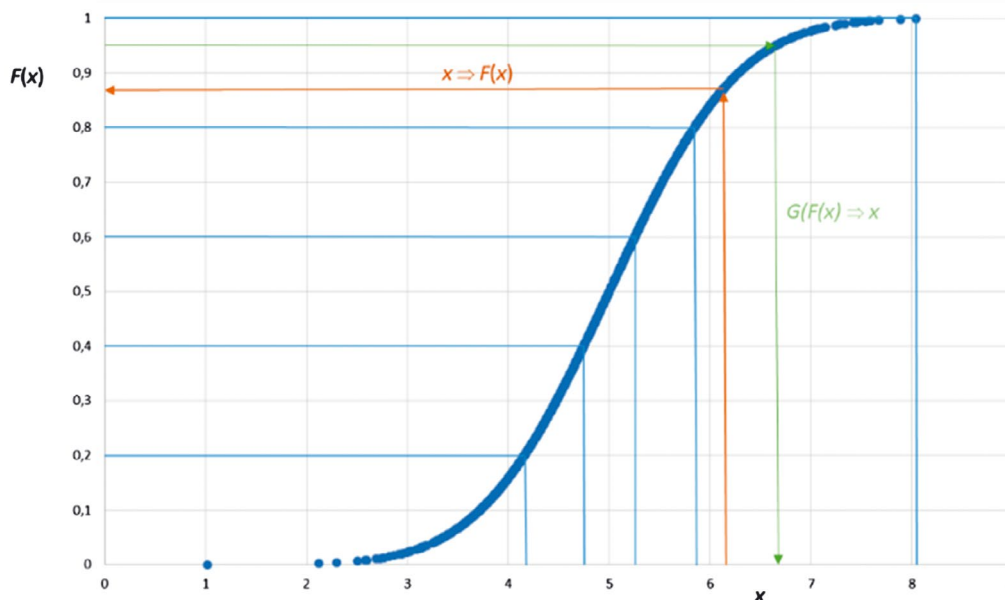
2. Symulacyjne metody analizy

Przedmiotowe kwestie związane z dostępnością infrastruktury sieciowej zbadano, posługując się losowaniami przeprowadzonymi metodą Monte Carlo oraz metodą LHS.

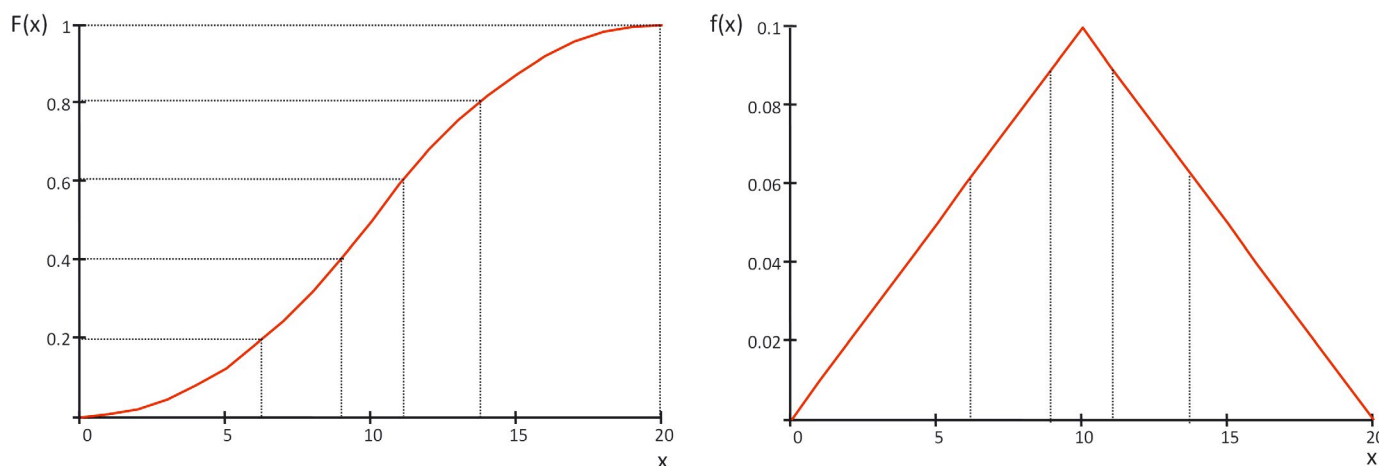
U podstaw losowań metodą Monte Carlo leży prawo wielkich liczb sformułowane przez J. Bernoulliego [4]. Mówi ono, że przy dostatecznie wielkiej liczbie prób częstość danego zdarzenia losowego będzie się nieistotnie różniła od prawdopodobieństwa jego wystąpienia, co w praktyce metody oznacza wykorzystanie zbieżności częstości występowania danego zdarzenia w N próbach do prawdopodobieństwa tego zdarzenia, wówczas gdy N dąży do nieskończoności. Na rys. 1 przedstawiono funkcję gęstości prawdopodobieństwa $F(x)$ zwracającą prawdopodobieństwo P tego, że zmienna x będzie o wartości mniejszej lub równej X tzn. $F(x) = P(x \leq X)$. Do

generowania wartości losowych metodą Monte Carlo wykorzystuje się funkcję odwrotną do dystrybuanty, tzn. $G(F(x)) = x$. Najpierw więc losowana jest liczba k z przedziału od 0 do 1 wg rozkładu równomiernego, a następnie określa się wartość X , korzystając z funkcji $x = G(k)$. Zaletą metody Monte Carlo jest jej prostota i ogólność, natomiast wadą jest jej wolna zbieżność. Wielkość popełnianego błędu estymacji prawdopodobieństwa jest odwrotnie proporcjonalna do pierwiastka z wykonanej liczby N symulacji. W efekcie zwiększenie dokładności rozwiązywania danego zadania o jeden rząd wymaga 100-krotnego zwiększenia nakładu obliczeń.

Metoda LHS korzysta z podobnej idei jak metoda Monte Carlo, zawierając jednak przedział losowań do odpowiednich warstw. Ideę metody pokazano na rys. 2 (badany jest rozkład trójkątny zmiennej losowej X), a przebieg postępowania jest następujący: a) funkcja gęstości prawdopodobieństwa jest dzielona na p partycji (z ang. *partition*) o jednakowym prawdopodobieństwie. Na rys. 2 wartość p wynosi 5, wobec czego szerokość



Rys. 1. Wykorzystanie dystrybuanty $F(x)$ i dystrybuanty odwrotnej $G(F(x))$



Rys. 2. Podział funkcji skumulowanej oraz funkcji gęstości na p przedziałów o równym prawdopodobieństwie

przedziału prawdopodobieństwa pojedynczej warstwy wynosi 0,2

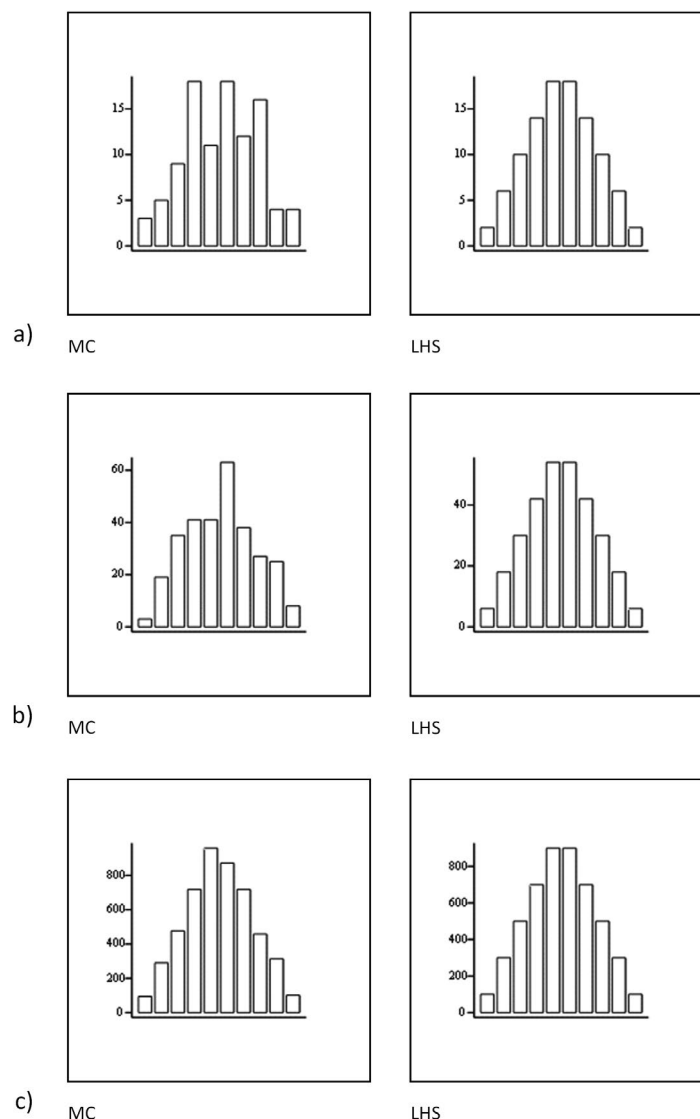
- b) generowane są dwie liczby losowe – w pierwszej iteracji losowany jest numer (kolejność) partycji, zaś w drugiej iteracji określa się wartość x , analogicznie jak w metodzie Monte Carlo, lecz w zakresie wartości wylosowanej partycji
- c) działania z p. b) powtarza się do stanu wyznaczenia wartości x dla wszystkich partycji
- d) wartości wylosowane dla wszystkich partycji składają się na tzw. paczkę (z ang. *batch*). Losowania można powtórzyć dla dowolnej liczby paczek.

Podstawowa różnica pomiędzy oboma metodami określania stanów losowań wynika z samej natury metod. Efektywność odwzorowania danego rozkładu prawdopodobieństwa jest zdecydowanie większa dla metody LHS w porównaniu z metodą Monte Carlo. Przy czym przez efektywność rozumie się jakość odwzorowania rozkładu przy tej samej (najlepiej niewielkiej) liczbie losowań. Porównanie przedstawiono na rys. 3 przy założeniu 100, 300 i 5000 stanów losowych. Celem było odwzorowanie rozkładu trójkątnego zmiennej losowej o wartości

oczekiwanej wynoszącej 10 oraz odchyleniu standardowym rzędu 4,08 (rys. 2). Na rys. 3 przedstawiono ukształtowanie histogramów w funkcji liczby losowań (N). Na rys. 4 porównano wyznaczone dla różnej liczby losowań podstawowe estymatory statystyczne, tj.: wartość oczekiwaną $E(x)$, odchylenie standardowe $\sigma(x)$, skośność $S(x)$ oraz współczynnik zmienności $CV(x)$.

3. Analizy modelowe dostępności infrastruktury sieciowej

Struktura układu sieciowego rozumiana jako dostępność poszczególnych jej składników ma charakter zmiennej losowej. Zmienna ta ma rozkład dwustanowy: dany element pracuje lub jest wyłączony. Prawdopodobieństwo tego, że dany element jest wyłączony, może być wyznaczone zgodnie z klasyczną definicją Laplace'a jako liczba wyników sprzyjających danemu zdarzeniu do łącznej liczby jednakowo prawdopodobnych wyników. Parametrem charakterystycznym będzie więc liczba godzin w ciągu roku, kiedy element nie pracuje, odniesiona do łącznej liczby godzin w ciągu roku. Należy przyjąć przy tym, że w każdej godzinie roku zdarzenie polegające na tym, że dany element



Rys. 3. Histogramy wyników dla a) 100, b) 300, c) 5000 stanów losowych

jest wyłączony, jest tak samo prawdopodobne. Jest to założenie upraszczające, ponieważ pomija się m.in. wpływ sezonowości, a także brak pamięci co do stanu elementu w godzinie poprzedzającej. Jeśli bowiem godzinę wcześniej element był wyłączony, to prawdopodobieństwo, że w kolejnej godzinie będzie nadal wyłączony, może być większe niż dla przypadku, gdy dany element godzinę wcześniej był włączony. Dodatkowo należy rozstrzygnąć, czy liczba godzin, kiedy dany element jest wyłączony, ma obejmować jedynie przypadki wyłączeń awaryjnych, czy także wyłączenia spowodowane innymi przyczynami, np. wyłączeniami planowanymi.

Operator systemu przesyłowego (PSE SA) publikuje na swojej stronie internetowej wskaźniki wyłączeń linii 400 kV i 220 kV w kolejnych miesiącach roku. Zestawienie obejmuje: średnią liczbę wyłączeń na odcinek linii, średnią liczbę wyłączeń na 100 km linii, średni czas trwania wyłączenia na odcinek linii oraz średni czas trwania wyłączenia na 100 km linii. Wyłączenia przedstawiane są w podziale na: łączne, planowe, awaryjne, operatywne oraz dla obniżenia napięć. Dane te wykorzystano do oszacowania wskaźników dostępności infrastruktury sieciowej.

Publikowane dane są zróżnicowane dla poziomów napięciowych linii (400 kV i 220 kV), jak i charakteru wyłączeń (planowe oraz awaryjne). Na rys. 4 przedstawiono uśrednione dla okresów rocznych wartości czasów wyłączeń w przedziale 2006–2015. Poza wyróżnieniem wyłączeń planowych i awaryjnych dodatkowo na rys. 5 przedstawiono wyłączenia operatywne oraz te, które zrealizowano dla obniżenia napięć w systemie elektroenergetycznym. W całym rozpatrywanym okresie średniomiesięczny łączny czas wyłączeń wynosił ok. 150 godz./100 km, w tym wyłączenia planowe trwały ok. 108 godz./100 km (72% czasu łącznego), natomiast czas wyłączeń awaryjnych wynosił ok. 10 godz./100 km (7% czasu łącznego). Z powyższego wynika, że średniomiesięczny czas wyłączeń operatywnych oraz dla obniżenia napięć kształtował się na poziomie ok. 32 godz./100 km.

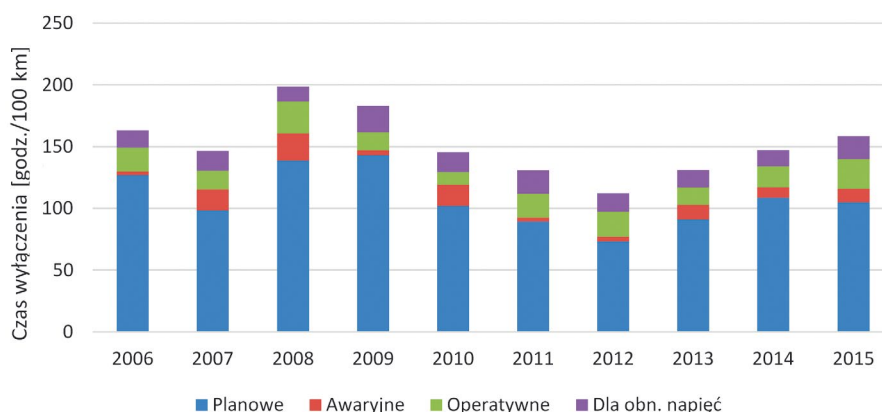
Do wyznaczenia prawdopodobieństwa wyłączenia konkretnej linii w modelu skorzystano z ogólnej definicji prawdopodobieństwa zdarzenia losowego. Przy przyjęciu czasu zdarzenia na poziomie średniomiesięcznego łącznego czasu wyłączenia wynoszącego 150 godz./100 km oraz na poziomie średniomiesięcznego czasu wyłączenia awaryjnego wynoszącego

10 godz./100 km prawdopodobieństwa wyłączenia 100-kilometrowej linii wynoszą odpowiednio 0,20548 i 0,01370.

Korzystając z opisanego powyżej sposobu określania prawdopodobieństwa wyłączenia poszczególnych linii, wyznaczono odpowiednie wartości dla wszystkich gałęzi sieci testowej oraz sieci przesyłowej. Następnie przeprowadzono symulacje wyłączeń infrastruktury sieciowej, w których wynikiem był status gałęzi – załączona/wyłączona. Liczba gałęzi objętych losowaniami wynosiła: sieć testowa – 50 szt., sieć przesyłowa – 423 szt. Losowania przeprowadzono metodą Monte Carlo oraz LHS. Liczba losowań metodą Monte Carlo wynosiła 1000, 5000 i 10 000 losowań, natomiast w metodzie LHS założono 250 stanów losowych. Rozpatrzono przy tym różne wartości parametrów charakterystycznych metody LHS, tj. liczby partycji i paczek.

Poniżej w tab. 1 i 2 oraz na rys. 5 i 6 przedstawiono wyniki symulacji dostępności infrastruktury sieciowej (gałęzi) w badanych modelach sieci, przy przyjęciu prawdopodobieństwa awarii na poziomie wynikającym z czasu trwania przerw awaryjnych oraz alternatywnie łącznego czasu trwania wyłączeń. W nagłówkach tabel podano liczby paczek i partycji przyjętych w danej symulacji, co pozwala na ocenę ich wpływu na uzyskane wyniki. Przykładowo oznaczenie 5B_50P oznacza 5 paczek i 50 partycji. Dla przypadku 50-elementowej sieci testowej i prawdopodobieństwa wyłączenia na poziomie czasu trwania wyłączeń awaryjnych w ok. 90% stanów losowych nie zanotowano wyłączeń elementów sieciowych. Pozostałe przypadki to przede wszystkim stany pojedynczych wyłączeń, przy czym nie objęły one wszystkich elementów modelu. W dwóch stanach losowych stwierdzono jednoczesne wyłączenie dwóch elementów. Nie zanotowano istotnego wpływu liczby partycji i paczek na uzyskane wyniki.

W przypadku przyjęcia prawdopodobieństwa wyłączenia na poziomie łącznego czasu trwania wyłączeń w łącznej liczbie stanów losowych dominują przypadki wyłączeń pojedynczych lub podwójnych. Udział wyłączeń pojedynczych kształtuje się na poziomie ok. 31–42%, natomiast wyłączeń podwójnych 28–31%. W obu przypadkach liczba stanów losowych przekracza liczbę elementów układu sieciowego. W następnej kolejności występują układy bez wyłączeń (pełne) oraz układy wyłączeń wielokrotnych (większych niż 2). Maksymalna liczba wyłączonych elementów osiągnęła liczbę 6 szt. W analizowanej symulacji



Rys. 4. Średnioroczne czasy wyłączeń linii 400 kV i 220 kV

stwierdzono wpływ liczby partycji i paczek na uzyskane wyniki. W szczególności liczba stanów pojedynczych wyłączeń wraz ze zmniejszeniem liczby partycji i wzrostem liczby paczek początkowo rośnie, by następnie ulec gwałtownemu obniżeniu. Nie stwierdzono takiej zależności w przypadku pozostałych zestawów wyłączeń, np. liczba układów pełnych, n-2, itd. w niewielkim stopniu zależy od założonych parametrów modelu LHS. W przypadku układów n-4 stwierdzono naprzemiennie zmieniającą się liczbę takich stanów.

Dla przypadku 423-elementowego modelu sieci przesyłowej i prawdopodobieństwa wyłączenia na poziomie czasu trwania wyłączeń awaryjnych stwierdzono, że 14–19% stanów losowych nie zawierało wyłączeń elementów sieciowych (układy pełne). Pozostałe przypadki to przede wszystkim stany pojedynczych i podwójnych wyłączeń, przy czym nie objęły one wszystkich elementów modelu. Stanów pojedynczych wyłączeń stwierdzono maksymalnie 36%, zaś stanów wyłączeń podwójnych maksymalnie 30%. Liczba stanów n-3 odpowiadała w przybliżeniu liczbie układów pełnych. Liczba stanów wyłączeń czterech elementów wyniosła 4–9%. Stany od n-5 do n-7 zidentyfikowano w pojedynczych przypadkach.

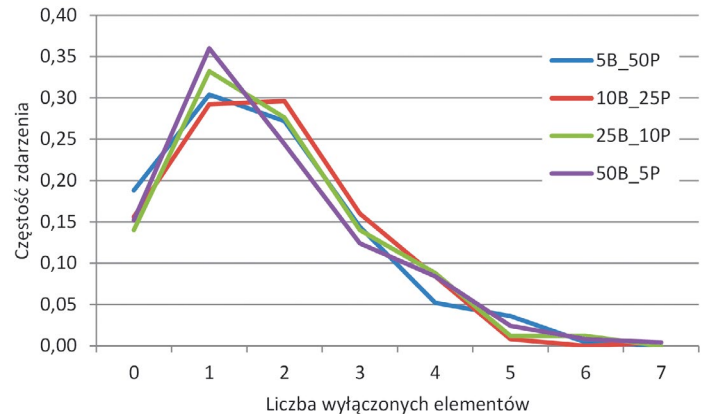
W przypadku przyjęcia prawdopodobieństwa wyłączenia na poziomie łącznego czasu trwania wyłączeń dominują stany wyłączeń wielokrotnych. Nie stwierdzono przypadków wystąpienia układów pełnych, stanów wyłączeń od pojedynczych oraz wielokrotnych aż do n-11 włącznie. Stany od n-12 do n-18 wystąpiły w pojedynczych przypadkach. Największa liczba stanów losowych to stany od n-23 do n-28, maksymalna liczba to 29 stanów, ale zwykle nie przekracza ona liczby 25. Stany od n-34 do n-42 to przypadki incydentalne. Nie stwierdzono

	5B_50P	10B_25P	25B_10P	50B_5P
Liczba układów pełnych	230	226	226	232
Liczba układów n-1	19	24	22	18
Liczba układów n-2	1	0	2	0

Tab. 1. Wyniki symulacji metodą LHS dostępności infrastruktury dla sieci testowej (50 elementów, 250 losowań), prawdopodobieństwo wyłączenia na poziomie czasu trwania wyłączeń awaryjnych

	5B_50P	10B_25P	25B_10P	50B_5P
Liczba układów pełnych	42	37	44	46
Liczba układów n-1	94	105	78	78
Liczba układów n-2	69	71	76	77
Liczba układów n-3	30	24	32	36
Liczba układów n-4	12	8	16	7
Liczba układów n-5	3	5	4	5
Liczba układów n-6	0	0	0	1

Tab. 2. Wyniki symulacji metodą LHS dostępności infrastruktury dla sieci testowej (50 elementów, 250 losowań), prawdopodobieństwo wyłączenia na poziomie łącznego czasu trwania wyłączeń



Rys. 5. Wyniki symulacji dostępności infrastruktury dla sieci przesyłowej metodą LHS (423 elementy, 250 losowań), prawdopodobieństwo wyłączenia na poziomie czasu trwania wyłączeń awaryjnych

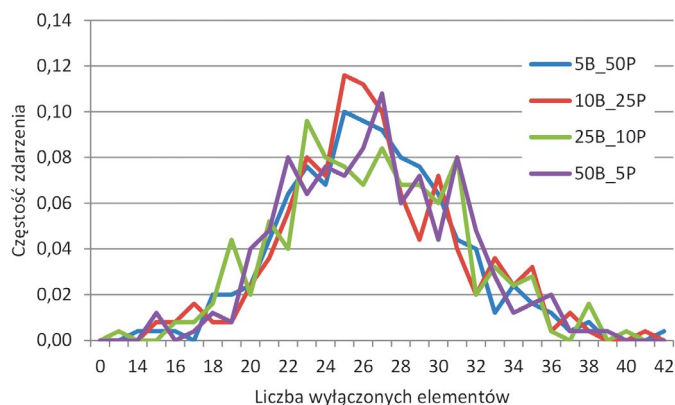
Wyłączenia	Awaryjne			Łączne		
	1 000	5 000	10 000	1 000	5 000	10 000
Liczba losowań	1 000	5 000	10 000	1 000	5 000	10 000
Liczba układów pełnych	894	4 479	8 993	199	1 040	2 072
Liczba układów n-1	102	489	951	353	1 687	3 373
Liczba układów n-2	4	31	54	260	1 272	2 572
Liczba układów n-3	0	1	2	118	664	1 331
Liczba układów n-4				54	257	496
Liczba układów n-5				13	64	126
Liczba układów n-6				2	14	28
Liczba układów n-7				1	2	2

Tab. 3. Wyniki symulacji metodą Monte Carlo dostępności infrastruktury dla sieci testowej (50 elementów)

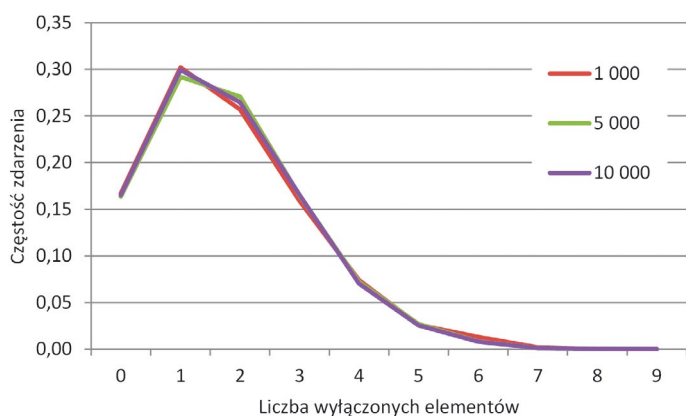
zależności uzyskanych wyników od założonych parametrów modelu LHS.

W tab. 3 oraz na rys. 7 i 8 przedstawiono wyniki losowań dostępności infrastruktury sieciowej metodą Monte Carlo. Tabele zawierają odpowiednio wyniki dla sieci testowej i sieci przesyłowej, przy przyjęciu prawdopodobieństwa awarii na podstawie czasu wyłączeń awaryjnych lub łącznego czasu wyłączeń.

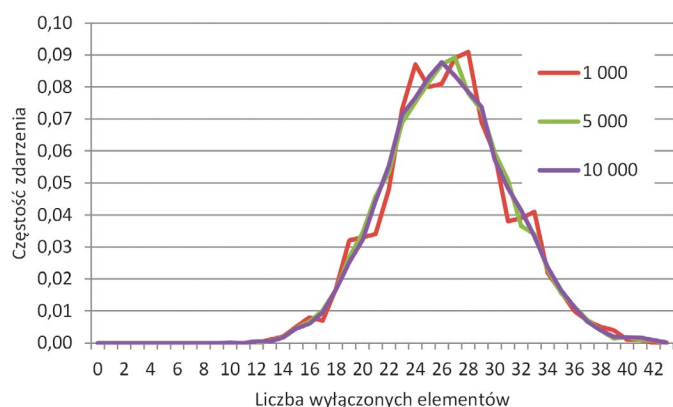
Analizując wyniki uzyskane dla sieci testowej, można stwierdzić, że stosując zarówno metodę LHS, jak i Monte Carlo, uzyskano zbliżony udział liczby poszczególnych stanów losowych. W przypadku przyjęcia prawdopodobieństwa wyłączenia danego elementu na poziomie czasu wyłączeń awaryjnych stwierdzono układy pełne, tj. bez wyłączeń w 91,4% (LHS) i 89,6% (Monte Carlo). Analogiczne wartości dla stanów n-1 wynoszą odpowiednio 8,3% i 9,8% oraz dla stanów n-2 odpowiednio 0,3% i 0,5%. Maksymalna różnica wynosi więc 1,8 punktu procentowego. Przy przyjęciu prawdopodobieństwa na poziomie łącznego czasu wyłączeń (awaryjnych, planowych itd.) również uzyskano zbliżone udziały liczby stanów losowych w obu metodach. Tym razem dominowały stany n-1, których udział wyniósł 35,5% w metodzie LHS oraz 34,3% w metodzie Monte Carlo. Zbliżone wartości uzyskano także dla stanów n-3, n-4 i n-5.



Rys. 6. Wyniki symulacji dostępności infrastruktury dla sieci przesyłowej metodą LHS (423 elementy, 250 losowań), prawdopodobieństwo wyłączenia na poziomie łącznego czasu trwania wyłączeń



Rys. 7. Wyniki symulacji dostępności infrastruktury dla sieci przesyłowej metodą Monte Carlo (423 elementy), prawdopodobieństwo wyłączenia na poziomie czasu trwania wyłączeń awaryjnych



Rys. 8. Wyniki symulacji dostępności infrastruktury dla sieci przesyłowej metodą Monte Carlo (423 elementy), prawdopodobieństwo wyłączenia na poziomie łącznego czasu trwania wyłączeń

Największe różnice zidentyfikowano dla układów pełnych oraz n-2, dla których różnica ta wynosi 3,6 punktu procentowego. Dla modelu obejmującego wyłącznie sieć przesyłową, przy prawdopodobieństwie wyłączenia elementu wynikającym z czasu wyłączeń awaryjnych, w obu metodach uzyskano stany losowe obejmujące układy – od układu pełnego do układów n-7. Jedynie w przypadku metody Monte Carlo i losowań w liczbie 5000 i 10 000 uzyskano pojedyncze stany n-8 i n-9. Rozkład liczby poszczególnych stanów w obu metodach, analogicznie jak w przypadku sieci testowej, jest zbliżony, co oznacza maksymalną różnicę na poziomie 2,4 punktu procentowego zidentyfikowaną dla stanów n-1. Przy prawdopodobieństwie wyłączenia elementu wynikającym z łącznego czasu wyłączeń w obu metodach uzyskano szerokie spektrum stanów losowych obejmujące układy – od układu n-12 do układów n-42. W przypadku metody Monte Carlo i losowań w liczbie 10 000 uzyskano pojedyncze stany n-10 i n-43. Największą różnicę liczby stanów losowych stwierdzono dla układów n-31 w wysokości 1,5 punktu procentowego. Biorąc pod uwagę, że udział liczby stanów losowych (LHS; Monte Carlo) jest niezbyt duży i wynosi odpowiednio (4,6%; 6,1%), to jest to różnica znacząca. Podobnie przedstawia się sytuacja dla pozostałych stanów losowych.

4. Podsumowanie

Na podstawie uzyskanych wyników można stwierdzić, iż metoda Monte Carlo w zastosowaniu do symulacji przy rozwiązywaniu rozptywu probabilistycznego daje pełną reprezentację losowych stanów dostępności infrastruktury w poszczególnych rozpatrywanych modelach. Struktura udziału poszczególnych typów wyłączeń uzyskana metodą LHS nie odbiega znacząco od wyników uzyskanych metodą Monte Carlo, zwłaszcza dla mniejszych układów oraz przy przyjęciu prawdopodobieństwa wynikającego z czasu wyłączeń awaryjnych. Zaletą metody LHS jest znaczne ograniczenie liczby rozpatrywanych stanów losowych w porównaniu z metodą Monte Carlo. Wadą jednak jest to, że przy ograniczonej liczbie stanów losowych mogą nie zostać zidentyfikowane te o istotnym wpływie na warunki pracy systemu elektroenergetycznego.

BIBLIOGRAFIA

1. Kowalczyk A., Metody probabilistyczne, Wydawnictwo Politechniki Rzeszowskiej, 2013.
2. Popczyk J., Modele probabilistyczne w sieciach elektroenergetycznych, Wydawnictwo Naukowo-Techniczne, 1991.
3. Skowronek K., Obwody elektryczne w ujęciu stochastycznym, Wydawnictwo Politechniki Poznańskiej, 2011.
4. Vose D., Quantitative Risk Analysis: A Guide to Monte Carlo Simulation Modelling, John Wiley&Sons 1996.
5. Kałuża S., Przygodzki M., Ocena ekonomiczna stanu sieci w ujęciu probabilistycznym, *Zeszyty Naukowe Elektryka* 2007, r. 53, z. 1 (201).

Maksymilian Mikołaj Przygodzki

dr hab.
PSE Innowacje sp. z o.o., Politechnika Śląska
e-mail: maksymilian.przygodzki@polsl.pl
Adiunkt w Instytucie Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej, ekspert w firmie PSE Innowacje sp. z o.o. Zajmuje się zagadnieniami związanymi z funkcjonowaniem sieci elektroenergetycznej, w szczególności w horyzoncie długoterminowym, oraz zagadnieniami związanymi z energetyką rozproszoną.

Wojciech Lubicki

mgr
PSE Inwestycje SA
e-mail: wojciech.lubicki@pse.pl
Zastępca dyrektora Pionu Przygotowania Inwestycji w PSE Inwestycje SA odpowiedzialny za opracowanie dokumentacji przedinwestycyjnej oraz projektowej dla inwestycji w sieci przesyłowej. Doktorant w Instytucie Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej z zakresem badań obejmującym elementy probabilistyczne procesu planowania rozwoju sieci przesyłowej.

Wartościowanie bezpieczeństwa energetycznego w zakładzie przemysłowym

Autorzy

Maksymilian Mikołaj Przygodzki
Krzysztof Siekierski

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

bezpieczeństwo energetyczne, koszty strat, czynniki energetyczne

Streszczenie

Bezpieczeństwo energetyczne w obszarze zarządzania zakładem przemysłowym – dotyczące sposobu zaopatrywania oraz poziomu wymaganej niezawodności dostaw koniecznych do realizowania procesów produkcyjnych – jest jednym z wielu istotnych zagadnień.

Wielkość zakładu, środki finansowe, którymi dysponuje, stopień skomplikowania realizowanych w zakładzie technologii, rodzaj zapotrzebowanych przez urządzenia technologiczne czynników energetycznych i ich parametrów, wymagania dotyczące zapewnienia bezpieczeństwa dostaw czynników energetycznych – wszystkie one mają znaczenie, gdy wybiera się metodykę określenia sposobów podejścia do zapewnienia dostaw czynników energetycznych. W artykule przedstawiono koncepcję podejścia do wartościowania bezpieczeństwa, w tym oceny kosztów strat z tytułu powstania przerw w dostawie energii. Autorzy przedstawili propozycję wykorzystania informacji o poziomie ponoszonych strat do oceny poziomu inwestowania w rozwój infrastruktury i źródeł zwiększających bezpieczeństwo funkcjonowania zakładów przemysłowych.

1. Wstęp

Jednym z wielu istotnych zagadnień w obszarze zarządzania zakładem przemysłowym jest bezpieczeństwo energetyczne. Kwestie związane z zapewnieniem bezpieczeństwa dostaw czynników energetycznych, które pokrywają zapotrzebowanie przez maszyny i urządzenia technologiczne zakładu przemysłowego, dotyczą zasadniczo dwóch aspektów – sposobu zaopatrywania oraz poziomu wymaganej niezawodności dostaw do realizowanych procesów produkcyjnych.

W aspekcie zaopatrzenia w czynniki energetyczne budowane są strategię zakupowe zakładu, stąd można wyróżnić następujące sposoby podejścia do tej problematyki:

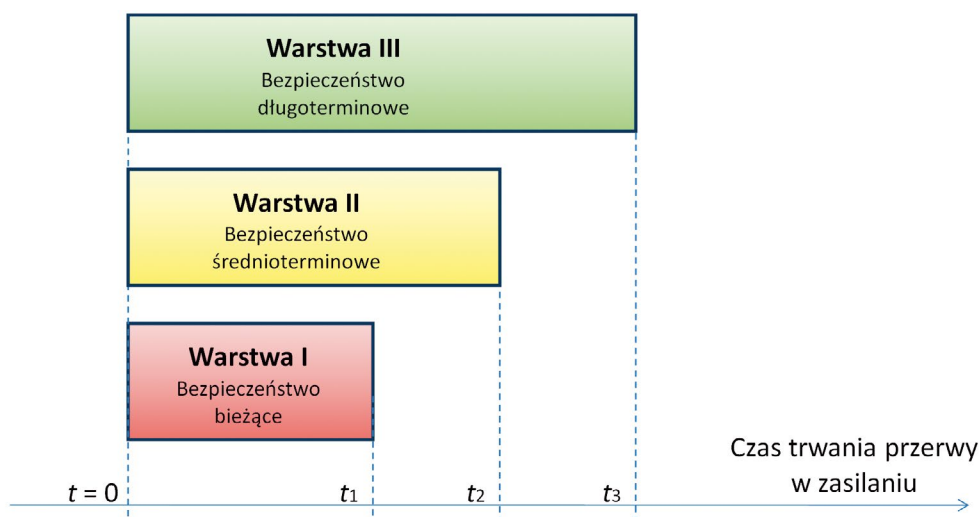
- zakup tylko wybranych rodzajów czynników od dostawców zewnętrznych, pozostałe czynniki wytwarzane są wewnątrz (autoprodukcja) na bazie posiadanej infrastruktury, służącej konwersji rodzajów energii
- zasada podobna jak w punkcie a), z tym, że wytwarzane wewnątrz czynniki są oferowane również innym odbiorcom (odsprzedaż założonych nadwyżek produkcji), co umożliwi zmniejszenie kosztów jednostkowych wytwarzanych czynników
- oparcie się w maksymalnym stopniu na zakupie od dostawców zewnętrznych i wytwarzaniu tylko tych czynników, których brak na lokalnym rynku.

Wybór strategii zakupu czynników energetycznych jest silnie uwarunkowany nie tylko stopniem rozwoju lokalnego rynku, ale również dostępną lokalnie i posiadaną przez zakład infrastrukturą

przesyłu i dystrybucji mediów, w tym jej jakością oraz wrażliwością zakładu na ciągłość dostaw czynników energetycznych. Niezawodność dostaw energii jest przedmiotem wielu opracowań [1, 2, 4]. Zagadnienie rozpatrywane jest głównie w aspekcie ekonomicznym, wyznacza racjonalność podejmowania decyzji w zakresie rozwiązań dotyczących dostaw czynników energetycznych [3, 5]. Pewność zasilania wynika zarówno z nakładów inwestycyjnych związanych z budową lub modernizacją sieci zasilających, jak również kosztów związanych z zatrudnieniem personelu oraz realizacją planowej profilaktyki, warunkującej sprawne funkcjonowanie całej infrastruktury energetycznej, odpowiedzialnej za bezpieczeństwo dostaw energii. Racjonalne zwiększanie nakładów wpływa na podnoszenie poziomu niezawodności dostaw czynników energetycznych. Z drugiej strony należy podkreślić, że niedoinwestowane obszary struktury energetycznej stwarzają niebezpieczeństwo powstawania kosztów u odbiorców energii z tytułu jej niedostarczenia. Wraz ze zmniejszaniem nakładów na infrastrukturę energetyczną wzrasta niebezpieczeństwo potencjalnych kosztów, spowodowanych funkcjonowaniem infrastruktury sieciowej o malejącej niezawodności.

2. Analiza bezpieczeństwa energetycznego

Bezpieczeństwo dostaw energii, wynikające z poziomu niezawodności systemu zasilania, jest pojęciem wiążącym w sobie zarówno aspekty organizacyjne, techniczne, jak i ekonomiczne, związane z zapewnieniem ciągłości dostaw energii do odbiorcy,



Rys. 1. Warstwy zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii do zakładu

zgodnie z obowiązującymi standardami i umowami. Przekłada się ono przede wszystkim na poziom mogących powstać strat u odbiorcy z tytułu niedotrzymania standardów lub pojawienia się nagłych przerw w dostawach czynników energetycznych.

Analizując powyższe, należy zauważyć, że z punktu widzenia poziomu strat powstających u odbiorcy niezmiernie ważny jest interwał czasu dotyczący zaistniałej przerwy w dostawach energii, który w głównej mierze rzutuje na poziom kosztów powstałych w wyniku zaprzestania jej dostaw. Z tego też powodu można wyróżnić trzy warstwy bezpieczeństwa, co obrazuje rys. 1. Zaprezentowane na rysunku interwały czasu trwania przerwy w dostawie energii, wyróżnione z uwagi na skutki dla zakładu przemysłowego, można sklasyfikować odpowiednio:

- warstwa I: bezpieczeństwo bieżące, odnoszące się do krótkich przerw – interwał czasu od $t = 0$ do t_1 jest rzędu kilku – kilkunastu minut
- warstwa II: bezpieczeństwo średnioterminowe – interwał czasu od $t = 0$ do t_2 jest rzędu od kilkudziesięciu minut do kilku godzin
- warstwa III: bezpieczeństwo długoterminowe – interwał czasu od $t = 0$ do t_3 wynosi od kilku godzin do nawet kilku dni.

Potrzeba i sposób zapewnienia bezpieczeństwa w danej warstwie zależy głównie od typu przedsiębiorstwa, jego wielkości i od rodzaju realizowanych procesów produkcyjnych, będących czynnikami decydującymi o stopniu wrażliwości na przerwy w dostawach energii.

Wymagany poziom bezpieczeństwa dostaw energii zależy od rodzaju zakładu. Można przez to rozumieć wielkość (produkcję) zakładu, stosowane technologie i wiele innych czynników, które można przyporządkować do dwóch obszarów, wpływających na oczekiwany poziom bezpieczeństwa dostaw – obszar czynników organizacyjnych i obszar składników kosztowych.

Wśród czynników organizacyjnych najważniejszymi do uwzględnienia są:

- działania zapewniające bezpieczeństwo dostaw czynników energetycznych

- zapewnienie bezpieczeństwa obsługi maszyn i urządzeń produkcyjnych, których dotyczyć może zdarzenie zaprzestania dostaw czynników energetycznych
- efekt dezorganizacji ciągów produkcyjnych i realizowanych technologii, co może być wynikiem przerw w dostawach energii
- poziom dostaw czynników energetycznych zamówionych od dostawców zewnętrznych
- liczba miejsc dostawy
- gwarancje pewności dostaw ujęte w umowach na dostawę czynników energetycznych
- możliwość rezerwowych kierunków dostaw
- zarządzanie kryzysowe w przypadku dłuższych przerw w dostawach energii.

W obszarze składników kosztowych wymienić należy następujące elementy:

- poziom kosztów dostaw czynników ze źródeł rezerwowych
- koszty związane ze zniszczeniem komponentów użytych do procesów, które nie zostały zakończone ze względu na przerwy w dostawach czynników energetycznych
- koszty związane z uszkodzeniem maszyn, urządzeń i narzędzi z chwilą przerwania dostaw energii do realizowanych procesów
- koszty związane z postojami na kolejnych ciągach technologicznych, do których nie został dostarczony komponent z technologii unieruchomionych w wyniku przerwy w dostawach energii
- koszt zakupu z rynku, często od konkurencji, komponentów niewyprodukowanych z powodu uszkodzenia maszyn i urządzeń, będącego następstwem przerwania dostaw energii
- koszty transportu zakupionych zamiennie komponentów
- utracone korzyści z powodu niewyprodukowania wyrobów
- w przypadku dłuższych przestojów, spowodowanych głównie uszkodzeniami maszyn i ciągów technologicznych, koszty utraconego rynku
- koszty uruchomienia technologii zastępczych na czas remontu uszkodzonych maszyn i ciągów technologicznych

- w okresie naprawy uszkodzonych urządzeń, koszty zlecenia wytwarzania wyrobów w zakładach konkurencyjnych, w celu wywiązania się wobec klientów z dostaw zakontraktowanych w umowach produktów i uniknięcia w ten sposób kar umownych oraz utracenia klientów.

Podejmując się przedsięwzięć mających na celu zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii do konkretnego przedsiębiorstwa, należy przede wszystkim rozważyć, jakie rodzaje kosztów mogą zostać wygenerowane w poszczególnych warstwach bezpieczeństwa dostaw i w jaki sposób zachodzące przy tym zjawiska mogą oddziaływać na powstawanie kosztów charakterystycznych dla innych warstw. Przeprowadzenie takiej analizy pozwoli na podjęcie optymalnej decyzji zarówno z punktu widzenia mogących powstać kosztów, jak i z punktu zapewnienia funkcjonowania zakładu.

3. Wartościowanie bezpieczeństwa

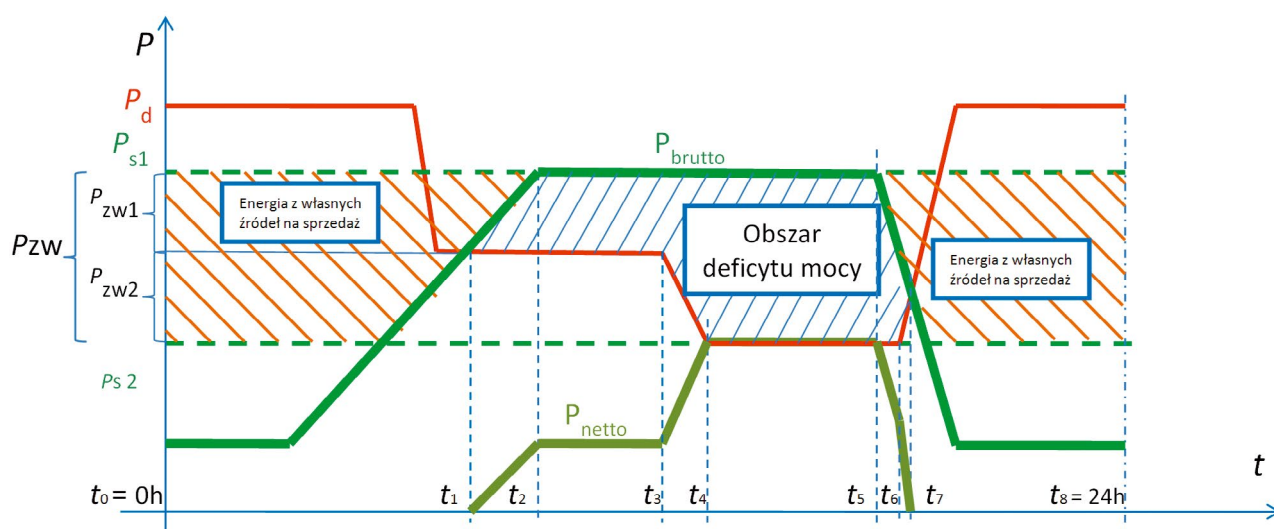
Postrzegając bezpieczeństwo energetyczne poprzez pryzmat potrzeb i uwarunkowań związanych z realizowanymi procesami produkcyjnymi, należy przedstawić kluczowe z punktu widzenia strategii zakładu procesy technologiczne oraz towarzyszące im uwarunkowania dotyczące dostaw czynników energetycznych. W efekcie można wprowadzić pojęcie miary bezpieczeństwa oraz ujęcie tej miary, a także jej odniesienie do czasu trwania przerwy w dostawach któregośkolwiek z wymaganych czynników energetycznych, w aspekcie następujących kryteriów:

- niewystarczającego, z punktu widzenia potrzeb, poziomu pokrycia aktualnego zapotrzebowania na czynniki energetyczne
- braku skoordynowania w jednoczesności dostaw czynników zapotrzebowanych przez procesy, zarówno w kwestii terminu dostawy, jak i poziomu dostaw w tym samym czasie

- przerwy w dostawie któregośkolwiek z czynników bądź wszystkich zapotrzebowanych czynników
- czasu niezbędnego do uzyskania przez dany proces technologiczny znamionowych parametrów produkcyjnych po ustaniu zakłócenia spowodowanego brakiem dostaw jednego lub większej liczby czynników
- oddziaływania zakłócenia, które zaszło w danym procesie technologicznym na inne procesy.

Bezpieczeństwo zarządzania energią w zakładzie, nawet po wprowadzeniu w nim różnorodnych działań organizacyjnych oraz usprawnień technologicznych w zakresie organizacji przygotowania i dostaw mediów energetycznych, jest zagadnieniem wymagającym od wszystkich zaangażowanych służb bezwzględnej dyscypliny w zakresie dotrzymywania przyjętych harmonogramów dostaw i odbioru poszczególnych czynników, warunkujących sprawne bieżące zarządzanie energią w zakładzie. Dochodzą do tego przedsięwzięcia techniczne i organizacyjne, przewidziane na okoliczność wystąpienia sytuacji kryzysowych, angażujące dodatkowo do ich realizacji służby specjalistyczne oraz sprzęt służący do łagodzenia skutków potencjalnych zakłóceń.

Mając na względzie konieczność wprowadzenia takiego zagospodarowania dostaw czynników energetycznych i ich odbiorów, można dla wybranego przedsiębiorstwa sporządzić diagramy zapotrzebowań poszczególnych ciągów technologicznych na dostawy niezbędnych czynników energetycznych i odnieść je do poziomów ich dostępności w sieciach zasilających. W zależności od wielkości zakładu i od skali odniesienia sporządzanej analizy może to być wydzielona część wewnętrznych sieci zakładowych bądź w przypadku małych jednostek – cały zakład. Sporządzone diagramy stanowią podstawę



P – moc dostępna w sieci
 P^d – zapotrzebowanie szczytowe przed zabudową własnych źródeł
 P^{s1} – zapotrzebowanie szczytowe po zabudowie własnych źródeł
 P^{s2} – zapotrzebowanie bieżące brutto
 P^{brutto} – moc własnych źródeł
 P – zapotrzebowanie bieżące netto
 P^{netto} – moce poszczególnych zabudowanych własnych źródeł
 P^{zw1} – P^{zw2}

Rys. 2. Przykład braku pokrycia bieżącego zapotrzebowania brutto na czynnik energetyczny

do przeprowadzenia analizy możliwości pokrycia występujących zapotrzebowań w aspekcie przytoczonych powyżej kryteriów.

Z punktu widzenia wielkości przedsiębiorstwa, jego lokalizacji, poziomu organizacji służb zakładowych oraz możliwości finansowych można wyróżnić trzy grupy przedsiębiorstw, w których możliwe jest przeprowadzenie analizy pokrycia zapotrzebowania na poszczególne czynniki energetyczne:

- **grupa I** – niewielkie przedsiębiorstwa z jednym, dominującym ciągiem technologicznym
- **grupa II** – przedsiębiorstwa realizujące zadania, które wymagają prowadzenia wielu procesów technologicznych, posiadające rozwiniętą organizację służb zakładowych
- **grupa III** – duże przedsiębiorstwa o rozbudowanej strukturze, podzielonej na odrębne jednostki organizacyjne, posiadające własne służby realizujące zadania wewnątrz własnych jednostek organizacyjnych.

Na rys. 2 przedstawiono przykładowy wykres odnoszący poziom zapotrzebowania mocy przez ciąg technologiczny, jednego z niezbędnych czynników energetycznych, do poziomu możliwości dostarczenia tego czynnika przez wewnętrzną sieć zasilającą. Może to być dowolny czynnik energetyczny zużywany w procesach technologicznych realizowanych w przedsiębiorstwie.

W zależności od tego, do jakiej wyróżnionej grupy należy przyporządkować zakład, w którym zaistniał przedstawiony na rys. 2 problem okresowego deficytu mocy dostarczanej do linii technologicznej, możliwości rozwiązania i optymalizacji tego problemu można poszukiwać odpowiednio w następujących obszarach:

- w przypadku przedsiębiorstw zakwalifikowanych do grupy I, przy braku możliwości zapewnienia dostaw z okolicznych źródeł, konieczne staje się zabudowanie własnego źródła o mocy likwidującej deficyt, z uwzględnieniem bezpiecznego zapasu
- w przypadku przedsiębiorstw należących do grupy II, posiadających dużą liczbę ciągów technologicznych, istnieje możliwość rozłożenia obciążenia na różne godziny doby, przez co sumaryczna moc zamówiona danego czynnika jest znacznie mniejsza od sumy mocy zapotrzebowanej przez poszczególne ciągi. Takie podejście do kształtowania sumarycznej mocy umownej pozwala na jej optymalizację. Wymaga to jednak od służb zakładowych zdyscyplinowania w zakresie dotrzymywania ustalonych harmonogramów pracy poszczególnych linii poboru danego czynnika, a w sytuacjach awaryjnych skoordynowania działań wynikających z przyjętych harmonogramów postępowania w przypadku zaistnienia sytuacji awaryjnych
- w przypadku dużych przedsiębiorstw lokowanych w grupie III, których struktura składa się z odrębnych jednostek organizacyjnych, wprowadzenie skoordynowania harmonogramów poboru poszczególnych czynników przez ciągi technologiczne eksploatowane w tych jednostkach w większości przypadków jest niemożliwe. Pozostaje wówczas zamawianie mocy wynikającej z efektu skali, co wykazują pomiary prowadzone przez dłuższy okres, np. przez kilka tygodni lub miesięcy, w zależności od rodzaju realizowanych technologii, ich rytmiki i powtarzalności cykliów.

W sytuacji, gdy mimo podjętych działań organizacyjnych nie uda się ustalić zapotrzebowania mocy na któryś z czynników dostarczanych poniżej mocy dysponowanej w wielonośnikowej sieci zasilającej dane przedsiębiorstwo, znajdujące się w II lub III grupie wg powyższej klasyfikacji, pozostają przedsięwzięcia budowy własnych źródeł brakujących czynników lub budowy nowych linii umożliwiających transport energii ze źródeł znajdujących się w najbliższym otoczeniu[4].

Znacznie większego zaangażowania służb zakładu wymaga skoordynowanie pracy ciągów technologicznych w aspekcie harmonogramu dostaw kilku czynników energetycznych, na które jest zapotrzebowanie dla urządzeń zainstalowanych w tych ciągach.

Podążając za rozwiązaniem wskazującym na generowanie wewnątrz przedsiębiorstwa czynników energetycznych, których nie można pozyskać od dostawców zewnętrznych, warto kierować się zasadą decentralizacji. Źródła będą wówczas ulokowane możliwie najbliżej grupy urządzeń, w których występuje zapotrzebowanie na dany czynnik energetyczny. Może to być powiązane z wyższymi kosztami inwestycyjnymi niż przy modelu scentralizowanym, niemniej jednak pozwala to na elastyczne zarządzanie dostawą czynnika, zwłaszcza w sytuacjach konieczności przeprowadzenia naprawy, remontu lub choćby przeglądu urządzeń służących do konwersji energii w mediach.

Wykorzystanie możliwości współczesnej techniki informacyjnej, pozwalającej na monitorowanie parametrów dysponowanych czynników energetycznych, zarówno w węzłach, jak i w poszczególnych elementach wielonośnikowej sieci energetycznej oraz zarządzanie rozdziałem energii, umożliwia utworzenie zaawansowanego systemu zarządzania siecią, wykorzystującego:

- optymalizację konfiguracji sieci, ze względu na zapewnienie bezpieczeństwa dostaw czynników energetycznych do miejsca ich aktualnego zapotrzebowania z uwzględnieniem:
 - zarządzania siecią w sposób niedoprowadzający do wystąpienia przeciążeń mogących skutkować wystąpieniem awarii
 - zapewnienia dostaw czynników energetycznych o wymaganych parametrach
 - minimalizowania poziomu strat przesyłowych
- konwersję energii w poszczególnych węzłach sieci, zwiększającą elastyczność dostaw czynników energetycznych oraz pozwalającą na kształtowanie poziomu ceny tych czynników
- bezzwłoczne reagowanie w stanach awaryjnych i natychmiastowe wprowadzanie procedur minimalizujących m.in. obszar ich oddziaływania i uciążliwość, co w istotny sposób poprawia ogólną dyspozycyjność tych sieci, pokrycie występującego zapotrzebowania oraz bezpieczeństwo i niezawodność dostaw energii.

4. Miary bezpieczeństwa

Biorąc pod uwagę przytoczone dotychczas rozważania, można wprowadzić określone miary bezpieczeństwa zarządzania energią w wybranym zakładzie przemysłowym, a następnie przyjąć procedurę wartościowania tego bezpieczeństwa, mającą

na celu wyznaczenie optymalnego poziomu wykorzystania mediów energetycznych.

Nim zostanie określona miara bezpieczeństwa zarządzania energią, trzeba określić poziom strat, mogących zaistnieć z powodu:

- nierozpoczęcia planowanej produkcji, spowodowanego brakiem pokrycia aktualnego zapotrzebowania na czynniki energetyczne – straty oznaczone symbolem $S(a)$
- niedokończenia realizowanej produkcji, spowodowanego brakiem korelacji w jednoczesności i poziomie dostaw czynników zapotrzebowanych przez procesy – straty oznaczone symbolem $S(b)$
- kosztów uszkodzeń obrabianego lub wytwarzanego materiału, wynikłych z przerwy w dostawie któregośkolwiek z czynników bądź wszystkich zapotrzebowanych czynników – straty oznaczone symbolem $S(c)$
- kosztów wynikających z uszkodzeń maszyn i urządzeń w następstwie przerwy w dostawie czynników limitujących ich bezawaryjną pracę – straty oznaczone symbolem $S(d)$.

Poziom strat oznaczony P_{spe} , spowodowanych powyższymi przyczynami, będącymi w bezpośrednim związku z dostarczaną energią, można zapisać jako:

$$P_{spe} = S(a) + S(b) + S(c) + S(d) \quad (1)$$

Miarą bezpieczeństwa zarządzania energią w zakładzie przemysłowym będzie zatem stosunek wartości produkcji w danym okresie, np. miesiąca, do wartości produkcji, która mogłaby być wyprodukowana przez urządzenia wytwórcze w sytuacji, gdyby żaden cykl produkcyjny nie został zakłócony z przyczyn zawiązanych z dostawami czynników energetycznych.

Kwantyfikując pojęcie bezpieczeństwa zarządzania energią, oznaczone B_{ze} , można zapisać zależność:

$$B_{ze} = \frac{P_r}{P_n} \quad (2)$$

gdzie: P_r – oznacza rzeczywistą wartość produkcji w danym okresie, P_n – oznacza poziom wartości produkcji możliwy do osiągnięcia, gdyby w badanym okresie nie zaistniało żadne z zakłóceń w dostawach czynników energetycznych.

Z wprowadzonych dotychczas ustaleń wynika zatem, że:

$$P_{spe} = P_n - P_r \quad (3)$$

stąd:

$$B_{ze} = \frac{P_n - P_{spe}}{P_n} = 1 - \frac{P_{spe}}{P_n} \quad (4)$$

Zapisany w powyższym wyrażeniu stosunek poziomu strat, spowodowanych zakłóceniami w dostawie czynników energetycznych, odniesiony do wartości produkcji możliwej do osiągnięcia, gdyby żadnych zakłóceń nie było, oznaczono W_{spe} . Współczynnik W_{spe} jest szacunkowym względnym wskaźnikiem strat produkcji ponoszonych z powodu zakłóceń w dostawach czynników energetycznych w danym zakładzie. Uwzględniając powyższe oznaczenia, wzór (4) można zapisać w postaci:

$$B_{ze} = 1 - W_{spe} \quad (5)$$

Należy podkreślić, że szacunkowy względny współczynnik strat produkcji obrazuje wagę zagadnienia bezpieczeństwa zarządzania energią w skali potencjału produkcyjnego całego zakładu.

5. Podsumowanie

W zaprezentowanych rozważaniach zostały przedstawione ogólne zasady i metody postępowania w zakresie bezpieczeństwa zarządzania energią, dotyczące zapobieżeniu bądź ograniczeniu strat, oznaczonych symbolami $S(a)$ i $S(b)$. Straty – oznaczone symbolami $S(c)$ i $S(d)$ – dotyczą sytuacji nagłego przerwania dostaw czynników energetycznych przy jednoczesnym braku możliwości ich dostaw ze źródeł rezerwowych.

W warunkach stabilnej pracy zakładu, przy właściwej realizacji dostaw czynników energetycznych pozwalających na pokrycie bieżącego zapotrzebowania zarówno w zakresie ilości, terminu, jak i pewności dostawy danego czynnika oraz jego skorelowania z dostawami innych czynników wymaganych w poszczególnych procesach, można przyjąć, że poziom strat $S(a)$ i $S(b)$ jest bliski wartości 0. Zatem w warunkach stabilnej pracy zakładu można przyjąć założenie, że powstanie strat związanych z zagadnieniem dostaw energii może wynikać jedynie z zaistnienia nagłej przerwy w dostawie któregośkolwiek lub większości czynników energetycznych limitujących prawidłowe funkcjonowanie.

Ponieważ przerwa w dostawie czynników energetycznych może nastąpić w dowolnej chwili funkcjonowania zakładu i w przeważającej liczbie przypadków bez zapowiedzi, umożliwiającej podjęcie działań minimalizujących straty mogące powstać z tego powodu, stąd potrzeba prowadzenia odpowiednich analiz. Analizy takie należy wykonać, opierając się na wytycznych – do której warstwy bezpieczeństwa energetycznego należy badany zakład, jak wrażliwe są realizowane w nim technologie na mogące powstać przerwy w dostawie energii oraz z jakimi poziomami kosztów strat $S(c)$ i $S(d)$ należy się liczyć.

W skrajnych przypadkach może się okazać, że:

- technologie realizowane w danym zakładzie nie są wrażliwe na nagłe przerwy w dostawach energii (należą głównie do III warstwy bezpieczeństwa energetycznego), a wówczas poziom kosztów $S(c)$ i $S(d)$ jest praktycznie bez znaczenia, co oznacza, że przy szukaniu w takim zakładzie rozwiązania zmierzającego do minimalizacji kosztów strat wynikających z tytułu zakłóceń w dostawach czynników energetycznych należy się skupić głównie nad poziomami kosztów $S(a)$ i $S(b)$ i na ich podstawie szukać rozwiązania alternatywnego, o akceptowalnych kosztach;
- technologie realizowane w danym zakładzie są bardzo wrażliwe na nagłe przerwy w dostawach energii (należą głównie do I warstwy bezpieczeństwa energetycznego) i w takim przypadku poziom kosztów $S(c)$ i $S(d)$ może decydować o dalszym sprawnym funkcjonowaniu zakładu. Wówczas przy szukaniu rozwiązania zmierzającego do optymalizacji bezpieczeństwa zarządzania energią elektryczną należy się skupić głównie nad poziomami kosztów $S(c)$ i $S(d)$ i w odniesieniu do nich szukać adekwatnego rozwiązania.

Pomiędzy przedstawionymi skrajnymi przypadkami znajdują się oczywiście przykłady zakładów, w których realizowane są technologie w części zaliczane do I warstwy bezpieczeństwa energetycznego, w części do II warstwy, a w części do III warstwy.

Mając zatem na uwadze uzyskanie rozwiązania dotyczącego optymalizacji bezpieczeństwa zarządzania energią elektryczną w konkretnym zakładzie przemysłowym, należy:

- wnikliwie przeprowadzić analizę realizowanych w nim technologii, pod kątem:
 - poziomu pokrycia aktualnego zapotrzebowania na czynniki energetyczne
 - zapewnienia jednoczesności dostaw zapotrzebowanych czynników
 - wrażliwości na mogące zaistnieć przerwy w dostawie zapotrzebowanych czynników
- oszacować poziomy mogących powstać kosztów: $S(a)$, $S(b)$, $S(c)$, $S(d)$.

Rozwiązania należy szukać stosownie do uzyskanych w wyniku tej analizy informacji i wyników.

BIBLIOGRAFIA

1. Janosz A., Sołtysik M., Customer in the capacity market in the context of qualitative regulation model [w:] Capacity Market in Contemporary Economic Policy, red. K. Zamasz, Difin, Warszawa 2015.
2. Paska J., Wybrane aspekty optymalizacji niezawodności systemu elektroenergetycznego, *Eksploatacja i Niezawodność* 2013, t. 15, nr 2.
3. Paska J., Ekonomiczny wymiar bezpieczeństwa elektroenergetycznego i niezawodności zasilania, *Rynek Energii* 2013, nr 2.
4. Przygodzki M., Modelowanie rozwoju sieci elektroenergetycznej współpracującej ze źródłami rozproszonymi, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2011.
5. Siekierski K., Przygodzki M., Układ poligeneracyjny jako jeden z elementów rozwoju wielonośnikowych zakładowych sieci mediów, *Energetyka* 2015, nr 2.

Maksymilian Mikołaj Przygodzki

dr hab.

PSE Innowacje sp. z o.o. / Politechnika Śląska

e-mail: maksymilian.przygodzki@pse.pl

Adiunkt w Instytucie Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej, ekspert w firmie PSE Innowacje sp. z o.o. Zajmuje się zagadnieniami związanymi z funkcjonowaniem sieci elektroenergetycznej, w szczególności w horyzoncie długoterminowym, oraz zagadnieniami związanymi z energetyką rozproszoną.

Krzysztof Siekierski

mgr

Grupa Kęty SA

e-mail: ksiekierski@grupakety.com

Specjalista elektryk w przedsiębiorstwie Grupa KĘTY SA. Doktorant w Instytucie Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej. Obszar jego zainteresowań zawodowych dotyczy produkcji oraz utrzymania ruchu, jak również gospodarki remontowo-konserwacyjnej zakładu, a także działalności na rynku zewnętrznym w obszarze realizacji zadań inwestycyjnych, usług serwisowych, obróbki metali, prac elektromontażowych, projektowania i wykonawstwa automatyzacji procesów technologicznych.

Sterowanie pracą systemu elektroenergetycznego

AKTUALNE ZAGADNIENIA REGULACJI GRUPOWEJ WĘZŁA WYTWÓRCZEGO NA PRZYKŁADZIE ROZWIĄZAŃ DLA WĘZŁA WŁOCLAWEK Piotr Kolendo, Anna Jendrzejewska, Michał Szuca, Tomasz Ogryczak	219
METODA REKONFIGURACJI SIECI W CODZIENNYM DZIAŁANIU Irina I. Golub, Oleg I. Voitov, Evgeny V. Boloev, Ludmila V. Semenova	226
SKOORDYNOWANE STEROWANIE PRZESUWNIKAMI FAZOWYMI W SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM Roman Korab, Robert Owczarek, Marcin Połomski	232
CONCEPTUAL INTRODUCTION TO SMOOTH CONTROL OF ACTIVE POWER FOR THERMAL POWER UNITS OPERATING IN NATIONAL POWER SYSTEM Mariusz Lipiński, Włodzimierz Fennig, Tadeusz Mączka, Edward Ziąja	239
OBLICZENIA WARTOŚCI WŁASNYCH MACIERZY STANU SYSTEMU NA PODSTAWIE ANALIZY PRZEBIEGÓW MOCY CHWILOWEJ PRZY ZAKŁÓCENIACH ZWARCIOWYCH Piotr Adam Pruski, Stefan Paszek	250
ANALIZA STANÓW NIEUSTALONYCH W SIECI ELEKTROENERGETYCZNEJ Z UWZGLĘDNIENIEM DZIAŁANIA SAMOCZYNNEGO CZĘSTOTLIWOŚCIOWEGO ODCIĄŻENIA Adrian Sylwester Nocoń	257
AUTOMATYCZNE STEROWANIE PRZESUWNIKAMI FAZOWYMI – MOŻLIWOŚCI REGULACJI PRZEPŁYWU MOCY CZYNNEJ W LINIACH WYMIANY MIĘDZYNARODOWEJ Ksawery Opala, Tomasz Ogryczak	264
ANALIZA INTERAKCJI W SYSTEMIE MIDC Mateusz Polewaczyk, Sylwester Robak	272
URZĄDZENIE DO KOMPENSACJI MOCY BIERNEJ Z PRZEKSZTAŁTNIKIEM MACIERZOWYM Tomasz Paweł Sieńko, Jerzy Wojciech Szczepanik	277
UNIWERSALNY PRZEKŁADNIK PRĄDOWY DO DOKŁADNEGO POMIARU PRĄDÓW ZWARCIOWYCH Jerzy Przybyś, Jan Olak, Zbigniew Piątek	286
ANALIZA STABILNOŚCI SYMULACJI STANÓW PRACY TRANSFORMATORA ELEKTROENERGETYCZNEGO W CZASIE RZECZYWISTYM Zbigniew Kłosowski, Sławomir Cieślik	292
OCENA PRACY I POPRAWA STABILNOŚCI ZAKŁADOWEJ SIECI ELEKTROENERGETYCZNEJ Z UWZGLĘDNIENIEM NIEPEWNOŚCI PARAMETRÓW MODELU SIECI Adrian Nocoń, Stefan Paszek, Janusz Walczak	300
NOWE SYSTEMY MONITOROWANIA SIECI SN I NN JAKO PODSTAWA DO ZWIĘKSZANIA EFEKTYWNOŚCI PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ Dominik Falkowski, Sławomir Noske	307
WPŁYW REKONFIGURACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ SN NA POZIOM STRAT MOCY CZYNNEJ Radosław Rekowski	315
PRZEGLĄD FUNKCJONALNOŚCI REKLOZERÓW POD WZGLĘDEM ICH PRZYDATNOŚCI DO AUTOMATYZACJI SIECI SN Paweł Nandzik, Piotr Rzepka, Mateusz Szabliski, Adrian Halinka	322
DYNAMICZNE ZARZĄDZANIE ZDOLNOŚCIAMI PRZESYŁOWYMI W SYSTEMACH ELEKTROENERGETYCZNYCH Waldemar Szpyra, Piotr Kacejko, Paweł Pijarski, Michał Wydra, Jarosław Kmak, Wiesław Nowak, Rafał Tarko	330
OGRANICZANIE STRAT ENERGII W ELEKTROENERGETYCZNYCH LINIACH PRZESYŁOWYCH W WYNIKU ZASTOSOWANIA NOWYCH NISKOSTRATNYCH PRZEWODÓW Tadeusz Knych, Andrzej Mamala, Wiesław Nowak, Waldemar Szpyra, Rafał Tarko	340
ZASTOSOWANIE WYŁĄCZNIKÓW PRÓŻNIOWYCH W SIECIACH WYSOKICH I NAJWYŻSZYCH NAPIĘĆ Paweł Kubek	345
ANALIZA NAPIĘĆ INDUKOWANYCH I STRAT MOCY W KABŁACH ELEKTROENERGETYCZNYCH WYSOKIEGO NAPIĘCIA DLA WYBRANYCH SPOSOBÓW UZIEMIENIA ŻYŁ POWROTNYCH Stanisław Czapp, Krzysztof Dobrzyński, Jacek Klucznik, Zbigniew Lubośny	352

Oświadczamy, że treść referatów opublikowanych w materiałach z konferencji „Aktualne problemy w elektroenergetyce” APE '17 nie została zmieniona bez uzgodnienia z autorami, ani przez Komitet Organizacyjny Konferencji, ani przez redakcję czasopisma *Acta Energetica*

Aktualne zagadnienia regulacji grupowej węzła wytwórczego na przykładzie rozwiązań dla węzła Włocławek

Autorzy

Piotr Kolendo
Anna Jendrzejewska
Michał Szuca
Tomasz Ogryczak

[POWRÓT
DO SPISU TREŚCI](#)

Słowa kluczowe

układy ARNE/ARST, regulacja grupowa węzła wytwórczego, przesuwniki fazowe

Streszczenie

Aktualne problemy regulacji grupowej węzła wytwórczego przedstawiono na przykładzie rozwiązań dla węzła Włocławek. Układ regulacji grupowej ARNE/ARST odpowiedzialny jest za automatyczną regulację napięcia na przyelektrownianej stacji wysokich napięć, sterowanie przepływem mocy biernej, jak również sterowanie przepływem mocy czynnej. Ze względu na stopień złożoności węzła opracowano scenariusze pracy automatycznej dla najczęściej występujących układów topologii. W artykule przedstawiono opis podstawowego scenariusza pracy i na podstawie danych z obiektu analizowano poprawność regulacji w węźle.

1. Wstęp

Układy regulacji grupowej ARNE/ARST wykorzystywane są do automatycznego prowadzenia ruchu w zakresie regulacji napięcia i mocy biernej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE). Wartości zadane napięć dla tych układów przekazywane są za pośrednictwem modułu komunikacyjnego systemu obszarowej regulacji napięcia (MK SORN) lub systemu Dyster z ośrodków Obszarowej Dyspozycji Mocy (ODM) lub Krajowej Dyspozycji Mocy (KDM). Do utrzymania napięcia zadanego wykorzystywane są wszystkie urządzenia dostępne w stacjach elektroenergetycznych wysokich napięć oraz elektrowniach, takie jak generatory, transformatory, baterie kondensatorów oraz dławiki. Opis klasycznych rozwiązań regulacji układów ARNE/ARST można znaleźć w [4, 5].

Przy budowie nowych bloków inwestorzy kierują się głównie względami ekonomicznymi. Generacja mocy, jako jeden z kierunków zwrotu nakładów, zwykle nie wystarcza do zatwierdzenia budżetu inwestycji, stąd potrzeba wykorzystania dodatkowych dostępnych źródeł, np. w formie systemów wsparcia czystej energii, skojarzenia procesów produkcji energii elektrycznej i ciepła, czy oferowanie ciepła procesowego jako drugiego produktu obok energii elektrycznej odbiorcy, który jest zobligowany do ograniczenia emisji z własnych kotłów. Powyższe potrzeby narzucają projektowanym układom elektroenergetycznym funkcjonalności znacznie bardziej rozwinięte niż stosowane dotychczas połączenia blokowe, zapewniając jednocześnie rezerwę zasilania odbiorcy, jak w przypadku węzła Włocławek. Przesuwniki fazowe stają się powszechną praktyką regulacji rozpręgu mocy czynnej. Nowoczesne układy ARNE/ARST rozbudowuje się o elementy w zakresie sterowania przepływami mocy,

dostosowując algorytmy zarówno do potrzeb węzła wytwórczego, jak i do innych wyznaczonych daną aplikacją.

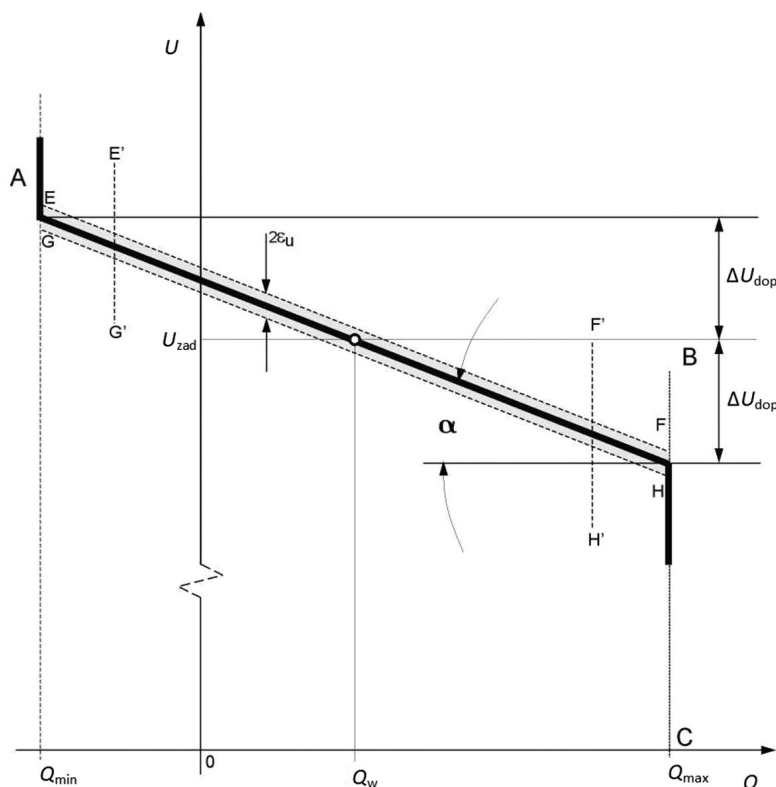
W artykule przedstawiono najnowsze rozwiązanie układu regulacji grupowej na przykładzie węzła Włocławek. Dla uproszczenia zapisu w artykule nazwa „węzeł” odnosić się będzie do stacji elektroenergetycznej, elektrowni oraz odbiorcy przemysłowego łącznie. W węźle tym, oprócz utrzymywania napięcia na szynach przyelektrownianej stacji wysokich napięć oraz sterowania przepływem mocy biernej, kontrolowany jest również przepływ mocy czynnej. W tym celu wykorzystywane są dwa autotransformatory (160 MVA) na stacji elektroenergetycznej, generator synchroniczny (543 MVA), transformatory BAT10 (550 MVA) oraz BAT20 (230 MVA), a także transformator z przesuwnikiem fazowym PST (230 MVA).

W drugim rozdziale zaprezentowano ogólną charakterystykę układów ARNE/ARST. Rozdział trzeci przedstawia rozwiązanie szczegółowe układu dla węzła Włocławek. W rozdziale czwarty zawarto wyniki badań testowych w obiekcie, a w rozdziale piątym podsumowano pracę.

2. Układy ARNE/ARST

W standardowych rozwiązaniach układy ARNE znajdują się w części elektrownianej i obejmują swoją regulacją generatory oraz transformatory blokowe. Układy ARNE koordynują pracę z układami ARST, które znajdują się w stacjach elektroenergetycznych i sterują pracą transformatorów sprzęgających, dławików oraz baterii kondensatorów. Układy ARNE odpowiedzialne są za:

- regulację napięcia na szynach przyelektrownianej stacji wysokich napięć
- kontrolę dopuszczalnego zakresu pracy generatorów



Rys. 1. Charakterystyka regulacji systemu [1], gdzie: Q_{min} , Q_{max} – określają zakres regulacyjny danego regulatora grupowego, ΔU_{dop} – jest nachyleniem charakterystyki, a ϵ_U – strefą nieczułości



Rys. 2. Zawężony zakres napięcia generatora

- równomierne obciążenie mocą bierną generatorów pracujących na ten sam system szyn.

Regulacja napięcia prowadzona jest zgodnie z charakterystyką przedstawioną na rys. 1.

Układy ARST odpowiedzialne są za prowadzenie ruchu stacji elektroenergetycznej w zakresie:

- regulacji napięcia po stronie dolnej lub górnej
- sterowania przepływem mocy biernej.

W ostatnich latach układy ARNE/ARST objęły swoją regulacją transformatory blokowe, jak również przesuwniki fazowe instalowane w niektórych węzłach.

Transformatory blokowe z regulacją podobciążeniową instalowane są na wszystkich nowo budowanych lub modernizowanych blokach, dlatego też ich liczba w KSE na przestrzeni ostatnich pięciu lat znacząco wzrosła. Ich zastosowanie w układach regulacji grupowej pozwala wykorzystać pełny zakres regulacyjny generatorów. W sytuacji, kiedy generator posiada jeszcze zakres regulacyjny (Q_{min} , Q_{max}), a napięcie generatora osiągnęło wartość minimalną lub maksymalną, wykorzystanie transformatora blokowego w regulacji grupowej umożliwi dalszą regulację. Poprzez zmianę przekładni transformatora w układzie ARNE

możliwy będzie powrót do dopuszczalnego obszaru napięcia generatora i wykorzystanie całego zakresu regulacji, gdzie wartością graniczną będą ograniczniki regulatora napięcia generatora. Napięcie minimalne warunkuje poprawną pracę urządzeń potrzeb własnych, natomiast napięcie maksymalne ograniczone jest napięciem przebiecia izolacji transformatora blokowego i generatora. Ze względów eksploatacyjnych zakres napięcia generatora, przy którym następuje przełączenie, został zawężony (rys. 2).

W przedziale oznaczonym kolorem zielonym (U_{Tmin} , U_{Tmax}) układ ARNE wykorzystuje nastawnik regulatora napięcia generatora. Jeżeli zostanie osiągnięty przedział oznaczony kolorem żółtym, transformator blokowy zmieni zaczepek tak, aby w wyniku działania układu ARNE, napięcie generatora „wróciło” w przedział oznaczony kolorem zielonym. Sposób sterowania przełącznikiem zaczepek został przedstawiony w (1), gdzie U_g jest napięciem mierzonym na zaciskach generatora, a U_{Tmin} , U_{Tmax} zawężonym obszarem napięcia.

$$U_{Tmin} > U_g \Rightarrow \text{Sterowanie_góra}$$

$$U_{Tmax} < U_g \Rightarrow \text{Sterowanie_dół}$$

(1)

Po osiągnięciu skrajnych zaczepek transformatora generator kontynuuje regulację aż do osiągnięcia wartości skrajnych U_{Gmin}

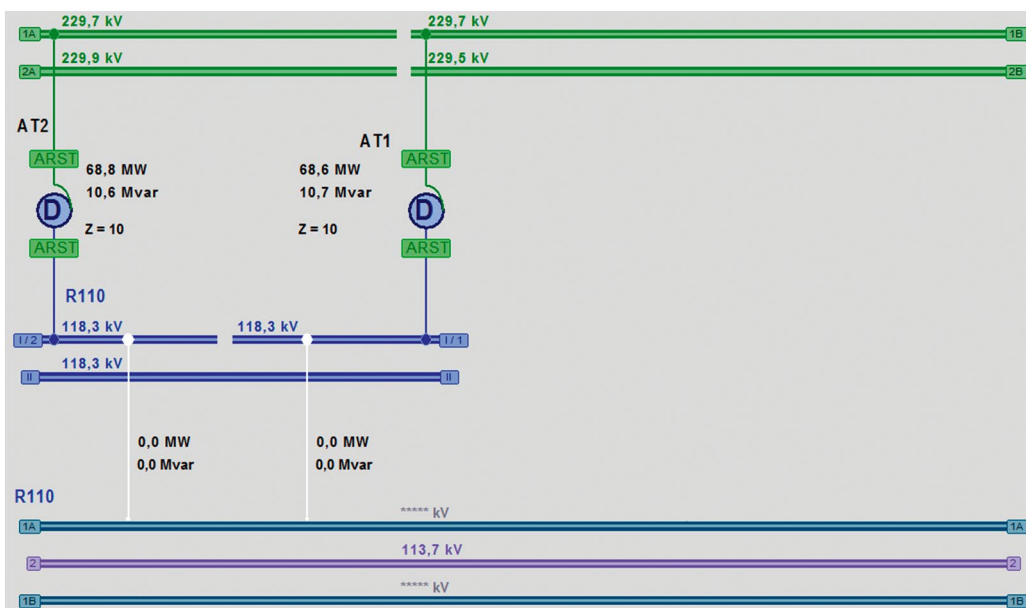
lub $U_{G_{max}}$. Obszar zawężony dobierany jest w taki sposób, aby zminimalizować liczbę przełączeń transformatora (kilkanaście przełączeń tygodniowo). W przypadku kilku transformatorów blokowych, pracujących na ten sam system szyn, wybiera się transformator wiodący, a pozostałe transformatory nadążają za jego przekładnią. Algorytmy regulacji transformatorów blokowych zostały przedstawione w pracach [3, 6].

Przesuwniki fazowe wykorzystywane są do regulacji przepływu mocy czynnej w ramach danego węzła lub do sterowania przepływem mocy czynnej w połączeniach transgranicznych [2, 7]. Ze względu na to, iż układy ARNE/ARST obejmują regulacją wszystkie urządzenia w węźle, niezależnie od spraw

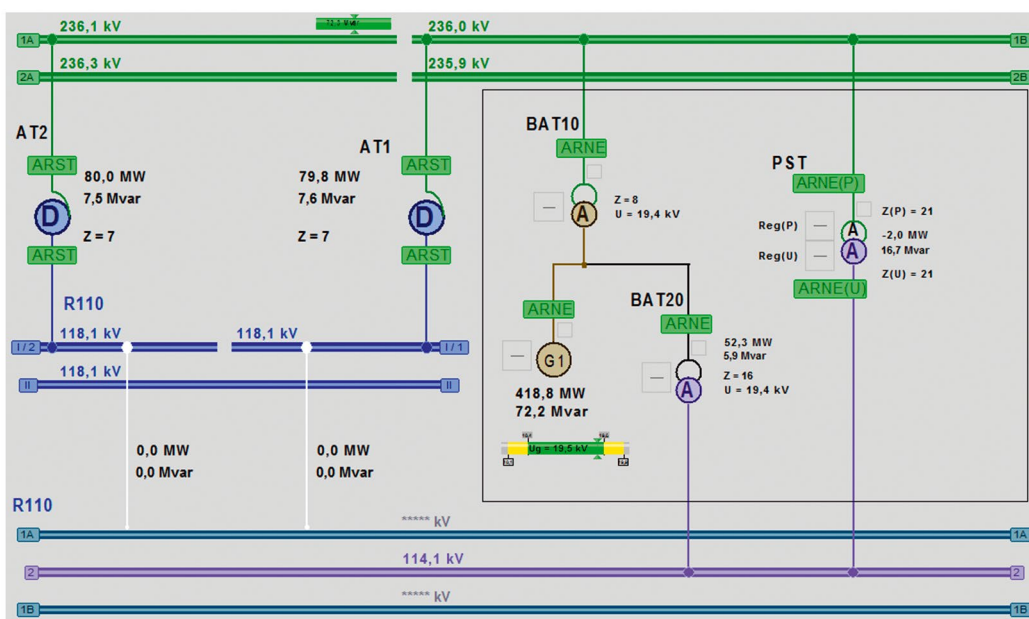
własnościowych, a przepływ mocy czynnej może być zależny od wartości w różnych miejscach węzła, celowe jest objęcie przesuwników fazowych regulacją grupową.

Przesuwnik fazowy w układzie regulacji grupowej może pracować w dwóch trybach:

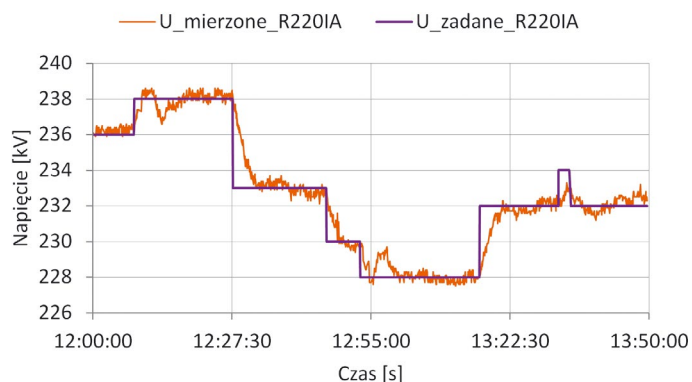
- utrzymywania mocy czynnej zadanej – dyspozytor zadaje określoną wartość mocy czynnej, a układ ARNE/ARST poprzez zmianę zaczeptów utrzymuje tę wartość
- bilansowania mocy – stosowany w celach rozliczeniowych, np. do odbiorcy przemysłowego dostarczana jest moc dwoma liniami przez dwóch różnych dostawców. Na podstawie pomiarów z poszczególnych linii oblicza się wartość mocy



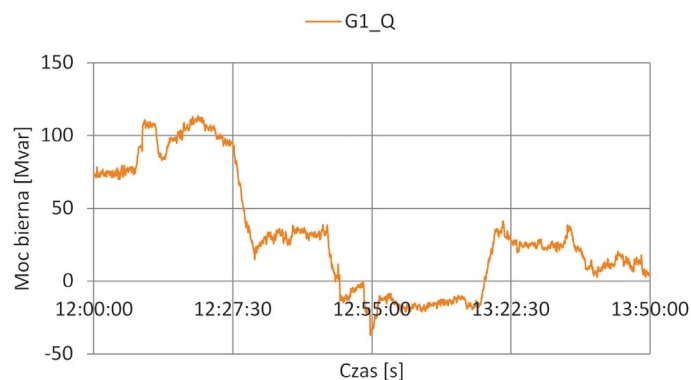
Rys. 3. Węzeł Włocławek przed rozbudową



Rys. 4. Aktualny schemat węzła Włocławek



Rys. 5. Napięcie mierzone oraz napięcie zadane na systemie IIA R220kV



Rys. 6. Wykres zmian mocy biernej generatora 543 MVA

czynnej pobieranej przez odbiorcę, a przesuwnik steruje przepływem mocy czynnej, tak aby moc pobierana była „tańszym połączeniem”. Wynikowa moc czynna na drugiej linii będzie bliska zeru.

Zagadnienia regulacji przesuwników fazowych w układach regulacji grupowej zostały przedstawione w [7].

3. Opis węzła elektroenergetycznego we Włocławku

Na rys. 3 przedstawiono uproszczony schemat węzła Włocławek przed rozbudową, natomiast na rys. 4 aktualny schemat węzła. Regulacja grupowa przed rozbudową obejmowała autotransformatory AT1 oraz AT2. Rozdzielnia R110kV stacji elektroenergetycznej była połączona z R110kV odbiorcy przemysłowego dwiema liniami kablowymi.

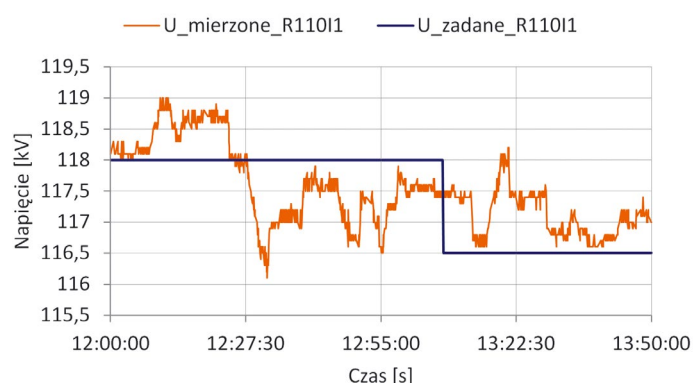
Po rozbudowie regulacją grupową objęty został generator 543 MVA, transformatory BAT10, BAT20 oraz transformator z przesuwnikiem fazowym PST, który posiada regulację podłużną i regulację poprzeczną.

Ze względu na stopień skomplikowania węzła założono, że regulacja automatyczna prowadzona będzie jedynie dla najczęściej występujących konfiguracji topologii. Liczba konfiguracji zależna jest od układu topologii oraz stanu załączenia poszczególnych urządzeń. Układ ARNE/ARST na podstawie informacji o stanie łączników rozpoznaje stan topologii i automatycznie przypisuje każdemu z urządzeń tryb regulacji zgodny z uprzednio opracowanymi scenariuszami.

Ze względu na liczbę założonych scenariuszy przedstawiono jedynie wariant pracy dla układu podstawowego. W układzie podstawowym załączone są wszystkie dostępne urządzenia, a systemy po stronie dolnej oraz górnej transformatorów są połączone. Dodatkowo połączenie kablowe pomiędzy R110kV stacji elektroenergetycznej a R110kV odbiorcy przemysłowego jest otwarte (rys. 4).

Kryteria regulacji dla takiej konfiguracji zostały opracowane w następujący sposób:

- Generator 543 MVA utrzymuje napięcie zadane na R220kV
- AT1, AT2 utrzymują napięcie zadane na szynach R110kV stacji elektroenergetycznej
- BAT20 utrzymuje napięcie zadane na szynach R110kV odbiorcy przemysłowego

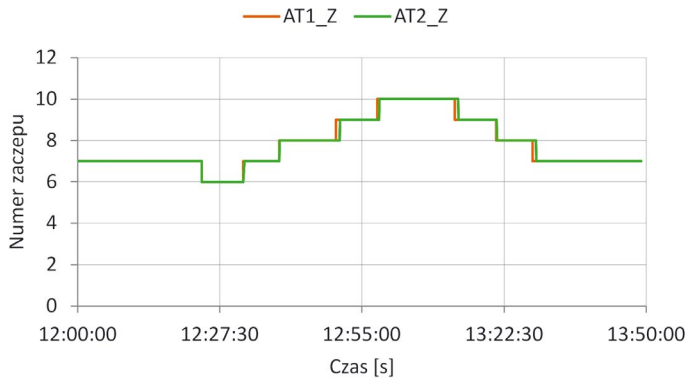


Rys. 7. Napięcie mierzone oraz napięcie zadane na systemie I1 R110kV stacji elektroenergetycznej

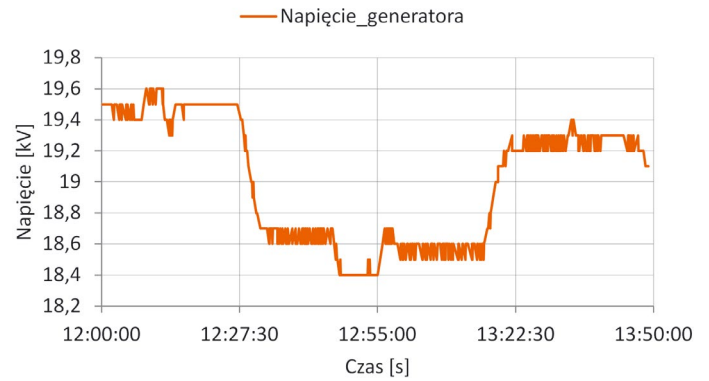
- PST zapobiega krążeniu mocy biernej w układzie (jeżeli moc bierna indukcyjna [umowny „+”] dopływa do odbiorcy przemysłowego, moc bierna przepływająca przez PST również musi być dodatnia). Realizowane jest to poprzez zmianę przekładni odpowiedzialnej za regulację podłużną
- PST steruje przepływem mocy czynnej poprzez wykorzystanie przekładni odpowiedzialnej za regulację poprzeczną (+/-10 MW zaczepek)
- BAT10 utrzymuje napięcie po stronie dolnej (19 kV), zgodnie z zasadą opisaną w rozdziale drugim, umożliwiając wykorzystanie pełnego zakresu mocy biernej generatora.

4. Badania poprawności opracowanego algorytmu na podstawie danych obiektowych

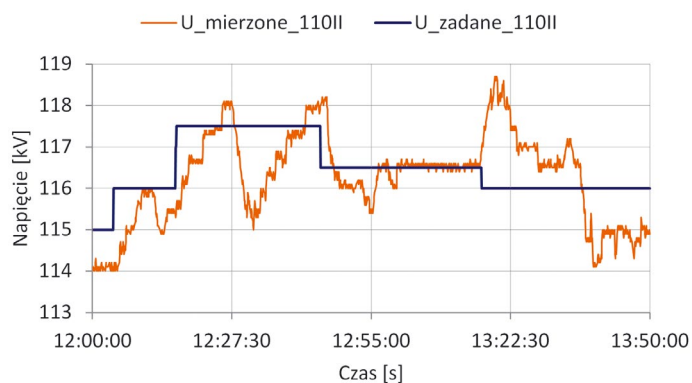
W rozdziale przedstawione zostały wykresy z rejestracji pracy układu, na podstawie których analizowano poprawność założonego algorytmu regulacji. Dla celów testowych w krótkim odstępie czasu wielokrotnie zmieniano napięcia zadane, nachylenie charakterystyki $\Delta U_{dop} = 0$, natomiast strefy nieczułości wynosiły odpowiednio $\epsilon_U = 0,5$ kV dla R220kV oraz $\epsilon_U = 0,5$ kV dla R110kV stacji elektroenergetycznej i $\epsilon_U = 1,0$ kV dla R110kV odbiorcy przemysłowego.



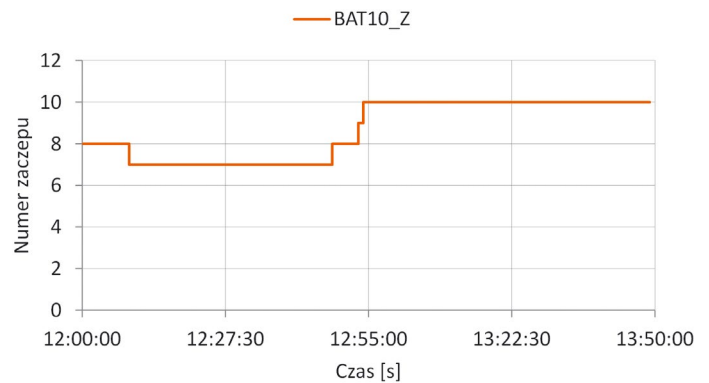
Rys. 8. Pozycje zaczeptu AT1 oraz AT2



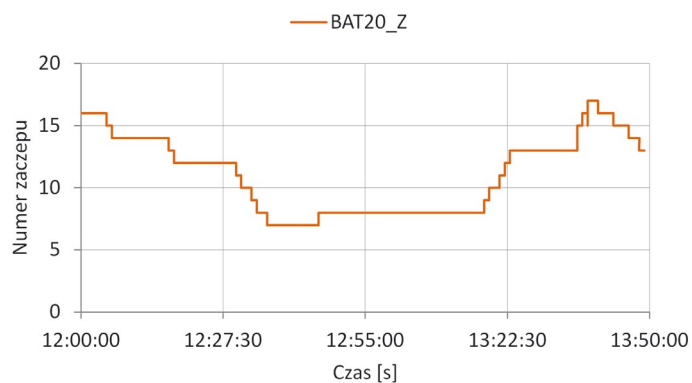
Rys. 11. Napięcie na zaciskach generatora 543 MVA (19 kV)



Rys. 9. Napięcie mierzone oraz napięcie zadane na systemie II R110kV odbiorcy przemysłowego



Rys. 12. Pozycje zaczeptu transformatora BAT10



Rys. 10. Pozycje zaczeptu BAT20

Na rys. 5 przedstawiony został wykres napięcia zadanego oraz napięcia mierzonego dla rozdzielni R220kV, natomiast na rys. 6 wykres zmian mocy biernej dla generatora 543 MVA.

Jak można zaobserwować na rysunkach, generator nadążał za zmianami napięcia zadanego na R220kV, umożliwiając utrzymanie napięcia w dopuszczalnym zakresie.

Na rys. 7 przedstawiony został wykres napięcia zadanego oraz napięcia mierzonego dla rozdzielni R110kV stacji elektroenergetycznej, natomiast na rys. 8 pozycje zaczeptów autotransformatorów AT1, AT2.

Jak można zaobserwować na powyższych rysunkach AT1 oraz AT2 nadążały za zmianami napięcia zadanego na R110kV stacji elektroenergetycznej, umożliwiając utrzymanie napięcia w dopuszczalnym zakresie.

Na rys. 9 przedstawiony został wykres napięcia zadanego oraz napięcia mierzonego dla rozdzielni R110kV odbiorcy przemysłowego, natomiast na rys. 10 pozycje zaczeptu transformatora BAT20.

Jak można zaobserwować na rysunkach, BAT20 nadążał za zmianami napięcia zadanego na R110kV stacji elektroenergetycznej, umożliwiając utrzymanie napięcia zadanego w dopuszczalnym zakresie. Częstotliwość przełączeń zaczeptów była związana z kilkukrotną zmianą napięcia zadanego dla R220kV oraz R110kV odbiorcy.

Na rys. 11 przedstawiony został wykres napięcia na zaciskach generatora 543 MVA (19 kV), natomiast na rys. 12 pozycje zaczeptu transformatora BAT10.

Transformator BAT10 pracuje zgodnie z algorytmem, którego zasada została opisana w rozdziale drugim. Zawężony obszar regulacji znajduje się pomiędzy 18,4–19,6 kV. W tym zakresie układ ARNE/ARST oddziałuje na nastawnik regulatora napięcia. Po osiągnięciu wartości granicznych następuje przełączenie zaczeptu BAT10 i w następstwie działania układu ARNE, napięcie zadane „wraca” wewnątrz zakresu zdefiniowanego wartościami U_{Tmin} i U_{Tmax} i kontynuowana jest regulacja z użyciem nastawnika regulatora napięcia. Jak można zaobserwować na rys. 11 i 12

współpraca generatora z transformatorem BAT10 realizowana jest w sposób poprawny.

5. Podsumowanie

W artykule przedstawiono ogólną koncepcję układu regulacji grupowej węzła wytwórczego na przykładzie rozwiązania układu ARNE/ARST w węźle Włocławek. Przedstawiono rejestrację pomiarów z testów przeprowadzonych na obiekcie i na ich podstawie stwierdzono poprawność założonych algorytmów regulacji. Analizując rozwiązanie dla rozpatrywanego węzła, można stwierdzić, że istnieje potrzeba koordynacji pracy wszystkich urządzeń. Samodzielna ich praca mogłaby doprowadzić do niebezpiecznych/niepożądanych sytuacji, takich jak: przekroczenie wartości oraz oscylacje napięcia, krążenie mocy biernej w układzie, przeciwstawne działanie poszczególnych elementów układu, jak również częste zmiany przekładni poszczególnych transformatorów, co skracaloby ich czas do przeglądu/remontu. Ze względu na fakt, iż wartość mocy biernej przepływającej w układzie jest wynikowa, potrzebna do utrzymania napięcia zadanego w każdym punkcie układu, cały węzeł powinien być rozpatrywany jako węzeł wytwórczy. W przypadku tak nietypowego rozwiązania nie powinno się rozdzielać odbiorcy przemysłowego od części związanej z generacją. W odniesieniu do węzła odbiorczego operator sieci przesyłowej wymaga zachowania odpowiedniej wartości $\text{tg } \varphi$, której przekroczenie jest karane. Dla rozpatrywanego węzła utrzymywanie wymaganego $\text{tg } \varphi$ ma znaczenie jedynie rozliczeniowe, niewynikające z jego rzeczywistego uwarunkowania. Moc bierna dopływająca do odbiorcy przemysłowego będzie wynikowa – potrzebna do utrzymania określonego poziomu napięcia na R110kV odbiorcy. Jeżeli moc ta nie będzie płynąć przez PST, to całość mocy biernej zostanie doprowadzona przez BAT20. Utrzymanie $\text{tg } \varphi$ mniejszego niż

0,3 w punkcie podłączenia przesuwника fazowego do R220kV będzie skutkowało nierównomiernym obciążeniem mocą bierną transformatorów, jak również nadmiernym eksploatacym przelazcznikow z aczepow PST oraz BAT20.

BIBLIOGRAFIA

1. Dolny R. i in., Analiza wpływu zmian programów i algorytmów ARNE ARST na możliwości regulacyjne i bezpieczeństwo pracy KSE, Etap I, praca naukowo badawcza Instytutu Energetyki, 2008.
2. Kocot H. i in., Dobór głównych parametrów przesuwników fazowych dla zachodnich połączeń transgranicznych KSE, *Przegląd Elektrotechniczny* 2014, r. 90, nr 4.
3. Kolendo P., Szuca M., Drop M., Wykorzystanie transformatorów blokowych z regulacją podobciążeniową w układach regulacji grupowej Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa w elektrowniach ciepłych, Koźienice 2014.
4. Łosiński M., Regulacja grupowa napięcia w systemie elektroenergetycznym – algorytmy i modelowanie, rozprawa doktorska, Politechnika Gdańska, 2005.
5. Machowski J., Regulacja i stabilność systemu elektroenergetycznego, Warszawa, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, 2007.
6. Madajewski K., Dolny R., Orłowska R., Wykorzystanie podobciążeniowej regulacji przekładni transformatorów blokowych dla potrzeb regulacji napięcia w systemie elektroenergetycznym, praca naukowo-badawcza Instytutu Energetyki, 2000.
7. Opala K., Rozenkiewicz P., Kolendo P., Opracowanie algorytmów lokalnej współpracy automatyki przesuwnika fazowego z układem ARST/ARNE w węźle regulacyjnym, Etap I, praca badawcza Instytutu Energetyki, 2015.

Piotr Kolendo

dr inż.

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

e-mail: p.kolendo@ien.gda.pl

Ukończył studia magisterskie (2010) oraz uzyskał stopień doktora nauk technicznych (2016) na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej. Obecnie jest zatrudniony w Instytucie Energetyki Oddział Gdańsk. Obszar jego zainteresowań obejmuje zagadnienia obszarowej regulacji napięcia, w szczególności układów regulacji grupowej ARNE/ARST, a także zagadnienia optymalizacji wielokryterialnej. Autor ponad 20 publikacji w czasopismach krajowych oraz międzynarodowych. Opracował koncepcję regulacji oraz zajmował się wdrożeniem układów ARNE dla największych elektrowni w kraju, m.in. Elektrowni Bełchatów, Elektrowni Kozienice, Elektrowni Turów, Elektrowni Opole, Elektrowni Żarnowiec, Elektrowni Jaworzno czy elektrociepłowni we Włocławku.

Anna Jendrzejewska

mgr inż.

PKN Orlen SA

e-mail: Anna.Jendrzejewska@orlen.pl

Ukończyła studia magisterskie na Wydziale Elektrotechniki Politechniki Łódzkiej (1999). Obecnie zatrudniona w PKN ORLEN SA Elektrociepłownia Włocławek. Obszar jej zainteresowań obejmuje zagadnienia funkcjonowania bloku energetycznego jako JWCD w KSE oraz utrzymania ruchu elektrycznego.

Michał Szuca

mgr inż.

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

e-mail: m.szuca@ien.gda.pl

Ukończył studia magisterskie w roku 1973 na Wydziale Elektrycznym Politechniki Gdańskiej. Obecnie zatrudniony w Instytucie Energetyki Oddział Gdańsk. Jego zainteresowania obejmują zagadnienia obszarowej regulacji napięcia, w szczególności układów regulacji grupowej ARNE/ARST. Od 1987 roku zajmuje się wdrażaniem układów ARNE w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym.

Tomasz Ogryczak

mgr inż.

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

e-mail: t.ogryczak@ien.gda.pl

Ukończył studia magisterskie na Wydziale Elektroniki oraz podyplomowe Studium Prawno-Menedżerskie na Wydziale Zarządzania i Ekonomii Politechniki Gdańskiej. Od 1995 roku pracuje w Instytucie Energetyki Oddział Gdańsk, gdzie zajmuje się rozwojem i wdrażaniem układów automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej stosowanych w elektrowniach, sieci przesyłowej oraz w sieciach dystrybucyjnych. Obecnie zatrudniony na stanowisku kierownika Zakładu Automatyki Systemów Elektroenergetycznych, kontynuuje dotychczasową działalność dodatkowo rozszerzoną o innowacyjne systemy wspomaganie prowadzenia ruchu sieci energetycznych, zagadnienia związane z wdrażaniem i zarządzaniem sieciami inteligentnymi oraz układami automatyki dla farm wiatrowych i innych odnawialnych źródeł energii.

Metoda rekonfiguracji sieci w codziennym działaniu

Autorzy

Irina I. Golub
Oleg N. Voitov
Evgeny V. Boloev
Ludmila V. Semenova

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

sieć dystrybucyjna, redukcja strat, generacja mocy ze źródeł odnawialnych, rekonfiguracja, aktywny odbiorca energii, teoria grafów

Streszczenie

W poniższym artykule zaproponowano dwustopniowy algorytm optymalizacji dobowego wykresu obciążenia sieci dystrybucyjnej w celu obniżenia kosztów zakupu energii elektrycznej oraz określenia konfiguracji sieci pierwotnej z uwzględnieniem lub bez uwzględnienia źródeł odnawialnych. Pierwszy etap polega na optymalizacji dobowego wykresu obciążeń dla aktywnych odbiorców energii, co zapewni spadek kosztów zakupu energii ze względu na niezmiennosc cen i poziomu zużycia energii. W drugim etapie zajęto się problemem rekonfiguracji sieci dystrybucyjnej w celu zmniejszenia strat mocy z sieci. Przeprowadzone obliczenia numeryczne dla testowej sieci dystrybucyjnej potwierdzają efektywność proponowanych algorytmów.

1. Wprowadzenie

Pierwotne sieci dystrybucyjne (*distribution networks* – DN) są słabo zamknięte. Jednakże, ze względu na obecność przeważnie otwartych łączników w różnych miejscach linii zasilających, działają jak otwarte. Sieci promieniowe są wykorzystane ze względu na wygodę w koordynacji układu zabezpieczeń oraz na obniżenie prądów zwarciovych. Zwykle zamknięte łączniki sekcyjne, wykorzystywane do odłączania poszczególnych sekcji zasilających, są umieszczone równolegle do (normalnie otwartych) łączników liniowych. W wyniku zamknięcia łącznika liniowego (*tie switch* – TS) i otwarcia odpowiadającego mu łącznika sekcyjnego (*sectionalizing switch* – SS) powstaje nowa, promieniowa konfiguracja sieci dystrybucyjnej. Prosty algorytm, jakim jest algorytm rekonfiguracji (RC), pozwala zwiększyć niezawodność dostaw energii oraz zmniejszyć straty mocy i napięcia w sieci, jak również zapewnić lepsze wykorzystanie energii produkowanej w źródłach odnawialnych (*renewable generation* – RG).

W niniejszym artykule zaproponowano zestaw algorytmów rekonfiguracji sieci dystrybucyjnej powodujących zmniejszenie strat mocy. Według [1] zestaw ten obejmuje: częściowo całkowite i nieliniowe programowanie, metody heurystyczne, np. algorytmy genetyczne, sztuczne sieci neuronowe, algorytm mrówkowy i HSA. Inne algorytmy stosują liniowe obciążanie sieci do przeliczania jej rekonfiguracji ze względu na fakt, że stosowanie nieliniowych obciążeń wydłużyłoby obliczenia. W [1] zastosowano uproszczone podejście do dopasowywania prądów i strat mocy w połączeniu z algorytmami służącymi do tworzenia konstrukcji o minimalnym drzewie rozpinającym, aby rozwiązać zagadnienie rekonfiguracji sieci. Rzekomo to uproszczenie nie pozwalało

na znalezienie dokładniejszych rozwiązań, określanych przez algorytmy takie jak w [2].

Dostępność szybkich programów do obliczania stanów ustalonych [3], konstrukcji drzewa rozpinającego i określania składu gałęzi niezależnych pętli na podstawie ich cięciwy [4] stworzyła podstawę do zastosowania ich w projektowaniu proponowanych algorytmów rekonfiguracji sieci dystrybucyjnej, w celu zmniejszenia strat wewnątrz niej.

Straty mocy przy optymalnej konfiguracji, wybranej dla określonych warunków, nie będą minimalne dla dowolnych warunków krzywej obciążenia. Dlatego zmienne obciążenie powinno prowadzić do rekonfiguracji sieci dystrybucyjnej lub oszacowania jej wykonalności. W takim przypadku możliwe jest dobranie takiej konfiguracji, która zapewniłaby minimalne dzienne straty mocy. Niniejsza praca ilustruje możliwości wykorzystania proponowanego algorytmu dla godzinowej rekonfiguracji sieci dystrybucyjnej, zwłaszcza gdy do sieci podłączone są także źródła odnawialne. Te ostatnie są skutecznym środkiem obniżającym straty mocy. W pracy zawarto porównanie wpływu generacji ze źródeł odnawialnych i rekonfiguracji godzinowej na dzienne straty mocy, jak również ich wspólny wpływ na straty. W praktyce źródła odnawialne mogą być środkiem łączącym terytorialnie bliskie obciążenia. Im większa odległość pomiędzy obciążeniem a głównym źródłem mocy, tym większy będzie wpływ źródeł odnawialnych na redukcję strat.

Kolejną możliwością obniżenia strat godzinowych jest zmiana zużycia energii w obciążonych punktach [5], co prowadzi do zmiany w krzywej dobowej zapotrzebowania i możliwej dodatkowej redukcji strat. Przy stałej konfiguracji sieci w ciągu

dnia dobową redukcją strat przy przesyłaniu mocy z punktu zasilania 0 do punktu odbioru j jest możliwa, jeśli przesunie się część obciążenia z godzin szczytu zapotrzebowania na czas o mniejszym zapotrzebowaniu. Niech $I_{0,j}$ będzie prądem przesyłanym z punktu zasilania 0 do punktu odbioru j [6] podczas godzin o największym obciążeniu na krzywej zapotrzebowania. Wtedy straty mocy będą wynosiły $\Delta P_{0,j} = 3I_{0,j}^2 r_{0,j}$. W przypadku przesunięcia prądu $I_{0,j}$ na k razy mniej obciążoną godzinę, całkowite straty $\Delta P_{0,j}^{\Sigma k} = 3k(I_{0,j}/k)^2 r_{0,j}$ zmniejszają się $1/k$ razy.

Proponowany algorytm optymalizacji krzywej dobowej zapotrzebowania odbiorców uwzględnia różnice w cenach energii elektrycznej w zależności od pory dnia. Pozwala to na przesunięcie obciążenia z okresów bardziej obciążonych na krzywej dobowej zapotrzebowania na okresy o mniejszym obciążeniu, według kryterium maksymalnych korzyści z takiej korekty rozkładu odbioru. Algorytm wykorzystuje programowanie liniowe do wstępnego obliczania dopuszczalnych obciążeń sieci [3] dla każdej godziny krzywej dobowej zapotrzebowania. Dodatkowe zmniejszenie strat może być osiągnięte dzięki zmianie obciążenia przez aktywnych odbiorców za pomocą rekonfiguracji godzinowej oraz wykorzystaniu źródeł odnawialnych.

2. Algorytm optymalizacji krzywej dobowej zapotrzebowania

Zadanie polega na minimalizacji kosztów zakupu energii elektrycznej po cenach, które zmieniają się w ciągu dnia. Jest ono sformułowane jako zagadnienie programowania liniowego [3]

$$\min \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^n c_t P_{it}^t \quad (1)$$

gdzie: c_t – cena energii elektrycznej oraz P_{it}^t – obciążenie punktu i , który odpowiada godzinie t na krzywej dobowej cen energii i obciążenia węzłowych, przy spełnieniu następujących warunków: przedział zmian dynamicznego obciążenia odbiorców

$$\underline{P}_{ii}^t \leq P_{ii}^t \leq \overline{P}_{ii}^t \quad (2)$$

- niezmienność dobowego poboru energii dla każdego obciążenia $W_i = \sum_{t=1}^{24} P_{ii}^t$, na skutek tego dobowego poboru energii z sieci W_{Σ}
- utrzymanie stałości (niezmienności) mocy czynnej P_{Σ}^t i mocy biernej, biorąc pod uwagę straty ΔP^t , ΔQ^t i generację P_g^t , Q_g^t mocy czynnej i biernej oraz realność zmian wytwarzania P_g^t i Q_g^t dla każdej godziny t oraz określoną wartość $tg\varphi_t$,

$$P_{\Sigma}^t = \sum_{i=1}^n P_{ii}^t + \Delta P^t - P_g^t = 0$$

$$Q_{\Sigma}^t = \sum_{i=1}^n P_{ii}^t \cdot tg\varphi_i + \Delta Q^t - Q_g^t = 0$$

Wszystkie dane niezbędne do rozwiązania (1) dla każdego przedziału czasowego wynikają z obliczeń dopuszczalnego obciążenia sieci, z uwzględnieniem ograniczeń na parametry stanu:

napięć węzłowych, generacji mocy czynnej i biernej, przepływów i prądów w liniach przesyłowych. Na dopuszczalne obciążenie sieci ma również wpływ rozwiązanie (1). Jest ono potrzebne nie tylko do oszacowania dopuszczalnych parametrów uzyskanych po korekcie obciążeń, ale także do oszacowania wpływu korekty na spadek dobowych strat energii. Jeżeli nie są spełnione wymagane warunki, ograniczenia (2) są poprawiane i zagadnienie (1) jest liczone jeszcze raz.

3. Algorytm konstrukcji drzewa rozpinającego grafu sieci

Z założenia straty mocy w sieci zamkniętej są niższe niż w sieci otwartej [7]. Dlatego przy rekonfiguracji należy się postarać, aby straty w sieci otwartej były jak najbliższe stratom w sieci zamkniętej.

Wskazane warunki mogą być spełnione, jeśli drzewo rozpinające o najmniejszej sumie strat w cięciwach będzie utworzone w sieci zamkniętej. Jednakże takie kryterium może okazać się niemożliwe, jeśli w gałęzi z najwyższym prądem opór jest niemal równy zeru. Dlatego kryterium najniższej sumy wartości prądów w cięciwie jest najbardziej niezawodne.

W zamkniętej sieci liczba niezależnych pętli jest równa $k = \ell - n + 1$, ℓ – liczba gałęzi, n – liczba węzłów. Drzewo zawiera $n - 1$ gałęzi, przy czym k gałęzi to cięciwy, co pozwala na określenie układu niezależnych pętli. Gałęzie jednego grafu mogą być podzielone na drzewa i cięciwy na różne sposoby, w zależności od kolejności ich numeracji.

Algorytm konstrukcji drzewa rozpinającego na zamkniętej sieci z minimalnym prądem w cięciwach bazuje na metodzie konstrukcji maksymalnego drzewa rozpinającego [8]. W tej metodzie gałęzie grafu sieci są uporządkowane według wartości prądu wewnątrz nich. W trakcie cyklu drzewo rozpinające, składające się z kilku gałęzi, kolejno obejmuje sąsiadujące gałęzie oraz jeden lub oba węzły, które jak dotąd nie należały do drzewa. Jeśli oba węzły gałęzi należały do drzewa, taka gałąź nazywana jest cięciwą. W związku z działaniem algorytmu wszystkie gałęzie grafu sieci odnoszą się albo do gałęzi drzewa rozpinającego, albo do cięciw.

Aby określić gałęzie każdej niezależnej pętli przez ich cięciwy niezbędne jest stworzenie podmacierzy bloku drzewa jako macierzy drugiego stopnia [9]

$$N_{tr} = -M_{ch}^T (M_{tr}^T)^{-1} \quad (3)$$

której liczba wierszy równa jest liczbie cięciw, a liczba kolumn równa się liczbie gałęzi, gdzie M_{tr} i M_{ch} – podmacierze macierzy pierwszego stopnia odpowiadają gałęziom i cięciwom. Wzór (3) jest podstawą algorytmów topologicznych [10] tworzenia odwróconych podmacierzy $(M_{tr}^T)^{-1}$ i macierzy drugiego stopnia. Informacje o gałęziach drzew rozpinających, cięciwach i ułożeniu gałęzi niezależnych pętli są wykorzystane w proponowanym algorytmie dla rekonfigurowanej sieci dystrybucyjnej. Algorytm jest dwustopniowy. Układ niepołączonych cięciw jest określony w stopniu pierwszym, a w stopniu drugim gałęzie drzewa rozpinającego zamieniane są na cięciwy.

1.1. Aby określić układ cięciw, liczony jest przepływ obciążeń. Wszystkie gałęzie są segregowane według prądów wewnątrz nich, malejąco i określane są cięciwy pętli o najmniejszych prądach.

1.2. Pętle są numerowane według malejących prądów w cięciwach 1.1 (według rosnących prądów w cięciwach 1.2).

1.3. Cięciwa pętli z maksymalnym (minimalnym) prądem jest otwarta, następnie rozptył mocy jest liczony ponownie i zostaje określony nowy układ cięciw, a pozostałe cięciwy są kolejno otwierane.

W drugiej fazie sprawdzana jest potencjalna redukcja strat przez zastąpienie otwartych cięciw gałęzi drzewa rozpinającego. Analiza rozpoczyna się od zamknięcia cięciwy pierwszej rozważanej pętli.

2.1. Liczony jest rozptył mocy w sieci. Dostępność węzłów o stopniu powyżej dwóch jest określona dla gałęzi pętli po prawej i po lewej stronie prawego i lewego węzła cięciwy. Węzeł z prawej strony cięciwy jest oznaczany przez j_{right} , a z lewej przez j_{left} .

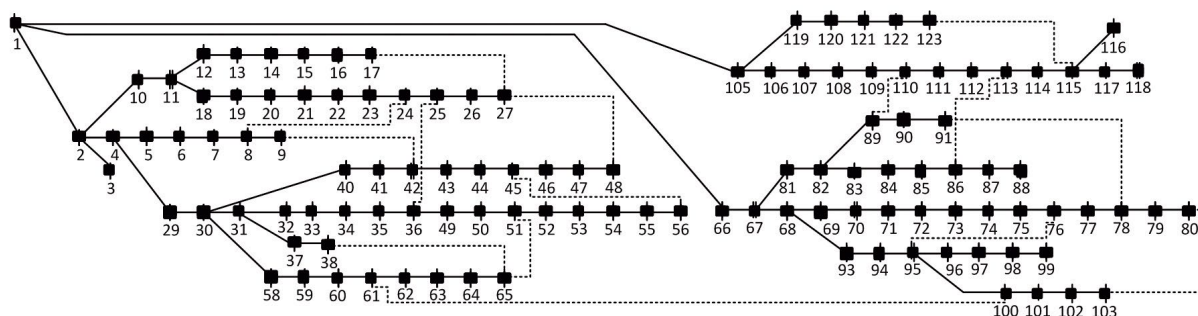
2.2. Symulowane są kolejne rozłączenia każdej z gałęzi pomiędzy węzłami j_{right} i j_{left} na cięciwie, a dla każdego przypadku obliczany jest rozptył mocy i wyznaczane są całkowite straty. Gałąź – stara bądź nowa cięciwa o minimalnych stratach całkowitych jest odłączana. Jeżeli w pętli nie ma

węzłów o stopniu powyżej dwóch, symulowane jest odłączenie wszystkich gałęzi pętli.

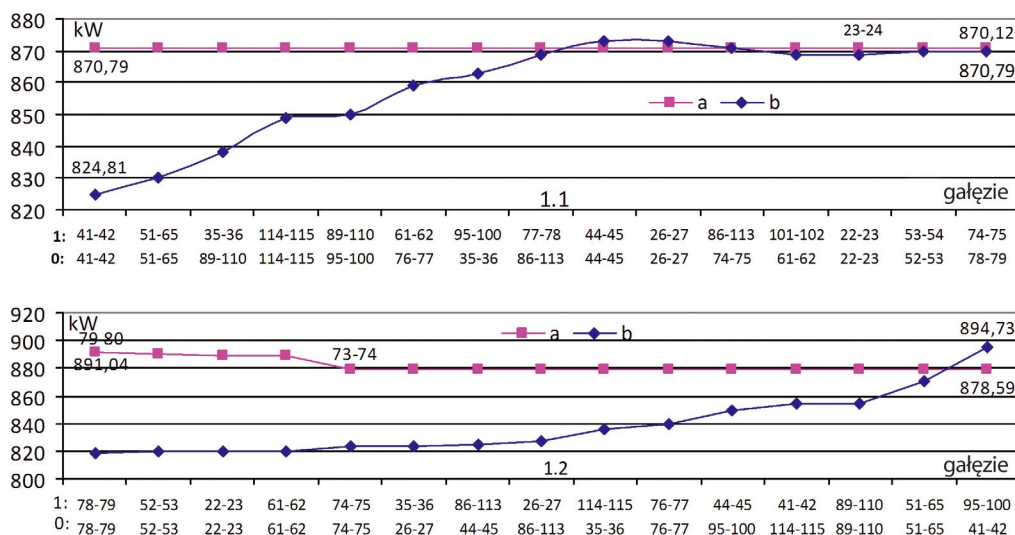
2.3. Zaleca się powtórzenie drugiej fazy w celu oszacowania prawdopodobieństwa dodatkowych zmian gałęzi drzewa.

Efektywność proponowanego algorytmu dla rekonfigurowanej sieci dystrybucyjnej potwierdza schemat testowy węzłowy IEEE 119, rys. 1 [2]. Testowy schemat zawiera 15 łączników TS. Gałęzie z łącznikami TS oznaczone liniami punktowymi to cięciwy drzewa rozpinającego, pokazanego na rys. 1. Dla zamkniętych łączników schematu testowego straty mocy wynoszą 819,67 kW, dla otwartych łączników wzrastają do 1298,5 kW.

Na rys. 2 pokazano krzywe strat mocy w sieci testowej dla wariantów 1.1 i 1.2 algorytmu rekonfiguracji. Porównanie wyników pokazuje, że dla wariantu 1.1 układ cięciw pokrywa się z układem w [2], co pozwala na maksymalną redukcję strat w sieci z 1298,5 kW dla otwartego łącznika do 870,12 kW. W wariantcie 1.2 straty będą większe i wyniosą 878,569 kW. Pomimo to będą one niższe dla tego schematu niż te policzone za pomocą algorytmów [11, 12] określających układ z otwartymi cięciwami, podany w [2]. Dla pierwszego algorytmu straty wynoszą 887,54 kW, a dla drugiego – 887,55 kW. Algorytm rekonfiguracji może być zastosowany do zmniejszenia strat mocy w każdej godzinie na krzywej dobowej zapotrzebowania.



Rys. 1. Pierwotne drzewo rozpinające schematu testowej sieci węzłowej 119



Rys. 2. Zmiana strat mocy w schemacie sieci testowej, rys. 1, dla dwóch wariantów (1.1 i 1.2) algorytmu rekonfiguracji: a- pierwsza, b- druga faza (0 – początkowe ułożenie cięciw, 1 – cięciwy uzyskane po pierwszej fazie; zamiana cięciw w drugiej fazie jest pokazana jako krzywa b)

4. Godzinowa rekonfigurowana sieć dystrybucji

Pokażmy efektywność wykorzystywania proponowanych algorytmów dla rekonfigurowanej sieci w celu redukcji strat w każdej godzinie na krzywej dobowej zapotrzebowania. Są one równe średnim wartościom energii na godzinę. Badanie wpływu dostępnych źródeł odnawialnych i aktywnych odbiorców na godzinowe straty zostanie przedstawione na przykładzie systemu magistrali Baran 33 [11], rys. 3 z 37 łącznikami sekcyjnymi SS i 5 łącznikami liniowymi TS. Schemat, na którym łączniki TS są otwarte, jest nazywany początkowym.

Dobowy wykres obciążeń w węzłach 1–32 oraz zmiany mocy generowanej przez źródła odnawialne w węzłach 6, 9, 13, 32 zostały przyjęte na podstawie pracy [13], która traktuje o redukcji strat godzinowych w sieci rekonfigurowanej. Węzły 23 i 24 o dziennym zużyciu energii wynoszącym 10844,4 kWh są wybrane jako te, na które mogą aktywnie oddziaływać odbiorcy końcowi.

Porównanie strat mocy w pierwszym wierszu tab. 1 pokazuje, że wpływ źródeł odnawialnych (RG) na straty jest większy niż rekonfiguracja sieci (RC), a ich kombinacja zapewnia ponad dwukrotny spadek strat w porównaniu ze stratami w sieci bez tych elementów. Jednocześnie dostępność źródeł odnawialnych skutkuje zarówno zmianą przepływu mocy, jak i zwiększeniem łącznej liczby przełączeń, pokazanych w tab. 1 w nawiasach.

Regulacja krzywej dobowej zapotrzebowania aktywnych odbiorców ma dodatkowy wpływ na obniżanie strat. Wpływ ten jest tym większy, im większa jest zmiana wartości maksymalnego obciążenia mocą. Zmiana kosztów redystrybucji mocy do aktywnych odbiorców jest przedstawiona w trzeciej kolumnie Tab. 1 i pokazana na rys. 4.

Zmiana godzinowych strat energii w sieci do całkowitych strat przedstawionych w tab. 1 (pierwszy wiersz) pokazana jest

w postaci krzywych a, a1, b, b1, d, d1 na rys. 5. Krzywa b2 odpowiada tu godzinowym stratom w systemie magistrali Baran 33 – określonym w [13]. Pomimo że krzywe b1 i b2 łączą się w jedną linię, a różnice dobowych strat nie przekraczają 1%, przełączenia wybrane przez te algorytmy nie pokrywają się dla poszczególnych godzin.

Wykres linii a na rys. 6 przedstawia wartości strat energii w ciągu doby dla sieci dystrybucyjnej o niezmiennym układzie, co pokrywa się z godzinnymi ustawieniami dla sieci ze źródłami odnawialnymi. Porównanie z całkowitymi stratami dla sieci ze źródłami odnawialnymi (b1 w tab. 1), które jest równe 636,98 kWh, pokazuje, że maksymalna różnica strat w drugiej godzinie wynosi $\Delta W^2 = 226,44$ kWh, natomiast w piętnastej $\Delta W^{15} = 36,63$ kWh.

Porównanie kosztów przełączeń przy rekonfiguracji godzinowej sieci z dodatkowymi kosztami wynikającymi z niższej sprawności ze względu na brak rekonfiguracji pozwala oszacować jej stosowność. Stosowność utrzymywania stałej konfiguracji w ciągu dnia jest określona dla piętnastej godziny może być oszacowana na podstawie

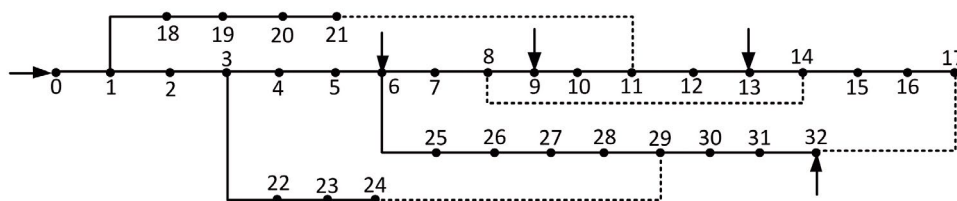
$$c_{\Delta P} \cdot \Delta W^{15} > c_{sw} \cdot N_{sw}^{\#}$$

gdzie $C_{\Delta P}$ – cena strat mocy, C_{sw} – cena przełączenia, N_{sw} – łączna liczba przełączeń.

Rekonfiguracja będzie sensowna, jeśli koszt przełączeń będzie niższy niż koszt codziennych strat energii.

5. Wnioski

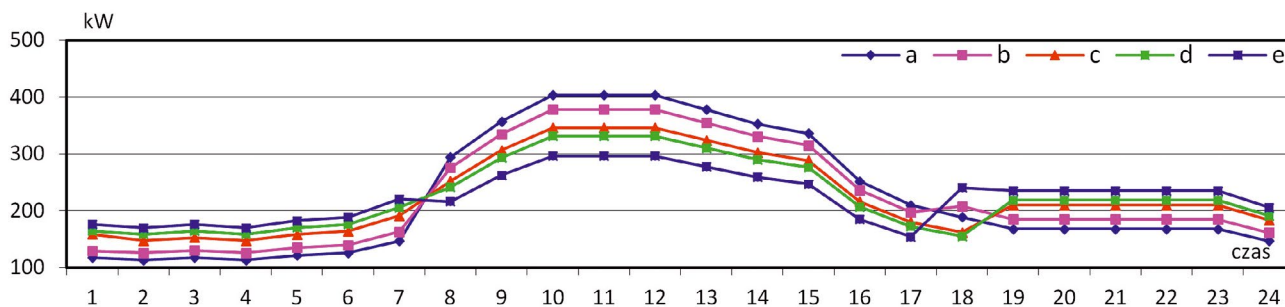
1. Przedstawiono algorytm sortowania topologicznego. Jego celem jest redukcja strat mocy i możliwość aplikacji do sieci, szczególnie tam, gdzie są też włączone odnawialne źródła energii.



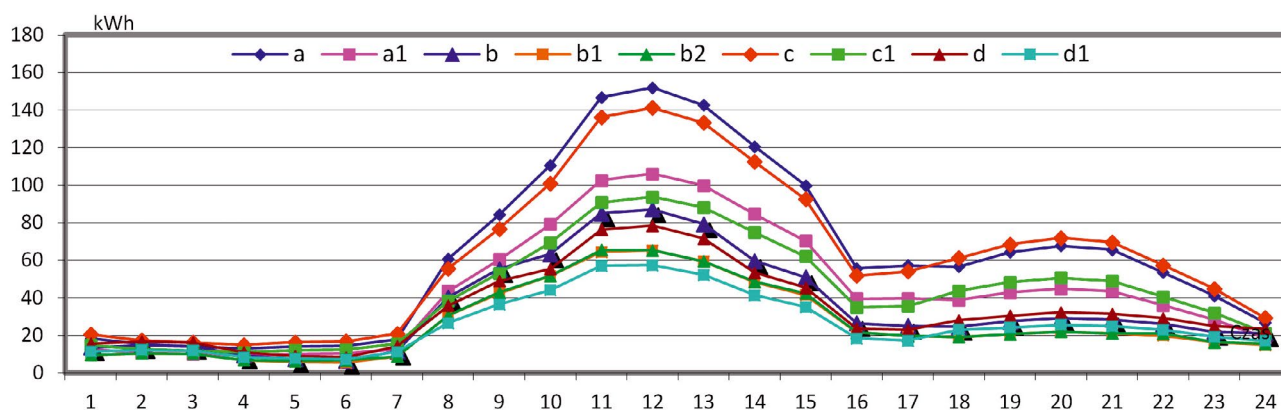
Rys. 3. Schemat 33-węzłowej sieci, linie z przełącznikami TS są oznaczone liniami przerywanymi

	Zmiana w P_{\max} aktywnych odbiorców	Obniżenie kosztów aktywnych odbiorców	Niedostępność RG		Dostępność RG	
			bez RC	z RC	bez RC	z RC
	kW [%]	jednostkowo	kWh	kWh	kWh	kWh
1	0	0	a-1513,97	a1-1055,95 (16)	b-829,37	b1-636,98 (76)
2	-6	58,75	1504,69	1051,56 (22)	821,63	630,96 (78)
3	-14	144,46	1493,31	1039,17 (16)	812,85	623,14 (78)
4	-18	180,50	1488,83	1032,19 (16)	809,50	620,11(74)
5	-26	258,91	c-1481,47	c1-1017,07 (6)	d-803,58	d1-613,91(76)

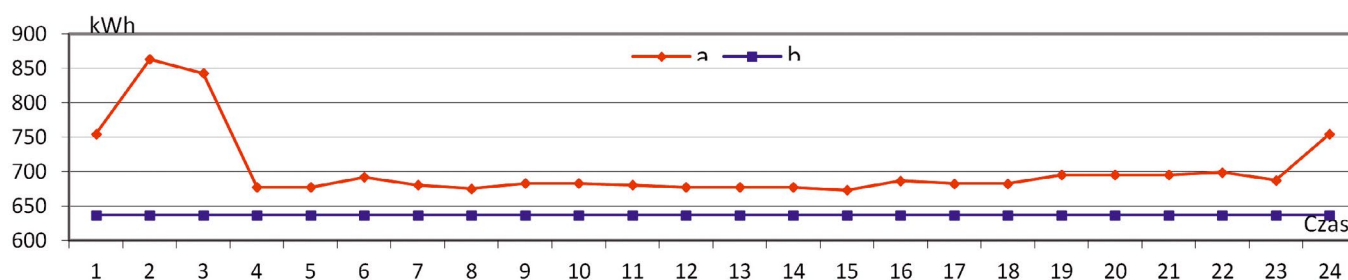
Tab. 1. Łączne dobowe straty energii (kWh) w sieci z uwzględnieniem i bez uwzględnienia źródeł odnawialnych, rekonfiguracji i aktywnych odbiorców



Rys. 4. Zmiana krzywej dobowej zapotrzebowania aktywnych odbiorców w węzłach 23 oraz 24, przy spadku maksymalnego obciążenia dla dziesiątej, jedenastej i dwunastej godziny o 6% – b), 14% – c), 18% – d) oraz 26% – e) w porównaniu z pierwotną krzywą a)



Rys. 5. Zmiana godzinnych strat energii w sieci dystrybucyjnej z rekonfiguracją i bez rekonfiguracji i aktywnych odbiorców (legenda odpowiada oznaczeniom: a, a1, b, b1, c, c1, d, d1 w Tab. 1, i b2 – wynik uzyskany w [13])



Rys. 6. Porównanie całkowitych dobowych strat energii w sieci o stałej konfiguracji, określonej dla każdej godziny dnia ze źródłami odnawialnymi: a) o wartości strat całkowitych – b) odpowiada wartości b1, tab. 1

2. Algorytm optymalizacji krzywej dobowej zapotrzebowania aktywnych odbiorców bazuje na kryterium minimalizacji kosztów zakupu energii elektrycznej, co pozwala także na obniżenie strat w sieci dystrybucyjnej.
3. W pracy zbadano wpływ odnawialnych źródeł energii, rekonfiguracji godzinowej, optymalizacji krzywej zapotrzebowania aktywnych odbiorców oraz ich łączny wpływ na dobowe straty energii.
4. Możliwość wybrania niezmiennego konfiguracji sieci, w której straty byłyby porównywalne do strat w sieci z rekonfiguracją godzinową.

5. Obliczenia numeryczne dla sieci testowej potwierdziły efektywność wykorzystania proponowanych algorytmów.

BIBLIOGRAFIA

1. Ahmadi H., Marti J. R., Minimum – loss network RC: A minimum spanning tree problem *Sustainable Energy, Grids and Networks* 2015, t. 1, s. 1–9.
2. Zhang D., Zhang Z., Fu L., An improved TS algorithm for minimum reconfiguration in large-scale distribution systems, *Electric Power Systems Research* 2007, t. 77(5–6), s. 685–694.

3. Voitov O.N., Analysis and optimization of steady states of energy systems, System studies in energy, Retrospective of scientific schools at SEI-ISEM, red. N.I. Voropai, *Nauka* 2010, Nowosybirsk [po rosyjsku].
4. Gamm A.Z., Golub I.I., Observability of electric power systems, *Nauka* 1990, Nowosybirsk [po rosyjsku].
5. Voropai N.I. i in., Optimization of daily load curves of active consumers *Biuletyn RAS, Energia* 2014, nr 1, s. 84–90.
6. Gamm A.Z. i in., The tracing method for load flow for electric power engineers, Nowosybirsk 2016 [po rosyjsku].
7. Glazunov A.A., Glazunov A.A., Electric networks and systems, Gosenergoizdat, Moskwa 1960 [po rosyjsku].
8. Mainika E., Algorithms for optimization on networks and graphs, Mir, Moskwa 1981 [po rosyjsku].
9. Melnikov N.A., The matrix method for analysis of electric circuits, *Energiya* 1972, Moskwa 1972 [po rosyjsku].
10. Gursky S.K., Algorithmization of condition control problems for bulk power systems, *Nauka i tekhnika* 1977, Mińsk 1977 [po rosyjsku].
11. Baran M.E., Wu F.F., Network RC on distribution systems for loss reduction and load balancing, *IEEE Transactions on Power Delivery* 1989, t. 4, nr 2, s. 1401–1407.
12. Mishima Y. i in., Method for minimum-loss RC of distribution system by tabu search, *Electrical Engineering in Japan* 2005, t. 152 (2), s. 1149–1155.
13. Dorostkar-Ghamsari M.R. i in., Value of distribution network RC in presence of renewable energy resources, *IEEE Transactions on Power Systems* 2016, t. 31, nr 3, s. 1879–1888.

Irina I. Golub

prof. dr inż.

Rosyjska Akademia Nauk

e-mail: golub@isem.irk.ru

Ukończyła Moskiewski Instytut Energetyczny, uzyskując tytuł inżyniera elektryka. Od 1972 roku pracowała w ISEM SB RAS, Irkuck. Prowadzi badania związane z analizą układów elektroenergetycznych.

Oleg N. Voitov

dr inż.

Instytut im. Melentiewa Systemów Energetycznych Rosyjskiej Akademii Nauk

e-mail: sdo@isem.irk.ru

Ukończył Moskiewski Instytut Energetyczny jako inżynier elektryk. Od 1971 roku pracuje w ISEM SB RAS w Irkucku. Piastuje funkcję badacza czołowego. Jego zainteresowania naukowe wiążą się z analizą układów elektroenergetycznych.

Evgeny V. Boloev

dr inż.

Instytut im. Melentiewa Systemów Energetycznych Rosyjskiej Akademii Nauk

e-mail: boloev@isem.irk.ru

Dyplom inżyniera elektryka otrzymał na Politechnice w Angarsku (1998). Ukończył studia podyplomowe w ESI SB RAS.

Ludmila V. Semenova

inż.

Instytut im. Melentiewa Systemów Energetycznych Rosyjskiej Akademii Nauk

e-mail: cdo@isem.irk.ru

Ukończyła Narodowy Uniwersytet Techniczny w Irkucku jako inżynier elektryk. Od 1985 roku jest doktorantką w ISEM SB RAS w Irkuck.

Skoordynowane sterowanie przesuwnikami fazowymi w systemie elektroenergetycznym

Autorzy

Roman Korab
Robert Owczarek
Marcin Połomski

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

system elektroenergetyczny, przesuwnik fazowy, przepływ nieplanowy, optymalizacja rojem cząstek

Streszczenie

W odpowiedzi na rosnący problem przepływów nieplanowych coraz większa liczba operatorów systemów przesyłowych w Europie wyposaża swoje systemy w przesuwniki fazowe (PST). Jednakże użycie kilku PST zainstalowanych geograficznie blisko siebie musi być skoordynowane w celu skutecznego wykorzystania tych urządzeń i uniknięcia ich niekorzystnych interakcji. Koordynacja grupy takich urządzeń prowadzi do problemu optymalizacji wielowymiarowej. W artykule przedstawiono metodę optymalizacji nastaw PST, opartą na algorytmie roju cząstek (PSO). Jako kryterium optymalizacji zastosowano minimalizację przepływu nieplanowego przez dany system. Przeanalizowano wpływ liczby cząstek roju oraz ich maksymalnej dozwolonej prędkości na efektywność algorytmu optymalizacji. Przedstawiono wyniki dla sieci testowej zawierającej 118 węzłów.

1. Wprowadzenie

Liberalizacja rynku energii elektrycznej oraz zwiększenie wykorzystania odnawialnych źródeł energii (głównie wiatrowych) w europejskim systemie elektroenergetycznym to dwa zasadnicze czynniki, które spowodowały, że w połączonych systemach przesyłowych na szeroką skalę pojawiły się tzw. przepływy nieplanowe (ang. *Unscheduled Flows* – UF, nieplanowe przepływy wyrównawcze mocy czynnej pomiędzy poszczególnymi systemami). Zjawisko to jest szczególnie widoczne w systemach elektroenergetycznych Europy Środkowo-Wschodniej (ang. *Central and Eastern Europe* – CEE), gdzie nadmiar mocy z elektrowni wiatrowych na północy Niemiec jest przesyłany do miejsc odbioru na południu Niemiec oraz do Austrii z wykorzystaniem sieci przesyłowych krajów sąsiednich, szczególnie Polski i Czech. Niekontrolowany wzrost przepływów nieplanowych, jaki ma miejsce w ostatnich latach, jest poważnym problemem dla operatorów systemów przesyłowych (OSP). Przepływy te, znacząco zwiększając obciążenie sieci przesyłowej, prowadzą do zagrożenia bezpiecznej pracy połączonych systemów. W dodatku zmuszają OSP do ograniczania ilości mocy przesyłowych połączeń transgranicznych, udostępnianych uczestnikom rynku energii elektrycznej, oraz do stosowania nadzwyczajnych środków zaradczych. Główną przyczyną tego stanu jest niedostatecznie rozwinięta sieć przesyłowa w Niemczech na kierunku północ–południe oraz transakcje handlowe pomiędzy Niemcami a Austrią [1, 2, 3].

W odpowiedzi na rosnący problem przepływów nieplanowych OSP z rejonu CEE zdecydowali się na zainstalowanie tzw. przesuwników fazowych (ang. *Phase Shifting Transformers* – PST) do zarządzania przepływami mocy na połączeniach transgranicznych. Urządzenia tego typu są już zainstalowane w wybranych liniach transgranicznych na przekrojach Polska – Niemcy i Czechy – Niemcy, a w najbliższych latach będą instalowane w kolejnych liniach wymiany w tym obszarze PST są to specjalne transformatory, które zainstalowane w linii przesyłowej umożliwiają regulację kąta fazowego napięcia i tym samym zmianę przepływu mocy czynnej w linii. Ich zastosowanie pozwala na zwiększanie bądź zmniejszanie, w pewnym zakresie, przepływu mocy na danym połączeniu. Jednakże, jeśli kilka PST jest zainstalowanych geograficznie blisko siebie, możliwe są niekorzystne interakcje tych urządzeń [4, 5, 6]. W związku z tym użycie kilku PST z wzajemnym oddziaływaniem na sieć przesyłową musi być odpowiednio skoordynowane. Kilka metod koordynacji urządzeń sterujących przepływem mocy zostało przedstawionych w literaturze [7–12].

W niniejszym artykule pokazano, jak PST powinny być sterowane w celu uzyskania optymalnej, z punktu widzenia przyjętego kryterium, sytuacji dla danego systemu. Zaprezentowana została metoda optymalizacji nastaw PST, bazująca na algorytmie roju cząstek (algorytmie rojowym, ang. *Particle Swarm Optimization* – PSO; metoda stepPSO). Jako kryterium optymalizacji zastosowano minimalizację przepływu nieplanowego przez dany system. Przeanalizowano wpływ liczby cząstek roju oraz ich

maksymalnej dozwolonej prędkości na efektywność algorytmu optymalizacji. Przedstawiono wyniki dla sieci testowej zawierającej 118 węzłów.

2. Algorytm PSO

Algorytm PSO został zaproponowany w 1995 roku przez Kennedy'ego i Eberharta [13]. Algorytm jest inspirowany biologicznie i bazuje na zachowaniu społecznym roju zwierząt (np. ptaków lub ryb), które współpracują ze sobą w celu uzyskania korzyści, m.in. znalezienia pożywienia, czy ucieczki przed drapieżnikiem.

Algorytm PSO pracuje na grupie cząstek (nazywanej rojem), będącej zbiorem potencjalnych rozwiązań problemu. Proces optymalizacji realizowany jest iteracyjnie i polega na znajdowaniu coraz to lepszych położeń cząstek w przestrzeni poszukiwań, a w rezultacie znalezienia położenia optymalnego (najlepszego rozwiązania), do którego zbiega się cała grupa (rój). Podczas procesu optymalizacji położenie każdej cząstki wyznaczane jest na podstawie jej wcześniejszych doświadczeń oraz doświadczeń całej grupy [14]. Położenie i -tej cząstki jest uaktualniane przez stochastyczną prędkość v_i . Takie podejście opisują poniższe zależności [15]:

$$v_{id}^{k+1} = \omega v_{id}^k + c_1 r_{1d}^k (p_{id}^k - x_{id}^k) + c_2 r_{2d}^k (p_{gd}^k - x_{id}^k) \quad (1)$$

$$x_{id}^{k+1} = x_{id}^k + v_{id}^{k+1}, \quad i = 1, 2, \dots, N; \quad d = 1, 2, \dots, D \quad (2)$$

gdzie: N – liczba cząstek roju, D – liczba zmiennych decyzyjnych, c_1, c_2 – współczynniki przyspieszenia, r_1, r_2 – liczby losowe z przedziału $[0, 1]$, ω – współczynnik bezwładności ruchu cząstki, x_i^k – położenie i -tej cząstki w k -tym kroku iteracji, v_i^k – prędkość i -tej cząstki w k -tym kroku iteracji, p_i^k – dotychczasowe najlepsze położenie i -tej cząstki, p_g^k – najlepsze położenie znalezione przez lidera roju, k – krok iteracji.

Współczynniki c_1, c_2 kontrolują zakres ruchu cząstki w pojedynczej iteracji. W większości przypadków oba są identyczne. Współczynnik ω odpowiada za równowagę pomiędzy zdolnością do globalnego i lokalnego przeszukiwania obszaru możliwych rozwiązań. Jego duża wartość umożliwia globalne przeszukiwanie, natomiast mniejsza lokalne. Mnożnik ten może być stały lub ulegać zmianom w procesie optymalizacji [16].

W trakcie działania algorytmu PSO może dochodzić do sytuacji, w której cząstki wybiegają poza ograniczenia przestrzeni poszukiwań. Chcąc tego uniknąć, zazwyczaj wprowadza się ograniczenia na prędkość [17]:

$$\text{jeżeli } v_{id}^k > V_{d \max}, \text{ wtedy } v_{id}^k = V_{d \max} \quad (3)$$

$$\text{jeżeli } v_{id}^k < V_{d \min}, \text{ wtedy } v_{id}^k = V_{d \min}$$

gdzie: $V_{d \max}$ – maksymalna prędkość cząstki dla zmiennej decyzyjnej d , $V_{d \min}$ – minimalna prędkość cząstki dla zmiennej decyzyjnej d ; zwykle przyjmuje się, że $V_{d \min} = -V_{d \max}$.

3. Sformułowanie problemu optymalizacji

Zadanie optymalizacji polegało na poszukiwaniu optymalnych nastaw czterech PST przy minimalizacji przepływu nieplanowego (funkcja celu) przez obszar O1 sieci testowej. PST zainstalowane były w liniach na przekroju O1–O2 (linie 15–33 i 19–34) oraz O1–O3 (linie 23–24 i 30–38) (rys. 2). Granice przestrzeni poszukiwań określone były przez maksymalne i minimalne nastawy każdego PST. Matematycznie zadanie zostało sformułowane w następującej formie:

$$\min f(\mathbf{x}) = UF, \quad \mathbf{x} \in \mathbb{R}^4 \quad (4)$$

gdzie [10]:

$$UF = \frac{1}{2} \left(\sum_{i=1}^l |P_i| - \left| \sum_{i=1}^l P_i \right| \right) \quad (5)$$

przy ograniczeniach:

$$x_{d \min} \leq x_d \leq x_{d \max} \quad (6)$$

gdzie: $f(\mathbf{x})$ – funkcja celu, UF – przepływ nieplanowy (tranzytowy) przez dany system, l – liczba linii wymiany danego systemu, P_i – przepływ mocy czynnej w i -tej linii wymiany (liczony ze znakiem plus, kiedy wypływa z systemu, i ze znakiem minus, kiedy wpływa do systemu) \mathbf{x} – wektor zmiennych zawierający nastawy PST, \mathbb{R}^4 – 4-wymiarowa rzeczywista przestrzeń wektorowa, x_d – nastawa d -tego przesuwnika, $x_{d \min}, x_{d \max}$ – minimalna i maksymalna nastawa d -tego przesuwnika.

Należy wyjaśnić, że funkcja celu (zależność 5) jest obliczana na podstawie rzeczywistych przepływów w liniach wymiany (połączenia międzysystemowe), obejmujących zarówno przepływy planowane (wynikające z bilansu mocy obszaru), jak i przepływy nieplanowane (wynikające z tranzytów mocy), przy czym w obliczeniach przepływy planowane redukują się. Przykładowo, rozważając rys. 1, jeżeli przepływy w liniach wymiany dla systemu (obszaru) C wynikają zarówno z tranzytów mocy (100 MW), jak i z bilansu tego obszaru (eksport 100 MW), to funkcja celu (5), obliczona dla systemu C, daje wartość równą 100 MW:

$$UF_C = \frac{1}{2} ((|-100| + |200|) - (|-100 + 200|)) = \frac{1}{2} (300 - 100) = 100 \text{ MW}$$

czyli tyle ile wynosi przepływ nieplanowany (tranzytowy) dla tego obszaru. Dla pozostałych obszarów przepływy nieplanowane są równe zero.

W tak zdefiniowanym zadaniu, ze względu na brak formuły analitycznej opisującej zależność funkcji celu od zmiennych decyzyjnych (nastaw PST), problem ten musi być rozwiązany za pomocą metod, które opierają się wyłącznie na ocenie modelu symulacyjnego. Do rozwiązania sformułowanego problemu została użyta metoda oparta na algorytmie PSO. Zaletą tego algorytmu jest to, że nie wymaga znajomości gradientu funkcji celu i daje duże prawdopodobieństwo znalezienia optimum globalnego [14].

Aby uniknąć sytuacji, w której (w procesie wyznaczania nastaw PST) algorytm optymalizacji „utyka” na skrajnych wartościach dopuszczalnego przedziału nastaw, zastosowano podejście z tzw. funkcją kary. Funkcja ta wprowadzana jest jako dodatkowy składnik funkcji celu. Matematycznie można to zapisać następująco:

$$\min F(\mathbf{x}) = f(\mathbf{x}) + p(\mathbf{x}), \quad \mathbf{x} \in \mathbb{R}^4 \quad (7)$$

$$p(\mathbf{x}) = a \sum_{d=1}^4 x_d^2 \quad (8)$$

gdzie: $F(\mathbf{x})$ – funkcja celu uwzględniająca funkcję kary, $f(\mathbf{x})$ – oryginalna funkcja celu, $p(\mathbf{x})$ – funkcja kary, a – stały współczynnik kary (dobierany eksperymentalnie).

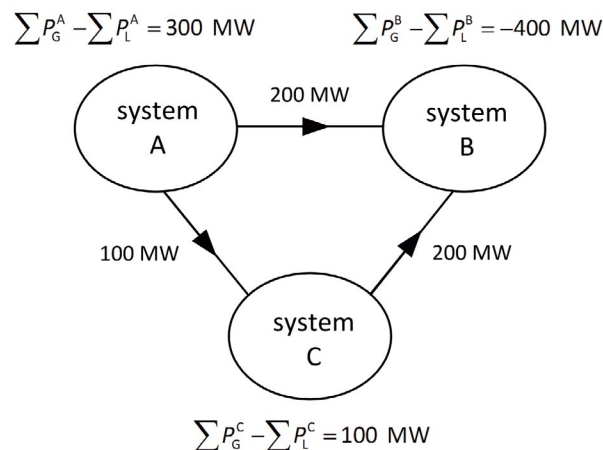
4. Sieć testowa IEEE118

Do badań wykorzystana została sieć testowa IEEE118 [18] zawierająca 118 węzłów oraz 186 gałęzi. Sieć została podzielona na trzy obszary (rys. 2). Węzeł sieci nr 69 był węzłem bilansującym. Obszar O1 jest obszarem wewnątrznie zbilansowanym. Obszar O3 eksportuje moc do obszaru O2, jednak struktura i parametry sieci powodują, że część tego eksportu odbywa się przez sieć obszaru O1, wzbudzając w tym obszarze przepływ nieplanowany. Strzałki na rys. 2 przedstawiają kierunek przepływu mocy na przekrojach międzyobszarowych w stanie bazowym układu (przed optymalizacją). Dane dla stanu bazowego sieci testowej pokazano w tab. 1.

5. Algorytm optymalizacji nastaw PST – metoda stepPSO

W badaniach zastosowano podejście bazujące na połączeniu klasycznej metody wyznaczania rozpyływu mocy (metody Newtona-Raphsona) do wyznaczenia stanu pracy sieci dla zadanych wartości nastaw PST oraz algorytmu PSO do optymalizacji nastaw PST. W opracowanej metodzie stepPSO nastawy PST podlegały zmianom skokowym o wartość wynikającą ze zmiany kąta, przypadającą na liczbę przełączanych zaczepek. Schemat blokowy opracowanej metody został przedstawiony na rys. 3.

Podczas inicjalizacji algorytmu PSO wygenerowany zostaje początkowy rój cząstek o zadanej liczebności, a każdej z cząstek nadawane są losowe położenia, ze zbioru rozwiązań dopuszczalnych, oraz losowe wartości prędkości. Położenie każdej cząstki reprezentowane jest przez wektor zawierający nastawy poszczególnych PST (potencjalne rozwiązania). Następnie algorytm przechodzi do procedur wywoływanych dla pojedynczej cząstki roju. Na podstawie położenia cząstki (nastaw PST) przygotowywany jest model sieci testowej, uwzględniający proponowane nastawy PST, po czym wyznaczany jest rozpyływ mocy za pomocą pracującego w środowisku *Matlab* programu *Matpower* [19]. W rezultacie uzyskiwana zostaje wartość funkcji celu (wartość przepływu nieplanowego), która to następnie przekazywana jest do algorytmu rojowego. Po wyznaczeniu przystosowania (wartości funkcji celu) dla każdej cząstki roju aktualizowane są najlepsze położenia cząstek oraz następuje wybór



Rys. 1. Ilustracja wyznaczania przepływu nieplanowanego dla obszaru C przy wymianie mocy między trzema systemami: P_G – moc wytworzona, P_L – moc odbierana w obszarze

Obszar sieci testowej	Zapotrzebowanie	Generacja	Przepływ nieplanowy	Straty mocy czynnej
	P_L	P_G	UF	P_{str}
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
O1	963	983	110	34
O2	1342	1086	13	35
O3	1937	2290	13	48
Całość	4242	4359	136	117

Tab. 1. Dane dla stanu bazowego sieci testowej

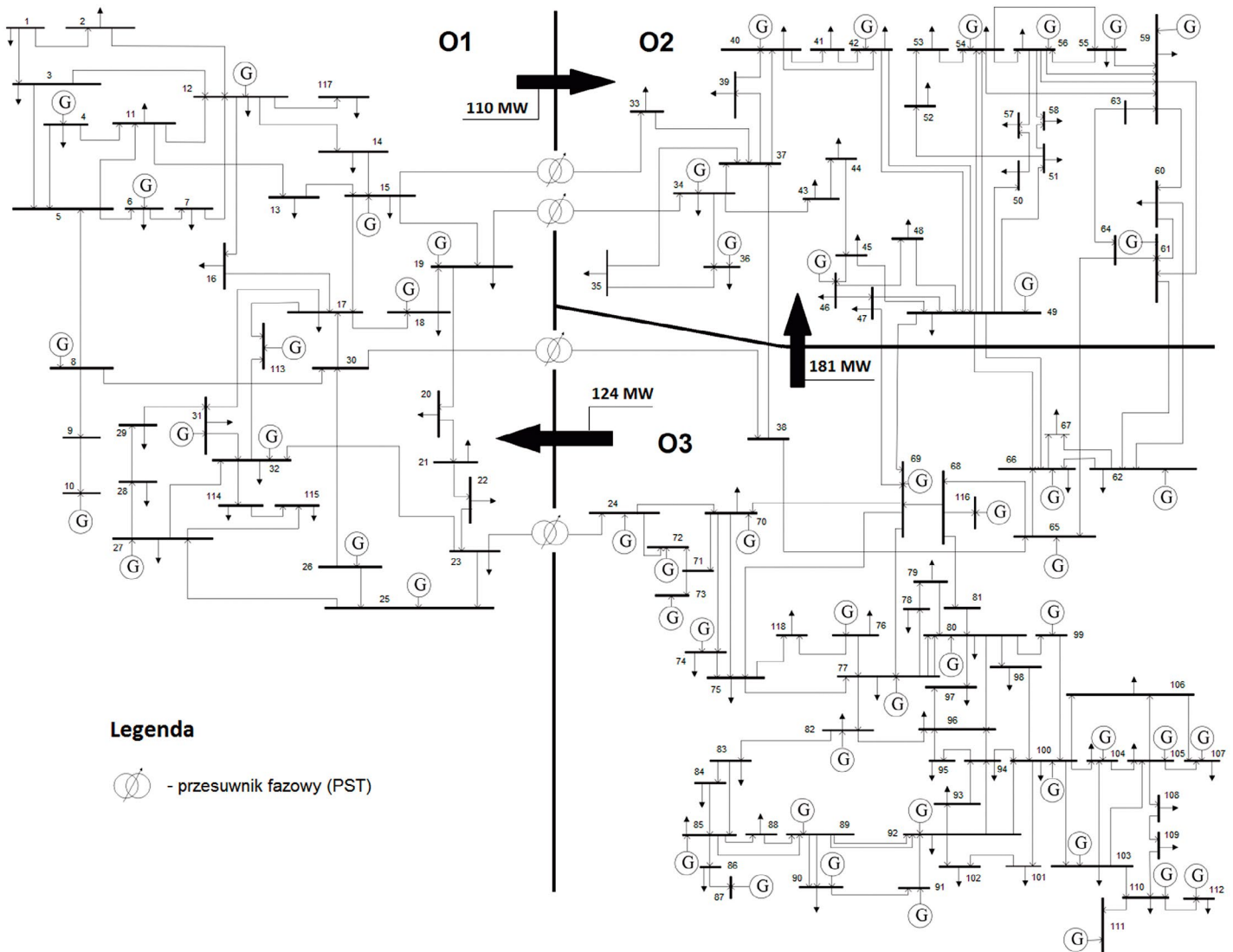
lidera roju. Od tego momentu rozpoczyna się proces iteracyjny. Modyfikowane zostają prędkości i położenia cząstek, wyznaczana zostaje wartość funkcji przystosowania dla każdej cząstki, następuje aktualizacja lidera roju oraz aktualizacja najlepszych położenia cząstek [20]. Algorytm działa iteracyjnie aż do momentu spełnienia warunku zakończenia (np. zadeklarowanej liczby iteracji).

6. Wyniki obliczeń dla sieci testowej

Przyjęto następujące parametry algorytmu optymalizacji:

- współczynnik bezwładności ruchu cząstki $\omega = 0,73$
- współczynniki przyspieszenia $c_1 = c_2 = 1,5$
- maksymalna nastawa PST $X_{max} = 32$ zaczepek
- minimalna nastawa PST $X_{min} = -X_{max} = -32$ zaczepek
- wartość skoku regulacji kąta $20,1^\circ/32$ zaczepek
- stały współczynnik kary $a = 0,07$
- maksymalna liczba iteracji procesu optymalizacji 150.

Wartości współczynników przyspieszenia i bezwładności odpowiadały wartościom uzyskanym za pomocą metody z współczynnikiem tłumienia (ang. *constriction factor*) [21]. Dla wszystkich analizowanych PST założono jednakowe maksymalne i minimalne nastawy. Efektywność algorytmu optymalizacji była testowana dla maksymalnej dozwolonej prędkości 32, 16, 8, 4, 2 (przy tym $V_{min} = -V_{max}$) oraz dla liczby cząstek roju 20, 40, 60 i 80. Dla



Rys. 2. Schemat sieci testowej IEEE118 [18] wraz z założoną lokalizacją PST i podziałem na trzy obszary

każdego z ustawień parametrów algorytmu przeprowadzono 20 testów numerycznych, a następnie obliczono średnią z uzyskanych wyników.

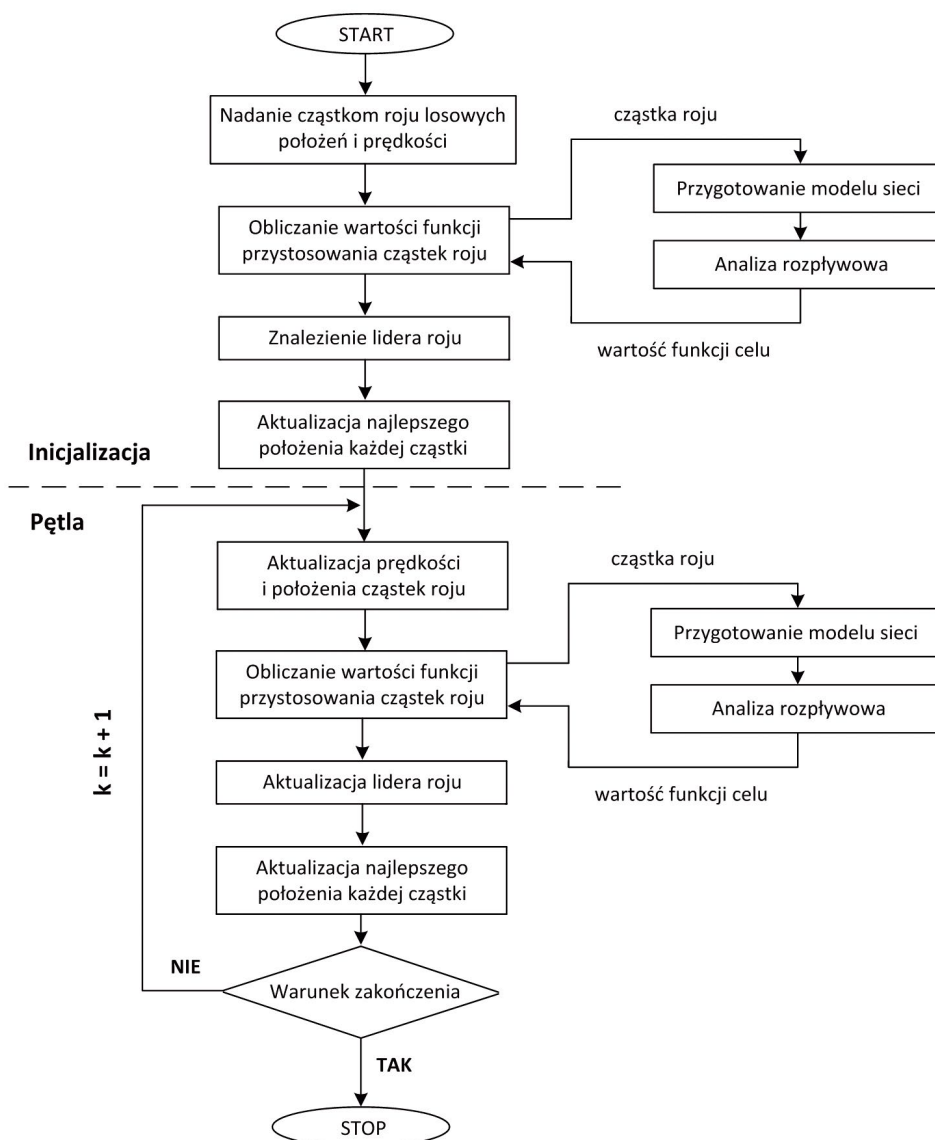
Na rys. 4 i 5 przedstawiono wyniki optymalizacji rojowej dla kryterium minimalizacji przepływu nieplanowego przez obszar O1 sieci testowej. Na podstawie rys. 4 można zauważyć wyraźny wpływ ograniczeń prędkości na efektywność algorytmu optymalizacji (średnią liczbę wywołań funkcji celu). Tutaj liczba wywołań funkcji celu (liczona na podstawie liczby cząstek roju

oraz średniej liczby iteracji do uzyskania najlepszego rozwiązania) ma bezpośrednie przełożenie na czas optymalizacji (każde wywołanie funkcji celu wiąże się z koniecznością obliczenia rozpręgu mocy). Na rys. 5 widać zbieżność procesu optymalizacji oraz można wywnioskować, że mniejsza liczba cząstek roju może być zastosowana do uzyskania najlepszego rozwiązania.

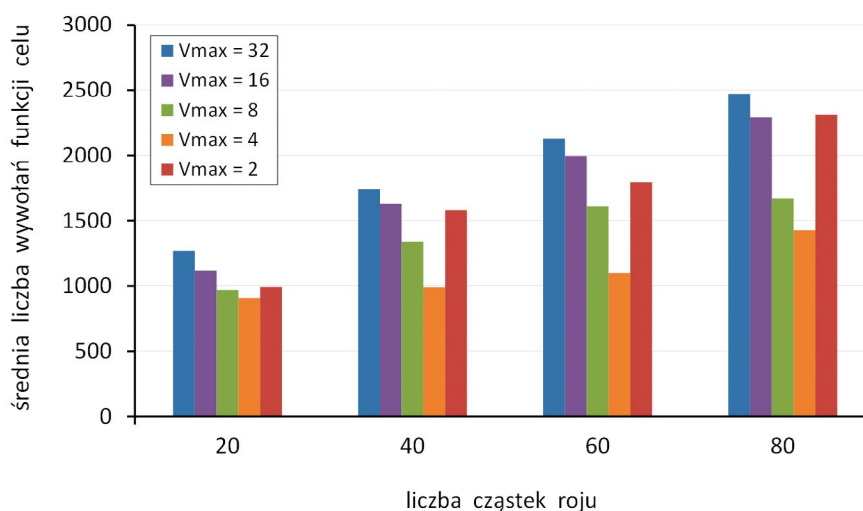
W tab. 2 oraz na rys. 6 przedstawiono wyniki optymalizacji otrzymane w ostatniej iteracji algorytmu. Należy zauważyć, że algorytm znalazł wartości nastaw PST, które pozwoliły na znaczące

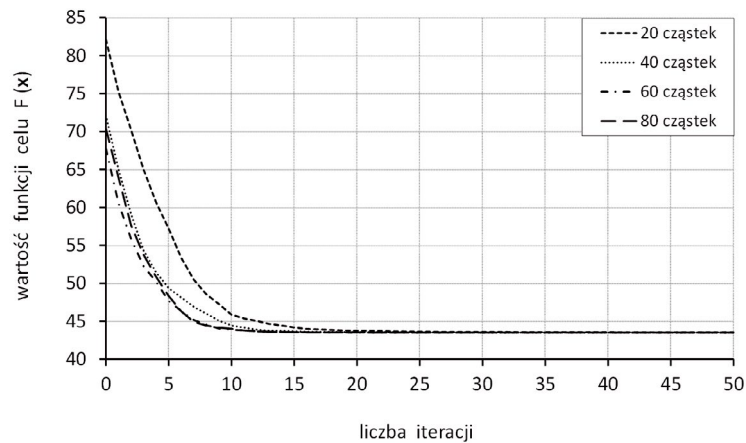
Obszar sieci testowej	Linia 15–33	Linia 19–34	Linia 23–24	Linia 30–38	UF [MW]	R ²⁾ [%]	W ³⁾ [%]
	PST1	PST2	PST3	PST4			
	nr zaczepu	nr zaczepu	nr zaczepu	nr zaczepu			
O1 ¹⁾					3	97	-18
O2	20 (12,6°)	17 (10,7°)	-13 (-8,2°)	-25 (-15,7°)	4	69	63
O3					4	69	10
Całość					11	92	18

Tab. 2. Zestawienie wyników optymalizacji rojowej

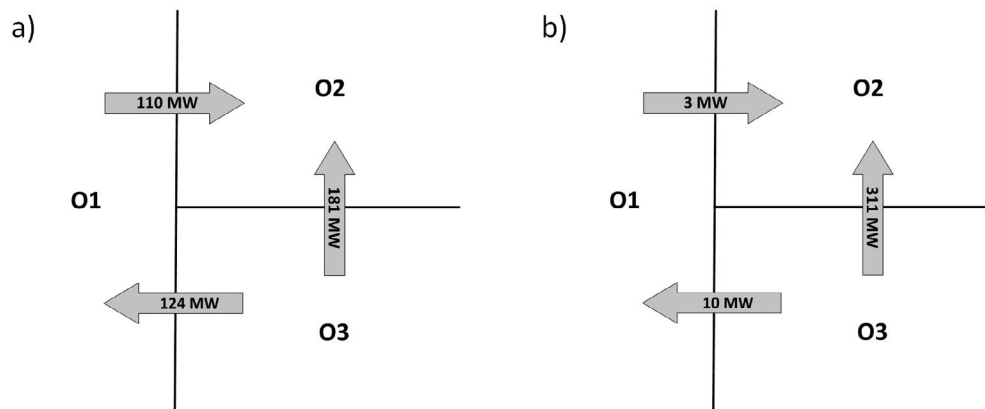


Rys. 3. Algorytm optymalizacji nastaw PST – metoda stepPSO


 Rys. 4. Wpływ liczby cząstek roju oraz maksymalnej dozwolonej prędkości V_{\max} na efektywność algorytmu optymalizacji rojowej (wartości średnie z 20 testów numerycznych)



Rys. 5. Wykres zmian wartości funkcji celu (zależność (7)) w kolejnych iteracjach algorytmu optymalizacji rojowej dla maksymalnej dozwolonej prędkości $V_{\max} = 4$ dla różnej liczby cząstek roju (wartości średnie z 20 testów numerycznych)



Rys. 6. Przepływy mocy czynnej na przekrojach międzyobszarowych sieci testowej: a) przed optymalizacją, b) po optymalizacji

zmniejszenie wartości przepływu nieplanowego przez obszar O1 sieci testowej w stosunku do układu bazowego (przed optymalizacją). Przy czym, jak dowodzą wyniki z tab. 2, odbywa się to kosztem wzrostu strat mocy czynnej w całej sieci.

- 1) Obszar sieci testowej, dla którego minimalizowano przepływ nieplanowy.
- 2) Redukcja przepływu nieplanowego w stosunku do układu bazowego (patrz tab. 1).
- 3) Wzrost strat mocy czynnej w stosunku do układu bazowego (patrz tab. 1).

7. Podsumowanie

Użycie kilku PST zainstalowanych geograficznie blisko siebie musi być skoordynowane w celu skutecznego wykorzystania tych urządzeń i uniknięcia ich niekorzystnych interakcji. W niniejszym artykule problem koordynacji został rozwiązany poprzez optymalizację nastaw wszystkich analizowanych PST, opartą na algorytmie rojowym. Jako kryterium optymalizacji zastosowano minimalizację przepływu nieplanowego przez dany system. Zaproponowana metoda została sprawdzona na sieci testowej IEEE118, a wyniki badań wykazały jej dobrą efektywność.

Stwierdzono wzrost efektywności algorytmu optymalizacji w przypadku ograniczenia prędkości cząstek V_{\max} do ok. 10% maksymalnej wartości danej zmiennej X_{\max} . Wykazano, że ograniczenie przepływu nieplanowego za pomocą PST może odbywać się kosztem wzrostu strat mocy czynnej w całej sieci. Mimo dobrych wyników opracowanej metody optymalizacji nastaw PST, uzyskanych dla sieci testowej, nadal trzeba więcej badań. Należy wykonać testy przy zastosowaniu bardziej złożonego modelu sieci (planowane jest wykonanie testów dla modelu sieci 400/220/110 kV połączonego systemu Europy Środkowo-Wschodniej [PL, DE, CZ, SK, HU, AT, UA], przy założeniu różnych sytuacji bilansowych w poszczególnych obszarach).

BIBLIOGRAFIA

1. Majchrzak H., Purchała K., Przepływy nieplanowe i ich wpływ na bezpieczeństwo pracy systemu elektroenergetycznego, *Elektroenergetyka – Współczesność i Rozwój* 2012, nr 3–4, s. 8–15.
2. Position of ČEPS, MAVIR, PSE Operator and SEPS regarding the issue of Bidding Zones Definition [online], http://www.pse.pl/uploads/pliki/Position_of_CEPS_MAVIR_PSEO_SEPS-Bidding_Zones_Definition.pdf [dostęp: 1.04.2017].

3. Joint study by ČEPS, MAVIR, PSE Operator and SEPS, Unplanned flows in the CEE region in relation to the common market area Germany-Austria [online], http://www.pse.pl/uploads/pliki/Unplanned_flows_in_the_CEE_region.pdf [dostęp: 1.04.2017].
4. Bieroński S., Korab R., Owczarek R., Wpływ regulacji przesuwników fazowych instalowanych w rejonie Europy Środkowo-Wschodniej na transgraniczne przepływy mocy, *Kwartalnik Elektryka* 2015, z. 2, s. 7–22.
5. Korab R., Owczarek R., Application of phase shifting transformers in the tie-lines of interconnected power systems, *Przegląd Elektrotechniczny* 2015, nr 8, s. 166–170.
6. Korab R., Owczarek R., Impact of phase shifting transformers on cross-border power flows in the Central and Eastern Europe region, *Bulletin of the Polish Academy of Sciences, Technical Sciences* 2016, Vol. 64, No. 1, s. 127–133.
7. Oudalov A. i in., Coordinated power flow control by multiple FACTS devices, Power Tech Conference, Bologna, Italy, 23–26 June 2003.
8. Marinescu B., Coulondre J.M., A coordinated phase shifting control and remuneration method for a zonal congestion management scheme, Power Systems Conference and Exposition, New York, USA, 10–13.10.2004.
9. Marinakis A., Glavic M., Van Cutsem T., Control of phase shifting transformers by multiple transmission system operators, Power Tech Conference, Lausanne, Switzerland, 1–5.07.2007, s. 119–124.
10. Marinakis A., Glavic M., Van Cutsem T., Minimal Reduction of Unscheduled Flows for Security Restoration, Application to Phase Shifter Control, *IEEE Transactions on Power Systems* 2010, Vol. 25, No. 1, s. 506–515.
11. Verboomen J., Optimisation of transmission systems by use of phase shifting transformers, PhD Thesis, Technische Universiteit Delft 2008.
12. Häger U. i in., Multi-Agent System for Coordinated Control of Facts Devices, Intelligent System Applications to Power Systems, Curitiba, Brazil, 8–12.11.2009, s. 1–6.
13. Kennedy J., Eberhart R.C., Particle Swarm Optimization, International Conference on Neural Networks, Perth, Australia 1995, s. 1942–1948.
14. Szczepanik M., Burczyński T., Swarm optimization of stiffeners locations in 2-D structures, *Bulletin of the Polish Academy of Sciences, Technical Sciences* 2012, Vol. 60, No. 2, s. 241–246.
15. Shi Y., Eberhart R.C., A modified particle swarm optimizer, International Conference on Evolutionary Computation, Anchorage, Alaska, 4–9.05.1998, s. 69–73.
16. Eberhart R.C., Shi Y., Particle swarm optimization: developments, applications and resources, Congress on Evolutionary Computation, Seoul, Korea, 27–30.05.2001, s. 81–86.
17. Kennedy J., Eberhart R.C., Swarm Intelligence, Morgan Kaufmann Publishers, San Francisco 2001.
18. Power Systems and Evolutionary Algorithms [online], <http://www.al-roomi.org/power-flow/118-bus-system> [dostęp: 1.04.2017].
19. Zimmerman R.D., Murillo-Sánchez C.E., Thomas R.J., MATPOWER: Steady-State Operations, Planning and Analysis Tools for Power Systems Research and Education, *IEEE Transactions on Power Systems* 2011, Vol. 26, No.1, s. 12–19.
20. Szczepanik M., Algorytmy rojowe w optymalizacji układów mechanicznych. Monografia, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2013.
21. Eberhart R.C., Shi Y., Comparing inertia weights and construction factors in particle swarm optimization, Congress on Evolutionary Computation, San Diego, USA, lipiec 2000, s. 84–88.

Roman Korab

dr hab. inż.

Politechnika Śląska

e-mail: roman.korab@polsl.pl

Adiunkt w Instytucie Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej w Gliwicach. Jego zainteresowania naukowe koncentrują się głównie wokół problemów związanych z operatorskim planowaniem pracy i sterowaniem pracą systemu elektroenergetycznego działającego w warunkach rozwiniętego rynku energii elektrycznej.

Robert Owczarek

mgr inż.

Politechnika Śląska

e-mail: robert.owczarek@polsl.pl

Doktorant w Instytucie Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej w Gliwicach. Zajmuje się zagadnieniami związanymi z zastosowaniem przesuwników fazowych do sterowania przepływami mocy na połączeniach transgranicznych, analizą rozplądów mocy w systemie elektroenergetycznym oraz optymalizacją rojem cząstek.

Marcin Połomski

dr inż.

Politechnika Śląska

e-mail: marcin.polomski@polsl.pl

Absolwent Politechniki Śląskiej w Gliwicach. Pracuje na stanowisku adiunkta w Instytucie Elektrotechniki i Informatyki, na Wydziale Elektrycznym swojej macierzystej uczelni. Jego zainteresowania naukowe koncentrują się głównie wokół zagadnień dotyczących metod numerycznych, obliczeń równoległych i rozproszonych oraz zastosowań wybranych metod optymalizacji.

Conceptual Introduction to smooth Control of Active Power for Thermal Power Units Operating in National Power System

Koncepcja łagodnej regulacji mocy czynnej ciepłych bloków energetycznych pracujących w systemie elektroenergetycznym

Autorzy

Mariusz Lipiński
 Włodzimierz Fennig
 Tadeusz Mączka
 Edward Ziaja

POWRÓT
 DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

system elektroenergetyczny, regulacja mocy i częstotliwości, łagodna regulacja, wiodący kocioł, wiodąca turbina

Streszczenie

Opisano powszechnie stosowane tryby pracy bloków ciepłych (prowadzący kocioł i prowadząca turbina), wykorzystywane do automatycznej regulacji mocy czynnej w elektrowniach pracujących w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE). Omówiono zarówno wady, jak i zalety obu trybów pracy. Przedstawiono nowatorską koncepcję tzw. łagodnej regulacji mocy czynnej, opartej na tworzeniu w czasie rzeczywistym grupy złożonej z kilku bloków pracujących jako całość (wieloblok) w omówionych trybach pracy z przewagą trybu wiodący kocioł. Jak wykazały prace wstępne i symulacje, przedstawione nowatorskie podejście do regulacji grupą bloków (pracującą na wspólne szyny) spełnia wymagania dotyczące dokładności regulacji mocy czynnej wymaganej przez operatora systemu przesyłowego (PSE). Ponadto wykonane analizy i symulacje wskazują, że zastosowanie tej regulacji pozwoli na ograniczenie negatywnych skutków występujących przy obecnie stosowanej regulacji indywidualnej dla każdego bloku (bloki pracują indywidualnie w trybie prowadzącej turbiny). Proponowane rozwiązanie ograniczy liczbę wymaganych procesów regulacji i zlikwiduje znaczną część zakłóceń bloku, nie przenosząc ich do systemu elektroenergetycznego. Wprowadzenia proponowanego rozwiązania skutkować będzie ograniczeniem ilości spalanego paliwa, zmniejszeniem emisji gazów szkodliwych i pyłów oraz wydłużeniem czasu eksploatacji urządzeń ciepłych i ciśnieniowych bloków.

The objective of central regulator of National Electric Power System – NPS (which cooperates also with power systems of neighbouring countries) is taking part in frequency control and to maintain prescribed balance of power exchange in national and cross-border lines. Accuracy of frequency control and of power exchange balance is especially dependent on the accuracy of active power control for thermal solid-fuel fired power units operating in this system.

Stringent operating accuracy is demanded for active power control for thermal power units (admissible control deviation of power unit active power is to be less than 1% of the rated power of the unit). This requirement is hardly to achieve as various internal and external disturbances affect the control process. Internal disturbances are usually of random and transient nature. First and foremost they are caused by clogging the mills, coal hanging up on silo walls and chutes and by heterogeneity of fired fuel, especially during co-burning of coal and biomass

(imperfect mixing). In order to maintain demanded accuracy of active power control: primary, secondary and tertiary (control signals determined and measurable as concerns their values and the rate of change), anticipative control actions with fuel stream (forcing) are used. Furthermore, these signals allow the boiler accumulative capacity to be used in advance by transient change of the set value of live steam pressure.

In general, the active power control for thermal power units is executed with “boiler follow” and “turbine follow” modes. For the sake of current Operator’s requirements for settlement of individual units (but not a group of units in Power Plant), admissible control deviation for active power of an individual power unit must be less than 1% of its rated power. Therefore, the “turbine follow” mode of control is not used in practice as it cannot meet such requirements [1].

The control modes for power units used by the Institute in power facilities are outlined below:

1. **PK 1 Mode** – turbine follow, 1-st type of operation.

The live steam pressure controller in the turbine regulator operates in pressure loop with constant set point. The unit power is maintained with power regulator by modifying the fuel stream. In this mode, the control cannot be made with secondary and primary (df) power control signal. Operation is possible with the tertiary power control signal (of the current operating point). A transfer from any operating mode to the “turbine follow PK 1” mode will cause returning to the set point of the live steam pressure. When all control stations of the speed of feeder are on manual mode, this operating mode will be turned on automatically.

2. **PK 2 Mode** – turbine follow, 2-nd type of operation.

The live steam pressure controller in the turbine regulator operates in pressure loop with preset steam pressure temporarily modified by a signal dependent on the rate of change of the secondary and primary power control signals (df). The temporary changes of pressure are to accelerate the response of active power as required by Operator. The changes of pressure force the fuel stream accordingly. The power of the unit is maintained by power regulator which has an impact on the fuel stream.

3. **PT 1 Mode** – boiler follow, 1-st type of operation.

The live steam pressure controller in the turbine regulator operates in pressure loop with preset steam pressure temporarily modified by two correcting signals. One of them is outlined in the “TURBINE FOLLOW 2” mode. The other is related to precise maintenance of unit power at the preset power value. The boundary value for this signal is set on the station of the unit operator. When this value is reached, the

system withdraws from maintaining the preset unit power ,while at the same time, it does not let the preset deviations of live steam pressure to be exceeded. The sum of both signals correcting the pressure is the value by which the steam pressure will change with respect to the set point on the turbine regulator. By appropriate influencing the fuel, the system tries to cause the pressure correction signal to be close to zero.

4. **PT 2 Mode** – boiler follow, 2-nd type of operations.

The turbine regulator automatically goes to operations in the preset power loop and maintains the preset power by means of turbine valves. The system, by controlling the stream of fuel fed to the boiler, tries to maintain the live steam pressure at the level set by operator on the control station. Prior to switching over to this operating mode, the value on this control station follows up the pressure set point on the turbine regulator. When the live steam pressure comes within the admissible deviations, the system withdraws from maintaining the preset unit power.

No. of units	Averaged mean square error
1	4.01
2	1.38
3	1.01
4	0.83
5	0.87

Table 1. Averaged mean square error of power deviations depending on the number of power units considered

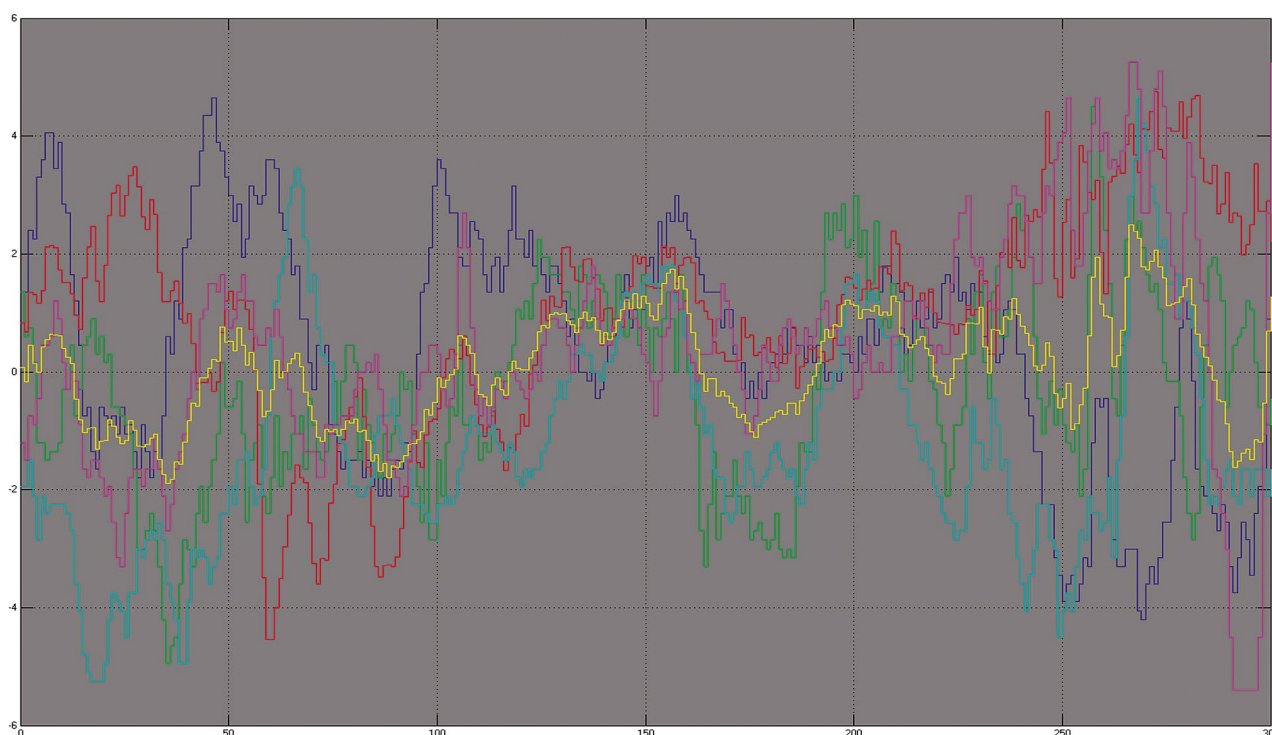


Figure 1. Time waveforms of power deviations as compared with averaged waveform of power deviation – in yellow (as the average value of presented deviations)

In case of both “boiler follow” modes the fuel stream and boiler accumulation capacities are used to the maximum extent. Such regulation ensures the operating accuracy required, however the combustion process is permanently disturbed by transient mismatching the fuel and air streams, causing that environmentally friendly results can hardly be achieved and that some power unit control circuits subject to disturbances.

No aforementioned drawbacks appear for both “turbine follow” modes, however these modes do not meet the active power accuracy required for each unit separately, but the accuracy of the active power control can be attained as required by statutory rules for the substitute unit (the units operating to one bus bar), and simultaneously, the advantage is taken of the positive features of control for units operating in “turbine follow” mode

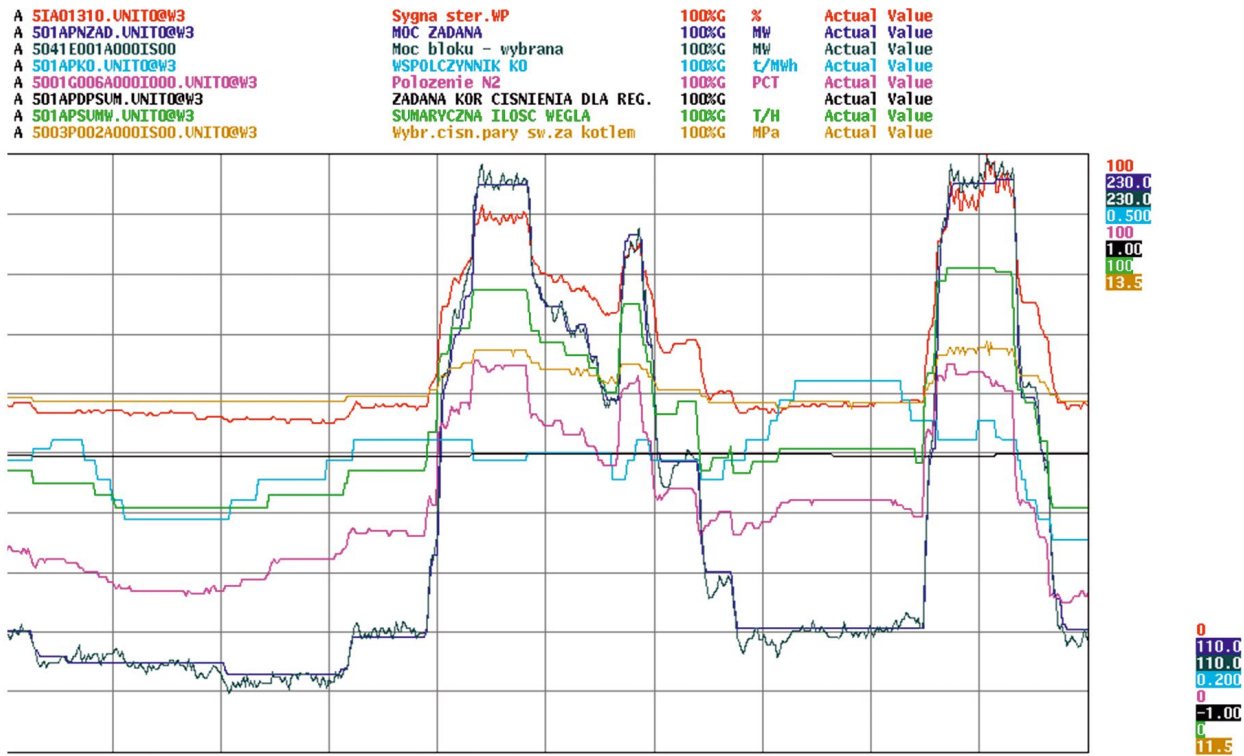


Figure 2. Operation of 200 MW power unit in PK2 mode for various operating conditions

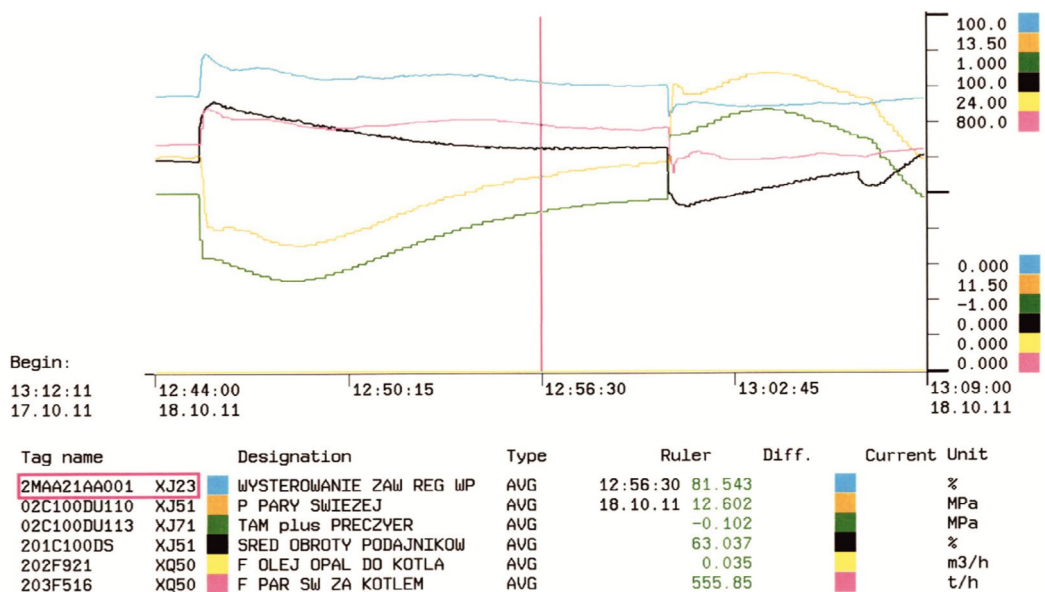


Figure 3. Response of 200 MW unit to primary control in “turbine follow” mode at power level 175 MW – unit accumulation (orange and green) and fuel flow (black)

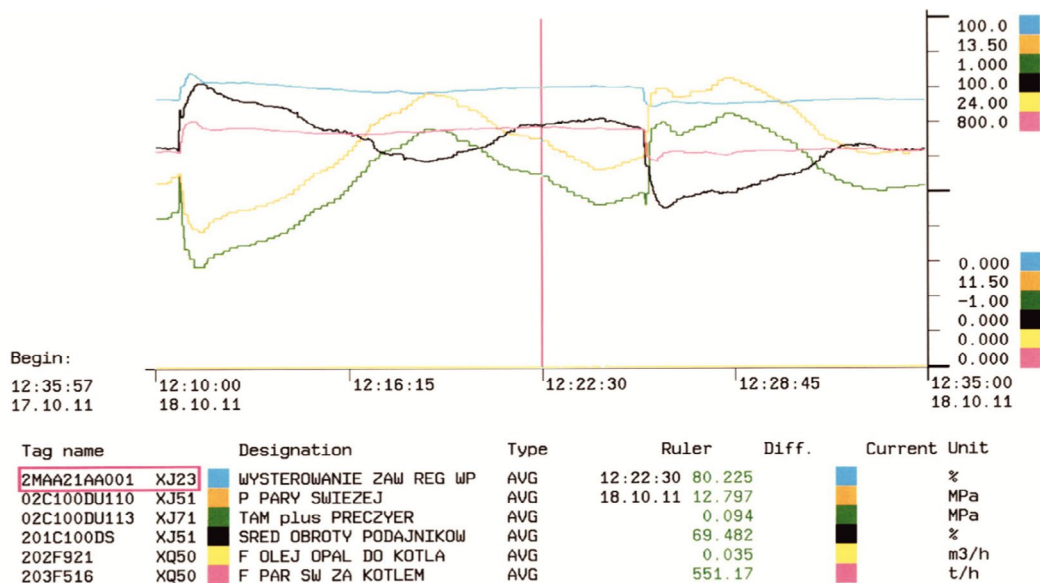


Figure 4. Response of 200 MW unit to primary control in “boiler follow” mode at power level 175 MW – unit accumulation (orange and green) and fuel flow (black)

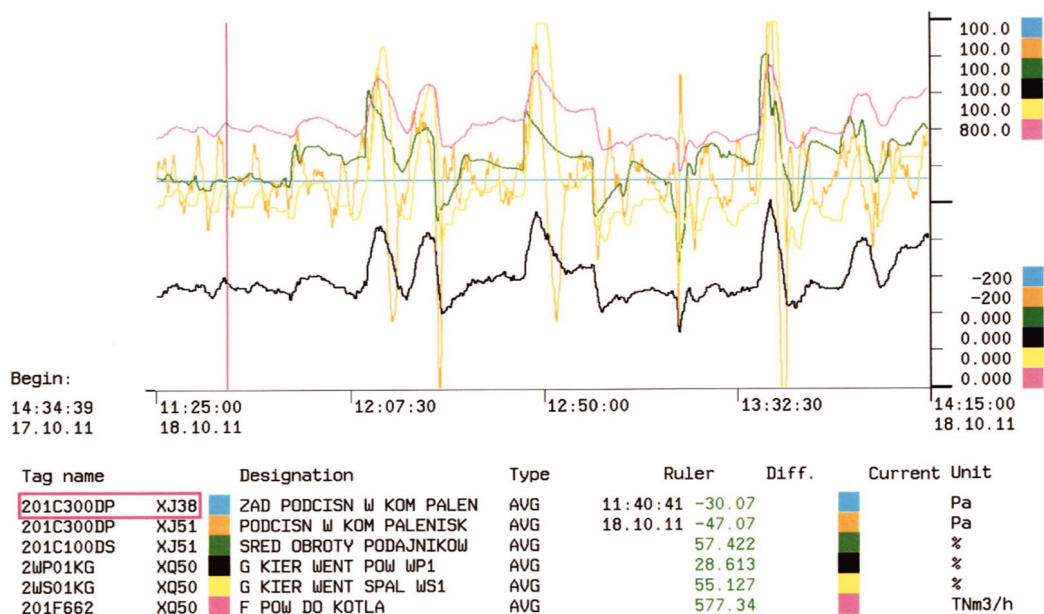


Figure 5. Response of 200 MW unit to primary control – comparison between “boiler follow” and “turbine follow” modes – operation of automatic control system for pressure in furnace chamber (set point – blue, real value – orange)

because an essential portion of random and transient internal disturbances compensate each other and no strong intervention of fuel regulator is required and related negative effects are avoided. In this way the necessary control processes can be reduced, the ecological requirements can be met more easily and a considerable part of internal disturbances of the substitute unit is eliminated so they are not transferred to the power system. The substitute unit is created by operating personnel of the power plant from a group of units operating to the common bus bar. Figure 1 shows exemplary time waveforms of power deviations which can be found in power facilities (for the PK2 mode, the maximum power deviation is about 3% of the rated power, which

is shown in Fig. 2 – operation of 200 MW unit) and averaged waveform of the power deviation – in yellow (as an average of shown deviations). The mean square error of the average deviation calculated from the following waveform is over four times less than the average means square error from particular deviations, which confirms the mutual compensation of deviations [2]. The table 1 shows averaged mean square error for power deviations depending on the number of units considered. The results shown illustrate the mutual compensation of power deviations. They also present that the minimum three units operating to a common bus bar are required for the conception given below to ensure expected results.

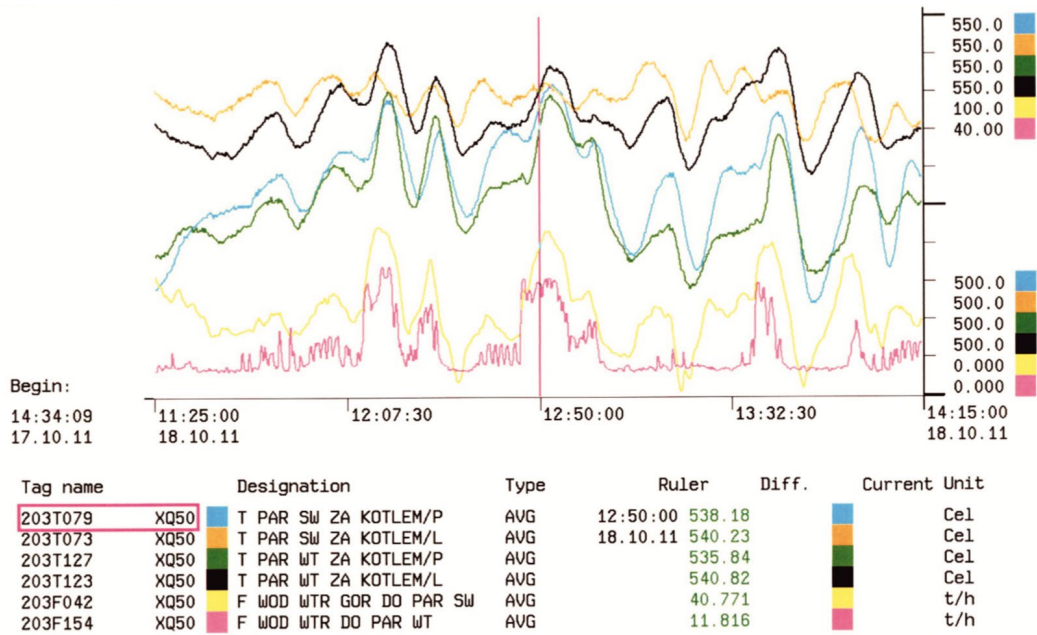


Figure 6. Response of 200 MW unit to primary control – comparison between “boiler follow” and “turbine follow” modes – operation of automatic control system for live steam and secondary steam



Figure 7. Response of 200 MW unit to primary control – comparison between “boiler follow” and “turbine follow” modes – operation of automatic control system for water level in boiler drum (set point – blue, real value – orange)

The following figures 3–15 illustrate and compare these operation modes (either boiler follow or turbine follow) on one of 200 MW power facility under similar conditions (time, compared power levels, type of fuel, etc.) as the unit response to external disturbances caused by primary and secondary control. The above figures 3–15 show the differences in operations for the modes outlined previously. For the “turbine follow” mode there are much less forced actions for the fuel stream, the boiler accumulation resources are used in a controlled manner correcting transitionally the set point of live steam pressure by signal

proportional to the rate of changes of control signals for primary and secondary control, and fluctuations and oscillations of essential parameters affecting operation of power unit: water level in boiler drum, pressure in furnace chamber, live and secondary steam temperatures, oxygen content in flue gases (combustion process stability), which is of essential influence on the operational use of actuators. Rational management of accumulation resources, so lower frequency and amplitude of steam pressure fluctuations, which results in more quiet operation of the unit on the pressure side which will reduce the influence of control on

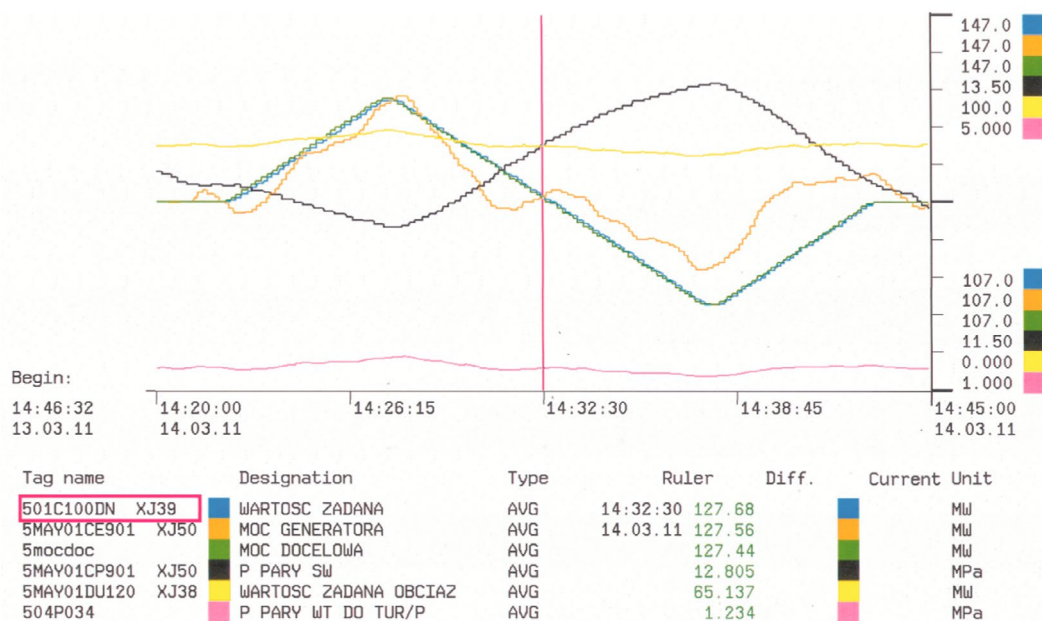
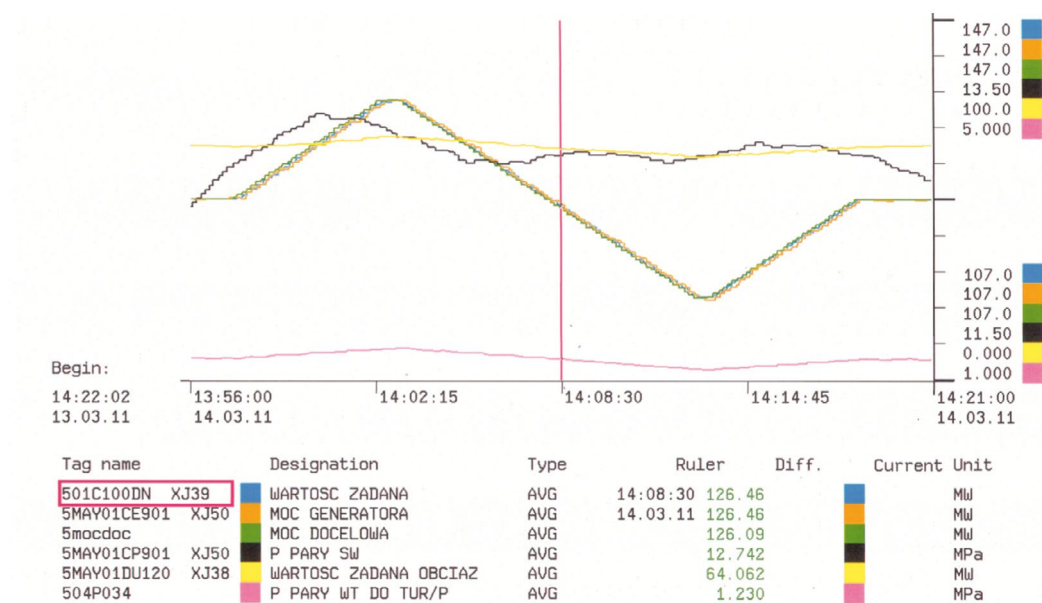


Figure 8. Response of 200 MW unit to secondary control in “turbine follow” mode from the power level 127 MW – unit accumulation



Rys. 12a1 Sprawdzenie regulacji wtórnej przy $N_{10} = 127$ MW

Figure 9. Response of 200 MW unit to secondary control in “boiler follow” mode from the power level 127 MW – unit accumulation

stresses in thick-walled pressure components. Hence, we can say that we are dealing with a smooth power control.

Due to disturbances in combustion process, ecological goals are more difficult to attain for load control systems operating in the “boiler follow” mode. It relates to higher dynamics of media streams under control (fuel, air, flue gases, water, steam) in this control mode.

The availability for “boiler follow” mode is reduced by limiters which do not allow for excessive deviations of live steam pressure and which, while in operation, block the power control. The limiters are unnecessary in the “turbine follow” mode. Hence, **better solution is to control a unit in “turbine follow” mode**

for the substitute unit composed of no less than three units, but it will be associated with a change of settling the power units on the balancing market.

For identical external disturbances, the changes of fuel stream are more intense for the control in “boiler follow” mode, with the resulting interaction in the remaining circuits. This is a **sharp power control** (large and fast changes of media under control, including the fuel) with accompanying, so called unnecessary control (reaction of control circuit to transient random internal disturbances) [1].

When an unit operates in **sharp control mode** (boiler follow mode), it affects essentially physical and chemical conditions

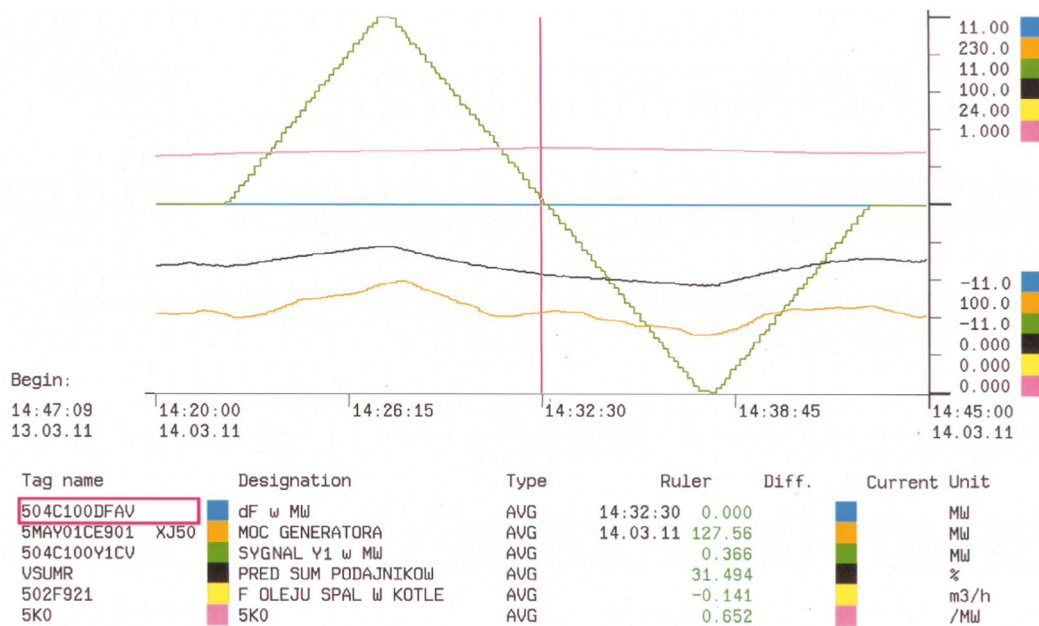


Figure 10. Response of 200 MW unit to secondary control in "turbine follow" mode from the power level 127 MW – fuel flow curve (black)

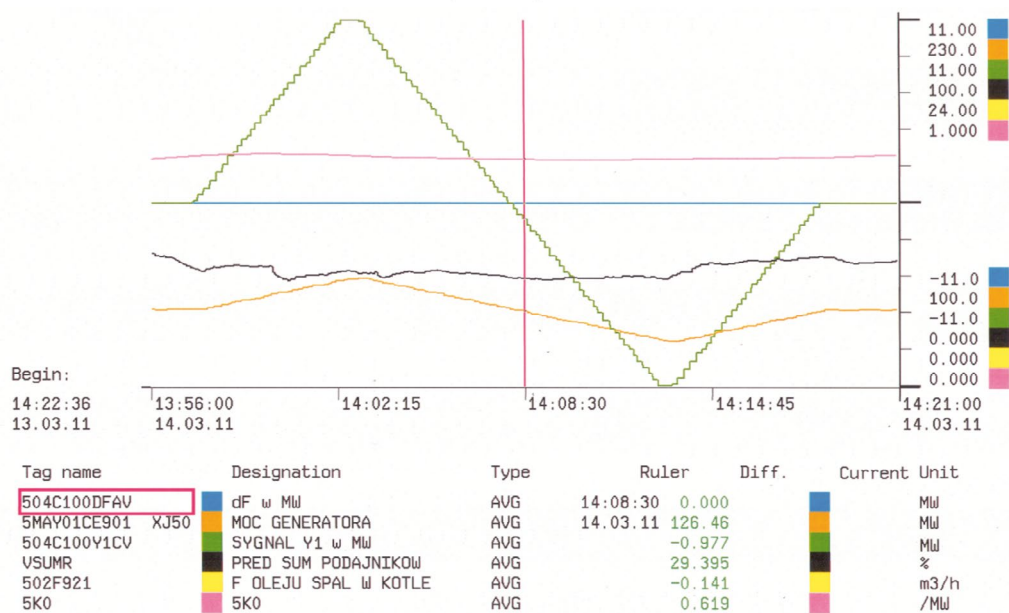


Figure 11. Response of 200 MW unit to secondary control in "boiler follow" mode from the power level 127 MW – fuel flow curve (black)

over the whole unit (the systems of fuel, water/steam, flue gas treatment and solid residue system). Sudden and cyclical changes of physical/chemical conditions during operation of power units affect adversely the technical condition of equipment (in the longer term of expected lifetime, and especially when older units are used). According to our own observations and literature reviews, including the recent ones about operation of 200 MW units [3, 4], conclusions are drawn that when units operate in sharp control (boiler follow) the following phenomena are frequently revealed:

- disorders of circulation in the boiler
- overheating of boiler waterwalls

- deterioration of dry steam quality
 - worse boiler water management
 - changed temperature distribution in the boiler
 - more intense high-temperature corrosion
 - intensification of fatigue processes for heat loaded materials
 - failures caused by thermal shocks in steam turbines (fractures in stuffing boxes, deformations and fractures in rotor blades).
- The "boiler follow" operation characterizes also by increased amount of burnt fuel (excessive forcing), which is reflected in higher unburned coal. Also the change of temperature profiles in the boiler impacts greatly on higher emissions of harmful pollutants, especially nitrogen oxides. Reducing emissions of



Figure 12. Response of 200 MW unit to secondary control – comparison between “boiler follow” and “turbine follow” modes – operation of automatic control circuit of pressure in furnace chamber (set point – green, real value – orange)

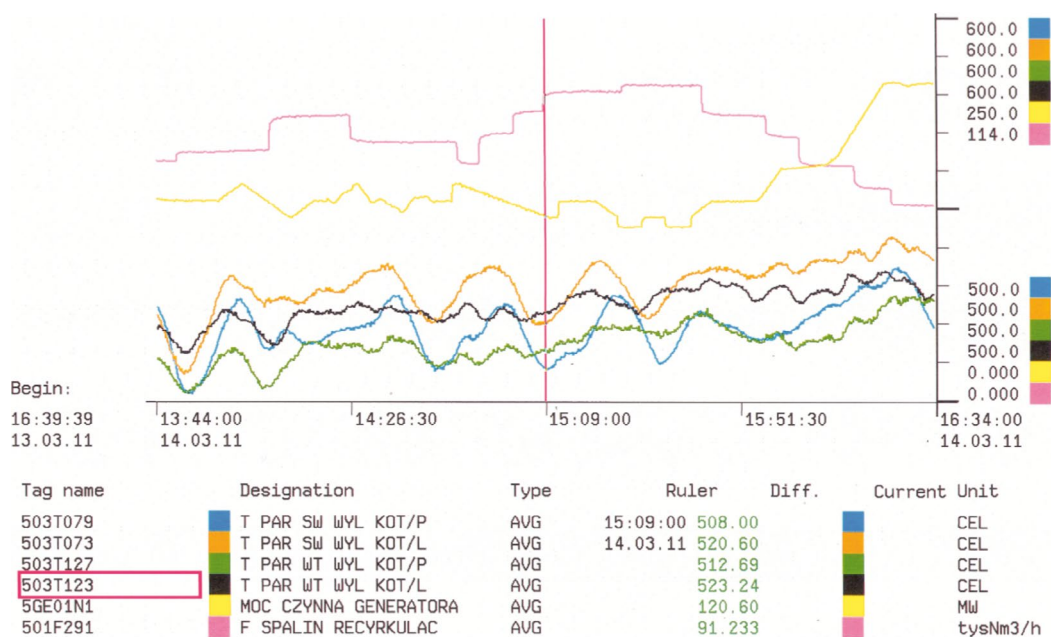


Figure 13. Response of 200 MW unit to secondary control – comparison between “boiler follow” and “turbine follow” modes – operation of automatic control circuit of live and secondary steam temperatures

harmful substances to atmosphere is important for environmental control issues and refers also to the EU requirements implemented to Polish law by the Ordinance of the Minister of Environment in 2014 [5]. Furthermore, the reference document BREF (issued in June 2006) for Large Combustion Plants, including the draft of BAT conclusion, envisages further tightening of emission limits for harmful substances.

Bearing in mind what was said before, conclusion should be drawn that present operation of individual power units in sharp control (boiler follow) within KSE system will not be able

to meet the statutory regulations [6, 7]. Hence, it seems that the method proposed by applicants, i.e. of smooth control for substitute power unit composed of a group of at least 3 units is current alternative for the units operating in KSE system which can meet the requirements of quality of power control in the system, availability of reserves in case of system disturbances (breakdowns), and new environmental control challenges (especially for emissions of SO₂, NO_x and mercury).

Hence, an advisable argument is that ineffective is to use the “boiler follow” control of individual units for regular



Rys. 19c Działanie UAR zawartości tlenu w spalinach podczas prób odbiorczych ARCM

Figure 14. Response of 200 MW unit to secondary control – comparison between “boiler follow” and “turbine follow” modes – operation of automatic control circuit of oxygen content in flue gas (green)

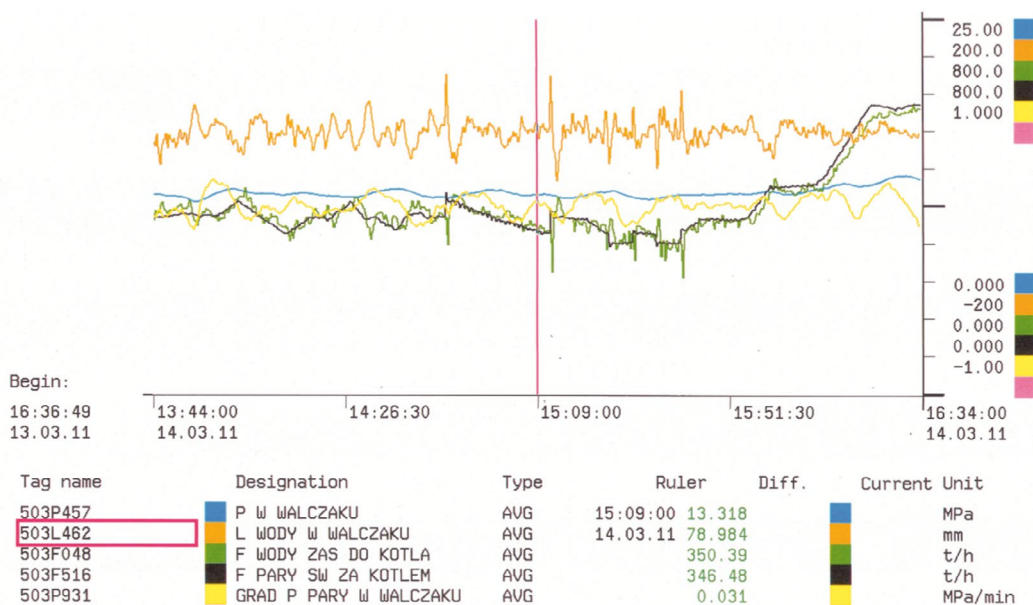


Figure 15. Response of 200 MW unit to secondary control – comparison between “boiler follow” and “turbine follow” modes – operations of water level in boiler drum (pressure in boiler drum – blue, water level in boiler drum – orange)

operating conditions of the power system, since the substitute unit composed of several units operating in “turbine follow” smooth control can meet the criteria of NPS and UCTE valid so far.

In order to confirm technical and financial benefits from application of the smooth control of active power, as proposed in this application, using group control of units, operational trails should be run over a full power cycle (at least for 18 months) on selected group of units using the “turbine follow” mode, switchable, in case the NPS and UCTE requirements are not met, to “boiler follow” mode, and operating to the same bus bars,

according to the patent which was taken out by the Institute [2] and which was awarded by the Minister of Science and Higher Education in 2014.

The work being the subject of application is an initial stage of optimizing the operations of power units. The successive stage can refer to economical distribution of loads – maintaining the loads of units operating to one bus bar at such levels that the total power if their group was as preset value at the minimum amount of fuel consumed. The preset powers for individual units are selected so as the highest preset power is assigned to the unit with the lowest increase of cost function, while relative lower

preset value to be assigned to the unit with the highest increase of this function. In this way, the electricity production costs can be reduced for the whole Power Plant [8].

What should be also pointed out, the Institute is also experienced in controlling the net power of power plants. The control is made by one of turbogenerator set. It also allows for gross power control of individual turbogenerators. The net power control of a power station takes into account the power shortages and tries to rebalance it smoothly by increasing the set power so as the sum of generated energy is equal to that preset. Analogously, in case of excess power, it is reduced. This feature is absent in gross power regulators of particulate turbines which control just the power and do not consider the energy. Such control was implemented in CEZ Elektrownia Skawina [9].

BIBLIOGRAFIA

1. Ziąja E. i in., „Łagodna regulacja mocy czynnej ciepłych bloków energetycznych”, *„Energetyka”*, nr 12/2011, p. 794–798.
2. Instytut Automatyki Systemów Energetycznych sp. z o.o., Sposób automatycznej regulacji mocy czynnej i częstotliwości ciepłych bloków energetycznych, patent, nr prawa wyłącznego 219712, Data publikacji BUP 2012.
3. Staszalek K., Stanek R., „Monitorowanie warunków eksploatacji kotłów na blokach 200 MW w celu oceny wpływu pracy regulacyjnej na stan techniczny ich wybranych elementów i węzłów konstrukcyjnych”, *„Energetyka”*, nr 12/2016, s. 800–804.
4. Grzesiczek E., Rajca S., „Uszkodzenia turbozespołów powodowane pracą regulacyjną oraz długotrwałymi postojami”, *„Energetyka”*, nr 12/2016, s. 804–807.
5. Kordyaczny H., Śpiewak I., „Nowoczesne technologie odzotowania spalin dla przemysłu i energetyki a zmieniające się regulacje środowiskowe”, *„Energetyka”*, nr 12/2016, s. 723–727.
6. Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 4 listopada 2014 r. w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów, Dz.U. 2014, poz. 1546.
7. Integrated Pollution Prevention and Control, Reference Document on Best Available Techniques for the Waste Treatments Industries August 2006, EUROPEAN COMMISSION (online), http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/BREF/wt_bref_0806.pdf [access: 01.2017].
8. Kuliński W., Tomkiewicz R., „Grupowy regulator mocy elektrowni z funkcją ekonomicznego rozdziału obciążeń (ERO)”, *„Energetyka”*, nr 12/1996, p. 693–696.
9. „Modernizacja układu regulatora ARCZ (RTM-4) dla potrzeb regulacji generowanej mocy czynnej elektrowni”, Instytut Automatyki Systemów Energetycznych sp. z o.o., nr dokumentacji 2875-P-3, lipiec 2016.

Mariusz Lipiński

mgr inż.

Instytut Automatyki Systemów Energetycznych sp. z o.o.

e-mail: mariusz.lipinski@iase.wroc.pl

Absolwent Wydziału Mechaniczno-Energetycznego Politechniki Wrocławskiej, kierunek Mechanika i Budowa Maszyn, specjalność Termoenergetyka. Otrzymał wyróżnienie w konkursie Vattenfall Heat Poland na najlepszą pracę magisterską z dziedziny energetyki. Odbył studia podyplomowe na Politechnice Wrocławskiej „Systemy Zarządzania i Nowe Technologie w Energetyce i Ciepłownictwie”.

Zatrudniony w Instytucie Automatyki Systemów Energetycznych sp. z o.o. na stanowisku starszego specjalisty badawczo-technicznego w Zakładzie Automatyki Elektrowni. Przedmiotem jego zainteresowań są głównie zagadnienia naukowo-badawcze i techniczne związane z automatyzacją obiektów przemysłowych i energetycznych. Autor lub współautor ponad 20 publikacji w czasopismach krajowych i zagranicznych, 5 patentów i zgłoszeń patentowych. Ma otwarty przewód doktorski na wydziale Mechatroniki Politechniki Warszawskiej.

Włodzimierz Fennig

mgr inż.

Instytut Automatyki Systemów Energetycznych

e-mail: wlodzimierz.fennig@iase.wroc.pl

Zatrudniony w Instytucie Automatyki Systemów Energetycznych sp. z o.o. na stanowisku starszego specjalisty badawczo-technicznego w Zakładzie Automatyki Elektrowni. Przedmiotem jego zainteresowań są głównie zagadnienia naukowo-badawcze i techniczne związane z automatyzacją obiektów przemysłowych i energetycznych. Wysokiej klasy automatyk uznany w środowisku energetyków polskich, autor i współautor ponad 10 patentów i zgłoszeń patentowych oraz licznych publikacji naukowych.

Tadeusz Mączka

dr inż.

Instytut Automatyki Systemów Energetycznych sp. z o.o.

NTI Sp. z o.o. Nowoczesne Techniki Instalacyjne

e-mail: tadeusz.maczka@iase.wroc.pl

Od ponad 20 lat zajmuje się zagadnieniami szerokokorozumianej elektroenergetyki. Głównym nurtem jego zainteresowań naukowych są m.in. zastosowania elektrotermii w celach energetycznych. Jest pionierem w wykorzystaniu plazmy termicznej do przetwarzania odpadów organicznych oraz zastosowaniu techniki plazmowej do rozruchu i stabilizacji pracy energetycznych kotłów pyłowych. Zajmuje się automatyzacją pracy bloków energetycznych od strony technologicznej. Autor i współautor ponad 50 artykułów w czasopismach krajowych i zagranicznych oraz materiałach konferencyjnych, w tym jednej monografii. Brał udział w opracowaniu ponad 60 dokumentacji technicznych, realizowanych jako prace statutowe oraz ekspertyzy dla podmiotów rynkowych. W swoim dorobku naukowym, jako pracownik dydaktyczny Politechniki Wrocławskiej, ma promotorstwo licznych prac inżynierskich i magisterskich. Jest głównym wykonawcą kilku projektów NCBiR i NCN.

Edward Ziaja

mgr inż.

Instytut Automatyki Systemów Energetycznych sp. z o.o.

e-mail: edward.ziaja@iase.wroc.pl

Prezes zarządu w Instytucie Automatyki Systemów Energetycznych sp. z o.o. (od 2007). Był zaangażowany w działalność wynalazczą, za co został odznaczony Krzyżem Wynalazczości Królestwa Belgii. W okresie przekształcania instytutu w spółkę z o.o. doprowadził do odbudowania pozycji rynkowej firmy, za co został odznaczony Laurem Białego Tygrysa (2008). Autor i współautor 3 patentów oraz wzorów użytkowych, a także wdrożeń 10 patentów w elektroenergetyce polskiej. Autor 25 prac publikowanych w prasie branżowej. Jest członkiem m.in. Polskiego Komitetu Światowej Rady Energetycznej i Komitetu Wielkich Sieci Elektrycznych.

Obliczenia wartości własnych macierzy stanu systemu na podstawie analizy przebiegów mocy chwilowej przy zakłóceniach zwarciovych

Autorzy

Piotr Adam Pruski
Stefan Paszek

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

system elektroenergetyczny, stabilność kątowna, elektromechaniczne wartości własne, stany nieustalone

Streszczenie

W artykule przedstawiono wyniki obliczeń wartości własnych (związanych ze zjawiskami elektromechanicznymi) macierzy stanu modelu systemu elektroenergetycznego (SEE) na podstawie analizy przebiegów zakłóceńowych mocy chwilowej zespołów wytwórczych SEE. Analizowano zakłócenia w postaci zwarcia małoprądowego w różnych liniach przesyłowych SEE. Wykorzystana metoda obliczeń wartości własnych polega na aproksymacji analizowanych przebiegów zakłóceńowych za pomocą przebiegów będących superpozycją składowych modalnych związanych z poszukiwanymi wartościami własnymi. Aproksymacja ta polega na minimalizacji funkcji celu określonej jako błąd średniokwadratowy, występujący między przebiegiem aproksymowanym i aproksymującym. Do minimalizacji funkcji celu wykorzystano hybrydowy algorytm optymalizacyjny, stanowiący szeregowe połączenie algorytmu genetycznego i gradientowego. Połączenie to eliminuje podstawowe wady obu algorytmów. Aby uniknąć błędów obliczeń spowodowanych utknięciem algorytmu w minimum lokalnym funkcji celu, obliczenia wartości własnych dla każdego przebiegu przeprowadzono wielokrotnie.

1. Wstęp

Zwiększające się ciągle zapotrzebowanie odbiorców na energię elektryczną powoduje, że system elektroenergetyczny (SEE) może w pewnych sytuacjach pracować na granicy stabilności kątownej. Utrata stabilności kątownej SEE może być przyczyną wystąpienia poważnej awarii systemowej, skutkującej pozbawieniem zasilania bardzo dużej liczby odbiorców. Stabilność kątowną SEE można określić przy wykorzystaniu wskaźników stabilności kątownej [6, 9, 10, 11, 12], obliczanych na podstawie wartości własnych macierzy stanu SEE związanych ze zjawiskami elektromechanicznymi (elektromechanicznych wartości własnych). Te wartości własne można obliczyć na podstawie macierzy stanu modelu SEE zlinearyzowanego w ustalonym punkcie pracy, jednak w tym przypadku wyniki obliczeń zależą pośrednio od przyjętych modeli poszczególnych elementów SEE i wartości ich parametrów. Wykorzystywane w obliczeniach wartości parametrów tych modeli często nie są dostatecznie dokładne i wiarygodne [1, 9, 10, 11, 12]. Elektromechaniczne wartości własne można również obliczyć z dobrą dokładnością na podstawie analizy przebiegów nieustalonych, które pojawiają się w SEE po różnych zakłóceniach [9, 10, 11, 12, 13]. Wówczas na wyniki obliczeń nie wpływa przyjęty model SEE i jego parametry, tylko rzeczywisty, aktualny stan pracy SEE [9, 10, 11].

Obliczanie wartości własnych macierzy stanu układu na podstawie analizy przebiegów nieustalonych wybranych wielkości nosi nazwę analizy modalnej. Można wyróżnić dwa jej rodzaje [9]:

analizę modalną eksperymentalną – brane są w niej pod uwagę przebiegi zakłóceńowe występujące po celowym wprowadzeniu do układu zakłócenia testowego. Słowo „eksperymentalna” podkreśla fakt, że robi się eksperyment, polegający na wprowadzeniu zakłócenia

analizę modalną eksploatacyjną – polega na wykorzystaniu pomiarów w trakcie eksploatacji SEE bez wprowadzenia zakłócenia testowego. Przebiegi dynamiczne pojawiają się pod wpływem zakłóceń stochastycznych, np. zwarc lub stochastycznych zmian mocy w odbiorach.

Celem niniejszej pracy jest obliczenie elektromechanicznych wartości własnych macierzy stanu SEE na podstawie analizy przebiegów zakłóceńowych mocy chwilowej generatorów zespołów wytwórczych SEE przy zakłóceniu w postaci krótkotrwałego zwarcia małoprądowego występującego w różnych liniach przesyłowych SEE. Jest to przykład analizy modalnej eksploatacyjnej.

2. Zlinearyzowany model SEE

Zlinearyzowany w ustalonym punkcie pracy model SEE opisany jest równaniem stanu i równaniem wyjścia [9, 10, 11, 12]:

$$\Delta \dot{\mathbf{x}} = \mathbf{A} \Delta \mathbf{x} + \mathbf{B} \Delta \mathbf{u}, \quad (1)$$

$$\Delta \mathbf{y} = \mathbf{C} \Delta \mathbf{x} + \mathbf{D} \Delta \mathbf{u}, \quad (2)$$

gdzie: $\Delta \mathbf{x}$, $\Delta \mathbf{u}$, $\Delta \mathbf{y}$ – wektory odchyłek od wartości ustalonych odpowiednio: zmiennych stanu, zmiennych wejściowych (wymuszeń) i zmiennych wyjściowych, \mathbf{A} – macierz stanu. Elementy macierzy \mathbf{A} , \mathbf{B} , \mathbf{C} i \mathbf{D} z równania stanu (1) i równania wyjścia (2) SEE są obliczane dla ustalonego stanu jego pracy [9, 10, 11].

Przebiegi czasowe wielkości wyjściowych zlinearyzowanego modelu SEE można obliczyć, całkując numerycznie równanie (1) lub na podstawie wartości własnych i wektorów własnych macierzy stanu \mathbf{A} . Przebieg każdej wielkości wyjściowej stanowi superpozycję składowych modalnych zależnych od wartości własnych i wektorów własnych macierzy \mathbf{A} [9, 10, 11, 12].

Przy zakłóceniu w postaci impulsu Diraca w przebiegu j -tej wielkości wejściowej $\Delta u_j(t) = \Delta U \delta(t-t_0)$, gdzie ΔU oznacza energię impulsu, przebieg i -tej wielkości wyjściowej (przy $\mathbf{D} = 0$ i założeniu występowania tylko jednokrotnych wartości własnych) ma postać [9, 10, 12]:

$$\Delta y_i(t) = \sum_{h=1}^n M_{ih} e^{\lambda_h(t-t_0)}, \quad t \geq t_0, \quad (3)$$

gdzie: M_{ih} – amplitudy poszczególnych składowych modalnych równe w tym przypadku czynnikom udziału F_{jh} [9, 10, 11, 12] h -tych wartości własnych w przebiegach i -tych zmiennych wyjściowych.

Odpowiedzi SEE na niektóre krótkotrwałe małe zakłócenia, często pojawiające się w systemie (np. zwarcia małoproudowe), po pewnym czasie od wystąpienia zakłócenia są zbliżone co do kształtu do odpowiedzi SEE na impuls Diraca. Z przeprowadzonych badań wynika, że po czasie od chwili wystąpienia zakłócenia równym 0,3–1,2 s przebiegi elektromechanicznych wielkości wyjściowych (np. mocy chwilowej i prędkości kątowej zespołów wytwórczych) mogą być obliczone z zadowalającą dokładnością na podstawie wzoru (3). W przypadku takich zakłóceń czynniki udziału F_{jh} nie mogą być obliczone. W każdym przypadku możliwe jest natomiast obliczenie współczynników korelacji h -tej wartości własnej i k -tej zmiennej stanu [2]:

$$K_{kh} = v_{h,k} w_{h,kt} \quad (4)$$

gdzie: $v_{h(k)}$, $w_{h(k)}$ – k -ty element odpowiednio h -tego prawostronnego i lewostronnego wektora własnego. We wzorze (4) element lewostronnego wektora własnego określa obserwowalność h -tej składowej modalnej (związanej z h -tą wartością własną) w k -tej zmiennej stanu. Element prawostronnego wektora własnego określa, jaki wpływ ma k -ta zmienna stanu na h -tą składową modalną. Wartość ich iloczynu K_{kh} jest więc miarą korelacji między k -tą zmienną stanu i h -tą składową modalną [2].

Współczynniki korelacji K_{kh} są w przybliżeniu proporcjonalne do amplitud M_{ih} odpowiednich składowych modalnych w przebiegu i -tej zmiennej wyjściowej silnie związanej z k -tą zmienną stanu. W modelach SEE często prędkości kątowe zespołów wytwórczych są zmiennymi stanu, a moce chwilowe tych zespołów są zmiennymi wyjściowymi. W przypadku zespołów wytwórczych w SEE moc chwilowa zespołu jest silnie powiązana z jego prędkością kątową. Wynika to z faktu, że na prędkość kątową generatora mają wpływ przede wszystkim moment napędowy pochodzący z turbiny i moment obciążenia proporcjonalny do mocy czynnej, wydawanej przez generator [2]. W i -tym wierszu macierzy \mathbf{C} , związanym z mocą chwilową generatora, największą co do modułu wartość ma element k -tej kolumny związany z prędkością kątową tego generatora. Wartości pozostałych elementów tego wiersza są znacznie mniejsze co do modułu, jednak na ogół różne od zera.

2.1. Elektromechaniczne wartości własne SEE

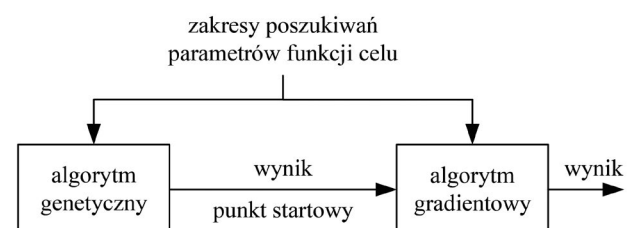
W przebiegach zakłóceńowych mocy chwilowej zespołów wytwórczych SEE dominują oscylacyjne składowe modalne związane z elektromechanicznymi wartościami własnymi – zespolone, parami sprzężone wartości własne. Ich części rzeczywiste decydują o tłumieniu związanych z nimi składowych modalnych. Składowa modalna jest tłumiona, gdy część rzeczywista odpowiadającej jej wartości własnej jest ujemna; im jest ona mniejsza, tym większe jest tłumienie. Moduły części urojonych tych wartości własnych równe są pulsacjom oscylacji związanych z nimi składowych modalnych i mieszczą się zwykle w przedziale (0,63–12,6) rad/s, co odpowiada zakresowi częstotliwości (0,1–2) Hz [9, 10, 11, 12].

Te wartości własne w różny sposób ingerują w przebiegach zakłóceńowych wielkości wyjściowych poszczególnych zespołów wytwórczych, co jest związane z różnymi wartościami ich zespolonych, parami sprzężonych czynników udziału [9, 10, 11, 12].

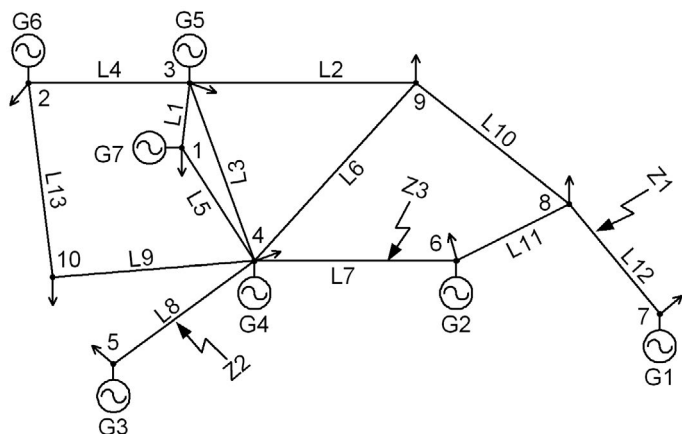
3. Metoda obliczeń wartości własnych

W obliczeniach wykorzystano przebiegi zakłóceńowe odchyłek mocy chwilowych ΔP zespołów wytwórczych, występujące po symetrycznym zwarcu małoproudowym (przez dużą impedancję) w jednej z linii przesyłowych SEE.

Wykorzystana w badaniach metoda obliczeń elektromechanicznych wartości własnych polega na aproksymacji przebiegów zakłóceńowych mocy chwilowej poszczególnych zespołów wytwórczych na podstawie wyrażenia (3). Wartości własne i zespolone amplitudy związanych z nimi składowych



Rys. 1. Schemat działania algorytmu hybrydowego [9]



Rys. 2. Analizowany 7-maszynowy SEE CIGRE [5]

$\lambda_1, 1/s$	$-0,8763 \pm j10,4448$	$\lambda_4, 1/s$	$-0,5274 \pm j8,7481$
$\lambda_2, 1/s$	$-0,8324 \pm j10,6182$	$\lambda_5, 1/s$	$-0,4165 \pm j7,8724$
$\lambda_3, 1/s$	$-0,7627 \pm j9,6686$	$\lambda_6, 1/s$	$-0,1888 \pm j6,5421$

Tab. 1. Oryginalne wartości własne SEE CIGRE

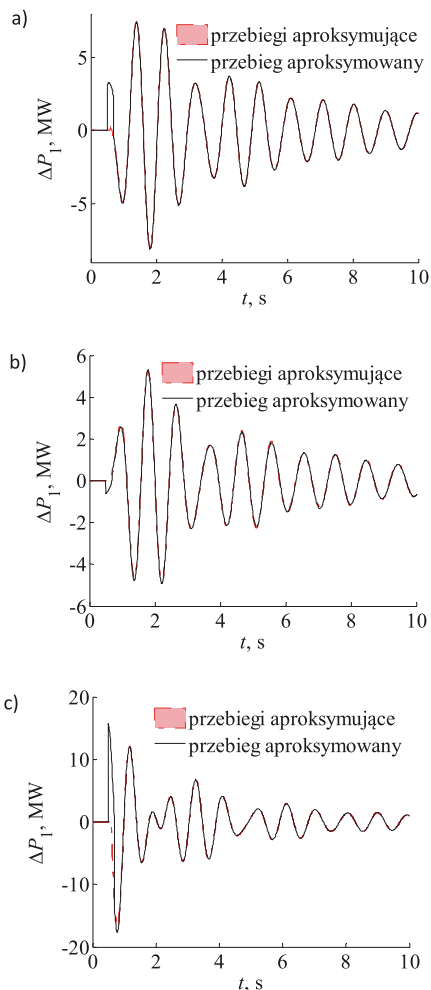
Zespół	$ K_1 _{pu}$	$ K_2 _{pu}$	$ K_3 _{pu}$	$ K_4 _{pu}$	$ K_5 _{pu}$	$ K_6 _{pu}$
G1	0,0001	0	0,0001	1	0,0008	0,9995
G2	0,0244	0,0442	0,0110	1	0,0020	0,4783
G3	0,0622	0,1058	0,0115	0,0166	1	0,1014
G4	0,4514	1	0,0224	0,0033	0,0049	0,0323
G5	0,7403	0,1805	1	0,0062	0,1916	0,1237
G6	1	0,6573	0,1174	0,0001	0,0099	0,0134
G7	0,0280	0,0802	1	0,0281	0,4575	0,2946

 Tab. 2. Współczynniki korelacji $|K_h|_{pu}$ wartości własnych SEE CIGRE w przebiegach kolejnych zespołów

modalnych w analizowanym przebiegu są nieznanymi parametrami tej aproksymacji. Aproksymacja przebiegów polega na iteracyjnym doborze jej parametrów, tak aby zminimalizować wartość funkcji celu zdefiniowanej jako błąd średniokwadratowy ε_w występujący między przebiegiem aproksymowanym a aproksymującym [12]:

$$\varepsilon_w(\lambda, \mathbf{M}) = \sum_{l=1}^N (\Delta P_{m,l} - \Delta P_{a,l}(\lambda, \mathbf{M}))^2, \quad (5)$$

gdzie: λ – wektor wartości własnych, \mathbf{M} – wektor amplitud składowych modalnych, ΔP – analizowany przebieg odchyłki mocy chwilowej, l – numery próbek przebiegów, N – liczba próbek przebiegów, indeks „m” oznacza przebieg aproksymowany, a indeks „a” – przebieg aproksymujący, obliczony na podstawie wartości własnych i ich amplitud według wzoru (3). Wartości własne o małych amplitudach \mathbf{M} w analizowanym przebiegu są pomijane w obliczeniach na podstawie tego przebiegu.



Rys. 3. Przykładowe przebiegi mocy chwilowej zespołu G1 przy zwarciu w linii: L7 (a), L8 (b) i L12 (c)

Aby wyeliminować wpływ szybko zanikających składowych modalnych pochodzących od rzeczywistych oraz zespolonych wartości własnych, niebędących elektromechanicznymi wartościami własnymi, analizę przebiegów rozpoczyna się po pewnym czasie t_p od chwili wystąpienia zakłócenia [9, 10]. W obliczeniach przedstawionych w niniejszym artykule przyjęto wartość czasu $t_p = 0,5$ s.

Do minimalizacji funkcji celu (5) wykorzystano hybrydowy algorytm optymalizacyjny (rys. 1), będący szeregowym połączeniem algorytmów genetycznego i gradientowego, co eliminuje podstawowe wady tych algorytmów. Wyniki uzyskane przy użyciu algorytmu genetycznego stanowią punkt startowy dla algorytmu gradientowego. Zastosowanie algorytmu genetycznego w pierwszym etapie poszukiwania minimum funkcji celu eliminuje problem precyzyjnego określenia punktu startowego. Z kolei zastosowany w drugim etapie algorytm gradientowy jest szybciej zbieżny i pozwala na odnalezienie poszukiwanego ekstremum z większą dokładnością. Dla algorytmu genetycznego przyjęto maksymalną liczbę pokoleń równą 50, wielkość populacji równą 20 osobników i długość chromosomu wynoszącą 6 bitów. Selekcję przeprowadzono metodą elitarną [4, 9], która gwarantuje, że najlepiej przystosowane osobniki z danego pokolenia znajdują się w następnym pokoleniu. Dla

Zwarcie w linii L7						
Zesp.	$\Delta\lambda_1, 1/s$	$\Delta\lambda_2, 1/s$	$\Delta\lambda_3, 1/s$	$\Delta\lambda_4, 1/s$	$\Delta\lambda_5, 1/s$	$\Delta\lambda_6, 1/s$
G1	-	-	-	-0,0036±j0,0007	-	-0,0421±j0,0594
G2	-	-	-	-0,0550 ± j0,0879	-	0,0247 ± j0,0942
G3	-	0,0185 ± j0,5833	-	-	-0,0903±j0,5494	-0,0436±j0,0009
G4	-0,2436 ± j1,1227 *	0,6082 ± j4,0000 *	-	-	-	-
G5	0,1049 ± j0,4721	-0,3498 ± j1,3295 *	0,0359 ± j1,8581	-	-0,6951 ± j0,6023 *	-0,0110 ± j0,0106
G6	-0,0107±j0,1711	-0,0938 ± j0,1507	0,5493 ± j3,1116 *	-	-	-
G7	-	-	-0,1881±j0,1255	-	-0,1750±j1,2760	-0,0172±j0,0057
Średnia	0,0471 ± j0,1505	-0,0377 ± j0,3670	-0,0761 ± j0,8663	-0,0293 ± j0,0436	-0,1326±j0,9127	-0,0179 ± j0,0078
Zwarcie w linii L8						
Zesp.	$\Delta\lambda_1, 1/s$	$\Delta\lambda_2, 1/s$	$\Delta\lambda_3, 1/s$	$\Delta\lambda_4, 1/s$	$\Delta\lambda_5, 1/s$	$\Delta\lambda_6, 1/s$
G1	-	-	-	0,0163±j0,0923	-	-0,0501±j0,0716
G2	-	-	-	0,0320±j0,4361	-	-0,0124 ± j0,0300
G3	-	0,0588±j0,0171	-	-	0,0127 ± j0,0450	0,0042 ± j0,1033
G4	-0,3061 ± j2,9262	0,0209 ± j4,0000*	-	-	-	-
G5	-0,4173±j0,1211	-0,0728 ± j0,0024	-0,0553±j0,0142	-	0,0580±j0,0508	-0,0653 ± j0,0594
G6	0,2914 ± j2,8557	0,3559 ± j2,9188*	0,2719 ± j2,0620*	-	-	-
G7	-	-	-0,4623±j0,4686*	-	-0,0503±j0,0848	0,0425 ± j0,1025
Średnia	-0,1440 ± j1,8869	-0,0070±j0,0073	-0,0553±j0,0142	0,0242±j0,2642	0,0068±j0,0302	-0,0162 ± j0,0447
Zwarcie w linii L12						
Zesp.	$\Delta\lambda_1, 1/s$	$\Delta\lambda_2, 1/s$	$\Delta\lambda_3, 1/s$	$\Delta\lambda_4, 1/s$	$\Delta\lambda_5, 1/s$	$\Delta\lambda_6, 1/s$
G1	-	-	-	0,0023 ± j0,0011	-	-0,0317 ± j0,1712
G2	-	-	-	-0,0035±j0,0024	-	-0,0012±j0,0013
G3	-	-0,1415 ± j0,7391	-	-	-0,1361±j0,7362	0,0920 ± j0,3405
G4	-0,5774 ± j0,1372	-0,5995 ± j0,8683	-	-	-	-
G5	0,3190 ± j1,4359	-0,6386±j0,2984	0,0439 ± j0,7212	-	0,0657±j0,7523	0,0077 ± j0,3438
G6	0,6698 ± j3,9186	0,1506 ± j1,4894	-1,0000±j0,7695 *	-	-	-
G7	-	-	0,0757 ± j1,0958	-	-0,0497±j0,8947	-0,0029±j0,0302
Średnia	0,1371 ± j1,8306	-0,3072 ± j0,6996	0,0598 ± j0,9085	-0,0006±j0,0007	-0,0400±j0,7944	0,0128 ± j0,1648

Tab. 3. Błędy bezwzględne obliczeń wartości własnych

algorytmu gradientowego przyjęto maksymalną liczbę iteracji równą 1000 [6, 9, 10, 11, 12].

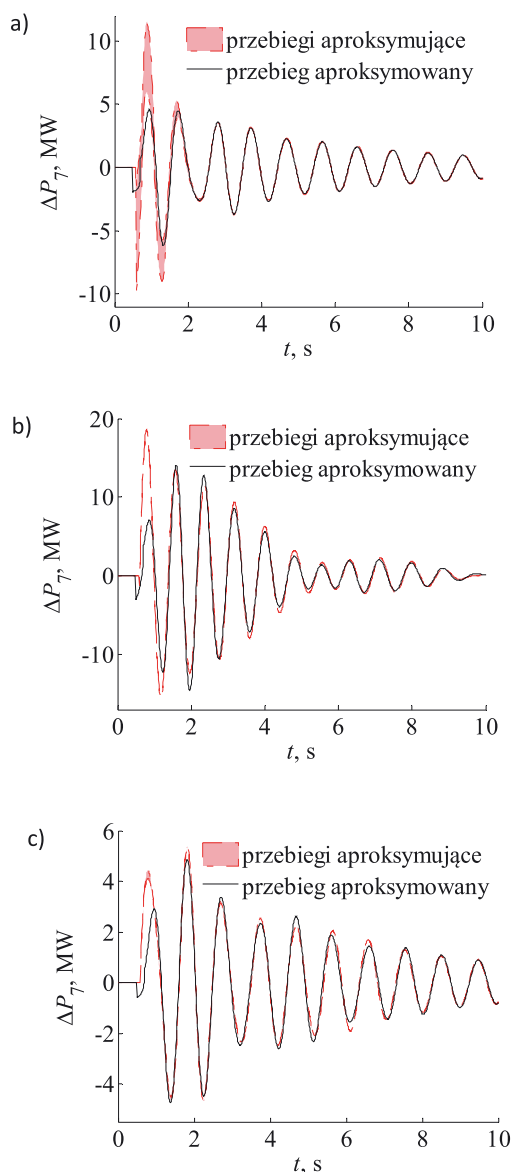
Moduły współczynników korelacji wartości własnych w przebiegach poszczególnych zespołów, obliczane dla zakłócenia zwarcowego przy użyciu wzoru (4), są tylko w pewnym przybliżeniu proporcjonalne do amplitud odpowiednich składowych modalnych w tych przebiegach. Dlatego konieczny jest w tym przypadku dobór szerokich zakresów poszukiwań amplitud poszczególnych składowych modalnych.

Przebiegi ΔP obliczane są na podstawie przebiegów napięć i prądów twornika generatora (fazowych lub osiowych, czyli obliczonych poprzez transformację Parka [7]).

Z powodu występowania dużej liczby minimów lokalnych funkcji celu, w których algorytm optymalizacyjny może utknąć, proces aproksymacji przeprowadzono wielokrotnie na podstawie tego samego przebiegu. Odrzucano wyniki o wartościach funkcji celu większych niż pewna przyjęta wartość graniczna. Jako wynik końcowy obliczeń części rzeczywistych i części urojonych

poszczególnych wartości własnych przyjęto średnie arytmetyczne z wyników nieodrzuconych w kolejnych obliczeniach [9, 10, 11, 12].

Ponieważ algorytm optymalizacyjny działa sprawniej, gdy liczba optymalizowanych parametrów jest mniejsza, obliczenia wartości własnych na podstawie każdego z analizowanych przebiegów przeprowadzono wieloetapowo. W każdym z etapów obliczano najczęściej tylko jedną elektromechaniczną wartość własną. Na początku, na podstawie kolejnych przebiegów obliczano wartości własne związane z najsłabiej tłumionymi składowymi modalnymi, pomijając pozostałe wartości własne, ponieważ związane z nimi składowe modalne zanikają po kilku sekundach. W kolejnych etapach obliczano wartości własne związane z silniej tłumionymi składowymi modalnymi, przyjmując wcześniej obliczone wartości własne jako znane. Zespolone amplitudy składowych modalnych, związanych z wartościami własnymi przyjętymi jako znane, za każdym razem były obliczane ponownie [9].



Rys. 4. Przykładowe przebiegi mocy chwilowej zespołu G7 przy zwarciu w linii: L7 (a), L8 (b) i L12 (c)

4. Przykładowe obliczenia

Przykładowe obliczenia przeprowadzono dla 7-maszynowego testowego SEE CIGRE przedstawionego na rys. 2. Wzięto pod uwagę przebiegi występujące po zakłóceniach w postaci krótkotrwałych zwarc małoprądowych w jednej z linii przesyłowych SEE (miejsca zwarca oznaczono jako „Z1”, „Z2” i „Z3” na rys. 2). Model SEE CIGRE opracowano w środowisku Matlab-Simulink i uwzględniono w nim oddziaływanie centralnego regulatora częstotliwości [11].

W przeprowadzonych obliczeniach wykorzystano modele: generatora synchronicznego GENROU z nieliniową charakterystyką magnesowania [3, 5, 8], statycznego układu wzbudzenia, pracującego w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym [5], turbiny parowej IEEEG1 [8] i stabilizatora systemowego PSS3B [5, 8].

Wartości własne (w tym elektromechaniczne wartości własne) macierzy stanu SEE można obliczyć bezpośrednio na podstawie modelu i parametrów SEE w programie Matlab-Simulink. Obliczone w ten sposób elektromechaniczne wartości własne

są nazywane w artykule „oryginalnymi wartościami własnymi”. Porównanie wartości własnych obliczonych na podstawie minimalizacji funkcji celu (5) i oryginalnych wartości własnych przyjęto jako miarę dokładności obliczeń [9, 10, 11, 12]. W tab. 1 przedstawiono oryginalne wartości własne analizowanego SEE CIGRE. Tabela 2 zawiera względne moduły współczynników korelacji $|K_h|_{pu}$ poszczególnych h -tych elektromechanicznych wartości własnych w przebiegach kolejnych zespołów wytwórczych (w odniesieniu do największego co do modułu współczynnika korelacji elektromechanicznych wartości własnych w danym przebiegu). Pogrubiono względne moduły współczynników $|K_h|_{pu}$ wartości własnych, które zostały obliczone na podstawie poszczególnych przebiegów.

W tab. 3 przedstawiono błędy bezwzględne $\Delta\lambda$ obliczeń elektromechanicznych wartości własnych SEE CIGRE na podstawie analizy przebiegów zakłóceniovych odchyłek mocy chwilowych ΔP poszczególnych zespołów wytwórczych. Wartości własne nie były obliczane na podstawie przebiegów, w których miały zbyt małe moduły współczynników korelacji. W tabeli zestawiono także średnie arytmetyczne błędów uzyskanych wyników obliczeń kolejnych wartości własnych na podstawie przebiegów poszczególnych zespołów. Średnie te przyjęto jako wyniki końcowe obliczeń. Obliczone średnie wartości własne nie uwzględniają wyników (oznaczonych gwiazdką) o częściach rzeczywistych lub urojonych znacznie różniących się od pozostałych wyników obliczeń poszczególnych wartości własnych.

Z tab. 3 wynika, że w większości przypadków uzyskano zadowalającą dokładność obliczeń elektromechanicznych wartości własnych. Błędy obliczeń były na ogół większe dla wartości własnych związanych z silnie tłumionymi składowymi modalnymi. W niektórych przypadkach te wartości własne nie zostały poprawnie obliczone.

Najlepszą dokładność obliczeń w przypadku wszystkich analizowanych miejsc wystąpienia zwarcia uzyskano na podstawie przebiegów zespołów G1 i G2, w których ingerują znacząco tylko dwie słabo tłumione składowe modalne związane z wartościami własnymi λ_4 i λ_6 , dzięki czemu ich aproksymacja była prostsza. Także dla tych dwóch wartości własnych uzyskano ogólnie najlepszą dokładność obliczeń na podstawie przebiegów różnych zespołów.

Dokładność obliczeń poszczególnych wartości własnych zazwyczaj jest lepsza w przypadku przebiegów mocy chwilowej zespołów znajdujących się bliżej miejsca zwarca, jeżeli obliczane wartości własne mają wystarczająco duże względne moduły współczynników $|K_h|_{pu}$ w tych przebiegach. Przykładowo wartość własna λ_4 została obliczona na podstawie przebiegów mocy chwilowej zespołów G1 i G2, dokładniej w przypadku zwarć w liniach L7 i L12.

Uśrednianie wyników końcowych obliczeń poszczególnych wartości własnych w większości przypadków zwiększyło dokładność obliczeń.

Przykładowo na rys. 3 i 4 przedstawiono przebiegi zakłóceniovie mocy chwilowej ΔP zespołów G1 i G7 dla wszystkich analizowanych miejsc zwarca oraz pasma przebiegów aproksymujących, odpowiadających nieodrzuconym wynikom obliczeń. Pasma to określa zakres zmian mocy chwilowej, w którym zawierają się

wszystkie przebiegi aproksymujące, odpowiadające poszczególnym wynikom obliczeń.

Z rys. 3 i 4 wynika, że dokładność aproksymacji była lepsza w przypadku przebiegów zespołu G1, w którym interweniuje w sposób znaczący tylko dwie składowe modalne, związane z elektromechanicznymi wartościami własnymi, niż w przypadku przebiegów zespołu G7. Przebiegi poszczególnych zespołów znacząco się różnią w zależności od miejsca wystąpienia zwarcia.

5. Podsumowanie

Na podstawie przeprowadzonych badań sformułowano następujące wnioski:

Możliwe jest obliczenie z dobrą dokładnością elektromechanicznych wartości własnych na podstawie analizy przebiegów mocy chwilowej występujących po zakłóceniu zwarciovym w jednej z linii przesyłowych SEE. Dobrą dokładność obliczeń najczęściej uzyskiwano dla wartości własnych związanych ze słabo tłumionymi składowymi modalnymi, których wpływ na stabilność kątową SEE jest największy. Mniejsza dokładność obliczeń wartości własnych związanych z silnie tłumionymi składowymi modalnymi może być spowodowana szybszym zanikaniem tych składowych modalnych i mniejszymi wartościami ich obwiedni po czasie t_p , a także koniecznością przyjęcia szerokich zakresów poszukiwań amplitud składowych modalnych M_{if} .

Dokładność obliczeń poszczególnych wartości własnych zależy od miejsca wystąpienia zwarcia. Jest ona zazwyczaj lepsza w przypadku przebiegów mocy chwilowej zespołów znajdujących się bliżej miejsca zwarcia, jeżeli obliczane wartości własne mają duże względne moduły współczynników $|K_h|_{pu}$ w tych przebiegach. Może to wynikać z faktu, że zwarcie występujące blisko zespołu wytwórczego wpływa na przebiegi jego mocy chwilowej w sposób bardziej bezpośredni, a wpływ pozostałych zespołów wytwórczych na te przebiegi jest mniejszy.

Dokładność aproksymacji przebiegów mocy chwilowej i obliczeń elektromechanicznych wartości własnych jest zwykle tym lepsza, im mniej składowych modalnych ingeruje w sposób znaczący w tych przebiegach.

Przyjęcie wyników końcowych obliczeń poszczególnych wartości własnych jako średnich arytmetycznych wyników ich obliczeń na podstawie analizy różnych przebiegów pozwoliło na zwiększenie dokładności i wiarygodności obliczeń.

Zastosowana metoda obliczeń pozwala na ustalenie, w których zespołach wytwórczych SEE ingerują w sposób znaczący wartości własne związane ze słabo tłumionymi składowymi modalnymi, które zagrażają stabilności kątowej SEE. Poprzez odpowiedni dobór parametrów stabilizatorów systemowych w tych zespołach możliwe jest przesunięcie w lewo tych wartości własnych na płaszczyźnie zespolonej i tym samym poprawę stabilności kątowej SEE.

BIBLIOGRAFIA

1. Cetinkaya H.B., Ozturk S., Alboyaci B., Eigenvalues Obtained with Two Simulation Packages (SIMPOW and PSAT) and Effects of Machine Parameters on Eigenvalues, Proc. of the 12th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference MELECON 2004, Vol. 3, s. 943–946.
2. Machowski J., Białek J., Bumby J., Power System Dynamics. Stability and Control, John Wiley & Sons, Chichester, New York, 2008.
3. de Mello F.P., Hannett L.H., Representation of Saturation in Synchronous Machines, *IEEE Transactions on Power Systems* 1986, Vol. PWRS-1, November, No. 4, s. 8–18.
4. Nocoń A., Paszek S., Polioptymalizacja regulatorów napięcia zespołów prądowórczych z generatorami synchronicznymi, Monografia nr 150, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2008.
5. Paszek S., Wybrane metody oceny i poprawy stabilności kątowej systemu elektroenergetycznego, Monografia nr 357, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2012.
6. Paszek S., Nocoń A., The method for determining angular stability factors based on power waveforms, *AT&P Journal Plus 2* 2008, Power System Modeling and Control, s. 71–74.
7. Paszek W., Dynamika maszyn elektrycznych prądu przemiennego, Helion, 1998.
8. Power Technologies, a Division of S&W Consultants Inc., Program PSS/E Application Guide, Siemens Power Technologies Inc., 2002.
9. Pruski P., Paszek S., Analiza modalna wybranych przebiegów zakłóceń w systemie elektroenergetycznym. Wyznaczanie wskaźników stabilności kątowej, Monografia nr 592, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2016.
10. Pruski P., Paszek S., Assessment of Polish Power System angular stability based on analysis of different disturbance waveforms, *Bulletin of the Polish Academy of Sciences: Technical Sciences* 2015, No. 63, Vol. 2, s. 435–441.
11. Pruski P., Paszek S., Calculations of electromechanical eigenvalues based on generating unit instantaneous power and angular speed waveforms at a step disturbance, *Acta Energetica* 2015, No. 2/23, s. 68–73.
12. Pruski P., Paszek S., Calculations of electromechanical eigenvalues based on instantaneous power waveforms, *Przegląd Elektrotechniczny* 2014, No. 4, s. 214–217.
13. Saitoh H. i in., On-line modal analysis based on synchronized measurement technology, Proc. of International Conference on Power System Technology, 2002, s. 817–822.

Piotr Adam Pruski

dr inż.
Politechnika Śląska
e-mail: piotr.pruski@polsl.pl
studia magisterskie ukończył z wyróżnieniem na Wydziale Elektrycznym Politechniki Śląskiej w Gliwicach (2009). Również z wyróżnieniem obronił rozprawę doktorską na tym samym wydziale (2013). Jego zainteresowania badawcze to analiza pracy systemu elektroenergetycznego, algorytmy optymalizacyjne, cyfrowe przetwarzanie sygnałów oraz programowanie. W 2011, 2014 oraz 2016 roku otrzymał zespołowe Nagrody Rektora stopnia I i II za osiągnięcia naukowe. Autor i współautor 61 publikacji, w tym 2 monografii.

Stefan Paszek

prof. dr hab. inż.
Politechnika Śląska
e-mail: stefan.paszek@polsl.pl
Zainteresowania naukowe: analiza systemu elektroenergetycznego (SEE) w stanach nieustalonych, stabilność kątowna SEE, optymalizacja i polioptymalizacja stabilizatorów systemowych oraz regulatorów napięcia generatorów synchronicznych, estymacja parametrów modeli zespołów wytwórczych SEE, nowe modele generatorów synchronicznych przy zastosowaniu techniki sztucznych sieci neuronowych, zastosowanie regulatorów rozmytych w układach regulacji maszyn elektrycznych. Autor i współautor 171 publikacji, w tym 5 monografii. Współautor 3 podręczników akademickich.

Analiza stanów nieustalonych w sieci elektroenergetycznej z uwzględnieniem działania samoczynnego częstotliwościowego odciążenia

Autor

Adrian Sylwester Nocoń

[POWRÓT
DO SPISU TREŚCI](#)

Słowa kluczowe

stany nieustalone, niepewność parametrów modelu matematycznego, samoczynne częstotliwościowe odciążenie

Streszczenie

Autor przedstawia w artykule analizę wybranych stanów przejściowych zakładowej sieci elektroenergetycznej. Założono, że w sieci zainstalowane są źródła energii elektrycznej wyposażone w układy regulacji napięcia i prędkości kątowej. Analizowano interakcje układów regulacji zespołów wytwórczych z zabezpieczeniem samoczynnego częstotliwościowego odciążenia. W ramach badań przeprowadzono analizę porównawczą stanów przejściowych dla różnych algorytmów zabezpieczenia samoczynnego częstotliwościowego odciążenia. W analizie uwzględniono niepewność parametrów wybranych modeli matematycznych elementów badanego systemu elektroenergetycznego. Niepewność parametrów modeli uwzględniono poprzez symulacje wielokrotne i wyznaczenie obwiedni (pasm granicznych) rodziny przebiegów analizowanych sygnałów. Do oszacowania wiarygodności uzyskanych wyników z badań symulacyjnych wykorzystano odpowiednio dobrane wskaźniki statystyczne.

1. Wprowadzenie

Stały wzrost liczby rozproszonych źródeł energii elektrycznej zainstalowanych w systemie elektroenergetycznym związany jest z rozwojem technologii odnawialnych źródeł energii, w tym układów ze spalaniem biomasy. W układach tych jako źródło energii elektrycznej może być zastosowany generator napędzany turbiną parową. Odpowiednio wyposażony zespół wytwórczy z generatorem synchronicznym (regulatorem napięcia i częstotliwości) może stanowić źródło energii elektrycznej dla sieci pracującej autonomicznie.

W celu umożliwienia pracy autonomicznej sieci elektroenergetycznej należy zapewnić m.in. zbilansowanie mocy czynnej generowanej w źródłach i zużywanej w odbiornikach. Nadwyżka mocy powoduje wzrost, a jej deficyt spadek częstotliwości w sieci [8]. Utrzymanie zadanej wartości częstotliwości (bilansowanie mocy czynnej) realizowane jest dwoma sposobami: poprzez zmianę wytwarzanej mocy czynnej w zespołach wytwórczych oraz poprzez zmianę mocy pobieranej przez odbiorniki. Za pierwszy sposób odpowiedzialny jest układ regulacji częstotliwości zainstalowany w układzie regulacji turbiny parowej. Regulacja mocy turbiny jest związana ze zmianą ilości pary, a szybkość zmiany mocy ograniczona jest bezwładnością układu. Zmiana mocy czynnej pobieranej przez odbiorniki jest zazwyczaj możliwa jedynie w dół (zmniejszenie wartości mocy) i może być realizowana prawie natychmiastowo poprzez wyłączenie odbiorników.

Do realizacji tego zadania stosowane są układy samoczynnego częstotliwościowego odciążenia (SCO).

W celu weryfikacji poprawności współpracy obu układów zapewniających utrzymanie stałej wartości częstotliwości konieczne są analizy stanów przejściowych (badania symulacyjne), w szczególności związanych z nagłym niezbilansowaniem mocy czynnej, np. przejście sieci do pracy wyspowej. Dla sieci istniejących wymaga to wyznaczenia wiarygodnych parametrów modeli matematycznych [12]. Dla sieci nowoprojektowanych lub modernizowanych występuje niepewność parametrów modeli matematycznych [15], którą należy uwzględnić w badaniach symulacyjnych [11].

W artykule przedstawiono wybrane stany przejściowe modernizowanej zakładowej sieci elektroenergetycznej przeznaczonej do pracy autonomicznej. Modernizacja (rozbudowa) sieci polega na zainstalowaniu nowego zespołu wytwórczego z generatorem synchronicznym. W ramach badań przeprowadzono analizę porównawczą stanów przejściowych dla różnych algorytmów SCO. Niepewność parametrów wybranych modeli matematycznych elementów badanego systemu elektroenergetycznego uwzględniono poprzez symulacje wielokrotne i wyznaczenie obwiedni (pasm granicznych) rodziny przebiegów analizowanych sygnałów. W badaniach ograniczono liczbę niezbędnych symulacji poprzez śledzenie odpowiednio dobranych wskaźników statystycznych.

z przyczyn technologicznych nie ma możliwości zachowania wymaganej wartości redukcji mocy czynnej dla poszczególnych stopni działania układu SCO. Redukcja mocy dla danego stopnia obciążenia jest możliwa tylko poprzez wyłączenie całej linii technologicznej. W tab. 1 zestawiono stopnie obciążenia SCO i odpowiadające im wartości redukcji mocy: zalecane dla KSE [6] i realizowane w analizowanej sieci (moce poszczególnych linii technologicznych). Moc obciążenia dla KSE liczona jest jako procent szczytowego zapotrzebowania systemu, natomiast w analizowanej sieci liczona jest jako procent średniego (najczęściej występującego) obciążenia sieci. Warto zwrócić uwagę, że suma redukowanej mocy dla wszystkich pięciu progów według wymagań dla KSE wynosi 50%, natomiast dla analizowanej sieci 49%. W tab. 1 przedstawiono ponadto nazwy węzłów sieci z wyłączanymi odbiornikami oraz ich priorytet wyłączenia, przy czym odbiorniki w węzłach oznaczonych priorytetem równym 1 wyłączane są w pierwszej kolejności, a odbiornik w węźle W11 wyłączany jest jako ostatni (priorytet równy 2).

Drugim analizowanym algorytmem działania układu SCO jest algorytm bazujący na śledzeniu wartości mocy czynnej w sieci zakładowej. Układ SCO, mierząc wartości mocy czynnej dostarczanej z KSE (moc przesyłana linią L1) P_{KSE} , wytwarzanej w źródłach G1 i G2 (P_{G1} , P_{G2}) oraz zużywanej przez każdy k -ty odbiornik (P_k), może wyznaczyć deficyt mocy ΔP_D powodujący obniżenie się częstotliwości:

$$\Delta P_D = P_{KSE} + P_{G1} + P_{G2} - \sum_k P_k \quad (1)$$

Wyzwolenie działania układu SCO, w tym przypadku następuje, gdy pojawia się niezerowy deficyt mocy ($\Delta P_D > 0$), a wyłączenie odbiorników następuje ze zwłoką równą 100 ms. W celu eliminacji niepożądanych działań układu SCO (wyzwalający układ SCO deficyt mocy może być chwilowo wywołany przez stany przejściowe lub błędy numeryczne [5]) w rozważanym algorytmie wprowadzono drugi warunek konieczny do wyzwolenia wyłączeń realizowanych przez SCO. Warunkiem tym jest zmiana wartości częstotliwości większa niż założona wartość graniczna, którą przyjęto równą $-0,3$ Hz/s. Wartość zmiany częstotliwości $\Delta f/\Delta t$ wyznaczano metodą regresji liniowej dla trzech pomiarów częstotliwości z krokiem czasowym równym 10 ms.

Zgodnie z priorytetami wyłączeń przedstawionymi w tab. 1 jednoczesnemu wyłączeniu mogą podlegać 4 odbiorniki (odbiorniki w węzłach od W6 do W9 mają ten sam priorytet wyłączenia) oraz, w ostatniej kolejności, odbiornik w węźle W11. W związku

z tym redukcja mocy może nastąpić na 16 różnych sposobów (4 wyłączenia pojedynczych odbiorników, 6 wyłączeń 2 odbiorników jednocześnie, 4 wyłączenia 3 odbiorników, wyłączenie 4 odbiorników i wyłączenie 5 odbiorników). Zadaniem układu SCO jest wybór takiej kombinacji Z wyłączenia k odbiorników, aby moc zredukowana P_R była równa (lub zbliżona do) wartości deficytu mocy:

$$P_R = \sum_{k \in Z} P_k \approx \Delta P_D \quad (2)$$

gdzie: n – liczba wyłączanych odbiorników, Z – wybrana n – elementowa kombinacja spośród wszystkich 16 możliwości.

Ze względu na niewielką liczbę kombinacji możliwe jest śledzenie wszystkich możliwych wartości mocy obciążenia. Po uszeregowaniu wszystkich kombinacji względem wartości mocy P_R wybór rozwiązania będzie polegać na odszukaniu takiej kombinacji, dla której spełnione będzie równanie (1).

4. Stany przejściowe z uwzględnieniem niepewności parametrów

Analizując możliwe stany nieustalone badanej sieci zakładowej, można je podzielić na: stany nieustalone występujące w czasie współpracy sieci z KSE, stany nieustalone w czasie pracy autonomicznej oraz przejście sieci od współpracy z KSE do pracy autonomicznej i odwrotnie. W celu uwidocznienia oddziaływania układu SCO na pracę sieci do dalszej analizy przyjęto stan nieustalony związany z przejściem sieci zakładowej od współpracy z KSE do pracy autonomicznej. W rozważanym przypadku taki stan nieustalony wiąże się z nagłym niezbilansowaniem mocy czynnej, przy czym deficyt mocy w sieci wynosi wówczas 3,9 MW.

Wynikiem wielokrotnych badań symulacyjnych z uwzględnieniem niepewności parametrów modeli matematycznych jest wiele przebiegów. Na ich podstawie można wyznaczyć pasma ograniczone przebiegami granicznymi. Najszerze możliwe pasmo to obszar, w którym znajdują się wszystkie wyznaczone przebiegi. Obszar taki ograniczony jest dwoma przebiegami skrajnymi: maksymalnym $q_{\max}(t)$ i minimalnym $q_{\min}(t)$. Przebiegi ograniczające pasmo wyznacza się zgodnie z zależnościami obowiązującymi dla i -tej chwili czasu:

$$q_{\max, \min}(t_i) = \max, \min [y_1(t_i) \quad y_2(t_i) \quad \dots \quad y_j(t_i) \quad \dots \quad y_m(t_i)]^T \quad (3)$$

Stopień SCO		1	2	3	4	5
Węzeł z wyłączanym odbiornikiem (rys. 1)		W7	W8	W6	W9	W11
Priorytet wyłączania odbiornika		1				2
Częstotliwość wyzwalamąca	Hz	49,0	48,7	48,5	48,3	48,1
Moc obciążenia w KSE	%	15	15	10	5	5
Moc obciążenia w analizowanej sieci	%	28	7	5	5	4
Zwłoka czasowa SCO	s	0,2	0,2	0,5	0,5	0,5

Tab. 1. Progi obciążenia SCO i odpowiadające im wartości mocy

przy czym: $y_j(t_i)$ – przebieg dynamiczny (w rozważanym przypadku napięcie zaciskowe generatora V_t , moc chwilowa p oraz częstotliwość f) wyznaczony dla j -tego losowego zestawu parametrów modeli matematycznych, m – liczba losowanych zestawów parametrów modeli matematycznych (liczba przeprowadzonych symulacji).

Ponadto pasma przebiegów mogą zostać ograniczone przez: α i β percentyl [16], zgodnie z zależnościami:

$$q_{\alpha,\beta}(t_i) = \text{percentyl}_{\alpha,\beta} [y_1(t_i) \quad y_2(t_i) \quad \dots \quad y_j(t_i) \quad \dots \quad y_m(t_i)]^T \quad (4)$$

przy czym percentyl α określa górną a β dolną granicę pasma. W dalszej części przyjęto, że $\alpha = 5$ a $\beta = 95$, wówczas przebiegi $q_5(t)$ i $q_{95}(t)$ ograniczają pasmo dla 90% wszystkich wyznaczanych przebiegów.

Do śledzenia zmian wyznaczanych pasm przebiegów, a w konsekwencji do oszacowania wiarygodności przebiegów zastosowano cztery wskaźniki: $Q_{\max/\min}$ – pole pasma ograniczonego przez przebiegi $q_{\max}(t)$ i $q_{\min}(t)$, $Q_{90\%}$ – pole pasma ograniczonego przez przebiegi $q_5(t)$ i $q_{95}(t)$ oraz bezwzględne maksymalne ζ_{\max} i minimalne ζ_{\min} wartości występujące w przebiegach $y_j(t)$, przy czym zależności na poszczególne wskaźniki można zapisać następująco:

$$Q_{\min/\max} = \sum_i (q_{\max}(t_i) - q_{\min}(t_i)) \Delta t_i \quad (5)$$

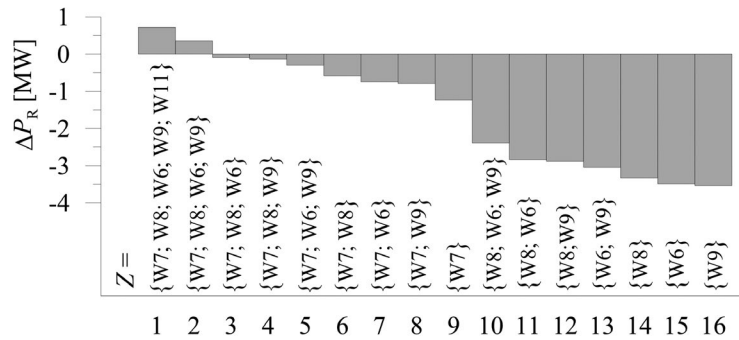
$$Q_{90\%} = \sum_i (q_5(t_i) - q_{95}(t_i)) \Delta t_i \quad (6)$$

$$\zeta_{\max} = \max[q_{\max}(t)] \quad (7)$$

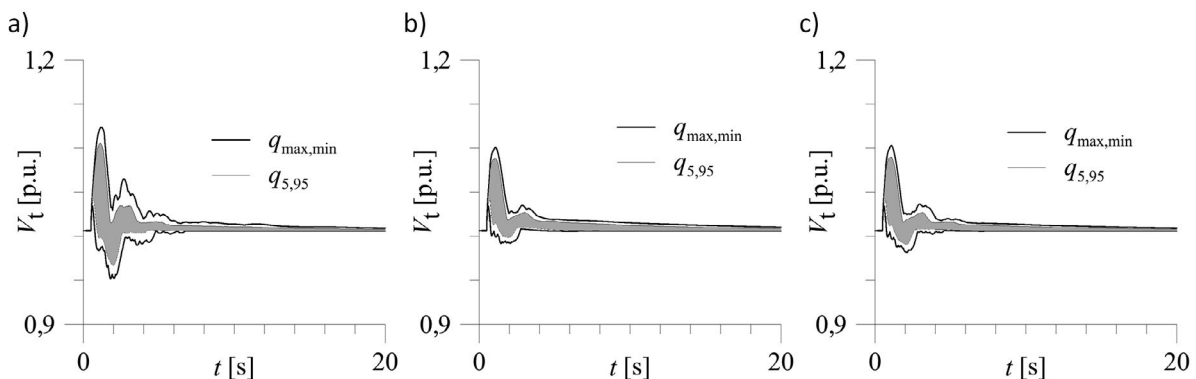
$$\zeta_{\min} = \min[q_{\min}(t)] \quad (8)$$

Zgodnie z założeniami przedstawionymi w rozdziale 3 analizowano dwa algorytmy działania układu SCO. W rozważanym stanie przejściowym, dla pierwszego algorytmu (podstawowego algorytmu SCO) wyłączenia poszczególnych odbiorników następowały zgodnie z aktualną wartością częstotliwości i przyjętymi zwłokami czasowymi przedstawionymi w tab. 1. Dla drugiego algorytmu wyznaczano wartość deficytu mocy ΔP_D i na tej podstawie typowano kombinacje odbiorników do wyłączenia, przy czym deficyt mocy równy jest wartości mocy pobieranej z KSE (P_{KSE}). Graficzną interpretację sposobu wyboru kombinacji odbiorników do wyłączenia przez układ SCO przedstawiono na rys. 2, przy czym na osi rzędnych przedstawiono różnicę pomiędzy mocą zredukowaną dla danej kombinacji wyłączeń a deficytem mocy ($\Delta P_R = P_R - \Delta P_D = P_R - P_{KSE}$), a na osi odciętych odpowiadające jej kombinacje wyłączeń.

Do dalszej analizy przyjęto kombinacje nr 2 i 5 (rys. 2), uwzględniając w ten sposób niedokładność wyznaczenia wymaganej wartości mocy odciążenia (2). Przypadek nr 2 odpowiada kombinacji $Z = \{W6; W7; W8; W9\}$ (4-elementowa kombinacja Z oznacza, że wyłączeniu podlegają odbiorniki przyłączone do węzłów



Rys. 2. Graficzna interpretacja możliwych kombinacji odbiorników do wyłączenia



Rys. 3. Przebieg napięcia zaciskowego generatora G1

od W6 do W9), przy czym różnica mocy ΔP_R wynosi wówczas 0,36 MW (tzn. wyłączono większą moc, niż wymaga to zbilansowanie sieci), natomiast w kombinacji nr 5 różnica mocy ΔP_R wynosi $-0,3$ MW.

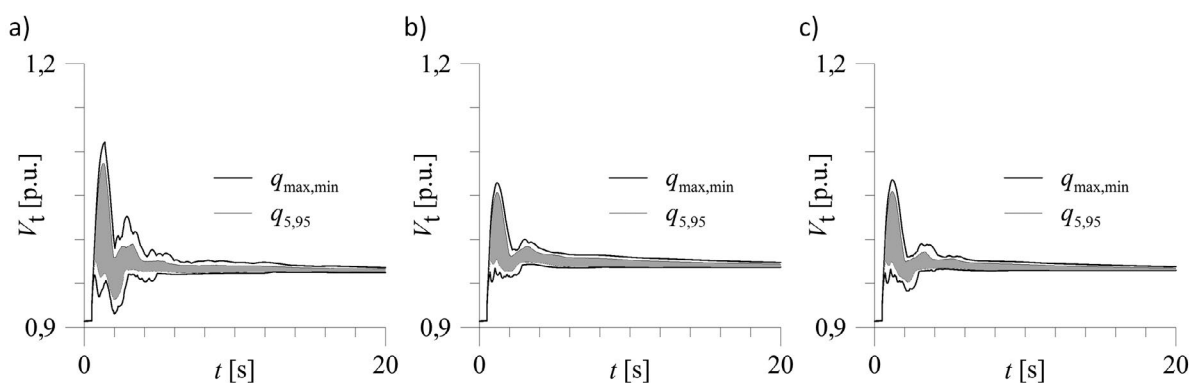
Na rys. 3–7 przedstawiono uzyskane pasma przebiegów w czasie przejścia sieci do pracy autonomicznej. Rysunki 8 i 9 przedstawiają przebiegi wskaźników (5)–(8) w czasie symulacji wielokrotnych. Dla wszystkich prezentowanych przebiegów, rysunek (a) dotyczy algorytmu podstawowego, natomiast (b) i (c) odpowiadają odpowiednio wariantowi drugiemu i piątemu drugiego algorytmu SCO.

5. Podsumowanie

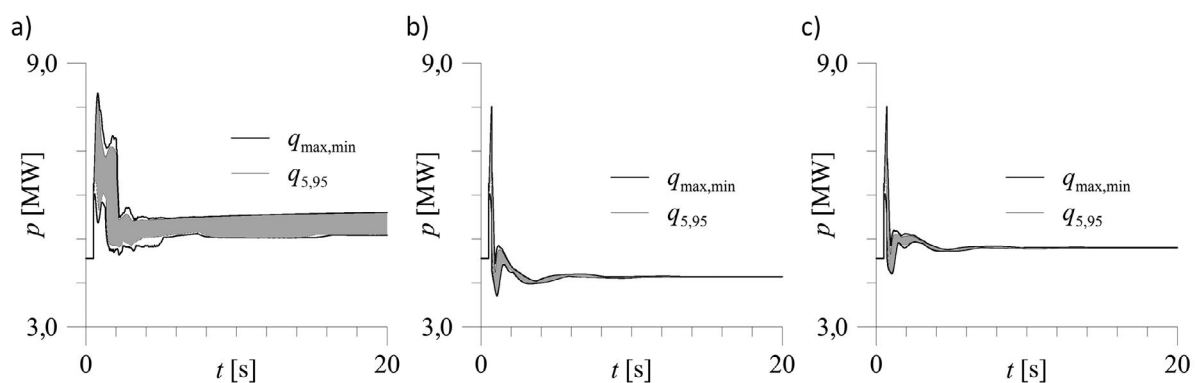
Porównując przebiegi przedstawione na rys. 3–7, można stwierdzić, że analizowane algorytmy SCO poprawnie współpracują

z układami regulacji zespołów wytwórczych, umożliwiając przejście sieci do pracy autonomicznej z zachowaniem stabilności kątownej układu.

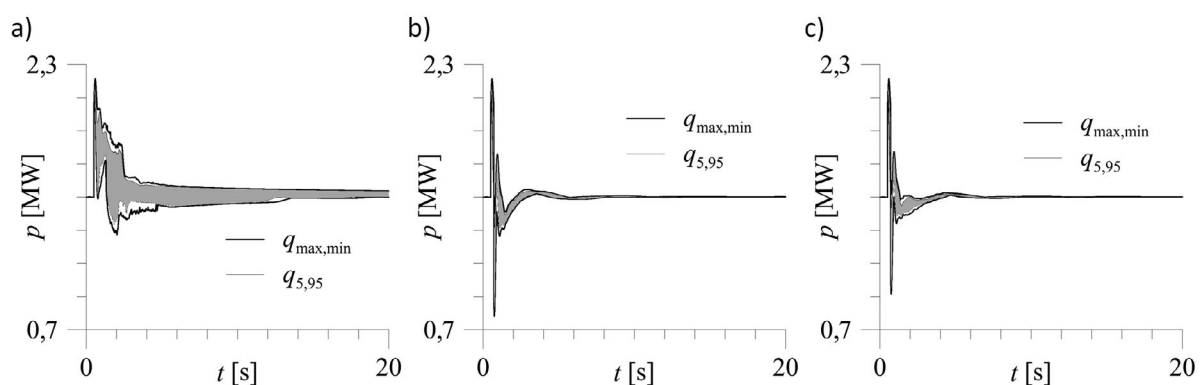
Dla algorytmu podstawowego układ SCO w czasie przejścia sieci do pracy autonomicznej przy deficycie mocy równym 3,9 MW aktywuje tylko dwa stopnie, w związku z tym wyłączane są odbiorniki przyłączone do węzłów W7 i W8 o łącznej mocy 3,24 MW. W stanie przejściowym częstotliwość nie spada poniżej 48,5 Hz, a czas odbudowy częstotliwości bardzo silnie zależy od wartości parametrów niepewnych (rys. 7a). Dla drugiego algorytmu badano przypadek wyłączenia 4 odbiorników (przypadek 2, wyłączenie mocy 4,34 MW) i 3 odbiorników (przypadek 5, wyłączenie mocy 3,68 MW), wyłączeniu podlega więc większa liczba odbiorników niż w algorytmie podstawowym. W stanie



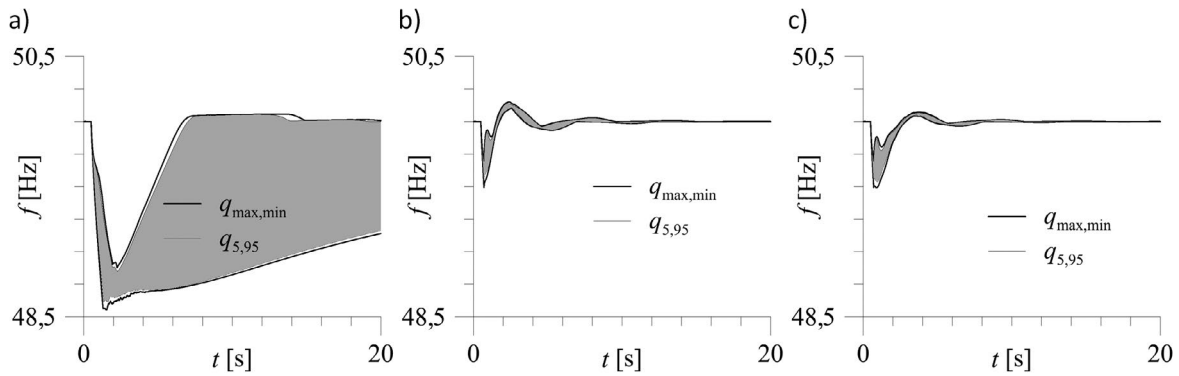
Rys. 4. Przebieg napięcia zaciskowego generatora G2



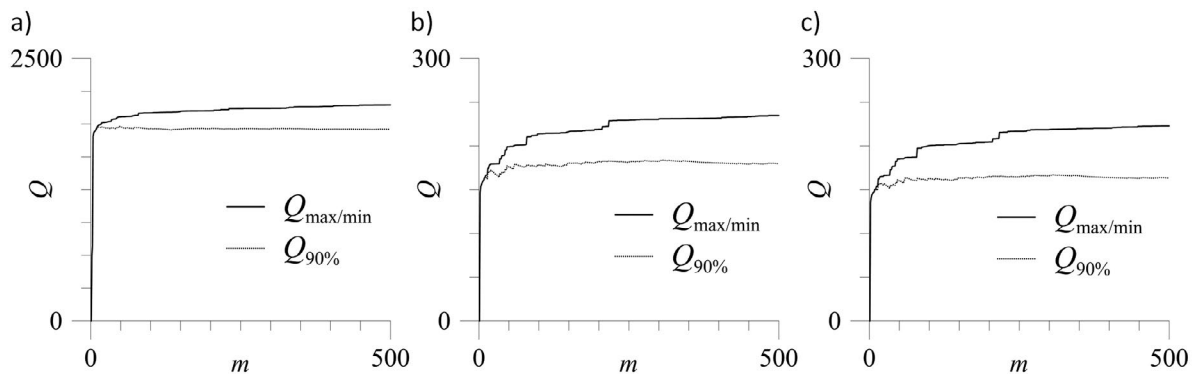
Rys. 5. Przebieg mocy chwilowej generatora G1



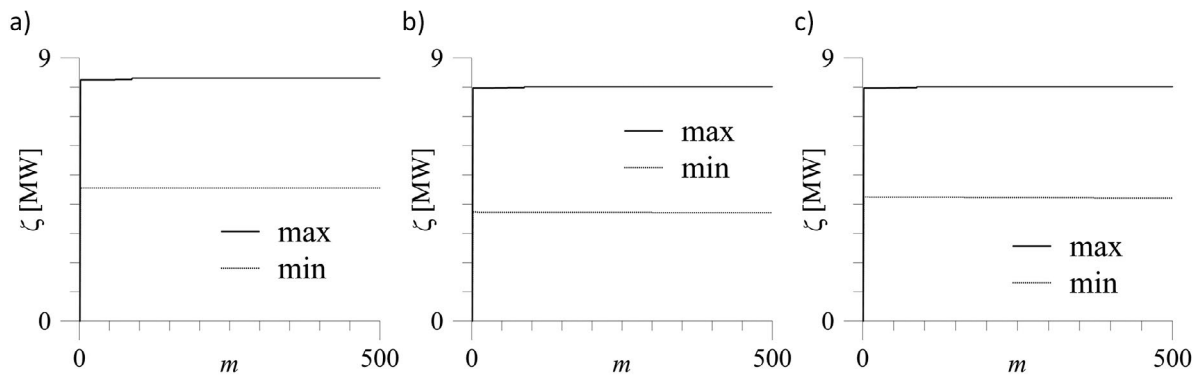
Rys. 6. Przebieg mocy chwilowej generatora G2



Rys. 7. Przebieg częstotliwości w sieci



Rys. 8. Przebiegi wskaźników (5) i (6) dla przebiegów mocy chwilowej G1



Rys. 9. Przebiegi wskaźników (7) i (8) dla przebiegów mocy chwilowej G1

przejściowym, w obu przypadkach częstotliwość w systemie nie spada poniżej 49,5 Hz. Ponadto minimalna i maksymalna wartość częstotliwości oraz czas odbudowy częstotliwości praktycznie nie zależą od wartości parametrów niepewnych (rys. 7b i c).

Biorąc powyższe spostrzeżenia pod uwagę, należałoby tak zmodyfikować drugi algorytm SCO, aby włączeniu podlegała jak najmniejsza liczba odbiorników, przy zachowaniu odpowiedniej wartości mocy wyłączanej (w kryterium wyboru kombinacji wyłączników należałoby uwzględnić, oprócz mocy odciążenia, również liczbę wyłączanych odbiorników).

Zaproponowane wskaźniki statystyczne zmieniają się wraz ze zwiększaniem liczby przeprowadzanych symulacji. W szczególności odnosi się to do wskaźników (5) i (6), czyli miar pola wyznaczonego przez przebiegi graniczne. Można jednak określić

pewną liczbę symulacji, po której nie występują już znaczące zmiany wartości tych wskaźników. Dla wskaźnika $Q_{\max/\min}$ jest to ok. 250 symulacji, a dla $Q_{90\%}$ – ok. 100 symulacji, niezależnie od wariantu algorytmu SCO. W związku z tym, po osiągnięciu stabilizacji wartości konkretnego wskaźnika można skończyć już przeprowadzać symulacje, a uzyskane pasmo przebiegów (wynik symulacji wielokrotnej) można uznać za wiarygodne, czyli takie, w którym z dużym prawdopodobieństwem będzie znajdować się przebieg rzeczywisty. Dalsze zwiększanie liczby przeprowadzonych symulacji nie zmienia już wyniku (pasma przebiegu) w sposób znaczący, ponieważ uzyskiwane przebiegi mieszczą się w już wcześniej wyznaczonym paśmie.

Wartości wskaźników $Q_{\max/\min}$ i $Q_{90\%}$ można również traktować jako miarę wrażliwości danego przebiegu (pasma przebiegów)

na zmiany parametrów, im wskaźnik przyjmuje mniejsze wartości, tym pasmo jest węższe, zatem przebieg wykazuje mniejszą wrażliwość na zmiany parametrów.

BIBLIOGRAFIA

- Mello de F.P., Hannett L.H., Validation of synchronous machine models and derivation of model parameters from tests, *IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems* 1981, Vol. 100, No. 2, s. 662–672.
- Dokumentacja techniczna układu wzbudzenia Unitrol firmy ABB.
- Halinka A., Rzepka P., Szabliski M., Systemy automatyki częstotliwościowego odciążania i bilansowania mocy czynnej obszarów sieciowych, *Przegląd Elektrotechniczny* 2014, r. 90, nr 8, s. 105–109.
- Kalos M.H., Whitlock P.A., Monte Carlo methods, WILEY Verlag GmbH & Co., Weinheim 2008.
- Klimpel A., Odciążanie jako ostateczny środek obrony KSE, *Elektroenergetyka* 2012, nr 3–4 (13–14), s. 84–97.
- Klimpel A., Zabezpieczenia póładaptacyjne podczęstotliwościowe i podczęstotliwościowe SCO, materiały konferencji naukowo-technicznej „Technologie w energetyce”, 22–25.05.2015, s. 31–55.
- Krause P.C., Analysis of electric machinery, McGraw-Hill Book Company, New York 1986.
- Machowski J., Bialek J.W., Bumby J.R., Power System Dynamics: Stability and Control, John Wiley & Sons, 2008.
- Nanou S.J., Tzortzopoulos O.D., Papathanassiou S.A., Evaluation of an enhanced power dispatch control scheme for multi-terminal HVDC grids using Monte-Carlo simulation, *Electric Power Systems Research* 2016, Vol. 140, November 2016, s. 925–932.
- Nocoń A., Paszek S., Sensitivity analysis of power system stability factors including the uncertainty of mathematical models parameters, *Kwartalnik Elektryka* 2011, z. 2 (218), s. 7–17.
- Nocoń A., Paszek S., Transient states and island mode operation of industrial electricity networks, in: 13th Selected Issues of Electrical Engineering and Electronics (WZEE), Rzeszów, 2016, s. 1–6.
- Paszek S. i in., Pomiarowa estymacja parametrów dynamicznych generatorów synchronicznych i układów wzbudzenia pracujących w krajowym systemie elektroenergetycznym, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2013.
- Paszek S., Nocoń A., Parameter polyoptimization of PSS2A power system stabilizers operating in a multi-machine power system including the uncertainty of model parameters, *Applied Mathematics and Computation* 2015, No. 267, s. 750–757.
- Raychaudhuri S., Introduction to Monte Carlo simulation, Proceedings of the 2008 Winter Simulation Conference [online], <http://www.informs-sim.org/wsc08papers/012.pdf>, [dostęp: 9.05.2016].
- Robak S., Źródła niepewności w analizie systemów elektroenergetycznych, *Przegląd Elektrotechniczny* 2008, nr 84(1), s. 54–57.
- Zimny A., Statystyka opisowa, Wydawnictwo Państwowej Wyższej Szkoły Zawodowej w Koninie, Konin 2010.

Adrian Sylwester Nocoń

dr inż

Politechnika Śląska

e-mail: adrian.nocon@polsl.pl

Autor lub współautor 63 publikacji, w tym 3 monografii. Recenzent kilku artykułów naukowych, w tym z listy filadelfijskiej. Jego zainteresowania badawcze to analiza SEE w stanach nieustalonych, analiza pracy źródeł rozproszonych on i off grid, metody optymalizacji i polioptymalizacji z wykorzystaniem algorytmów genetycznych, metody sztucznej inteligencji.

Automatyczne sterowanie przesuwnikami fazowymi – możliwości regulacji przepływu mocy czynnej w liniach wymiany międzynarodowej

Autorzy

Ksawery Opala
Tomasz Ogryczak

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

przesuwnik fazowy, system sterowania, regulacja przepływu mocy czynnej

Streszczenie

Autorzy przedstawili charakterystykę stacji elektroenergetycznej Mikułowa ze względu na jej lokalizację i powiązania sieciowe, skrócony opis funkcjonalny zastosowanej automatyki oraz wyniki badań działania układu automatycznej regulacji czterech przesuwników fazowych zainstalowanych w liniach wymiany międzynarodowej Mikułowa – Hagenwerder. Badania wykonano w ramach prac uruchomieniowych przesuwników fazowych prowadzonych w SE Mikułowa w 2016 roku. Wyniki te pozwalają zweryfikować rzeczywisty zakres regulacji przepływu mocy czynnej pomiędzy systemem elektroenergetycznym Polski i Niemiec oraz wpływ regulacji na rozpyły mocy czynnej w KSE. Jest to pierwsza tego typu instalacja na połączeniu transgranicznym w Polsce. Zmiana przepływu mocy czynnej z wykorzystaniem przesuwników fazowych nie była dotychczas stosowana w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE).

1. Wprowadzenie

Genezą powstania niniejszego artykułu były doświadczenia praktyczne związane z instalacją czterech przesuwników fazowych, o mocy znamionowej 1200 MVA każdy, w stacji elektroenergetycznej Mikułowa. Przesuwniki fazowe o takiej mocy znamionowej są urządzeniami, które nie były dotychczas stosowane w KSE. Pracują natomiast w zagranicznych systemach energetycznych, np. w Niemczech – stacja elektroenergetyczna Diele. Przesuwniki fazowe – PF (ang. *Phase Shifting Transformer* – PST) zainstalowano w dwóch liniach wymiany międzynarodowej Mikułowa – Hagenwerder 400 kV, w celu regulacji przepływu mocy czynnej. Zastosowane PF (rys. 1) są praktycznie symetryczne (strona: *Source* – S i *Load* – L) i każdy z nich składa się z dwóch osobnych transformatorów (*series* – szeregowy i *exciter* – wzbudzający).

Transformator wzbudzający TW ma oba uzwojenia połączone w gwiazdę. Uzwojenie pierwotne TW jest zasilane z sieci, a uzwojenie wtórne współpracuje z przełącznikiem zaczepek pod obciążeniem. Uzwojenie wtórne transformatora szeregowego TS, wytwarzające napięcie dodawcze, jest włączone w szereg z linią, w której reguluje się przesunięcie fazowe napięcia. Przez uzwojenie przepływa pełny prąd linii. Uzwojenie pierwotne TS jest natomiast połączone w trójkąt (co zapewnia przesunięcie napięć o $\pi/2$) i jest zasilane z uzwojenia regulacyjnego transformatora wzbudzającego [1].

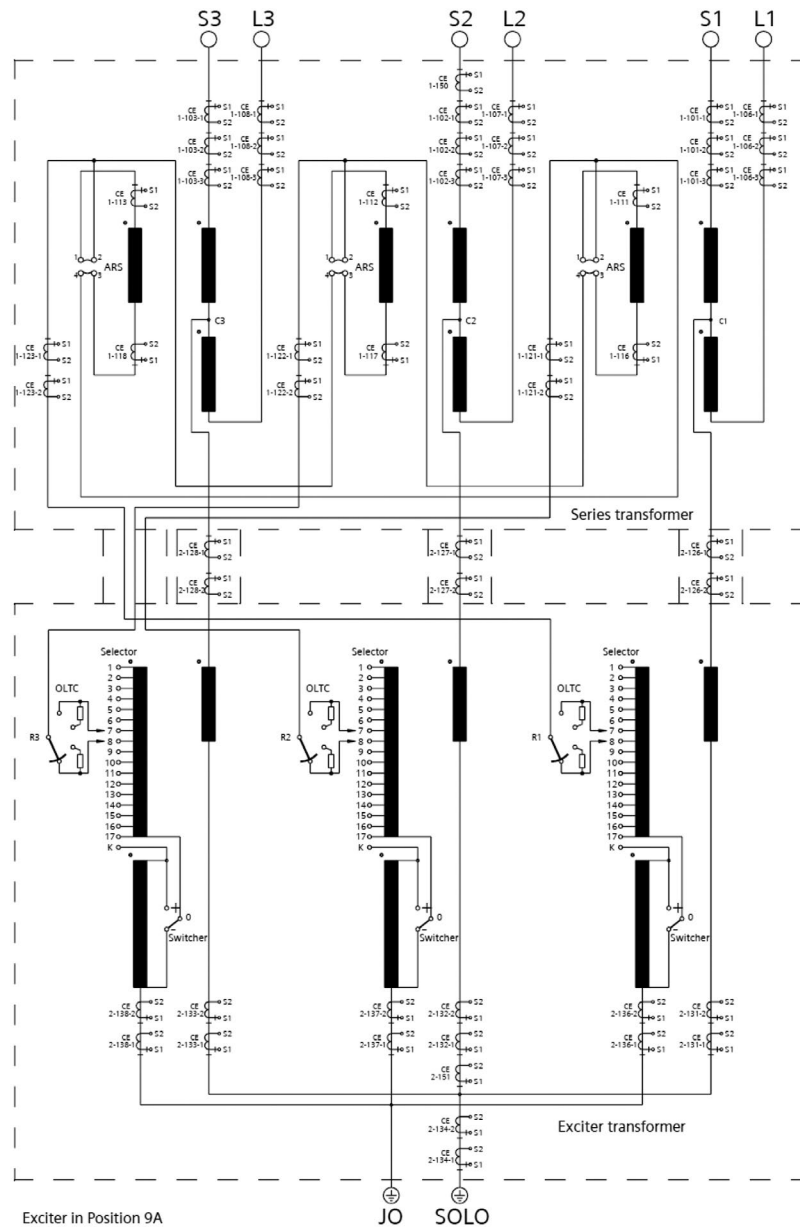
Regulacja przepływu mocy czynnej przez przesuwniki fazowe polega na zmianie rozpyły bez zmiany sumarycznej mocy wytwarzanej w sieci. Wykorzystana jest tutaj znana zależność określająca przepływ mocy czynnej przez pojedynczą gałąź o charakterze indukcyjnym. Ma ona następującą postać [2]:

$$P = \frac{U_i U_j}{X} \sin \delta \quad (1)$$

gdzie: P – moc czynna wypływająca z rozpatrywanej gałęzi, U_i , U_j – moduły napięć na początku i końcu gałęzi, δ – kąt obciążenia (różnica argumentów napięć węzłowych na początku i końcu gałęzi, $\delta = \delta_i - \delta_j$).

Regulacja przepływu mocy czynnej przez przesuwniki fazowe polega na zmianie wartości kąta obciążenia poprzez zmianę numeru zaczepek w uzwojeniu wtórnym TW. Zainstalowane w SE Mikułowa PF posiadają 65 stopni regulacji (± 32 zaczepek), dzięki którym możliwa jest zmiana wartości, jak i kierunku mocy czynnej płynącej w linii MIK-HAG (Mikułowa-Hagenwerder).

PF posiadają dwa przełączniki zaczepek firmy Reinhausen współpracujące ze sobą. Pierwszy przełącznik OLTC (*On-Load Tap Changer*) zmienia położenie numeru zaczepek w zakresie 0... 32 i jest zlokalizowany przy TW (rys. 1). Natomiast drugi przełącznik ARS (*Advance Retard Switch*) odpowiada za poszerzenie zakresu regulacyjnego z Advance – kierunek zwiększania importu mocy czynnej na Retard – wzrost eksportu. Kierunki i wartość przepływu mocy czynnej w zależności od zmian położenia przełączników zaczepek ARS i OLTC przedstawiono na rys. 2.

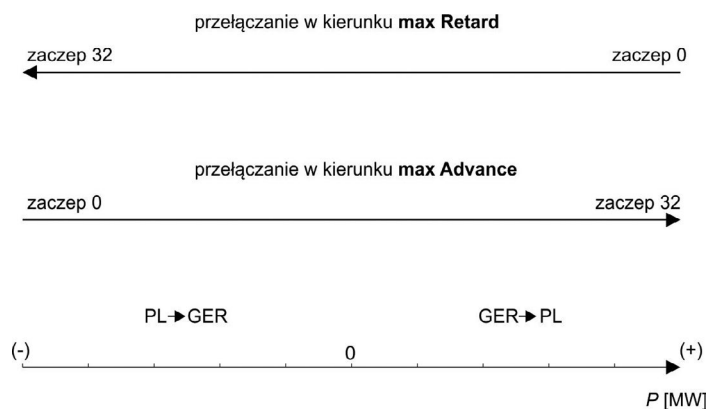


Rys. 1. Schemat połączeń pomiędzy TW i TS przesuwnika fazowego produkcji Siemens Weiz, zastosowanego w SE Mikułowa [3]

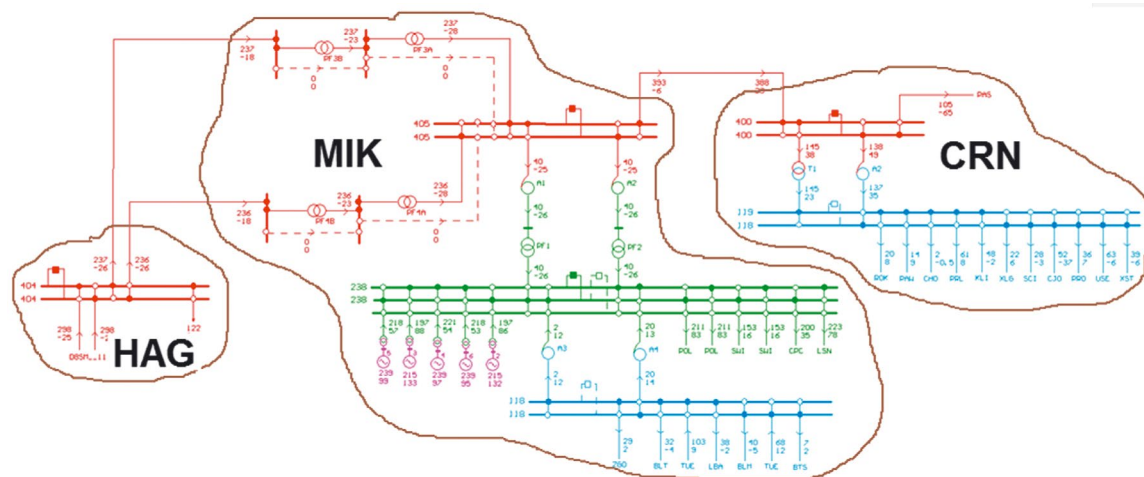
Aby zmienić kierunek Advance/Retard należy zmieniać zaczepek PPZ stopniowo o jeden, w kierunku zaczepek 0. Zmiana kierunku sterowania Advance/Retard nastąpi automatycznie w chwili przejścia przez PPZ z pozycji OR na 1A lub 0A na 1R [3]. Należy kontynuować zmianę zaczepek PPZ aż do osiągnięcia żądanej pozycji PPZ.

2. Charakterystyka węzła Mikułowa (MIK)

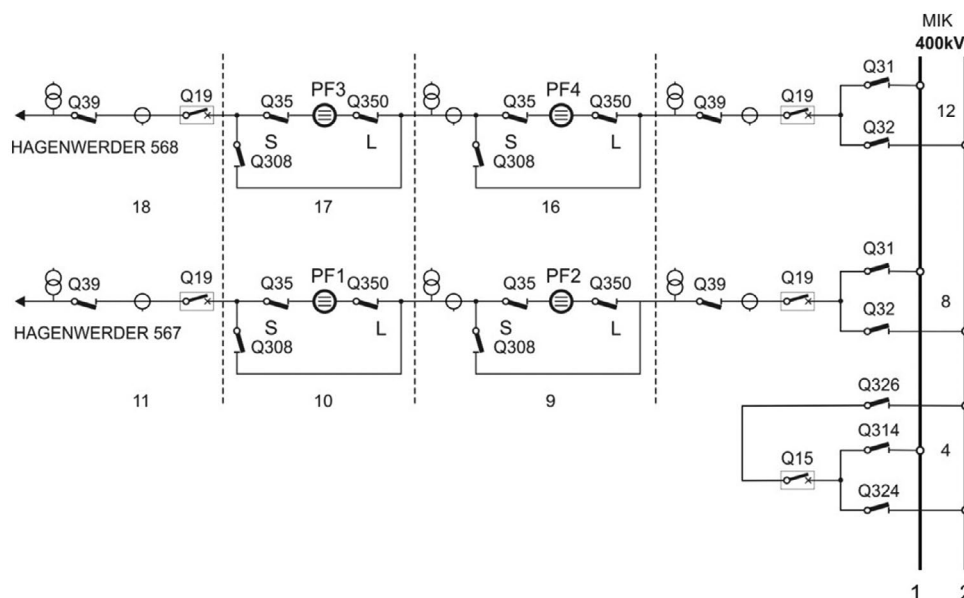
Stacja elektroenergetyczna Mikułowa 400/220/110 kV jest położona przy granicy polsko-niemieckiej w pobliżu Elektrowni Turów (ok. 30 km). Stacja połączona jest bezpośrednio dwoma liniami 400 kV (o długości 36 km) ze stacją niemiecką Hagenwerder. W torze linii, oznaczonej jako HAG567, zainstalowano szeregowo dwa przesuwniki fazowe PF1 i PF2. Analogicznie w torze linii HAG568 zainstalowano szeregowo dwa przesuwniki fazowe PF3 i PF4. Rozdzielnia 400 kV połączona jest również pojedynczą linią za stacją Czarna (rys. 3).



Rys. 2. Sterowanie przełącznikiem zaczepek w celu regulacji przepływu mocy czynnej. Stąd maksymalny import mocy czynnej można uzyskać w położeniu 32A, a maksymalny eksport w położeniu 32R



Rys. 3. Topologia węzła regulacyjnego MIK



Rys. 4. Przekładniki prądowe i napięciowe oraz łączniki, których stan doprowadzony jest do SSPF

Aktualnie do rozdzielni 220 kV przyłączone są generatory: G2, G3, G4, G5, G6, natomiast do rozdzielni 110 kV Elektrowni Turów przyłączony jest generator G1.

W stacji elektroenergetycznej 400/220/110 kV Mikułowa pracują: autotransformatory AT1 i AT2 400/220 kV o mocy znamionowej $S_n = 500$ MVA oraz autotransformatory AT3 i AT4 220/110 kV o mocy znamionowej $S_n = 160$ MVA.

W stacji pracują także przesuwniki fazowe oznaczone jako TD1 i TD2 o mocy znamionowej $S_n = 500$ MVA. TD1 i TD2 zlokalizowane są po stronie dolnego uzwojenia 220 kV autotransformatorów odpowiednio AT1 i AT2.

3. System sterowania przesuwników fazowych SSPF

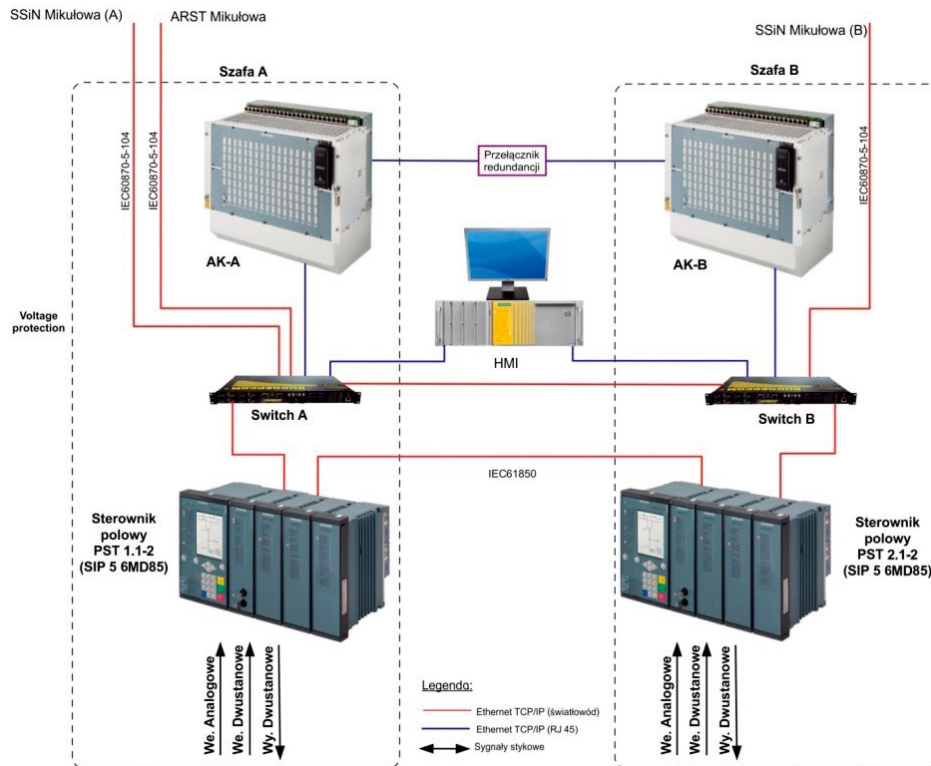
SSPF monitoruje stan topologii linii 567 i 568 oraz sprzęgła SP w stacji Mikułowa (rys. 4) i dobiera sposób działania do aktualnego stanu pracy (łączniki, pomiary z przekładników prądowych

i napięciowych). Obwody pomiarów prądowych i napięciowych oraz odwzorowania stanu położenia łączników koniecznych do poprawnej pracy układu są doprowadzone bezpośrednio do SSPF (rys. 5). Podobnie sterowanie zmianą zaczepek przesuwników PF1 – PF4 realizowane jest bezpośrednio poprzez styki wyjściowe SSPF [4].

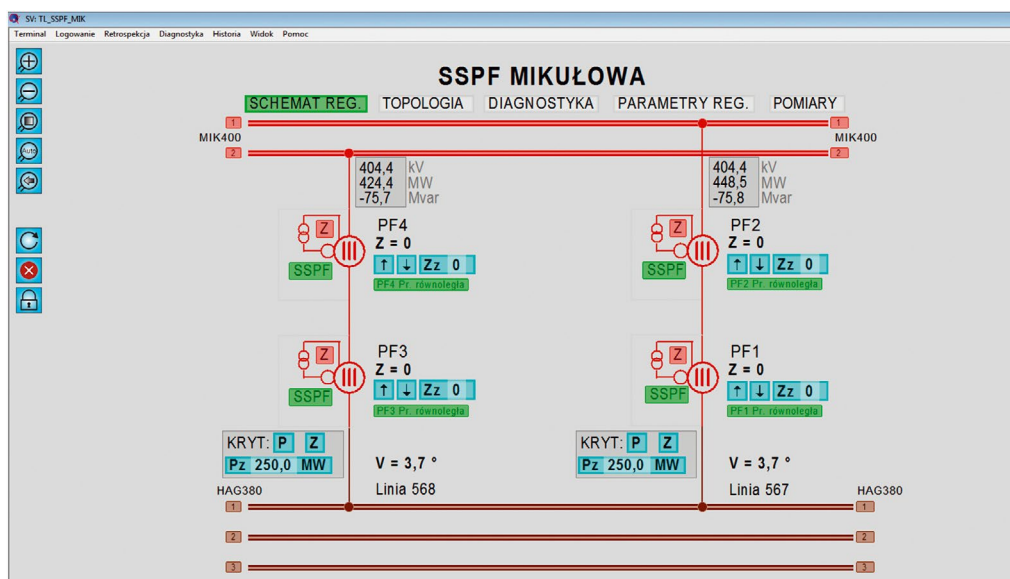
SSPF jest źródłem sygnałów zezwalających na załączenie linii 567 i 568 oraz sprzęgła, które są wykorzystywane przez system SSiN. Z powodów zewnętrznych problemów technicznych SSPF nie dysponuje pomiarami i odwzorowaniami ze strony stacji Hagenwerder. Z tego powodu przyjęto, że linie HAG567 i HAG568 są stale połączone w rozdzielni 380 kV Hagenwerder.

Parametry regulacji:

- EpsP – strefa nieczułości wartości zadanej mocy czynnej P_{zad}
- DeadTime – okres czasu [s], na który zatrzymana jest praca automatyczna SSPF
- RatioDiff – dopuszczalna różnica przekładni pomiędzy liniami



Rys. 5. Konfiguracja sprzętowa SSPF



Rys. 6. Ekran regulacji SSPF

- UnderVLock value – wartość blokady podnapięciowej
- OverVLock value – wartość blokady nadnapięciowej
- OvecurrentLock value – wartość blokady nadprądowej.

Zadania regulacyjne realizowane są przez system w oparciu o parametry regulacji zadawane lokalnie z terminalu SSPF lub terminalu systemu komputerowego SSiN stacji, czy też zdalnie z poziomu ODM/KDM za pomocą systemu DYSTER. Terminal SSPF w stacji służy do miejscowego wprowadzania wartości zadanych procesu regulacji, sterowania oraz graficznej prezentacji

działania procesu regulacji SSPF. Prezentacja wyników na uproszczonym schemacie funkcjonalnym SSPF (ekran regulacji SSPF – rys. 6) polega na wyświetlaniu bieżących wartości napięć, mocy, numerów zaczepek, pozycji ARS, wartości zadanych, komunikatów i sygnalizacji. Szczegółowe odczyty pomiarów z przekładników w poszczególnych polach umieszczone są na ekranie pomiarów (rys. 7).

Zdalne sterowanie i nadzór nad działaniem SSPF realizowany jest z poziomu ODM/KDM za pomocą systemu DYSTER poprzez

terminal o takiej samej funkcjonalności w zakresie obsługi SSPF, jak terminal lokalny w stacji.

Połączenie systemu SSPF stacji z SSiN jest redundantne i umożliwia przekazywanie danych związanych z procesem regulacji oraz pobieranie danych z SSiN w zakresie wartości zadanych dla procesu regulacji. Poprzez SSiN realizowana jest komunikacja z ośrodkami nadrzędnymi ODM/KDM.

4. Opis działania SSPF

System SSPF przeznaczony jest do automatycznego prowadzenia ruchu SE Mikułowa w następującym zakresie:

- utrzymywanie zadanego poziomu mocy czynnej przepływającej przez przesuwniki fazowe stacji – kryterium P
- sterowanie zaczeпами przesuwników fazowych (ustawianie zadanego numeru zaczeпа przesuwnika i/lub realizacja sterowań zaczeпа w górę/dół) – kryterium Z.

Nie dopuszcza się asymetrycznej pracy PF (1-0, 2-0 i 2-1) w trybie automatycznej regulacji SSPF. Kryterium P (wg zadanej mocy czynnej P_{zad}) jest podstawowym warunkiem pracy automatycznej. W kryterium P zadaniem systemu sterowania (SSPF) jest utrzymanie zadanej mocy czynnej P_{zad} dla węzła MIK oraz utrzymywanie odpowiednich przepływów w linach 400 kV MIK-HAG, np. unikanie wystąpienia krążenia mocy.

Nie dopuszcza się pracy PF z różnymi trybami regulacji automatycznej (SSPF) i ręcznej (bez SSPF). Gdy zaistnieje taki przypadek, to PF, który jest w trybie pracy automatycznej, pozostanie wyłączony z pracy automatycznej przez SSPF. Przykład: Obydwa PF załączone do pracy automatycznej w danej linii; jeżeli następnie jeden z nich zostanie przełączony do pracy ręcznej, to praca automatyczna drugiego zostanie zablokowana.

System SSPF wykrywa niepożądane stany pracy przesuwników fazowych pracujących w linii HAG 567 i HAG 568. Po wykryciu takich stanów SSPF generuje przedstawione poniżej sygnały ostrzeżeń (rys. 7):

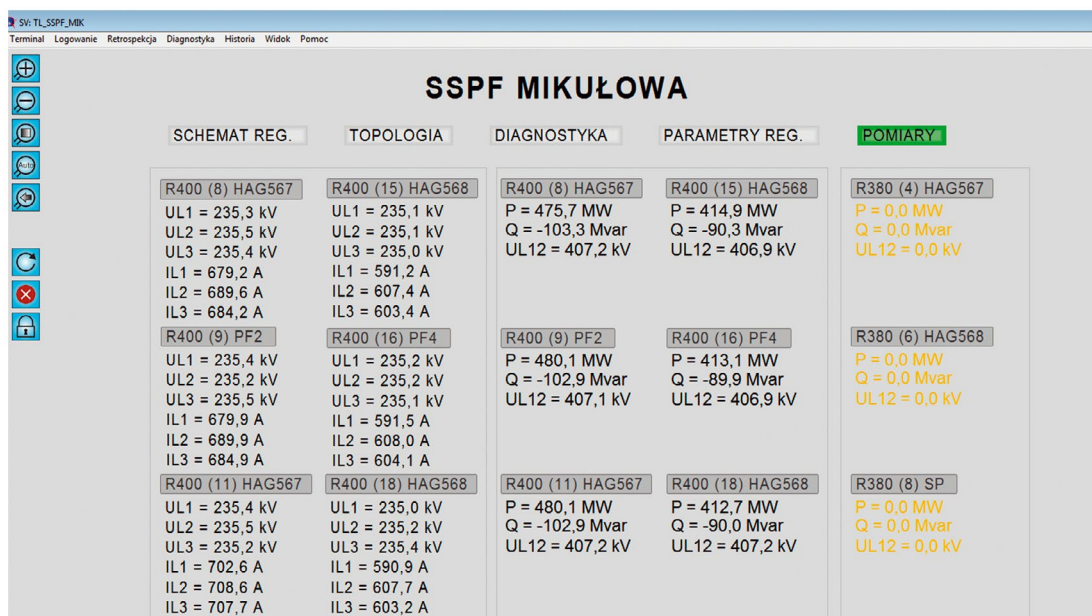
1. **Niesymetryczna praca linii HAG 567/568** – informacja o niesymetrycznej (1-0, 2-0, 2-1) pracy linii HAG 567 i HAG 568
2. **Niesymetryczna konfiguracja linii HAG 567** – informacja o niesymetrii wyłączonej linii HAG 567 w stosunku do załączonej linii HAG 568
3. **Niesymetryczna konfiguracja linii HAG 568** – informacja o niesymetrii wyłączonej linii HAG 568 w stosunku do załączonej linii HAG 567
4. **Przekroczenie RatioDiff dla HAG567/568** – informacja o sumarycznym rozstrojeniu zaczeпа między liniami
5. **Przekroczenie RatioDiff dla PF1-PF2** – informacja o rozstrojeniu zaczeпа przesuwników PF1 i PF2 (w linii HAG 567)
6. **Przekroczenie RatioDiff dla PF3-PF4** – informacja o rozstrojeniu zaczeпа przesuwników PF3 i PF4 (w linii HAG 568).

Zasady pracy SSPF w kryterium Z

SSPF umożliwia zmianę pozycji PPZ na przesuwnikach poprzez zadawanie numeru zaczeпа lub sterowanie strzałkami zaczeпа w górę / zaczeпа w dół. Zakres nastawień zadanych numerów zaczeпа PPZ wynosi od -32 do +32 (od 32 Retard do 32 Advance).

Układ SSPF (dla pracy wszystkich PF) wykonuje sterowania sekwencyjne jednocześnie parami: PF1 i PF3 oraz PF2 i PF4.

1. W układzie pracy jednej linii HAG 567 lub 568, w przypadku zmiany zaczeпа wykonywanej przez zadawanie numeru zaczeпа na jednym z przesuwników w danej linii, układ SSPF powoduje przepisanie tej samej wartości zadanej także dla drugiego przesuwnika w tej linii.
2. W układzie pracy obu linii HAG 567 i 568, w przypadku zmiany zaczeпа wykonywanej przez zadawanie numeru zaczeпа na jednym z przesuwników w jednej z linii, układ SSPF powoduje przepisanie tej samej wartości zadanej także dla wszystkich pozostałych przesuwników w obu torach linii.



Rys. 7. Ekran wszystkich dostępnych pomiarów SSPF

3. Zmianę zacze­pów strzałkami zacze­p w górę / zacze­p w dół wyko­nuje się in­dy­widu­la­nie na każ­dym z prze­su­wni­ków z oso­bna. Zmia­na nu­me­ru zacze­pu wyko­na­na w ten spo­sób po­wo­duje tak­że zmia­nę war­to­ści za­da­nej da­ne­go prze­su­wni­ka
4. Układ SSPF uniemo­żliwia za­da­nie nu­me­ru zacze­pów więk­szej niż zmia­na o je­den zacze­p – zmia­na o wię­cej nu­me­rów zacze­pów wy­ma­ga ko­lej­no za­da­wa­nia war­to­ści więk­szej o je­den nu­mer od bie­żą­ce­go zacze­pu.

Zasady pracy układu SSPF w kryterium P

Układ SSPF umo­żliwia zmia­nę ak­tu­al­ne­go prze­sy­łu mo­cy czyn­nej w liniach HAG567 i HAG568 po­przez za­da­wa­nie war­to­ści mo­cy P_{zad} . Za­kres za­da­wa­nia war­to­ści mo­cy wy­nosi od -1170 MW do $+1170$ MW. Moc za­da­na przy­pisana jest do każ­dej z linii HAG567 i HAG568 (rys. 6). W przy­pad­ku pra­cy rów­no­le­głej li­nii wprowa­dze­nie no­wej war­to­ści za­da­nej dla jed­nej z li­nii po­wo­duje prze­pisa­nie tej war­to­ści za­da­nej dla dru­giej li­nii.

Rzeczy­wi­sta war­tość mo­cy prze­pły­wa­ją­cej przez li­nię (prze­su­wni­ki) mo­że się róż­nić od za­da­nej o war­tość strefy nie­czu­łości ukła­du SSPF, któ­ra wy­nosi ± 30 MW. Np. dla war­to­ści za­da­wa­nej mo­cy 1170 MW wy­ni­ko­wa moc prze­pły­wa­ją­ca przez prze­su­wni­k bę­dzie się za­wie­rać w za­kresie od 1140 MW do 1200 MW. Aby zmie­nić kie­runek prze­pły­wu mo­cy czyn­nej, na­le­ży za­dać war­to­ści mo­cy z od­po­wie­dnim zna­kiem, od­po­wie­d­nio „+” dla mo­cy im­por­to­wa­nej i „-” dla mo­cy eks­por­to­wa­nej.

Układ SSPF zmie­nia po­zy­cje zacze­pów co je­den zacze­p w kie­runku osią­gnię­cia na­sta­wio­nej za­da­nej war­to­ści mo­cy. Zmia­na kie­runku ste­ro­wa­nia Advance/Retard na­stę­puje au­to­ma­tycz­nie w chwi­li prze­łą­cze­nia przez PPZ zacze­pu z 0R na 1A lub z 0A na 1R. Na­stę­pnie ukła­d SSPF kon­ty­nuuje zmia­nę zacze­pów PPZ aż do osią­gnię­cia za­da­nej war­to­ści mo­cy.

Układ SSPF (dla pra­cy wszy­stkich PF) wyko­nuje ste­ro­wa­nia sek­wen­cyj­ne jed­no­cze­śnie pa­ra­mi: PF1 i PF3 oraz PF2 i PF4, zmie­nia­jąc w jed­nym kro­ku po­zy­cję o je­den zacze­p.

5. Wyniki badań pracy przesuw­ni­ków fa­zo­wych

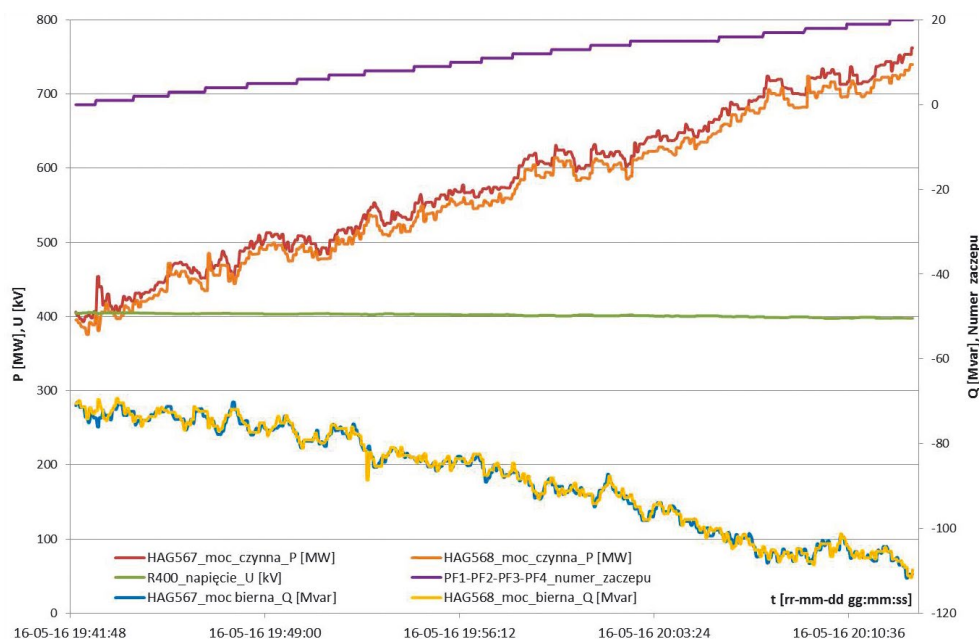
Pró­bę re­gu­la­cji prze­pły­wu mo­cy czyn­nej z wyko­rzy­sta­ni­em prze­su­wni­ków fa­zo­wych wyko­na­no 16 ma­ja 2016 ro­ku w ra­mach te­stów od­bio­rczych ukła­du SSPF. Pod­czas pró­b pra­co­wa­ły czte­ry prze­su­wni­ki PF1 – PF4. Obie li­nie HAG567 i HAG568 pra­co­wa­ły rów­no­le­gle – po­łą­czone w roz­dzie­lni R400 kV Mi­ku­łowa oraz R380 kV Hagenwerder.

Pierwsza pró­ba po­le­ga­ła na zmia­nie w kry­te­rium Z zacze­pów PF od war­to­ści 0 do 20. Prze­bieg pró­by za­pre­zen­to­wa­no na rys. 8. Uzyska­ny su­ma­ryczny (li­nia HAG567 i HAG568) za­kres zmia­n prze­pły­wu mo­cy czyn­nej wy­nosi 700 MW, mo­cy bie­rnej 80 Mvar. Zmia­na war­to­ści na­pię­cia na roz­dzie­lni R400 kV Mi­ku­łowa wy­nio­śla $6,5$ kV.

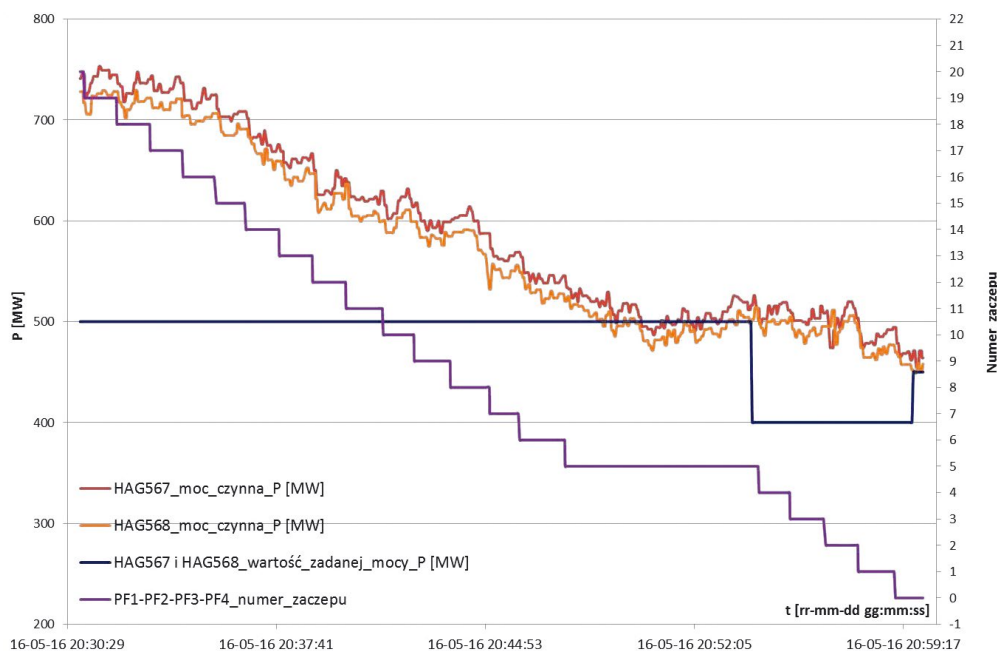
Kolejna pró­ba po­le­ga­ła na zmia­nie kry­te­rium z Z na P i wy­mu­sze­niu war­to­ści za­da­nej $P_{zad} = 500$ MW dla każ­dej z li­nii. Dzię­ki temu wy­mu­szono powrot­ną zmia­nę zacze­pów PF z po­zy­cji 20 (rys. 9). Po osią­gnię­ciu ocze­ki­wa­nej war­to­ści prze­pły­wu mo­cy czyn­nej (z do­kła­dno­ścią do strefy nie­czu­łości ± 30 MW) do­ko­na­no zmia­ny P_{zad} na 400 MW. Mia­ło to na ce­lu wy­mu­sze­nie osią­gnię­cia przez PF wy­jści­owej po­zy­cji zero­wej zacze­pów. Po uzyska­niu zero­we­go zacze­pu przez PF zmie­niono war­to­ść P_{zad} na 450 MW, aby prze­rwać re­gu­la­cję w kry­te­rium P.

Na­stę­pnie prze­pro­wad­zono pró­bę re­gu­la­cji w kry­te­rium Z w za­kresie zacze­pów ujem­nych (po­zy­cja prze­łą­cz­ni­ka ARS = Retard) od 0 do -10 . Osią­gnię­to su­ma­ryczną (w obu li­niach) zmia­nę prze­pły­wu mo­cy czyn­nej $\Delta P = 400$ MW oraz mo­cy bie­rnej $\Delta Q = 30$ Mvar (rys. 10). Uzyska­ny pod­czas pró­by przy­rost na­pię­cia dla roz­dzie­lni R400 Mi­ku­łowa wy­ni­o­ł $\Delta U = 3$ kV.

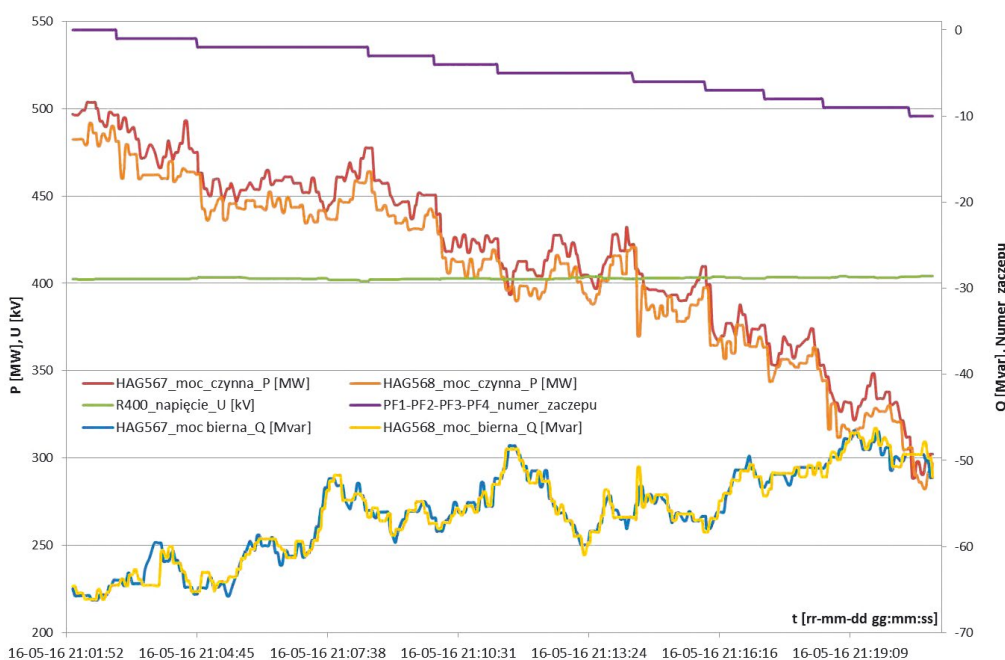
Ostatnia pró­ba po­le­ga­ła na wy­mu­sze­niu pod­czas pra­cy PF w kry­te­rium P zmia­ny zacze­pów w górę (rys. 11). W tym ce­lu przy­ję­to no­wą war­to­ść za­da­ną prze­pły­wu mo­cy czyn­nej (dla obu li­nii) $P_{zad} = 350$ MW. Po osią­gnię­ciu za­da­nej war­to­ści prze­pły­wu mo­cy czyn­nej (z do­kła­dno­ścią do strefy nie­czu­łości



Rys. 8. Kryterium Z – zakres zmia­ny zacze­pów od 0 do 20



Rys. 9. Kryterium P – zakres zmiany zaczeptw od 20 do 0



Rys. 10. Kryterium Z – zakres zmiany zaczeptw od 0 do -10

± 30 MW) dokonano zmiany P_{zad} na 400 MW. W celu zakończenia regulacji, w kryterium P przyjęto $P_{zad} = 440$ MW. Ostatecznie podczas próby osiągnięto zakres zmian numerów zaczeptw PF od -8 do -2.

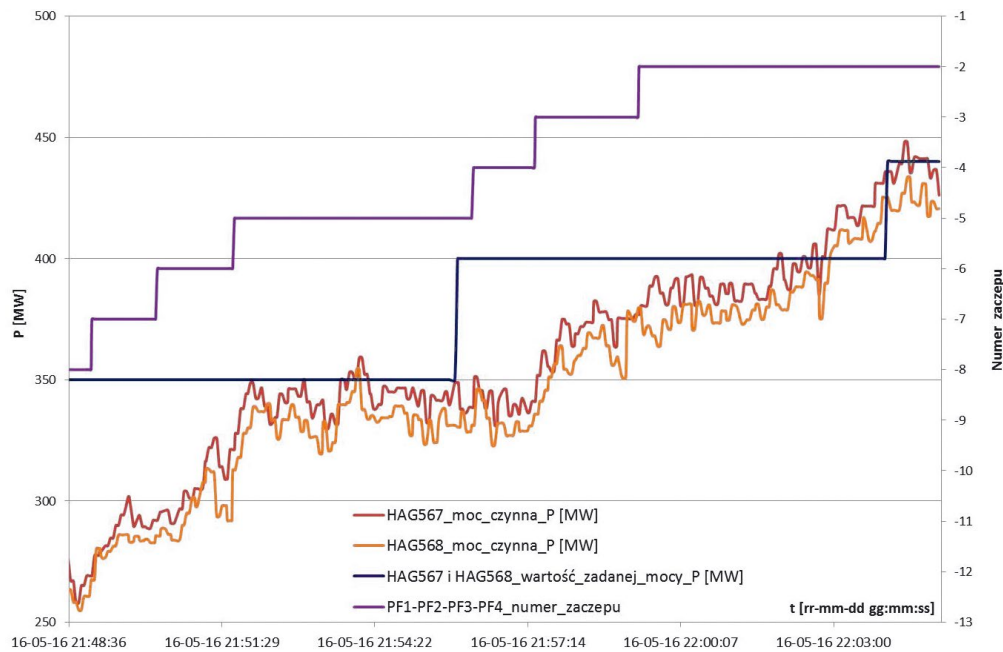
6. Podsumowanie

Instalacja czterech PF w liniach wymiany międzynarodowej pozwala na skuteczne kształtowanie poziomu przepływu mocy czynnej, pomiędzy sieciami zarządzanymi przez operatora sieci polskiej (PSE SA) i niemieckiej (50Hertz). Wdrożony przez Instytut Energetyki układ SSPF jest skutecznym narzędziem pozwalającym na prowadzenie automatycznej regulacji przepływu mocy

czynnej. Dodatkowo SSPF kontroluje stan pracy wszystkich PF oraz przeciwdziała niekontrolowanym operacjom łączeniowym linii HAG567 i HAG568 po stronie SE Mikułowa.

Przeprowadzone próby pozwoliły urealnić szacowane dotąd możliwości regulacyjne zainstalowanych PF. W badanych warunkach osiągnięto średnią zmianę ok. 40 MW/zaczept i 0,35 kV/zaczept. Dodatkowo zaobserwowano, że zmiana wartości przepływu mocy czynnej wywołuje ok. 10-proc. zmianę przepływu mocy biernej.

Bieżące warunki i ograniczenia sieciowe nie pozwoliły na zbadanie możliwości regulacji PF w pełnym zakresie regulacji (od zaczeptu -32 do 32). Wyniki z prób oraz doświadczenia



Rys. 11. Kryterium P – zakres zmiany zaczepów od –8 do –2

operatora 50Hertz z podobnymi przesuwnikami w SE Diele są wystarczające do przyjęcia liniowej ekstrapolacji uzyskanych charakterystyk dla pozostałego zakresu regulacji PF.

BIBLIOGRAFIA

1. Kocot H. i in., Dobór głównych parametrów przesuwników fazowych dla zachodnich połączeń transgranicznych KSE, *Przegląd Elektrotechniczny* 2014, r. 90, nr 4.

2. Korab R., Owczarek R., Kształtowanie transgranicznych przepływów mocy z wykorzystaniem transformatorów z regulacją poprzeczną, *Energetyka* 2011, nr 5.
3. Performance specification customer order PST PSE Polen, Maschinenfabrik Reinhausen GmbH, Regensburg, Germany, 2015.
4. Draft of the futures of the usage of a Tapcon 260 at a phase shifter, VA TECH Elin Transformatoren GmbH & Co, Weiz, Austria, 2005.

Ksawery Opala

mgr inż.

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

e-mail: k.opala@ien.gda.pl

Absolwent studiów magisterskich na Politechnice Gdańskiej – Wydział Elektrotechniki i Automatyki oraz Wydział Zarządzania i Ekonomii. Ukończył podyplomowe Studium Energetyki Jądrowej na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki macierzystej uczelni. Od 2001 roku jest zatrudniony w Instytucie Energetyki Oddział Gdańsk na stanowisku asystenta. Obszar zainteresowań obejmuje automatykę regulacyjną ARNE i ARST, obszarową regulację napięcia i mocy biernej, analizy stanu pracy sieci elektroenergetycznej i obliczenia rozpyłowe. Opracował koncepcję regulacji oraz zajmował się wdrożeniem Systemu Sterownia Przesuwnikami Fazowymi Mikułowa oraz wielu układów ARST/ARNE w KSE.

Tomasz Ogryczak

mgr inż.

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

e-mail: t.ogryczak@ien.gda.pl

Absolwent Politechniki Gdańskiej – ukończył studia magisterskie na Wydziale Elektroniki oraz podyplomowe Studium Prawno-Menedżerskie na Wydziale Zarządzania i Ekonomii. Od 1995 roku pracuje w Instytucie Energetyki Oddział Gdańsk, gdzie zajmuje się rozwojem i wdrażaniem układów automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej stosowanych w elektrowniach, sieci przesyłowej oraz w sieciach dystrybucyjnych. Obecnie jest zatrudniony na stanowisku kierownika Zakładu Automatyki Systemów Elektroenergetycznych. Kontynuuje dotychczasową działalność dodatkowo rozszerzoną o innowacyjne systemy wspomagania prowadzenia ruchu sieci energetycznych, zagadnienia związane z wdrażaniem i zarządzaniem sieciami inteligentnymi oraz układami automatyki dla farm wiatrowych i innych odnawialnych źródeł energii.

Analiza interakcji w systemie MIDC

Autorzy

Mateusz Polewaczyk
 Sylwester Robak

POWRÓT
 DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

układy przesyłowe prądu stałego (HVDC), Multi-Infeed HVDC, Dual-Infeed HVDC, interakcja układów przesyłowych HVDC

Streszczenie

W artykule opisano zagadnienia związane z pracą układów przesyłowych HVDC, znajdujących się w bliskiej odległości elektrycznej. Bliska lokalizacja układów HVDC powoduje, że układy te tworzą strukturę złożoną, określaną mianem układu Multi-Infeed HVDC (MIDC). W przypadku układu MIDC, w celu oceny wzajemnego oddziaływania połączeń HVDC należy się posłużyć odpowiednimi wskaźnikami, opracowanymi na te potrzeby. Pierwsza część artykułu charakteryzuje układy HVDC o strukturach złożonych. Kolejna – opisuje wskaźniki opracowane na potrzeby analizy interakcji układów typu MIDC oraz prezentuje przykładowe wyniki badań symulacyjnych i ich analizę. Przeprowadzone badania pozwalają stwierdzić, że większe oddziaływania występują pomiędzy falownikami niż pomiędzy falownikiem a prostownikiem w układzie MIDC.

1. Wstęp

Rosnąca popularność układów przesyłowych prądu stałego (HVDC), ze względu na oferowane właściwości, sprawia, że połączenia stałoprądowe coraz częściej są umiejscowione blisko siebie w systemie elektroenergetycznym. W konsekwencji praca jednego połączenia HVDC może oddziaływać na pracę sąsiednich połączeń. Układy HVDC, tworzące w ten sposób strukturę złożoną, nie mogą być traktowane jako połączenia niezależne i należy rozważać je całą grupą [1]. Do typowych oddziaływań występujących w systemach MIDC zalicza się występowanie: przewrotów komutacyjnych, przepięć, oddziaływania harmonicznego oraz napięciowego. Stopień interakcji zależy w dużej mierze od odległości pomiędzy stacjami przekształtnikowymi oraz mocy zwarciovych w węzłach przyłączenia [2].

2. Struktury złożone układów HVDC

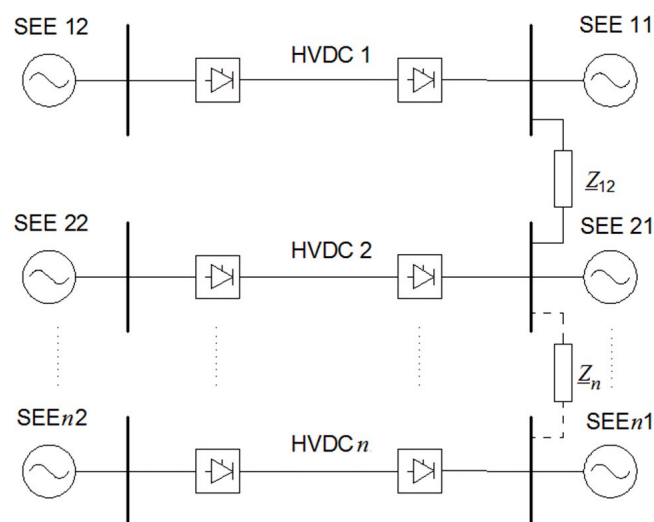
Złożoność układów przesyłowych HVDC może wynikać z ich wzajemnego oddziaływania od strony AC, wówczas mamy do czynienia z układami MIDC lub też od strony DC w układach typu MTDC (ang. *Multiterminal*).

Układ typu MIDC jest systemem składającym się z kilku stacji przekształtnikowych należących do różnych połączeń stałoprądowych. Stacje te mogą być podłączone do wspólnego węzła AC lub różnych węzłów, będących w sąsiedztwie elektrycznym. Przykładowy schemat poglądowy układu MIDC został przedstawiony na rys. 1.

Typowymi wariantami systemów MIDC są układy typu DI-HVDC (ang. *Dual-Infeed HVDC*) oraz układy hybrydowe HMIDC (ang. *Hybrid Multi-Infeed HVDC*). W przypadku układów DI-HVDC interakcja zachodzi pomiędzy dwoma stacjami przekształtnikowymi

należącymi do dwóch różnych połączeń stałoprądowych. Stacje te mogą być podłączone do wspólnego węzła AC lub węzłów znajdujących się w otoczeniu elektrycznym. Z kolei układy HMIDC są wariantem układu MIDC, w którym połączenia HVDC są zbudowane ze stacji przekształtnikowych różnej topologii (na przykład LCC i VSC) [1].

Można wyróżnić również typy układów MIDC związane z trybami pracy stacji przekształtnikowych. W zasadzie każda ze stacji przekształtnikowych należących do połączeń HVDC może pracować dwukierunkowo, to znaczy, w zależności od wymagań może pełnić funkcję prostownika lub falownika.



Rys. 1. Schemat poglądowy przykładowego układu MIDC

W przypadku pracy stacji przekształtnikowych będących w sąsiedztwie elektrycznym, z których jedna pracuje jako stacja falownikowa, z kolei druga jako prostownikowa, tworzy się układ określany mianem IRMI (ang. *Inverter-Rectifier Multi-Infeed*). Natomiast w wariancie obu stacji przekształtnikowych pracujących jako falowniki powstaje układ IIMI (ang. *Inverter-Inverter Multi-Infeed*) [3].

3. Zjawiska towarzyszące pracy układów MIDC

3.1. Przewroty komutacyjne

Przewrót komutacyjny, czyli przekroczenie czasu dostępnego na komutację zaworów tyrystorowych, jest zjawiskiem, które może wystąpić podczas obniżenia się napięcia w sieci AC. Obniżenie napięcia już o wartość 10% może skutkować pojawieniem się przewrotów komutacyjnych. Skutkiem przewrotu komutacyjnego jest obniżenie się napięcia w połączeniu HVDC oraz przepływanie przez zawory bardzo dużego prądu, co może powodować zadziałanie zabezpieczenia i skutkować wyłączeniem zaworu z pracy. W przypadku pracy połączeń HVDC w strukturze MIDC wystąpienie przewrotów komutacyjnych w jednej ze stacji przekształtnikowych może skutkować wystąpieniem tego zjawiska w stacjach sąsiadujących.

3.2. Przepięcia

W przypadku pracy połączeń zbudowanych z wykorzystaniem przekształtników LCC istnieje znaczne zapotrzebowanie stacji przekształtnikowych na moc bierną, które jest zaspokajane przez urządzenia kompensacyjne oraz filtry po stronie AC. Pobór mocy biernej w układach LCC wynosi ok. połowy mocy znamionowej połączenia stałoprądowego. W związku z powyższym, przy nagłym przerwaniu przesyłu mocy przez układ HVDC, może dojść do bardzo dużego przepięcia w sieci AC. Jeszcze gorsza sytuacja występuje w przypadku pracy kilku połączeń HVDC, znajdujących się w otoczeniu elektrycznym. Jednoczesna blokada przepływu mocy przez tak umiejscowione połączenia HVDC powoduje powstanie przepięcia o bardzo dużej wartości, większej niż w przypadku przepięcia, jakie mogłoby wystąpić podczas pracy pojedynczego połączenia HVDC.

3.3. Czas powrotu do poprawnej pracy

Praca układów HVDC w strukturze MIDC sprawia, że po usunięciu zakłócenia kilka połączeń HVDC powraca do poprawnej pracy w jednej chwili. Zwykle powoduje to wydłużenie czasu niezbędnego na ten powrót.

3.4. Oddziaływanie układów sterowania

Największą intensywność oddziaływania układów sterowania zauważa się przy niskich wartościach mocy zwarciowej w węźle ze stacją przekształtnikową. Dotyczy to zasadniczo układów sterowania mających zaimplementowane zaawansowane funkcje, w postaci układów VDCOL lub układów przeznaczonych do poprawy stabilności [2].

3.5. Oddziaływanie harmoniczne

W układach złożonych MIDC należy rozważyć aspekty pojawienia się rezonansu harmonicznego oraz odpowiedniej filtracji wyższych harmonicznnych pojawiających się podczas pracy poszczególnych układów HVDC.

4. Wskaźniki służące analizie interakcji układów typu MIDC

4.1 MIIF – wskaźnik oddziaływania napięciowego

Jednym ze współczynników służących ocenie oddziaływania napięciowego w układzie złożonym MIDC jest współczynnik *MIIF* (ang. *Multi Infeed Interaction Factor*). Chcąc mówić o interakcji napięciowej pomiędzy połączeniami HVDC (stacjami będącymi w bliskości elektrycznej), należy określić zmianę napięcia w węźle z jedną ze stacji przekształtnikowych oraz zbadać odpowiadającą temu zmianę napięcia w węźle z drugą ze stacji.

Zakładając, że węzły, do których przyłączone są stacje przekształtnikowe, oznaczone są jako *i*-ty oraz *j*-ty, współczynnik *MIIF_{ji}* przyjmuje postać [2]:

$$MIIF_{ji} = \frac{\Delta V_j}{\Delta V_i} \quad (1)$$

gdzie: ΔV_i – zmiana napięcia w węźle *i*-tym (wynosząca 1% napięcia znamionowego), ΔV_j – zmiana napięcia w węźle *j*-tym. Wskaźnik *MIIF* może służyć również do określenia odległości elektrycznej pomiędzy stacjami – im jego wartość jest wyższa, tym odległość elektryczna mniejsza i występuje większe oddziaływanie napięciowe. Wskaźnik *MIIF* jest uzyskiwany poprzez badania symulacyjne. Jest to wskaźnik empiryczny, który trudno byłoby uzyskać analitycznie, ze względu na nieliniowe właściwości układów HVDC [2].

4.2. Współczynnik CFII – wskaźnik odporności na występowanie przewrotów komutacyjnych

Kolejnym ze współczynników służących ocenie interakcji jest wskaźnik *CFII* (ang. *Commutation Failure Immunity Index*). Za jego pomocą można określić maksymalną moc zwarcia niepowodującą pojawienia się przewrotów komutacyjnych. Współczynnik ten wykorzystywany jest przy ocenie odporności przekształtnika prądu (LCC) na występowanie zjawiska przewrotów komutacyjnych, przy czym większa wartość oznacza wyższą odporność. Może on zostać zdefiniowany jako [2, 4]:

$$CFII = \frac{V_{ac}^2}{\omega \cdot L_{min} \cdot P_{DC}} \cdot 100\% \quad (2)$$

gdzie: V_{ac} – napięcie sieci zasilającej, ω – pulsacja, L_{min} – najmniejsza indukcyjność zwarcia, niepowodująca pojawienia się przewrotów komutacyjnych, P_{DC} – moc znamionowa połączenia HVDC.

Współczynnik $CFII$ w dużej mierze zależy od wartości mocy zwarciowej w badanym węźle ze stacją przekształtnikową [2].

4.3. Współczynniki określające sztywność sieci w węzłach ze stacjami przekształtnikowymi

W celu określenia sztywności sieci w węzłach, do których podłączone są stacje przekształtnikowe, można posłużyć się odpowiednimi współczynnikami, do których należą m.in.: SCR , $ESCR$, $MISCR$, $MIESCR$ [2, 5].

Często wykorzystywanym wskaźnikiem służącym ocenie sztywności sieci jest współczynnik $ESCR$, który uwzględnia moc bierną urządzeń kompensacyjnych [5]:

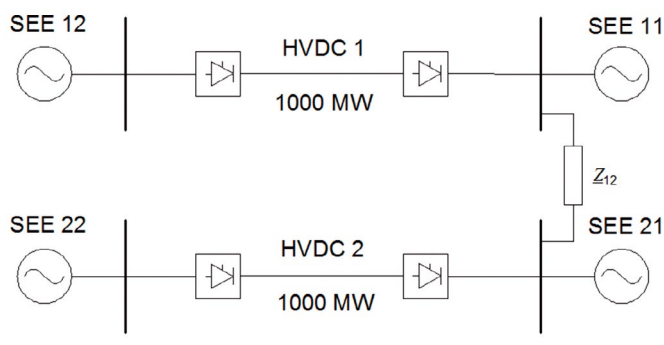
$$ESCR = \frac{S_k'' - Q_C + S_1}{P_{DC}} \quad (3)$$

gdzie: S_k'' – moc zwarciowa w węźle z przekształtnikiem, Q_C – moc bierna urządzeń kompensacyjnych, S_1 – moc kompensatora synchronicznego, jeśli występuje, P_{DC} – moc znamionowa połączenia HVDC.

5. Badania symulacyjne

5.1. Model testowy

Badania symulacyjne zostały przeprowadzone na podstawie modelu testowego „Cigre HVDC Benchmark model for control studies” [6] oraz układu przeznaczanego do badań systemów typu MIDC [2]. Układ składa się z dwóch połączeń HVDC z przekształtnikami topologii LCC. Każde z połączeń stałoprądowych w zbudowanym modelu ma moc znamionową 1000 MW. W trakcie badań analizowano wpływ m.in. odległości pomiędzy przekształtnikami oraz mocy zwarciowej w węzłach ze stacjami przekształtnikowymi, wyrażonej za pomocą współczynnika $ESCR$. Zamodelowane zostały dwa warianty układów MIDC: układ IIMI oraz układ IRMI. Wykorzystano standardowe układy sterowania pracą połączeń stałoprądowych: utrzymywanie stałej wartości prądu w połączeniu HVDC po stronie prostownika oraz utrzymywanie stałej wartości kąta wyprzedzenia wygaszania po stronie falownika. Schemat poglądowy opracowanego modelu testowego został przedstawiony na rys. 2.



Rys. 2. Schemat poglądowy modelu testowego układu złożonego typu MIDC

5.2. Wyniki badań symulacyjnych

Wykorzystując opracowany model symulacyjny, uzyskano wyniki oddziaływania napięciowego w różnych wariantach pracy układu testowego. Weryfikowano wpływ mocy zwarciowej w węzłach z przekształtnikami oraz odległości na wskaźniki $MIIF$. W modelu testowym węzeł 1 był węzłem ze stacją prostownikową (układ IRMI) lub stacją falownikową (układ IIMI), z kolei do węzła 2 (węzeł sąsiadujący) zawsze była przyłączona stacja falownikowa. Uzyskane wyniki badań w postaci współczynników $MIIF_{12}$ dla układów IIMI oraz IRMI zostały przedstawione na rys. 3.

Analiza rys. 3 prowadzi do następujących obserwacji:

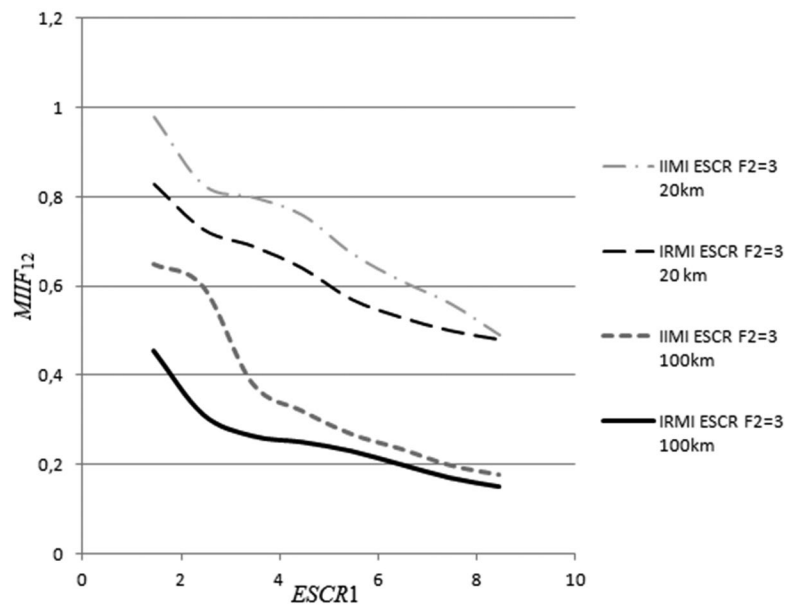
- oddziaływanie napięciowe na stację prostownikową jest mniejsze (układ IRMI) niż na stację falownikową (układ IIMI) w analogicznych wariantach badań
- znacznie większe oddziaływanie napięciowe pomiędzy stacjami przekształtnikowymi występuje przy niskich mocach zwarciowych w sąsiadujących węzłach
- bardzo duży wpływ na wartość współczynnika $MIIF_{21}$ ma odległość pomiędzy stacjami przekształtnikowymi, co potwierdza możliwość wykorzystania współczynnika $MIIF$ do oceny bliskości elektrycznej.

Na rys. 4 zaprezentowano oddziaływanie napięciowe węzła 1 na węzeł 2 za pomocą współczynnika $MIIF_{21}$ dla układów IRMI oraz IIMI, w zależności od odległości i mocy zwarciowej w węźle 1.

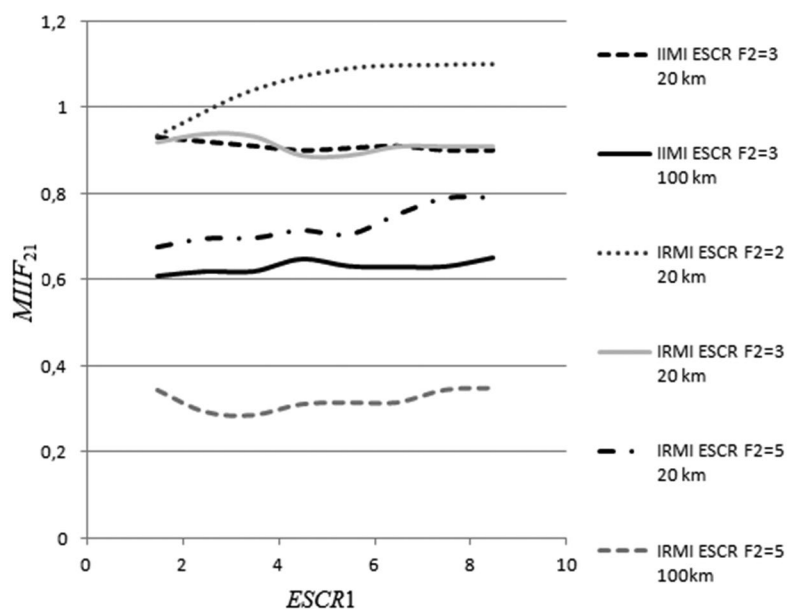
Wyniki badań przedstawione na rys. 4 pozwalają stwierdzić, że:

- im mniejsza moc zwarciowa w węźle sąsiadującym (większy współczynnik $ESCR$), tym większe występuje oddziaływanie napięciowe, wyrażone współczynnikiem $MIIF_{21}$
- dla bardzo małej sztywności sieci ($ESCR = 2$ w węźle z falownikiem) współczynnik $MIIF_{21}$ dla układu IRMI przyjmuje wartości powyżej 1, co oznacza, że występuje tak silne oddziaływanie napięciowe na ten węzeł, że powoduje zmianę napięcia większą niż w węźle badanym
- zauważa się niezbyt duży wpływ zmiany mocy zwarciowej w węźle, w którym wywoływane jest zakłócenie, na napięcie w węźle sąsiadującym
- uzyskane wyniki współczynnika $MIIF_{21}$ wskazują, że oddziaływanie napięciowe na stację falownikową jest właściwie niezależne od trybu pracy stacji sąsiadującej (podobne wartości współczynnika dla układów IRMI oraz IIMI).

Porównując rys. 3 i 4, można stwierdzić, że wskaźnik $MIIF$ wykazuje właściwości asymetryczne, to znaczy: $MIIF_{12} \neq MIIF_{21}$. Ponadto na podstawie przeprowadzonych badań można zauważyć, że wskaźnik $MIIF$ osiąga duże wartości przy oddziaływaniu napięciowym węzła sieci o wysokiej wartości współczynnika $ESCR$ na węzeł o niskiej wartości $ESCR$. Oznacza to, że $MIIF_{ij}$ będzie charakteryzował się wysokimi wartościami, gdy węzeł i -ty związany będzie z niską mocą zwarciową, a węzeł j -ty z dużą mocą zwarciową. Z kolei w sytuacji odwrotnej, to znaczy przy określaniu interakcji węzła z niską mocą zwarciową na węzeł z wysoką mocą zwarciową, wartości wskaźnika $MIIF$ będą niskie.



Rys. 3. Wartości współczynników $MIIF_{12}$ dla układów IIMI oraz IRMI w zależności od mocy zwarcia w węźle 1 oraz od odległości pomiędzy stacjami przekształtnikowymi



Rys. 4. Wartości współczynników $MIIF_{21}$ dla układów IIMI oraz IRMI w zależności od mocy zwarcia w węźle 1 oraz od odległości pomiędzy stacjami przekształtnikowymi

6. Podsumowanie i wnioski

Interakcje pojawiające się pomiędzy układami HVDC w strukturach MIDC powodują, że takich połączeń HVDC nie można traktować w sposób niezależny. Złożoność oddziaływań jest bardzo wysoka i wymaga każdorazowo przeprowadzenia szczegółowej analizy, przy lokalizowaniu układów HVDC w sąsiedztwie istniejących połączeń.

Wyniki badań oddziaływania napięciowego wskazują, że występujące interakcje napięciowe pomiędzy układami HVDC są uzależnione od wielu czynników. Największe wartości współczynników $MIIF$ występują dla niewielkich odległości pomiędzy stacjami przekształtnikowymi. Ponadto można stwierdzić,

że większe oddziaływania występują w układach IIMI, w porównaniu z analogicznymi układami IRMI. Niemniej jednak oddziaływanie napięciowe stacji przekształtnikowych na stacje falownikowe zależy w niewielkim stopniu od ich trybu pracy. Największe wartości współczynników oddziaływania napięciowego zanotowano dla interakcji węzła sieci o wysokiej mocy zwarcia na węźle słaby.

Zauważalny postęp w dziedzinie energoelektronicznych przyrządów mocy powoduje stopniowe zwiększanie dostępnych parametrów znamionowych, wzrost niezawodności oraz rozszerzanie dotychczasowych zastosowań. Należy się więc spodziewać dalszego zwiększenia liczby układów HVDC. Dlatego

też, niezbędna jest intensyfikacja prac badawczych mających na celu ograniczenie negatywnych skutków interakcji występujących w układach złożonych, poprzez zastosowanie odpowiednio dopracowanych środków zaradczych.

BIBLIOGRAFIA

1. Polewaczyk M., Robak S., Układy HVDC we współczesnych systemach elektroenergetycznych, *Przeegląd Elektrotechniczny* 2016, r. 92, nr 7, s. 1–10.
2. Cigre Working Group B4.41, Systems with multiple DC Infeed, Broszura techniczna 364, Paryż 2008 [online], <http://b4.cigre.org/Publications/Technical-Brochures/TB-364-2008-WG-B4.41-Systems-with-multiple-DC-Infeed> [dostęp: 6.02.2017].
3. Chen X., Gole A.M., Guo C., Multi-infeed HVDC system with inverter and rectifier infeeds, 10th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2012), s. 1–6.
4. Guo Q. i in., Commutation failure and voltage sensitivity analysis in a hybrid multi-infeed HVDC system containing modular multilevel converter, *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 2016.
5. Yan C.Y. i in., The FrameWork of Voltage Stability in Multi-infeed AC/DC Power System, *Advanced Materials Research* 2012, No. 354–355, s. 1137–1143.
6. Szechtman M., Wess T., Thio C.V., First Benchmark Model for HVDC control studies, Cigre Working Group 14.02., *Electra* 1991, No. 135, s. 54–73.

Praca finansowana ze środków na działalność statutową w ramach grantu dziekańskiego.

Mateusz Polewaczyk

mgr inż.

Politechnika Warszawska

e-mail: Mateusz.Polewaczyk@ien.pw.edu.pl

Doktorant i asystent w Zakładzie Sieci i Systemów Elektroenergetycznych Instytutu Elektroenergetyki Wydziału Elektrycznego Politechniki Warszawskiej. Jego obszar zainteresowań badawczych związany jest z pracą i sterowaniem systemów elektroenergetycznych.

Sylwester Robak

dr hab. inż.

Politechnika Warszawska

e-mail: sylwester.robak@ien.pw.edu.pl

Studia na kierunku elektrotechnika ukończył na Wydziale Elektrycznym Politechniki Warszawskiej (1996). Od 1999 roku pracuje na Politechnice Warszawskiej, obecnie na stanowisku profesora nadzwyczajnego na Wydziale Elektrycznym. Jest autorem ponad 80 publikacji dotyczących systemów elektroenergetycznych. W swoich pracach naukowych zajmuje się zagadnieniami stabilności systemu elektroenergetycznego, sterowania systemem elektroenergetycznym, modelowania matematycznego, projektowania oraz doborem układów regulacji, rozproszonymi zasobami energii.

Urządzenie do kompensacji mocy biernej z przekształtnikiem macierzowym

Autorzy

Tomasz Paweł Sieńko
Jerzy Wojciech Szczepanik

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

kompensacja mocy biernej, urządzenia FACTS, przekształtnik macierzowy

Streszczenie

W artykule zaprezentowano nowatorskie urządzenie do kompensacji mocy biernej bazujące na bezpośredniej konwersji energii (przekształtnik macierzowy – PM). Urządzenie w całości składa się z transformatora, wielofazowego przekształtnika i obciążenia pojemnościowego połączonych w wielobok. Autorzy opracowali sposób sterowania przekształtnika, który pozwala na transfer i manipulowanie charakterem mocy biernej płynącej przez PM. Zmiana wartości wydawanej mocy biernej dokonywana jest poprzez zmianę częstotliwości pracy kondensatorów, a zmiana charakteru wydawanej mocy biernej poprzez zmianę sekwencji sterowania przekształtnikiem. Urządzenie pozwala na szybką i bezstopniową (ciągłą) zmianę wartości wydawanej mocy oraz nie jest zagrożone wystąpieniem rezonansów sieciowych.

1. Analiza metod kompensacji mocy biernej

Problem gospodarki mocą bierną jest ciągle istotny zarówno w sieci przesyłowej, jak i rozdzielczej. Złe zarządzanie mocą bierną powoduje obniżenie parametrów jakościowych dostarczanej energii, zwiększone straty oraz zmniejszoną niezawodność urządzeń, a w przypadku większych uchybień może również doprowadzić do utraty stabilności lokalnej przez system elektroenergetyczny. Przez właściwe użytkowanie urządzeń do kompensacji mocy biernej uzyskuje się poprawę we wszystkich wspomnianych zagrożeniach [1, 2].

Klasyczne rozwiązanie, czyli wykorzystanie do kompensacji mocy baterii kondensatorów lub w przypadku linii wysokich napięć dławików [3], ma wiele ograniczeń: baterie są duże, drogie i powolne w sterowaniu (ograniczona szybkość przełączania łączników mechanicznych). Ich użycie może doprowadzić także do rezonansów szeregowych z siecią dla wyższych harmonicznych, co zazwyczaj skutkuje uszkodzeniem baterii. Problemem są również stany przejściowe związane z załączaniem kolejnych stopni baterii.

Drugie klasyczne rozwiązanie – kompensatory synchroniczne – jest wariantem droгим, aczkolwiek w zależności od potrzeb pozwala generować zarówno moc bierną pojemnościową, jak i indukcyjną, a zmiana tej mocy może odbywać się w sposób ciągły, a nie skokowy (tak jak w przypadku baterii kondensatorów). Istnieją również urządzenia FACTS przeznaczone do kompensacji mocy biernej: SVC i STATCOM. Urządzenie SVC składa się z baterii kondensatorów i dławików przyłączanych do sieci za pomocą dwukierunkowych łączników tyrystorowych (sterowanych grupowo, zamiast łączników mechanicznych), pozwalających w przybliżeniu dobrać moc bierną urządzenia oraz jednego

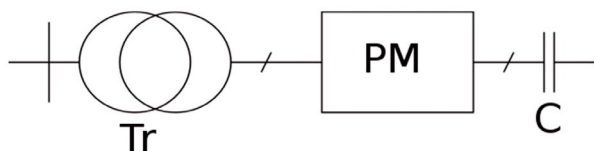
stopnia przyłączonego za pomocą dwustronnego łącznika tyrystorowego sterowanego kątowno, pozwalającego na regulację dokładną. Urządzenie to pracuje na częstotliwości sieciowej i w konsekwencji zastosowane w nim kondensatory i dławiki mają znaczne gabaryty (porównywalne z tradycyjną baterią kondensatorów). Ponadto urządzenie SVC generuje znaczne zakłócenia (o zmiennych i niskich rzędach harmonicznym) i musi współpracować z rozbudowanymi filtrami [4, 5, 6].

STATCOM jest zbudowany z wykorzystaniem prostownika sterowanego obciążonego – C albo L. Rola falownika jest dwójaka: regulacja napięcia lub prądu na tym elemencie (L lub C) oraz generacja napięcia zmiennego na wejściu urządzenia. Przykładowo: dla STATCOM wykorzystującego C w zależności od tego, czy napięcie pochodzące z wyjścia przekształtnika (napięcie na C), a widoczne na jego wejściu, jest niższe lub wyższe od napięcia w punkcie przyłączenia urządzenia, generowana jest moc bierna indukcyjna lub pojemnościowa, analogicznie jak w kompensatorze synchronicznym. Zmianę napięcia na C można uzyskać poprzez chwilową zmianę fazy napięcia generowanego przez falownik w stosunku do napięcia zasilającego, w konsekwencji doładowując lub rozładowując kondensator. STATCOM jest urządzeniem trudnym w sterowaniu i mogącym generować znaczne zakłócenia (szczególnie przy prostej konstrukcji falownika).

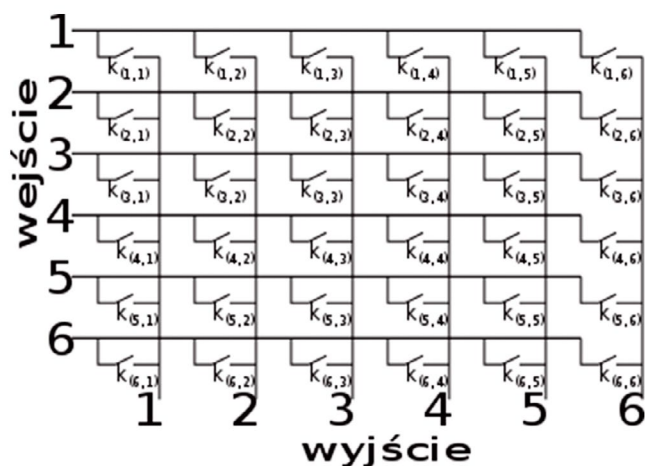
2. Koncepcja nowego urządzenia do kompensacji mocy biernej

Autorzy proponują zupełnie nowe urządzenie do kompensacji mocy biernej, bazujące na innej niż w dotychczas używanych kompensatorach zasadzie, choć struktura urządzenia jest podobna do układu STATCOM (rys. 1). Urządzenie oparte

jest na wielofazowym przekształtniku macierzowym pracującym poprzez transformator na kondensator lub indukcyjność. Transformator został użyty w celu dostosowania poziomu napięć sieciowych do poziomu akceptowalnego przez energoelek-



Rys. 1. Schemat układu proponowanego urządzenia



Rys. 2. Struktura przekształtnika macierzowego 6 na 6 faz. Proszę zwrócić uwagę na sposób oznaczania kluczy: pierwszy indeks oznacza, do której fazy wejściowej jest przyłączony klucz, drugi indeks – faza wyjściowa

tronikę, a także w celu budowy (jeśli będzie potrzebny) układu wielofazowego (3 na 6 lub 3 na 12 faz). Indukcyjności wzdłużne transformatora stanowią element filtra i ograniczają szybkość narastania prądu w stanach przejściowych (komutacja).

Proponowane urządzenie ma możliwość płynnej regulacji wydawanej mocy biernej, zarówno mocy o charakterze indukcyjnym, jak i pojemnościowym, oraz charakteryzuje się bardzo dobrą dynamiką.

Przekształtnik macierzowy

Przekształtnik macierzowy (rys. 2) jest energoelektronicznym urządzeniem zbudowanym z dwukierunkowych, w pełni sterowanych i symetrycznych kluczy. Klucze te są przyłączone jednym końcem do fazy zasilającej przekształtnik, a drugim końcem do fazy wyjściowej. W konsekwencji napięcia i prądy każdej z faz wejściowych i wyjściowych składają się z fragmentów napięć i prądów faz z drugiej strony PM (rys. 3 i 4).

Istnieje wiele sposobów sterowania PM [7], a w pracy wykorzystano sposób opracowany przez autorów artykułu, tzw. sterowanie jednookresowe. Rozwiązanie opisano w pracach [8, 9, 10, 11]. Ustala się stałą sekwencję przełączania kluczy przyłączonej do jednej z faz wyjściowych. Każdy klucz przewodzi przez sam odcinek czasu. Na przykład dla 6-fazowego PM (struktura 6

faz na 6 faz, pokazana na rys. 2) najlepsze odwzorowanie sinusoidy przez napięcie wyjściowe PM uzyskuje się, obierając następujące sekwencje przełączeń:

a) ... $\rightarrow k_{(1,1)} \rightarrow k_{(2,1)} \rightarrow k_{(3,1)} \rightarrow k_{(4,1)} \rightarrow k_{(5,1)} \rightarrow k_{(6,1)} \rightarrow k_{(1,1)} \dots$ (rys. 3)

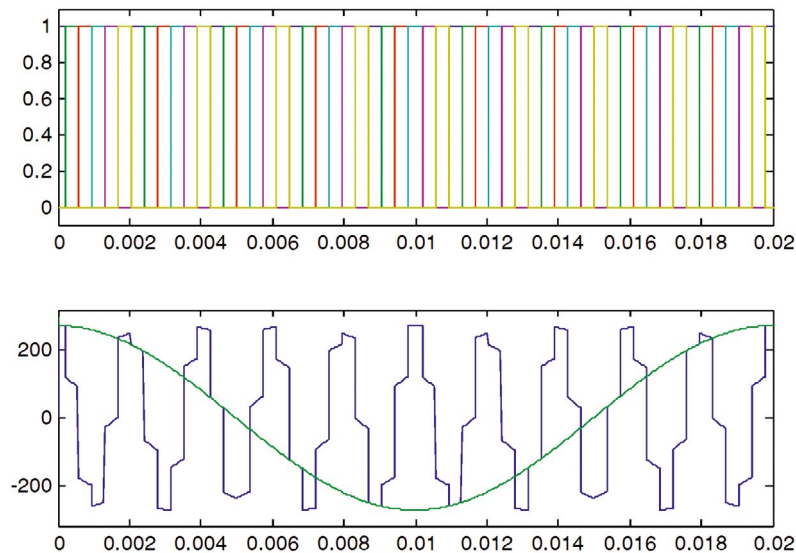
b) ... $\rightarrow k_{(1,1)} \rightarrow k_{(6,1)} \rightarrow k_{(5,1)} \rightarrow k_{(4,1)} \rightarrow k_{(3,1)} \rightarrow k_{(2,1)} \rightarrow k_{(1,1)} \dots$ (rys. 4).

Strzałki oznaczają, pomiędzy którymi kluczami następuje komutacja i jej kierunek w czasie. Częstotliwość przełączania kluczy dobiera się jako różnicę dla sekwencji przełączania: a) lub sumę: sekwencja b) częstotliwości zasilającej PM i częstotliwości wyjściowej. Sekwencja przełączeń kluczy dla drugiej fazy wyjściowej jest przesunięta o stosowną część okresu zależną od liczby faz przekształtnika. Czas przewodzenia pojedynczego klucza zależy od przyjętej częstotliwości wyjściowej (wejściową założono na poziomie 50 Hz) i rozmiarów PM. Chcąc uniknąć zwarć na wejściu i na wyjściu przekształtnika, czas przewodzenia kluczy należy tak dobrać, aby w tej samej chwili nie mógł przewodzić więcej niż jeden klucz przyłączony do danej fazy wejściowej i wyjściowej.

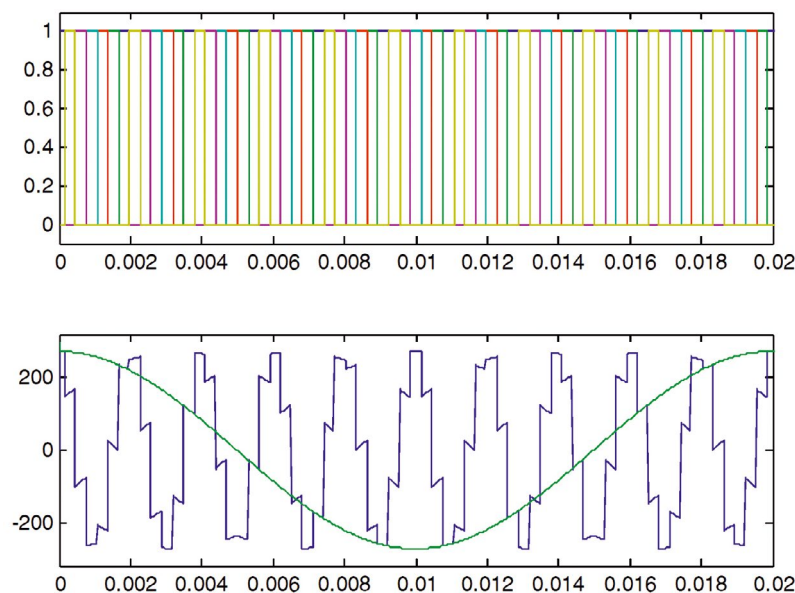
Proszę zwrócić uwagę na charakterystyczny sposób powstawania przebiegów napięć wyjściowych (pokazany jako linia niebieska na rys. 3 i 4). W obu przypadkach do złożenia napięcia wyjściowego, inaczej niż w typowych sterowaniach PM stosujących obwolotę napięć, wykorzystano wszystkie wartości pośrednie napięć wejściowych, również fragmenty o wartościach bliskich zeru. Fragmenty napięcia z pierwszej fazy zasilającej są co szóstymi „kawałkami” napięcia wyjściowego i stanowią jedną szóstą przebiegu wyjściowego. Przebiegi różnią się tym, że w przypadku sekwencji a) następuje komutacja z fazy 1 do fazy 2 (kolejność zgodna); a w przypadku sekwencji b) do fazy 6 (kolejność przeciwna). W konsekwencji, dla sekwencji a) (rys. 3) przebieg jest złożony z fragmentów sinusoid o tym samym nachyleniu (znaku pochodnej), co aktualne nachylenie pierwszej harmonicznej przebiegu wyjściowego, a dla sekwencji b) (rys. 4) fragmenty są nachylone w przeciwną stronę (zostało to dokładniej analizowane w pracach [12, 13]).

Proponowany algorytm cechuje się dobrym wykorzystaniem kluczy w PM, małą liczbą komutacji, dobrą jakością napięcia na wyjściu PM oraz generowaniem harmonicznych wysokiego rzędu (dwie ostatnie zalety szczególnie dobrze widoczne dla wielofazowych układów PM). Teoretycznie sekwencja b) daje trochę lepsze rezultaty, tzn. lepsze odwzorowanie sinusoidy i wyższe harmoniczne w widmie, ale dla struktur wielofazowych i dużego stosunku pomiędzy częstotliwością wyjściową i zasilania PM różnice nie są znaczące.

Warto zauważyć, że w przypadku obciążenia PM baterią indukcyjności prądy wyjściowe są sinusoidalne (rys. 5 i 6), a prądy wejściowe kształtem zbliżone do sinusoid, ponieważ również prądy wejściowe zostały poskładane z fragmentów prądów wyjściowych. Ponadto, zarówno na wejściu, jak i na wyjściu PM, występuje przesunięcie pomiędzy pierwszymi harmonicznymi prądów i napięć. W przypadku sekwencji a) przesunięcie to ma taki sam charakter (indukcyjne – indukcyjne lub pojemnościowe – pojemnościowe), a względne kąty φ są prawie równe. W przypadku sekwencji b) przesunięcie fazowe przy indukcyjnym obciążeniu na wyjściu zmieniło na wejściu charakter z indukcyjnego na pojemnościowy. Ta własność PM wynika wprost



Rys. 3. Powstawanie napięcia wyjściowego PM dla układu 6 x 6 faz przy częstotliwości przełączania kluczy równej różnicy częstotliwości na wejściu (50 Hz) i wyjściu (500 Hz) (sekwencja a). Górny rysunek: stan sześciu kolejnych kluczy (0 stan blokowania, 1 przewodzenia). Dolny rysunek: wzajemne położenie napięcia wyjściowego (dla pierwszej fazy) – przebieg niebieski i napięcia zasilającego pierwszą fazę – przebieg zielony. Nałożenie się przebiegów oznacza, że klucz $k_{(1,1)}$ jest w stanie przewodzenia

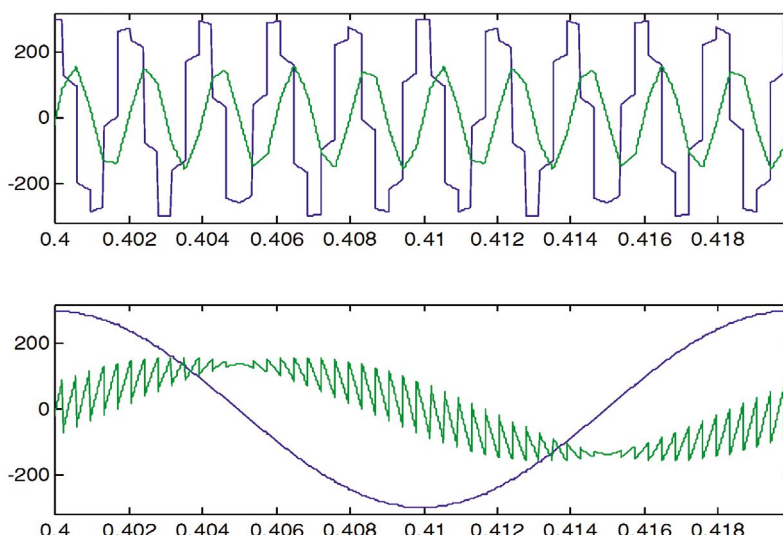


Rys. 4. Powstawanie napięcia wyjściowego PM dla układu 6 x 6 faz przy częstotliwości przełączania kluczy równej sumie częstotliwości na wejściu i wyjściu (sekwencja b). Górny rysunek: stan sześciu kolejnych kluczy (0 stan blokowania, 1 przewodzenia). Dolny rysunek: wzajemne położenie napięcia wyjściowego (dla pierwszej fazy) – przebieg niebieski i napięcia zasilającego pierwszą fazę – przebieg zielony. Nałożenie się przebiegów oznacza, że klucz $k_{(1,1)}$ jest w stanie przewodzenia

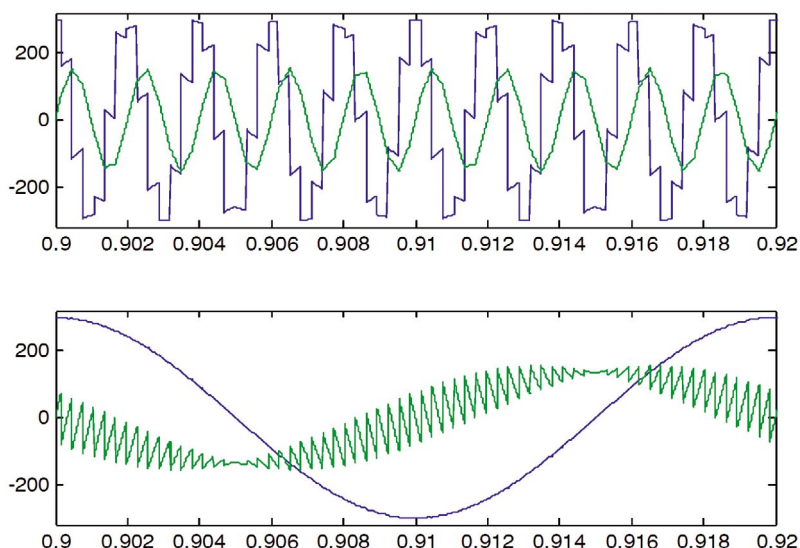
z tego, że przebiegi jednej strony (napięcia i prądy) są składane z odpowiednich fragmentów przebiegów strony przeciwnej. Wynika to z faktu, że sekwencja a) składa przebiegi wyjściowe z fragmentów przebiegów wejściowych o takim samym nachyleniu jak nachylenie przewidywanej pierwszej harmonicznej wyjścia. Analogicznie, zgodnie ze strukturą więzów narzucających przez przekształtnik, prądy wejściowe składane są z fragmentów prądów wyjściowych, nie zmieniając typu przesunięcia fazowego.

Odwrotna sytuacja występuje dla sekwencji b), która składa napięcie wyjściowe z fragmentów o nachyleniu przeciwnym, tzn. napięcie wyjściowe jest składane z napięć wejściowych o przeciwnej fazie, a w konsekwencji tego prąd wejściowy również jest składany z prądów wyjściowych o przeciwnej fazie. Powoduje to zmianę charakteru przesunięcia fazowego na wejściu w stosunku do wyjścia.

Takie zachowanie PM poddanego zaproponowanemu sterowaniu pozwala na wysnucie wniosku, że jest on zdolny



Rys. 5. Wzajemne położenie napięć (niebieski) oraz prądów (zielony) na wyjściu (rysunek górny) i wejściu (rysunek dolny) PM, obciążonego indukcyjnie i sterowanego według sekwencji a), częstotliwość przełączania kluczy jest równa różnicy częstotliwości na wejściu i wyjściu. W tym przypadku przesunięcie fazowe na wejściu i wyjściu ma ten sam charakter



Rys. 6. Wzajemne położenie napięć (niebieski) oraz prądów (zielony) na wyjściu (rysunek górny) i wejściu (rysunek dolny) PM obciążonego indukcyjnie i sterowanego według sekwencji b), częstotliwość przełączania kluczy jest równa sumie częstotliwości na wejściu i wyjściu. W tym przypadku przesunięcie fazowe na wejściu ma charakter pojemnościowy, a na wyjściu indukcyjny

do transferu mocy biernej oraz manipulowania jej charakterem (L, C). A to z kolei pozwala na wykorzystanie tak sterowanego PM do budowy urządzenia do kompensacji mocy biernej.

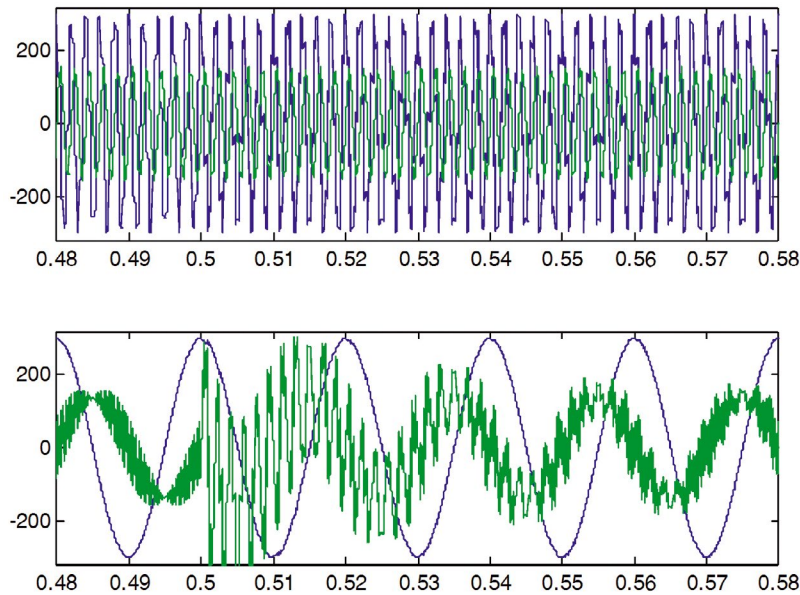
Na potwierdzenie tych właściwości zaprezentowano rysunek przedstawiający przejście PM od pracy z sekwencją a) na pracę z sekwencją b) (rys. 7). Zmiany sekwencji dokonano skokiem. Zwraca na nim uwagę bardzo krótki przedział czasu zajmowany przez stany nieustalone. Częstotliwości przełączania dla obu sekwencji są tak dobrane, aby częstotliwość wyjściowa nie uległa zmianie. Na rysunku widać stan nieustalony w prądach zasilających związany ze zmianą sekwencji. Na początku i na końcu obserwowanego przedziału czasu można zaobserwować stan ustalony. Stan przejściowy związany jest głównie

ze zmianą w kolejności komutacji. Na początku przedziału czasu przesunięcie na wejściu ma charakter indukcyjny, na końcu pojemnościowy. Charakter przesunięcia na wyjściu nie ulega zmianie.

Proponowana koncepcja urządzenia jest zupełnie inna niż obecne w literaturze wykorzystanie PM do kompensacji mocy biernej [16, 17, 18].

3. Koncepcja urządzenia

Proponowane urządzenie (rys. 1) składa się z transformatora (Tr), pozwalającego na przyłączenie go do SSE, przekształtnika macierzowego (PM), preferowane są konstrukcje wielofazowe i wielofazowej baterii kondensatorów (C). Kondensatory są



Rys. 7. Wzajemne położenie napięć (niebieski) oraz prądów (zielony) na wyjściu (rysunek górny) i wejściu (rysunek dolny) PM obciążonego indukcyjnie w trakcie skokowego przejścia pomiędzy sekwencją sterującą a) i b). Widoczna zmiana charakteru przesunięcia pomiędzy prądem i napięciem na wejściu

zasilane napięciem sinusoidalnym o podwyższonej częstotliwości (do kilku kHz) i zasilane są relatywnie niskim napięciem (ograniczonym ze względu na wymogi konstrukcji przekształtnika), są więc to elementy stosunkowo tanie i małe gabarytowo. Zarówno opisany sposób kompensacji mocy biernej, jak samo urządzenie są przedmiotem zgłoszenia patentowego [18].

W przykładzie wykorzystano PM o rozmiarach 3 x 12. Podyktowane to zostało z jednej strony koniecznością ograniczenia zakłóceń generowanych przez urządzenie (zwiększenie liczby faz powoduje wzrost rzędu generowanych do sieci harmonicznych), a z drugiej strony umożliwiło to wykorzystanie typowego transformatora (3-fazowego) niezminiającego liczby faz. Konsekwencją są niesinusoidalne przebiegi napięć i prądów w baterii kondensatorów. Nie wpływa to jednak na działanie urządzenia. Jako obciążenie PM wykorzystano wielofazową baterię kondensatorów. Pozwala to uniknąć części problemów związanych z komutacją przekształtnika.

W skonstruowanym urządzeniu PM reguluje wielkość mocy biernej generowanej/pobieranej przez zmianę częstotliwości napięcia na baterii kondensatorów, a poprzez zmianę sekwencji sterowania decyduje czy moc bierna pobierana przez urządzenie ma charakter pojemnościowy czy indukcyjny. Zmianę charakteru przesunięcia fazowego opisano powyżej w trakcie analizy pracy przekształtnika macierzowego poddanego proponowanemu w pracy sterowaniu.

Regulację prądu baterii kondensatorów realizuje się przez zmianę częstotliwości napięcia na wyjściu PM. Zmiana prądu kondensatora w funkcji częstotliwości odbywa się zgodnie z zależnością $I = 2\pi fCU$. Oznacza to, że moc bierna baterii jest proporcjonalna do częstotliwości. Przy płynnej regulacji częstotliwości zmiana pomiędzy sekwencją a) i b) odbywa się przy bliskiej zeru częstotliwości napięcia na kondensatorach (minimalny prąd i minimalna moc bierna urządzenia).



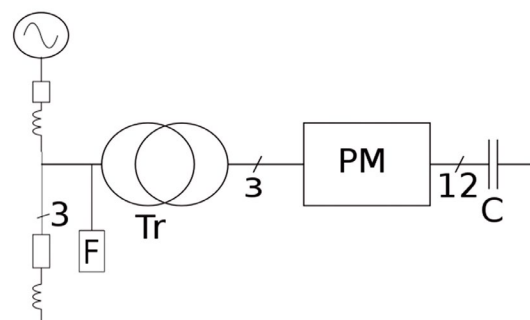
Rys. 8. Zależności pomiędzy sekwencją przełączania kluczy, częstotliwością przełączania kluczy, wielkością generowanej mocy biernej (Q) i jej charakterem dla PM obciążanego pojemnościami

4. Test symulacyjny. Przykład działania urządzenia

W celu oceny poprawnej pracy urządzenia wykonano prosty test symulacyjny. Z 3-fazowego źródła napięcia przemiennego o pewnej impedancji zasilono 3-fazowe obciążenie. Równolegle z obciążeniem przyłączono proponowane urządzenie (rys. 9).

Symulację wykonano w pakiecie MATLAB/Simulink z wykorzystaniem toolboxu SimPowerSystems. Przyjęte parametry symulacji:

- napięcie zasilania 15 [kV], moc zwarciova źródła 60 [MVA], stosunek $X/R = 6$ dla impedancji wewnętrznej źródła



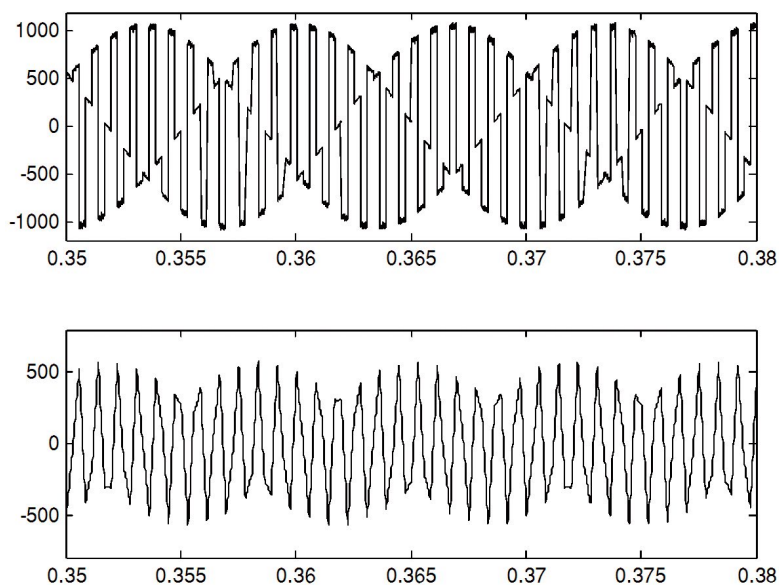
Rys. 9. Model urządzenia zbudowanego w programie MATLAB/Simulink

- obciążenie: dla napięcia znamionowego 15 [kV] – 3,4 [MW], 2,7 [MVA]
- urządzenie: transformator trzy na trzy fazy o mocy transformatora 3,2 [MVA], napięciu zwarcia 4%, grupie połączeń Dy 15 [kV]/1 [kV]
- pojemność kondensatora (w baterii 12-fazowej połączonej w wielobok): 300 [μ F].

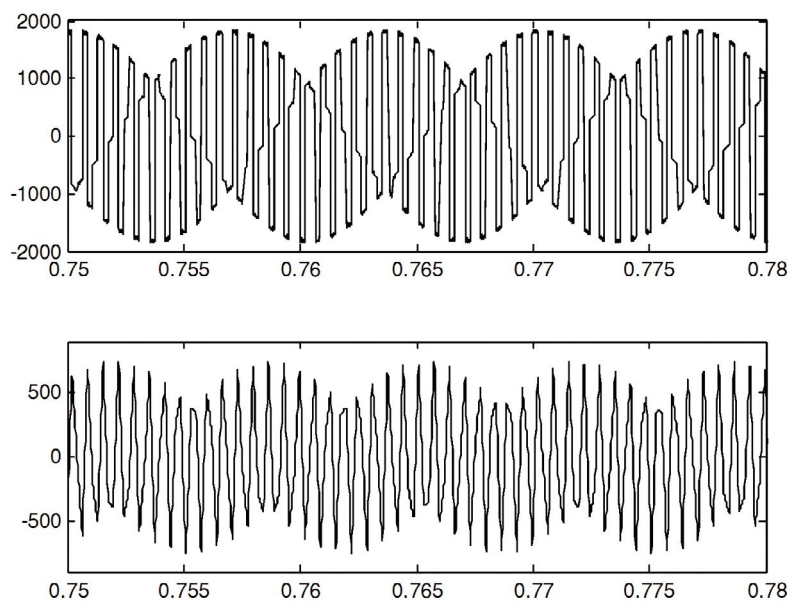
W chwili 0,4 [s] następuje skokowa zmiana sekwencji sterującej PM z b) (generacja mocy biernej indukcyjnej) na a) (generacja mocy biernej pojemnościowej) i częstotliwości przełączania kluczy z 1,2 [kHz] na 1,5 [kHz] (rys. 16). Zaprezentowano wybrane

przebiegi charakteryzujące pracę urządzenia w stanie ustalonym, wynikają z tego pokazane przedziały czasu. Ze względu na czytelność wyników pokazano przebiegi napięć fazowych i w konsekwencji mocy biernej generowanej przez jedną fazę urządzenia (moc całkowita jest trzy razy większa).

Seria rys. 10–13 ilustruje przebiegi wewnątrz urządzenia. Zwraca uwagę niesinusoidalny kształt napięcia i prądu na kondensatorach; zjawisko to nie ma jednak znaczenia dla pracy urządzenia. Prąd strony wtórnej transformatora jest sinusoidalny. Ponadto kształt przebiegów jest taki sam dla pracy z pojemnościowym



Rys. 10. Prąd (rysunek górny) i napięcie (rysunek dolny) na kondensatorze. Praca urządzenia z indukcyjnym $\cos \varphi$ (sekwencja b), częstotliwość przełączania kluczy 1,2 kHz



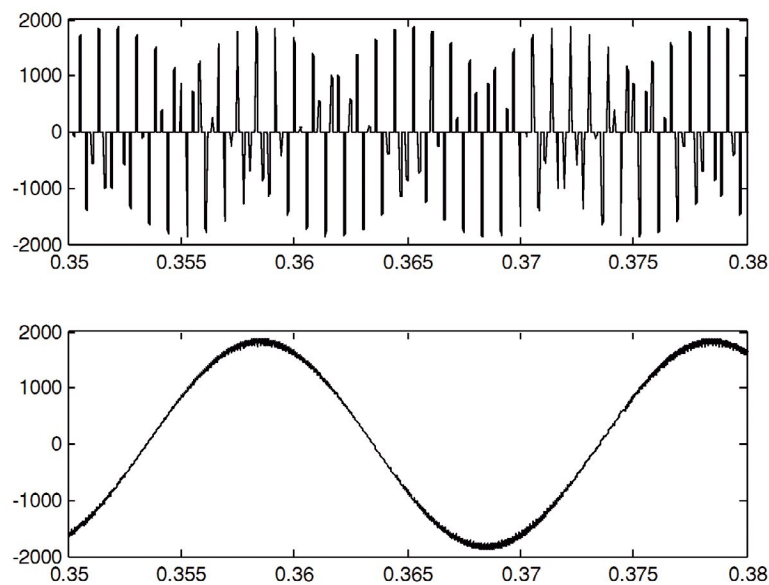
Rys. 11. Prąd (rysunek górny) i napięcie (rysunek dolny) na kondensatorze. Praca urządzenia z pojemnościowym $\cos \varphi$ (sekwencja a), częstotliwość przełączania kluczy 1,5 kHz

i indukcyjnym $\cos \varphi$. Różnice w amplitudzie wynikają z różnych częstotliwości przełączania kluczy.

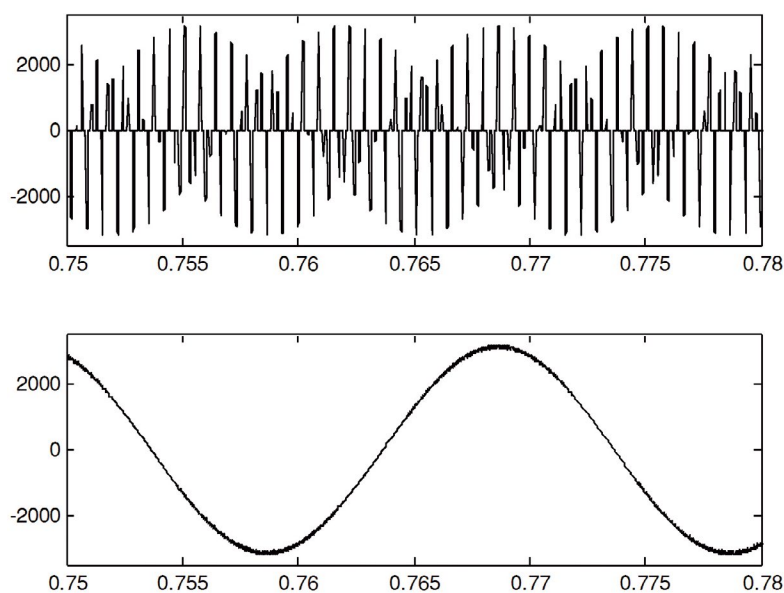
Seria rys. 14–16 pokazuje charakterystyki zewnętrzne urządzenia i jego wpływ na rozptył mocy biernej i czynnej w obwodzie – uzyskano wszystkie efekty spodziewane dla urządzenia do kompensacji mocy biernej. Zwraca uwagę kształt prądu zasilającego urządzenie (brak odstępstw od sinusoidy).

5. Wnioski

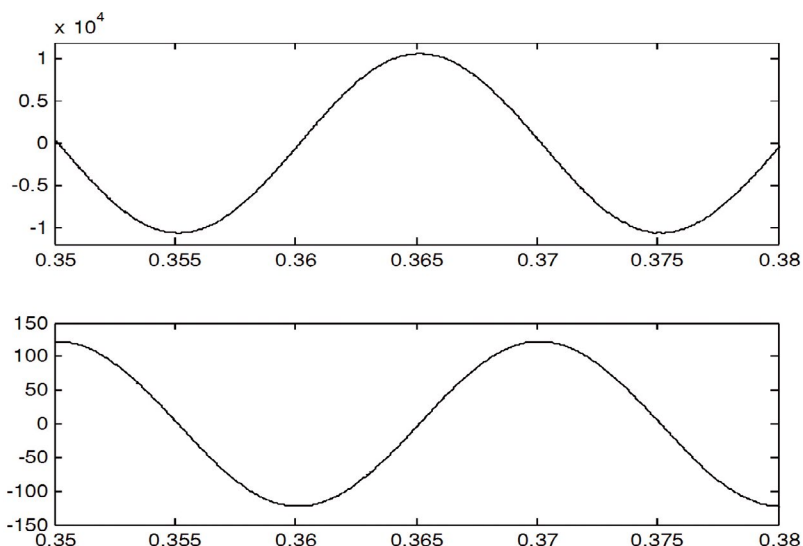
Proponowane urządzenie pracuje, wykorzystując kompletnie nową metodę kompensacji mocy biernej. Pozwala ono na płynną regulację wielkości mocy biernej generowanej/pobieranej, a zmiana jej wartości może się dokonywać z dużą dynamiką. Ponadto, ze względu na wysoką częstotliwość napięcia zasilającego baterię kondensatorów, bateria ta będzie miała małe gabaryty oraz niską cenę. Wykorzystanie w urządzeniu (PM) do przekształcania napięcia z częstotliwości sieciowej na częstotliwość dużo wyższą oraz jego wielofazowa struktura spowodują,



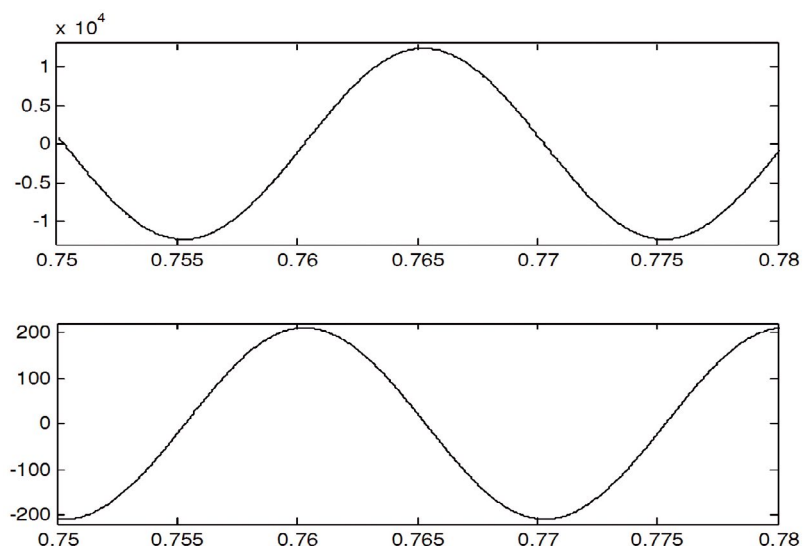
Rys. 12. Prądy PM od strony baterii kondensatorów (rysunek górny) i transformatora (rysunek dolny). Praca urządzenia z indukcyjnym $\cos \varphi$ (sekwencja b), częstotliwość przełączania kluczy 1,2 kHz



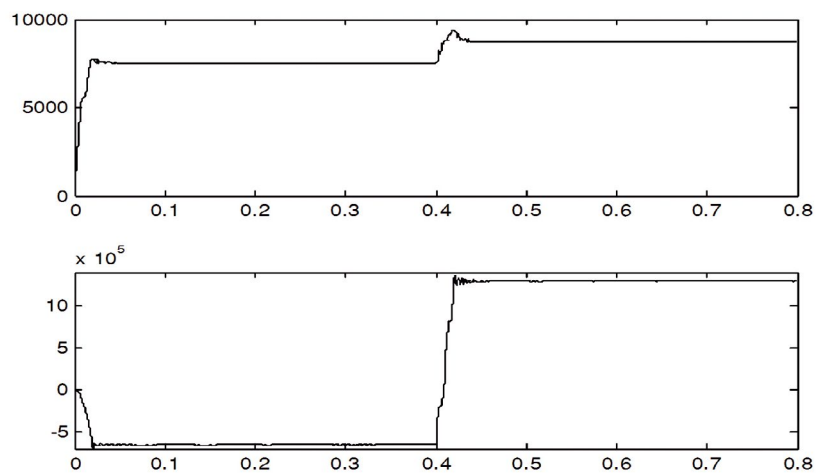
Rys. 13. Prądy PM od strony baterii kondensatorów (rysunek górny) i transformatora (rysunek dolny). Praca urządzenia z pojemnościowym $\cos \varphi$ (sekwencja a), częstotliwość przełączania kluczy 1,5 kHz



Rys. 14. Napięcie wejściowe fazowe (rysunek górny) i prąd zasilający (rysunek dolny) urządzenie. Praca urządzenia z indukcyjnym $\cos \varphi$ (sekwencja b), częstotliwość przełączania kluczy 1,2 kHz



Rys. 15. Napięcie wejściowe fazowe (rysunek górny) i prąd zasilający (rysunek dolny) urządzenie. Praca urządzenia z pojemnościowym $\cos \varphi$ (sekwencja a), częstotliwość przełączania kluczy 1,5 kHz



Rys. 16. Wartość skuteczna napięcia fazowego na zaciskach urządzenia do kompensacji mocy biernej (rysunek górny) i mocy biernej przez nie generowanej (rysunek dolny). W chwili 0,4 [s] następuje skokowa zmiana sekwencji sterującej PM z b) na a) i częstotliwości przełączania kluczy z 1,2 [kHz] na 1,5 [kHz]

że stanie się ono z punktu widzenia sieci źródłem harmonicznych wysokiego rzędu (łatwych do odfiltrowania). Zwiększenie liczby faz baterii kondensatorów (liczby wyjść PM) pozwala ograniczyć emitowane zakłócenia (zwiększa to rząd i ogranicza amplitudę harmonicznych w spektrach przebiegów) oraz zmniejszyć prądy poszczególnych kluczy w PM i prądy kondensatorów.

BIBLIOGRAFIA

1. Bąchorek W. i in., Optimization Criteria for Reactive Power Compensation in Distribution Networks, *Acta Energetica* 2014, No. 4/21, s. 140–148.
2. Kowalak R., Przeciwdziałanie układów SVC rozwojowi awarii napięciowej, *Acta Energetica* 2011, nr 2/7, s. 5–11.
3. Lubośny Z., Klucznik J., Dobrzyński K., The Issues of Reactive Power Compensation in High-voltage Transmission Lines, *Acta Energetica* 2015, No. 2/23, s. 102–108.
4. Bałkowski B., Nowoczesna kompensacja mocy biernej i wyższych harmonicznych z wykorzystaniem kompensatorów dynamicznych STATCOM i EFA, *Acta Energetica* 2010, No. 3/5, s. 5–11.
5. Kowalak R., Małkowski R., Shunt Compensator as Controlled Reactive Power Sources, *Acta Energetica* 2011, nr 1/6, s. 13–20.
6. Kowalak R., Resonant Conditions in a Node with an SVC Compensator, *Acta Energetica* 2016, No. 3/28, s. 70–75.
7. Rodriguez J. i in., A Review of Control and Modulation Methods for Matrix Converters, *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 2012, t. 59, nr 1, s. 58,70.
8. Sieńko T., Sobczyk T.J., Matrix converter control for applications to multi-phase high-speed microgenerators, *Archives of Electrical Engineering* 2004, nr 53 (2), s. 217–228.
9. Sobczyk T.J., Sienko T., Matrix converters control for high speed generators, *Electric Machines and Drives*, 2005 IEEE International Conference on, 1975–1980.
10. Sobczyk T.J., Sienko T., Danilewicz J.B., Study of asymmetrical regimes in matrix converters for multi-phase high speed generators, *Power Tech*, 2005 IEEE Russia, 1–6.
11. Sobczyk T.J., Sienko T., Application of matrix converter as a voltage phase controller in power systems, *Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion*, 2006.
12. Sienko T., Szczepanik J., Sobczyk T.J., Voltage phase controller for power systems, *Electrical Power Quality and Utilisation*, 2007.
13. Szczepanik J., Sieńko T., The Study of Implementation of Multiphase Matrix Converter in Power Systems, *Przegląd Elektrotechniczny* 2013, r. 89, nr 8.
14. Holtsmark N., Molinas M., Reactive power compensation capability of a matrix converter-based FACTS device, 2011 IEEE Trondheim PowerTech, Trondheim, 2011, s. 1–6.
15. Holtsmark N., Molinas M., Reactive power compensation using an indirectly space vector-modulated matrix converter, 2010 IEEE International Symposium on Industrial Electronics, Bari 2010, s. 2455–2460.
16. Shadmand M. i in., Model Predictive Control of a Capacitorless Matrix Converter Based STATCOM, *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics* 2017, Vol. 5, Issue 2.
17. Rząsa J., Przekształtnik matrycowy jako generator mocy biernej w sieci elektroenergetycznej, *Zeszyty Naukowe Politechniki Rzeszowskiej* 2007, z. 30 (247), s. 59–69.
18. Sieńko T.P., Szczepanik J., Hudym V., Sposób kompensacji mocy biernej, urządzenie do kompensacji mocy biernej [A reactive power compensation method, a device for reactive power compensation], patent application No. P.408817, 11.07.2014.

Tomasz Paweł Sieńko

dr

e-mail: sienko77@o2.pl

Politechnika Krakowska

Adiunkt w Instytucie Elektromechanicznych Przemian Energii (E-2) Wydziału Inżynierii Elektrycznej i Komputerowej Politechniki Krakowskiej. Jego zainteresowania badawcze obejmują: przekształtnik macierzowy i jego wykorzystanie, nieliniowe odbiorniki energii elektrycznej – oddziaływanie na budowę i pracę instalacji nn.

Jerzy Wojciech Szczepanik

dr

e-mail: jerzy_szczepanik@hotmail.com

Politechnika Krakowska

Adiunkt w Instytucie Elektromechanicznych Przemian Energii (E-2) Wydziału Inżynierii Elektrycznej i Komputerowej Politechniki Krakowskiej. Jego zainteresowania badawcze obejmują: badania stabilności oraz kontrolę pracy systemu elektroenergetycznego, modelowanie przekształtników na potrzeby energetyki, badanie zaburzeń i stanów pozaburzeniowych w systemach elektroenergetycznych oraz zagadnienia związane z jakością energii elektrycznej.

Uniwersalny przekładnik prądowy do dokładnego pomiaru prądów zwarciovych

Autorzy

Jerzy Przybysz
Jan Olak
Zbigniew Piątek

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

przekładnik prądowy, aperiodyczna stała czasowa, badania zwarciove

Streszczenie

W artykule przedstawiono konstrukcję specjalnego przekładnika prądowego opracowanego we współpracy Instytutu Energetyki z firmą TRANSFORMEX sp. z o.o. Celem pracy było uzyskanie przekładników prądowych umożliwiających nie tylko dokładną transformację prądów przemienionych ustalonych – co jest znamienne dla typowych przekładników prądowych, ale również niesymetrycznych prądów zwarciovych zawierających składową bezokresową, których klasyczne przekładniki prądowe nie odtwarzają. Opracowano przekładnik prądowy o zakresie prądów zwarciovych ustalonych od 1 kA do 50 kA oraz prądów zwarciovych ze składową bezokresową o stałej czasowej zanikania do 200 ms, o wartości szczytowej od 2,5 kA do 125 kA, przy przyjęciu możliwości pięciokrotnego powtarzania zwarć tej samej wartości i tej samej biegunowości składowej stałej, przy założonej dokładności transformacji.

1. Wstęp

Przypisywaną przez producentów urządzeń elektroenergetycznych przeznaczonych do pracy w systemach elektroenergetycznych wytrzymałość zwarciovą – cieplną i dynamiczną należy potwierdzić przez wykonanie odpowiednich badań w specjalistycznych laboratoriach. Badanie wytrzymałości zwarciovej cieplnej wykonuje się prądem sinusoidalnym ustalonym, w czasie określonym przez odpowiednie normy przedmiotowe, a badanie wytrzymałości zwarciovej dynamicznej – prądem asymetrycznym, z przejściową składową stałą, zanikającą ze stałą czasową τ , zależną od miejsca zainstalowania urządzenia. Wartość stałej czasowej τ w praktyce mieści się w granicach 20–250 ms. W laboratoriach wieloprądowych wykonuje się też próby nagrzewania urządzeń znamionowym ustalonym prądem sinusoidalnym. Prądy: sinusoidalny ustalony oraz asymetryczny, ze składową przejściową stałą, powinny być dokładnie mierzone, aby nie budziła wątpliwości wiarygodność badań zwarciovych. Wartości prądów ustalonych, przy których bada się aparaturę elektroenergetyczną, są bardzo różne – od kilkudziesięciu amperów do kilkudziesięciu kiloamperów. Wartości prądów udarowych, przy których bada się wytrzymałość zwarciovą dynamiczną, są 2,5 razy większe od wartości prądów ustalonych. Problemy występują przy pomiarze prądów nieustalonych, gdy w mierzonym prądzie występuje składowa stała, zanikająca ze stałą czasową τ . Składowa stała prądu powoduje nasycenie się rdzenia przekładnika i powstawanie bardzo dużych błędów transformacji. Błędy te rosną bardzo szybko, ze wzrostem stałej czasowej τ .

Ponieważ badania zwarciove i próby nagrzewania wykonuje się często w tym samym laboratorium, wygodne jest stosowanie do pomiaru prądów zwarciovych uniwersalnych przekładników prądowych, o wielu zakresach.

2. Założenia projektowe

Założenia projektowe przekładników zostały opracowane w Instytucie Energetyki, przy uwzględnieniu aktualnych potrzeb, np. niemożliwością pomiaru prądów za pomocą boczników rezystancyjnych w obwodach, w których ze względu na ich topologie nie można uziemiać jednej strony bocznika. Założenia obejmują parametry techniczne oraz wymagania konstrukcyjno-eksploatacyjne stawiane przekładnikom:

- napięcie znamionowe izolacji: 30 kV
- znamionowe prądy pierwotne: 1–2–5–10–20–50 kA
- znamionowe prądy wtórne: 5 A i 2 A
- moc znamionowa: 20 VA
- klasa dokładności: 0,2
- stała czasowa zanikania składowej stałej prądu zwarciovej: $\tau = 200$ ms
- praca ciągła: do 20 kA
- uzwojenie pierwotne: szyna toru prądowego
- przełączanie zakresów znamionowych prądów pierwotnych i wtórnych: na izolacyjnej płycie zaciskowej, po stronie wtórnej przekładnika
- konstrukcja przystosowana do transportu za pomocą wózka widłowego oraz dźwigu z linami wyposażonymi w haki
- konstrukcja przystosowana do zamocowania do podłoża.

3. Wybór rodzaju konstrukcji

Ze względu na dużą rozpiętość wartości znamionowych prądów pierwotnych 1000–50 000 A i wymaganą konstrukcję „przelotową”, w której uzwojenie pierwotne stanowi jedna szyna, a więc znamionowy prąd pierwotny odpowiada znamionowemu przepływowi przekładnika, wybór rodzaju konstrukcji nie jest oczywisty. Dla dużych wartości prądu, większych od 2000 A, stosuje się konstrukcje kaskadowe. Przy przekładni 50 000/5 A/A, dla konstrukcji jednoczłonowej, konieczne byłoby nawinięcie uzwojenia wtórnego, liczącego 25 000 zwojów, co byłoby czynnością bardzo pracochłonną, powodowało znaczne powiększenie wymiarów przekładnika i sprawiało, że w uzwojeniu wtórnym indukowałyby się bardzo wysokie napięcie w przypadku nieumyślnego rozwarcia zacisków wtórnych. Tak więc dla znamionowych prądów pierwotnych 2000–50 000 A przyjęto konstrukcję kaskadową (dwuczłonową).

Na rdzeniu członu pierwotnego z oknem na szynę toru prądowego jest nawinięte uzwojenie wiążące, przełączalne dla różnych zakresów prądu pierwotnego (2–5–10–20–50 kA), które jest połączone z uzwojeniem pierwotnym członu wtórnego, nawiniętym z odczepami tak dobranymi, aby przepływ znamionowy wtórnego członu wynosił zawsze 2000 A dla wszystkich zakresów pomiarowych przekładnika (2–5–10–20–50 kA). Uzwojenie wtórnego członu jest nawinięte na znamionowe prądy wtórne 5 A i 2 A. Dla prądu pierwotnego 1000 A konstrukcja kaskadowa jest bardzo niekorzystna, gdyż przy przepływie znamionowym 1000 A, gdy wtórny człon obciąża człon pierwotny, dokładność transformacji byłaby mała, a dla jej poprawienia konieczne byłoby powiększenie przekroju rdzenia członu pierwotnego, co spowodowałoby powiększenie masy i kosztów przekładnika. W związku z tym dla prądu pierwotnego 1000 A przyjęto konstrukcję jednoczłonową. Dla przekładni 1000/5 A/A na rdzeniu członu pierwotnego nawinięto dodatkowe uzwojenie wtórne i z tą przekładnią pracuje tylko człon pierwotny jako przekładnik jednoczłonowy (zaciski wtórne 1S1–1S2, rys. 1).

Dla przekładni 1000/2 A/A uzwojenie wtórne przekładnika jednoczłonowego stanowią połączone szeregowo cztery sekcje uzwojenia wiążącego, nawinięte na rdzeniu członu pierwotnego (zaciski wtórne 1S1–1S3, rys. 1).

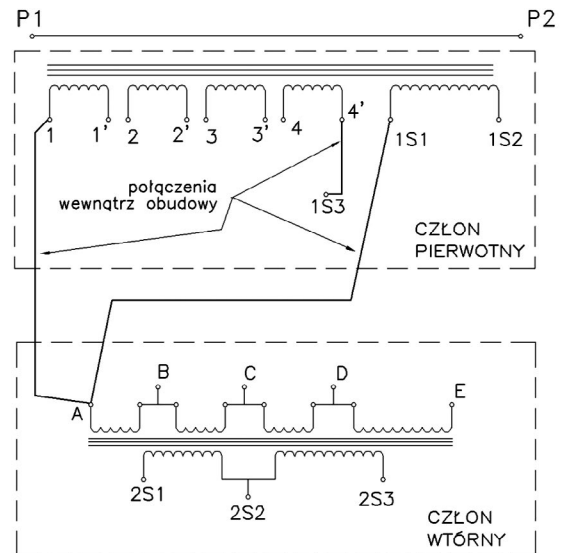
Schemat połączeń uzwojeń przekładnika przedstawiony jest na rys. 1.

(Zgłoszenie patentowe P-419 196 z dnia 13.10.2016)

4. Opis budowy przekładnika

Przekładnik jest zbudowany w postaci dwóch członów:

- pierwotnego, składającego się z pierścieniowego rdzenia z wysokogatunkowej stali magnetycznej z nawiniętym uzwojeniem wiążącym i dodatkowym uzwojeniem wtórnym, w oknie którego jest umieszczony izolacyjny przepust rurowy, umożliwiający przełożenie szyny będącej częścią obwodu prądowego
- wtórnego, umieszczonego w górnej części przekładnika, z uzwojeniami: pierwotnym, stanowiącym uzwojenie wiążące przekładnika kaskadowego, i wtórnym, pełniącym funkcję uzwojenia wtórnego przekładnika kaskadowego (dla prądów pierwotnych 2–5–10–20–50 kA).



Zaciski wtórne

1000/5(A): 1S1–1S2

1000/2(A): 1S1–1S3

2.000–50.000/5(A): 2S1–2S2

2.000–50.000/2(A): 2S1–2S3

Rys. 1. Schemat połączeń uzwojeń przekładnika



Fot. 1. Przekładniki typu PPZw-30, widok ogólny

Obydwa człony są zamocowane w szkieletowej metalowej konstrukcji nośnej z izolacyjnymi ścianami i pokrywą. Jedna ze ścian jest wykorzystana jako płyta zaciskowa z zaciskami, do których są podłączone wyprowadzenia wszystkich uzwojeń wiążących i wtórnych. Przełączanie zakresów znamionowych prądów pierwotnych odbywa się za pomocą specjalnych łączników stanowiących elementy przekładnika. Wybór wartości znamionowego prądu wtórnego dokonuje się poprzez podłączenie rejestratorów przebiegów do odpowiednich, opisanych zacisków wtórnych.

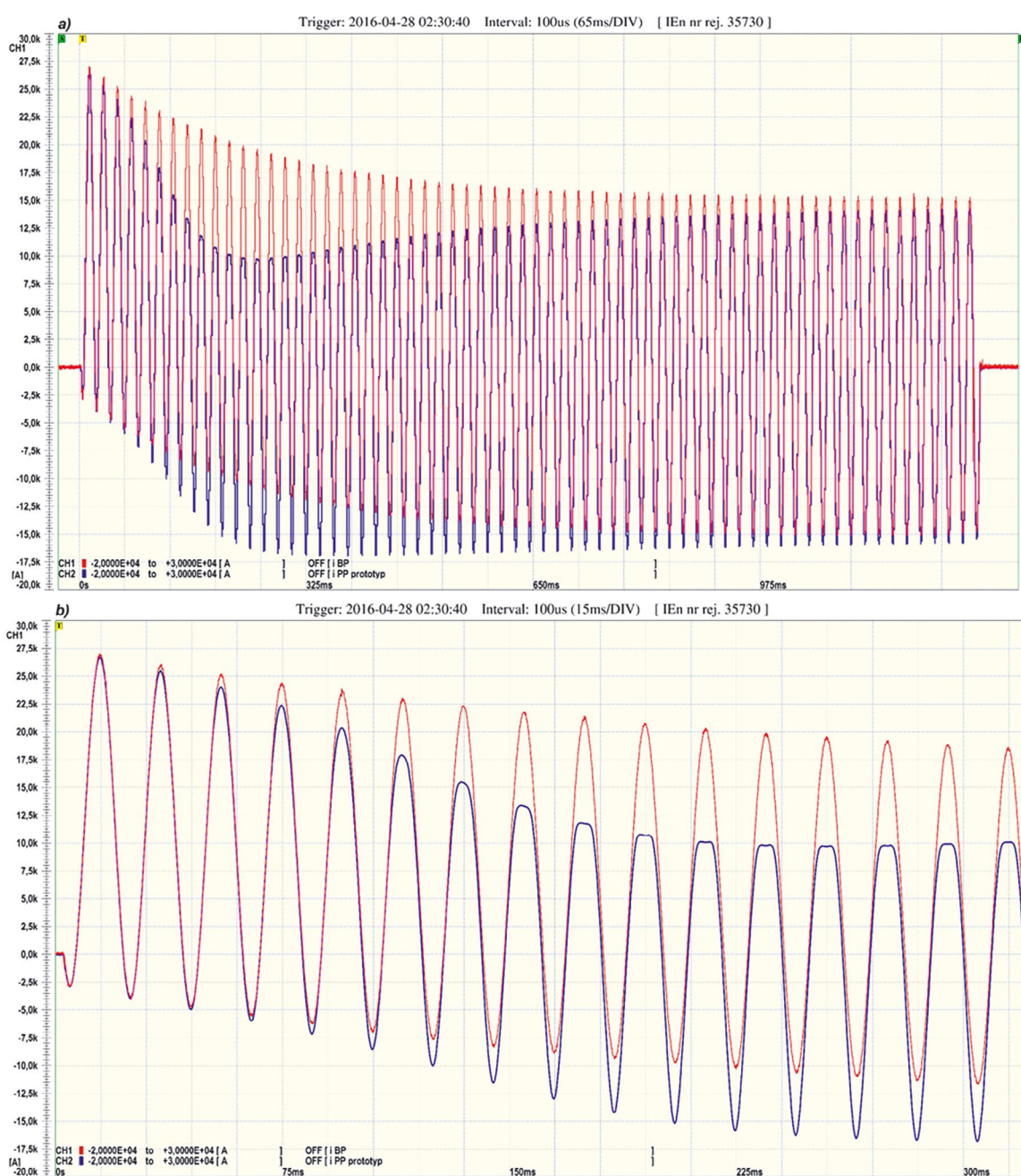
5. Badania

Omawiany przekładnik prądowy poddany został weryfikacji metrologicznej polegającej na wykonaniu badań składających się z:

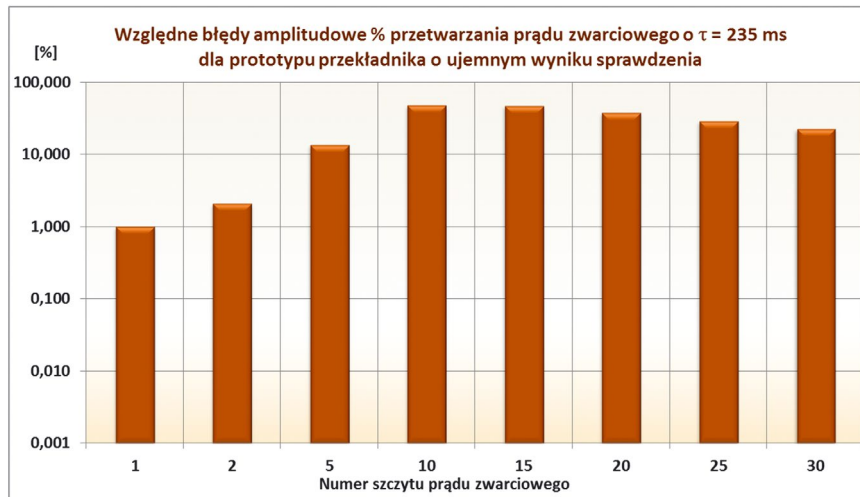
- prób wyrobu wykonywanych w firmie TRANSFORMEX sp. z o.o.
- sprawdzenia dokładności przetwarzania przebiegów prądu zwarciovego ze składową bezokresową o dużych stałych czasowych, wykonaną w Laboratorium Urządzeń Rozdzielczych Instytutu Energetyki w Warszawie
- wzorcowania w Laboratorium Wielkości Elektrycznych Małej Częstotliwości Zakładu Elektrycznego w Głównym

Urzędzie Miar, w zakresie przetwarzania prądów ustalonych symetrycznych.

Próba wyrobu i wzorcowanie odnoszą się do finalnego urządzenia, jakim jest przekładnik prądowy, natomiast próby sprawdzania dokładności transformacji rzeczywistych przebiegów prądów zwarciovych ze składową aperiodyczną wykonywane były w ciągu całego procesu opracowywania ostatecznej konstrukcji tego przekładnika prądowego. Wynika to z tego, że spełnienie warunku wiernego odtwarzania przebiegu prądu zwarciovego niesymetrycznego o długim czasie zanikania składowej stałej było najtrudniejsze do zrealizowania i wymagało opracowania, wykonania i badania wielu prototypów przekładnika. Wykonywano



Rys. 2. Oscylogram z próby sprawdzającej przetwarzanie prądu zwarciovego o $\tau = 235$ ms dla prototypu przekładnika prądowego o negatywnym wyniku sprawdzenia /a) oscylogram z całej próby, b) oscylogram pierwszych 16 szczytów b) przebiegu prądowego



Rys. 3. Wykres względnych błędów amplitudowych na wybranych szczytach przebiegów prądowych z próby sprawdzającej przetwarzanie prądu zwarciovego o $\tau = 235$ ms dla prototypu przekładnika o negatywnym wyniku sprawdzenia

je w Laboratorium Urządzeń Rozdzielczych Instytutu Energetyki w Warszawie, w specjalnym, jednofazowym, dwuoczkowym obwodzie probierczym. W typowym obwodzie zwarciovym nie ma bowiem możliwości uzyskania tak dużych stałych czasowych zanikania składowej aperiodycznej.

Część pomiarową obwodu probierczego stanowią: badany prototyp przekładnika prądowego i rezystancyjny bocznik prądowy traktowany jako przetwornik odniesienia (wzorzec) oraz rejestrator cyfrowy umożliwiający zapis i porównywanie dwóch przebiegów prądowych. Zgodnie z ustaleniami dla każdej próby zwarcioviej wyznaczane były główne parametry prądu zwarciovego (wartość skuteczna składowej okresowej, współczynnik udaru oraz stała czasowa zanikania składowej aperiodycznej) zarejestrowanego przy użyciu bocznika rezystancyjnego. Dla zobrazowania przyjętej metody weryfikacji poprawności przetwarzania niesymetrycznych przebiegów zwarciovych przedstawiono przykładowe dwa zestawy wyników sprawdzeń. Jako pierwszy zaprezentowano przykład wyniku negatywnego dla jednego z roboczych prototypów przekładnika, natomiast przykład drugi ilustruje pozytywny wynik sprawdzenia finalnej wersji przekładnika prądowego.

Na rys. 2 przedstawiono oscylogramy z negatywnej próby sprawdzającej dokładność przetwarzania prądu zwarciovego o stałej czasowej $\tau = 235$ ms. Na wspólnej osi czasowej umieszczone są dwa przebiegi prądowe: z bocznika rezystancyjnego traktowanego jako wzorzec – kolor czerwony oraz z badanego prototypu przekładnika prądowego – kolor niebieski.

Dolny oscylogram jest rozciągnięciem w czasie początkowej części całej próby, którą zawiera górny oscylogram. Niedokładność przetwarzania widoczna jest gołym okiem.

Na rys. 3 przedstawiono wykres błędów amplitudowych na wybranych 8 szczytach porównywanych przebiegów prądowych. Dla wybranych 8 szczytów większych półfal prądu zwarciovego (szczyty: 1, 2, 5, 10, 15, 20, 25 i 30) wyznaczano wartości chwilowe porównywanych przebiegów prądowych z bocznika (wzorca) i sprawdzanego prototypu przekładnika prądowego, a następnie względne procentowe błędy amplitudowe

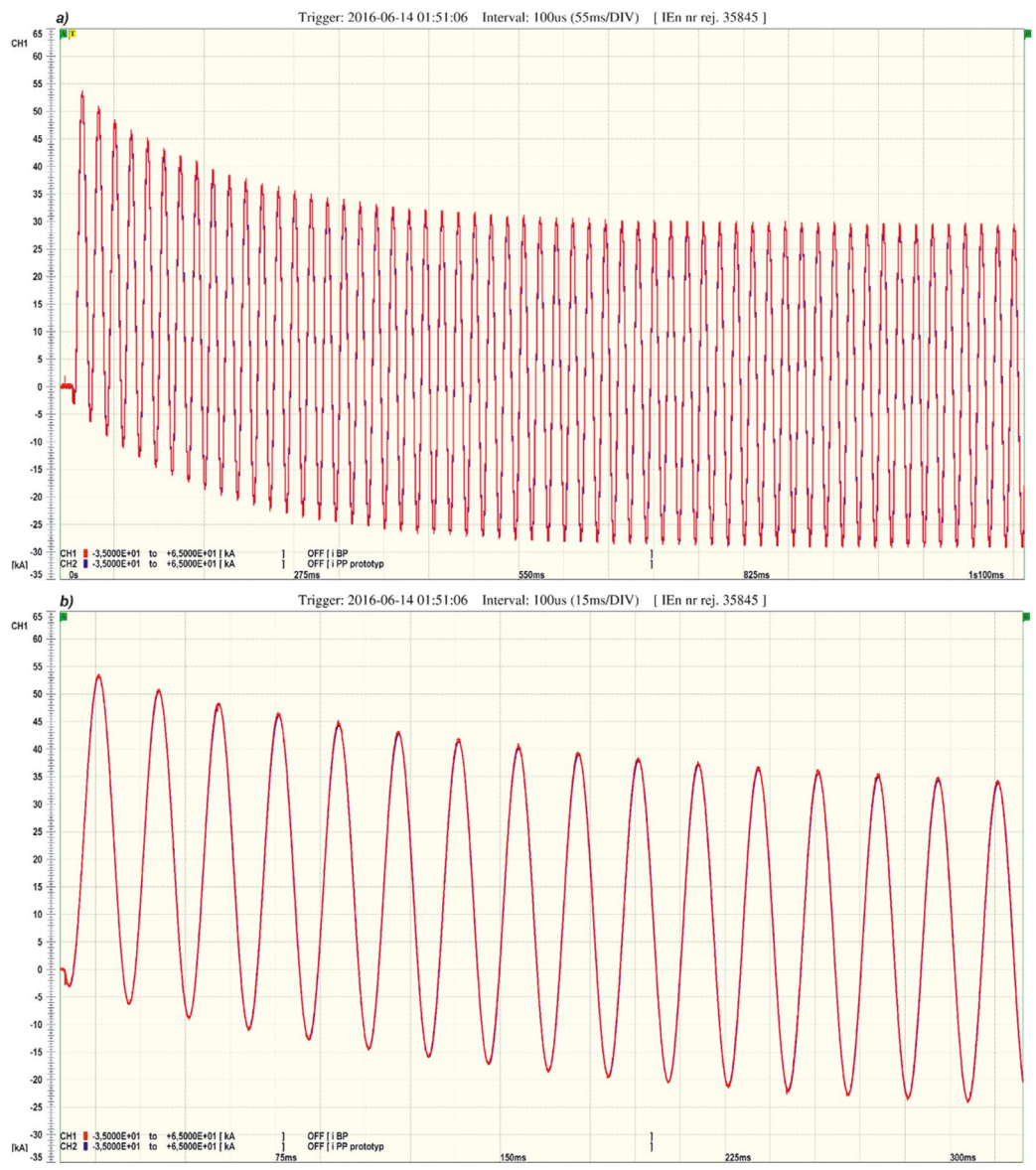
dla każdego z tych szczytów prądu. Wartości tych błędów oraz kształty porównywanych przebiegów prądowych stanowiły wyznacznik poprawności przetwarzania badanego prototypu przekładnika. Maksymalny błąd względny przetwarzania (w zbiorze 8 wyznaczanych wartości), wynoszący 48,3%, wystąpił dla tej próby sprawdzającej na 10 szczycie prądu. Jest to wynik zdecydowanie negatywny.

Uznano, że dla tej autorskiej, nienormatywnej metody sprawdzania dokładności przetwarzania niesymetrycznego przebiegu prądu zwarciovego pozytywny wynik weryfikacji wystąpi wtedy, gdy błąd amplitudowy na żadnym z analizowanych 8 szczytów prądu nie przekroczy 1% oraz nałożone na siebie przebiegi nie będą wykazywały widocznych przesunięć fazowych. Dla tak dużych (~200ms) wartości stałych czasowych jest to kryterium bardzo ostre. Poniżej przedstawiono przykładową próbę zwarciovą spełniającą te kryteria.

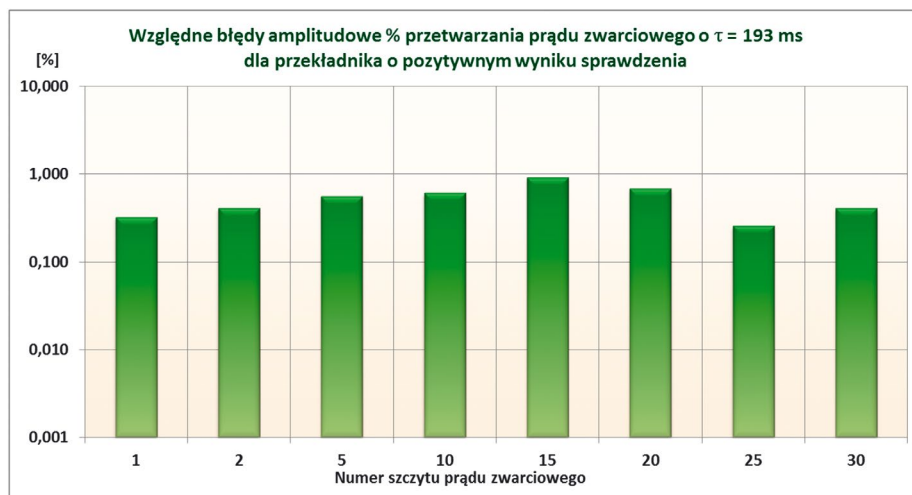
Na rys. 4 zamieszczono oscylogramy z próby sprawdzającej wierność transformacji prądu zwarciovego o stałej czasowej $\tau = 193$ ms przez przekładnik prądowy w swej ostatecznej wersji konstrukcyjnej. Tak jak poprzednio, na wspólnej osi czasowej umieszczono dwa przebiegi prądowe: przebieg odniesienia z bocznika rezystancyjnego – kolor czerwony oraz przebieg z badanego przekładnika prądowego – kolor niebieski. Dolny oscylogram jest rozciągniętym w czasie fragmentem oscylogramu górnego z całej próby. Wizualnie oba przebiegi prądowe praktycznie się pokrywają. Między przebiegami nie występuje znaczące przesunięcie fazy (oscylogram 4b).

Należy zaznaczyć, że prezentowana jako przykładowa próba sprawdzająca była czwartą z kolei próbą zwarciovą o tych samych parametrach (szczególnie o tej samej biegunowości udaru), przy niewielkich, kilkuminutowych odstępach czasowych między próbami. Stanowi to znaczne zaostrenie warunków pracy przekładnika prądowego.

Na rys. 5 przedstawiono wykres względnych błędów amplitudowych dla wybranych 8 szczytów przebiegów prądowych. Największa wartość błędu występuje na szczycie nr 15 i wynosi 0,92%. Zgodnie z przyjętym kryterium oceny dokładności



Rys. 4. Oscylogram z próby sprawdzającej przetwarzanie prądu zwarciovego o $\tau = 193$ ms dla przekładnika prądowego o pozytywnym wyniku sprawdzenia / a) oscylogram z całej próby, b) oscylogram pierwszych 16 szczytów przebiegu prądowego



Rys. 5. Wykres względnych błędów amplitudowych na wybranych szczytach przebiegów prądowych z próby sprawdzającej przetwarzanie prądu zwarciovego o $\tau = 193$ ms dla przekładnika o pozytywnym wyniku sprawdzenia

przetwarzania niesymetrycznego prądu zwarciovego wynik sprawdzenia przekładnika jest pozytywny.

Po sprawdzeniu przetwarzania prądów zwarciovych niesymetrycznych w Instytucie Energetyki w Warszawie (oraz po próbach wyrobu w TRANSFORMEX sp. z o.o. – u producenta) przekładnik poddano sprawdzeniu dokładności pomiarowej prądów ustalonych symetrycznych w Laboratorium Wielkości Elektrycznych Małej Częstotliwości Zakładu Elektrycznego w Głównym

Urzędzie Miar. Uzyskane świadectwo wzorcowania potwierdziło przypisaną przekładnikowi klasę dokładności 0,2.

6. Podsumowanie

Na podstawie wyników przeprowadzonych badań należy stwierdzić, że prezentowany uniwersalny przekładnik prądowy do dokładnego pomiaru prądów zwarciovych spełnia przyjęte założenia metrologiczne.

Jerzy Przybysz

dr hab. inż., prof. IE

Instytut Energetyki Instytut Badawczy w Warszawie

e-mail: jerzy.przybysz@ien.com.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Warszawskiej, kierunek: maszyny elektryczne (1959). Od 1960 roku jest pracownikiem Instytutu Energetyki. Na swoim macierzystym wydziale obronił pracę doktorską z zakresu konstrukcji turbogeneratorów (1968). Na Wydziale Elektrycznym Politechniki Wrocławskiej uzyskał stopień doktora habilitowanego (2000). Zajmuje się zagadnieniami eksploatacji i diagnostyki turbo- i hydrogeneratorów. Jest autorem 5 książek z tego zakresu, ponad 100 publikacji w czasopismach technicznych, wielu referatów na konferencjach krajowych i zagranicznych oraz 6 patentów na urządzenia stosowane w energetyce.

Jan Olak

mgr inż.

TRANSFORMEX sp. z o.o. w Warszawie

e-mail: janolak90@gmail.com

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Warszawskiej, kierunek: elektrotechnika przemysłowa (1961). Na swoim macierzystym wydziale ukończył studia podyplomowe z zakresu aparatów elektroenergetycznych, a następnie z zakresu aparatów elektroenergetycznych wysokiego napięcia. Jego zainteresowania zawodowe obejmują: aparaturę elektroenergetyczną i przekładniki prądowo-napięciowe dla nn, SN WN. Autor i współautor kilkudziesięciu konstrukcji przekładników wdrożonych do produkcji, za które otrzymał liczne nagrody i odznaczenia. Współautor 20 patentów dotyczących urządzeń dla energetyki (przekładniki, transformatory potrzeb własnych i in.).

Zbigniew Piątek

inż.

Instytut Energetyki Instytut Badawczy w Warszawie

e-mail: zbigniew.piatek@ien.com.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Warszawskiej, kierunek: aparaty elektryczne. Od 1981 roku zatrudniony jest w Laboratorium Urządzeń Rozdzielczych Instytutu Energetyki, gdzie bierze udział w badaniach urządzeń elektroenergetycznych średnich i wysokich napięć – głównie sprawdzania wytrzymałości zwarciovwej i zdolności łączenia. Jako pomiarowiec brał udział w badaniach sieciowych w wielu obiektach elektroenergetycznych, takich jak elektrownie i rozdzielnie. Uczestniczył w badaniach odbiorczych jedynej w Polsce linii wysokiego napięcia 750 kV. Jest współautorem kilku referatów wygłaszanych na międzynarodowych konferencjach naukowo-technicznych organizowanych w kraju oraz autorem artykułów w branżowych czasopismach technicznych.

Analiza stabilności symulacji stanów pracy transformatora elektroenergetycznego w czasie rzeczywistym

Autorzy

Zbigniew Kłosowski
Sławomir Cieřlik

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

symulator pracujący w czasie rzeczywistym, stabilność symulacji, model matematyczny transformatora

Streszczenie

Komputerowa symulacja stanów pracy systemów elektroenergetycznych w czasie rzeczywistym wymaga stosowania algorytmów modelowania matematycznego, które będą gwarantowały wykonanie obliczeń w założonym czasie i z określoną precyzją. Transformator elektroenergetyczny jest jednym z podstawowych elementów systemu elektroenergetycznego, którego model matematyczny jest stosunkowo złożony (m.in.: sprzężenia magnetyczne, nieliniowość charakterystyki magnesowania). Symulacja komputerowa stanów pracy transformatora jest rozumiana jako numeryczne odwzorowanie jego działania. Stabilność symulacji jest kolejnym ważnym zagadnieniem w kontekście pracy symulatorów w czasie rzeczywistym.

W artykule przedstawiono analizę stabilności symulacji realizowanej w czasie rzeczywistym z zastosowaniem algorytmu trapezów całkowania numerycznego w modelowaniu matematycznym transformatorów elektroenergetycznych.

1. Wstęp

Na przestrzeni lat można zaobserwować nieprzerwany rozwój techniki mikroprocesorowej i komputerowej, polegający m.in. na zwiększeniu mocy obliczeniowej. Dzięki temu można tworzyć platformy cyfrowe, które pracują w czasie rzeczywistym. Cechą charakterystyczną symulatora pracującego w czasie rzeczywistym jest możliwość współpracy z rzeczywistymi urządzeniami, np. regulatorami, zabezpieczeniami. Od symulatorów pracujących w czasie rzeczywistym wymaga się, aby ich współpraca z otoczeniem oraz rozwiązanie równań modelu matematycznego odbywała się w ściśle określonym kwancie czasu, zaimplementowany model matematyczny był adekwatny oraz symulacja przebiegała stabilnie w założonym przedziale czasu.

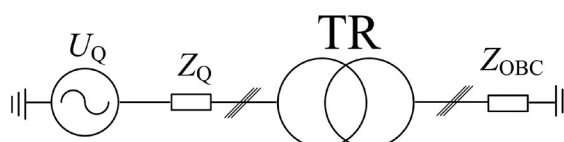
W artykule zostanie przeanalizowane zagadnienie stabilności symulacji w czasie rzeczywistym na przykładzie stosunkowo złożonego modelu matematycznego transformatora energetycznego, w którym uwzględniono m.in. sprzężenia magnetyczne i nieliniowość charakterystyki magnesowania. Zagadnienie stabilności symulacji stanów pracy układów elektroenergetycznych w czasie rzeczywistym nie jest wystarczająco rozpoznane i opisane w literaturze. W literaturze można znaleźć nieliczne artykuły dotyczące stabilności symulacji w grach komputerowych. Celem pracy jest opis modelu matematycznego transformatora 3-fazowego, opis symulatora pracującego w czasie rzeczywistym oraz przedstawienie wyników badania stabilności symulacji w czasie rzeczywistym w opracowanym symulatorze stanów pracy transformatora.

2. Model matematyczny układu elektroenergetycznego z transformatorem 3-fazowym

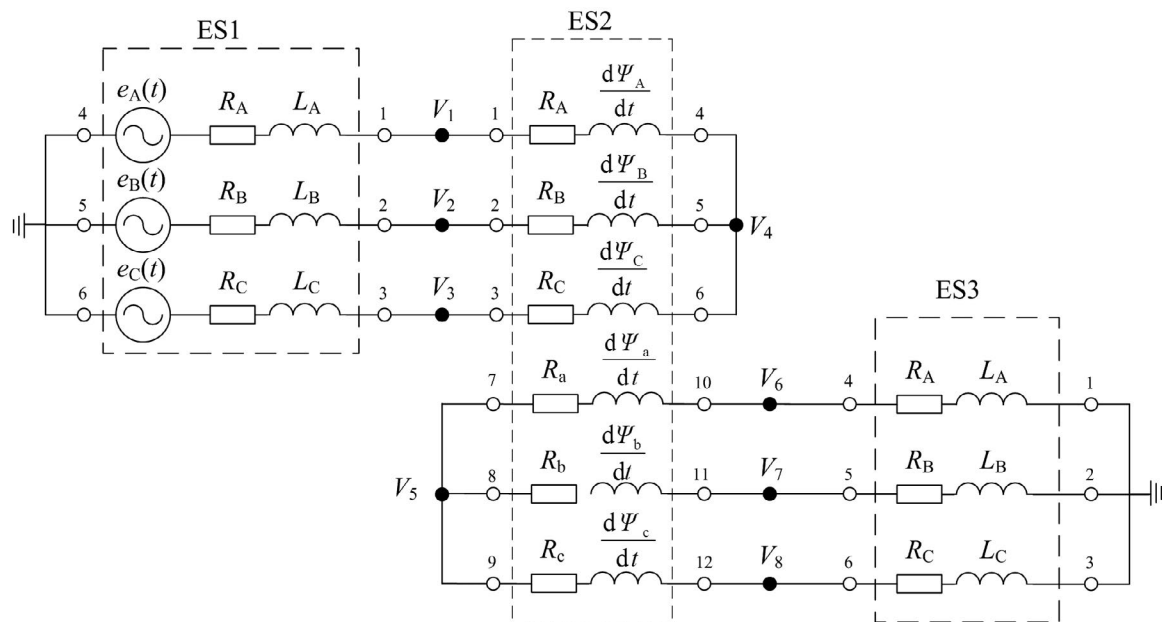
Na rys. 1 przedstawiono schemat ideowy układu elektroenergetycznego, który składa się z: generatora zastępczego (system elektroenergetyczny niskiego napięcia) w postaci 3-fazowego źródła napięcia U_Q z impedancją wewnętrzną Z_Q , transformatora 3-fazowego TR oraz odbiornika o impedancji Z_{OBC} .

Model matematyczny prezentowanego układu elektroenergetycznego opracowano z zastosowaniem wielobiegunników elektrycznych jako elementów strukturalnych. Schemat zastępczy układu jako połączenie trzech elementów strukturalnych pokazano na rys. 2.

Element strukturalny ES1 to generator zastępczy, którego schemat zastępczy stanowią trzy gałęzie (trzy fazy), składające się z połączonych szeregowo elementów idealnych: źródła napięcia, rezystora i cewki. Transformator przedstawiono w postaci elementu strukturalnego ES2, natomiast odbiornik energii elektrycznej jako element strukturalny ES3. Schemat zastępczy 3-fazowego



Rys. 1. Schemat ideowy analizowanego układu elektroenergetycznego



Rys. 2. Schemat zastępczy analizowanego układu elektroenergetycznego z podziałem na elementy strukturalne

odbiornika energii elektrycznej składa się z trzech gałęzi (trzech faz), w których połączono szeregowo elementy idealne: rezystor i cewkę.

Modele matematyczne elementów strukturalnych ES1 i ES3 zostały wyprowadzone z wykorzystaniem algorytmu trapezów całkowania numerycznego, co zostało szczegółowo opisane w publikacji [1]. W dalszej części artykułu zaprezentowano tylko model matematyczny transformatora elektroenergetycznego jako dwunastobiegunnika. Model matematyczny we współrzędnych fazowych został zaprezentowany w [2].

Obwód elektryczny 3-fazowego transformatora przedstawiono na rys. 3 w postaci dwunastobiegunnika. Obwód ten można opisać równaniem

$$\frac{d\Psi}{dt} + \mathbf{R} \cdot \mathbf{i} + \mathbf{u} = 0$$

gdzie:

$\Psi = [\Psi_{\mu} + \Psi_{\sigma G} \quad \Psi_{\mu} + \Psi_{\sigma d}]^T$ – wektor strumieni magnetycznie sprzężonych z uzwojeniami górnego i dolnego napięcia, z uwzględnieniem strumieni dla pól rozproszenia

$\Psi_{\sigma G} = [\Psi_{\sigma A} \quad \Psi_{\sigma B} \quad \Psi_{\sigma C}]^T$ – wektor strumieni pól magnetycznych rozproszenia skojarzonych z uzwojeniami górnego napięcia, dla odpowiednich faz

$\Psi_{\sigma d} = [\Psi_{\sigma a} \quad \Psi_{\sigma b} \quad \Psi_{\sigma c}]^T$ – wektor strumieni pól magnetycznych rozproszenia skojarzonych z uzwojeniami dolnego napięcia, dla odpowiednich faz

$\Psi_{\mu} = [\Psi_{\mu A} \quad \Psi_{\mu B} \quad \Psi_{\mu C}]^T$ – wektor strumieni głównego pola magnetycznego skojarzony z poszczególnymi uzwojeniami transformatora

$$\mathbf{i} = \left[\mathbf{i}_G \quad \frac{1}{n_1} \mathbf{i}_d \right]^T \text{ – wektor prądów płynących w uzwojeniach}$$

transformatora, n_1 – przekładnia napięciowa transformatora

$$\mathbf{u} = [\mathbf{u}_G \quad n_1 \cdot \mathbf{u}_d]^T \text{ – wektor napięć panujących między zaciskami uzwojeń transformatora}$$

$\mathbf{R} = \text{diag}(\mathbf{R}_G, \mathbf{R}_d')$ – macierz rezystancji uzwojeń górnego i dolnego napięcia (rezystancje uzwojeń dolnego napięcia przeliczone na stronę górnego napięcia)

$\mathbf{R}_G = \text{diag}(-R_A, -R_B, -R_C, R_A, R_B, R_C)$ – macierz rezystancji uzwojeń górnego napięcia

$\mathbf{R}_d' = \text{diag}(-R_a', -R_b', -R_c', R_a', R_b', R_c')$ – macierz rezystancji uzwojeń dolnego napięcia przeliczona na stronę górnego napięcia.

Obwód magnetyczny transformatora 3-fazowego, który został przedstawiony schematycznie na rys. 4, można opisać równaniem:

$$\mathbf{i}_{\mu} - \mathbf{i}_G - \frac{1}{n_1} \mathbf{i}_d + \mathbf{G}_{Fc} \frac{d\Psi_{\mu}}{dt} + \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} R_{\mu 0} \Psi_{\mu 0} = 0$$

gdzie:

$\mathbf{i}_G = [i_A \quad i_B \quad i_C]^T$ – wektor prądów płynących w uzwojeniach górnego napięcia transformatora, odpowiednio dla faz: A, B i C

$\mathbf{i}_d = [i_a \quad i_b \quad i_c]^T$ – wektor prądów płynących w uzwojeniach dolnego napięcia transformatora, odpowiednio dla faz: a, b i c

$\Psi_{\mu} = [\Psi_{\mu A} \ \Psi_{\mu B} \ \Psi_{\mu C}]^T$ – wektor strumieni głównego pola magnetycznego skojarzony z poszczególnymi uzwojeniami transformatora

$i_{\mu} = [i_{\mu A} \ i_{\mu B} \ i_{\mu C}]^T$ – wektor prądów magnesujących dla odpowiednich faz

$$G_{Fe} = \text{diag}\left(\frac{1}{R_{FeA}}, \frac{1}{R_{FeB}}, \frac{1}{R_{FeC}}\right)$$

– macierz konduktancji reprezentujących straty mocy w żelazie obwodu magnetycznego transformatora

$R_{\mu 0}$ – reluktancja obwodu magnetycznego tworzonego przez elementy, m.in.: konstrukcji kadzi, pokrywy, belki, płaskowniki i śruby

$\Psi_{\mu 0}$ – strumień magnetyczny reprezentujący część pola magnetycznego, która powoduje straty w elementach konstrukcyjnych.

W modelu matematycznym transformatora elektroenergetycznego uwzględniono nieliniowość obwodu magnetycznego zgodnie z algorytmem przedstawionym w [3].

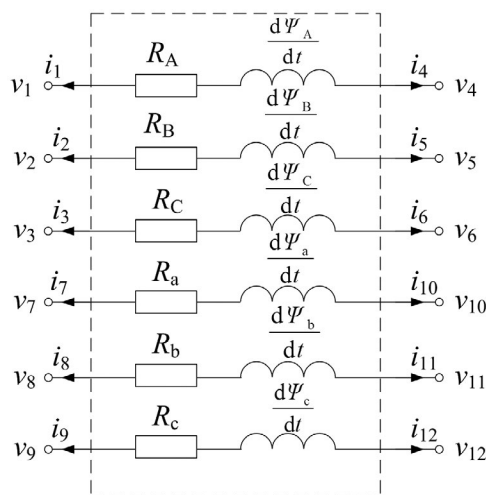
3. Adekwatność modelu matematycznego

Adekwatność prezentowanego modelu matematycznego analizowanego układu elektroenergetycznego oceniono na podstawie analizy porównawczej wyników z eksperymentu pomiarowego na obiekcie rzeczywistym z wynikami symulacji komputerowej. Do symulacji komputerowej przyjęto parametry transformatora wyznaczone na podstawie próby stanu jałowego i pomiarowego stanu zwarcia tego transformatora. Natomiast impedancję generatora zastępczego dobrano eksperymentalnie. Symulację komputerową zrealizowano z wykorzystaniem metody trapezów z krokiem całkowania $\Delta t = 10 \mu s$.

Do oceny adekwatności modelu matematycznego 3-fazowego transformatora wykorzystano transformator o mocy $S = 10 \text{ kVA}$, $U_{NGN} = 380 \text{ V}$, $U_{NDN} = 340 \text{ V}$.

Na rys. 5 przedstawiono porównanie przebiegów czasowych prądów fazowych w uzwojeniach górnego napięcia, uzyskanych z eksperymentu i z symulacji komputerowej podczas stanu przejściowego spowodowanego załączeniem transformatora do sieci niskiego napięcia, gdzie faza początkowa napięcia zasilającego wynosiła $\varphi = 213^\circ$.

Na rys. 6 przedstawiono porównanie przebiegów czasowych prądów fazowych w uzwojeniach górnego napięcia, uzyskanych z eksperymentu i z symulacji komputerowej podczas stanu



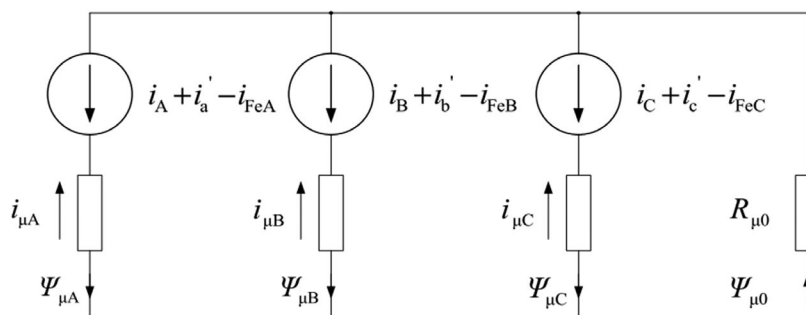
Rys. 3. Schemat zastępczy obwodu elektrycznego 3-fazowego transformatora w postaci dwunastobiegunnika

przejściowego spowodowanego załączeniem transformatora do sieci niskiego napięcia, gdzie faza początkowa napięcia zasilającego wynosiła $\varphi = 288^\circ$.

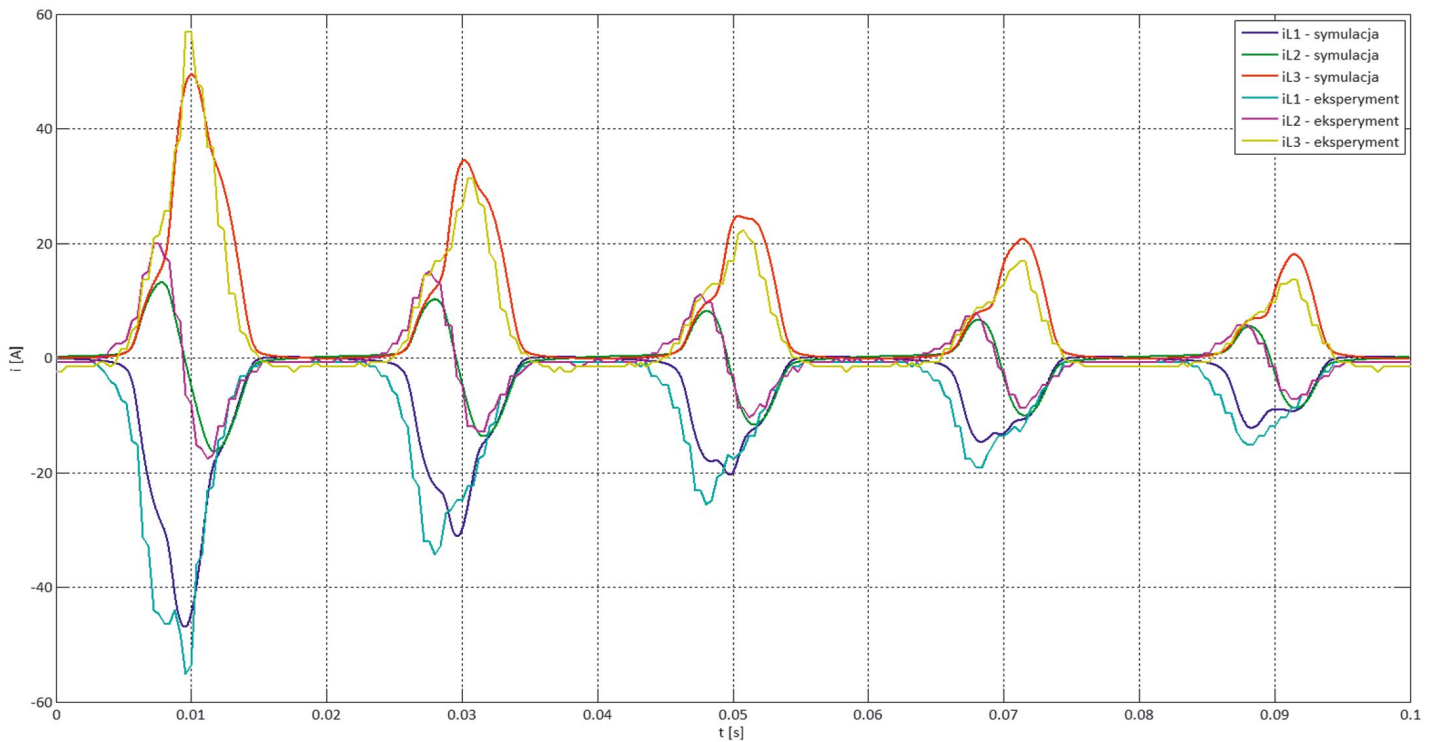
Porównując odpowiednie przebiegi czasowe prądów fazowych z eksperymentu i symulacji komputerowej, które zostały przedstawione na rys. 5 i 6, można określić, że maksymalna względna różnica wartości kolejnych wierzchołków w przebiegach prądów fazowych nie przekracza 30%. Z zaprezentowanych przebiegów można zauważyć, że proces przejściowy załączenia transformatora w stanie jałowym, fizycznie bardzo skomplikowany proces elektromagnetyczny, został odwzorowany z zadowalającym stopniem adekwatności.

4. Symulator układu elektroenergetycznego pracujący w czasie rzeczywistym

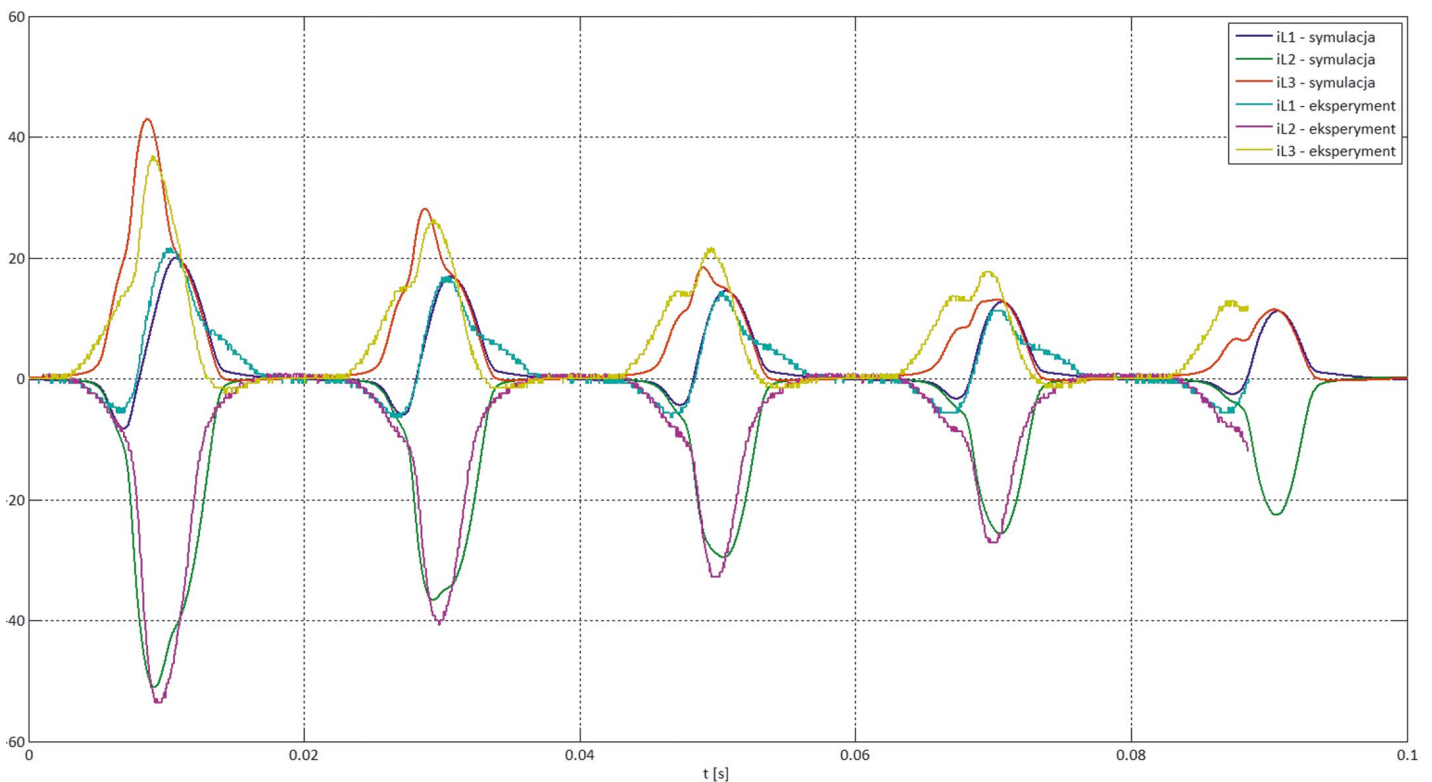
Symulator pracujący w czasie rzeczywistym (symulator PwCR) oparty jest na klasycznym komputerze osobistym z procesorem wielordzeniowym. Schemat poglądowy struktury symulatora przedstawiono na rys. 7. W symulatorze istnieje możliwość wykorzystania do 16 kanałów wejściowych i 32 kanałów wyjściowych. W symulatorze PwCR wykorzystano procesor 6-rdzeniowy firmy Intel (typu Core i7) o częstotliwości taktowania 3,2 GHz. Prędkość magistrali systemowej wynosi 1333 MHz. Maksymalny transfer danych pomiędzy poszczególnymi elementami systemu może osiągnąć 4,8 GT/s.



Rys. 4. Schemat zastępczy obwodu matematycznego transformatora 3-fazowego



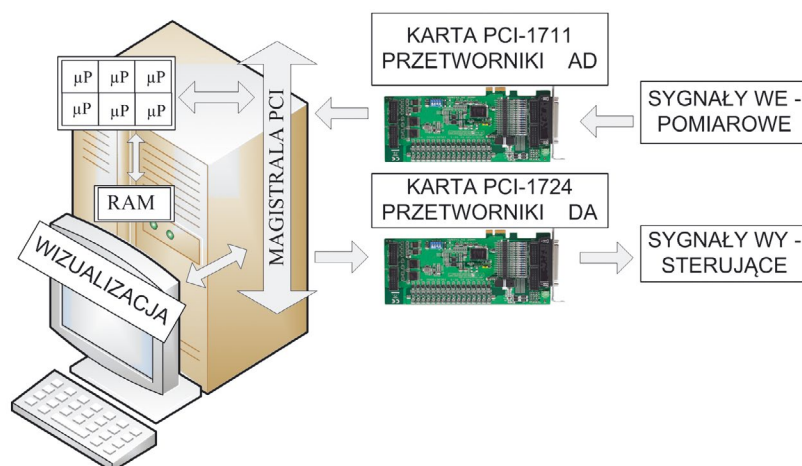
Rys. 5. Przebiegi czasowe prądów fazowych w uzwojeniach górnego napięcia transformatora podczas jego załączenia na biegu jałowym, faza początkowa napięcia zasilającego $\phi = 213^\circ$



Rys. 6. Przebiegi czasowe prądów fazowych w uzwojeniach górnego napięcia transformatora podczas jego załączenia na biegu jałowym, faza początkowa napięcia zasilającego $\phi = 288^\circ$

Do wprowadzenia sygnałów z otoczenia do symulatora wykorzystano kartę pomiarową PCI 1711 firmy Advantech. Przebieg wejściowy próbkowany jest z rozdzielczością 12-bitową przez przetwornik A/C. Częstotliwość próbkowania wynosi 100 kS/s.

Do wyprowadzenia sygnałów z symulatora do otoczenia (np. do zacisków listwy sygnałów wejściowych rzeczywistego regulatora) wykorzystano kartę PCI 1724 firmy Advantech. Przetwornik C/A pracuje z rozdzielczością 14-bitową w trybie bezpośrednim.



Rys. 7. Schemat poglądowy symulatora PwCR opartego na komputerze osobistym z procesorem 6-rdzeniowym

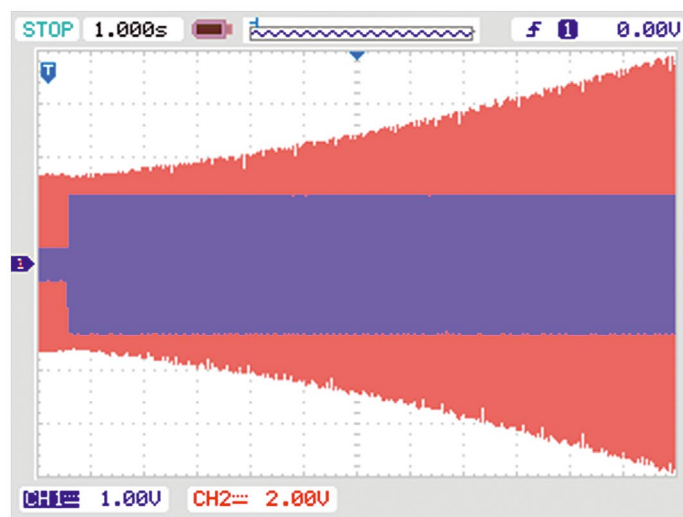
Oznacza to, że prędkość próbkowania zależy od wydajności zastosowanej platformy cyfrowej.

Model matematyczny układu elektroenergetycznego zaimplementowano w środowisku Borland Builder C++. Opisany symulator PwCR wykorzystano do badania stabilności symulacji stanów pracy transformatora elektroenergetycznego w czasie rzeczywistym.

5. Wyniki badań stabilności symulacji

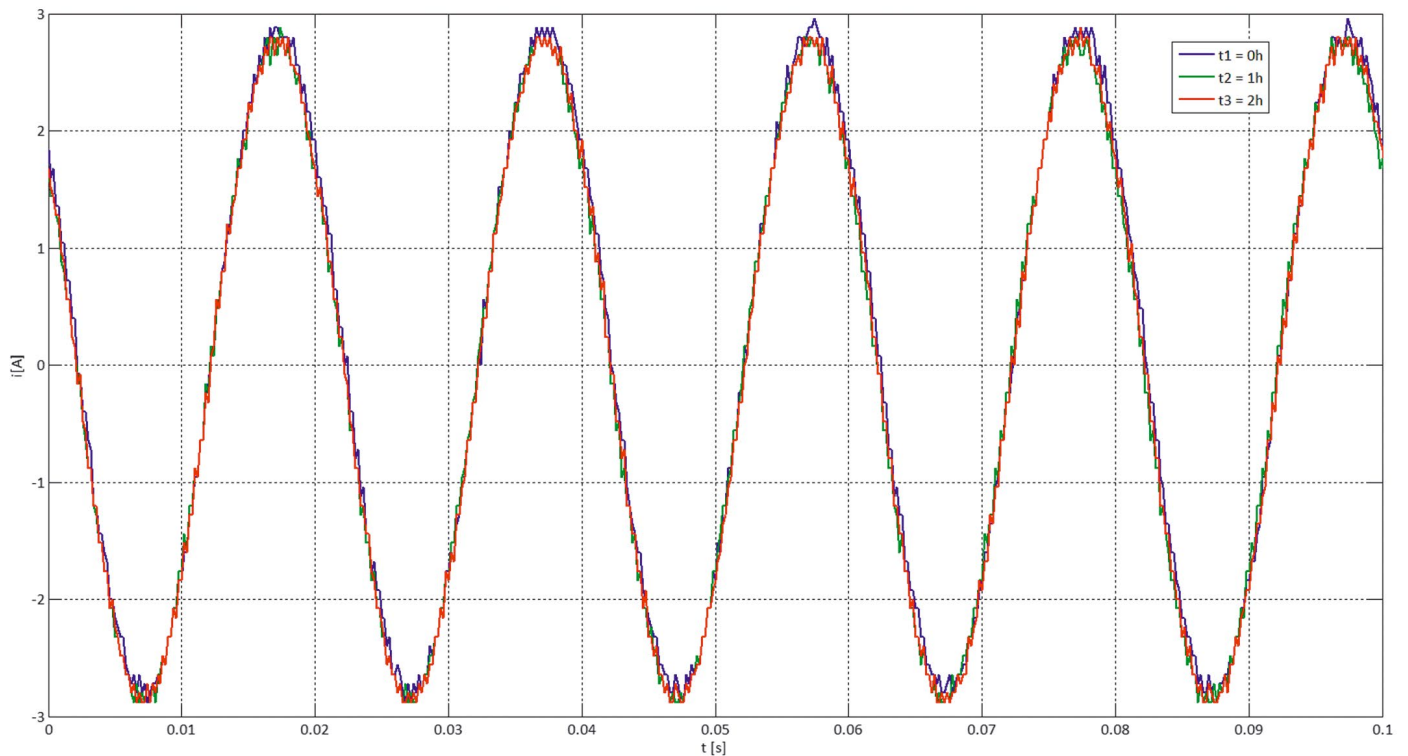
Badanie stabilności symulacji stanów pracy transformatora w czasie rzeczywistym przeprowadzono dla dyskretnego modelu matematycznego z algorytmem trapezów, z korkiem całkowania $\Delta t = 50 \mu s$, a do rozwiązywania układu równań liniowych stosowano dwie metody: metodę iteracyjną Jacobiego i metodę eliminacji Gaussa. Algorytm metody iteracyjnej został opracowany na podstawie publikacji [4], natomiast algorytm eliminacji Gaussa na podstawie publikacji [5]. Stabilność symulacji badano, porównując wartości chwilowe napięcia w fazie L1 oraz prądów fazowych w uzwojeniu górnego napięcia transformatora elektroenergetycznego, pracującego w stanie ustalonym. Porównywano wartości w chwili t_1 z wartościami w chwili $t_1 + T \cdot k$, gdzie T jest okresem przebiegu, a k jest współczynnikiem wynoszącym kilkaset tysięcy. Jako kryterium stabilności przyjęto, że różnica pomiędzy odpowiednimi wartościami chwilowymi napięcia tego samego stanu ustalonego nie może przekroczyć $0,2 V$, natomiast różnice wartości chwilowych prądu w poszczególnych fazach nie mogą przekroczyć $0,1 A$.

Na rys. 8 przedstawiono przebieg napięcia w fazie L1 i prądów fazowych w momencie utraty stabilności symulacji dla dyskretnego modelu matematycznego z algorytmem trapezów i iteracyjną metodą rozwiązywania układu równań liniowych. Stabilność badano po załączeniu transformatora do sieci elektroenergetycznej i po zwiększeniu obciążenia. Widać, że zwiększenie obciążenia transformatora spowodowało pojawienie się oscylacji nietłumionych w przebiegu napięcia. Można stwierdzić, że symulacja dla tego modelu matematycznego z wykorzystaniem metody iteracyjnej Jacobiego jest niestabilna, niezależnie od ilości iteracji poprawiających.

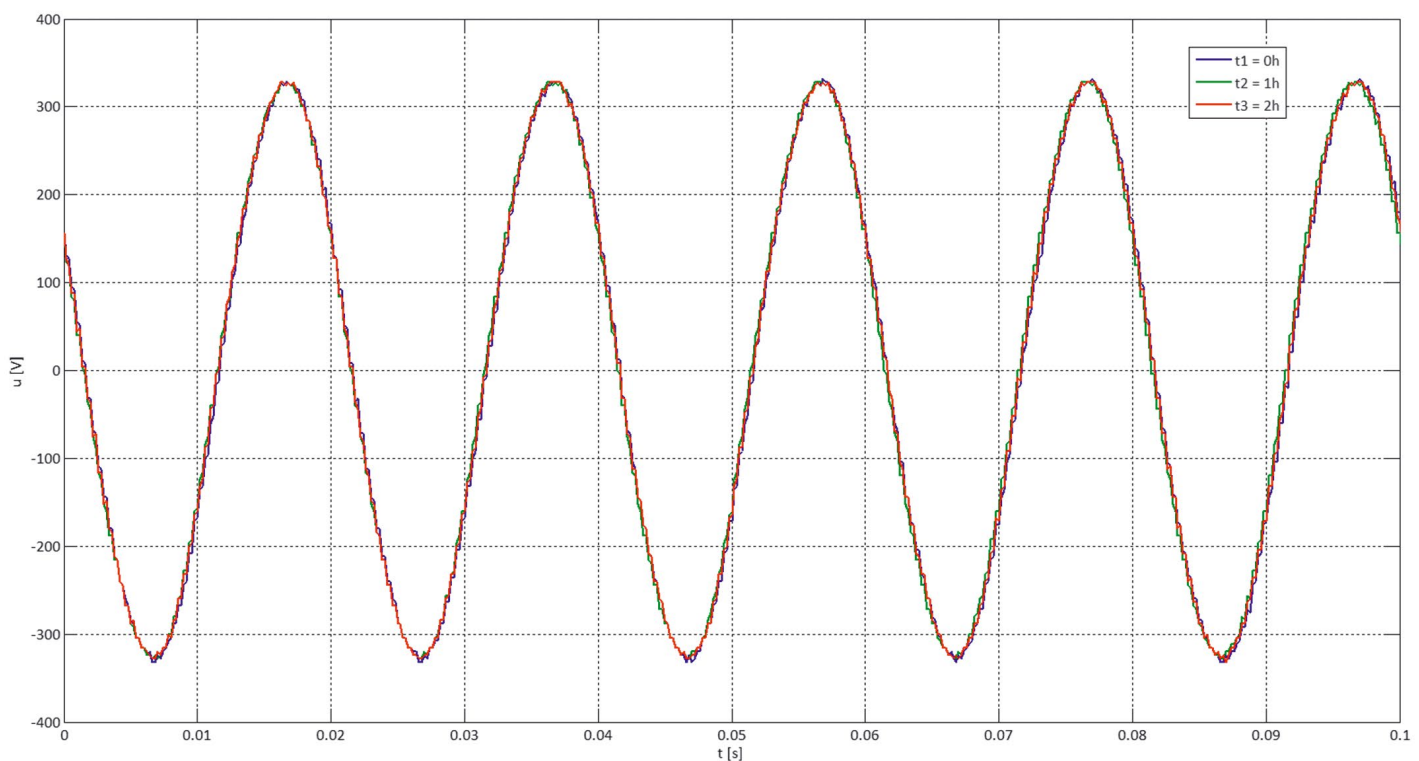


Rys. 8. Przebieg czasowy prądu (CH1 – 10 A/div) i napięcia fazowego L1 (CH2 – 200 V/div) w momencie utraty stabilności symulacji dla metody iteracyjnej Jacobiego

Na rys. 9 i 10 przedstawiono przebiegi czasowe napięcia w fazie L1 i prądu fazowego w uzwojeniu tej samej fazy transformatora elektroenergetycznego. Z przebiegów można odczytać, że wartości chwilowe prądu i napięcia dla trzech różnych czasów od początku pracy symulatora pracującego w czasie rzeczywistym dla metody eliminacji Gaussa są praktycznie takie same. Zapis przebiegu odbywał się w stanie ustalonym dla trzech czasów. Pierwszy czas przyjęto $t_1 = 0 h$, jest to stan ustalony po załączeniu transformatora do sieci i po obciążeniu transformatora, drugi czas obserwacji po godzinie od obciążenia transformatora $t_2 = 1 h$, natomiast po dwóch godzinach od obciążenia transformatora zapisano kolejny raz przebiegi, dla $t_3 = 2 h$. Największa różnica pomiędzy wartościami chwilowymi dla napięcia L1 wynosi $0,2 V$, natomiast dla prądu fazowego $0,05 A$. Po dwóch godzinach pracy symulatora PwCR zwiększono obciążenie i również badano różnice wartości chwilowych napięcia i prądów fazowych dla dwóch czasów obserwacji: $t_1 = 0 h$ (stan ustalony po zwiększeniu obciążenia) i po dwóch godzinach po



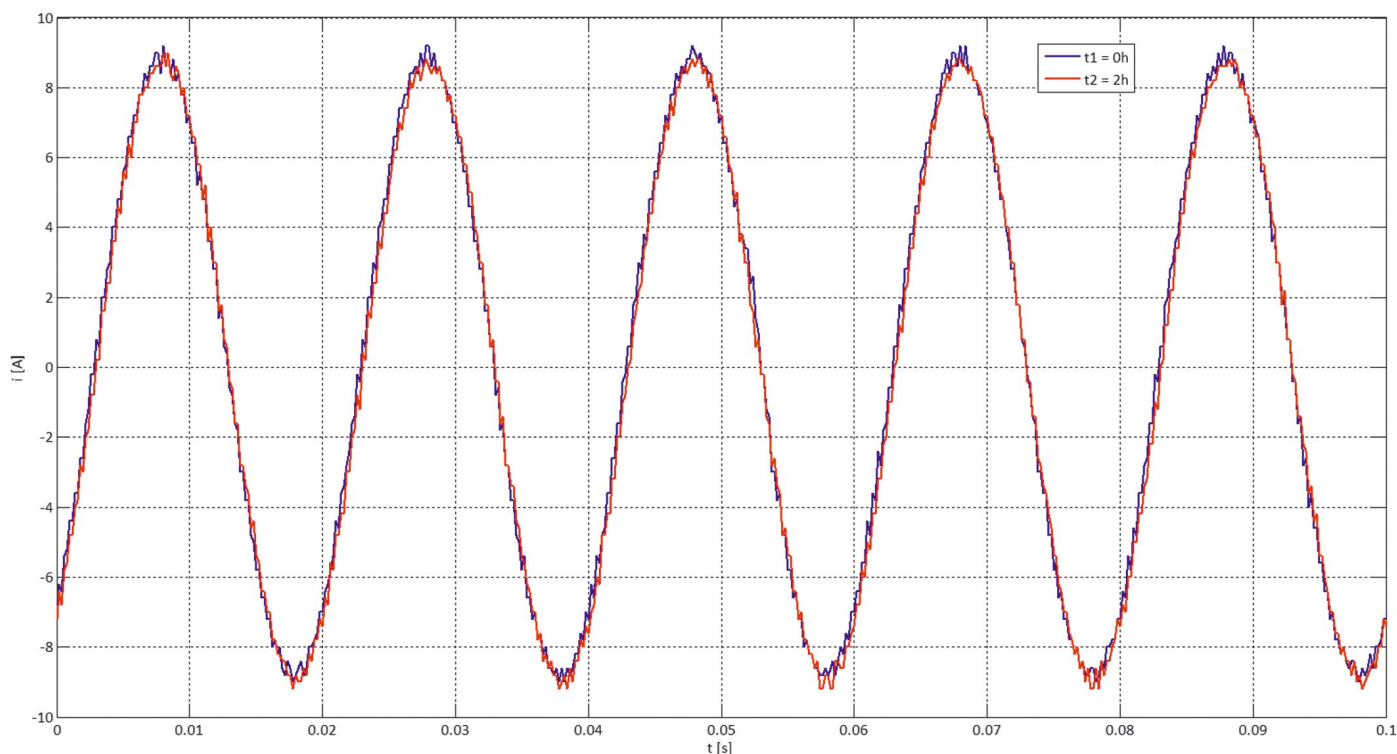
Rys. 9. Przebieg czasowy prądu w uzwojeniu fazy L1 dla trzech czasów pracy symulatora PwCR dla stanu ustalonego po obciążeniu transformatora elektroenergetycznego



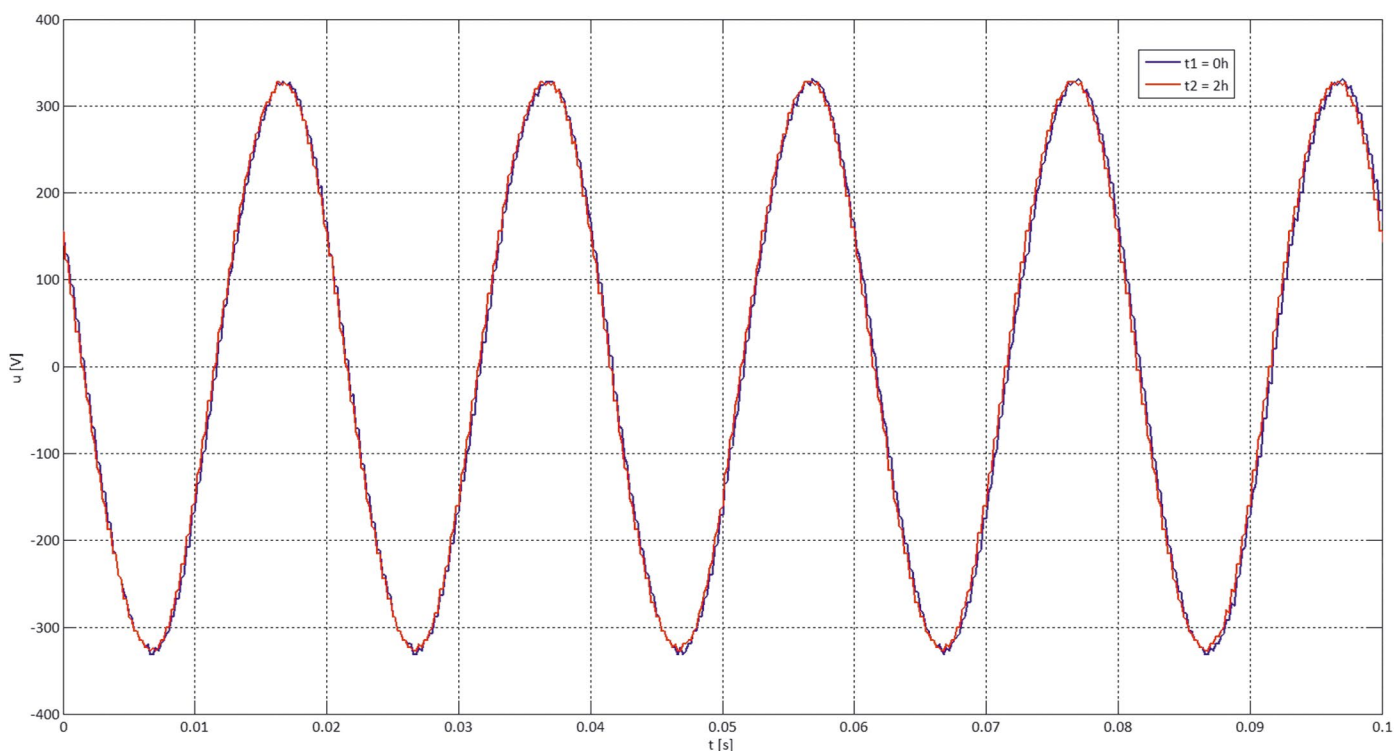
Rys. 10. Przebieg czasowy napięcia fazy L1 dla trzech czasów pracy symulatora PwCR dla stanu ustalonego po obciążeniu transformatora elektroenergetycznego

zwiększeniu obciążenia ($t_2 = 2$ h). Największa różnica pomiędzy wartościami chwilowymi dla napięcia L1 wynosi 0,2 V, natomiast dla prądu fazowego 0,08 A. Na rys. 11 i 12 przedstawiono przebiegi czasowe napięcia w fazie L1 i prądu fazowego w uzwojeniach

tej samej fazy transformatora elektroenergetycznego. Z przebiegów można odczytać, że wartości chwilowe prądu i napięcia dla dwóch różnych czasów od początku pracy symulatora pracującego w czasie rzeczywistym są praktycznie takie same.



Rys. 11. Przebieg czasowy prądu w fazie L1 dla dwóch czasów pracy symulatora PwCR dla stanu ustalonego po zwiększeniu obciążenia transformatora elektroenergetycznego



Rys. 12. Przebieg czasowy napięcia fazy L1 dla dwóch czasów pracy symulatora PwCR dla stanu ustalonego po zwiększeniu obciążenia transformatora elektroenergetycznego

6. Wnioski

W artykule poruszono kwestię stabilności symulacji stanów pracy transformatora elektroenergetycznego w czasie rzeczywistym. Symulacja była realizowana w symulatorze PwCR opartym

na komputerze osobistym PC z procesorem wielordzeniowym. Sprawdzono adekwatność zastosowanego modelu matematycznego transformatora przez porównanie wyników z symulacji komputerowej z wynikami z eksperymentu. Adekwatność

oceniono jako zadowalającą w zakresie odwzorowania procesów elektromagnetycznych. Pokazano, że metoda rozwiązywania układów równań liniowych ma wpływ na stabilność symulacji. Wykazano, że dla prezentowanego modelu matematycznego z zastosowaniem algorytmu całkowania trapezów oraz nieiteracyjnych metod rozwiązywania układów równań liniowych symulacja w czasie rzeczywistym przebiegała stabilnie w stosunkowo długim okresie pracy (kilka godzin). W przypadku iteracyjnych metod rozwiązywania układów równań liniowych (metoda Jacobiego) symulacja przebiegała niestabilnie, gdyż po zmianie parametrów w modelu (zmiana obciążenia transformatora) pojawiały się rosnące nietłumione oscylacje numeryczne w potencjałach analizowanego układu elektroenergetycznego. Na zmniejszenie (wyeliminowanie) oscylacji nie miała wpływu liczba iteracji poprawiających rozwiązanie.

BIBLIOGRAFIA

1. Cieślík S., Obwodowe modele układów elektrycznych w cyfrowych symulatorach pracujących w czasie rzeczywistym, Wydawnictwo Politechniki Poznańskiej, Poznań 2013.
2. Cieślík S., Modelowanie matematyczne i symulacja układów elektroenergetycznych z generatorami indukcyjnymi, Wydawnictwo Uczelniane Uniwersytetu Technologiczno-Przyrodniczego, Bydgoszcz 2008.
3. Szczęsny R., Komputerowa symulacja układów energoelektronicznych, Wydawnictwo Politechniki Gdańskiej, Gdańsk 1999.
4. Roślaniec S., Wybrane metody numeryczne z przykładami zastosowań w zadaniach inżynierskich, Oficyna Wydawnictwa Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2008.
5. Kincaid D., Cheney W., Analiza numeryczna w przekładzie i pod redakcją Stefana Paszkowskiego, Wydawnictwo Naukowo Techniczne, Warszawa 2002.

Zbigniew Kłosowski

mgr inż.

Uniwersytet Technologiczno-Przyrodniczy w Bydgoszczy

e-mail: klosowski@utp.edu.pl

Studia na kierunku elektrotechnika ukończył na Wydziale Telekomunikacji i Elektrotechniki Uniwersytetu Technologiczno-Przyrodniczego w Bydgoszczy (2009). Od 2010 roku pracuje na stanowisku asystenta na Wydziale Telekomunikacji, Informatyki i Elektrotechniki na Uniwersytecie Technologiczno-Przyrodniczym w Bydgoszczy. Jest autorem ponad 150 opracowań dotyczących współpracy jednostek wytwórczych z siecią elektroenergetyczną. W swoich pracach naukowych zajmuje się zagadnieniami modelowania matematycznego i symulacji złożonych układów elektromechanicznych i elektroenergetycznych w czasie rzeczywistym oraz zagadnieniami dotyczącymi współpracy jednostek wytwórczych z siecią elektroenergetyczną średniego napięcia.

Sławomir Cieślík

dr hab. inż.

Uniwersytet Technologiczno-Przyrodniczy w Bydgoszczy

e-mail: slawcies@utp.edu.pl

Studia na kierunku elektrotechnika ukończył w Akademii Techniczno-Rolniczej w Bydgoszczy (1995). Doktorat na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej (2000), a stopień naukowy doktora habilitowanego uzyskał na Wydziale Elektrycznym Politechniki Poznańskiej. Jego zainteresowania naukowe dotyczą modelowania matematycznego i symulacji komputerowej złożonych układów elektromechanicznych i elektroenergetycznych, w tym symulatorów cyfrowych układów elektroenergetycznych pracujących w czasie rzeczywistym, oraz zagadnień funkcjonowania systemów elektroenergetycznych, szczególnie z generacją rozproszoną. Autor lub współautor ponad 115 artykułów i referatów naukowych oraz 3 monografii naukowych. Jest autorem i konsultantem blisko 500 opracowań związanych z przyłączaniem jednostek wytwórczych do systemu elektroenergetycznego.

Ocena pracy i poprawa stabilności zakładowej sieci elektroenergetycznej z uwzględnieniem niepewności parametrów modelu sieci

Autorzy

Adrian Nocoń
Stefan Paszek
Janusz Walczak

[POWRÓT
DO SPISU TREŚCI](#)

Słowa kluczowe

zakładowa sieć energetyczna, praca autonomiczna, stany przejściowe, niepewność parametrów modelu, poprawa stabilności kątovej

Streszczenie

Przeanalizowano pracę w wybranych stanach nieustalonych zakładowej sieci elektroenergetycznej pracującej autonomicznie i we współpracy z Krajowym Systemem Elektroenergetycznym (KSE). Założono, że w sieci zainstalowane są dwa zespoły wytwórcze: jeden z generatorem asynchronicznym, a drugi z generatorem synchronicznym. Badano zachowanie się zespołów wytwórczych m.in. w następujących stanach nieustalonych: przejście sieci zakładowej od współpracy z KSE do pracy autonomicznej oraz wyłączenie zespołu asynchronicznego. W analizie uwzględniono niepewność parametrów wybranych modeli elementów sieci. Opisano zagadnienie modelowania rozrzutu parametrów modeli układów elektrycznych. Polega ono na wyznaczeniu obwiedni (pasm granicznych) rodziny przebiegów czasowych analizowanych sygnałów. Obwiednie te wyznaczano przez wielokrotne symulacje przy zmienianych w odpowiedni sposób parametrach modelu sieci. Pokazano możliwości poprawy stabilności kątovej analizowanej sieci przy zastosowaniu układów stabilizujących o odpowiedniej strukturze i optymalizowanych parametrach. Zaproponowano wprowadzenie tych układów stabilizujących do układu regulacji mocy turbiny oraz do układu wzbudzenia generatora synchronicznego. Optymalizację parametrów układów stabilizujących przeprowadzono poprzez minimalizację zdefiniowanego wskaźnika jakości elektromechanicznych przebiegów regulacyjnych w wybranym stanie nieustalonym. Do minimalizacji tego wskaźnika jakości zastosowano algorytm genetyczny.

1. Wprowadzenie

Jednym z problemów związanych z projektowaniem (modernizowaniem) zakładowej sieci elektroenergetycznej przeznaczonej do pracy autonomicznej jest odpowiednie dobranie układów sterowania (struktury i parametrów) zapewniające stabilność kątową całej sieci [8, 10, 11, 13, 14]. Do szczególnie groźnych zakłóceń dla stabilności kątovej można zaliczyć: zwarcia występujące w sieci pracującej autonomicznie, duże skokowe zmiany obciążenia (np. włączenie lub wyłączenie dużych odbiorników, wyłączenie niektórych źródeł) oraz przejście sieci zakładowej do pracy autonomicznej przy dużym niezbilansowaniu mocy czynnej (tj. dużej różnicy mocy wytwarzanej w źródłach i zużywanej przez odbiorniki pracujące w sieci przechodzącej do pracy autonomicznej [1, 10, 11]). W tym ostatnim przypadku konieczne staje się odciążenie sieci poprzez wyłączenia części odbiorników (gdy źródła wytwarzają moc mniejszą, niż zużywają odbiorniki) lub zredukowanie

mocy wytwarzanej w poszczególnych źródłach sieci zakładowej (gdy źródła wytwarzają moc większą, niż zużywają odbiorniki). Przy takich zakłóceniach i źle dobranych układach sterowania w stanach nieustalonych w sieci mogą występować słabo tłumione lub narastające (nietłumione) kołysania elektromechaniczne. Konsekwencją kołysań mogą być awaryjne wyłączenia zespołów wytwórczych. W artykule przedstawiono możliwość zastosowania układów stabilizacyjnych (o odpowiedniej strukturze i optymalizowanych parametrach), które skutecznie tłumią kołysania elektromechaniczne analizowanej sieci zakładowej. Kolejnym problemem jest brak znajomości wiarygodnych parametrów wszystkich elementów analizowanej (projektowanej lub modernizowanej) sieci, szczególnie dotkliwym na wstępnym etapie oceny możliwości pracy autonomicznej. Brak wiarygodnych parametrów elementów sieci jest równoważny z ich niepewnością. W związku z tym w rozdziale 2 przedstawiono metodę pozwalającą na przeprowadzenie analizy układu

z uwzględnieniem niepewności wybranych parametrów modelu sieci zakładowej.

2. Niepewność parametrów modelu sieci zakładowej

W ujęciu transmisyjnym model rozpatrywanej sieci elektroenergetycznej może być traktowany jako układ klasy MIMO (ang. *multi-input, multi-output system*), opisany zbiorem odwzorowań:

$$\begin{aligned} y_1(t) &= f_1(x_1, x_2, \dots, x_n, \lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_k, t) \\ y_2(t) &= f_2(x_1, x_2, \dots, x_n, \lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_k, t) \\ &\vdots \\ y_m(t) &= f_m(x_1, x_2, \dots, x_n, \lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_k, t) \end{aligned} \quad (1)$$

gdzie: $x_1(t), x_2(t), \dots, x_n(t)$ – zbiór wielkości wejściowych, $y_1(t), y_2(t), \dots, y_m(t)$ – zbiór wielkości wyjściowych, $\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_k$ – zbiór parametrów.

W ustalonej chwili czasu dziedziny i przeciwdziedziny odwzorowań (1) stanowią zbiory punktów przestrzeni arytmetycznych \mathfrak{R}^l ($l = n + k$). W zagadnieniach technicznych zależności (1) najczęściej nie są znane w postaci jawnej, lecz są uzyskiwane w wyniku procesu iteracyjnego rozwiązywania równań stanu układu. Jeżeli opis elementów układu i ich parametry są dokładnie znane, to opisane klasyczne podejście do modelowania układów jest powszechnie stosowane.

W sytuacji, gdy brak jest pełnych informacji o analizowanym obiekcie bądź informacje te są znane z pewnym poziomem niepewności (rozmycia), konieczna jest modyfikacja formy odwzorowania punktowego (1). W podejściu deterministycznym modyfikacja ta polega na zastąpieniu parametrów $\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_k$ będących elementami dziedziny odwzorowania (1) przez interwały [7]:

$$\begin{aligned} \lambda_1 &\rightarrow \tilde{\lambda}_1 = \langle \underline{\lambda}_1, \overline{\lambda}_1 \rangle \\ \lambda_2 &\rightarrow \tilde{\lambda}_2 = \langle \underline{\lambda}_2, \overline{\lambda}_2 \rangle \\ &\vdots \\ \lambda_k &\rightarrow \tilde{\lambda}_k = \langle \underline{\lambda}_k, \overline{\lambda}_k \rangle \end{aligned} \quad (2)$$

określone poprzez kres dolny i górny parametru λ_i (dla $i = 1, 2, \dots, k$):

$$\underline{\lambda}_i = \min_{\lambda_i} \{\lambda_i\}, \quad \overline{\lambda}_i = \max_{\lambda_i} \{\lambda_i\}. \quad (3)$$

Możliwa jest również inna modyfikacja zależności (1) wykorzystująca zbiory rozmyte [5]:

$$\lambda_i \rightarrow \{(\lambda_i, \mu(\lambda_i))\} \quad (4)$$

przy czym: $\mu(\lambda_i)$, dla $i = 1, 2, \dots, k$, oznaczają funkcje przynależności parametru rozmytego λ_i do zbioru $\{(\cdot, \cdot)\}$. W praktycznych zastosowaniach podejście oparte na wykorzystywaniu zbiorów rozmytych jest rzadziej stosowane ze względu na trudności

występujące przy wyznaczaniu i interpretacji funkcji przynależności $\mu(\lambda_i)$.

Trzecim rodzajem modyfikacji odwzorowania (1) jest podejście probabilistyczne. W podejściu tym parametry λ_i modelu (1) traktowane są jako zmienne losowe o znanych pierwotnych lub wtórnych charakterystykach probabilistycznych, a zależność (1) może być rozumiana jako nieliniowa transformacja wielowymiarowych procesów stochastycznych [4].

Niezależnie od zastosowanego podejścia ocena wpływu niepewności parametrów λ_i modelu (1) na pracę układu jest realizowana najczęściej w dwojaki sposób. Pierwszy z nich polega na obserwacji przebiegów $y_{jN}(t)$, $j = 1, 2, \dots, m$ dla nominalnych wartości parametrów λ_{iN} oraz dla wartości granicznych $\underline{\lambda}_i, \overline{\lambda}_i$ stanowiących granice interwału (dla podejścia deterministycznego) lub skrajne wartości zmiennej losowej (dla podejścia probabilistycznego) [4, 7].

Drugi sposób oceny polega na wyznaczeniu norm sygnałów różnicowych $\|y_j(t) - y_{jN}(t)\|$ dla zmieniających się wartości parametrów λ_i definiowanych często w postaci wzorów [9]:

$$\|\cdot\|_{L2} = \int_0^{t_k} (y_j(t) - y_{jN}(t))^2 dt \quad (5)$$

$$\|\cdot\|_{L1} = \int_0^{t_k} |y_j(t) - y_{jN}(t)| dt \quad (6)$$

$$\|\cdot\|_C = \max_{t \in (0, t_k)} |y_j(t) - y_{jN}(t)| \quad (7)$$

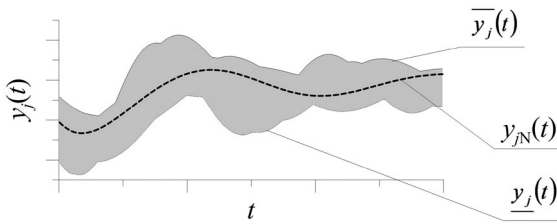
gdzie: t_k – horyzont obserwacji procesu.

Należy zauważyć, że oba sposoby oceny wpływu niepewności na pracę układu nie gwarantują wyznaczenia wartości ekstremalnych, czyli wyznaczenia tzw. najgorszego i najlepszego przypadku. Dlatego konieczne staje się przeszukiwanie pełnych zakresów zmian parametrów λ_i [4].

W związku z powyższym, w prezentowanych badaniach do analizy stanów przejściowych zakładowej sieci elektroenergetycznej, z uwzględnieniem niepewności parametrów, zastosowano wielokrotne symulacje komputerowe realizowane dla zmienianych losowo najbardziej znaczących parametrów [12] modeli matematycznych elementów sieci. Na podstawie analizy danych katalogowych różnych generatorów [3] określono przedziały zmienności parametrów modelu sieci (ograniczenia dolne i górne) równe $(1 \pm 40\%)$ wartości nominalnej danego parametru. Wynikiem symulacji jest rodzina przebiegów ograniczona przebiegami skrajnymi, wyznaczanymi dla każdej chwili czasu t w horyzoncie obserwacji procesu:

$$\overline{y}_j(t) = \max\{y_j^{\{1\}}(t) \dots y_j^{\{z\}}(t) \dots y_j^{\{Z\}}(t)\} \quad (8)$$

$$\underline{y}_j(t) = \min\{y_j^{\{1\}}(t) \dots y_j^{\{z\}}(t) \dots y_j^{\{Z\}}(t)\} \quad (9)$$



Rys. 1. Graficzna interpretacja wyznaczonych pasm przebiegów

przy czym: $y_j^{(z)}(t)$ jest przebiegiem wielkości wyjściowej uzyskanym w z-tej symulacji (dla z-tego losowego zestawu parametrów λ_j), Z – liczba przeprowadzanych symulacji.

Interpretację graficzną pasm przebiegów przedstawiono na rys. 1.

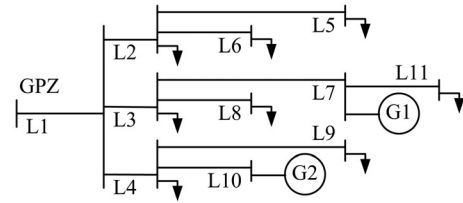
3. Zakładowa sieć elektroenergetyczna

W badaniach analizowano sieć elektroenergetyczną średniego napięcia obejmującą zakład produkcyjny. Uproszczonej strukturę sieci zakładowej przedstawiono na rys. 2. W sieci zainstalowane jest źródło energii elektrycznej z generatorem asynchronicznym G1 (o mocy znamionowej równej $P_n = 1,9$ MW). Ponadto planowane jest zainstalowanie drugiego źródła G2 z generatorem synchronicznym (o mocy znamionowej równej $P_n = 5,7$ MW). Oba generatory napędzane są turbinami parowymi. Odbiornikami są silniki indukcyjne o sumarycznej mocy zainstalowanej równej 12,6 MW.

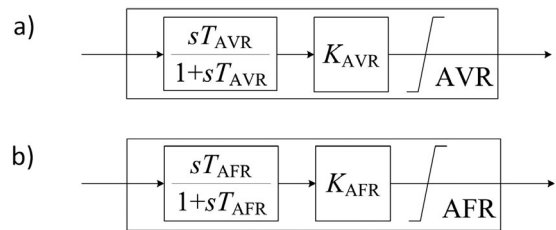
Przy opracowaniu modelu sieci założono następujące modele jej elementów:

1. Zespół asynchroniczny G1: generator asynchroniczny – model jednofazowej maszyny indukcyjnej [16], turbina parowa – model IEEE G1 [10, 16] (z pominięciem statyzmu i oddziaływania regulatora mocy). Zespół G1 nie ma możliwości regulowania mocy wytwarzanej.
2. Zespół synchroniczny G2: generator synchroniczny – model GENROU [2, 12, 15, 16], układ wzbudzenia – model tyrystorowego układu wzbudzenia (ze wzbudnicą synchroniczną) [12, 16] i regulatorem napięcia (rys. 3a), turbina parowa – model IEEE G1 (z pominięciem statyzmu), stabilizator turbinowy – model układu typu PD przedstawiony na rys. 4a, regulator częstotliwości – model układu typu PI przedstawiony na rys. 3b, stabilizator wzbudzenia – model typu PSS3B ze zmienionym sygnałem wejściowym przedstawionym na rys. 4b. Założono, że zespół G2, o schemacie ideowym przedstawionych na rys. 5, ma możliwość regulowania mocy wytwarzanej.
3. Odbiorniki energii – model silnika jednofazowego [16].
4. Układy kompensacji mocy biernej – stała impedancja z pominięciem oddziaływania regulatora mocy biernej.

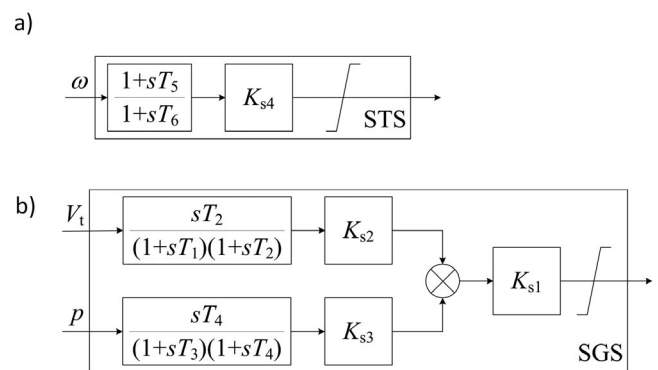
Przy modelowaniu analizowanej sieci założono, że niepewnymi (nieznanymi) parametrami są parametry zespołu wytwórczego G2. Niepewność tych parametrów wynikała z faktu, że zespół ten jest nowo projektowanym elementem istniejącej



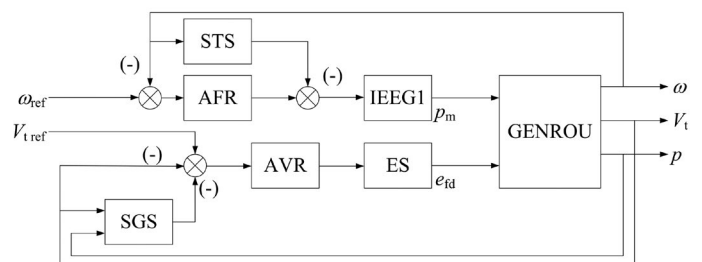
Rys. 2. Uproszczony schemat zakładowej sieci elektroenergetycznej



Rys. 3. Model regulatora napięcia AVR (ang. *automatic voltage regulator*) (a) i regulatora częstotliwości AFR (ang. *automatic frequency regulator*) (b)

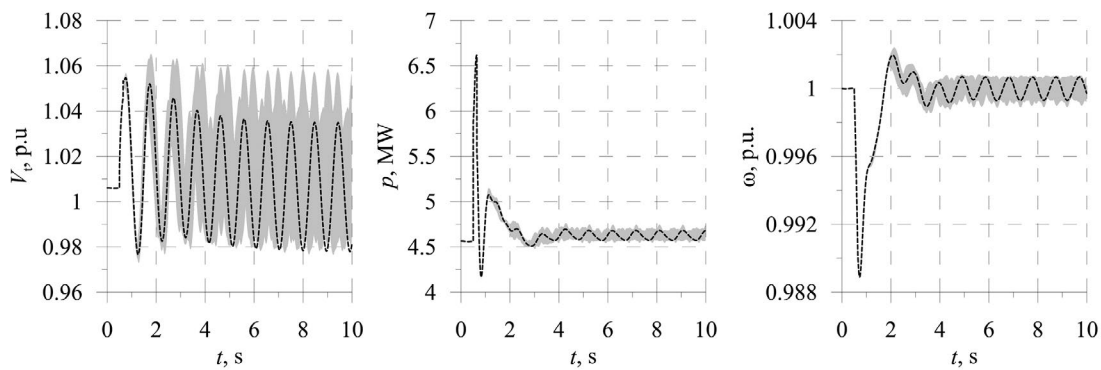


Rys. 4. Model stabilizatora turbinowego STS (ang. *steam turbine stabilizer*) (a) i stabilizatora w układzie regulacji napięcia SGS (ang. *synchronous generator stabilizer*) (b)

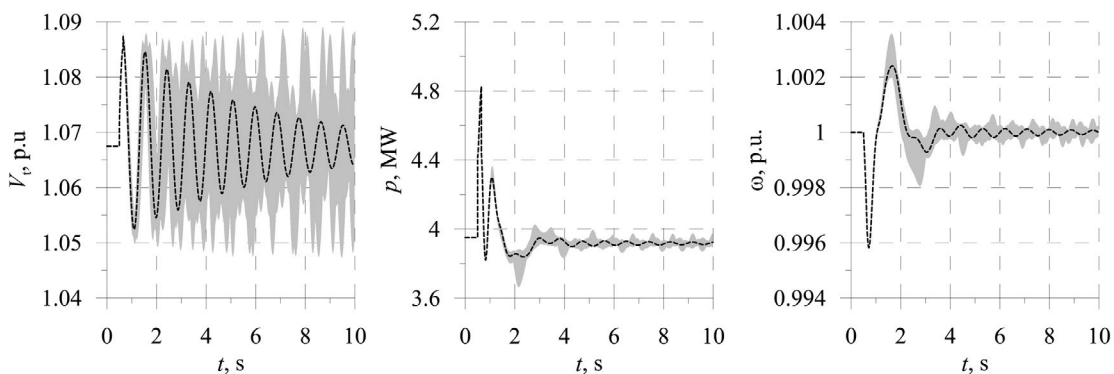


Rys. 5. Schemat ideowy modelu zespołu wytwórczego G2, ES – układ wzbudzenia (ang. *excitation system*)

już sieci zakładowej. Dla pozostałych elementów sieci parametry modeli matematycznych zaczerpnięto z danych katalogowych udostępnionych przez właściciela sieci.



Rys. 6. Przebiegi napięcia twornika, mocy chwilowej i prędkości kątowej zespołu wytwórczego G2 w czasie przejścia sieci do pracy autonomicznej



Rys. 7. Przebiegi napięcia twornika, mocy chwilowej i prędkości kątowej zespołu wytwórczego G2 w czasie awaryjnego wyłączenia zespołu asynchronicznego G1

4. Analiza stanów przejściowych, ocena stabilności kątowej sieci

Biorąc pod uwagę wymienione we wprowadzeniu zakłócenia, które mogą zagrozić stabilności kątowej sieci, do dalszej analizy przyjęto dwa zakłócenia: przejście sieci do pracy autonomicznej oraz awaryjne wyłączenie zespołu asynchronicznego (G1) w czasie pracy autonomicznej. W obu analizowanych stanach przejściowych, w pierwszym etapie obliczeń (dotyczących rozdziału 4) nie uwzględniono działania stabilizatorów zainstalowanych w układach regulacji zespołu wytwórczego G2.

Przy przejściu sieci do pracy autonomicznej (realizowanym przez wyłączenie linii L1) i awaryjnym wyłączeniu zespołu G1 pojawia się nagle niezbilansowanie mocy czynnej. W związku z tym wyłączono część odbiorników. Wyłączenie odbiorników nastąpiło z opóźnieniem równym 150 ms. Wyniki przeprowadzonych badań przedstawiono na rys. 6 i 7.

5. Poprawa stabilności kątowej sieci

Z przedstawionych w rozdziale 4 wyników symulacji widać, że w analizowanej sieci mogą pojawić się niegasnące kołysania elektromechaniczne. W celu ograniczenia niekorzystnych zjawisk zaproponowano wykorzystanie układów stabilizacyjnych zainstalowanych w układach regulacji nowo projektowanego zespołu wytwórczego G2 (rys. 5).

Przeprowadzono optymalizację parametrów obu stabilizatorów poprzez minimalizację funkcji celu określonej poprzez odchyłki mocy czynnej ($\Delta p(t)$) i napięcia zaciskowego ($\Delta V_t(t)$)

generatora synchronicznego w stanie przejściowym, wywołanym awaryjnym wyłączeniem zespołu asynchronicznego w sieci pracującej autonomicznie dla nominalnych wartości parametrów modelu λ_{IN} [2, 12, 14]:

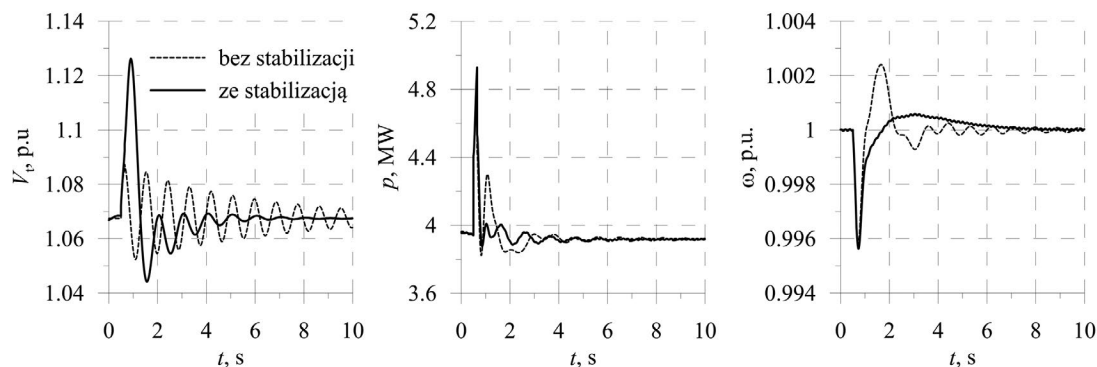
$$Q = w_1 \int_0^{t_c} \Delta p(t) dt + w_2 \int_0^{t_c} \Delta V_t(t) dt \quad (10)$$

gdzie: w_1, w_2 – odpowiednio dobrane współczynniki wagowe. Do wyznaczenia minimum funkcji (10) wykorzystano algorytm genetyczny z kodowaniem zmiennoprzecinkowym [17]. Dla przyjętych danych nominalnych modelu sieci (m.in. przyjęto następujące wartości nastaw układów regulacji: AVR – $T_{AVR} = 1,9$ s, $K_{AVR} = 0,8$, AFR – $T_{AFR} = 0,5$ s, $K_{AFR} = 50$) wyznaczono optymalne wartości parametrów układów stabilizacyjnych: STS – $T_5 = 0,8$ s, $T_6 = 0,02$ s, $K_{S4} = 20$, SGS – $T_1 = 0,1$ s, $T_2 = 4,7$ s, $K_{S2} = 0,6$, $T_3 = 0,06$ s, $T_4 = 1$ s, $K_{S3} = 0,35$, $K_{S1} = 1$.

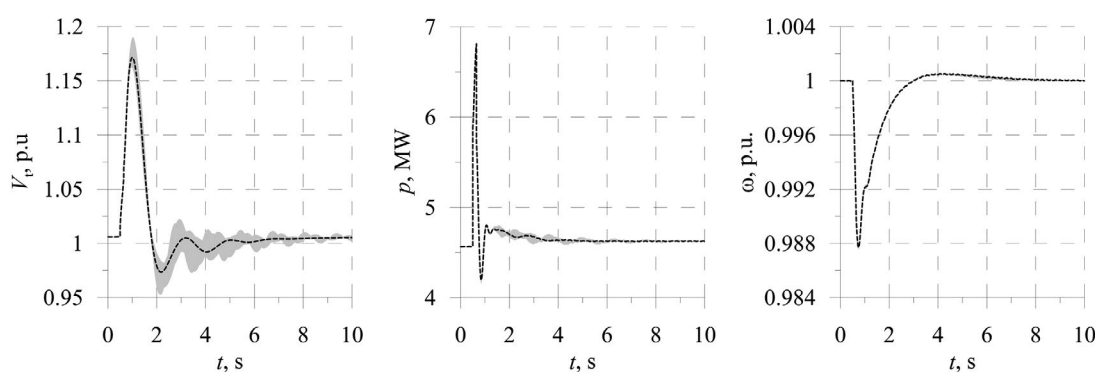
Na rys. 8 przedstawiono wybrane przebiegi przy awaryjnym wyłączeniu zespołu asynchronicznego G1 w sieci pracującej autonomicznie, z uwzględnieniem i nieuwzględnieniem działania stabilizatorów.

Na rys. 9 i 10 przedstawiono wybrane przebiegi w stanach nieustalonych analizowanych w rozdziale 4 z uwzględnieniem działania stabilizatorów (o optymalnych parametrach), z uwzględnieniem niepewności parametrów modelu sieci.

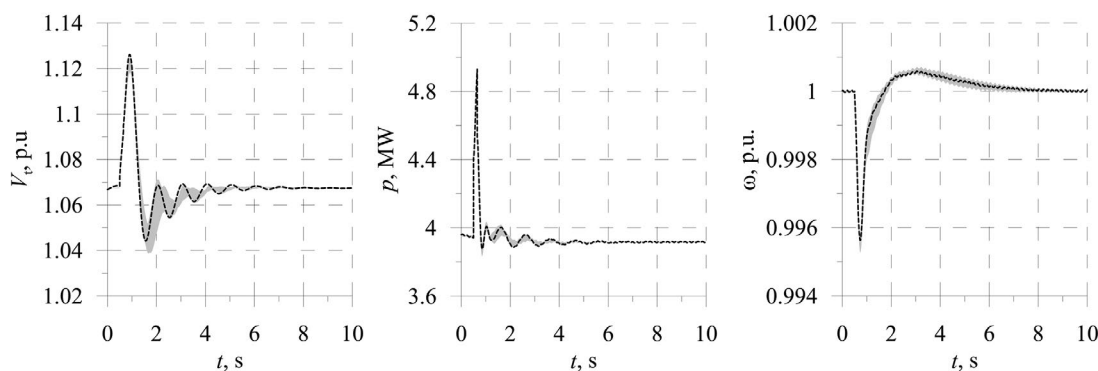
Z przedstawionych przebiegów na rys. 8–10 wynika, że wprowadzenie stabilizatorów w układach regulacji napięcia i częstotliwości generatora synchronicznego znacznie poprawia stabilność



Rys. 8. Przebiegi napięcia twornika, mocy chwilowej i prędkości kątowej zespołu wytwórczego G2 w czasie awaryjnego wyłączenia zespołu asynchronicznego G1 dla sieci wyposażonej i niewyposażonej w stabilizatory



Rys. 9. Przebiegi napięcia twornika, mocy chwilowej i prędkości kątowej zespołu wytwórczego G2 w czasie przejścia sieci do pracy autonomicznej z uwzględnieniem działania stabilizatorów



Rys. 10. Przebiegi napięcia twornika, mocy chwilowej i prędkości kątowej zespołu wytwórczego G2 w czasie awaryjnego wyłączenia zespołu asynchronicznego G1 z uwzględnieniem działania stabilizatorów

kątową układu. Tłumione są kołysania mocy i prędkości kątowej generatora synchronicznego. Przebiegi napięcia twornika są zadawalające. Na rys. 9 i 10 widać, że zmniejszają się pasma graniczne w analizowanych przebiegach.

Ocenę wpływu niepewności parametrów λ modelu dla analizowanej sieci przeprowadzono również poprzez wyznaczenie wartości norm (5)–(7) dla obu analizowanych stanów przejściowych, z uwzględnieniem i nieuwzględnieniem działania stabilizatorów. Wyznaczone wartości norm dla poszczególnych przebiegów i zakłóceń zestawiono w tab. 1 i 2.

Z przedstawionych wyników obliczeń zamieszczonych w tab. 1 i 2 wynika, że wprowadzenie układów stabilizujących znacznie zmniejsza wartość norm sygnałów różnicowych dla wszystkich analizowanych wielkości i typów zakłóceń.

Z przeprowadzonych badań wynika, że wprowadzenie układów stabilizujących z jednej strony korzystnie wpływa na stabilność kątową systemu (tłumione są kołysania elektromechaniczne bez pogorszenia przebiegów regulacyjnych napięcia twornika generatora synchronicznego), a z drugiej strony wpływ niepewności modelu sieci (czyli wpływ wartości parametrów modelu sieci) na przebiegi jest mniejszy

	$\ \cdot \ _{L_2}$		$\ \cdot \ _{L_1}$		$\ \cdot \ _C$	
	(a)	(b)	(a)	(b)	(a)	(b)
V_t	2,7375	0,1181	59,81	7,89	0,0812	0,0301
p	9,2287	0,9123	113,46	23,72	0,1445	0,0849
ω	0,0013	$7,3 \cdot 10^{-6}$	1,2852	0,0833	0,0016	0,0002

Tab. 1. Wartości norm (5)–(7) przy przejściu sieci do pracy autonomicznej bez uwzględnienia (a) i z uwzględnieniem działania stabilizatorów (b)

	$\ \cdot \ _{L_2}$		$\ \cdot \ _{L_1}$		$\ \cdot \ _C$	
	(a)	(b)	(a)	(b)	(a)	(b)
V_t	0,4352	0,0194	25,75	2,08	0,0285	0,0212
p	4,0069	0,21476	73,16	11,07	0,1881	0,0708
ω	0,0004	$2,8 \cdot 10^{-5}$	0,7735	0,1204	0,0016	0,0008

Tab. 2. Wartości norm (5)–(7) przy awaryjnym wyłączeniu zespołu asynchronicznego G1 bez uwzględnienia (a) i z uwzględnieniem działania stabilizatorów (b)

(występują mniejsze wartości odpowiednich norm różnicowych sygnałów).

6. Podsumowanie

Z przeprowadzonych badań symulacyjnych wynika, że możliwa jest prawidłowa praca analizowanej sieci, m.in. jej przejście do pracy autonomicznej. Do eliminacji kołysań elektromechanicznych, które mogą zagrozić stabilności kątowej, można stosować stabilizatory w układach regulacji turbin i napięcia generatorów synchronicznych.

Zastosowana w badaniach metoda uwzględnienia niepewności parametrów modeli matematycznych umożliwia wstępną ocenę możliwości poprawnej pracy projektowanej sieci w stanach przejściowych. Metoda ta wymaga wielokrotnej symulacji, ale uzyskane wyniki, czyli pasma przebiegów, z dużym prawdopodobieństwem zawierają przebiegi, jakie wystąpią w układzie rzeczywistym. Im więcej zostanie przeanalizowanych wariantów (dotyczących różnych zestawów parametrów modeli matematycznych), tym bardziej wiarygodny wynik zostanie osiągnięty. W związku z tym warto poszukiwać sposobu (metody), który pozwoli na zmniejszenie liczby niezbędnych obliczeń, przy zachowaniu wiarygodności wyników.

Na podstawie uzyskanych pasm przebiegów można planować (projektować) środki zaradcze zwiększające pewność zasilania zakładu. Jednak w ostatnim etapie projektowania układów sterowania przeznaczonych do zainstalowania w analizowanej sieci konieczne jest przeprowadzenie testów sprawdzających, które powinny być poprzedzone wiarygodną estymacją parametrów modeli matematycznych elementów sieci [2, 12].

BIBLIOGRAFIA

1. Bayat M., Sheshyekani K., Rezazadeh A., A Unified Framework for Participation of Responsive End-User Devices in Voltage and Frequency Control of the Smart Grid, *IEEE Transactions on Power Systems* 2015, Vol. 30, No. 3.
2. Berhausen S., Paszek S., Assessment of the accuracy of synchronous generator model parameter estimation based on noisy dynamic waveforms, *Przeгляд Elektrotechniczny* 2015, r. 91 nr 7, s. 16–20.
3. Dane katalogowe firm: Emerson Electric Power Generation, GE, Leroy-Somer, Marelli Motori, Siemens.
4. Gubner J.A., Probability and Random Processes for Electrical and Computer Engineers, Cambridge Univ. Press, New York 2006.
5. Kacprzyk J., Zbiory rozmyte w analizie systemowej, PWN, Warszawa 1986.
6. Kalos M.H., Whitlock P.A., Monte Carlo Methods, WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim 2008.
7. Kolev L.V., Interval Methods for Circuit Analysis, Advanced Series on Circuit and Systems, Vol. 1, World Scientific Publ., Singapore 1993.
8. Krause P.C., Analysis of electric machinery, McGraw-Hill Book Company, New York 1986.
9. Kudrewicz J., Analiza funkcjonalna dla automatyków i elektroników, PWN, Warszawa 1976.
10. Machowski J., Bialek J.W., Bumby J.R., Power System Dynamics: Stability and Control, John Wiley & Sons, 2008.
11. Palizban O., Kauhaniemi K., Microgrid control principles in island mode operation, PowerTech 2013 IEEE Grenoble, DOI: 10.1109/PTC.2013.6652453.
12. Paszek S. i in., Pomiarowa estymacja parametrów dynamicznych generatorów synchronicznych i układów wzbudzenia pracujących w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2013.
13. Paszek S., Nocoń A., Stabilization of virtual power plant sources, *Kwartalnik Elektryka* 2009, r. 55 z. 2 (210), s. 45–50.
14. Paszek S., Nocoń A., Parameter polyoptimization of PSS2A power system stabilizers operating in a multi-machine power system including the uncertainty of model parameters, *Applied Mathematics and Computation* 2015, No. 267, s. 750–757.
15. Paszek S., Nocoń A., Optimisation and polyoptimisation of power system stabilizer parameters, Lambert Academic Publishing, Saarbrücken 2014.
16. Power Technologies, a Division of S&W Consultants Inc., Program PSS/E Application Guide. Siemens Power Technologies Inc., 2002.
17. Simon D., Evolutionary Optimization Algorithms, John Wiley & Sons, 2013.

Adrian Nocoń

dr inż.

Instytut Elektrotechniki i Informatyki, Politechnika Śląska

e-mail: adrian.nocon@polsl.pl

Autor lub współautor 63 publikacji, w tym 3 monografii. Recenzent kilku artykułów naukowych, w tym z listy filadelfijskiej. Zainteresowania naukowe: analiza systemu elektroenergetycznego (SEE) w stanach nieustalonych, analiza pracy źródeł rozproszonych *on* – i *off-grid*, metody optymalizacji i polioptymalizacji z wykorzystaniem algorytmów genetycznych, metody sztucznej inteligencji.

Stefan Paszek

prof. dr hab. inż.

Instytut Elektrotechniki i Informatyki, Politechnika Śląska

e-mail: stefan.paszek@polsl.pl

Autor i współautor 196 publikacji, w tym 6 monografii. Współautor 3 podręczników akademickich. Zainteresowania naukowe: analiza systemu SEE w stanach nieustalonych, stabilność kątowna SEE, optymalizacja i polioptymalizacja stabilizatorów systemowych oraz regulatorów napięcia generatorów synchronicznych, estymacja parametrów modeli zespołów wytwórczych SEE, nowe modele generatorów synchronicznych przy zastosowaniu techniki sztucznych sieci neuronowych, zastosowanie regulatorów rozmytych w układach regulacji maszyn elektrycznych.

Janusz Walczak

prof. dr hab. inż.

Instytut Elektrotechniki i Informatyki, Politechnika Śląska

e-mail: janusz.walczak@polsl.pl

Autor i współautor ponad 400 publikacji oraz 10 książek i monografii. Zainteresowania naukowe: analiza i synteza układów elektrycznych i elektronicznych, deterministyczne i losowe systemy dynamiczne, zastosowania cyfrowego przetwarzania sygnałów w inżynierii elektrycznej, zastosowania sztucznych sieci neuronowych, układy ułamkowego rzędu.

Nowe systemy monitorowania sieci SN i nN jako podstawa do zwiększania efektywności pracy sieci dystrybucyjnej

Autorzy

Dominik Falkowski
Sławomir Noske

[POWRÓT
DO SPISU TREŚCI](#)

Słowa kluczowe

sieci inteligentne, automatyzacja sieci, AMI, Smart Grid, Upgrid, Horyzont 2020, regulacja jakościowa

Streszczenie

Podnoszenie niezawodności oraz efektywności pracy sieci jest jednym z głównych wyzwań stojących przed operatorami systemu dystrybucyjnego (OSD). Wdrożona w 2015 roku przez URE regulacja jakościowa stawia przed OSD cele w zakresie ograniczenia wskaźników awaryjności sieci SAIDI i SAIFI. Wdrażanie nowych rozwiązań technicznych z obszaru sieci inteligentnych, tj. zaawansowanych układów monitorowania sieci SN i nN oraz inteligentnego opomiarowania AMI, dostarcza nowych danych o stanie pracy sieci. Dzięki temu możliwe jest budowanie nowych funkcjonalności, które wprowadzają nową jakość w sposobie zarządzania siecią dystrybucyjną. W artykule opisano działania zrealizowane przez ENERGA-OPERATOR SA w ramach demonstracyjnego projektu Upgrid, mające na celu zwiększenie poziomu obserwowalności i kontroli sieci SN i nN w obszarze demonstracyjnym. W tekście opisano zastosowane w projekcie rozwiązania sieciowe i informatyczne oraz możliwość wykorzystania AMI do zwiększenia efektywności pracy sieci. Wskazano również wpływ zastosowanych rozwiązań na sposób i efektywność zarządzania siecią dystrybucyjną.

1. Wstęp

Zrównoważony rozwój, jakość dostaw oraz efektywne wykorzystanie energii, a także zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii są kluczowymi elementami rozwoju energetyki w Unii Europejskiej w ostatnich latach. Te kierunki rozwoju mają duży wpływ na sposób działania sieci dystrybucyjnej. Pojawienie się nowych podmiotów na rynku energii, prosumentów, zwiększenie dynamizmu zużycia energii oraz zmiany prawne i legislacyjne sprawiają, że OSD stają przed nowymi wyzwaniami.

W celu sprostania coraz to nowszym oczekiwaniom stawianym OSD należy zmienić podejście i sposób eksploatacji, zarządzania oraz budowy sieci energetycznej. Zmienny charakter i dynamika pracy systemu energetycznego wymagają budowania bardziej elastycznych i odpornych na zakłócenia sieci dystrybucyjnych, w tym sieci nN. Mikroźródła przyłączane do sieci nN, wzrost zapotrzebowania na energię oraz zmiany w strukturze odbiorów zainstalowanych w gospodarstwach domowych, sprawiają, że sieci nN pracują z dużo większą dynamiką, niż było to zakładane na etapie budowy i projektowania większości obecnie istniejących sieci. Powyższe elementy mogą mieć negatywny wpływ na jakość energii dostarczanej odbiorcom w postaci zwiększenia poziomu wahań napięcia, ilości przekroczeń dopuszczalnych wartości oraz zapadów napięcia, asymetrii obciążenia, wzrostu

wartości THD, przeciążeniami elementów liniowych, tj. transformatorów i linii zasilających.

Pojawienie się nowych technologii informatycznych i telekomunikacyjnych sprawiło, że spółki energetyczne oprócz tradycyjnych rozwiązań stosowanych od lat, uzyskały dostęp do nowych narzędzi, w tym technologii z obszaru sieci inteligentnych. Zaawansowane układy monitorowania sieci, automatyka sieciowa SN i nN, zaawansowana infrastruktura pomiarowa AMI, narzędzia do optymalizacji procesów zarządzania ruchem sieci, zaawansowane programy analityczne to tylko niektóre technologie pozwalające na wzrost efektywności pracy sieci dystrybucyjnej. Zakres dostępnych OSD narzędzi jest bardzo szeroki. Wybór odpowiednich narzędzi i efektywne zastosowanie ich w obrębie całej sieci dystrybucyjnej stanowi wyzwanie dla OSD. W tym celu konieczne jest przeprowadzenie wielu analiz i badań w oparciu o dostępną wiedzę oraz weryfikacje technologii w obszarach demonstracyjnych (pilotażowych).

2. Zwiększanie efektywności OSD

Ciągłe zwiększanie i poprawa efektywności oraz wydajności jest naturalną ścieżką rozwoju każdego przedsiębiorstwa. Efektywność może być rozpatrywana na różnych płaszczyznach oraz opisana wieloma wskaźnikami i współczynnikami, zarówno

technicznymi, jak i ekonomicznymi. W przypadku OSD efektywność funkcjonowania przedsiębiorstwa od strony technicznej można zdefiniować w kilku kluczowych obszarach: pewność i ciągłość dostaw energii do odbiorców, jakość energii dostarczanej, poziom strat technicznych i handlowych energii.

Wprowadzona przez Urząd Regulacji Energetyki (URE) w 2015 roku regulacja jakościowa kładzie bardzo duży nacisk na kwestię poprawy jakości dostaw energii elektrycznej. Taryfa jakościowa w sposób bezpośredni koreluje wartość przychodu regulowanego otrzymywanego przez OSD z jakością dostaw energii elektrycznej [1]. Celem wdrożenia regulacji jakościowej jest obniżenie wskaźników awaryjności i czasu trwania przerw w dostawach energii elektrycznej do poziomu i standardów europejskich. Prezes Urzędu Regulacji wyznaczył dla każdego OSD cele do osiągnięcia każdego roku w zakresie wykonania wskaźników SAIDI i SAIFI, definiujących jakość i ciągłość zasilania. W praktyce OSD są zobligowani do ograniczenia wskaźników do końca 2020 roku o 50% wartości z 2015 roku. Wprowadzony przez URE mechanizm przewiduje kary dla OSD w ramach taryfy jakościowej za niewykonanie stawianych w danym roku celów. Podstawą do wypełnienia celów stawianych przez URE jest zrozumienie, które elementy mają główny wpływ na te wskaźniki. SAIDI (ang. *System Average Interruption Duration Index*) oraz SAIFI (ang. *System Average Interruption Frequency Index*) wylicza się zgodnie z poniższymi wzorami:

$$SAIDI = \frac{\sum T_i \cdot N_i}{\sum N_i} \quad (1)$$

$$SAIFI = \frac{\sum A_i \cdot N_i}{\sum N_i} \quad (2)$$

gdzie: T_i – roczny czas wyłączenia odbiorcy i , N_i – liczba odbiorców w lokalizacji, A_i – suma przerw nieplanowanych (awarii) u odbiorcy w ciągu roku.

Zgodnie z metodyką obliczania współczynników wpływ na ich końcową wartość mają: liczba odbiorców pozbawionych zasilania na skutek wyłączenia nieplanowanego, czas trwania takiego wyłączenia oraz liczba wyłączeń. W przypadku współczynników SAIDI i SAIFI krytyczny jest czas 3 minut, gdyż zgodnie z [2] wyłączenia, których czas nie przekracza 3 minut, nie są uwzględniane w powyższych współczynnikach.

Czas trwania awarii jest sumą czasów składowych wynikających z procedury obsługi i usuwania awarii. Na ten proces składają się poszczególne etapy: powzięcie działań usunięcia awarii, przyjazd służb terenowych do miejsca awarii, lokalizacja miejsca uszkodzenia, wyizolowanie uszkodzonego odcinka, przeprowadzenie wymaganych napraw, przywrócenie zasilania i układu normalnego pracy sieci. Ograniczenie wartości wskaźników SAIDI i SAIFI możliwe jest poprzez skrócenie czasu trwania poszczególnych etapów usuwania awarii. Czas związany z początkową fazą usuwania awarii (powzięcie działań i lokalizacja miejsca uszkodzenia) można skrócić, stosując urządzenia informujące o wystąpieniu awarii, np. sygnalizatory przepływności prądów zwarcio- wych w sieci SN.

Kolejnym elementem pozwalającym na ograniczenie wskaźników SAIDI i SAIFI jest ograniczenie liczby odbiorców biorących

udział w awarii. W związku z tym, że wartość współczynnika SAIDI jest naliczana w sposób ciągły podczas trwania awarii, dzięki sekcjonowaniu ciągów i zmniejszaniu liczby stacji pozbawionych zasilania można zmniejszyć liczbę odbiorców biorących udział w naliczaniu wskaźnika SAIDI. Instalowane w sieci SN rozłączniki sterowane radiowo idealnie nadają się do wyizolowywania uszkodzenia i ograniczania obszaru awarii. Dzięki możliwości zdalnego manewrowania łącznikami, służby ruchowe są w stanie w dużo szybszym czasie rozpocząć rekonfigurację układu pracy sieci i ograniczyć obszar awarii, niż ma to miejsce podczas ręcznego wykonywania przez zespoły terenowe.

W zakresie sieci SN OSD wdrażają systemy monitorowania i kontroli pozwalające na szybką lokalizację zwarć i zdalne dokonanie przełączeń w sieci w celu izolacji uszkodzonego fragmentu. W tym zakresie są wdrażane różne technologie w różnym tempie. Sieć nN jest obecnie praktycznie niemonitorowana oraz nie posiada żadnego zdalnego systemu do rekonfiguracji układu pracy. Według raportu Rady Europejskich Regulatorów Energetyki (CEER) [7], ok. 75% łącznej wartości współczynników SAIDI oraz SAIFI dla odbiorców przyłączonych na poziomie nN wynika ze zdarzeń w sieci SN, 20% ze zdarzeń w sieci nN i tylko ok. 5% ze zdarzeń w sieci WN. W związku z tym kluczowe jest monitorowanie stanu pracy sieci SN oraz nN w celu szybszego oraz bardziej efektywnego wykrywania i obsługi awarii przez OSD.

Opisane powyżej czynniki powodują, że poprawa niezawodności pracy sieci oraz zwiększenie efektywności zarządzania siecią dystrybucyjną są obecnie głównymi priorytetami – wyzwaniem stojącym przed OSD. Ważnym elementem dla przedsiębiorstw energetycznych jest także podnoszenie efektywności pracy sieci. W tym wypadku, na podstawie dotychczasowych doświadczeń [3, 4], największy potencjał do redukcji strat technicznych w sieci istnieje w miejskich sieciach nN.

3. Projekt Upgrid – pilotażowe wdrożenie nowych rozwiązań dla sieci SN i nN

Demonstracyjny projekt Upgrid jest międzynarodowym projektem realizowanym w Unii Europejskiej w ramach programu Horizon 2020. Głównym celem projektu jest rozwój funkcjonalności, które służą integracji sieci nN i SN z zarządzaniem stroną popytową i generacją rozproszoną. W ramach projektu wybrane technologie Smart Grid badane są w czterech obszarach demonstracyjnych. Obszary te budowane są w Polsce, Hiszpanii, Portugalii i w Szwecji. Działania w projekcie koncentrują się głównie na implementacji rozwiązań wspomagających zarządzanie siecią nN, wykorzystując odwzorowanie rzeczywistego stanu pracy sieci w systemach dyspozytorskich wraz z informacją pozyskiwaną z analiz dokonywanych w systemie DMS (ang. *Distribution Management System*). W polskim obszarze demonstracyjnym projekt realizowany jest na obszarze zlokalizowanym w Gdyni na terenie trzech dzielnic: Witomino, Działki Leśne oraz Chwarzno. Obejmuje on 55 stacji SN/nN (w tym 6 stacji abonenckich), z których zasilanych jest 15 000 odbiorców. Sieć średniego napięcia składa się wyłącznie z linii kablowych o łącznej długości 34 km. Sieć niskiego napięcia obejmuje zarówno linie kablowe, jak i napowietrzne o łącznej długości

102 km. Odbiorcy na obszarze pilotażu posiadają zainstalowane liczniki ze zdalnym odczytem AMI.

4. Zintegrowane szafki i rozwiązania dla stacji

Podstawowym elementem monitorującym prace sieci SN i nN, wdrożonym w ramach projektu, są nowe prototypowe zintegrowane szafki AMI + Smart Grid (AMI/SG) dla stacji transformatorowych SN/nN. Doświadczenia i wiedza zdobyta z poprzednich pilotażowych projektów wdrożenia sieci inteligentnych w ENERGA-OPERATOR SA, tj. projektu pilotażowego wdrożenia sieci inteligentnej na Półwyspie Helskim [5, 6], wykazały zasadność opracowania koncepcji scalającej rozwiązania stosowane w ramach projektu AMI oraz programu automatyzacji sieci SN. Prototypowe szafki zostały wykonane w dwóch wariantach: 1W – zapewniający monitorowanie stacji oraz 2W – dodatkowo umożliwiający zdalne sterowanie łącznikami w rozdzielnicach SN. Integracja odbywa się na poziomie warstwy sprzętowej oraz w warstwie wymiany i przekazywania danych do systemów informatycznych. W skład każdej szafki wchodzi:

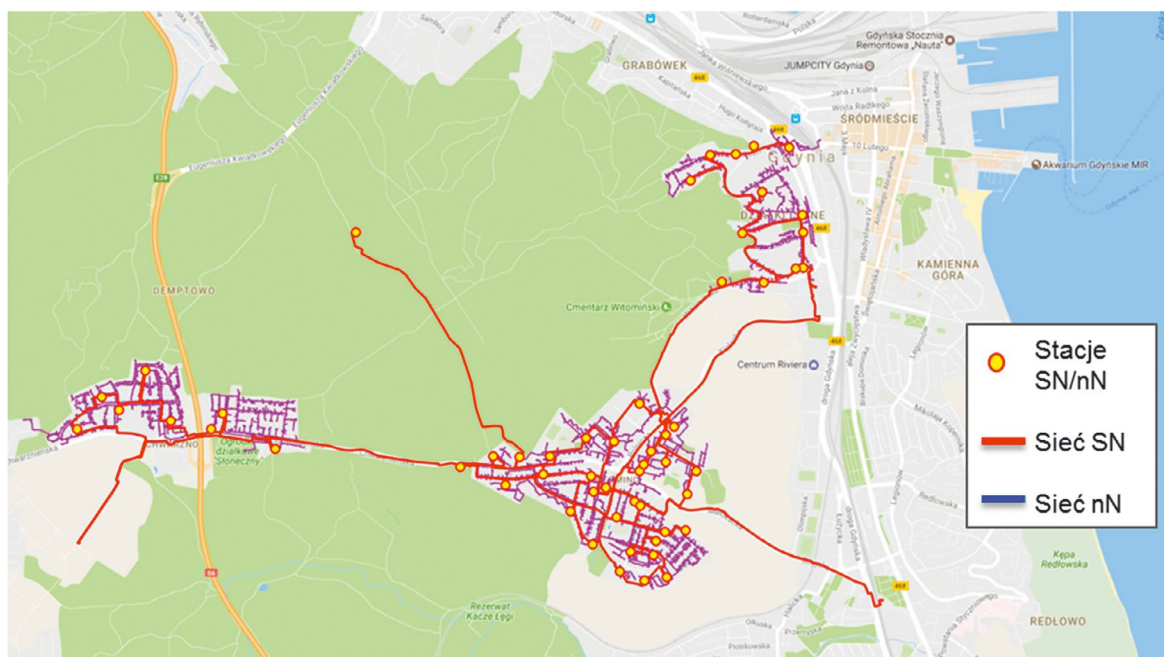
- sterownik Smart Grid (RTU) zintegrowany z modułami wykrywania zwarć w sieci SN
- zestaw koncentratorowo-bilansujący (ZKB) AMI, pełniący jednocześnie funkcję urządzenia do monitorowania parametrów energii po stronie nN
- zasilacz buforowy 24 V wraz z systemem podtrzymania zasilania: 1 godzinę dla rozwiązań 1W oraz 24 godziny dla rozwiązań 2W
- router komunikacyjny, umożliwiający przesyłanie danych dwoma kanałami komunikacyjnymi do systemu dyspozytorskiego SCADA oraz do aplikacji AMI.

Poniżej na rys. 2 i 3 przedstawiono poglądowy schemat szafek AMI/SG odpowiednio dla wariantu 1W i 2W:

Zastosowane sterowniki w szafkach AMI/SG nadzorują pracę stacji transformatorowych w zakresie:

- wykrywania zwarć w sieci SN i pomiaru prądów
- sygnalizacji ogólnej (kontrola zasilania i stanu akumulatorów, otwarcie drzwi stacji, kontrole ciśnienia gazu w rozdzielnicach FS6)
- monitorowania rozdzielnic nN (pomiar prądów i napięć w poszczególnych obwodach, kontrole przepalenia wkładek bezpiecznikowych) – dla wybranych stacji
- sterowania rozdzielnicą SN – dla wariantu 2W.

Każda ze stacji SN/nN została wyposażona w jedno z dwóch opisanych rozwiązań. W stacjach, które były wyposażone w układy telemechaniki, oraz w części zmodernizowanych stacji zostały zainstalowane szafki 2W wyposażone w dwa sygnalizatory przepływu prądu zwarcowego. Łącznie 16 stacji SN/nN z obszaru objętego pilotażem zostało wyposażonych w możliwość zdalnego sterowania łącznikami w rozdzielnicach SN. Pozostałe stacje zostały wyposażone w szafki 1W z jednym sygnalizatorem przepływu prądu zwarcowego w sieci SN. Dzięki temu możliwe jest dokładne wskazanie miejsca uszkodzenia w sieci. W ramach projektu w wytypowanych stacjach zastosowano nowe systemy wykrywania prądów zwarcowych w sieci SN, w których detekcja zwarć międzyfazowych i doziemnych odbywa się na podstawie pomierzonych wartości prądów i napięć fazowych oraz wyliczonych na ich podstawie wartości prądu 3I₀ oraz napięcia 3U₀. Dzięki temu sygnalizatory zwarć zapewniają poprawne wykrywanie przepływu prądu zwarcowego dla zwarć doziemnych i międzyfazowych w sieciach o dowolnym sposobie pracy punktu neutralnego, m.in. w sieciach kompensowanych z automatyką AWSC, w sieciach z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor i w sieciach z punktem neutralnym izolowanym. Dzięki wykorzystaniu wspólnych elementów, które do tej pory były dublowane w szafkach telemechaniki i szafkach



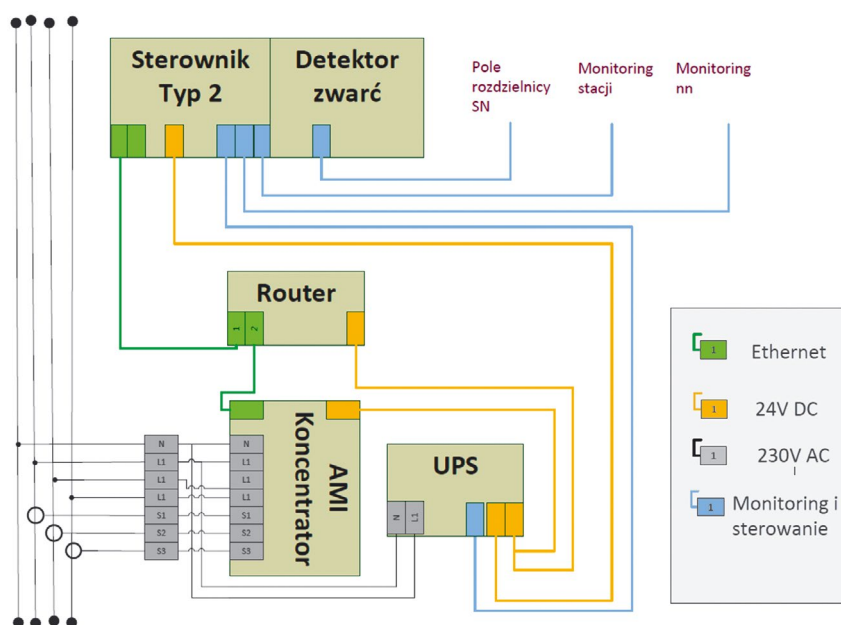
Rys. 1. Polski obszar demonstracyjny projektu Upgrid

pomiarowych AMI, tj. zasilaczy buforowych czy modemów komunikacyjnych, możliwe jest ograniczenie kosztów implementacji rozwiązań. Dopelnienie jednego rozwiązania elementami drugiego pozwala na uzyskanie nowej wartości dodanej, która początkowo nie była dostępna bez ponoszenia znacznych nakładów. Przykładem może być układ godzinowego podtrzymania napięcia w szafkach 1W, dzięki któremu możliwe jest uzyskanie jednoznacznej informacji o zaniku napięcia w stacji (przejście na zasilanie awaryjne), czy też podtrzymanie zasilania zestawu koncentratorowo-bilansującego AMI. Zintegrowane rozwiązanie na poziomie warstwy telekomunikacyjnej związane było z wdrożeniem nowych zasad cyberbezpieczeństwa. Komunikacja odbywa się dwoma kanałami komunikacyjnymi

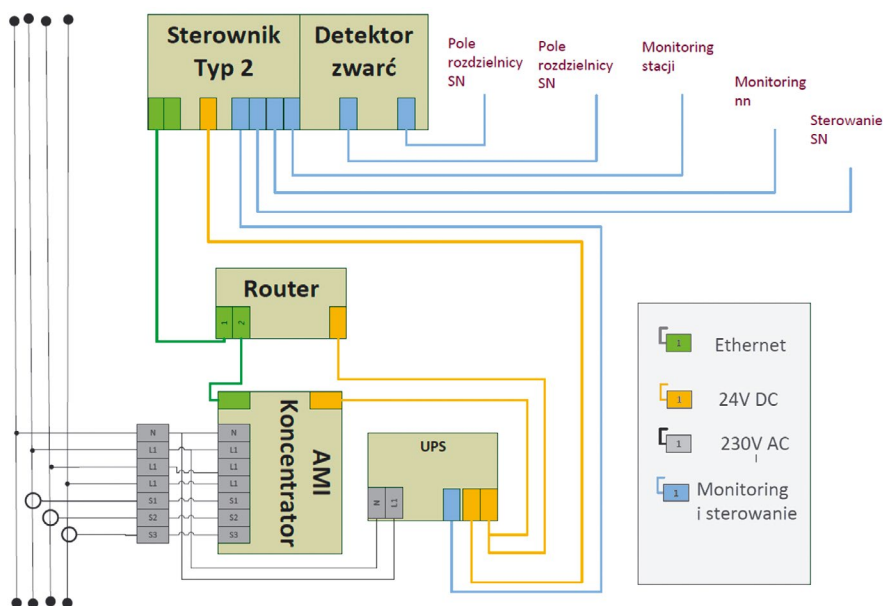
(dwie różne technologie CDMA+LTE oraz UMTS) i uwzględnia priorytety przesyłania danych z układów telemechaniki nad danymi z liczników AMI.

5. Monitorowanie sieci nN

W celu zwiększenia poziomu obserwowalności sieci i kontroli nad pracą sieci nN, w ramach projektu w wytypowanych stacjach zostały zainstalowane nowe rozdzielnice nN (fot. 1). Wyposażono je w układy do monitorowania w czasie rzeczywistym parametrów elektrycznych dla każdego z pól odpyływowych nN, wraz z sygnalizacją przepalenia wkładki bezpiecznikowej. Zastosowane rozwiązania pozwalają na pozyskanie informacji o wartościach prądów przepływających w danym polu



Rys. 2. Schemat szafki AMI/SG wariant 1W



Rys. 3. Schemat szafki AMI/SG wariant 2W



Fot. 1. Rozdzielnica nN z monitorowaniem poszczególnych obwodów nN



Fot. 2. Złącza kablowe nN z monitorowaniem

odpływowym, wartości napięcia na szynach nN, stopniu obciążenia obwodu wraz z mocą czynną i bierną oraz o ewentualnej awarii w sieci nN.

Dodatkowo w dziewięciu lokalizacjach zostały wymienione złącza kablowe nN, które wyposażono w układy detekcji przepływu prądu zwarciovego oraz pomiar wartości elektrycznych w identycznym zakresie jak w wyżej opisanych rozdzielnicach nN (fot. 2). Informacje te umożliwiają szybsze powzięcie działań przez służby ruchowe oraz wysłanie zespołu pogotowia energetycznego w celu usunięcia awarii, nim zdąży zawiadomić o tym fakcie klient.

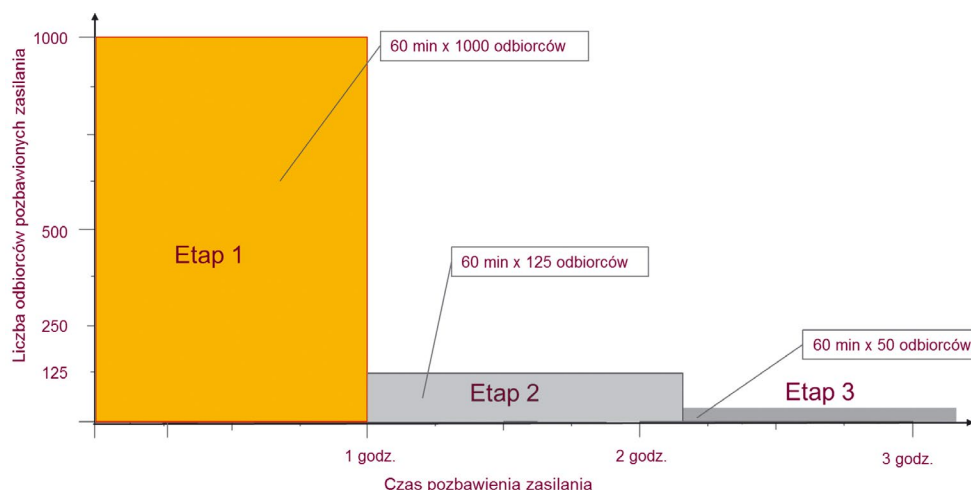
Podstawowym elementem instalowanym w sieci nN, wykorzystywanym w projekcie w celu podniesienia poziomu obserwowalności sieci, jest system zdalnego opomiarowania i inteligentne liczniki AMI. Liczniki AMI zainstalowane w stacjach SN/nN oraz u odbiorców końcowych są istotnym źródłem danych o stanie pracy sieci nN. Liczniki zainstalowane na obszarze projektu pilotażowego, oprócz możliwości przesyłania danych pomiarowych o zużyciu energii co określony kwant czasu (15 minut), mają również możliwość przesyłania wartości chwilowych prądów i napięć oraz automatycznego wysyłania alarmów na skutek zakłóceń występujących w sieci. Zakłócenia te mogą być związane m.in. z zapadem napięcia, powrotem zasilania

po wystąpieniu awarii, przekroczeniu określonego poziomu napięcia oraz zanikiem napięcia fazy w przypadku liczników 3-fazowych. W celu efektywnego wykorzystania potencjału, który niesie ze sobą wykorzystanie liczników AMI do zarządzania pracą sieci dystrybucyjnej, konieczne jest zastosowanie systemu informatycznego wspierającego proces zarządzania danymi i informacjami. W ramach projektu przeprowadza się badanie potencjału i możliwości wykorzystania wyżej wymienionych funkcjonalności do poprawy efektywności pracy sieci oraz usprawnienia procesu usuwania awarii.

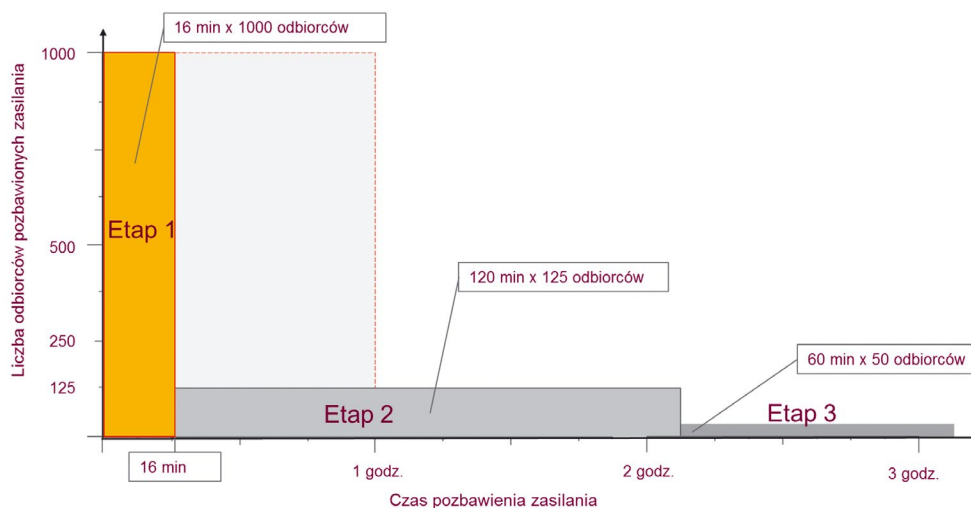
6. Systemy IT

Drugim elementem wdrażanym w ramach projektu Upgrid, wpływającym na poprawę efektywności pracy sieci dystrybucyjnej, jest system dyspozytorski do zarządzania pracą sieci nN, obejmujący: SCADA/NMS dla sieci nN oraz DMS dla sieci nN. System wykorzystuje dane i informacje pochodzące z istniejących i nowo zainstalowanych urządzeń sieciowych oraz dane z systemu AMI, w tym dane o zużyciu energii elektrycznej. Podstawowy moduł systemu – SCADA/NMS nN – stanowi interfejs dla dyspozytorów i jest odpowiedzialny za akwizycję danych

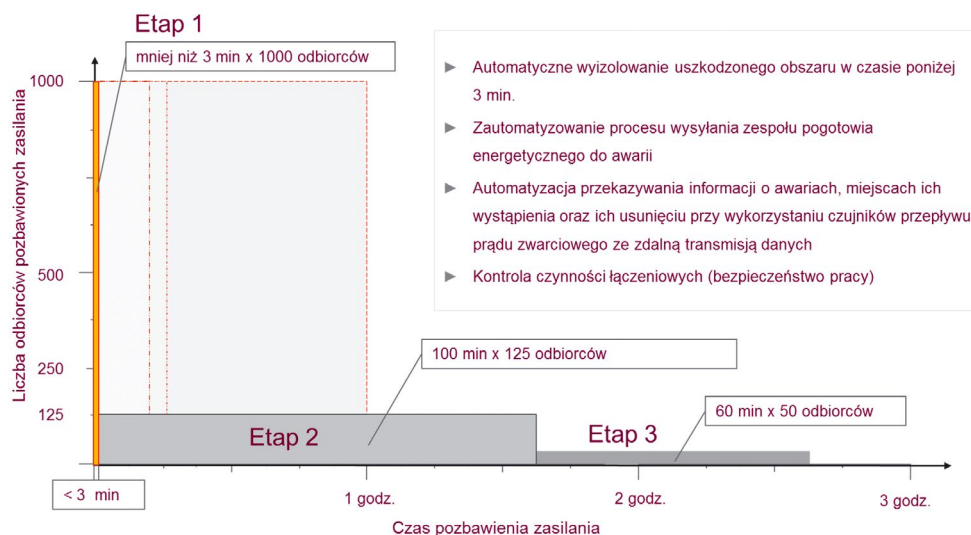
z urządzeń monitorujących pracę sieci. Sieć nN wizualizowana jest poprzez geograficzny układ sieci i schemat elektryczny, podobnie jak to jest obecnie w warstwie sieci SN. DMS składa się z kilku modułów zapewniających różne funkcjonalności. Moduł Network Analysis jest podstawowym narzędziem analitycznym umożliwiającym wykonywanie obliczeń rozpiętkowych w czasie quasi-rzeczywistym. Na potrzeby prowadzenia analiz rozpiętkowych opracowany został model sieci nN, który wykorzystuje dane z liczników AMI oraz urządzeń monitorujących zainstalowanych w głębi sieci nN. Moduł analityczny odpowiedzialny jest również za estymację obciążeń i generacji w sieci nN w oparciu o dane historyczne, analizę strat technicznych, optymalizację układu pracy sieci (punkty podziału sieci) oraz optymalizację parametrów pracy transformatorów. Moduł Network Control and Management jest dopełnieniem modułu analitycznego i umożliwia przeprowadzanie analiz jakości zasilania w trybie offline, analiz strat nietechnicznych oraz zarządzanie mikrogeneracją przyłączoną do sieci nN. Moduł Outage Management System wspiera proces zarządzania wyłączeniami planowanymi i awariami. Dzięki alarmom otrzymywanym z liczników inteligentnych, informacjom z sygnalizatorów zainstalowanych



Rys. 4. Kształtowanie się SAIDI w przypadku braku automatyki sieciowej SN



Rys. 5. Kształtowanie się SAIDI w przypadku zastosowania automatyki sieciowej SN



Rys. 6. Wpływ zastosowania automatyki sieciowej SN oraz systemu automatycznej rekonfiguracji sieci FDIR na kształtowanie się SAIDI

w złączach kablowych nN oraz z pomiarów i sygnalizacji przepalenia wkładek bezpiecznikowych w polach rozdzielnic nN wykrywane są miejsca uszkodzeń sieci nN. Informacje o zakłóceniach w pracy sieci nN docierają do dyspozytora prowadzącego ruch sieci bez konieczności zgłaszania braku napięcia przez klientów. Rozwiązanie to pozwala na podjęcie działań zmierzających do likwidacji awarii bezpośrednio po jej wystąpieniu. System zapewnia również możliwość wykonania analizy możliwych przełączeń w sieci, w celu wyizolowania awarii i doprowadzenia do zasilania jak największej liczby odbiorców. Drugą funkcjonalnością modułu jest wspomaganie lokalizowania miejsca awarii dzięki informacjom z inteligentnej infrastruktury pomiarowej (z informacji o aktualnej topologii PLC) i informacji o topologii sieci nN pozyskanych ze SCADA/NMS (określanie rozległości awarii w sieci nN). Funkcja ta wykorzystywana jest w przypadkach, gdy awarie mają mały zasięg i brak zasilania został zgłoszony przez klienta.

7. Korzyści

Główną korzyścią wynikającą z zastosowania zaawansowanych systemów monitorowania sieci jest wzrost poziomu obserwowalności i kontroli nad siecią SN i nN. Większa wiedza o stanie pracy pozwala na zwiększenie bezpieczeństwa oraz poziomu nadzoru nad siecią dystrybucyjną. Liczniki AMI zainstalowane u odbiorców końcowych, dostarczające dane i informacje o zdarzeniach w sieci nN, zapewniają nową jakość w sposobie zarządzania siecią. Pomiar i dane pozyskiwane z układów telemechaniki oraz urządzeń AMI są podstawowym elementem do wdrażania nowych rozwiązań informatycznych zapewniających wzrost elastyczności pracy sieci. Narzędzia analityczne bazujące na wynikach obliczeń rozptylowych umożliwiają bardziej efektywne zarządzanie siecią dystrybucyjną i ograniczenie strat sieciowych w sieci, m.in. poprzez optymalizację układu pracy sieci. Wdrażanie rozwiązań standardowych, scalających oba rozwiązania, tj. AMI i automatyzacji sieci, w ramach jednej zintegrowanej szafki pozwala na osiągnięcie dodatkowych funkcjonalności przy jednoczesnym ograniczeniu kosztów

implementacji. Systemy monitorowania sieci mają bardzo duży wpływ na poprawę niezawodności pracy sieci dystrybucyjnej i ograniczanie wskaźników SAIDI i SAIFI. Sygnalizatory zwarć, układy sygnalizujące przepalenie wkładki bezpiecznikowej w rozdzielni nN oraz nowe funkcjonalności liczników AMI pozwalają na szybszą reakcję służb ruchowych oraz identyfikację miejsca uszkodzenia. Automatyka sieciowa SN pozwala na ograniczenie liczby odbiorców biorących udział w poszczególnych etapach trwania awarii, dzięki możliwości zdalnej rekonfiguracji sieci. Na bazie systemów monitorowania i automatyzacji sieci SN możliwe jest wdrażanie zaawansowanych algorytmów automatycznej rekonfiguracji sieci po wystąpieniu awarii, w czasie krótszym niż 3 minuty. System FDIR (ang. *Fault Detection Isolation and Restoration System*) jest jednym z najsilniej oddziałujących narzędzi na redukcję współczynnika SAIDI oraz SAIFI. W oparciu o informacje pochodzące z sygnalizatorów zwarć system sam określa miejsce uszkodzenia i opracowuje plan wykonania przełączeń w celu wyizolowania uszkodzonego odcinka sieci. Skuteczność oraz efektywność redukcji wskaźników SAIDI oraz SAIFI w wyżej opisanych przypadkach jest uzależniona w głównej mierze od poziomu zautomatyzowania sieci oraz stopnia nasycenia łącznikami zdalnie sterowanymi. System FDIR jest jednym z nielicznych sposobów na redukcję wskaźnika SAIFI, który definiuje liczbę przerw w zasilaniu powyżej 3 minut. Na rys. 4–5 przedstawiono ideowe wykresy kształtowania się wskaźnika SAIDI dla awarii w sieci SN w przypadku: braku automatyki sieciowej, przy zastosowaniu automatyki sieciowej oraz w przypadku zaawansowanych systemów rekonfiguracji sieci FDIR. Etap 1 – związany jest z lokalizacją miejsca uszkodzenia przez dyspozytora lub służby terenowe (w przypadku braku automatyki sieciowej SN). Etap 2 – związany jest z dojazdem służb ruchowych do miejsca awarii i izolowaniem miejsca uszkodzenia. Etap 3 – związany jest z wykonaniem koniecznych napraw oraz przywróceniem zasilania odbiorcom. Wartość współczynnika SAIDI dla każdego etapu jest reprezentowana jako pole każdego z etapów.

8. Podsumowanie

Nowe wyzwania z zakresu poprawy efektywności pracy sieci i zmniejszenia awaryjności pracy sieci stojące przed OSD wymagają wdrażania nowych rozwiązań dedykowanych zarządzaniu siecią dystrybucyjną. Wiedza o stanie pracy sieci oraz zapewnienie możliwości kontroli i oddziaływania na sieć są elementami kluczowymi do wdrażania skutecznych narzędzi umożliwiających sprostać tym wymaganiom. OSD dysponują obecnie dostępem do zaawansowanych i dojrzałych rozwiązań, tj. automatyki sieciowej SN oraz systemów klasy FDIR, umożliwiających ograniczenie negatywnych skutków awarii w sieci SN. Projekt Upgrid jest pionierskim projektem w Polsce, który w tak zaawansowany sposób traktuje zarządzanie siecią nN. To pierwszy projekt realizowany w Polsce, który na szeroką skalę stara się wykorzystać system AMI do celów innych niż rozliczeniowe. Dane pochodzące z liczników AMI, będące dopełnieniem pomiarów z układów monitorowania zainstalowanych w stacjach SN/nN, stanowią będą kluczowy element umożliwiający poprawę niezawodności i efektywności pracy sieci nN.

BIBLIOGRAFIA

1. Regulacja jakościowa w latach 2016–2020 dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych, Warszawa, wrzesień 2015.
2. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego ze zmianami z dnia 21 sierpnia 2008 r., rozdział 10, par. 40.
3. Noske S. i in., Możliwości redukcji strat sieciowych dzięki optymalizacji układu pracy sieci, VI Konferencja Naukowo-techniczna „Straty energii elektrycznej w sieciach elektroenergetycznych”, Rawa Mazowiecka, 7–8 maja 2014.
4. Falkowski D., Noske S., Systemy GIS i AMI jako źródła danych do poprawy efektywności pracy sieci – wyniki badań w obszarze pilotażowym, *Acta Energetica* 2016, No. 2/27, s. 156–165.
5. Noske S., Falkowski D., Helt P., Monitorowanie, pomiary w sieciach inteligentnych – projekt pilotażowy Smart Grid na Półwyspie Helskim, VI Konferencja Naukowo-techniczna „Straty energii elektrycznej w sieciach elektroenergetycznych”, Rawa Mazowiecka, 7–8 maja 2014.
6. Noske S. i in., Increase in power network observability as a data source to improve the efficiency of the power network – results of the pilot Smart Grid project, 23rd International Conference on Electricity Distribution, Lyon, 15–18 June 2015.
7. CEER Benchmarking Report 5.2 on the Continuity of Electricity Supply Data update Ref: C14-EQS-62-03, 12 lutego 2015.

Dominik Falkowski

mgr inż.

ENERGA-OPERATOR SA

e-mail: dominik.falkowski@energa.pl

Absolwent Wydziału Elektroniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej (2012). Doktorant na Politechnice Gdańskiej. Pracuje w Departamencie Innowacji ENERGA-OPERATOR SA. W trakcie studiów został laureatem i zdobywcą wyróżnienia w konkursie ENERGA SA za projekt dotyczący wpływu inwestycji do 2025 roku w moce wytwórcze oraz sieć przesyłową i dystrybucyjną na obciążalność węzłów oraz przeciążalność prądową linii znajdujących się na obszarze działania spółki ENERGA SA. Zainteresowania zawodowe: sieci inteligentne, rozwój systemu elektroenergetycznego oraz nowe technologie przesyłania i magazynowania energii.

Sławomir Noske

dr inż.

ENERGA-OPERATOR SA

e-mail: slawomir.noske@energa.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej, także na tej uczelni uzyskał stopień doktora nauk technicznych. Ukończył studia menedżerskie MBA. Zawodowo związany z dystrybucją energii. Obecnie zajmuje się obszarem badań i rozwoju w ENERGA-OPERATOR SA. W centrum jego zainteresowań są: sieci inteligentne, diagnostyka w sieciach kablowych, zarządzanie majątkiem sieciowym. Członek CIGRE i przedstawiciel Polski w Komitecie Studiów B1 Kable.

Wpływ rekonfiguracji sieci dystrybucyjnej SN na poziom strat mocy czynnej

Autor

Radosław Rekowski

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

sieci rozdzielcze, rekonfiguracja sieci, minimalizacja strat mocy

Streszczenie

Dynamiczny rozwój inteligentnych sieci elektroenergetycznych umożliwia wykorzystanie sterowalnych łączników do zmiany konfiguracji sieci rozdzielczej SN.

W artykule omówiono wpływ rekonfiguracji systemu dystrybucyjnego SN na wartość strat mocy czynnej z uwzględnieniem dobowej zmienności obciążenia. Bazując na zmodyfikowanym przez autora 33-węzłowym systemie dystrybucyjnym IEEE, przedstawiono problem doboru odpowiedniej czułości algorytmu oraz zaproponowano metodykę wyboru konfiguracji pracy sieci rozdzielczej SN w cyklu dobowym. Jako funkcję celu zastosowano kryterium minimalizacji strat mocy czynnej. Badania przeprowadzono w programie rozpliwowym DlgSILENT Powerfactory dla dwóch wariantów krzywych obciążenia i dla różnych wartości współczynnika czułości. Wyniki obliczeń dowodzą poprawy warunków pracy systemu dystrybucyjnego SN oraz istoty problemu doboru odpowiedniej czułości działania algorytmu rekonfiguracji sieci.

1. Wprowadzenie

Dobór konfiguracji pracy sieci dystrybucyjnych średnich napięć stanowi istotny element planowania ich pracy. Rozwój systemów zdalnego sterowania i komunikacji umożliwia efektywne wykorzystanie możliwości dynamicznego tworzenia konfiguracji z uwzględnieniem dobowej lub nawet godzinowej zmienności obciążenia oraz generacji rozproszonej. Optymalny dobór struktury sieci sprowadza się do zdalnego sterowania łącznikami elektroenergetycznymi w sposób zapewniający minimalizację wybranego kryterium. Z tego powodu powyższe zadanie stanowi jeden z bezinwestycyjnych sposobów na minimalizację m.in. strat mocy [1].

Zadanie rekonfiguracji sieci elektroenergetycznej można traktować jako optymalizację jedno- lub wielokryterialną. W pierwszym przypadku funkcją celu jest zwykle minimalizacja strat mocy lub strat energii. W przypadku analizy wielokryterialnej zastosowanie mają z reguły metody ważonych celów lub coraz bardziej popularne algorytmy metaheurystyczne [2]. Należy również zwrócić uwagę, że rekonfiguracja sieci wymaga zachowania odpowiednich kryteriów, takich jak:

- konieczność zasilania wszystkich odbiorów
- utrzymanie promieniowej struktury sieci
- brak przeciążeń linii elektroenergetycznych i transformatorów
- utrzymanie wartości napięć w wymaganym zakresie.

W związku z powyższym algorytm poszukujący optymalnej konfiguracji musi uwzględniać wspomniane obostrzenia, a ze względu na ograniczoną zdolność łączeniową łączników elektroenergetycznych liczba możliwych zmian powinna być limitowana.

Celem niniejszego artykułu jest określenie wpływu dynamicznej rekonfiguracji sieci dystrybucyjnej na poziom strat mocy czynnej oraz wskazanie roli czułości algorytmu na wynik rozważań.

2. Sieć testowa

Do badań wykorzystano zmodyfikowany przez autora 33-węzłowy testowy system dystrybucyjny IEEE, bazujący na literaturze [3, 4]. Sieć testową dostosowano do napięcia znamionowego 15 kV, a parametry linii i odbiorów zmodyfikowano w celu uzyskania sieci kablowej o charakterze miejskim.

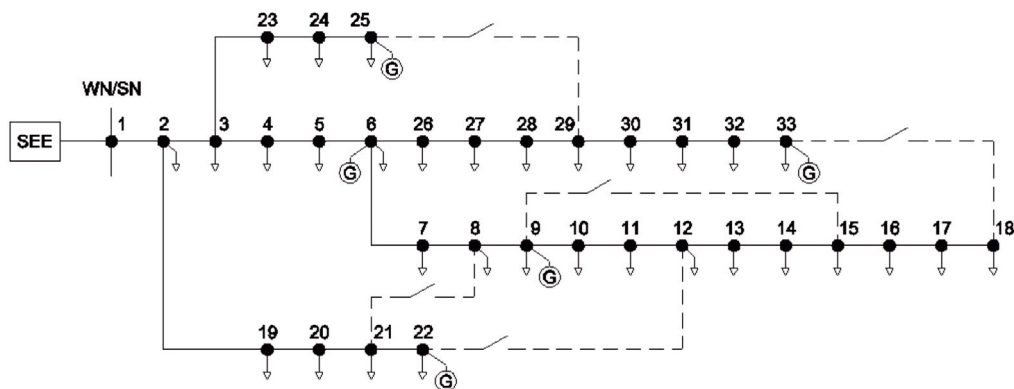
Badania przeprowadzono dla dwóch wariantów dobowej zmienności obciążenia. Krzywe te zostały określone w sposób relatywny do mocy przyłączeniowej odbiorów przyłączonych do badanej sieci dystrybucyjnej SN. Proponowane profile obciążenia reprezentują dwa charakterystyczne przypadki poboru mocy dla odbiorcy przemysłowego i komunalnego.

Przyjęto również dobową zmienność generacji mocy czynnej źródeł rozproszonych. Na rys. 3 przedstawiono zaimplementowaną charakterystykę, odpowiadającą generacji elektrowni słonecznej w ciągu doby. Każda z elektrowni słonecznych o mocy zainstalowanej 250 kW pracuje zgodnie ze standardową charakterystyką $\cos\phi(P)$ dla źródeł wytwórczych.

3. Metodyka badań

3.1. Funkcja celu

Badania wykonano w programie rozpliwowym DlgSILENT PowerFactory z wykorzystaniem dostępnych narzędzi do wykonywania rozcięć w sieciach dystrybucyjnych z wybranym



Rys. 1. Schemat badanego 33-węzłowego testowego systemu dystrybucyjnego IEEE

kryterium minimalizacji strat mocy czynnej, stanowiącym funkcję celu w niniejszych rozważaniach:

$$\min \left\{ F(M) = \sum_{h=1}^H \sum_{g=1}^G P_{h,g}(M) \right\} \quad (1)$$

Cecha	Wartość
Napięcie znamionowe	15 kV
Dopuszczalny spadek napięcia	0,9 p.u.
Poziom napięcia w stacji WN/SN	1,05 p.u.
Sumaryczna moc znamionowa odbiorów SN	9,03 MW
Liczba węzłów	33
Liczba łączników	74
Maksymalne obciążenie linii elektroenergetycznych	92%
Moc zainstalowana źródeł generacji rozproszonej	1,25 MW

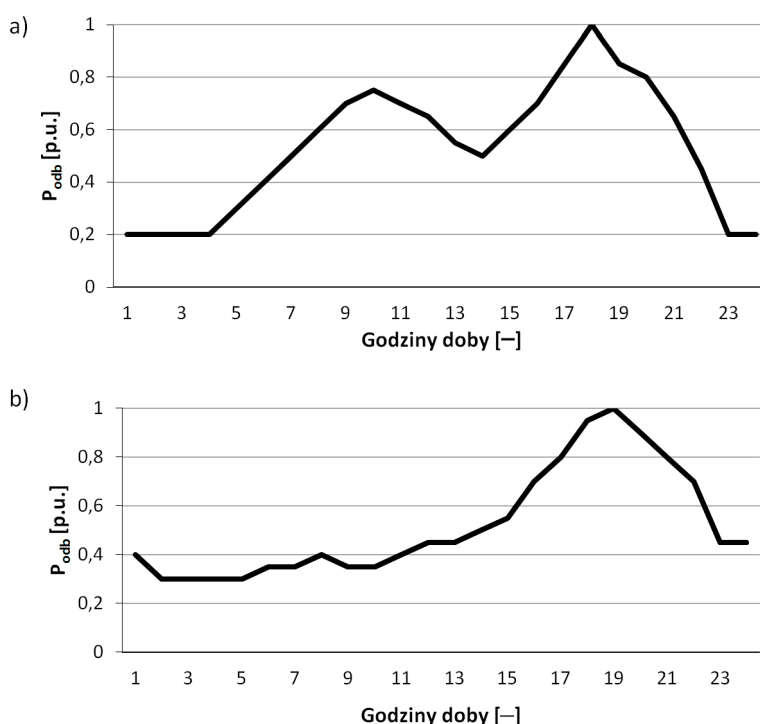
gdzie: M – macierz reprezentująca stan kolejnych łączników w sieci elektroenergetycznej dla każdej godziny doby, zwana w dalszej części macierzą łączników, $P_{h,g}$ – straty mocy dla kolejnych godzin h w kolejnej gałęzi g .

Realizacja zadania optymalizacyjnego wymaga zachowania odpowiednich warunków:

$$\begin{cases} I_b \leq I_{dd} \\ U_{\min} \leq U_l \leq U_{\max} \end{cases} \quad (2)$$

gdzie: I_b – natężenie prądu przepływającego przez linię elektroenergetyczną, I_{dd} – prąd dopuszczalny długotrwale dla linii elektroenergetycznej, U_l – wartość napięcia w danym węźle sieci,

Tab. 1. Specyfikacja systemu testowego



Rys. 2. Profile zmienności dobowej odbiorów: a) profil 1 – odbiorca przemysłowy, b) profil 2 – odbiorca komunalny



Rys. 3. Krzywa generacji mocy czynnej źródeł rozproszonych

U_{\min} , U_{\max} – minimalna i maksymalna dopuszczalna wartość napięcia w sieci elektroenergetycznej.

3.2. Etap I. Analiza współczynnika czułości

Czułość algorytmu do optymalizacji konfiguracji sieci w programie DLG SILENT PowerFactory określona jest jako minimalna zmiana wartości strat mocy czynnej w linii elektroenergetycznej, powodująca rozpoczęcie procedury optymalizacyjnej. Zmiana wartości strat mocy poniżej tej wartości spowodowała zatrzymanie algorytmu. Wpływ współczynnika określony został zgodnie z poniższą procedurą:

Dla danej wartości współczynnika czułości s wyznaczano co godzinę h stan n -tego łącznika elektroenergetycznego. Obiektem wyjściowym algorytmu jest macierz stanu M . Kolejne kolumny macierzy łączników M reprezentują wektory łączników X_h dla kolejnych godzin h .

$$M(s_i) = \begin{bmatrix} x_{1,1} & x_{2,1} & \dots & x_{h,1} \\ x_{1,2} & x_{2,2} & \dots & x_{h,2} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ x_{1,n} & x_{2,n} & \dots & x_{h,n} \end{bmatrix} \Rightarrow [X_1 \ X_2 \ \dots \ X_h] \quad (3)$$

gdzie: s_i – współczynnik czułości algorytmu, X_h – wektor stanu dla kolejnych godzin doby h , $x_{h,n}$ – stan n -tego łącznika elektroenergetycznego dla godziny h .

Każdej wyznaczonej macierzy łączników przyporządkowano sumaryczne straty mocy czynnej $\sum P_{Msi}$ wraz z konieczną do wykonania liczbą przełączeń c_{Msi} w ciągu doby. Obliczenia wykonano dla doby przy dwóch wariantach krzywych obciążenia.

$$\begin{bmatrix} M_{s1} & M_{s1} & \dots & M_{si} \\ \sum P_{Msi} & \sum P_{Msi} & \dots & \sum P_{Msi} \\ c_{Msi} & c_{Msi} & \dots & c_{Msi} \end{bmatrix} \quad (4)$$

gdzie: $\sum P_{Msi}$ – sumaryczne straty mocy czynnej dla macierzy M_{si} w ciągu doby, c_{Msi} – liczba przełączeń w ciągu doby dla macierzy M_{si} .

Cechą charakterystyczną tej metodyki jest możliwość zmiany konfiguracji sieci co godzinę i rozpatrywanie najkorzystniejszego wariantu konfiguracji sieci z punktu widzenia każdej godziny doby.

3.3. Etap II. Wybór konfiguracji pracy dla doby

Na podstawie rozważań przedstawionych w punkcie 3.2 określono współczynniki czułości zapewniające minimalną liczbę przełączeń. Na tej podstawie przeprowadzono kolejne badania mające na celu wybór jednej konfiguracji sieci dystrybucyjnej, która zapewni minimalną wartość strat mocy w ciągu doby.

W związku z powyższym obliczono funkcję przystosowania każdego wektora łączników X_h do pracy w ciągu całej doby. Wykonano obliczenia rozplływowe, przyporządkowując ostatecznie wektorowi łączników sumaryczne straty mocy czynnej w ciągu doby P_{Xh} oraz liczbę przełączeń c_{Xh} do wykonania.

$$P(X_h, h, s_i) = \begin{bmatrix} P_{X_{1,1}} & P_{X_{2,1}} & \dots & P_{X_{h,1}} \\ P_{X_{1,2}} & P_{X_{2,2}} & \dots & P_{X_{h,2}} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ P_{X_{1,24}} & P_{X_{2,24}} & \dots & P_{X_{h,24}} \end{bmatrix} \Rightarrow \begin{bmatrix} X_1 & X_2 & \dots & X_h \\ \sum P_{X1} & \sum P_{X2} & \dots & \sum P_{Xh} \\ c_{X1} & c_{X2} & \dots & c_{Xh} \end{bmatrix} \quad (5)$$

gdzie: X_h – wektor łączników dla kolejnej godziny h , P_{Xh} – sumaryczne straty mocy czynnej dla doby przy określonym wektorze łączników X_h , c_{Xh} – liczba przełączeń w ciągu doby dla macierzy M_{si} .

4. Wyniki badań

4.1. Etap I

Na rys. 4 przedstawiono wyniki analizy szczegółowo omówionej w punkcie 3.2. Analizując wykresy można stwierdzić, że wraz ze wzrostem współczynnika czułości straty mocy rosną aż do ustalonej wartości zależnej od profilu obciążenia. Jest to efekt oczekiwany z powodu pomijania zmian poniżej wartości progowej, określonej omawianym współczynnikiem. Liczba przełączeń w ciągu doby zmienia się natomiast w sposób ściśle zależny od profilu obciążeń.

Rozwiązaniem pożądanym z punktu widzenia optymalizacji konfiguracji sieci elektroenergetycznej jest uzyskanie minimalnych strat mocy czynnej, przy jednoczesnym określeniu liczby wymaganych do tego celu przełączeń. Uwzględniając powyższe rezultaty, można dojść do wniosku, że rekonfiguracja sieci elektroenergetycznej jest problemem optymalizacji wielomodalnej, posiadającym kilka ekstremów lokalnych, mogących stanowić rozwiązanie problemu.

4.2. Etap II

W tab. 2 i 3 zestawiono wyniki analizy przeprowadzonej zgodnie z punktem 3.2. Określono całkowite straty mocy czynnej dla doby, w zależności od wektora łączników dla profili obciążenia 1 oraz 2. Przeprowadzone obliczenia dowodzą, że zastosowanie algorytmu poszukującego konfiguracji sieci elektroenergetycznej z kryterium minimalizacji strat mocy czynnej pozwala ograniczyć straty nawet do 31%. Jednocześnie uwidoczniła została zależność opisująca dążenie wektora łączników do optymalnej konfiguracji wraz ze wzrostem współczynnika czułości. Należy również stwierdzić, że rozwiązanie zadania rekonfiguracji sieci może generować kilka równie korzystnych rozwiązań z zachowanym kryterium minimalizacji strat mocy czynnej. W takim przypadku celowe może okazać się zastosowanie kolejnego kryterium do wyboru optymalnej konfiguracji.

Odpowiedni dobór współczynnika czułości umożliwia również stwierdzenie, że właściwy wektor łączników dla cyklu dobowego jest wektorem określonym dla sieci dystrybucyjnej w chwili 65–85-proc. obciążenia mocą szczytową.

Analiza rys. 7 i 8 pozwala stwierdzić, że dla małych wartości współczynnika czułości otrzymujemy porównywalne sumaryczne straty mocy czynnej w ciągu doby. Niemniej w takich przypadkach liczba przełączeń dla kolejnych wektorów łączników jest zróżnicowana i zawiera się w przedziale 6–10 przełączeń. Z kolei duże wartości współczynnika czułości algorytmu optymalizacyjnego skutkują wyraźną różnicą między minimum a maksimum funkcji celu. W takim przypadku liczba potencjalnych rozwiązań

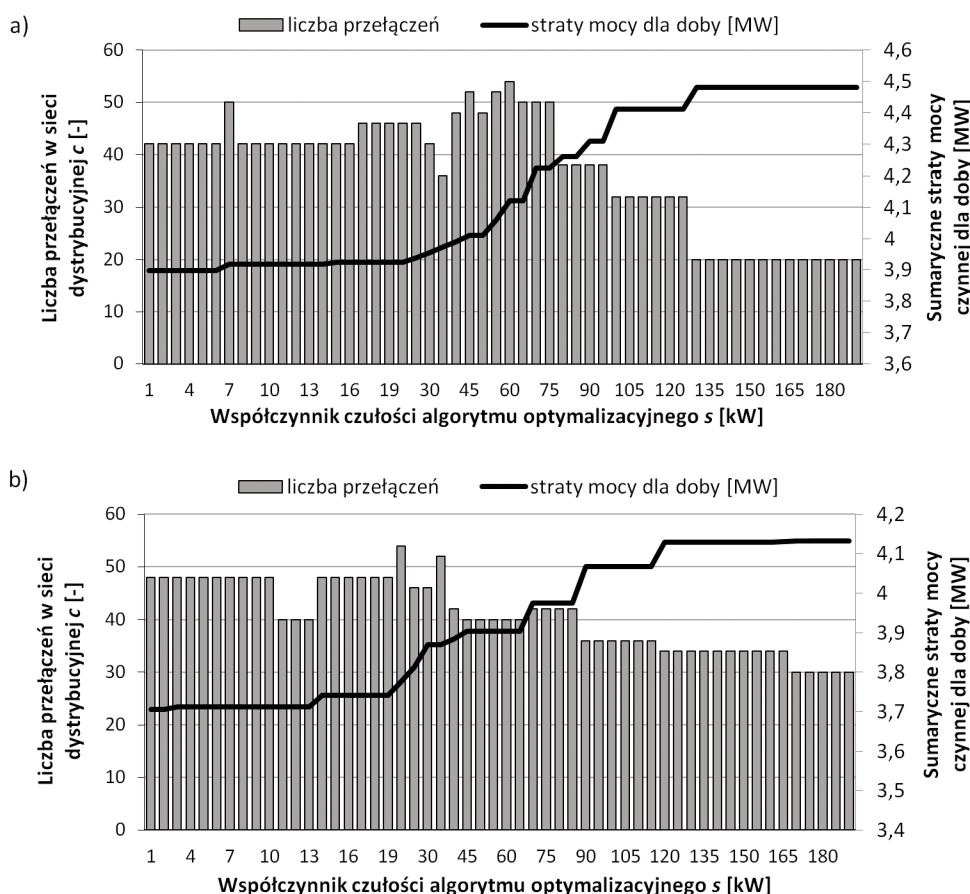
	Profil 1		
	s = 1 kW	s = 35 kW	s = 60 kW
Straty dla konfiguracji bazowej [MW]	5,69		
Straty po optymalizacji [MW]	3,91	3,91	3,9
Redukcja strat [%]	31,3%	31,3%	31,5%
Liczba przełączeń	6	6	6
Wektor łączników	X_1-X_7, X_{21}	X_7, X_{21}	X_{19}, X_{21}

Tab. 2. Zestawienie wyników obliczeń dla etapu II – profil 1

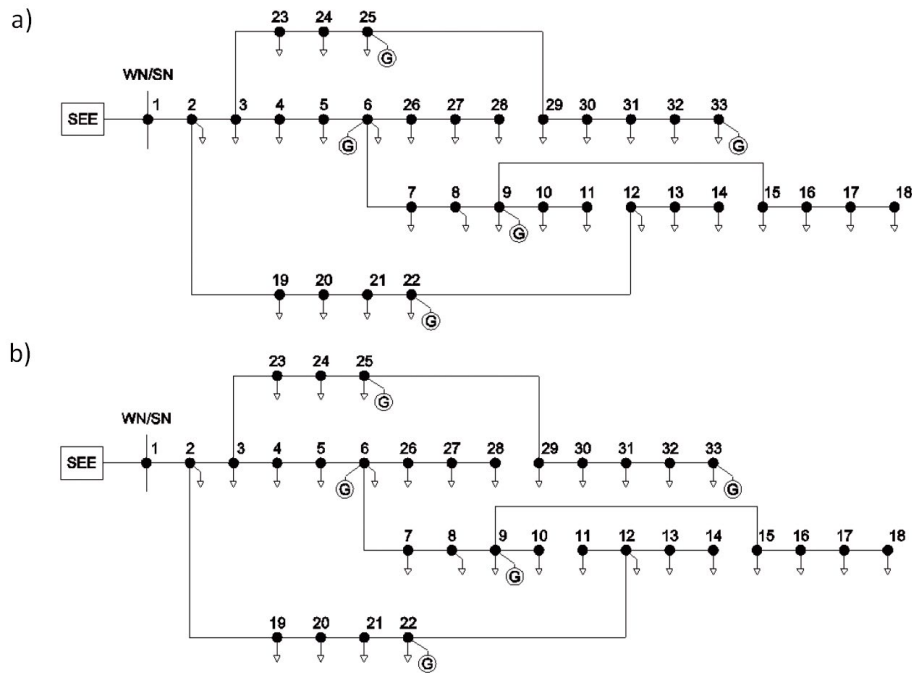
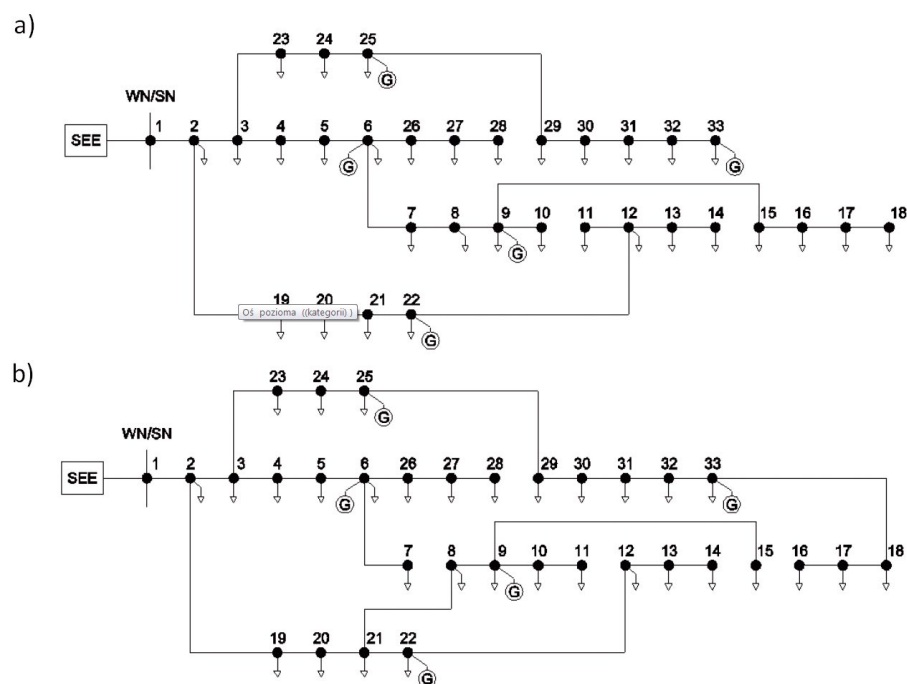
	Profil 2		
	s = 1 kW	s = 20 kW	s = 45 kW
Straty dla konfiguracji bazowej [MW]	5,38		
Straty po optymalizacji [MW]	3,7	3,7	3,7
Redukcja strat [%]	31,2	31,2	31,2
Liczba przełączeń	6	6	6
Wektor łączników	X_1-X_7, X_{23}	X_{22}	X_{22}

Tab. 3. Zestawienie wyników obliczeń dla etapu II – profil 2

jest mniejsza, co widoczne jest również w liczbie wymaganych przełączeń w sieci.



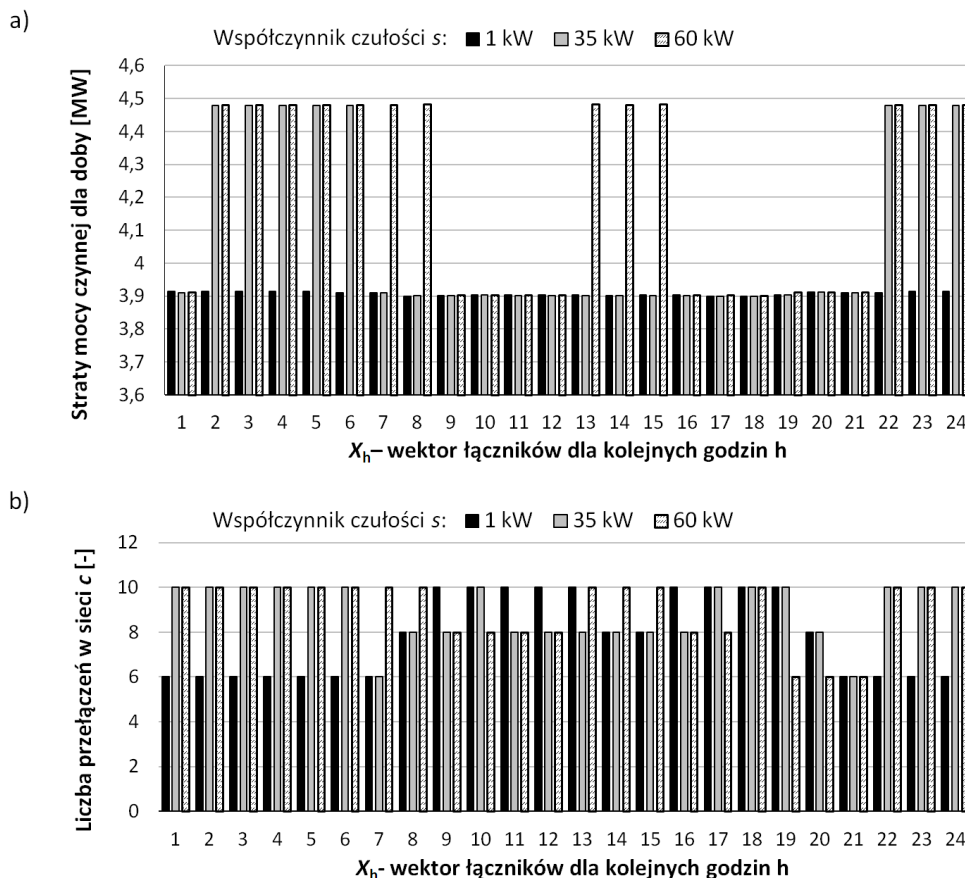
Rys. 4. Wpływ współczynnika czułości na liczbę przełączeń w sieci dystrybucyjnej i straty mocy czynnej w ciągu doby: a) profil 1, b) profil 2

Rys. 5. Profil 1. Konfiguracja sieci dystrybucyjnej: a) dla wektora łączników X_7 , b) dla wektora łączników X_{21} Rys. 6. Profil 2. Konfiguracja sieci dystrybucyjnej: a) dla wektora łączników X_{22} , b) dla wektora łączników X_{23}

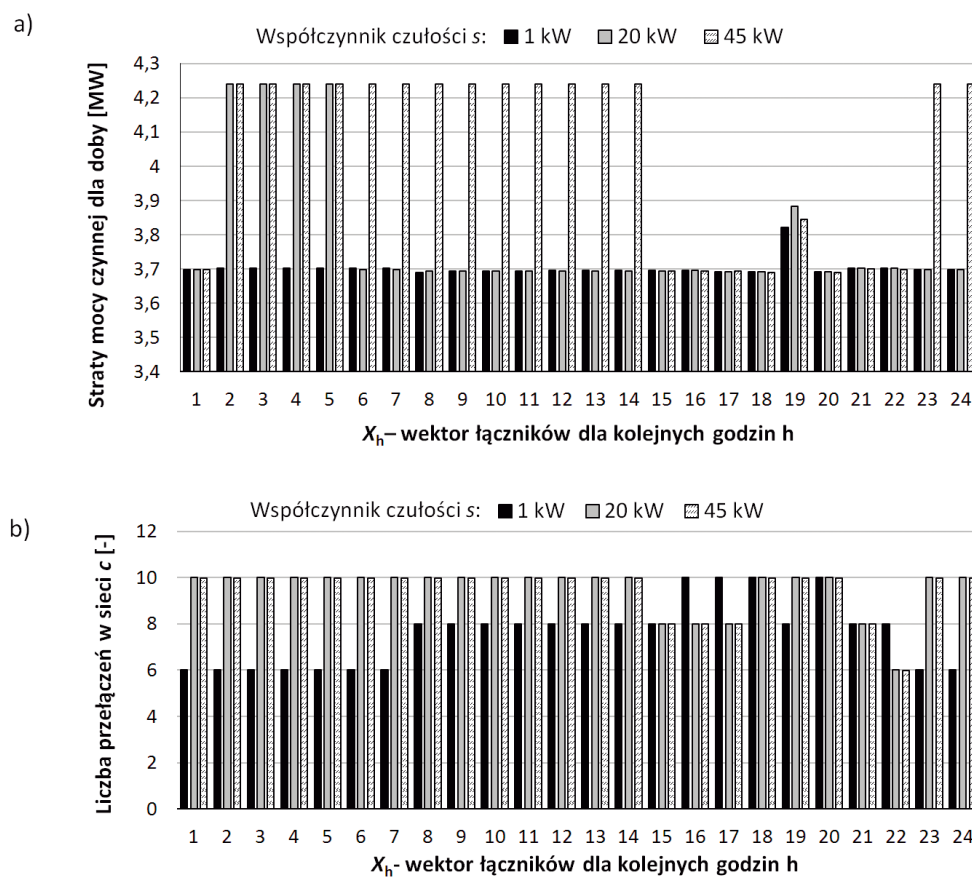
5. Wnioski końcowe

Wykorzystanie programu rozpliwowego DigSILENT PowerFactory do wykonania rekonfiguracji sieci elektroenergetycznej jest możliwe po odpowiednim dobraniu parametrów wejściowych. W rezultacie możliwe jest osiągnięcie redukcji strat mocy czynnej na poziomie 31% przy minimum 6 przełączeniach w sieci. Z kolei niewłaściwy dobór współczynnika czułości może doprowadzić do wzrostu cykli łączeniowych i zmniejszyć liczbę potencjalnych rozwiązań zadania optymalizacyjnego. Z tego powodu postuluje się rozpatrywanie

problemu rekonfiguracji sieci dystrybucyjnej jako zadania wielokryterialnego. Dodatkowo istotna dla wyniku algorytmu jest moc osiągalna źródeł energii elektrycznej w ciągu doby w rozpatrywanej sieci dystrybucyjnej. Natomiast w literaturze zagranicznej do rozwiązania powyższych problemów proponuje się coraz częściej wykorzystanie algorytmów ewolucyjnych, optymalizujących strukturę sieci dystrybucyjnej, przy dużym udziale generacji rozproszonej i mechanizmów zarządzania popytem.



Rys. 7. Profil 1. Wpływ wektora stanu na: a) straty mocy czynnej w ciągu doby, b) liczbę przełączeń w ciągu doby



Rys. 8. Profil 2. Wpływ wektora stanu na: a) straty mocy czynnej w ciągu doby, b) liczbę przełączeń w ciągu doby

BIBLIOGRAFIA

1. Kot A., Kulczycki J., Szpyra W., Możliwości redukcji strat w sieciach dystrybucyjnych średniego napięcia poprzez optymalną lokalizację rozcięć, *Acta Energetica* 2009, nr 2/2, s. 43–59.
 2. Sultana B. i in., Review on reliability improvement and power loss reduction in distribution system via network reconfiguration, *Renew Sustain Energy Rev* 2016, No. 66, s. 297–310.
 3. Arasteh H., Sepasian M.S., Vahidinasab V., An aggregated model for coordinated planning and reconfiguration of electric distribution networks, *Energy* 2016, No. 94, s. 786–98.
 4. Helt P., Zduńczyk P., Distribution MV and LV Network Optimal Reconfiguration, *Acta Energetica* 2014, No. 4/21, s. 79–85.
 5. Coroamă I. i in., Distribution system optimisation with intra-day network reconfiguration and demand reduction procurement, *Electric Power Systems Research* 2013, No. 98, s. 29–38.
 6. Lubośny Z., Klucznik J., A Paradigm for HV, MV, LV Distribution Grid Development Planning, *Acta Energetica* 2012, No. 4/13, s. 42–74.
-

Radosław Rekowski

mgr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: radek.rekowski@gmail.com

Absolwent Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej. Doktorant w Katedrze Elektroenergetyki. Projektant instalacji elektrycznych. Uczestniczy w pracach projektowych dotyczących sieci elektroenergetycznych i obiektów kubaturowych. Jego zainteresowania naukowe dotyczą obszarów związanych z mechanizmami zarządzania popytem, sieciami inteligentnymi oraz automatyką zabezpieczeniową.

Przegląd funkcjonalności reklozerów pod względem ich przydatności do automatyzacji sieci SN

Autorzy

Paweł Nandzik
Piotr Rzepka
Mateusz Szablicki
Adrian Halinka

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

reklozery, sterowanie ruchem sieciowym, komunikacja z systemem nadrzędnym, zwiększenie niezawodności pracy sieci średnich napięć, rozproszone systemy odbudowy zasilania

Streszczenie

Obecnie operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD) podejmują intensywne działania mające na celu zwiększenie stopnia automatyzacji sieci średnich napięć (SN). Jednym ze środków umożliwiających realizację tego zadania są reklozery. Zastosowanie tych urządzeń umożliwia poprawę niezawodności dostaw energii elektrycznej do odbiorców poprzez wydzielenie fragmentu sieci objętego zakłóceniem (wówczas – odmiennie niż dotychczas – odbiorcy przyłączeni do pozostałej części sieci mogą być zasilani w energię elektryczną). Ponadto, przy odpowiednim powiązaniu funkcjonalnym tych urządzeń, istnieje możliwość konstruowania nadrzędnych systemów nadzoru i sterowania ruchem sieciowym. W artykule porównano funkcjonalność i parametry reklozerów wybranych producentów pod kątem oceny ich przydatności do tworzenia rozbudowanych systemów automatyki restytucyjnej.

1. Wstęp

Wymagania Urzędu Regulacji Energetyki (URE) w zakresie wprowadzenia elementów regulacji jakościowej stanowią wyzwanie dla spółek dystrybucyjnych. Spółki dystrybucyjne są zobowiązane do podnoszenia jakości świadczonych usług dystrybucyjnych, co wiąże się m.in. z poprawą planowanych wskaźników regulacji jakościowej. Konsekwencją niedotrzymania tych wskaźników będzie nałożenie przez URE kar finansowych. Oprócz poprawy jakości i niezawodności dostarczania energii elektrycznej celem tej regulacji jest również poprawa jakości obsługi odbiorców oraz zapewnienie optymalnego poziomu efektywności realizowanych inwestycji [12, 13]. Dotychczas osiągnięte wartości wskaźników określających niezawodność sieci dystrybucyjnej SAIDI (ang. *System Average Interruption Duration Index*) oraz SAIFI (ang. *System Average Interruption Frequency Index*) w Polsce, w latach 2011–2013, znacznie odbiegały od średniej europejskiej [13]. W innych krajach europejskich, takich jak Dania, Niemcy, Francja czy Włochy, wartości wskaźników SAIDI oraz SAIFI w tych latach były znacznie niższe. Przykładowo w Danii lub Niemczech wskaźnik SAIDI nie przekraczał 50 minut w ciągu roku, natomiast SAIFI w tych krajach było mniejsze niż 0,5 wyłączenia na rok. W przypadku Francji i Włoch wskaźniki te były większe, lecz nie przekraczały odpowiednio 200 minut i 3 wyłączeń rocznie. W przypadku Polski wartość wskaźnika SAIDI wynosiła ok. 400 minut, natomiast SAIFI kształtowało się na poziomie 4 wyłączeń na rok. Informacje te wyraźnie wskazują,

że konieczna jest poprawa jakości zasilania odbiorców w Polsce. Rozwiązaniem tego problemu mają być odpowiednie inwestycje w sieci dystrybucyjne, co powinno doprowadzić do znaczącej poprawy niezawodności sieci i w konsekwencji do wysokiej jakości świadczonych usług dystrybucyjnych. Jednym z popularnych środków poprawiających niezawodność napowietrznych sieci SN jest instalacja reklozerów w głębi sieci. Urządzenia te pozwalają na realizację wielu funkcji, wśród których można wyróżnić:

- funkcję wyłącznika – możliwość wyłączenia fragmentu sieci objętego zakłóceniem podczas przepływu prądu zwarcia
- funkcje automatyki zabezpieczeniowej – realizacja funkcji zabezpieczeniowych dla fragmentów sieci rozdzielczych
- funkcję automatyki samoczynnego ponownego załączenia (SPZ) – samoczynnie przywracającego zasilanie w przypadku zwarć przemijających
- funkcję automatyki samoczynnego załączenia rezerwy (SZR)
- funkcję pomiaru parametrów wielkości elektrycznych
- funkcję rejestracji zdarzeń i zakłóceń w sieci.

Należy podkreślić, że reklozer może działać samodzielnie (co umożliwia tworzenie tzw. niezależnych stacji pośrednich w głębi sieci dystrybucyjnej) oraz w powiązaniu z nadrzędnym systemem sterowania i nadzoru za pomocą łączy teleinformatycznych (co umożliwia tworzenie nadrzędnych systemów automatyki i sterowania). W efekcie zastosowanie reklozerów daje zupełnie nowe możliwości sterowania ruchem sieciowym.

2. Przegląd funkcjonalności reklozerów

Dążenie do zwiększenia niezawodności pracy napowietrznych sieci SN wymusiło instalację reklozerów w głębi tych sieci. Jak podają producenci tych urządzeń, podstawowym zadaniem reklozerów jest realizacja funkcji zabezpieczeniowych oraz automatyk sieciowych. Realizacja tych funkcji powinna pozwolić na poprawienie niezawodności pracy tych sieci, np. poprzez eliminację zakłóceń występujących w tych sieciach (wyłączenie jedynie niewielkiego fragmentu sieci objętego zakłóceniem). W konsekwencji wykorzystanie tych urządzeń powinno skutecznie podnieść jakość usługi świadczonej przez spółki dystrybucyjne oraz poprawić niezawodność dostaw energii elektrycznej (np. zmniejszyć wskaźniki SAIDI, SAIFI). Na rynku działa obecnie wielu producentów oferujących reklozery. Urządzenia te charakteryzują się jednak różnymi parametrami technicznymi, różnymi rozwiązaniami konstrukcyjnymi oraz różną funkcjonalnością. W celu określenia funkcjonalności reklozerów dokonano przeglądu podstawowych ich typów stosowanych w sieciach dystrybucyjnych Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE). Do analizy przyjęto urządzenia producentów: Tavrida Electric, ZPUE Koronea oraz ZOEN (Zakład Obsługi Energetyki), które przedstawiono na fot. 1. Należy podkreślić, że przegląd funkcjonalności został przeprowadzony pod kątem możliwości wykorzystania reklozerów do realizacji tzw. nadrzędnych systemów automatyki pozwalających na znaczącą poprawę niezawodności pracy sieci. Wśród nich można wyróżnić dwa rodzaje systemów:

- systemy scentralizowane znane pod nazwą FDIR (ang. *Fault Detection Isolation and Restoration*)
- systemy rozproszone z komunikacją bezpośrednią typu Self-Healing Grid.

2.1. Zdolność łączeniowa

Jednym z czynników określających żywotność reklozerów jest ich wytrzymałość przy wykonywaniu czynności łączeniowych. Wytrzymałość ta określana jest poprzez dwa parametry: trwałość mechaniczną oraz trwałość łączeniową [1]. Trwałość mechaniczna określa liczbę cykli łączeniowych ZW (załącz-wyłącz), jakie może wykonać wyłącznik w stanie bezprądowym. Po przekroczeniu dopuszczalnej liczby tych cykli może dojść do zużycia mechanicznego elementów, uniemożliwiając dalszą jego eksploatację. Tymczasem trwałość łączeniowa określa

Wytrzymałość łączeniowa	Typ reklozera		
	GVR Recloser	THO-RC 27	KTR 27
Trwałość mechaniczna [w cyklach]	30 000	30 000	30 000
Prąd znamionowy ciągły [A]	630	630	630
Znamionowy prąd wyłączalny zwarciovy [kA]	12,5	12,5	12,5
Trwałość łączeniowa przy znamionowym prądzie wyłączalnym zwarciovy [w cyklach]	Brak danych	200	200

Tab. 1. Porównanie zdolności łączeniowych reklozerów wybranych producentów

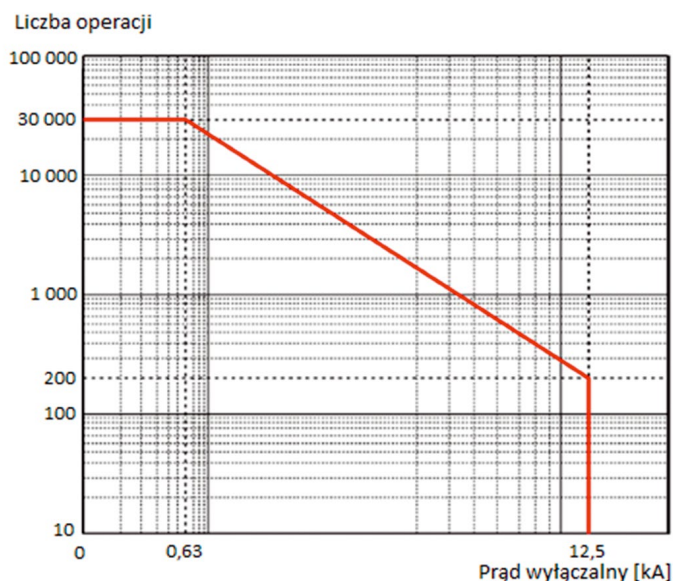
liczbę cykli łączeniowych wyłącznika przy określonym prądzie wyłączalnym do osiągnięcia zużycia styków lub komory gaszeniowej. Po przekroczeniu dopuszczalnej liczby cykli konieczna jest naprawa (konserwacja) elementów łączeniowych. Trwałość elementów łączeniowych reklozerów jest różna i wynika ona z zastosowanego sposobu gaszenia łuku oraz zastosowanych rozwiązań konstrukcyjnych wyłączników. Na podstawie [2, 4, 6] w tab. 1 zestawiono zdolności łączeniowe wybranych reklozerów.

Niektórzy producenci zazwyczaj podają charakterystyki trwałości łączeniowej styków w funkcji wartości wyłączanych prądów. Na rys. 1 przedstawiono charakterystykę zdolności łączeniowej reklozera KTR Tavrida Electric. W materiałach ogólnodostępnych nie przedstawiono charakterystyki łączeniowej dla reklozera THO-RC oraz GVR.

Z analizy przedstawionych danych dotyczących zdolności łączeniowych reklozerów wynika, że trwałość mechaniczna w stanie bezprądowym tych urządzeń jest jednakowa. W przypadku trwałości łączeniowej znamionowych prądów wyłączalnych zwarciovy, z tab. 2 wynika, że reklozery KTR oraz THO-RC 27 posiadają te same zdolności łączeniowe. W przypadku reklozera GVR producent nie zamieścił informacji na ten temat. Ewentualne różnice dotyczące zdolności łączeniowych znamionowych prądów zwarciovy można wytłumaczyć różnymi rozwiązaniami konstrukcyjnymi wyłączników oraz zastosowanymi układami mechanicznymi. Porównując parametry łączeniowe



Fot. 1. Widok rozpatrywanych reklozerów: a) ZPUE Koronea THO-RC27 b) ZOEN GVR Recloser c) Tavrida Electric KTR Recloser



Rys. 1. Charakterystyka określająca zdolność łączeniową reklozera KTR produkcji Tavrida Electric [2]

reklozerów z parametrami wyłączników instalowanych w polach odpiływowych SN, można zauważyć różnicę na korzyść wyłączników instalowanych w rozdzielniach SN w GPZ. Zgodnie z [3], przy tym samym prądzie znamionowym ciągłym, wyłączniki instalowane w rozdzielniach SN w GPZ posiadają większe możliwości łączenia prądów zwarciovych. Trwałość mechaniczna tych łączników jest jednak ta sama co reklozerów. Na rys. 2 przedstawiono porównanie zdolności łączeniowych wyłącznika VCB/TEL Tavrida Electric z reklozerm KTR.

2.2 . Aparatura pomiarowa

Z analizy porównawczej dotyczącej przetwarzania wielkości pomiarowych wynika, że istnieje znacząca różnica pomiędzy układami aparatury pomiarowej stosowanymi w tradycyjnych polach rozdzielczych sieci SN a układami aparatury pomiarowej

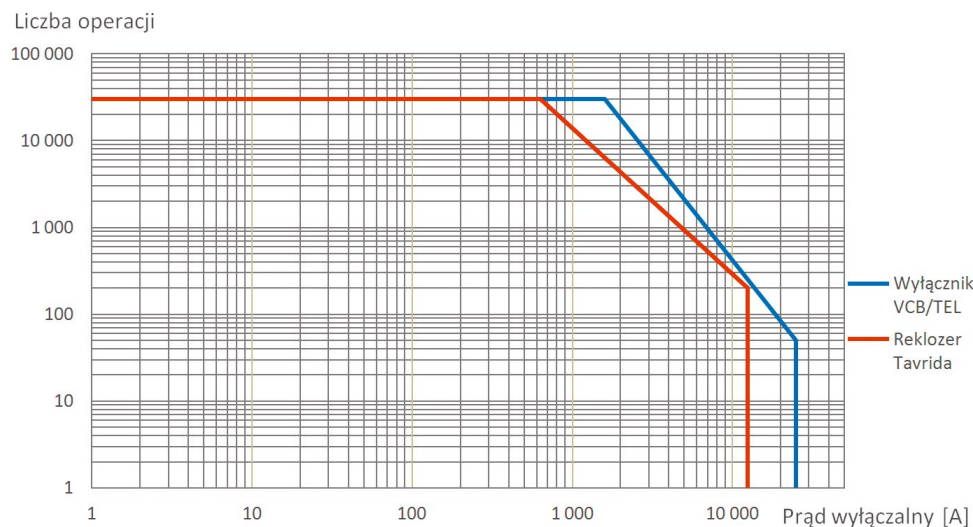
Mierzona wielkość	Typ reklozera		
	GVR Recloser	THO-RC 27	KTR 27
Pomiar prądu	Przekładniki prądowe	Przekładniki prądowe lub cewki Rogowskiego	Cewki Rogowskiego
Pomiar napięcia	Pojemnościowe dzielniki napięcia	Pojemnościowe dzielniki napięcia	Pojemnościowe dzielniki napięcia

Tab. 2. Porównanie rozwiązań pomiarowych stosowanych w reklozerach wybranych producentów

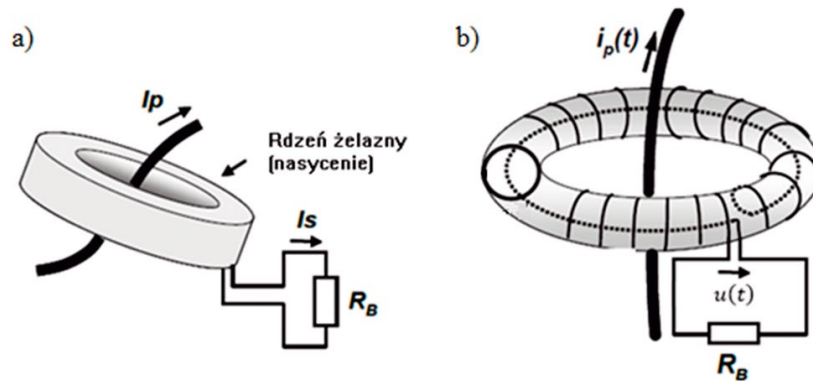
zastosowanej w reklozerach (cechą charakterystyczną tych drugich jest ich różnorodność). Producenci reklozerów stosują różne rozwiązania konstrukcyjne aparaty pomiarowej, niejednokrotnie warunkujące zmianę sposobu przetwarzania prądów oraz napięć do celów zarówno pomiarowych, jak i zabezpieczeniowych [9]. Porównanie rozwiązań układów pomiarowych w rozpatrywanych reklozerach przedstawiono w tab. 2.

Z przedstawionego porównania wynika, że do pozyskiwania informacji o parametrach prądu w sieci stosowane są urządzenia w postaci klasycznych przekładników prądowych oraz cewek Rogowskiego (CR). O ile te pierwsze są już od dawna znane i powszechnie stosowane, to cewki Rogowskiego stanowią pewne novum. Główną różnicą pomiędzy cewką Rogowskiego a przekładnikiem prądowym jest ich konstrukcja. W układzie z CR uzwojeniem pierwotnym jest przewód, przez który przepływa prąd, natomiast obwód wtórny stanowi uzwojenie nawinięte na niemagnetyczny karkas (rys. 3). Wielkością wyjściową obwodu wtórnego jest napięcie $u(t)$. Oznacza to, że sygnał wyjściowy (o bardzo małej mocy) stanowi odwzorowanie prądu pierwotnego.

Zaletą CR w stosunku do konwencjonalnych przekładników prądowych jest liniowość przetwarzania sygnału pierwotnego na wtórny w bardzo dużym zakresie wartości przetwarzanych prądów, wynikająca z braku efektu nasycenia rdzenia



Rys. 2. Porównanie zdolności łączeniowych reklozera KTR z wyłącznikiem VCB/TEL

Oznaczenia: I_p , prąd pierwotny, I_s , prąd wtórny, R_B , rezystancja obciążenia

Rys. 3. Rozwiązanie konstrukcyjne: a) przekładnika prądowego, b) cewki Rogowskiego [8]

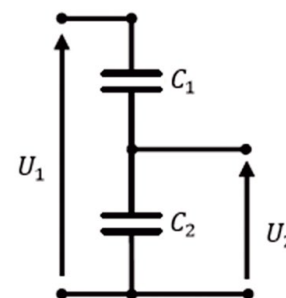
Parametr	Zakres wartości
Częstotliwość znamionowa [Hz]	50/60
Gwarantowany zakres napięć faza-ziemia [kV]	0... 16
Zakres temperatury roboczej (T) [°C]	-40... +95
Współczynnik przetwarzania k_U [V/kA]	0,11...0,13
Zakres błęd k_U dla temperatury 20 °C [%]	± 1
Dodatkowy temperaturowy zakres błęd k_U [%]	$-0,1 \cdot (T-20)$
Błąd fazowy w zakresie temperatury pracy [°]	0-1,2

Tab. 3. Parametry pojemnościowych dzielników napięcia stosowanych w reklozerach KTR Tavrida Electric

ferromagnetycznego. W klasycznym przekładniku prądowym podczas przetężenia może dojść do jego nasycenia w wyniku dużego udziału prądu magnesowania, co wpływa na zmianę amplitudy oraz przesunięcie fazowe prądu wtórnego. Ten stan przekładnika niekorzystnie wpływa na poprawność działania zabezpieczeń, co w konsekwencji może się przejawiać jako opóźnienie, brak lub zbędne zadziałanie. W przypadku CR zjawisko to nie występuje [8]. Natomiast niedogodnością w przypadku zastosowania CR jest mała amplituda sygnału wyjściowego. Stąd istotne jest odpowiednie dopasowanie przetworników pomiarowych stosowanych w reklozerach z ich układami automatyki zabezpieczeniowej.

Pomiar napięcia w reklozerach realizowany jest poprzez pojemnościowe dzielniki napięcia. Schemat takiego dzielnika przedstawiono na rys. 4, natomiast podstawowe dane przykładowego dzielnika przedstawiono w tab. 3.

Zgodnie z [10] zaletą pojemnościowych dzielników napięcia jest prosta konstrukcja oraz szerokie widmo częstotliwościowe. Reklozery w swojej konstrukcji zwykle posiadają sześć dzielników napięcia, co pozwala na pomiar napięcia po obu stronach reklozera, niezależnie od pozycji wyłącznika. Rozwiązanie to jest korzystne np. ze względu na możliwość realizacji automatyki SZR.



Rys. 4. Schemat pojemnościowego dzielnika napięcia stosowanego w reklozerach KTR Tavrida Electric [10]

2.3. Funkcje zabezpieczeniowe

Zaimplementowanie w reklozerach funkcji zabezpieczeniowych pozwala na wyodrębnienie fragmentu sieci zasilanego przez reklozery w przypadku wystąpienia w tym fragmencie sieci zakłócenia (np. trwałego zwarcia) i tym samym utrzymanie zasilania odbiorców przyłączonych do pozostałej części sieci – zlokalizowanych od strony zasilania z Głównego Punktu Zasilającego (GPZ). Zestaw zabezpieczeń reklozerów nieco różni się od zestawu funkcji zabezpieczeniowych wykorzystywanych w polach odpywowych sieci SN w GPZ. Oprócz standardowych funkcji zabezpieczeniowych – m.in. zabezpieczeń do ochrony przed skutkami zwarć wieloprądowych oraz do ochrony przed skutkami zwarć doziemnych – w reklozerach stosowane są dodatkowe zabezpieczenia. W tab. 4 przedstawiono zestawy funkcji zabezpieczeniowych rozpatrywanych reklozerów.

Spośród podstawowych funkcji zabezpieczeniowych, które są znane i powszechnie stosowane w sieciach SN, w reklozerach implementowane są również nieklasyczne funkcje zabezpieczeniowe. Zgodnie z instrukcją reklozera KTR Tavrida Electric [2] urządzenie tego producenta wyposażone jest w dodatkowe układy automatyki wspomagające stosowane automatyki sieciowej. Wśród nich można wyróżnić następujące funkcje:

- układ wykrywania zaniku zasilania
Funkcja ta zapewnia wyłączenie linii po wystąpieniu zaniku napięcia zasilania, ma zastosowanie przede wszystkim w przypadku reklozera sekcjonizującego, wspomagając samoczynne załączenie zasilania rezerwowego (SZR). Sposób działania tej funkcji opisano w [2].

Funkcja zabezpieczeniowa	Typ reklozera		
	GVR Recloser	THO-RC 27	KTR 27
Zab. nadprądowe	✓	✓	✓
Zab. nadprądowe zależne	brak danych	✓	✓
Zab. ziemnozwarciowe bezkierunkowe	✓	✓	✓
Zab. ziemnozwarciowe kierunkowe	✓	✓	✓
Zab. admitancyjne	✓	✓	✓
Zab. nadnapięciowe	✓	✓	✓
Zab. podnapięciowe	✓	✓	✓
Zab. nadczęstotliwościowe	✓	✓	✓
Zab. podczęstotliwościowe	✓	✓	✓
Zab. od asymetrii napięciowej	-	-	✓
Zab. od asymetrii prądowej	-	-	✓
Automatyka SPZ	✓	✓	✓
Automatyka SZR	✓	brak danych	✓
Zab. od zwarć montażowych*	-	-	✓
Układ wykrywania zaniku zasilania*	-	-	✓
Układ detekcji źródła zasilania*	-	-	✓
Układ pracy na linii*	-	✓	✓
Układ załączenia na zimne obciążenie*	-	-	✓

* nazwy produkcyjne

Tab. 4. Zestawienie funkcji zabezpieczeniowych wykorzystywanych przez producentów reklozerów

- układ detekcji źródła zasilania**

Funkcja ta uzależnia (adaptuje) sposób działania funkcji zabezpieczeniowych reklozera w zależności od tego, po której stronie zostało zidentyfikowane źródło zasilania. W przypadku linii promieniowych funkcja ta wykrywa obecność źródła zasilania po określonej stronie reklozera, zarówno w stanie zamkniętym, jak i otwartym wyłącznika. Zabezpieczenia reklozera pracują z wykorzystaniem swoich zasadniczych nastaw tak długo, jak długo stwierdzana jest obecność źródła zasilania po określonej stronie. Jak podaje producent, funkcja ta wykorzystuje algorytm zapewniający prawidłowe działanie w różnych stanach nieustalonych, w tym wywołanych np. rozruchem/zatrzymaniem silników podłączonych do linii, pracy generatorowej silnika itp. W przypadku linii pierścieniowych układ ten może wykrywać obecność źródła zasilania zarówno po stronie dodatniej, jak i ujemnej, w stanie zamkniętym lub otwartym reklozera [2].
- układ załączenia na zimne obciążenie**

Funkcja ta wykorzystywana jest tylko dla reklozerów zainstalowanych w liniach promieniowych, gdy linia charakteryzuje się zwiększonym poborem energii elektrycznej tuż po jej załączeniu w wyniku występowania specyficznych odbiorów. Celem tego układu jest zapobieganie zbędnemu wyłączeniu w sytuacji wystąpienia dużych przepływów prądów (np. prądów udarowych), wynikających m.in. ze zwiększonego zapotrzebowania na energię. Jak podaje producent [2], dzięki

zastosowaniu liniowo zmiennych zależności (narastających lub opadających) przy przeliczaniu wartości współczynników tej funkcji zapewnia się elastyczność doboru charakterystyk dla różnych systemów zasilania

- zabezpieczenie od zwarć montażowych**

Funkcja ta zapewnia bezzwłoczne wyłączenie po wystąpieniu stanu trwałej awarii. Zgodnie z [2], w porównaniu z klasycznym zabezpieczeniem nadprądowym zwarciovym funkcja ta posiada większą czułość działania przy zwarciach wieloprądowych dzięki wykorzystaniu składowych zgodnych prądu i napięcia.
- układ pracy na linii**

Funkcja ta stanowi zabezpieczenie od skutków zakłóceń zwarciowych, do których może dojść podczas prac związanych z eksploatacją linii. Zazwyczaj zabezpieczenie to nastawiane jest niżej (aby uzyskać większą czułość) niż zabezpieczenie nadprądowe oraz blokuje działanie automatyki SPZ na czas prowadzonych prac eksploatacyjnych. Układ ten zawiera dwa człony nadprądowe: dla zwarć fazowych oraz doziemnych [2]. Przedstawione rozważania dotyczące funkcji zabezpieczeniowych stosowanych w reklozerach wskazują na pojawianie się funkcji o złożonej, rozbudowanej, nieklasycznej funkcjonalności, niejednokrotnie wykorzystującej adaptacyjność nastaw zabezpieczeń. Cechy te mogą okazać się bardzo przydatne w przypadku instalowania reklozerów w sieci cechującej się obecnością rozproszonych źródeł energii lub złożoną strukturą.

2.4. Funkcje restytucyjne

Istotną cechą reklozerów jest możliwość realizacji funkcjonalności SZR. Należy podkreślić, że w przypadku automatyki SZR, stosowanej w rozdzielniach SN, układ ten jest realizowany w osobnym terminalu zabezpieczeniowym. Natomiast w przypadku reklozera – automatyka SZR stanowi jego integralną funkcjonalność jako uproszczona realizacja automatyki restytucyjnej dla sieci pierścieniowej.

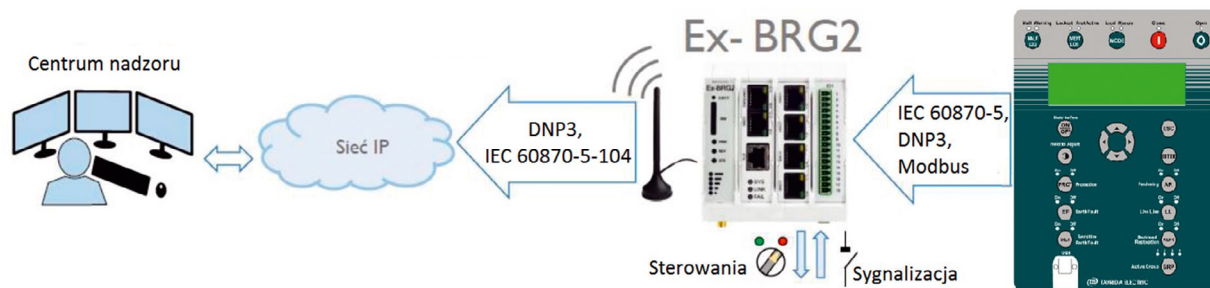
2.5. Komunikacja z systemem nadrzędnym

Stosowane rozwiązania komunikacyjne w analizowanych typach reklozerów przedstawiono w tab. 5.

Funkcjonalny diagram łączności z systemem nadrzędnym, stosowany w jednym z analizowanych typów reklozerów, przedstawiono na rys. 5. W rozpatrywanym przypadku komunikacja ta realizowana jest poprzez sterowniki Ex-mBEL_RC lub Ex-BRG2. Sterowniki te posiadają zaimplementowane standardowe protokoły komunikacyjne używane w energetyce, co pozwala na pełnienie roli koncentratora i konwertera protokołów. Ponadto

Komunikacja	Typ reklozera		
	GVR Recloser	THO-RC 27	KTR 27
Łączność z systemem nadzoru	Sieć Trunking, (TETRA), GPRS	Sieć Trunking, (TETRA), GPRS	Sieć Trunking, (TETRA), GPRS

Tab. 5. Systemy komunikacyjne wykorzystywane w reklozerach sieciowych wybranych producentów



Rys. 5. Diagram funkcjonalny komunikacji pomiędzy rekorderem KTR a centrum nadzoru [11]

pełnią one rolę koncentratorów danych – zbierają i gromadzą we własnej bazie danych informacje z podrzędnych sterowników obiektowych, modułów wejść/wyjść, a następnie udostępniają je urządzeniom nadrzędnym, np. serwerom centrum dyspozytorskiego. Pośrednictwo bazy danych pozwala na selekcję danych przekazywanych do jednostki nadrzędnej. Umożliwia to zmniejszenie obciążenia kanałów transmisyjnych, co jest szczególnie istotne w przypadku łączności radiowej. Pozwala to również na dostosowanie tempa przekazywania danych do możliwości kanału komunikacyjnego i urządzeń je obsługujących [11].

Zapewnienie komunikacji pomiędzy rekorderem zainstalowanym w głębi ciągu liniowego sieci SN i systemem nadrzędnym umożliwia m.in.:

- monitorowanie stanu pracy rekordera
- pozyskiwanie informacji o stanie pracy nadzorowanego obiektu – monitorowanie wybranych parametrów wielkości elektrycznych występujących w miejscu jego zainstalowania
- zdalną realizację czynności łączeniowych
- zapewnienie możliwości sterowania ruchem sieciowym z systemów SCADA operatorów systemów dystrybucyjnych.

Należy podkreślić, że sterowanie pracą rekorderów może występować zarówno w stanach normalnych, awaryjnych, jak i podczas stanów zakłóceń. Zatem szczególnie ważne jest, aby łącza teleinformatyczne, którymi przekazywana jest informacja pomiędzy rekorderem i systemem nadrzędnym, posiadały odpowiednią niezawodność transmisji sygnałów. Takie kryterium wydaje się spełnione dla łączności wykonanej z wykorzystaniem sieci Ethernet realizowanej drogą kablową oraz dla łączności radiowej wykorzystującej dedykowane urządzenia, np. łączność w standardzie TETRA (ang. *Terrestrial Trunked Radio*) [7]. Jak wskazano w publikacji [5], wykorzystanie powszechnie dostępnej klasycznej łączności GSM (ang. *Global System for Mobile Communications*) nie jest właściwym rozwiązaniem. Łączność ta nie jest wystarczająco niezawodna, aby można było ją wykorzystać do przekazywania informacji pomiędzy rekorderem i systemem nadrzędnym. Wynika to głównie z tego, że łączność GSM jest podatna na tzw. efekty przepięcia. Bardzo często w czasie awarii sieci dystrybucyjnej zwiększa się liczba jednocześnie prowadzonych rozmów na danym obszarze, co może spowodować znaczące trudności (np. duże opóźnienia) w przesłaniu innych rodzajów danych. Mając powyższe na uwadze, producenci rekorderów do łączności z centrami nadzoru stosują zwykle przeznaczone do tego systemy komunikacyjne. Jednym z takich

systemów komunikacji bezprzewodowej, wykorzystywanych przez operatorów systemu dystrybucyjnego, jest system komunikacji trunkingowej TETRA [14]. Zastosowany w tym systemie trunking cyfrowy jest podstawowym kanałem transmisji danych z obiektów, ponieważ zapewnia niezależny od zewnętrznych operatorów dostęp do informacji zawartych w obiektach zlokalizowanych głęboko w sieci.

Bazując na wykorzystywanych systemach łączności rekorderów z systemami nadrzędnymi, sprawdzonymi w rzeczywistych aplikacjach pracujących w sieciach dystrybucyjnych, istnieje możliwość realizacji obszarowego systemu automatyki, który mógłby pozyskiwać informacje z nadzorowanego obszaru sieciowego i zdalnie dokonywać operacji łączeniowych w tym obszarze.

3. Podsumowanie

Przegląd funkcjonalności rekorderów pozwala wnioskować, że:

- zdolność łączeniowa rozpatrywanych rekorderów kształtuje się na podobnym poziomie
- aparatura pomiarowa stosowana w rekorderach może być realizowana w oparciu o klasyczne i niekonwencjonalne przekładniki prądowe i napięciowe, przy czym niejednokrotnie niekonwencjonalne przekładniki mogą cechować się lepszymi właściwościami przetwarzania niż klasyczne rozwiązania [9]. Ponadto należy podkreślić, że rekordery posiadają bogate wyposażenie w aparaturę pomiarową, co jest bardzo korzystne z punktu widzenia możliwości realizacji różnych automatyk w tych rekorderach, np. automatyki SZR
- w rekorderach, oprócz klasycznych funkcji zabezpieczeniowych, zaimplementowane mogą być również dodatkowe funkcje, niejednokrotnie wykorzystujące adaptacyjność nastaw zabezpieczeń, np. w zależności od stanu pracy sieci
- systemy łączności zaimplementowane w rekorderach wykorzystują media przewodowe oraz bezprzewodowe. W rozpatrywanych przypadkach obydwa media występują łącznie, przy czym preferuje się łączenie rekorderów z systemem nadrzędnym za pomocą rozwiązań przewodowych jako bardziej niezawodnych.

W związku z powyższym stwierdza się, że rekordery instalowane w sieciach dystrybucyjnych SN mogą być wykorzystywane do przeprowadzenia poawaryjnej rekonfiguracji struktury sieci. Pozwoli to znacząco poprawiać niezawodność zasilania odbiorców w tej sieci. Ponadto, przy zagwarantowaniu odpowiedniego bezpieczeństwa i niezawodności transmisji sygnałów

pomiędzy reklozarami rozmieszczonymi w głębi sieci a jednostką nadrzędną, istnieje możliwość realizacji obszarowego systemu automatyki, który – bazując na informacjach pozyskiwanych z reklozerów rozlokowanych w nadzorowanej sieci – pozwalałby wypracowywać decyzje szczególnie dobrze dobrane do zaistniałych warunków pracy sieci. Zastosowanie takiego systemu mogłoby znacząco zredukować czas trwania przerw w zasilaniu odbiorców i dzięki temu zwiększać niezawodność pracy sieci.

BIBLIOGRAFIA

1. Bartodziej G., Sieci elektroenergetyczne w zakładach przemysłowych, cz. 2, Elektro-energetyczne stacje i linie, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa 1990.
2. Dokumentacja techniczno-rozruchowa samoczynnego napowietrznego wyłącznika próżniowego Reklozer KTR Tavrída Electric, październik 2014.
3. Dokumentacja techniczno-rozruchowa wyłącznika próżniowego VCB/TEL Tavrída Electric [online], www.tavrída.com [dostęp: 17.05.2017].
4. Instrukcja użytkowania automatycznego wyłącznika napowietrznego Reklozer THO-RC 27, ZPUE Koronea, Włoszczowa 2016.
5. Kalusiński K., Karbowski J., Systemy odbudowy zasilania w sieciach dystrybucyjnych SN, Konferencja Naukowo-Techniczna „Technologie w energetyce”, 27–29 kwietnia 2016.
6. Karta katalogowa wyłącznika napowietrznego GVR Recloser, Zakład Obsługi Energetyki [online], www.zoen.pl [dostęp: 17.05.2017].
7. Kossobudzki L., System TETRA, *Telekomunikacja i techniki informacyjne* 2005, nr 3–4.
8. Kojovic L.A., Beresh R., Practical Aspects of Rogowski Coil Applications to Relaying
9. IEEE Power Engineering Society – Special Report, September 2010.
10. Nandzik P., Porównanie technik pomiaru prądu stosowanych w samoczynnych wyłącznikach napowietrznych sieci SN, *Wiadomości Elektrotechniczne* 2016, nr 150.
11. Olejnik B., Alternatywne metody pomiaru średniego napięcia w elektroenergetycznej sieci rozdzielczej, Poznań University of Technology, *Akademic Journals* 2014, nr 78.
12. Papiernik J., Zabezpieczenia i telemechanika jako niezbędne elementy ISE – przegląd rozwiązań, Konferencja Naukowo-Techniczna „Technologie w energetyce”, 27–29 kwietnia 2016.
13. Regulacja jakościowa w latach 2016–2020 dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych, Warszawa, wrzesień 2015.
14. Tomecki M. i in., Nowy model opłat jakościowych sposobem na niezawodne dostawy energii elektrycznej, Raport Akademii Analiz i Mediów, Warszawa 2015.
15. Zrobek S., Komunikacja w systemie TETRA, Konferencja Naukowo-Techniczna „Technologie w energetyce”, 27–29 kwietnia 2016.

Paweł Nandzik

mgr inż.

Politechnika Śląska

e-mail: nand89@gmail.com

Doktorant w Instytucie Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej. Jego zainteresowania naukowe obejmują: automatykę zabezpieczeniową średnich oraz wysokich napięć, obszarowe systemy automatyki zabezpieczeniowej, rozproszone systemy odbudowy zasilania.

Piotr Rzepka

dr inż.

Politechnika Śląska

e-mail: piotr.rzepka@pse.pl

Adiunkt w Instytucie Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej, główny konsultant w firmie PSE Innowacje sp. z o.o. Zajmuje się zagadnieniami związanymi z działaniem automatyki zabezpieczeniowej i systemowej, modelowaniem i analizą stanów zakłóceń w systemie elektroenergetycznym, określeniem wpływu źródeł rozproszonych na funkcjonowanie układów sieciowych w stanach zakłóceń oraz obszarowymi systemami automatyki elektroenergetycznej do nadzoru klasycznych i autonomicznych struktur sieci z lokalnymi źródłami wytwórczymi.

Mateusz Szabliski

dr inż.

Politechnika Śląska

e-mail: mateusz.szabliski@polsl.pl

Asystent w Instytucie Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej, główny konsultant w firmie PSE Innowacje sp. z o.o. Zajmuje się zagadnieniami związanymi z systemami automatyki elektroenergetycznej układów sieciowych złożonych funkcjonalnie i konfiguracyjnie (w tym sieciami nasyconymi rozproszonymi źródłami wytwórczymi, sieciami typu smart), definiowaniem nowych, nieklasycznych rozwiązań przeznaczonych dla obszarowych systemów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej (w tym systemami wieloagentowymi, pomiarami synchronicznymi) oraz modelowaniem i symulacją warunków pracy obiektów elektroenergetycznych (zwłaszcza elektromagnetycznych stanów przejściowych).

Adrian Halinka

prof. dr hab. inż.

Politechnika Śląska

e-mail: adrian.halinka@polsl.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Śląskiej, od 1994 roku związany zawodowo z Instytutem Elektroenergetyki i Sterowania Układów Wydziału Elektrycznego Politechniki Śląskiej. Obecnie na stanowisku profesora. Obszar jego zainteresowań naukowych i badawczych koncentruje się przede wszystkim na: analogowym i cyfrowym przetwarzaniu sygnałów pomiarowych, adaptacyjnych częstotliwościowo algorytmach pomiarowych i decyzyjnych stosowanych w cyfrowej automatyce zabezpieczeniowej, technikach decyzyjnych wykorzystywanych w automatyce elektroenergetycznej, systemach automatyki elektroenergetycznej (zabezpieczeniowej) przeznaczonych dla struktur sieciowych ze źródłami generacji rozproszonej, obszarowych systemach automatyki zabezpieczeniowej bazujących na technikach pomiarów synchronicznych, automatyce pomiarowej, zabezpieczeniowej i sterującej w sieciach typu smart. Autor lub współautor ponad 170 publikacji naukowych, w tym książek i monografii wydanych w kraju i za granicą. Aktualnie pełni funkcję kierownika Zakładu Automatyki i Informatyki w Elektroenergetyce oraz kierownika Studiów Doktoranckich na Wydziale Elektrycznym Politechniki Śląskiej.

Dynamiczne zarządzanie zdolnościami przesyłowymi w systemach elektroenergetycznych

Autorzy

Waldemar Szpyra
Piotr Kacejko
Paweł Pijarski
Michał Wydra
Jarosław Kmak
Wiesław Nowak
Rafał Tarko

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

wpływ warunków atmosferycznych na obciążalność linii elektroenergetycznych, monitorowanie warunków pracy linii, sterowanie rozplływem mocy w systemie, optymalizacja

Streszczenie

W artykule omówiono wpływ obciążenia i warunków atmosferycznych na obciążalność elektroenergetycznych linii napowietrznych oraz metody wykorzystywane do wyznaczania dynamicznej obciążalności tych linii. Przedstawiono wybrane zagadnienia dotyczące systemu dynamicznego zarządzania przesyłem (SDZP), opracowanego w ramach projektu badawczo-rozwojowego GEKON, a w szczególności algorytm wyznaczania obciążalności linii w zależności od warunków atmosferycznych oraz algorytm sterowania rozplływem mocy wykorzystywany, gdy obciążalność niektórych linii jest w danych warunkach niewystarczająca. Przedstawiono również aspekty ekonomiczne zastosowania SDZP.

1. Wstęp

Obciążalność napowietrznych linii elektroenergetycznych zależy m.in. od panujących na danym terenie warunków atmosferycznych. Warunki te mogą się zmieniać w szerokim zakresie zarówno w czasie, jak i przestrzeni. W praktyce często wykorzystuje się obciążalność statyczną (np. letnią oraz zimową), określoną dla ściśle ustalonych warunków pogodowych. Takie podejście może powodować jednak ograniczenie wykorzystania zdolności przesyłowych linii elektroenergetycznych, szczególnie zaprojektowanych na dopuszczalną temperaturę przewodów $+40^{\circ}\text{C}$. Obciążalność linii stanowi m.in. podstawę do optymalizacji pracy SEE i określania rozkładu generacji w systemie. Gdy obciążalność niektórych linii nie jest wystarczająca, konieczna jest zmiana rozkładu generacji mocy pomiędzy elektrownie. Powoduje to dodatkowe koszty na rynku bilansującym (koszty usuwania ograniczeń systemowych). Z powyższych względów dąży się do określania dynamicznej obciążalności przewodów linii elektroenergetycznych, w której wyznacza się zarówno obciążalność bieżącą (w danej chwili) na podstawie aktualnie panujących warunków atmosferycznych, jak i prognozowaną na podstawie prognozowanych warunków pogodowych.

Do określenia obciążalności linii elektroenergetycznych stosuje się podejście statyczne lub dynamiczne. Pod pojęciem obciążalności statycznej rozumie się maksymalną wartość prądu, jaki może płynąć w linii zaprojektowanej na dopuszczalną

temperaturę projektową przewodów, obliczoną przy ściśle określonych warunkach atmosferycznych (temperatura otoczenia, nasłonecznienie oraz prędkość i kierunek wiatru). Podejście dynamiczne pozwala na określenie obciążalności prądowej linii przy aktualnie panujących warunkach atmosferycznych, bezpośrednio na podstawie pomiarów temperatury lub zwisu przewodów, bądź pośrednio w oparciu o pomiary temperatury otoczenia, nasłonecznienia oraz prędkości i kierunku wiatru.

Warunki atmosferyczne, przyjmowane przy projektowaniu linii, są określane na podstawie uśrednionych wartości z wieloletnich obserwacji warunków atmosferycznych panujących na danym obszarze bądź zakłada się najgorsze możliwe warunki, tj. brak wiatru, maksymalną temperaturę otoczenia i maksymalne nasłonecznienie. W Polsce do określenia statycznej obciążalności przewodów przyjmuje się temperaturę otoczenia $+30^{\circ}\text{C}$, prędkość wiatru wiejącego prostopadle do linii $0,5\text{ m/s}$ i nasłonecznienie 900 W/m^2 . Do 1989 roku elektroenergetyczne linie przesyłowe były projektowane na temperaturę roboczą przewodów wynoszącą $+40^{\circ}\text{C}$. Norma [1] zalecała projektowanie linii na temperaturę przewodów $+60^{\circ}\text{C}$, przy czym decyzję o wyborze temperatury roboczej pozostawiano właścicielowi obiektu. Obecnie linie elektroenergetyczne są projektowane na dopuszczalną temperaturę roboczą $+80^{\circ}\text{C}$. W przypadku linii zaprojektowanych na temperaturę $+40^{\circ}\text{C}$, w niesprzyjających warunkach atmosferycznych, tj. przy temperaturze otoczenia powyżej

+30°C, dużym nasłonecznieniu i braku wiatru, temperatura przewodów może przekroczyć temperaturę projektową linii. W tych warunkach zwis przewodów może przekroczyć wartość dopuszczalną, a w konsekwencji spowodować zagrożenie bezpieczeństwa ludzi i urządzeń znajdujących się pod linią lub w jej pobliżu. Powoduje to konieczność ograniczania mocy przesyłanej takimi liniami, a nawet ich wyłączania. Z drugiej strony ograniczenie obciążenia linii do obciążalności statycznej wynikającej z temperatury projektowej w bardziej sprzyjających warunkach atmosferycznych (niższa temperatura otoczenia, duża prędkość wiatru lub małe nasłonecznienie) prowadzi do niepełnego wykorzystania obciążalności linii. Według efekcie, w obu przypadkach, rosną koszty zaopatrzenia w energię w związku z koniecznością usuwania ograniczeń systemowych. W 2013 roku koszty usuwania ograniczeń systemowych wyniosły 360 mln zł [2]. Wg [3] koszty ograniczeń sieciowych stanowią ok. 85–90% kosztów ograniczeń systemowych i w znacznej części wynikają z niewystarczającej zdolności przesyłowej linii elektroenergetycznych. Środkiem zaradczym może być przebudowa linii, co również powoduje wzrost kosztów, a ponadto proces inwestycyjny, ze względów formalnoprawnych często jest długi. W celu lepszego wykorzystania istniejących linii elektroenergetycznych stosuje się różne metody monitoringu.

2. Metody wyznaczania dynamicznej obciążalności linii napowietrznych

Metody wykorzystywane do określania obciążalności linii w aktualnie panujących warunkach atmosferycznych można podzielić na dwie zasadnicze grupy: bezpośrednie, w których podstawą jest pomiar temperatury, zwisu lub naciągu przewodu, oraz pośrednie na podstawie monitoringu warunków atmosferycznych.

Najbardziej dokładną metodą bezpośrednią jest pomiar naciągu przewodu za pomocą czujników tensometrycznych, instalowanych pomiędzy izolatorem odciągowym a konstrukcją przewodu. Wykorzystuje się tu bezpośrednią zależność pomiędzy naciągiem a zwisem przewodu. Na podstawie naciągu można również określić średnią temperaturę przewodu. Dodatkową zaletą tej metody jest to, że nie występuje bezpośredni kontakt czujników z elementami znajdującymi się pod napięciem.

Pomiarów zwisu przewodów dokonuje się przy wykorzystaniu lasera, radaru, ultradźwięków, a nawet sygnałów GPS. Do pośredniego pomiaru zwisu przewodu wykorzystuje się pomiar kąta nachylenia przewodu, na podstawie którego oblicza się krzywą zwisania przewodu. Do określenia zwisu przewodów wykorzystuje się również zjawisko tłumienia sygnałów wysokiej częstotliwości przesyłanych przewodem roboczym (na podstawie zależności tłumienia sygnału od średniej wysokości zawieszenia przewodów nad ziemią).

Do pomiaru temperatury przewodu wykorzystuje się czujniki zainstalowane na jego powierzchni lub przy wykorzystaniu włókien światłowodowych umieszczonych wewnątrz przewodu (wykorzystuje się tu efekt Ramana). Czujnik przymocowany na przewodzie mierzy temperaturę powierzchni przewodu, a z punktu widzenia określania zwisu istotna jest temperatura rdzenia, który jest odpowiedzialny za naciąg przewodu. Ponadto jest to również pomiar punktowy i wymaga zastosowania urządzeń do transmisji danych. Do pośredniego pomiaru temperatury przewodów wykorzystuje się czujniki podczerwieni lub replikę przewodu.

Dokładność różnych metod wykorzystywanych do określania dynamicznej obciążalności linii zależy m.in. od prędkości wiatru i obciążenia linii. W tab. 1 zestawiono zalety i wady różnych metod monitorowania dynamicznej obciążalności linii [4].

W praktyce do monitorowania dynamicznej obciążalności linii buduje się systemy wykorzystujące jednocześnie dwie lub więcej z wymienionych metod. Często systemy te, oprócz funkcji pomiarowych, wyposażone są w odpowiednie oprogramowanie, powiązane z systemami wspomagającymi pracę dyspozytorów oraz komórek zajmujących się planowaniem pracy sieci. Do najczęściej stosowanych obecnie rozwiązań należą systemy wykorzystujące stacje pogodowe do pomiaru warunków atmosferycznych oraz pomiar temperatury lub naciągu przewodów. Poniżej zostaną w skrócie omówione wybrane systemy monitorowania dynamicznej obciążalności linii.

3. System DOL

System do wyznaczania dynamicznej obciążalności linii (DOL), opracowany w Instytucie Energetyki Oddział Gdańsk, składa się ze stacji pogodowych (SP), mierników do pomiaru temperatury

Metoda	Zalety	Wady
Pomiar warunków atmosferycznych (stacja pogodowa)	Łatwa do zastosowania Bardzo dobra dla linii o małej gęstości prądu (ok. 0,5 A/mm ²)	Może wymagać intensywnej obsługi eksploatacyjnej Mała dokładność pomiaru przy małych prędkościach wiatru
Replika przewodu	Łatwa do zastosowania	Zmierzona temperatura przewodu może nie być reprezentatywna dla całej długości linii
Bezpośredni pomiar temperatury	Efektywnie zapobiega przekroczeniu dopuszczalnej temperatury przewodu	Zmierzona temperatura przewodu może nie być reprezentatywna dla całej długości linii
Pomiar naciągu	Bardzo dobra dla linii o dużej gęstości prądu (powyżej 1 A/mm ²) Duża dokładność w przypadku zastosowania w linii, w której występuje dużo sekcji naciągowych o podobnym naciągu przewodów	Może wymagać intensywnej obsługi eksploatacyjnej
Pomiar zwisu przewodu	Bardzo dobra dla linii o dużej gęstości prądu (powyżej 1 A/mm ²) Duża dokładność w przypadku zastosowania w linii, w której występuje dużo sekcji odciągowych o podobnym naciągu przewodów	Wiatr może wpływać na wartość zwisu przewodów
Metody kombinowane	Bezpieczne i dokładne	Wysokie koszty

Tab. 1. Zalety i wady różnych metod monitorowania dynamicznej obciążalności linii

zewnątrznej przewodu i wartości prądu płynącego w przewodzie MTP oraz z serwera systemu [5, 6].

Stacja pogodowa jest wyposażona w:

- czujniki do pomiaru temperatury otoczenia, prędkości i kierunku wiatru oraz nasłonecznienia
- modem GPRS do komunikacji z serwerem centralnym systemu DOL
- modem radiowy, pracujący na częstotliwości 433,2 MHz, do komunikacji z miernikiem temperatury przewodu i prądu płynącego przewodem
- baterie słoneczne, akumulator żelowy oraz przekształtnik do ładowania akumulatora.

Miernik MTP jest zasilany przez pole elektromagnetyczne wytworzone przez prąd płynący w przewodzie, na którym jest on zainstalowany. Dane pomiarowe są rejestrowane w określonych odstępach czasu i udostępniane za pośrednictwem modemu GPRS zainstalowanego w stacji pogodowej. Na podstawie pomierzonych wielkości oprogramowanie zainstalowane na serwerze systemu DOL wyznacza dynamiczną obciążalność linii, wykorzystując do tego model cieplny przewodu.

Oprogramowanie systemu DOL realizuje następujące funkcje:

- komunikacja ze stacjami pogodowymi
- akwizycja danych i aktualizacja bazy danych pomiarowych oraz danych charakterystycznych linii
- obliczanie wielkości zwisu i porównanie go z wartością dopuszczalną
- obliczanie dopuszczalnej obciążalności linii w aktualnych warunkach pogodowych oraz weryfikacja tych obliczeń na podstawie pomiarów temperatury przewodu
- współpraca z systemem dyspozytorskim w zakresie pobierania danych dotyczących aktualnego obciążenia linii oraz przekazywania obliczonej wartości dopuszczalnego obciążenia w istniejących warunkach pogodowych
- kontrola działania łączności GPRS.



Fot. 1. Zdjęcie rejestratora badawczego na przewodzie linii 400 kV [9]

4. System CAT-1

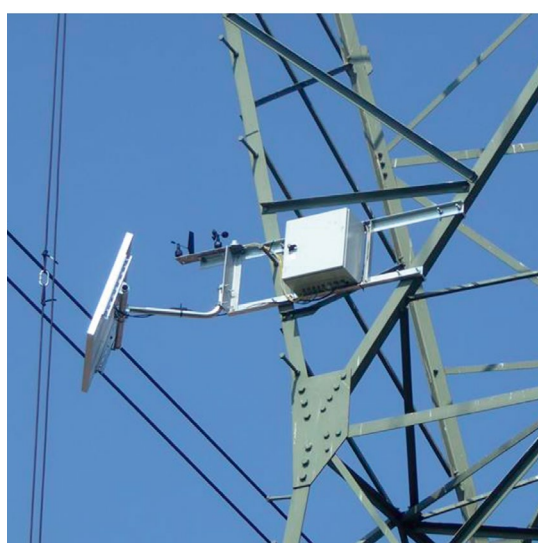
Pierwszy system monitorowania linii przesyłowych CAT-1, opracowany przez NEXANS COMPANY, został zainstalowany w Wirginia Power w 1991 roku. Od tego czasu zainstalowano ponad 300 takich systemów w ponad 100 przedsiębiorstwach energetycznych na pięciu kontynentach [7, 8].

System CAT-1 jest wyposażony w dwa czujniki do pomiaru naciągu przewodów, montowane pomiędzy konstrukcją wsporcza a izolatorami odciągowymi sąsiednich sekcji naciągowych linii, czujnik do pomiaru temperatury otoczenia oraz czujnik do pomiaru promieniowania netto NRS (*Net Radiation Sensor*). Czujnik NRS mierzy temperaturę nieobciążonego przewodu (uwzględniając skutki promieniowania słonecznego, wiatru, absorpcyjności i emisyjności powierzchni oraz stałej cieplnej przewodu), co pozwala dokładnie określić dynamiczną obciążalność linii. Czujnik ten jest montowany na takiej samej wysokości jak przewód roboczy linii, a więc w takich samych warunkach, jak przewód roboczy linii. Każdy system CAT-1 monitoruje jednocześnie dwie sąsiednie sekcje naciągowe linii. Dane pomiarowe są przesyłane do stacji bazowej, która może zbierać dane z czterech systemów CAT-1, a następnie do systemów EMS/ SCADA operatora sieci.

5. System dynamicznego zarządzania zdolnościami przesyłowymi

System dynamicznego zarządzania przesyłem (SDZP) został opracowany w 2016 roku w ramach programu badawczego GEKON [9]. System jest przeznaczony do wspomagania operatorów sieci (OSP i OSD) w zakresie:

- określania aktualnych (w danej chwili czasu) zdolności przesyłowych elektroenergetycznych linii napowietrznych 110 kV, 220 kV i 400 kV
- określania zdolności przesyłowych poszczególnych linii napowietrznych (110 kV, 220 kV i 400 kV) w krótkim horyzoncie czasowym (na kilka najbliższych dni)



Fot. 2. Zdjęcie stacji bazowej na słupie linii 400 kV [9]

- możliwości niwelowania przeciążeń linii poprzez przełączenia, zmianę mocy generowanej przez źródła
- określania zagrożeń mechanicznych dla linii ze strony szadzi i lodu na podstawie odczytów i prognoz
- tworzenia raportów ze zbieranych przez system danych.

W skład systemu wchodzi:

- stacja bazowa (SB) składająca się z koncentratora danych pomiarowych z rejestratorów badawczych, stacji pogodowej (pomiaru temperatury otoczenia, wilgotności względnej powietrza, nasłonecznienia, prędkości i kierunku wiatru), modułów komunikacji z rejestratorem oraz z serwerem, układu zasilania (akumulatory + moduł PV)
- rejestrator badawczy (RB) składający się z czujników do pomiaru prądu płynącego w przewodzie, temperatury i nachylenia przewodu względem poziomu, modułu komunikacji ze stacją bazową oraz akumulatora zasilanego przez przekładnik
- oprogramowanie.

Na fot. 1 pokazano rejestrator badawczy na przewodzie linii 400 kV Kozienice – Miłosna, a na fot. 2 stację bazową na słupie tej linii [9].

Beneficjentami systemu dynamicznego zarządzania zdolnościami przesyłowymi sieci elektroenergetycznej mogą być operatorzy sieci elektroenergetycznych (OSP i OSD) oraz podmioty korzystające z systemu elektroenergetycznego. Do podstawowych korzyści dla operatorów sieci wynikających z wykorzystania SDZP można zaliczyć:

- poprawę efektywności wykorzystania zdolności przesyłowych istniejących napowietrznych linii elektroenergetycznych WN i SN
- możliwość zwiększenia obciążalności linii bez konieczności rozbudowy infrastruktury sieciowej
- poprawę efektywności planowania rozwoju sieci WN i SN
- poprawę bezpieczeństwa energetycznego w zakresie prowadzenia ruchu w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE)
- optymalizację harmonogramu prowadzenia prac remontowych i eksploatacyjnych w sieciach WN i NN
- kontrolę *online* warunków pracy źródeł wytwórczych, uwzględniając również poziomy dopuszczalnej generacji w elektrowniach wiatrowych
- kontrolę warunków rozwoju generacji rozproszonej, stanowiącą w przyszłości element systemu zarządzania pracą sieci typu Smart Grid
- wspomaganie zarządzania szeroko rozumianym ryzykiem w stanach krytycznych w pracy KSE
- ciągłą kontrolę zwiększonego obciążenia linii poprzez pomiar temperatury przewodu i wyznaczanie rzeczywistego zwisu przewodu
- poprawę bezpieczeństwa ludzi i urządzeń w otoczeniu linii elektroenergetycznych.

Drugą grupę beneficjentów stanowią podmioty korzystające z sieci elektroenergetycznych (wytwórcy energii elektrycznej, jej odbiorcy, a także prosumenci), którzy pośrednio odnoszą korzyści z zastosowania SDZP. System SDZP będzie stanowić

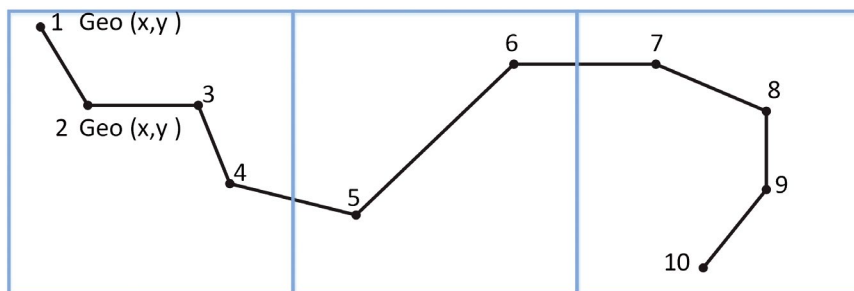
istotne narzędzie umożliwiające efektywne i bardziej elastyczne wprowadzenie do sieci energii elektrycznej pochodzącej z tych źródeł. Wdrożenie SDZP przyczyni się również do zmniejszenia kosztów ograniczeń systemowych na rynku bilansującym (RB), co powinno wpłynąć korzystnie na cenę energii na tym rynku.

6. Algorytm wyznaczania dopuszczalnej obciążalności linii (MW)

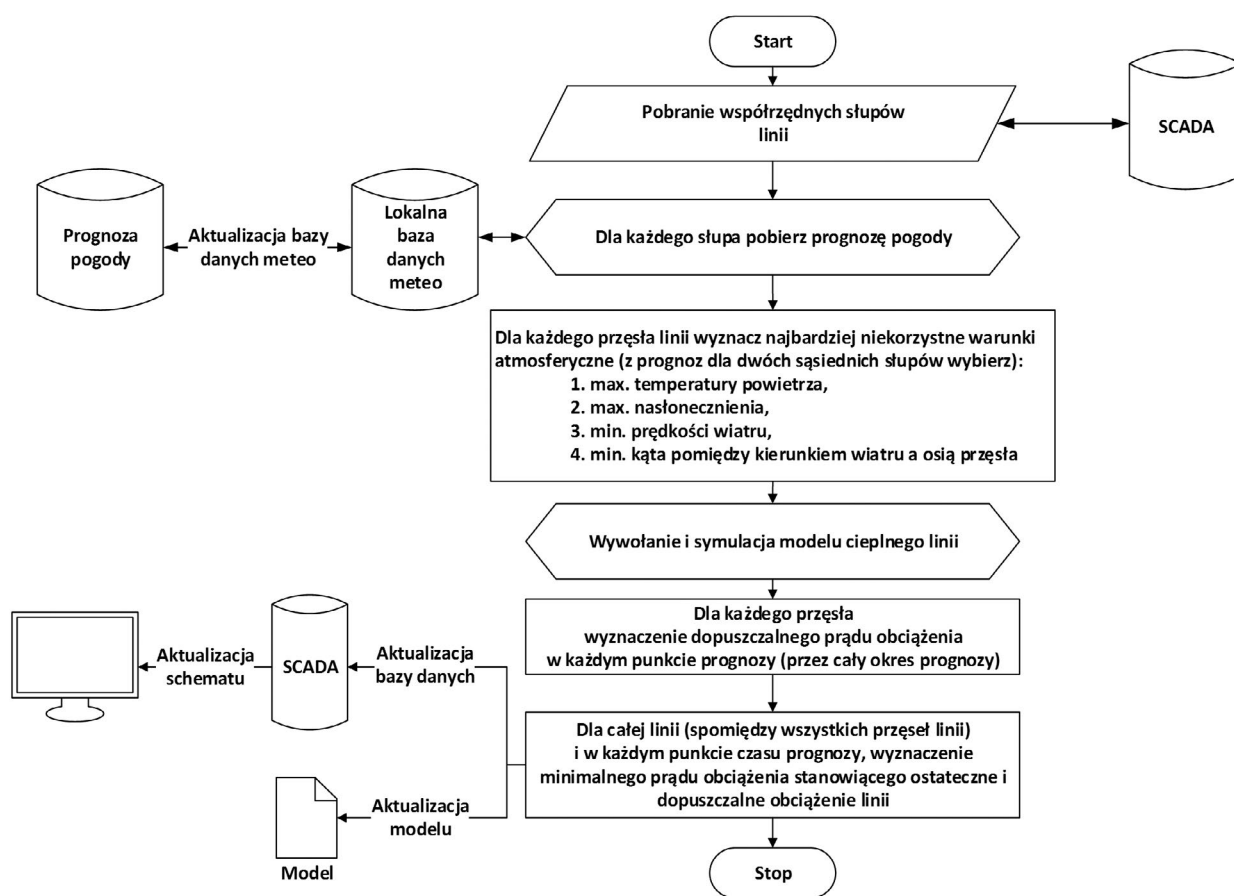
Algorytm wyznaczający dopuszczalne obciążenie linii w prognozowanych warunkach atmosferycznych ma za zadanie wyznaczać cyklicznie, maksymalną/dopuszczalną wartość takiego prądu płynącego w linii elektroenergetycznej, aby nie została przekroczona dopuszczalna temperatura przewodów. Wyznaczanie aktualnej lub prognozowanej dopuszczalnej obciążalności wykonywane jest w formie quasi-statycznej na podstawie wartości pomiarowych uzyskiwanych z systemu czujników na linii bądź na podstawie numerycznej prognozy pogody. W sytuacji przekroczenia prądu maksymalnego wyznaczany jest czas, po którym przewody linii nagrzeją się do temperatury krytycznej, powodując przekroczenie dozwolonego zwisu przewodów. W celu wyznaczenia aktualnej bądź prognozowanej dopuszczalnej obciążalności linii niezbędne są dane dotyczące linii elektroenergetycznych, tj. współrzędne geograficzne słupów linii (przekazane przez operatorów), charakterystyka przewodów linii (rodzaj przewodu, przekrój roboczy, liczba wiązek itp.) oraz wartości pomiarowe (lub prognozy) parametrów meteorologicznych wzdłuż trasy linii uzyskiwanych na podstawie współrzędnych słupów, tj.: temperatura powietrza atmosferycznego, prędkość i kierunek wiatru, nasłonecznienie.

Na podstawie tych danych można wyznaczać dopuszczalną obciążalność linii z wykorzystaniem modeli cieplnych przewodów wg standardów IEEE [10], CIGRE [11, 12] oraz modeli opracowanych w ramach projektu GEKON [9]. Prognoza pogody jest uzyskiwana cyklicznie co 6 godzin (zgodnie z działaniem numerycznego modelu atmosfery NCAA) i uruchamiany jest algorytm wyznaczający dopuszczalną obciążalność linii elektroenergetycznej. Algorytm, co ustalony interwał czasu, dokonuje procedury zapytania bazy danych prognozy pogody dla każdego słupa opisanego dwoma współrzędnymi geograficznymi (długość i szerokość geograficzna). Rozdzielczość prognozy pogody to kwadrat o boku 4 km. Horyzont czasowy prognozy to 60 godzin. Schemat przebiegu linii oraz siatka numerycznej prognozy pogody schematycznie została przedstawiona na rys. 1. Algorytm wyznacza dopuszczalne obciążenie linii dla każdego przęsła określonego przez współrzędne geograficzne dwóch sąsiednich słupów i wybiera dla danego przęsła najbardziej niekorzystne warunki meteorologiczne determinujące chłodzenie przewodu, tj.:

- maksymalną wartość temperatury powietrza atmosferycznego
- minimalną wartość prędkości wiatru
- minimalną wartość kąta natarcia wiatru w stosunku do osi przęsła wyznaczonego jako linia prosta pomiędzy dwoma słupami i określoną jako różnica kątów pomiędzy azymutem linii i azymutem wiatru (zmierzona lub prognozowana)
- maksymalną wartość nasłonecznienia.



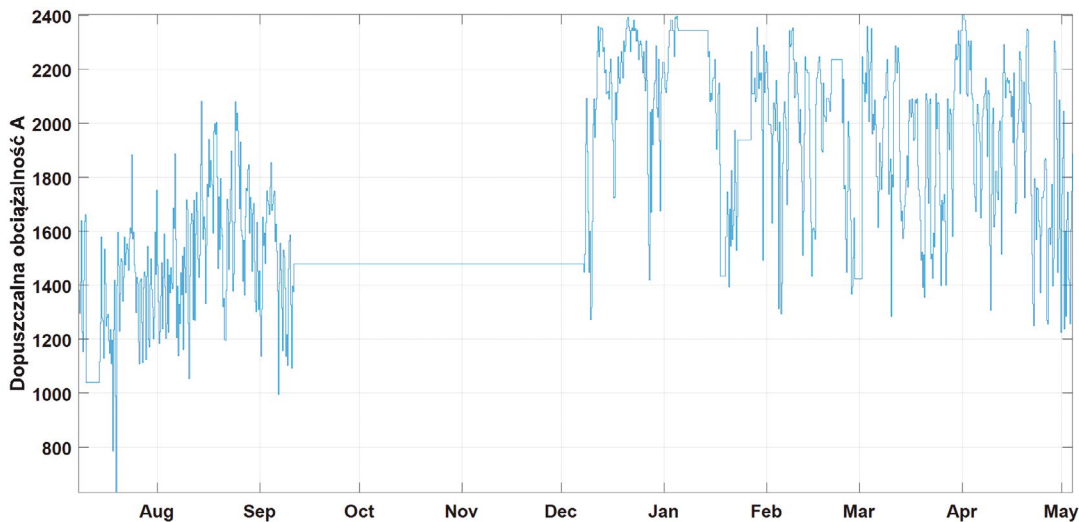
Rys. 1. Uproszczony geograficzny przebieg linii elektroenergetycznej oraz rozdzielczość numerycznego modelu prognozy pogody (siatka). Zaznaczono kolejne numery słupów linii, dla których uzyskuje się prognozy warunków meteorologicznych



Rys. 2. Algorytm wyznaczania dopuszczalnej obciążalności linii w prognozowanych warunkach atmosferycznych

Tak przyjęte dane pomiarowe, stanowiące parametry wejściowe do modeli cieplnych, pozwalają na wyznaczanie aktualnej dopuszczalnej obciążalności opomiarowanego odcinka linii. W przypadku prognozowania dopuszczalnych obciążeń całej linii algorytm tworzy dla każdej sekcji (przęsła) najbardziej niekorzystny scenariusz prognozowanych warunków atmosferycznych. W wyniku działania algorytmu uzyskuje się przebiegi w czasie poszczególnych parametrów meteorologicznych, dla których następnie dokonuje się obliczeń dopuszczalnej obciążalności poszczególnych przęseł tworzących linię. O dopuszczalnym prognozowanym obciążeniu całej linii decyduje pojedyncze przęsło o najniższym ze wszystkich dopuszczalnym prądzie obciążenia w dostępnym horyzoncie prognozy meteorologicznej.

Uruchamiany cyklicznie algorytm jest skoordynowany z numeryczną prognozą pogody i systemem dyspozytorskim SCADA. Na rys. 2 przedstawiono schemat blokowy algorytmu, a na rys. 3 wyznaczone wartości dopuszczalnych obciążeń linii. Analiza rys. 3 pozwala zauważyć, że w sierpniu w dwóch przypadkach dopuszczalna obciążalność linii była niższa od przyjmowanej statycznie, wynoszącej w okresie letnim 800 A. W pozostałym analizowanym okresie obciążalność dynamiczna była znacznie wyższa od obciążalności statycznej. Wartości dynamicznej obciążalności linii, wyznaczone na podstawie aktualnych pomiarów lub prognoz pogody, służą do aktualizacji modelu systemu wykorzystywanego do optymalizacji.



Rys. 3. Przebieg dopuszczalnej obciążalności linii 220 kV z przewodami AFLs-10 525

7. Algorytm sterowania rozptyłem mocy

System elektroenergetyczny stanowi zespół urządzeń powiązanych ze sobą i współpracujących w celu dostarczania odbiorcom energii elektrycznej (o odpowiedniej jakości). W systemie elektroenergetycznym następuje wytwarzanie, przesył i rozdział energii elektrycznej. Za wytwarzanie energii odpowiadają źródła wytwórcze, za przesył linie przesyłowe, natomiast rozdział energii odbywa się na poziomie sieci rozdzielczych. Chcąc, aby zachodziła pełna współpraca, muszą być zachowane wszelkie prawa i reguły dotyczące funkcjonowania obwodów elektrycznych. Ważne są również zagadnienia dotyczące bezpieczeństwa, niezawodności, różnych kryteriów ekonomicznych oraz sterowania pracą systemu elektroenergetycznego.

W ramach opisywanego w niniejszym artykule projektu stworzono aplikację pozwalającą optymalizować pracę systemu elektroenergetycznego. Zgodnie z założeniami może ona pracować na rzeczywistym modelu sieci elektroenergetycznej, natomiast sama optymalizacja – na modelu całej sieci bądź jej fragmencie. W trakcie realizacji projektu badano fragment sieci operatora systemu przesyłowego i dwóch operatorów systemu dystrybucyjnego.

Zadanie optymalizacyjne polega na znalezieniu najlepszego, z punktu widzenia przyjętego kryterium, rozwiązania przy jednoczesnym spełnieniu określonych ograniczeń.

Chcąc sterować pracą SEE, należy uwzględnić pełne warunki pracy sieci wraz z ograniczeniami. Konieczna jest znajomość odpowiednich danych, takich jak wektor sterowań \mathbf{s} (zawierający moce czynne \mathbf{P}_G i bierne \mathbf{Q}_G generowane w węzłach) oraz wektor wymuszeń \mathbf{w} (zawierający moce czynne \mathbf{P}_L i bierne \mathbf{Q}_L odbierane w węzłach), służących do wyznaczenia wektora stanu \mathbf{x} (zawierającego napięcia węzłowe i ich kąty). Przy takich oznaczeniach zadanie optymalizacyjne może być sformułowane w następujący sposób:

- funkcja celu zależy od specyfiki problemu, poszukuje się takiego wektora sterowań \mathbf{s} , który zapewni jej minimum – minimalizowane mogą być np. koszty albo straty mocy

$$F_C(\mathbf{x}, \mathbf{w}, \mathbf{s}) \rightarrow \min \quad (1)$$

- ograniczenia równościowe zapewniające spełnienie bilansu mocy dla wszystkich węzłów sieci oraz utrzymanie na określonym poziomie bilansu wymiany mocy z obszarami sąsiednimi

$$\mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{w}, \mathbf{s}) = \mathbf{0} \quad (2)$$

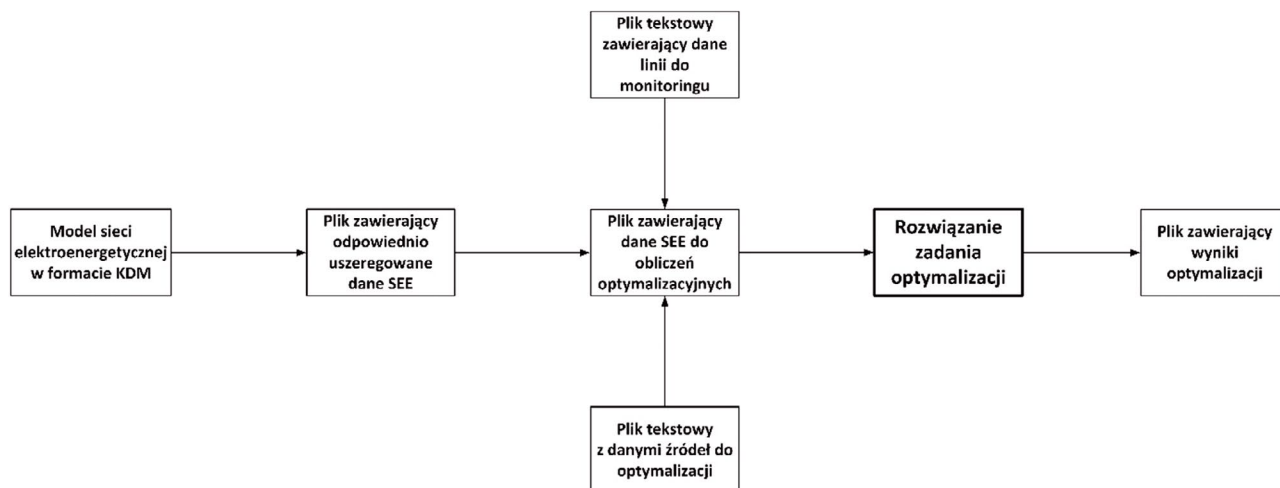
- ograniczenia nierównościowe zapewniające utrzymanie wartości elementów wektora stanu oraz wektora sterowań w zakresie określonym przez wymagania techniczne, jak też wielkości będących funkcją elementów wektora stanu (prądów płynących poprzez gałęzie sieci) na poziomach mniejszych od obciążalności dopuszczalnej

$$\mathbf{h}(\mathbf{x}, \mathbf{w}, \mathbf{s}) \geq \mathbf{0} \quad (3)$$

W projekcie za funkcję celu przyjęto funkcję kosztów związaną z generacją mocy w źródłach wytwórczych. Jako ograniczenia przyjęto:

- ograniczenia dopuszczalnych przepustowości gałęzi, dopuszczalnych obciążalności prądowych w przypadku linii elektroenergetycznych oraz mocy znamionowych w przypadku transformatorów
- ograniczenia związane z dopuszczalnymi wartościami mocy czynnych i biernych źródeł
- ograniczenia związane z dopuszczalnymi wartościami napięć w poszczególnych węzłach sieci
- ograniczenia związane z bilansem mocy oraz wymianą mocy z obszarami sąsiednimi.

Do rozwiązania tak postawionego zadania mogą być użyte różne metody optymalizacyjne. Mogą to być zarówno metody klasyczne, jak i heurystyczne. Ponieważ rozwiązanie powinno być uzyskiwane w trybie rzeczywistym, dlatego należy zastosować metody stosunkowo szybkie. Jedną z nich jest metoda programowania liniowego. Opiera się ona na linearyzacji zadania



Rys. 4. Schemat blokowy modułu optymalizującego

rozpływów mocy (metoda stałoprądowa) i zastosowaniu jednej z metod optymalizacji liniowej do rozwiązania zagadnienia (np. metoda Simplex). Jej zaletą jest szybkość uzyskiwania wyników, natomiast podstawową wadą stosunkowo mała dokładność wynikająca z pominięcia rezystancji elementów, braku bezpośredniego uwzględniania rozptyłów mocy biernej oraz przyjęcie założenia, że wartości napięć w każdym węzle są takie same. Inną, godną uwagi, jest metoda punktu wewnętrznego. Składa się ona z dwóch etapów. W pierwszym z nich następuje włączenie do funkcji celu ograniczeń nierównościowych z wykorzystaniem funkcji barierowej (np. funkcja logarytmiczna). Natomiast w drugim poszukuje się punktu optymalnego przy wykorzystaniu metody Newtona. Podstawowym założeniem metody jest: iteracyjne podejście do rozwiązania problemu, obszar dopuszczalny nie może być pusty, prawie wszystkie iteracje/działania powinny znajdować się wewnątrz dopuszczalnego obszaru.

Moduł optymalizacyjny wykonany został w środowisku programu MATLAB. Uzyskanie optymalnych wartości mocy węzłowych jest wynikiem stosunkowo złożonego i długotrwałego procesu obliczeniowego i czynności przygotowawczych.

Ogólnie rzecz biorąc, cała procedura rozpoczyna się od wczytania danych wejściowych (modelu sieci elektroenergetycznej) w formacie KDM, a następnie, za pomocą odpowiedniego programu, wygenerowanie pliku zawierającego informacje o modelu sieci, w formacie dostosowanym do dalszych obliczeń. Plik ten składa się z kilku sekcji odpowiadających danym poszczególnych elementów.

Oprócz danych sieciowych przygotowywane są również dwa pliki z danymi gałęzi monitorowanych oraz źródeł podlegających optymalizacji.

Elementem wyjściowym jest plik tekstowy zawierający nazwy generatorów i wartości optymalnych mocy czynnych. Moduł optymalizacyjny pracuje według algorytmu, którego schemat blokowy przedstawiono na rys. 4.

Zastosowana metodyka rozwiązania analizowanego zagadnienia optymalizacyjnego pozwala na pracę z pełnym modelem sieci Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE). Obliczenia optymalizacyjne trwają stosunkowo krótko. Oczywiście im

większa sieć, tym czas uzyskania rozwiązania, ze względu na rosnący wymiar zadania, jest dłuższy.

Jednak w przypadku obliczeń na pełnym modelu sieci KSE zdarza się, że optymalizacja nie jest skuteczna. Jest to spowodowane tym, że niektóre gałęzie w modelu są przeciążone już w stanie początkowym. Dlatego redukcja modelu do odpowiednio mniejszych rozmiarów wydaje się odpowiednim zabiegiem. Docelowo model sieci KSE został poddany operacji redukcji polegającej na wycięciu badanego obszaru. W ten sposób wymiar zadania optymalizacyjnego został znacznie zmniejszony, a czas dostosowania sieci (konwersja do odpowiedniego formatu) i obliczeń znacznie skrócone.

8. Aspekty ekonomiczne zastosowania SDZP

Dla oceny efektywności zastosowania SDZP konieczna jest znajomość nakładów na instalację i kosztów eksploatacji systemu oraz wymiernych korzyści wynikających z jego zastosowania. O ile określenie nakładów inwestycyjnych i kosztów eksploatacji nie naraża większych problemów, to dokładne określenie korzyści jest bardzo trudne, zwłaszcza w sytuacji wdrażania nowego produktu.

Nakłady inwestycyjne na instalację SZDP dla jednego klienta można obliczyć z zależności:

$$K_{SDZP} = n_{SB} \cdot C_{SB} + n_{RB} \cdot C_{RB} + n_p \cdot K_{pg} + K_S \quad (4)$$

gdzie: C_{SB} – cena stacji bazowej, zł/szt., C_{RB} – cena rejestratora, zł/szt.; K_{pg} – koszt pomiarów geodezyjnych, zł/przęsło; K_S – koszt instalacji software, zł/klienta; n_p – liczba przęseł opomiarowanych, szt.; n_{SB} – liczba stacji bazowych, szt.; n_{RB} – liczba rejestratorów, szt.

Istotnym składnikiem nakładów na instalację systemu SDZP są pomiary geodezyjne – stanowią one ok. 30% całkowitych kosztów.

Dla określenia wpływu liczby lokalizacji stacji bazowych na jednostkowe koszty instalacji wykonano obliczenia jednostkowych kosztów instalacji przy założeniu, że jedna stacja bazowa

obsługuje dwie sąsiednie sekcje naciągowe linii (co jest równoznaczne z obsługą dwóch przęseł), przy czym w każdym przęśle są zainstalowane dwa rejestratory (dla zapewnienia redundancji pomiarów). Obliczono też koszty roczne eksploatacji systemu SDZP w zależności od liczby lokalizacji. Obliczenia wykonano dla 10-letniego okresu wycofania kapitału, stopy dyskontowej $p = 8\%$ i współczynnika kosztów eksploatacyjnych stałych $k_{es} = 0,04$. W obliczeniach kosztów rocznych pominięto koszty energii zużywanej przez system (stacja bazowa jest zasilana przez moduł PV, a pobór energii przez rejestrator jest pomijalny), pominięto też koszty zawodności (sieć WN i NN pracuje w układzie zamkniętym, zatem nie wystąpią przerwy w zasilaniu odbiorców, a koszty napraw elementów systemu mieszczą się w kosztach eksploatacyjnych). Zależność jednostkowych kosztów instalacji od liczby lokalizacji pokazano na rys. 5, a zależność poszczególnych składników kosztów rocznych od liczby lokalizacji na rys. 6.

Z analizy rys. 5 wynika, że przy większej od 5 liczbie lokalizacji u jednego klienta koszty instalacji SDZP mieszczą się w przedziale 76–80 tys. zł/lokalizację.

Dla oceny opłacalności zastosowania SDZP obliczono zdyskontowane koszty instalacji i 10-letniej eksploatacji tego systemu w 4 liniach napowietrznych 110 kV. Sumę zdyskontowanych kosztów obliczono z zależności:

$$K_D = K_{SDZP} + (n_{SB} \cdot C_{SB} + n_{RB} \cdot C_{RB} + K_S) \cdot k_{es} \cdot \sum_{t=1}^{N_a} (1 + p/100)^{-t} \quad (5)$$

gdzie: N_a – okres analizy, lata.

Założono dwa warianty opomiarowania: a) – opomiarowanie wszystkich sekcji naciagowych, b) – opomiarowanie tylko wybranych sekcji. Ponadto założono, że każda stacja bazowa obsługuje dwie sekcje naciągowe, a w każdej sekcji zainstalowane są dwa rejestratory. Koszty te porównano z nakładami inwestycyjnymi na modernizację tych linii w celu ich dostosowania do wyższej temperatury pracy. Obliczono również okres, po którym wartość

zaktualizowana kosztów instalacji i 10-letniej eksploatacji zrówna się z oszczędnościami wynikającymi z odroczenia modernizacji linii. Oszczędności wynikające z odroczenia modernizacji linii obliczono z zależności:

$$O = K_L \cdot [1 - (1 + p/100)^{-N_o}] \quad (6)$$

gdzie: K_L – nakłady inwestycyjne na modernizację linii, zł; N_o – okres odroczenia modernizacji linii, lata

Dane dotyczące analizowanych linii oraz wyniki obliczeń zestawiono w tab. 2. W tablicy dla każdej linii podano długość odcinka wymagającego modernizacji, nakłady inwestycyjne K_L na dostosowanie tego odcinka do temperatury $+80^\circ\text{C}$ i/lub $+60^\circ\text{C}$, liczbę sekcji naciagowych, liczbę stacji bazowych n_{SB} , liczbę rejestratorów badawczych n_{RB} , nakłady na instalację SDZP, sumę zdyskontowanych kosztów systemu SDZP za okres 10 lat K_D , oraz okres N_o , po którym oszczędności wynikające z odroczenia modernizacji linii zrównają się z sumą zdyskontowanych kosztów systemu.

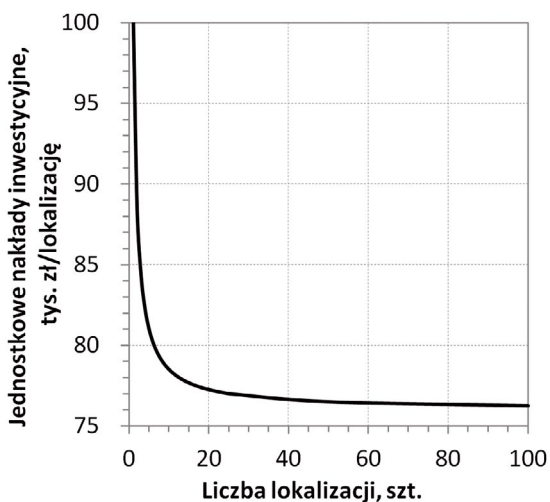
Z tab. 2 wynika, że nakłady inwestycyjne na instalację systemu SDZP są od 5- do 20-krotnie mniejsze od nakładów na dostosowanie linii do wyższej temperatury, a okres odroczenia modernizacji linii, po którym oszczędności z odroczenia zrównają się z sumą zdyskontowanych kosztów instalacji i 10-letniej eksploatacji systemu SDZP, mieści się w przedziale 1–4 lata.

9. Podsumowanie

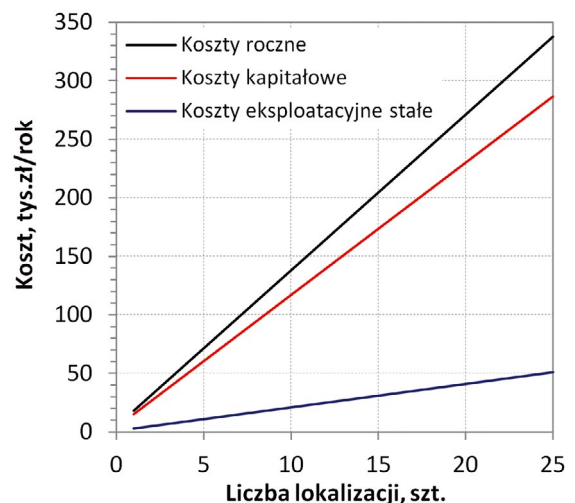
System SDZP może być wykorzystany zarówno w procesie prowadzenia ruchu sieci, jak i w procesie planowania jej pracy, np. na potrzeby rynku bilansującego.

Wykorzystanie SDZP przez dyspozytorów prowadzących ruch sieci może przyczynić się do poprawy ciągłości zasilania oraz uniknięcia zagrożeń wynikających ze zbliżenia się przewodów do ziemi lub krzyżowanych obiektów.

Zastosowanie systemu SDZP w procesie planowania może być skutecznym sposobem na wyeliminowanie części ograniczeń



Rys. 5. Jednostkowe nakłady inwestycyjne w zależności od liczby lokalizacji



Rys. 6. Składniki kosztów rocznych w zależności od liczby lokalizacji

Linia	Długość opomiarowanego odcinka	Wariant		Liczba			Nakłady inwestycyjne na		Zaktualizowane koszty SDZP za okres 10 lat, K_D	Okres odroczenia modernizacji linii, N_o
		modernizacji linii – dostos. do temp.	opomiarowania	sekcji naciągo-wych	n_{SB}	n_{RB}	modernizację linii K_L	instalację systemu SDZP, K_{SDZP}		
	[km]			[szt.]	[szt.]	[szt.]	[tys. zł]	[tys. zł]	[tys. zł]	[lata]
I	38,4	+80°C	a)	27	14	54	16 931	1 060	1 250	1,00
II	20,5	+80°C	a)	14	7	28	2 689	557	658	3,64
	10,5		b)	7	4	14	2 689	300	356	1,85
III	13,4	+80°C	a)	9	5	18	1 927	376	446	3,42
	8,6	+80°C	b)	6	3	12	1 927	253	310	2,28
		+60°C					1 648			2,70
IV	18,7	+80°C	a)	13	7	26	2 918	528	624	3,13
	1,7 + 2,4	+80°C	b)	3	2	6	2 918	148	201	0,93
		+60°C					2 731			1,00

Tab. 2. Porównanie kosztów modernizacji linii z kosztami systemu SDZP

systemowych, a tym samym obniżenie kosztów ich usuwania na rynku bilansującym.

Wykorzystanie SDZP może się również przyczynić do odsunięcia w czasie lub uniknięcia nakładów na dostosowanie linii do wyższej temperatury pracy. Dotyczy to w szczególności linii zaprojektowanych na dopuszczalną temperaturę przewodów +40°C i +60°C.

BIBLIOGRAFIA

- PN-E 05100-1:1998, Elektroenergetyczne linie napowietrzne. Projektowanie i budowa. Linie prądu przemiennego z przewodami gołymi.
- Zestawienie danych ilościowych dotyczących funkcjonowania RB w 2013 roku, Raport RB 2013 [online], <http://www.pse.pl/index.php?did=1716#top> [dostęp: 1.04.2017].
- Kądzielawa A., Bilansowanie i ograniczenia systemowe w warunkach rynku konkurencyjnego, *Rynek Energii* 2002, nr 5, s. 2–7.
- Dino A., Ketley A., Dynamic Transmission Line Rating. Technology Review, Hydro Tasmania Consulting, 30 July 2009, Report No 208478-CR-001.
- Babś A., Samotyjak T., Nagórski K., Zwiększenie zdolności przesyłowych linii 110 kV. Monitorowanie dopuszczalnego obciążenia, *Energia Elektryczna*, luty 2010, s. 20–23.
- Staszewski Ł., Habrych M., Zwiększenie możliwości przesyłowych napowietrznych linii elektroenergetycznych z zachowaniem wymaganego poziomu bezpieczeństwa, *Mechanizacja i Automatyka Górnictwa* 2014, nr 5(519).
- Dynamic Circuit Thermal Line Rating, Strategic Energy Research Consultant Report, California Energy Commission, October 1990.
- Karta katalogowa systemu CAT-1 [online], https://www.nexans.us/eservice/US-en_US/fileLibrary/Download_540145282/US/files/valley%20group_CAT-1.pdf [dostęp: 21.05.2017].
- Dynamiczne zarządzanie zdolnościami przesyłowymi sieci elektroenergetycznych przy wykorzystaniu innowacyjnych technik pomiarowych. Raport końcowy z realizacji Fazy B+R projektu SDZP w ramach Programu Gekon GEKON1/O2/214108/19/2014, Procesy Inwestycyjne sp. z o.o., Warszawa 2016.
- IEEE Standard for Calculating the Current – Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors IEEE Std 738-2012.
- CIGRE WG 22.12: The Thermal Behaviour Of Overhead Conductors, Section 1, 2: Mathematical Model for Evaluation of Conductor Temperature in the Steady State and the Application Thereof.
- CIGRE WG 22.12: The Thermal Behaviour Of Overhead Conductors, Section 4: Mathematical Model for Evaluation of Conductor Temperature in the Adiabatic State.

Artykuł powstał w wyniku realizacji projektu badawczego nr GEKON1/O2/214108/19/2014 zrealizowanego w ramach Programu Gekon.

Waldemar Szpyra

dr inż.

Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie

e-mail: wszpyra@agh.edu.pl

Dyplom inż. elektryka zdobył na Wydziale Elektrotechniki Górniczej i Hutniczej Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie (1975). Stopień doktora na Wydziale Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Elektroniki AGH w Krakowie (1998). Obecnie jest adiunktem w Katedrze Elektrotechniki i Elektroenergetyki AGH. Zajmuje się modelowaniem sieci i jej elementów, estymacją stanu pracy i optymalizacją sieci rozdzielczych, zastosowaniem metod sztucznej inteligencji w elektroenergetyce oraz efektywnością ekonomiczną w elektroenergetyce.

Piotr Kacejko

prof. dr hab. inż.

Politechnika Lubelska

e-mail: p.kacejko@pollub.pl

Jest absolwentem Wydziału Elektrycznego Politechniki Lubelskiej i jej pracownikiem od 1979 roku. Habilitację uzyskał w 1999 roku na Wydziale Elektrycznym Politechniki Warszawskiej, a tytuł profesora w 2006 roku. Prowadzi badania z zakresu analiz systemu elektroenergetycznego. Jest autorem kilkudziesięciu prac naukowo-badawczych oraz publikacji z tej dziedziny. Aktualnie zajmuje się problematyką oddziaływania rozproszonych źródeł wytwórczych na sieć elektroenergetyczną.

Paweł Pijarski

dr inż.

Politechnika Lubelska

e-mail: p.pijarski@pollub.pl

Studia na Wydziale Elektrotechniki i Informatyki Politechniki Lubelskiej ukończył w 2004 roku. Pracę doktorską obronił w 2012 roku. Od 2005 roku jest pracownikiem Politechniki Lubelskiej. Jego zainteresowania naukowe związane są obecnie z badaniem wpływu rozproszonego łokowania źródeł wytwórczych na pracę systemu elektroenergetycznego, wrażliwością elektroenergetycznych linii napowietrznych na zmiany mocy generowanych w źródłach wytwórczych oraz zastosowaniem różnych metod optymalizacji

Michał Wydra

dr inż.

Politechnika Lubelska

e-mail: m.wydra@pollub.pl

Adiunkt w Katedrze Sieci Elektrycznych i Zabezpieczeń Politechniki Lubelskiej. Od 2002 roku jest pracownikiem Wydziału Elektrotechniki i Informatyki. Stopień doktora uzyskał w 2008 roku. Specjalizuje się w modelowaniu dynamiki jednostek wytwórczych pracujących na potrzeby systemu elektroenergetycznego, estymacji stanu oraz dynamicznej obciążalności linii.

Jarosław Kmak

mgr inż.

Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie

e-mail: jkmak7@wp.pl

Absolwent kierunku energetyka, specjalność urządzenia, sieci i systemy elektroenergetyczne, w Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie. Obecnie uczestniczy w studiach doktoranckich na Wydziale Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Inżynierii Biomedycznej (AGH) w dyscyplinie elektrotechnika. Jego zainteresowania obejmują zagadnienia związane z zakłóceniami w systemach elektroenergetycznych, możliwościami zwiększania zdolności przesyłowej linii, systemami obciążalności dynamicznej.

Wiesław Nowak

dr hab. inż., prof. AGH

Akademia Górniczo-Hutnicza

e-mail: wieslaw.nowak@agh.edu.pl

Absolwent Akademii Górniczo-Hutniczej. Tytuł zawodowy mgr. inż. (1988), a następnie stopnie naukowe doktora (1995) oraz doktora habilitowanego (2006) w zakresie elektrotechniki uzyskał na Wydziale Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Elektroniki AGH. Od 1987 roku jest zatrudniony w Akademii Górniczo-Hutniczej, obecnie jako profesor nadzwyczajny AGH. Jego specjalnością naukową jest elektroenergetyka, a główne zainteresowania naukowe dotyczą analizy sieci elektroenergetycznych.

Rafał Tarko

dr inż.

Akademia Górniczo-Hutnicza

e-mail: rtarko@agh.edu.pl

Studia magisterskie na kierunku elektrotechnika, specjalność elektroenergetyka, ukończył na Wydziale Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Elektroniki AGH (2001). Stopień naukowy doktora uzyskał na tym samym wydziale (2007). Od 2001 roku pracuje w Katedrze Elektrotechniki i Elektroenergetyki AGH. Jego główne zainteresowania naukowe dotyczą analizy narażeń eksploatacyjnych i elektromagnetycznych stanów przejściowych w sieciach elektroenergetycznych.

Ograniczanie strat energii w elektroenergetycznych liniach przesyłowych w wyniku zastosowania nowych niskostratnych przewodów

Autorzy

Tadeusz Knych
Andrzej Mamala
Wiesław Nowak
Waldemar Szpyra
Rafał Tarko

[POWRÓT
DO SPISU TREŚCI](#)

Słowa kluczowe

elektroenergetyczne linie przesyłowe, przewody do linii napowietrznych, ograniczanie strat energii elektrycznej

Streszczenie

W artykule zaprezentowano wybrane wyniki badań wykonanych dla operatora sieci przesyłowej nad konstrukcją nowych, niskostratnych przewodów przewidzianych do stosowania w napowietrznych liniach elektroenergetycznych 400 kV. W szczególności omówiono wyniki porównania parametrów elektrycznych wybranych konstrukcji pojedynczych przewodów z przewodami referencyjnymi. Porównano również straty mocy i energii w liniach elektroenergetycznych z wiązkami wykonanymi z przewodów niskostratnych i obecnie stosowanych. Użycie w liniach przesyłowych nowych, niskostratnych przewodów pozwoli na redukcję strat w porównaniu ze stratami w liniach z przewodami referencyjnymi nawet o 30%.

1. Wprowadzenie

Minimalizacja strat energii w elektroenergetycznych systemach przesyłowych i dystrybucyjnych jest obecnie przedmiotem wnikliwych analiz i prac badawczych. Obok czynnika ekonomicznego szczególnej rangi nabiera czynnik ekologiczny (emisja CO₂) i formalnoprawny (regulacje na poziomie światowym, europejskim czy krajowym).

W 2015 roku straty energii i różnice bilansowe w polskim systemie elektroenergetycznym wyniosły 10 221 TWh, co stanowiło 6,2% energii elektrycznej zużywanej w Polsce (w 1990 roku straty wynosiły – 8,4%). Na przestrzeni 25 lat nastąpiło graniczenie strat energii o ponad 26%. Udało się to osiągnąć dzięki wdrażaniu przez operatorów sieci różnych programów ograniczania strat. Dalsze, znaczące ograniczenie strat energii w sieciach elektroenergetycznych można uzyskać poprzez zastosowanie oryginalnych rozwiązań materiałowych i konstrukcyjnych do budowy przewodów fazowych linii.

Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA (PSE) jako operator sieci przesyłowej prowadzą długofalowy program redukcji strat. W 2013 roku zaprojektowano i włączono do stosowania nowy przewód fazowy 408-AL1F/34-UHST o obniżonej w stosunku do AFL-8 350 rezystancji liniowej. Jego wdrożenie w liniach 400 kV, bez zmian konstrukcyjnych pozostałych elementów linii, umożliwiło zmniejszenie strat energii elektrycznej o ok. 15%.

Poszukiwanie dalszych możliwości ograniczania strat energii wymaga bardziej kompleksowego podejścia. W związku z tym PSE uruchomiło długofalowy program badawczy, którego celem było opracowanie nowych rozwiązań materiałowych i konstrukcyjnych umożliwiających dalsze obniżenie strat energii w liniach przesyłowych. Podejście to wymagało przeprowadzenia zakrojonych na szeroką skalę badań i analiz w celu wprowadzenia zmian technicznych w liniach 400 kV.

2. Charakterystyka analizowanych rozwiązań przewodów i zakres badań

Opracowano i poddano wielokryterialnej analizie nowe typy przewodów stalowo-aluminiowych (ACSR), jednorodnych ze stopów na osnowie aluminium (AAAC), stopowo-aluminiowych (ACAR) oraz wykorzystujących nośno-przewodzące rdzenie wykonane ze stopów na bazie miedzi. Jako materiały przewodzące do nowych przewodów wykorzystano aluminium (o czystości min. 99,5% Al), konwencjonalne stopy aluminium oraz nowoczesne stopy aluminium o podwyższonej przewodności elektrycznej, wysoko wytrzymałe i wysoko przewodzące stopy aluminium (wyselekcjonowane gatunki stopów AlMgSi). Rozpatrywano również przewody wykorzystujące wysoko wytrzymałe i wysoko przewodzące stopy miedzi, druty bimetalowe, miedziane aluminiowane lub aluminiowe miedziane,

stalowe aluminiowane. Do budowy rdzeni stalowych wykorzystywano klasyczne gatunki stali używanych do przewodów napowietrznych, jak również stale o wytrzymałości o blisko 40% wyższej niż standardowe [1]. Opracowano projekty przewodów przewidzianych do stosowania w wiązkach 3-przewodowych na istniejących konstrukcjach słupów oraz w wiązkach 3- i 4-przewodowych na nowych słupach. Projekty przewodów wykonano zgodnie z wymaganiami obowiązujących norm przedmiotowych [2, 3].

Badania obejmowały zagadnienia mechaniczne – wytrzymałość, zwisy, drgania, konstrukcje wsporcze; elektryczne – rezystancja, straty energii, pole elektryczne i magnetyczne, uloty; oraz środowiskowe – hałas od ulotu. Poniżej przedstawiono metodologię obliczania rezystancji przewodów oraz strat energii w liniach. Łącznie przeanalizowano 80 różnych konstrukcji przewodów.

W tab. 1 zestawiono podstawowe parametry przewodów niskoprądowych, wybranych po wstępnej selekcji do dalszych analiz. Podano: oznaczenie przewodu, średnicę zewnętrzną D_p , masę jednostkową przewodu m (dla przewodów z rdzeniem stalowym podano masę przewodu ze smarem), znamionową siłę zrywania RTS , znamionową jednostkową rezystancję przewodu R w temperaturze 20°C i 80°C. Przez zacieniowanie zaznaczono przewody wybrane do wdrożenia.

3. Metoda obliczania rezystancji przewodów

Rezystancja jednostkowa przewodu zależy od rezystywności ρ materiału, z którego jest wykonany przewód, oraz od jego przekroju poprzecznego s . Ponieważ rezystywność materiału zależy od temperatury, to również rezystancja zmienia się wraz ze zmianą temperatury przewodu. Rezystancję dla prądu stałego przewodu składającego się z kilku warstw drutów wykonanych z różnych materiałów, o różnych średnicach i różnej liczbie drutów w poszczególnych warstwach, oblicza się z zależności:

$$\frac{1}{R_{dc}} = \frac{\pi}{4} \sum_{i=1}^{L_w} \frac{n_i \cdot d_i}{\rho_i \cdot w_i} \quad (1)$$

gdzie: ρ_i – rezystywność materiału drutów w i -tej warstwie, d_i – średnica drutów w i -tej warstwie, L_w – liczba warstw przewodu, w_i – współczynnik wydłużenia drutów w i -tej warstwie w wyniku skręcenia.

Gdy przewodem płynie prąd przemienny, konieczne jest uwzględnienie zjawisk wynikających z oddziaływania zmiennego pola elektromagnetycznego, do których należą: efekt naskórkowości, a w przypadku przewodów z rdzeniem stalowym również straty w rdzeniu (prądy wirowe, histereza) oraz zmiana gęstości prądu w poszczególnych warstwach przewodu w wyniku oddziaływania zmiennego pola elektromagnetycznego (tzw. efekt transformatorowy) [4–7].

Rezystancję dla prądu przemiennego przewodu z rdzeniem (lub cylindrycznego) oblicza się z zależności:

$$R_{ac} = R_{dc} \left[1 + \left(\frac{\pi \cdot D_p^2}{4 \cdot \rho} \operatorname{Re} \left[\frac{\rho(1-i)}{\pi \cdot D_p \cdot \delta} \cdot \left(\frac{J_0(x)}{J_1(x)} \right) \right] - 1 \right) \cdot \left(1 - \frac{D_r}{D_p} \right) \right] \quad (2)$$

gdzie: D_p – średnica zewnętrzna przewodu, D_r – średnica rdzenia (lub wewnętrzna przewodu), ρ – rezystywność materiału przewodu, δ – głębokość wnikania pola elektrycznego, $J_0(x)$, $J_1(x)$ – funkcje Bessela zmiennej x , przy czym:

$$\delta = \sqrt{\frac{\rho}{\pi \cdot f \cdot \mu_0 \cdot \mu_r}} \quad (3)$$

$$x = \frac{(1+i) \cdot D_p}{2 \cdot \delta} \quad (4)$$

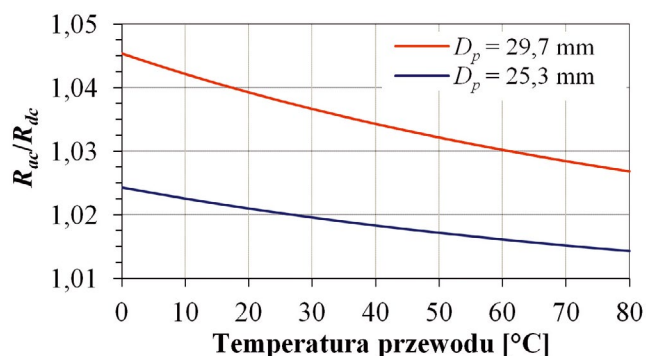
gdzie: f – częstotliwość, μ_0 – przenikalność magnetyczna próżni ($\mu_0 = 4 \cdot \pi \cdot 10^{-7}$ H/m), μ_r – przenikalność magnetyczna względna materiału, z którego wykonano przewód (dla aluminium $\mu_r \approx 1$).

Wpływ naskórkowości jest tym większy, im większa jest średnica przewodu i mniejsza rezystywność (rys. 1). Ze względu na małą średnicę i dużą rezystywność stali pomija się wpływ naskórkowości na rezystancję rdzenia stalowego.

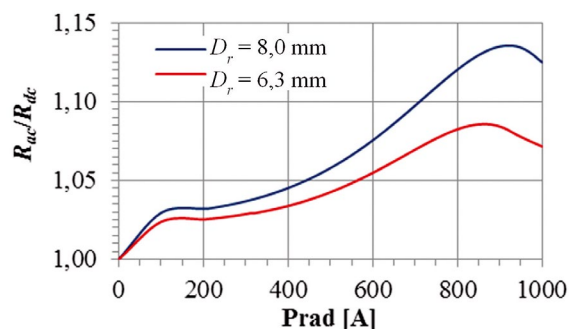
W przewodach z rdzeniem stalowym rdzeń jest otoczony jedną lub kilkoma warstwami drutów wykonanych najczęściej z aluminium. Prąd płynący w poszczególnych warstwach wytwarza zmienne pole elektromagnetyczne, którego efektem jest powstanie w rdzeniu strumienia magnetycznego – podobnie jak ma to miejsce w rdzeniu transformatora. W przewodach z parzystą liczbą warstw aluminiowych strumienie magnetyczne

Oznaczenie przewodu	468/24-A1F/UHST-261	502-A5F-261	159/352-A1F/A5F-261	437 AL1/46 CuAg	471/39-A1F/EHST-265	522-AL5	203/335-A1F/A5F-273	475 AL1/53 CuAg	350/24-A1F/UHST-227	357-A5F-222	225/137-A1F/A4F-224	403 AL1/52 14EHS
Typ	ACSR	AAAC	ACAR	Specjalny	ACSR	AAAC	ACAR	Specjalny	ACSR	AAAC	ACAR	Specjalny
D_p [mm]	26,1	26,1	26,1	26,1	26,49	29,7	27,26	27,3	22,7	22,19	17,6	25,2
m [kg/km]	1484,9	1402,5	1420,0	1624,6	1617,0	1441,9	1496,0	1822,0	1158,9	988,4	1007,2	1492,0
RTS [kN]	112,878	148,051	124,707	118,419	134,684	153,911	126,232	135,159	94,291	105,359	95,723	141,162
R_{20} [Ω /km]	0,06216	0,06434	0,06101	0,05909	0,06155	0,06121	0,05752	0,05360	0,08239	0,08954	0,08770	0,06943
R_{80} [Ω /km]	0,07719	0,07824	0,07471	0,07309	0,07643	0,07443	0,07054	0,06627	0,10231	0,10888	0,10573	0,08616
Przeznaczenie	Wiązka 3-przewodowa/słupy serii E33				Wiązka 3-przewodowa/nowa seria słupów				Wiązka 4-przewodowa/nowa seria słupów			

Tab. 1. Podstawowe parametry wybranych projektów przewodów niskoprądowych



Rys. 1. Zależność stosunku R_{ac}/R_{dc} od temperatury i średnicy przewodu



Rys. 2. Zależność stosunku R_{ac}/R_{dc} od wartości prądu płynącego przewodem i średnicy rdzenia stalowego

pochodzące od poszczególnych warstw praktycznie się znoszą i pozostaje niewielki strumień szczątkowy. Przy nieparzystej liczbie warstw aluminiowych strumień magnetyczny w rdzeniu osiąga znaczną wartość – tym większą, im większa wartość prądu. Efektem dużej wartości strumienia magnetycznego w rdzeniu są prądy wirowe oraz histereza, co powoduje dodatkowe straty mocy. Ponadto, w wyniku oddziaływań pól elektromagnetycznych wytwarzanych w poszczególnych warstwach aluminiowych, następuje zmiana rozpyłu prądu pomiędzy warstwy (prąd płynący w poszczególnych warstwach nie jest proporcjonalny do ich konduktancji). W wyniku nierównomiernego rozpyłu prądu pomiędzy warstwy powstają dodatkowe straty mocy w przewodzie. Sposób obliczania rezystancji dla prądu przemiennego przewodu z rdzeniem stalowym podano w [6].

Rezystancję przewodu dla prądu przemiennego oblicza się na podstawie mocy P_{ac} wydzielonej w przewodzie w wyniku prądu I płynącego przewodem:

$$R_{ac} = \frac{P_{ac}}{I^2} \quad (5)$$

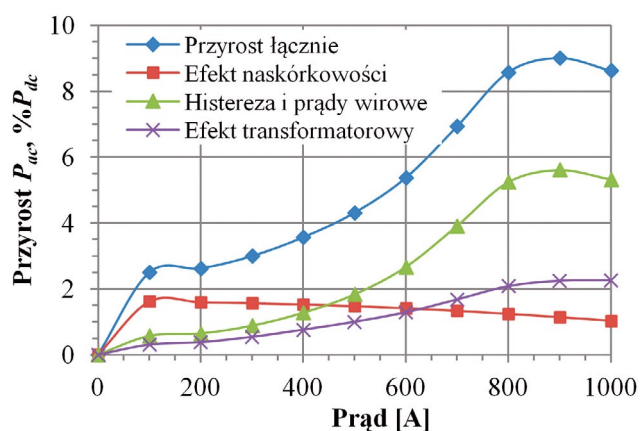
Wyznaczenie mocy P_{ac} wymaga rozwiązania równania bilansu cieplnego przewodu [7]:

$$P_{ac} + P_S - P_C - P_R = 0 \quad (6)$$

gdzie: P_{ac} – moc wydzielona w przewodzie w wyniku prądu płynącego przez przewód, P_S – moc zaabsorbowana przez przewód na skutek promieniowania słonecznego, P_C – moc oddawana z przewodu poprzez konwekcję, P_R – moc oddawana z przewodu poprzez promieniowanie.

Zależność stosunku R_{ac}/R_{dc} od średnicy rdzenia i wartości prądu płynącego w przewodzie z rdzeniem stalowym i trzema warstwami aluminiowymi pokazano na rys. 2.

Na rys. 3 pokazano natomiast wpływ poszczególnych zjawisk na przyrost mocy wydzielonej w przewodzie w wyniku przepływu prądu przemiennego, w stosunku do mocy wydzielonej w przewodzie przy przepływie prądu stałego.



Rys. 3. Wpływ zjawisk zachodzących w przewodzie przy przepływie prądu przemiennego na moc wydzieloną w przewodzie

4. Obliczenia strat energii w linii

Jednym z głównych czynników decydujących o wyborze przewodów były straty energii w linii. Chwilowe straty mocy są proporcjonalne do rezystancji, a ta zależy zarówno od temperatury przewodu, jak i prądu płynącego przez przewód. Obliczenie strat wymaga znajomości obu tych wielkości.

Rozwiązując numerycznie równanie bilansu cieplnego przewodu, otrzymuje się zarówno temperaturę przewodu, jak i moc wydzieloną w przewodzie w wyniku prądu płynącego przewodem w danej chwili czasu – jest to jednocześnie moc chwilowych strat w przewodzie.

Całkowite jednostkowe (na jednostkę długości) straty mocy w jednym torze linii oblicza się jako iloczyn liczby faz, liczby przewodów w wiązce L_{pw} i mocy P_{ac} wydzielonej w pojedynczym przewodzie:

$$\Delta P_L(t) = 3 \cdot L_{pw} \cdot P_{ac}(t) \quad (7)$$

Przyjmując $\Delta t = 1$ godz., a okres analizy 1 rok oraz zakładając, że wartość prądu płynącego linią i warunki atmosferyczne są stałe w czasie Δt , jednostkowe straty energii w linii można obliczyć z zależności:

$$\Delta E_L = 3 \cdot L_{pw} \cdot \sum_{t=1}^{t=8760} P_{ac}(t) \quad (8)$$

Obliczenia strat energii wykonano przy założeniu, że w liniach z projektowanymi przewodami płynie taki sam prąd jak w rzeczywistych liniach przesyłowych: Kozienice – Miłosna (KOZ-MIL), Rogowiec – Płock (ROG-PLO) i Płock – Grudziądz (PLO-GRU). Do obliczeń strat energii przyjęto wartości prądu płynącego w tych liniach zarejestrowane w 60-minutowych interwałach w okresie 1 grudnia 2014 – 30 listopada 2015. Warunki atmosferyczne (temperatura powietrza, prędkość i kierunek wiatru oraz natężenie bezpośredniego i rozproszonego promieniowania słonecznego) w poszczególnych godzinach ustalono na podstawie pomiarów w stacjach meteorologicznych położonych najbliżej linii, dla których wykonywano obliczenia. Maksymalne i średnie wartości prądu płynącego w poszczególnych liniach zestawiono w tab. 2.

W tab. 3 zestawiono przykładowe wyniki obliczeń strat energii w ww. liniach z wiązkami wykonanymi z dotychczas stosowanych przewodów, tj.: 2 × AFL 8-525, 3 × AFL 8-350 i 3 × 408-AL1F/34-UHST (przewody referencyjne) oraz z wiązkami wykonanymi z przewodów niskostratnych, tj.: 3 × 468/24-A1F/UHST-261 i 4 × 350/24-A1F/UHST-227. W tablicy zamieszczono też

Linia	Prąd maksymalny [A]	Prąd średni [A]
KOZ-MIL	1404,7	449,8
ROG-PLO	1217,2	525,9
PLO-GRU	1001,9	315,8

Tab. 2. Maksymalne i średnie wartości prądu płynącego w liniach

Linia	Przewody referencyjne			Przewody wybrane	
	2×AFL 8-525	AFL 8-350	408-AL1F/34-UHST	468/24-A1F/UHST-261	350/24-A1F/UHST-227
Straty energii w linii [MWh/km/rok]					
KOZ-MIL	211,6	198,9	175,0	153,0	148,5
ROG-PLO	245,3	230,8	203,0	177,7	172,8
PLO-GRU	101,0	95,1	83,6	73,3	71,4
Ograniczenie strat w stosunku do strat w linii z przewodami 3 × 2 × AFL 8-525 [%]					
KOZ-MIL		6,0	17,3	27,7	29,8
ROG-PLO		5,9	17,2	27,6	29,6
PLO-GRU		5,8	17,2	27,4	29,3
Ograniczenie strat w stosunku do strat w linii z przewodami 3 × 3 × AFL 8-350 [%]					
KOZ-MIL			12,0	23,1	25,4
ROG-PLO			12,0	23,0	25,1
PLO-GRU			12,1	22,9	25,0
Ograniczenie strat w stosunku do strat w linii z przewodami 3 × 3 × 408-AL1F/34-UHST [%]					
KOZ-MIL				12,6	15,1
ROG-PLO				12,5	14,9
PLO-GRU				12,4	14,7

Tab. 3. Wyniki obliczeń strat energii w liniach 400 kV z przewodami referencyjnymi oraz z przewodami niskostratnymi

wielkość ograniczenia strat w liniach z przewodami niskostratnymi w stosunku do strat w liniach z przewodami referencyjnymi. Z porównania wielkości ograniczenia strat w poszczególnych liniach wynika, że względne ograniczenie strat w niewielkim stopniu zależy od obciążenia linii.

5. Wnioski końcowe

Zastosowanie w liniach przesyłowych opracowanych, nowych, niskostratnych przewodów umożliwi ograniczenie strat w sieciach przesyłowych o ok. 12–15% w stosunku do strat w liniach z wiązkami wykonanymi z przewodu 408-AL1F/34-UHST, a w stosunku do linii z wiązkami wykonanymi z przewodów AFL 8-525 i AFL 8-350 nawet o 25–30%.

Praktyczne zastosowanie omawianych przewodów niskostratnych wymaga, w przypadku wiązek 4-przewodowych, wykorzystania nowej generacji konstrukcji wsporczych. Szersze omówienie wszystkich problemów dotyczących analizowanej w artykule problematyki zostało zamieszczone w pracy [8].

BIBLIOGRAFIA

1. Knych T., Elektroenergetyczne przewody napowietrzne. Teoria – materiały – aplikacje, Wydawnictwo Akademii Górniczo-Hutniczej im. Stanisława Staszica, 2010.
2. PN-EN 50182:2002. Przewody do linii napowietrznych – Przewody z drutów okrągłych skręconych współosiowo.
3. PN-EN 62219:2003. Przewody elektryczne do linii napowietrznych – Przewody skręcone warstwowo z drutów profilowych.

4. Morgan V.T., Price C.F., Magnetic properties in axial 50 Hz fields of steel core wire for overhead conductors", *IEE Proceedings* 1969, Vol. 116, No. 10, s. 1681–1694.
5. Zaborszky J., Skin and Spiraling Effect in Stranded Conductors, *AIEE Trans. PAS* 1953, Vol. 72, s. 599–603.
6. Alternating current resistance of helically stranded conductors, CIGRE Technical Brochure 345, Paris, April 2008.
7. Guide for Thermal Rating Calculations of Overhead Lines, CIGRE Technical Brochure 601, Paris, December 2014.
8. Knych T. i in., Opracowanie nowego rozwiązania systemu przewodów niskopratnych do przesyłu energii elektrycznej do linii elektroenergetycznych NN. Etap II, Praca badawcza AGH w Krakowie, Kraków, grudzień 2016.

Tadeusz Knych

prof. dr hab. inż.

Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie

e-mail: tknych@agh.edu.pl

Pracownik dydaktyczno-naukowy na Wydziale Metali Nieżelaznych Akademii Górniczo-Hutniczej im. Stanisława Staszica. Ma na swoim koncie 40 lat naukowo-przemysłowych doświadczeń w zakresie wysoko zaawansowanych technologii wytwarzania i przetwórstwa nowych materiałów na bazie metali nieżelaznych, ze szczególnym uwzględnieniem materiałów i aplikacji dla elektroenergetyki. Specjalista od projektowania i problematyki eksploatacyjnej kabli i przewodów.

Andrzej Mamala

dr hab. inż.

Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie

e-mail: amamala@agh.edu.pl

Od początku aktywności naukowej związany z Wydziałem Metali Nieżelaznych Akademii Górniczo-Hutniczej im. Stanisława Staszica. Jego główna aktywność zawodowa koncentruje się na nowych przewodowych materiałach metalicznych, technologiach kablowniczych, modelowaniu stanu mechanicznego i eksploatacji oraz projektowaniu przewodów napowietrznych, a także szeroko rozumianym przetwórstwie metali nieżelaznych i ich stopów.

Wiesław Nowak

dr hab. inż.

Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie

e-mail: wieslaw.nowak@agh.edu.pl

Absolwent Akademii Górniczo-Hutniczej. Tytuł zawodowy magistra inżyniera, a następnie stopnie naukowe doktora oraz doktora habilitowanego w zakresie elektrotechniki uzyskał na Wydziale Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Elektroniki AGH, odpowiednio w latach 1988, 1995 oraz 2006. Od 1987 jest zatrudniony w Akademii Górniczo-Hutniczej, obecnie jako profesor nadzwyczajny AGH. Jego specjalnością naukową jest elektroenergetyka, a główne zainteresowania naukowe dotyczą analizy sieci elektroenergetycznych.

Waldemar Szpyra

dr inż.

Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie

e-mail: wszpyra@agh.edu.pl

Dyplom inż. elektryka zdobył na Wydziale Elektrotechniki Górniczej i Hutniczej Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie (1975), a stopień doktora na Wydziale Elektrotechniki, Automatyki Informatyki i Elektroniki tej samej uczelni (1998). Obecnie adiunkt w Katedrze Elektrotechniki i Elektroenergetyki AGH. Zajmuje się modelowaniem, estymacją stanu pracy i optymalizacją sieci rozdzielczych, zastosowaniem metod sztucznej inteligencji w elektroenergetyce oraz gospodarką elektroenergetyczną i efektywnością przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej.

Rafał Tarko

dr inż.

Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie

e-mail: rtarko@agh.edu.pl

Studia magisterskie na kierunku elektrotechnika, specjalność elektroenergetyka, ukończył na Wydziale Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Elektroniki AGH (2001). Stopień naukowy doktora uzyskał na tym samym wydziale w 2007 roku. Od 2001 roku pracuje w Katedrze Elektrotechniki i Elektroenergetyki AGH, obecnie na stanowisku adiunkta. Jego główne zainteresowania naukowe dotyczą analizy narażeń eksploatacyjnych i elektromagnetycznych stanów przejściowych w sieciach elektroenergetycznych.

Zastosowanie wyłączników próżniowych w sieciach wysokich i najwyższych napięć

Autor

Paweł Kubek

[POWRÓT
DO SPISU TREŚCI](#)

Słowa kluczowe

próżniowa technika izolacyjna, wyłącznik próżniowy, wyłącznik SF₆

Streszczenie

W ostatnim czasie intensywnie wzrasta zainteresowanie operatorów sieciowych wykorzystaniem techniki próżniowej w sieciach napowietrznych wysokiego i najwyższego napięcia. Od wielu lat wyłączniki próżniowe są stosowane w sieciach średniego napięcia, jednak w minionych latach głównie ze względu na uwarunkowania środowiskowe technologia próżniowa rozwijana jest także w zakresie wysokich i najwyższych napięć. Zastosowanie wyłączników próżniowych w sieciach WN i NN wymaga uwzględnienia wielu czynników technicznych, które scharakteryzowano w artykule. Głównym celem artykułu jest dokonanie przeglądu rozwiązań wyłączników próżniowych wysokiego napięcia oraz ich porównanie z wyłącznikami z gazem SF₆. Artykuł zawiera także omówienie aspektów technicznych dotyczących wad i zalet, a także problemów dotyczących projektowania wyłączników próżniowych wysokiego napięcia.

1. Wprowadzenie

Powszechnie wykorzystywanymi wyłącznikami w sieciach wysokich i najwyższych napięć są obecnie wyłączniki pneumatyczne DLF (sieć 400 kV) oraz wyłączniki z sześćciofluorkiem siarki SF₆ (sieć 220 kV i 110 kV). Wykorzystywanie wyłączników pneumatycznych wymaga ciągłego utrzymywania ciśnienia w instalacji sprężonego powietrza, a więc obsługi sprężarek, co znacznie podnosi koszty eksploatacyjne takiego rozwiązania. Wymagane jest także utrzymywanie instalacji ciśnieniowej, obejmujące przeglądy i konserwacje jej poszczególnych elementów. Powietrze wprowadzane do instalacji ciśnieniowej powinno zostać oczyszczone i osuszone przez filtry. Sprężone powietrze w wyłączniku próżniowym jest wykorzystywane jako medium gaszeniowe łuku elektrycznego, stanowi także środek napędowy poszczególnych elementów ruchomych wyłącznika. W sieciach 110 kV i 220 kV wykorzystuje się głównie wyłączniki z sześćciofluorkiem siarki. Charakterystyczną cechą gazu SF₆, oprócz bardzo korzystnych własności elektroizolacyjnych, jest obecność w produktach jego rozkładu toksycznych i niebezpiecznych dla środowiska związków chemicznych. Zjawisko to jest szczególnie silne w wysokiej temperaturze roboczej, a więc w chwili degradacji gazu SF₆ na skutek oddziaływania łuku elektrycznego. Dodatkowo sześćciofluorek siarki należy do grupy gazów silnie cieplarnianych o długim czasie życia, dlatego – zgodnie z obowiązującymi regulacjami prawnymi dotyczącymi uwalniania szkodliwych związków do atmosfery – emisja gazu SF₆ powinna być ograniczona [1, 2]. Konkurencyjną do gazu SF₆ i intensywnie rozwijaną techniką izolacyjną jest technika próżniowa. Rozwiązania wynikające z wykorzystania próżni w wyłącznikach są znane od dawna, jednak szczególnie intensywny wzrost instalacji

wyłączników próżniowych datuje się od połowy lat 80. ubiegłego wieku, a obejmuje on przede wszystkim sieci średniego napięcia. Obserwacja tendencji rozwojowych techniki próżniowej wskazuje na jej intensywny rozwój głównie w krajach azjatyckich i pozwala przypuszczać, że w najbliższym czasie wyłączniki próżniowe mogą być powszechnie stosowane również w sieciach wysokich i najwyższych napięć. W porównaniu z wyłącznikami SF₆ wyłączniki próżniowe cechują się znacznie większą dopuszczalną liczbą wyłączeń prądów zwarciovych, bez konieczności rewizji bieguna rozłączającego tor prądowy. Kolejną korzystną cechą technologii próżniowej jest zmniejszenie prądu ucięcia do wartości ok. 5 A, a więc do poziomu odpowiadającego wyłącznikom wykonanym w innych technologiach. W komorach wyłączników próżniowych nie gromadzą się produkty rozkładu medium gaszącego i izolacyjnego powstałe w wyniku palenia się łuku elektrycznego. Dodatkowo przegląd biegunów wyłączników próżniowych jest łatwiejszy i mniej kosztowny, ze względu na przystępny dostęp do elementów toru prądowego. Jedynym trudno dostępnym elementem jest styk we wnętrzu komory próżniowej, ale wobec bardzo niewielkiej liczby elementów mechanicznych w komorze stykowej jej awaryjność jest praktycznie bliska zeru [3]. Wyłączniki próżniowe w sieciach wysokich i najwyższych napięć są od wielu lat stosowane przez operatorów zagranicznych. Zestawienie rozwiązań konstrukcyjnych wyłączników próżniowych o napięciu znamionowym wyższym niż 100 kV zamieszczono w tab. 1.

Według informacji zawartych w [1], począwszy od 2008 roku w Chinach rozpoczął się program badawczo-rozwojowy mający na celu dokonanie oceny techniki próżniowej w sieciach WN i NN. Od wielu lat technika próżniowa na napięciu wyższym

U_n	I_k	I_n	Izolacja zewnętrzna	Ciśnienie	Liczba komór	Kraj	Rok instalacji	Rodzaj konstrukcji	Siła napędowa
kV	kA	A		MPa					
204	25	800	SF ₆	0,07	2	Japonia	1985	GIS	sprężyna
204	40	2000	SF ₆	0,15	2	Japonia	2010	dead tank	sprężyna
168	31,5	2000	SF ₆	0,10	2	Japonia	1977	live tank	sprężyna
154	20	600	olej	–	2	Japonia	1977	dead tank	sprężyna
145	25	2000	SF ₆	0,10	2	Japonia	1976	live tank	sprężyna
145	40	2000	SF ₆	0,12	1	Japonia	2010	live tank	sprężyna
132	15	2000	SF ₆	–	8	W. Brytania	1968	live tank	sprężyna
126	40	1600	SF ₆	0,10	1	Kanada	2002	live tank	sprężyna
126	40	2000	SF ₆	0,10	1	Kanada	2005	live tank	sprężyna
126	40	2000	SF ₆	0,10	1	Kanada	2010	live tank	sprężyna
120	31,5	2000	SF ₆	0,15	1	Japonia	2006	dead tank	sprężyna

Tab. 1. Zestawienie konstrukcji wyłączników próżniowych stosowanych w napięciach powyżej 100 kV [2]

niż 100 kV jest wykorzystywana w krajach azjatyckich, USA i w Kanadzie.

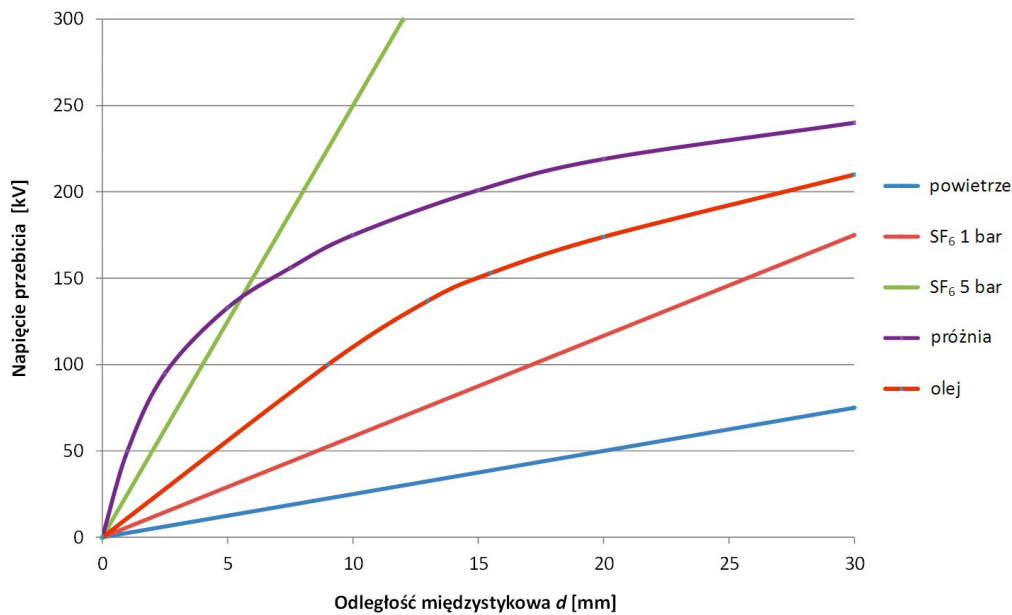
2. Charakterystyka próżniowej techniki łączeniowej w wyłącznikach elektroenergetycznych

Z fizycznego punktu widzenia próżnię można nazwać przestrzenią, w której nie znajdują się żadne cząstki obdarzone masą. Uzyskanie idealnej próżni, czyli takiej, w której występuje ciśnienie równe zero Pascala [Pa], jest prawdopodobnie mało osiągalne. Dlatego w rozumieniu technicznym próżnię można zdefiniować jako ośrodek o silnie rozrzedzonym gazie, w ciśnieniu znacząco niższym od atmosferycznego. Ze względu na bardzo ogólną definicję omawianego pojęcia wprowadzono klasyfikację próżni pod względem m.in. poziomu ciśnienia, liczby cząstek na centymetr sześcienny czy średniej drogi swobodnej cząsteczek w metrach [1]. Próżnia wytworzona w wyłącznikach próżniowych tworzy dobre warunki poprawiające łatwość gaszenia łuku elektrycznego, stanowi także izolację komór gaszeniowych. Budowa wyłączników próżniowych stosowanych w sieci wysokiego napięcia w znacznym stopniu przypomina budowę wyłączników próżniowych średniego napięcia. Jednym z istotnych ograniczeń wpływających na stosowanie wyłączników próżniowych w sieciach o napięciu 110 kV i wyższym jest układ geometryczny styków i komory stykowej, który wpływa na odległość międzystykową w zależności od poziomu wytrzymywanych napięć. Lektura piśmiennictwa w zakresie technologii próżniowej w sieciach wysokich napięć wskazuje na problemy związane z zaprojektowaniem i zbudowaniem jednoprzerwowej komory stykowej o wytrzymałości powyżej 145 kV. Problem ten wynika z kształtu charakterystyki wytrzymałości dielektrycznej w funkcji odległości międzystykowej dla komory próżniowej (rys. 1). Na podstawie przedstawionej rodziny charakterystyk widać, że w przypadku

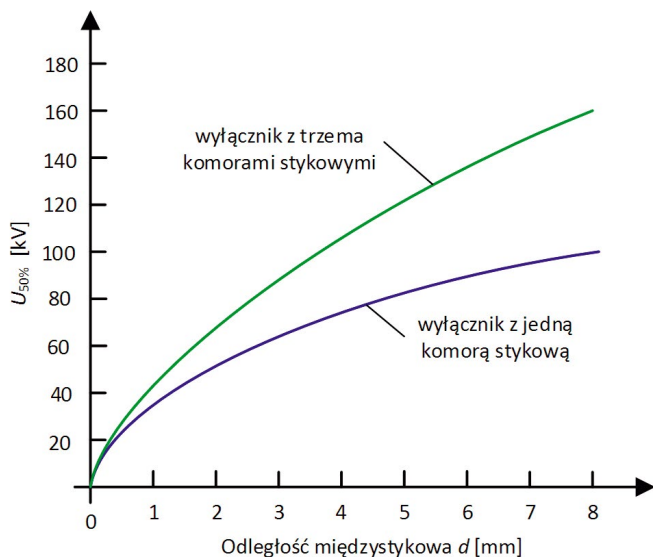
izolacji próżniowej, dla napięć wyższych niż 100 kV, wzrost odległości pomiędzy stykami nie przekłada się liniowo na zwiększenie wytrzymałości dielektrycznej, jak to ma miejsce w przypadku pozostałych mediów izolacyjnych.

Zapewnienie wyższych poziomów napięć wytrzymywanych wymaga zwiększenia odległości pomiędzy stykami, prowadząc tym samym to zwiększenia wymiarów geometrycznych komory stykowej. W sieciach wysokich i najwyższych napięć rozwiązaniem wykorzystywanym przez projektantów wyłączników próżniowych jest stosowanie kilku komór próżniowych połączonych szeregowo (najczęściej dwóch lub trzech), co w dużym stopniu podnosi poziom wytrzymywanego napięcia. Znaczne podwyższenie wartości napięcia wytrzymywanego (napięcia przebicia) jest widoczne po zastosowaniu szeregowego połączenia trzech komór próżniowych. Efekty w postaci podniesienia wartości napięcia wytrzymywanego, wynikające z szeregowego połączenia kilku komór próżniowych, pokazano na rys. 2. Na przykład, konstrukcja wyłącznika z jedną komorą stykową, przy odległości elektrod na poziomie 7 mm, zapewnia 50-proc. napięcie przebicia na poziomie 100 kV. Zastosowanie trzech komór stykowych połączonych szeregowo podnosi 50-proc. wartość napięcia, wytrzymywanego do 142 kV przy takiej samej odległości pomiędzy stykami. Porównanie wymiarów geometrycznych komór próżniowych stosowanych na różnych poziomach napięć zamieszczono na fot. 1.

Jak wynika z fot. 1, komora stykowa wykorzystywana w wyłącznikach próżniowych NN przyjmuje znaczne wymiary geometryczne. Jej długość pomiędzy dolnym i górnym kołnierzem wynosi 1300 mm, natomiast średnica zewnętrzna to 260 mm. Styk roboczy stanowią elektrody o średnicy 140 mm i odległości 80 mm. Komora próżniowa posiada dodatkowo szklany ekran o sumarycznej masie równej 70 kg.



Rys. 1. Charakterystyki wytrzymałości dielektrycznej w funkcji odległości pomiędzy stykami dla wybranych technik izolacyjnych [2]



Rys. 2. Charakterystyki 50-proc. napięcia przebicia w funkcji odległości międzystykowej dla pojedynczej i potrójnej komory próżniowej [2]



Fot. 1. Porównanie komór próżniowych stosowanych w wyłącznikach NN, WN i SN (od lewej strony) 245, 126 i 12 kV [6]

3. Wymagania techniczne dla elementów konstrukcyjnych wyłącznika próżniowego WN i NN

Główną cechą różniącą wyłączniki próżniowe stosowane w sieciach WN i NN jest rodzaj wykonania wyłącznika ze względu na konstrukcję zewnętrzną. Omawiane wyłączniki mogą być wyprodukowane w wykonaniu *dead tank* lub *live tank* (rys. 2). Podstawową różnicą cechującą konstrukcje typu *live tank* i *dead tank* jest miejsce położenia komory stykowej. Wyłączniki typu *live tank* posiadają komorę stykową pracującą na potencjale napięcia znamionowego linii, która jest odizolowana względem ziemi przez izolator wsporczy. Komora próżniowa wraz z izolatorami przepustowymi (lub przepustami aparatuowymi) znajduje się na pewnej wysokości. Według informacji zawartych w literaturze

wyłączniki w wykonaniu *live tank* są nieco tańsze od konstrukcji *dead tank*, zajmują także mniejszą powierzchnię. W konstrukcji typu *dead tank* komora stykowa znajduje się na uziemionej konstrukcji wsporczej, znajdującej się na niewielkiej wysokości nad powierzchnią ziemi, natomiast doprowadzenie toru prądowego do komory stykowej wykonane jest za pomocą izolatorów przepustowych. Według informacji zawartych m.in. w [2] techniki wykonania wyłączników próżniowych są zróżnicowane, przy czym w większości pracujących obecnie rozwiązań wybrano technologię *live tank*.

a)



Konstrukcja *dead tank*. Napięcie znamionowe: 168/204 kV; prąd znamionowy: 2000 A; prąd zwarciaowy: 40 kA; izolacja dodatkowa: SF₆; liczba komór próżniowych: 2/fazę; mechanizm: sprężynowo-zasobnikowy

b)



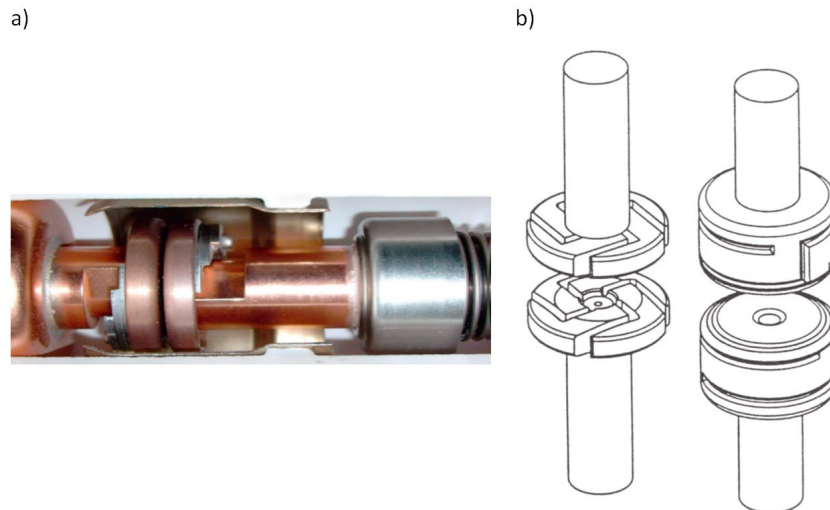
Konstrukcja *live tank*. Napięcie znamionowe: 168 kV; prąd znamionowy: 2000 A; prąd zwarciaowy: 31,5 kA; izolacja dodatkowa: SF₆; liczba komór próżniowych: 2/fazę; mechanizm: sprężynowo-zasobnikowy

Fot. 2. Konstrukcje wyłączników próżniowych 168/204 kV w wykonaniu *dead tank* (a) i *live tank* (b) wg [2]

Każdy wyłącznik pracujący w sieciach WN i NN składa się z wielu podzespołów, które powinny zapewnić niezawodną pracę w całym okresie eksploatacji i cechować się odpowiednimi wymaganiami technicznymi. Wykonanie właściwej podstawy (konstrukcji wsporczej) wynika z wybranej technologii wykonania wyłącznika (*live* lub *dead tank*). Konstrukcja wsporcza stanowi podstawę wyłącznika, która powinna być odporna na działanie sił dynamicznych w trakcie wykonywania operacji łączeniowych. W wyłącznikach próżniowych wysokiego napięcia ośrodek próżniowy stanowi izolację styków roboczych, zapewnia on bardzo dobre warunki gaszenia łuku elektrycznego. Dobór izolacji wyłącznika próżniowego, oprócz wytrzymałości elektrycznej przestrzeni międzystykowej, powinien uwzględniać wytrzymałość elektryczną całej obudowy wyłącznika. W celu zapewnienia wymaganego poziomu wytrzymałości napięciowej stosuje się zewnętrzną izolację komór próżniowych wykonaną z porcelany z dużą zawartością tlenku glinu. Ponadto w nowoczesnych rozwiązaniach konstrukcyjnych wykorzystuje się dedykowane rozwiązania techniczne, pozwalające na zwiększenie wytrzymałości dielektrycznej obrysu komory w postaci izolacji stałej (poliuretanowa, epoksydowa, silikonowa), która nakładana jest na komorę stykową. Innym rozwiązaniem jest zastosowanie izolacji gazowej w postaci gazu SF₆, suchego powietrza lub azotu [1]. Zewnętrzna izolacja komory musi zostać dobrana w odpowiedni sposób, tak aby mogła wytrzymać znormalizowane napięcia długotrwałe i przejściowe przyłożone do zacisków komory. Dodatkowo układ izolacyjny wyłącznika powinien być odporny na przepięcia szybko i wolno narastające oraz na przepięcia o częstotliwości sieciowej. Koordynacja izolacji powinna być zaprojektowana w taki sposób, aby po przekroczeniu znamionowego poziomu izolacyjnego wyłącznika przeskok występował na zewnątrz komór gaszących (w powietrzu), a nie w izolacji wewnętrznej wyłącznika [2].

W sieciach wysokich i najwyższych napięć, ze względu na nieliniową charakterystykę wytrzymałości dielektrycznej w funkcji odległości między elektrodami, konieczne jest stosowanie szeregowego połączenia kilku komór stykowych przypadających na jedną fazę. Rozwiązanie to pozwala na znaczne podwyższenie maksymalnego napięcia pracy wyłącznika, jednak budowa wyłącznika składającego się z dwóch lub więcej komór próżniowych powinna zostać poprzedzona analizami dotyczącymi rozkładu napięcia powrotnego po otwarciu styków wyłącznika. Rozkład potencjału między stykami otwartego wyłącznika zależy od rozkładu pojemności względem pozostałych elementów układu izolacyjnego i przy dużej niesymetrii tych pojemności może nie być rozkładem równomiernym. Stąd w sieciach WN i NN istnieje ryzyko nierównego rozłożenia napięcia powrotnego na szeregowo połączonych komorach stykowych, co w efekcie może doprowadzić do utraty wytrzymałości elektrycznej jednej z komór.

Wyłącznik próżniowy powinien być sterowany napędem sprężynowo-silnikowym. Pierwszym sposobem jest wykorzystanie wspólnego napędu dla wszystkich komór próżniowych (rozwiązanie takie jest stosowane w wyłącznikach 110 kV). Możliwy jest także indywidualny napęd dla każdego bieguna wyłącznika (wyłączniki 220 i 400 kV). Napęd wyłącznika próżniowego powinien zapewniać możliwość wykonania sekwencji łączeniowych określonych w specyfikacji projektowej. Dodatkowo powinien posiadać lokalną i zdalną sygnalizację stanu napędu, która powinna blokować SPZ w przypadku braku zaobrojenia napędu. Warto podkreślić, że ze względu na niewielki skok styku ruchomego wyłączniki próżniowe wymagają mniejszego zapotrzebowania na energię napędu i ich trwałość mechaniczna jest wyższa w porównaniu z wyłącznikami SF₆. Szacuje się, że średnia prędkość styków przy zamykaniu i otwieraniu wyłącznika próżniowego wynosi w przybliżeniu 1 m/s [7]. Do napędu wyłącznika



Rys. 3. Styki czołowe (a) oraz styki wytwarzające pole magnetyczne (b) stosowane w wyłącznikach próżniowych [2, 7]

próżniowego można rozważyć również wykorzystanie napędów zasobnikowych, stosowanych w wyłącznikach z sześciofluorkiem siarki.

W przeciwieństwie do wyłączników SF₆, w wyłącznikach próżniowych wykorzystywane są styki w układzie płaskim (czołowym). Styki te nie mają wydzielonej części głównej ani części opalnej, czyli miejsca, gdzie pali się łuk i następuje termiczna degradacja powierzchni stykowej (rys. 3). W uproszczeniu przewodzenie prądu przy zamkniętych stykach wyłącznika odbywa się w tych samych miejscach, w których pali się łuk w trakcie operacji łączeniowych. Materiał wykorzystywany do budowy styków, a szczególnie jego powierzchnia, powinien być odporny na wysoką temperaturę łuku elektrycznego [1, 2].

Materiał stykowy powinien wykazywać także niską rezystancję przejścia w stanie zamkniętym, w tym celu wykorzystywany jest kompozyt miedź-chrom [4]. Niezależnie od poziomu napięcia znamionowego zakłada się, że wyłączniki próżniowe będą zdolne do wyłączania prądów zwarciovych na poziomie kilkudziesięciu kiloamperów. Dla takich wartości prądów zwarciovych stosuje się dedykowane rozwiązania konstrukcyjne styków. Zazwyczaj wykorzystuje się specjalne ukształtowanie styków, tak aby przy przerywaniu prądów wytworzyć w przestrzeni międzystykowej poprzeczne pole magnetyczne (rys. 3a). Wtedy, podczas otwierania styków wyłącznika, powstający łuk elektryczny wprowadzany jest w bardzo szybki ruch po powierzchni styków, co sprawia, że powstały łuk nie powoduje lokalnych erozji termicznych powierzchni stykowych. Stosowanie specjalnych układów stykowych z promieniowym lub osiowym polem magnetycznym w znacznym stopniu eliminuje lokalne przegrzewanie powierzchni materiału stykowego, zapewniając tym samym dużą trwałość łączeniową wyłączników próżniowych.

Dodatkowo wyłączniki próżniowe powinny być zbudowane z podzespołów, które można wymieniać w trakcie eksploatacji jednostki. Istotne jest także uwzględnienie zjawisk i procesów termicznych, ponieważ odprowadzanie ciepła w próżni jest znacznie utrudnione i polega głównie na przewodnictwie cieplnym torów prądowych, dlatego w wyłącznikach o dużych prądach znamionowych konieczne jest stosowanie radiatorów

służących do odbioru ciepła z komory próżniowej. Odrębnym zagadnieniem jest kontrola stanu próżni wewnątrz bańki próżniowej. Zmniejszenie poziomu próżni wewnątrz komory wyłącznika prowadzi do pogorszenia właściwości dielektrycznych układu izolacyjnego, a także do ograniczenia zdolności przerywania prądów. Ubytek próżni może być spowodowany odgazowaniem materiałów wewnątrz komory, nieszczelnością połączeń spawanych czy lutowanych, a także przenikaniem gazów pomiędzy obudową a komorą. W komorach stosowanych w wyłącznikach próżniowych ryzyko utraty próżni jest szczególnie wysokie w przypadku rozszczelnienia mieszkań uszczelniających styk ruchomy. W wielu publikacjach czy zestawieniach katalogowych można znaleźć zapewnienia producentów o szczelności komór próżniowych stosowanych w wyłącznikach SN i WN. Jednak z punktu widzenia przewidywanego czasu życia wyłączników próżniowych, rozwój metod pomiarowych służących do oceny stanu i poziomu próżni wydaje się zasadny. Metody te powinny zapewniać oczekiwany poziom detekcji nieszczelności próżni w przedziale od 10⁻⁴ Pa (ewentualnie od 10⁻² Pa), czyli w zakresie dopuszczalnych maksymalnych ciśnień w komorze [1].

4. Koszt inwestycyjny wyłącznika próżniowego NN

Precyzyjne określenie wymaganych nakładów inwestycyjnych obejmujących koszty poszczególnych elementów wyłącznika próżniowego, mogącego pracować w sieci 110 kV i 220 kV, jest utrudnione. Według informacji zawartych m.in. w [2] koszty poszczególnych elementów konstrukcyjnych oraz układu sterowania wyłącznika rosną wraz ze wzrostem napięcia znamionowego. W konstrukcjach wyłączników pracujących na napięciu powyżej 145 kV przewiduje się znaczne zwiększenie sumarycznych kosztów inwestycyjnych, wynikających z konieczności rozbudowy wymiarów geometrycznych izolacji ceramicznej, a także z konieczności stosowania szeregowego połączenia kilku komór stykowych przypadających na jedną fazę. Eksploatacja wyłącznika próżniowego jest bardziej efektywna w porównaniu z innymi technikami łączeniowymi. Wykorzystanie próżniowej

Element konstrukcyjny wyłącznika	Koszty SF ₆ CB* na tle VCB**	Uwagi
Komora stykowa	SF ₆ CB < VCB	Wysokie koszty ceramicznej obudowy komory stykowej
Izolacja zewnętrzna	SF ₆ CB ≈ VCB	Wymiary zewnętrzne konstrukcji określone wytrzymałością dielektryczną
Połączenia i sterowanie natężeniem pola elektrycznego	SF ₆ CB ≈ VCB	Dla napięć ≤ 72,5 kV brak istotnego zróżnicowania, dla wysokich napięć szacuje się zwiększenie kosztów
Tor prądowy	SF ₆ CB < VCB	Konieczność stosowania radiatorów w wyłącznikach próżniowych, a także stopów o odpowiedniej twardości
Sterowanie stykami roboczymi	SF ₆ CB > VCB	Mniejszy skok przy zamykaniu/otwieraniu styków wyłącznika próżniowego

* SF₆ CB – wyłącznik z sześciofluorkiem siarki

** VCB – wyłącznik próżniowy

Tab. 2. Szacunkowe porównanie kosztów wyłącznika próżniowego na tle wyłącznika z SF₆ [2]

komory stykowej nie wymaga instalacji absorberów pochłaniających szkodliwe produkty rozkładu gazu SF₆, nie jest także wymagane utrzymywanie instalacji sprężonego powietrza. Próżniowa komora stykowa jest praktycznie bezobsługowa, za wyjątkiem badań poziomu ciśnienia wewnątrz bańki próżniowej, które wydają się konieczne dopiero po znacznym okresie eksploatacji danego wyłącznika. Szacuje się, że wymagane nakłady inwestycyjne do budowy wyłącznika próżniowego wysokiego napięcia są wyższe niż koszty budowy wyłącznika z gazem SF₆, jednak różnica ta jest akceptowalna z powodu uzyskanych korzyści w zakresie dopuszczalnej liczby łączeń oraz braku obecności gazu cieplarnianego i jego produktów rozpadu w komorze wyłącznika. Porównanie kosztów elementów składowych wyłącznika próżniowego i wyłącznika SF₆ zestawiono w tab. 2.

Na podstawie zgromadzonej dotychczas wiedzy szacuje się, że wytworzenie wyłącznika próżniowego do sieci wysokiego i najwyższego napięcia w produkcji seryjnej powinno zapewnić utrzymanie kosztów porównywalnych do kosztów budowy wyłącznika z gazem SF₆.

Wystąpienie wyższych kosztów wyłącznika próżniowego w porównaniu z kosztami wyłącznika z SF₆ jest akceptowalne do pewnego poziomu, ze względu na wiele korzyści uzyskanych w trakcie całego okresu eksploatacji, m.in. maksymalną liczbę łączeń, brak obecności gazu cieplarnianego i jego produktów rozpadu w komorze wyłącznika, bezobsługowość.

5. Podsumowanie i wnioski

Pomimo postępującego rozwoju techniki próżniowej w sieciach wysokich i najwyższych napięć należy wskazać stosunkowo ubogą dostępność pozycji literaturowych dotyczących praktycznych doświadczeń konstrukcyjnych i eksploatacyjnych wyłączników próżniowych. Obecnie wyłączniki próżniowe o napięciu znamionowym wyższym niż 200 kV są instalowane w krajach azjatyckich, szczególnie w Japonii. Wyłączniki próżniowe wykazują wysoką liczbę łączeń, co wynika z większej wytrzymałości układu styków roboczych, a więc znacznie mniejszej erozji styków łukiem

elektrycznym. Zjawisko to pozwala wykorzystać wyłączniki próżniowe do częstych operacji łączeniowych. Wyłączniki próżniowe cechuje stosunkowo mała wartość napięcia zapłonu łuku (znacznie mniejsza niż w wyłącznikach z gazem SF₆), na poziomie kilkudziesięciu woltów, a także krótki czas palenia łuku przy wyłączaniu prądów zwarciovych, który w stosowanych wyłącznikach próżniowych wynosi ok. 5–7 ms. Przeprowadzenie operacji łączeniowej wyłącznikiem próżniowym wymaga dostarczenia mniejszej wartości siły potrzebnej do otwarcia lub zamknięcia styków. Według informacji zawartych w [2] szacuje się, że wyłączniki próżniowe wymagają dostarczenia jedynie 20% wartości siły napędowej w porównaniu z wyłącznikami z SF₆. W wyłącznikach próżniowych o napięciach znamionowych powyżej 145 kV konieczne jest stosowanie szeregowego połączenia kilku komór stykowych, przy czym budowane dotychczas wyłączniki z gazem SF₆ wymagają takiego rozwiązania dla znacznie wyższych napięć znamionowych. Zdolności łączeniowe prądów roboczych do 2500 A są porównywalne względem pozostałych technologii, według informacji literaturowych dla prądów obciążenia większych od 2500 A pojawiają się ograniczenia w technologii próżniowej związane z odprowadzaniem ciepła z komory stykowej. Szczególnie istotnym zagadnieniem z punktu widzenia niezawodności i czasu eksploatacji wyłączników WN i NN jest opracowanie rozwiązań pozwalających na ocenę i kontrolę stanu próżni w komorze stykowej, w trakcie eksploatacji wyłącznika próżniowego. Wyłączniki próżniowe cechują się ponadto znaczną szybkością odbudowywania wytrzymałości dielektrycznej, co wpływa na skuteczność gaszenia łuku elektrycznego powstałego w wyniku operacji łączeniowej, nawet przy bardzo dużej stromości narastania napięcia powrotnego. Charakterystyczną cechą operacji łączeniowych wyłączników próżniowych jest zjawisko zrywania prądu przy wyłączaniu prądów indukcyjnych [5]. W komorach gaszeniowych łączników, w warunkach intensywnej dejonizacji, następuje zrywanie prądu przed jego naturalnym przejściem przez zero. Zjawisko zrywania prądu może być szczególnie niebezpieczne przy wyłączaniu niewielkich prądów indukcyjnych. Przepięcia łączeniowe powstające podczas przerywania takich prądów zależą głównie od szybkości przerywania obwodu i zdolności wyłączalnej wyłączników. W produkowanych obecnie wyłącznikach próżniowych stosuje się odpowiednie stopy materiałów wykorzystywanych do budowy styków roboczych, co w znacznym stopniu ogranicza problem zrywania prądów. Przerywanie prądu w wyłącznikach próżniowych może generować tzw. zapłony późne, występujące w czasie kilkuset milisekund po przerwaniu prądu. Zjawisko to wynika m.in. z erozji powierzchni styków w wyniku procesów łukowych oraz zmiany wytrzymałości dielektrycznej na skutek utraty próżni.

Dodatkowo wyłączniki próżniowe nie wytwarzają szkodliwych produktów rozkładu gazu SF₆ w wyniku palenia się łuku elektrycznego. W wielu rozwiązaniach pracujących obecnie na świecie sześciofluorek siarki jest wykorzystywany jako dodatkowa izolacja komory stykowej, przy założeniu, że w przestrzeni tej nie dochodzi do gaszenia łuku elektrycznego. W niektórych publikacjach można znaleźć informacje o generowaniu promieniowania rentgenowskiego w momencie palenia się łuku

wewnątrz komory stykowej. Wyniki badań eksploatacyjnych zawarte m.in. w [2] dokumentują, że wyłącznik próżniowy 145 kV z pojedynczą komorą stykową podczas operacji łączeniowych emituje promieniowanie rentgenowskie poniżej dopuszczalnej wartości 5 $\mu\text{Sv/h}$. Dla wyłączników posiadających kilka szeregowo połączonych komór stykowych poziom promieniowania jest jeszcze niższy. Ze względu na trwałość mechaniczną i łączeniową wyłączników próżniowych można oczekiwać ich dłuższej eksploatacji w stosunku do technologii z gazem SF₆, zwłaszcza w obwodach ze względnie wysoką częstością łączeń [1].

BIBLIOGRAFIA

1. Chmielak W., Nowoczesne technologie próżniowe w energetyce – SF₆ czy próżnia, *Elektroenergetyka* 2015, nr 190.
2. The impact of the Application of Vacuum Switchgear at Transmission Voltages, Cigre Brochure No. 589, Working Group A3.27. July 2014.
3. Schirr J., Mittelspannungs-Leistungsschalter mit dem Loschprinzipien Öl, Vakuum und SF₆ [materiały firmy ABB].
4. Markiewicz H., Urządzenia elektroenergetyczne, WNT, Warszawa 2001.
5. Duda D., Gacek Z., Przepięcia w sieciach elektroenergetycznych i ochrona przed przepięciami, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2015.
6. Liu Z. i in., Development of high voltage vacuum circuit breakers in China, *IEEE Transactions of Plasma Science* 2007, Vol. 35, No. 4.
7. IEEE tutorial of the vacuum switchgear TP-1350-0, Power Engineering Society, Piscataway, USA.

Paweł Kubek

dr inż.

Politechnika Śląska / PSE Innowacje

e-mail: pawel.kubek@polsl.pl

Asystent w Instytucie Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej, pracownik PSE Innowacje. Jego zainteresowania naukowe to zdolność przesyłowa linii napowietrznych, monitorowanie obciążalności prądowej elementów sieci, modernizacja linii przesyłowych.

Analiza napięć indukowanych i strat mocy w kablach elektroenergetycznych wysokiego napięcia dla wybranych sposobów uziemienia żył powrotnych

Autorzy

Stanisław Czapp
Krzysztof Dobrzyński
Jacek Klucznik
Zbigniew Lubośny

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

kable elektroenergetyczne, napięcia indukowane, straty mocy

Streszczenie

Dostarczanie mocy do centrów miast coraz częściej odbywa się z wykorzystaniem linii kablowych o napięciu 110 kV. To dogodny sposób zasilania, a praktycznie jedyny możliwy w przypadku gęstej zabudowy miejskiej. Kable wysokiego napięcia zawierają współosiową żyłę powrotną, w której podczas normalnej pracy oraz w stanach zakłóceń (podczas zwarć) mogą indukować się znaczne napięcia względem ziemi, co zagraża porażeniem i/lub uszkodzeniem zewnętrznej powłoki kabla. Wartości tych napięć zależą od sposobu uziemienia żył powrotnych kabli oraz konfiguracji kabli. Konsekwencją napięć indukowanych są prądy indukowane, a te z kolei są przyczyną dodatkowych strat mocy w kablach. W referacie przedstawiono wielowariantową analizę napięć indukowanych w wybranej linii kablowej. Rozpatrzono uziemienie jednostronne żył powrotnych, uziemienie dwustronne żył powrotnych, transpozycję żył powrotnych oraz transpozycję żył roboczych. Dla każdego z przypadków obliczono straty mocy czynnej w tej linii.

1. Wstęp

Dystrybucja energii elektrycznej z wykorzystaniem linii kablowych o napięciu nominalnym 110 kV staje się w Polsce coraz bardziej popularna. Wykorzystanie linii kablowych zamiast napowietrznych zyskuje przewagę przy zasilaniu aglomeracji miejskich, ale nie jest pozbawione wad. Należy do nich zaliczyć indukowanie się napięć w żyłach powrotnych kabli, co może być przyczyną porażenia, a także uszkodzenia zewnętrznej nieprzewodzącej powłoki kabli. Napięcia indukowane mogą być też powodem powstawania strat mocy w żyłach powrotnych i z tego powodu przyczyniać się do znacznego ograniczenia obciążalności długotrwałej kabli [1–14]. Głównymi czynnikami wpływającymi na wartość napięć indukowanych w żyłach powrotnych są:

- konstrukcja kabli
- ułożenie kabli (trójkątne symetryczne, płasko z kablami stykającymi się, płasko z odstępem pomiędzy kablami)
- wartość prądu płynącego w żyłach roboczych kabli
- sposób uziemienia żył powrotnych oraz ich transpozycja
- transpozycja żył roboczych.

Napięcia indukowane dla układu trójkątnego symetrycznego można obliczyć na podstawie następujących zależności [15, 16]:

$$\underline{U}_{L1sh} = j\omega \cdot \underline{I} \cdot 2 \cdot 10^{-7} \left(-\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \right) \ln \frac{2D_c}{d} \quad (1)$$

$$\underline{U}_{L2sh} = j\omega \cdot \underline{I} \cdot 2 \cdot 10^{-7} \ln \frac{2D_c}{d} \quad (2)$$

$$\underline{U}_{L3sh} = j\omega \cdot \underline{I} \cdot 2 \cdot 10^{-7} \left(-\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} \right) \ln \frac{2D_c}{d} \quad (3)$$

gdzie: U_{L1sh} , U_{L2sh} , U_{L3sh} – napięcia indukowane w żyłach powrotnych kabli odpowiednio fazy L1, L2, L3, I – prąd w żyłach roboczych, d – średnia średnica żyły powrotnej, D_c – odległość pomiędzy osiami kabli.

W układzie płaskim kabli napięcia te będą wynosić:

$$\underline{U}_{L1sh} = j\omega \cdot \underline{I} \cdot 2 \cdot 10^{-7} \left(-\frac{1}{2} \ln \frac{D_c}{d} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \ln \frac{4D_c}{d} \right) \quad (4)$$

$$\underline{U}_{L2sh} = j\omega \cdot \underline{I} \cdot 2 \cdot 10^{-7} \ln \frac{2D_c}{d} \quad (5)$$

$$\underline{U}_{L3sh} = j\omega \cdot \underline{I} \cdot 2 \cdot 10^{-7} \left(-\frac{1}{2} \ln \frac{D_c}{d} - j\frac{\sqrt{3}}{2} \ln \frac{4D_c}{d} \right) \quad (6)$$

gdzie: D_c – odległość pomiędzy osiami kabli zewnętrznych a osią kabla środkowego; pozostałe oznaczenia jak dla zależności (1), (2), (3).

W referacie przedstawiono wyniki analizy napięć indukowanych w żyłach powrotnych kabli o napięciu 110 kV i wyniki analizy strat mocy czynnej w linii, ze szczególnym uwzględnieniem strat w tych żyłach. Analizowano układ z jednym kablem na fazę i równoważny z punktu widzenia obciążalności długotrwałej układ z trzema kablami na fazę. Obliczenia wykonano z wykorzystaniem programu DlgSILENT PowerFactory® oraz autorskiego skryptu przygotowanego w wewnętrznym języku programowania tego programu. Wyniki obliczeń wykazały, że w zależności od sposobu uziemienia żył powrotnych i ewentualnej transpozycji żył powrotnych i/lub roboczych, wartości napięć indukowanych oraz strat mocy czynnej w żyłach powrotnych mogą być wyraźnie zróżnicowane. Ma to istotne znaczenie z punktu widzenia zagrożenia porażeniowego oraz oczekiwanej przepustowości linii kablowej.

2. Opis analizowanej linii kablowej

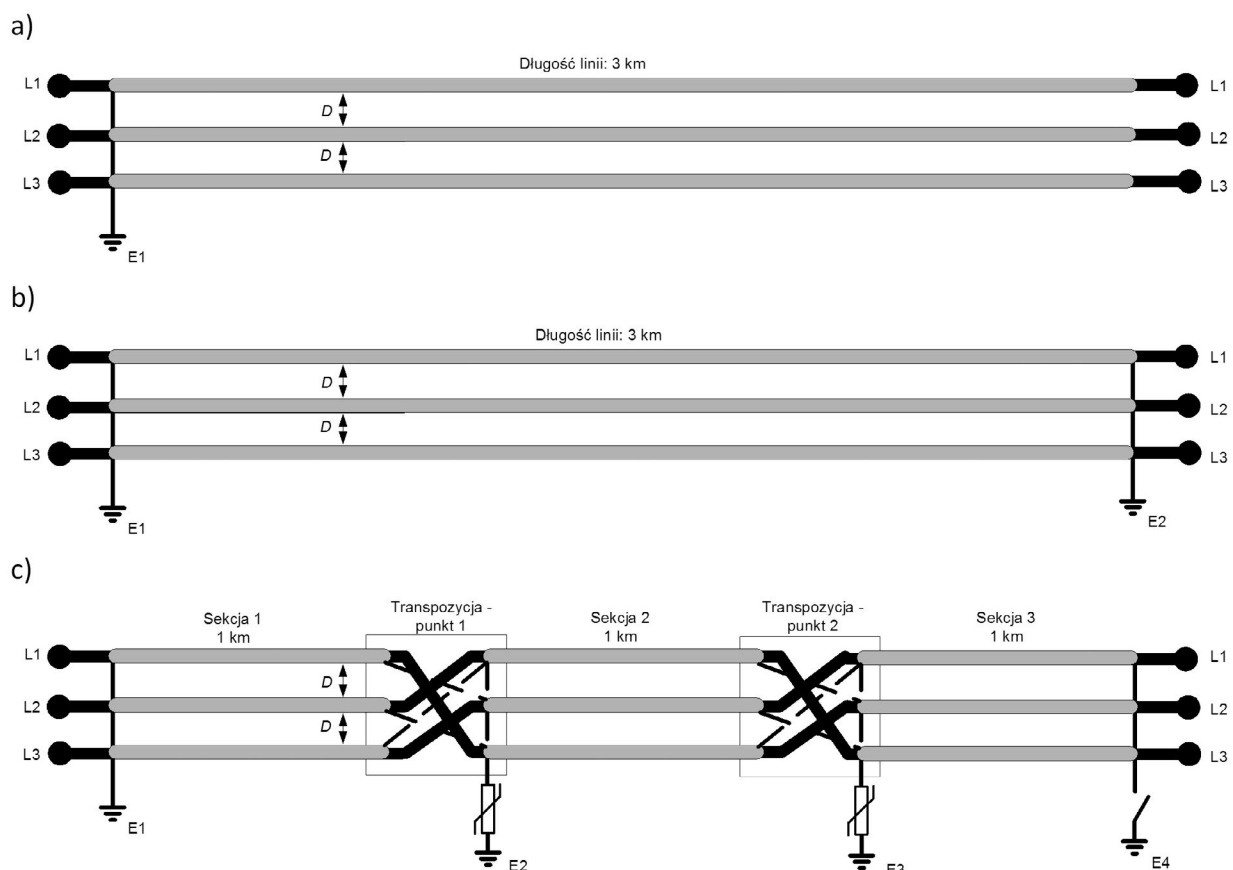
Rozważano linię kablową o długości 3 km, która powinna umożliwiać przesył mocy czynnej na poziomie 322 MW. Jeżeli przyjąć, że taka moc ma być przesyłana w układzie z jednym kablem na fazę, to należy zastosować kable o żyłach roboczych miedzianych o przekroju 2000 mm². Taki układ i przekrój kabli przyjęto jako pierwsze rozwiązanie linii kablowej. Chcąc uniknąć stosowania kabli o tak dużym przekroju, można zastosować układ wielotorowy. Jako drugie rozwiązanie linii kablowej przyjęto zatem układ z trzema kablami na fazę – zastosowano kable o żyłach roboczych miedzianych o przekroju 500 mm². Kable

są ułożone płasko z odstępem w świetle między nimi równym średnicy zewnętrznej kabla. Odstęp w świetle pomiędzy torami w układzie z trzema kablami na fazę jest równy podwójnej średnicy zewnętrznej kabla. Napięcia indukowane obliczono dla następujących sposobów uziemienia żył powrotnych:

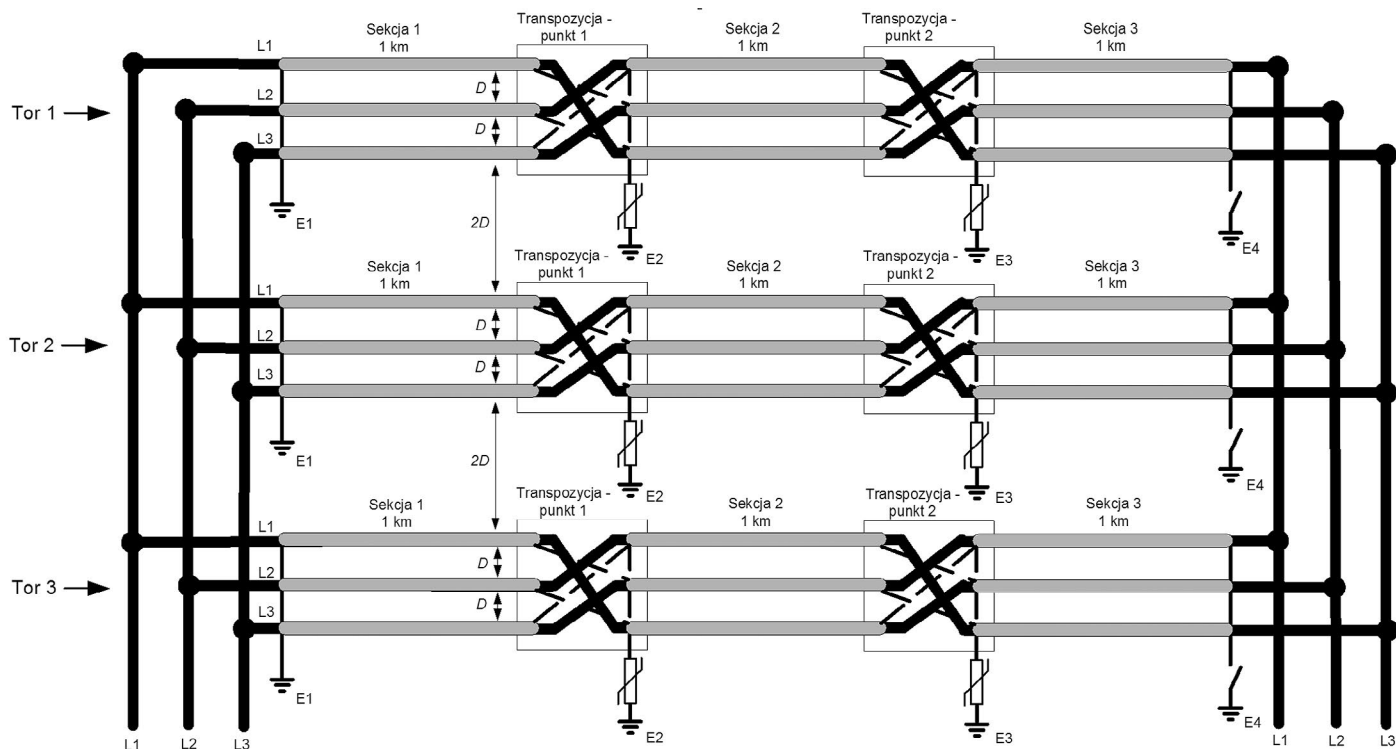
- uziemienie jednostronne
- uziemienie jednostronne z transpozycją żył powrotnych i żył roboczych (linia podzielona na 3 sekcje o długości 1 km)
- uziemienie dwustronne
- uziemienie dwustronne z transpozycją żył powrotnych i żył roboczych (linia podzielona na 3 sekcje o długości 1 km).

Na rys. 1 przedstawiono rozważane sposoby uziemienia żył powrotnych dla układu z jednym kablem na fazę. W przypadku układu z rys. 1c otwarcie łącznika przy uziemieniu E4 oznacza uziemienie jednostronne z transpozycją żył powrotnych i/lub żył roboczych, natomiast zamknięcie tego łącznika oznacza uziemienie dwustronne z transpozycją wymienionych żył. Na rys. 2 przedstawiono układ z trzema kablami na fazę – zaprezentowano tylko wariant najbardziej skomplikowany, który odpowiada układowi z jednym kablem na fazę z rys. 1c.

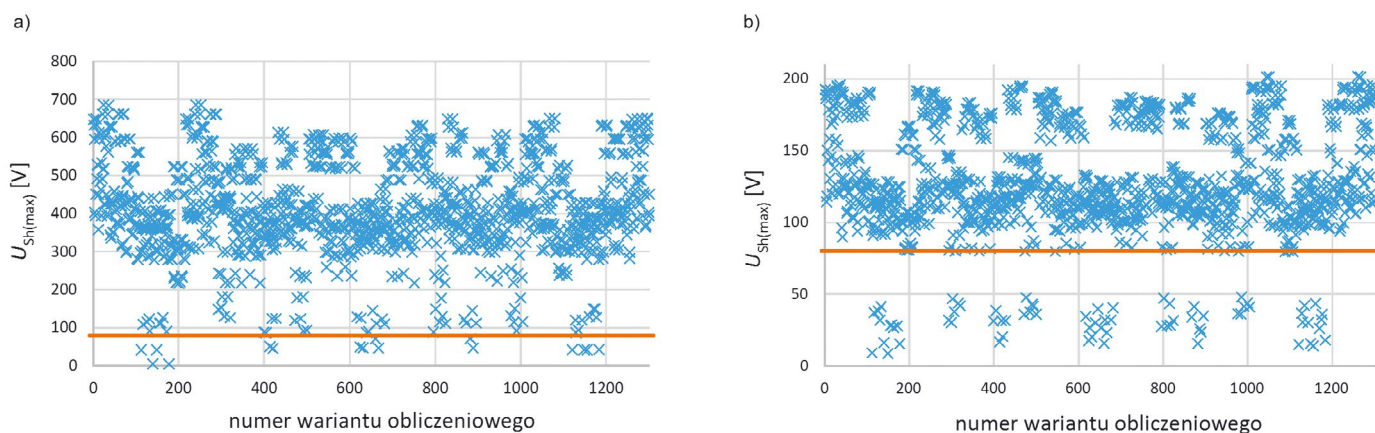
Wyniki obliczeń zawarte na wykresach w rozdziale 3.1 przedstawiają napięcie żyły powrotnej tej fazy, dla której uzyskano wartość największą. Napięcia indukowane obliczono dla wartości prądu w żyłach roboczych, wynikających z przesyłanej mocy czynnej równej 322 MW. Dla każdego układu (pierwszy – jeden kabel na fazę, drugi – trzy kable na fazę) uzyskano 1302 wyniki obliczeń.



Rys. 1. Analizowana linia kablowa w układzie z jednym kablem na fazę: a) uziemienie jednostronne, b) uziemienie dwustronne bez transpozycji żył powrotnych i żył roboczych, c) transpozycja żył powrotnych i/lub roboczych (możliwe uziemienie dwustronne lub uziemienie jednostronne)



Rys. 2. Analizowana linia kablowa w układzie z trzema kablami na fazę – przykładowy schemat przedstawiający transpozycję żył powrotnych i żył roboczych



Rys. 3. Napięcia indukowane $U_{Sh(max)}$ na końcu linii kablowej przy uziemieniu jednostronnym: a) jeden kabel na fazę, b) trzy kable na fazę

3. Wyniki obliczeń

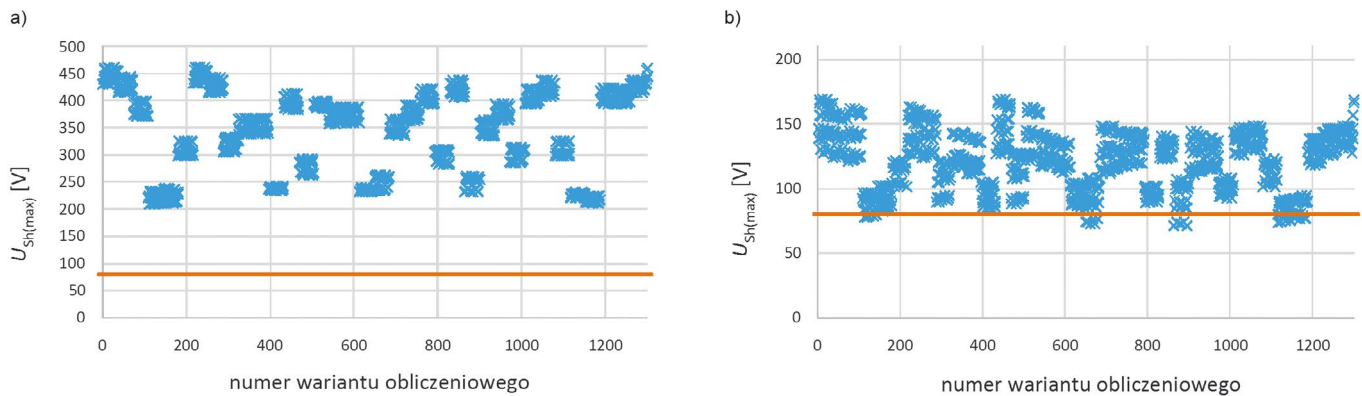
3.1. Napięcia indukowane

Najprostszym sposobem wykonania linii kablowej wysokiego napięcia z punktu widzenia analizy napięć indukowanych w żyłach powrotnych jest jej uziemienie jednostronne bez transpozycji żył powrotnych i roboczych. Zagrożenie porażeniowe od napięć indukowanych może występować wtedy tylko na nieziemionym końcu linii. W przypadku zastosowania jednego kabla na fazę napięcia indukowane na nieziemionym końcu linii mogą osiągać nawet ok. 650 V względem ziemi. Zważywszy na to, że mogą się one utrzymywać długotrwale, nie powinny przekraczać 80 V [17]. Konieczne jest zatem wykonanie transpozycji żył powrotnych i/lub roboczych, co w niektórych

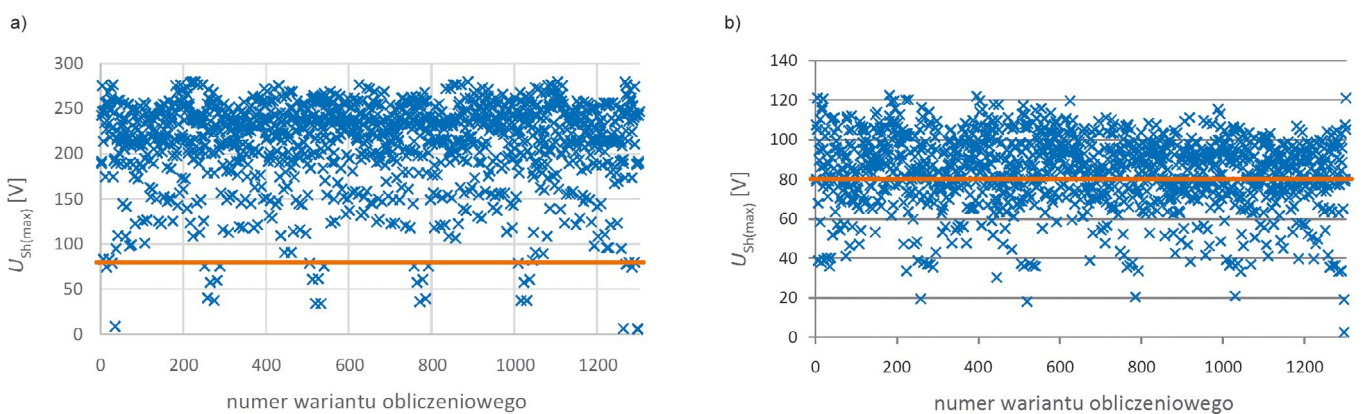
wariantach połączeń (rys. 3a) pozwala uzyskać napięcia indukowane mniejsze od tej wartości.

Wyraźnie mniejsze napięcia indukowane, w porównaniu z układem z jednym kablem na fazę, uzyskuje się przy zastosowaniu trzech kablem na fazę (rys. 3b). W najgorszym przypadku napięcie indukowane osiąga 200 V, a dla znacznej liczby przypadków połączeń jest ono wyraźnie niższe niż 80 V. Zmniejszenie się napięć w układzie z trzema kablami na fazę jest spowodowane przede wszystkim tym, że w poszczególnych żyłach roboczych kabli płynie prąd znacznie mniejszy niż w układzie z jednym kablem na fazę.

Analiza napięć indukowanych przeważnie sprowadza się do obliczania ich wartości na końcu linii kablowej. Należy jednak pamiętać, że zagrożenie porażeniowe występuje również



Rys. 4. Napięcia indukowane $U_{Sh(max)}$ w punktach transpozycji przy uziemieniu jednostronnym: a) jeden kabel na fazę, b) trzy kable na fazę



Rys. 5. Napięcia indukowane $U_{Sh(max)}$ w punktach transpozycji przy uziemieniu dwustronnym: a) jeden kabel na fazę, b) trzy kable na fazę

w miejscach transpozycji żył powrotnych i/lub żył roboczych (rys. 1c i rys. 2 – punkty przy uziemieniach E2 i E3). Oprócz wykonania transpozycji w miejscach tych instaluje się ograniczniki przepięć, a także przyłącza uziemienia, co stwarza zagrożenie dla obsługi, a nawet osób postronnych. Wartości napięć indukowanych w punktach transpozycji przedstawiono na rys. 4. Podobnie jak w poprzednim przypadku, korzystniejsze jest rozwiązanie z trzema kablami na fazę. Co więcej, tylko dla tego rozwiązania można osiągnąć napięcia nie wyższe niż 80 V.

Z punktu widzenia napięć indukowanych najkorzystniejsze jest zastosowanie uziemienia dwustronnego. Uziemia się koniec dotychczas nieuziemiony (uziemienie E4 na rys. 1c i rys. 2) i nie występuje zagrożenie porażeniowe. Wykonanie uziemień po obu stronach tej linii jest jednak przyczyną pojawiania się prądów w żyłach powrotnych, pochodzących od napięć indukowanych.

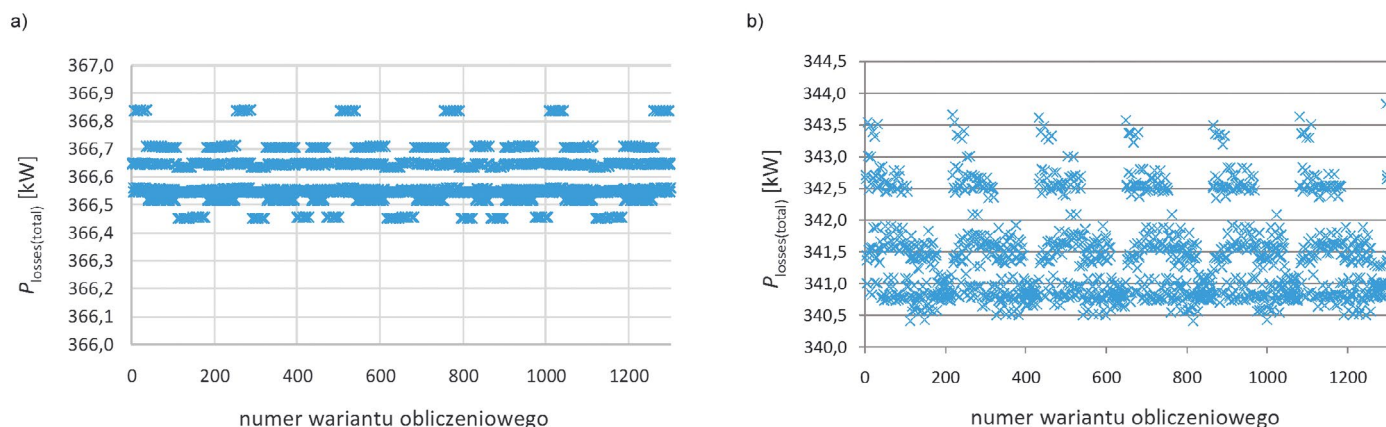
Prądy te są źródłem znacznego strumienia cieplnego, który ogranicza przepustowość linii. W przypadku analizowanej linii w układzie z jednym kablem na fazę dopuszcza się przesyłanie mocy co najwyżej na poziomie 48% (71% przy trzech kablach na fazę) największej mocy, którą można przesyłać przy uziemieniu jednostronnym. Z tego powodu konieczne jest zastosowanie transpozycji żył powrotnych (roboczych). Dzięki temu można uzyskać przepustowość linii na zakładanym poziomie (322 MW), a napięcia indukowane przyjmują relatywnie niskie wartości (rys. 5).

3.2. Straty mocy czynnej

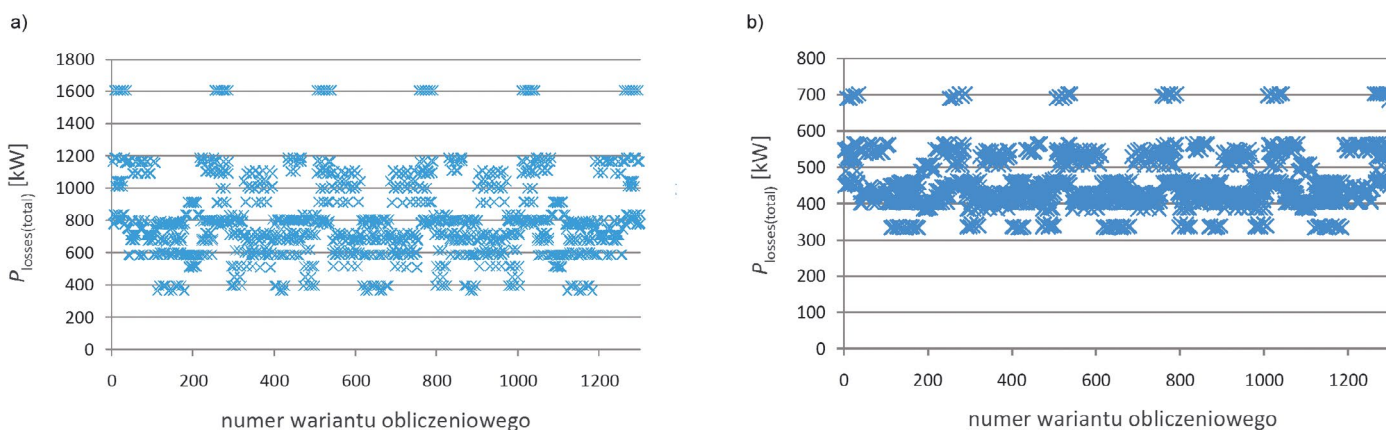
Wybór liczby torów równoległych oraz sposobu uziemienia żył powrotnych powinien być również rozpatrywany z punktu widzenia strat mocy czynnej w linii kablowej. Na rys. 6 przedstawiono porównanie łącznych strat (w żyłach roboczych i powrotnych) dla układu z jednym kablem na fazę (rys. 6a) i układu z trzema kablami na fazę (rys. 6b), przy uziemieniu jednostronnym żył powrotnych i obciążeniu linii mocą 322 MW. Różnice są zauważalne, ale nieduże. Bardzo duże różnice pomiędzy wymienionymi układami występują przy uziemieniu dwustronnym linii (rys. 7). W układzie z trzema kablami na fazę łączne straty mocy czynnej mogą osiągać wartość 700 kW, natomiast w układzie z jednym kablem na fazę ponad dwukrotnie więcej – 1600 kW.

Znaczny udział w łącznych stratach mają straty w żyłach powrotnych w układzie z jednym kablem na fazę. Dla analizowanej linii kablowej mogą one być czterokrotnie większe niż straty w żyłach roboczych (rys. 8a) – największa wartość strat w żyłach powrotnych to ok. 1200 kW, natomiast w żyłach roboczych – 400 kW. Takich różnic nie ma w przypadku układu z trzema kablami na fazę (rys. 8b). W najgorszym przypadku straty w żyłach powrotnych to ok. 370 kW, natomiast w żyłach roboczych to nieco poniżej 330 kW.

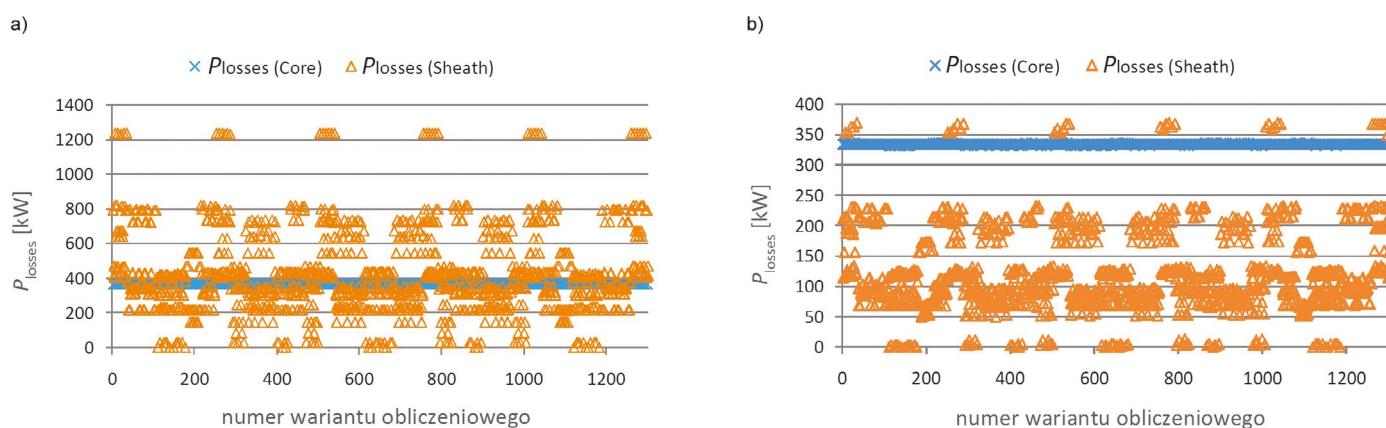
Z powyższych rozważań wynika, że układ z trzema kablami na fazę jest korzystniejszy z punktu widzenia wartości napięć indukowanych i strat mocy czynnej w linii kablowej. Ustępuje on



Rys. 6. Straty mocy czynnej $P_{\text{loses(total)}}$ (łącznie w żyłach powrotnych i roboczych) przy uziemieniu jednostronnym: a) jeden kabel na fazę, b) trzy kable na fazę



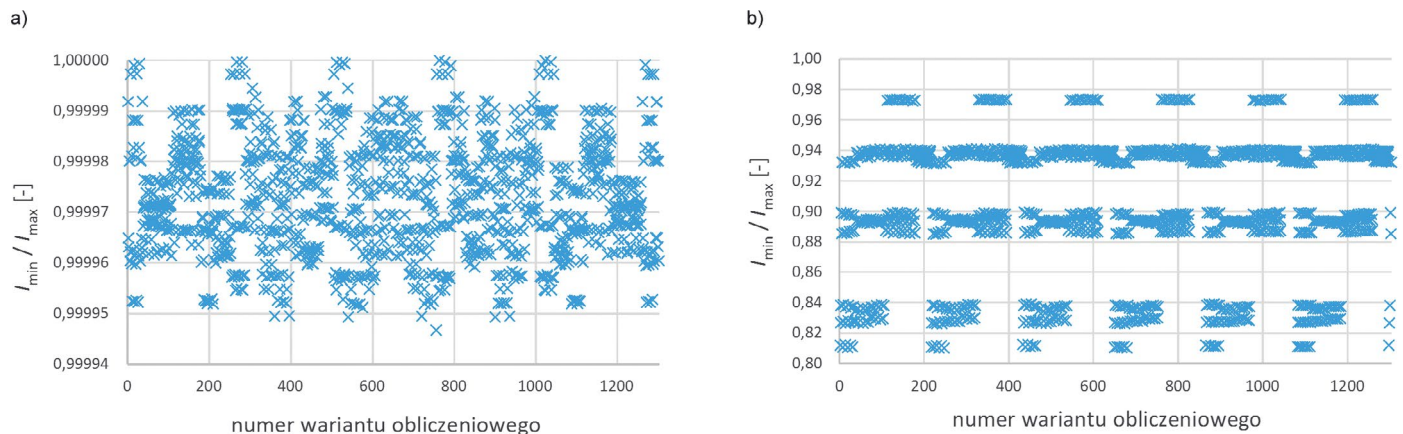
Rys. 7. Straty mocy czynnej $P_{\text{loses(total)}}$ (łącznie w żyłach powrotnych i roboczych) przy uziemieniu dwustronnym: a) jeden kabel na fazę, b) trzy kable na fazę



Rys. 8. Straty w żyłach powrotnych $P_{\text{loses(Sheath)}}$ i straty w żyłach roboczych $P_{\text{loses(Core)}}$ przy uziemieniu dwustronnym: a) jeden kabel na fazę, b) trzy kable na fazę

jednak układowi z jednym kablem na fazę, jeżeli brać pod uwagę równomierność prądu w żyłach roboczych poszczególnych faz (rys. 9). W układzie tym jest ona zbliżona do jedności. Natomiast w rozważanym układzie wielotorowym, w wyniku sprzężeń

elektromagnetycznych stosunek prądu w kablu najmniej obciążonym do prądu w kablu najbardziej obciążonym może spadać do wartości ok. 0,8.



Rys. 9. Równomierność prądu obciążenia w poszczególnych kablach, wyrażona jako stosunek prądu I_{\min} w kablu najmniej obciążonym do prądu I_{\max} w kablu najbardziej obciążonym, uzimienie dwustronne: a) jeden kabel na fazę, b) trzy kable na fazę

4. Wnioski

Coraz szersze wykorzystanie linii kablowych wysokiego napięcia o znacznych długościach skłania do wielowariantowych analiz napięć indukowanych i strat mocy w żyłach powrotnych kablów tych linii. Zasilanie w układzie wielotorowym oraz rozważanie transpozycji żył powrotnych i żył roboczych znacznie komplikuje te analizy. Wskazanie rozwiązania najkorzystniejszego z punktu widzenia jednego lub większej liczby kryteriów (zagrożenie porażeniowe, straty mocy czynnej, równomierność obciążenia kabli) wymaga zastosowania zaawansowanych i czasochłonnych obliczeń komputerowych.

BIBLIOGRAFIA

1. Akbal B., Determination of the sheath current of high voltage underground cable line by using statistical methods, *International Journal of Engineering Science and Computing* 2016, t. 6, nr 3, s. 2188–2192.
2. Coates M., Ware J., Voltages induced in the non-magnetic, metallic sheaths and/or armour of single-core cables, *IEE Wiring Matters* 2006, s. 8–9.
3. Czapp S. i in., Calculation of induced sheath voltages in power cables – single circuit system versus double circuit system, *Journal of Information, Control and Management Systems* 2014, t. 12, nr 2, s. 113–124.
4. Czapp S. i in., Computer-aided analysis of induced sheath voltages in high voltage power cable system, The 10th International Conference on Digital Technologies, 9–11 lipca 2014.
5. Czapp S. i in., Induced sheath voltages in 110 kV power cables – case study, *Archives of Electrical Engineering* 2015, t. 64, nr 3, s. 361–370.
6. Czapp S. i in., Impact of configuration of earth continuity conductor on induced sheath voltages in power cables, 2016 International Conference on Information and Digital Technologies (IDT), 5–7 lipca 2016.
7. Duda D., Szadkowski M., Ochrona przeciwprzepięciowa osłon kabli WN w różnych układach połączeń żył powrotnych, *Przegląd Elektrotechniczny* 2014, r. 90, nr 10, s. 37–40.
8. Jung C. K. i in., Characteristics and reduction of sheath circulating currents in underground power cable systems, *International Journal of Emerging Electric Power Systems* 2004, t. 1, nr 1, s. 1–17.
9. Jung C.K., Sheath circulating current analysis of a crossbonded power cable systems, *Journal of Electrical Engineering & Technology* 2007, t. 2, nr 3, s. 320–328.
10. Zhonglei L. i in., The calculation of circulating current for the single-core cables in smart grid, Innov. Smart Grid Technologies, ISGT, Asia, 21–24 maja 2012.
11. Shaban M. i in., Assessing induced sheath voltage in multi-circuit cables: Revising the methodology, 2015 IEEE Conf. on Energy Conversion (CENCON), 19–20 października 2015.
12. Sobral A., Moura A., Carvalho M., Technical implementation of cross bonding on underground high voltage lines projects, 21st International Conference on Electricity Distribution, Frankfurt, 6–9 czerwca 2011, Paper no. 0499.
13. Tarko R. i in., Statystyczna analiza zakłóceń zwarciovych dla określenia przekroju żył powrotnych kabli średnich napięć, *Przegląd Elektrotechniczny* 2016, r. 92, nr 7, s. 186–189.
14. Yi Z. i in., Analysis of the sheath voltage in high-speed railway feeder cable grounding in single-ended mode, International Conference on Lightning Protection (ICLP), 11–18 października 2014.
15. CIGRE, Working group B1.18, Special bonding of high voltage power cables, październik 2005.
16. IEEE Guide for Bonding Shields and Sheaths of Single-Conductor Power Cables Rated 5 kV through 500 kV, IEEE Std 575™-2014.
17. EN 50522:2010 Earthing of power installations exceeding 1 kV a.c.

Stanisław Czapp

dr hab. inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: stanislaw.czapp@pg.gda.pl

Absolwent Politechniki Gdańskiej (1996). Jest pracownikiem Wydziału Elektrotechniki i Automatyki swojej macierzystej uczelni. Jego działalność naukowa jest związana z instalacjami i urządzeniami elektrycznymi, oświetleniem elektrycznym, a szczególnie ochroną przed porażeniem prądem elektrycznym. Autor lub współautor wielu artykułów i referatów oraz opracowań niepublikowanych o charakterze projektów, ekspertyz i opinii. Jest rzeczoznawcą SEP w dziale 08 Instalacje i urządzenia elektryczne.

Krzysztof Dobrzyński

dr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: krzysztof.dobrzynski@pg.gda.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrycznym Politechniki Warszawskiej w 1999 roku. W roku 2012 roku uzyskał stopień doktora nauk technicznych na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej. Pracuje jako adiunkt w Katedrze Elektroenergetyki Politechniki Gdańskiej. Obszar zainteresowań to współpraca źródeł generacji rozproszonej z systemem elektroenergetycznym, modelowanie matematyczne, sterowanie systemem elektroenergetycznym, instalacje inteligentne w budynkach.

Jacek Klucznik

dr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: jacek.klucznik@pg.gda.pl

Studia magisterskie ukończył na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej (1999). Pięć lat później uzyskał stopień doktorski. Pracuje jako adiunkt w Katedrze Elektroenergetyki swojej macierzystej uczelni. Zajmuje się układami regulacji generatorów i turbin, energetyką wiatrową oraz elektroenergetyczną automatyką zabezpieczeniową.

Zbigniew Lubośny

prof. dr hab. inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: zbigniew.lubosny@pg.gda.pl

Wychowanek Politechniki Gdańskiej. Od 2004 roku jest profesorem nauk technicznych. Obecnie zatrudniony na swojej macierzystej uczelni na stanowisku profesora zwyczajnego. Obszar jego zainteresowań to: modelowanie matematyczne, stabilność systemu elektroenergetycznego, sterowanie systemem elektroenergetycznym, zastosowanie sztucznej inteligencji do sterowania systemem elektroenergetycznym, modelowanie i sterowanie elektrowniami wiatrowymi. Redaktor naczelny *Acta Energetica*.

We invest in the future

Inwestujemy w przyszłość



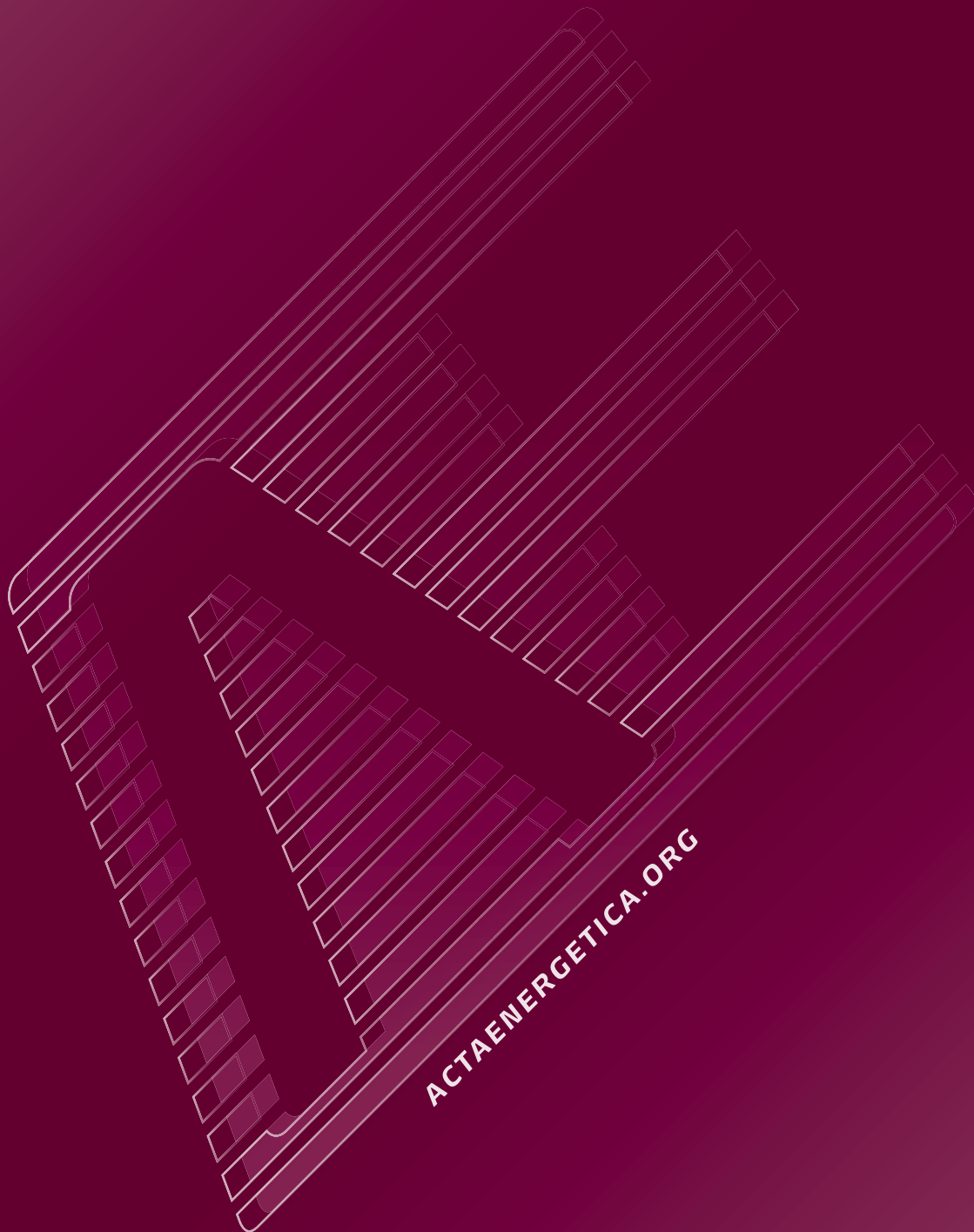
ENERGA supplies electricity to nearly 1/4 of the area of Poland. We want our business to contribute to the economic growth of the communities we operate in. This is why we keep investing in cutting edge technologies and build transformer/switching stations in former dockyards to help fully redevelop these post-industrial areas. Our contribution allows other local companies and institutions to focus on stable development of their business, create new job positions and attract promising business partners.

ENERGA dostarcza energię elektryczną na obszarze niemal 1/4 powierzchni Polski. Staramy się, aby podejmowane przez nas działania biznesowe wpisywały się jednocześnie w rozwój gospodarczy obszaru, na którym funkcjonujemy. Dlatego inwestujemy w najnowocześniejsze technologie, m.in. budując Główne Punkty Zasilania na terenach postoczniowych umożliwiając tym samym ich pełną rewitalizację. Dzięki temu zlokalizowane tam firmy i instytucje mogą swobodnie myśleć o stabilnym rozwoju, tworzeniu nowych miejsc pracy, czy przyciąganiu ciekawych biznesowych partnerów.

www.energa.pl



Energa



*Power Engineering
Quarterly*