



AADI

KONFERENCJA APE '19

- Systemy przesyłowe i bezpieczeństwo elektroenergetyczne
- Smart Grid
- Sterowanie pracą systemu elektroenergetycznego
- Sieci dystrybucyjne i generacja rozproszona
- Rynek energii elektrycznej i problemy ekonomiczne w elektroenergetyce
- Planowanie i perspektywy rozwoju elektroenergetyki w Polsce



Aktualne problemy w elektroenergetyce

Jastrzębia Góra | 12–14 czerwca 2019

ORGANIZATOR

Katedra Elektroenergetyki | Wydział Elektrotechniki i Automatyki | Politechnika Gdańska

PATRONAT

Komitet Elektrotechniki Polskiej Akademii Nauk
Polski Komitet Wielkich Sieci Elektrycznych
Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej

PATRON MEDIALNY

Acta Energetica

SPONSOR STRATEGICZNY

ENERGA SA

SPONSORZY

Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA
PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA

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 Szczërba

Słowo wstępne

Początki konferencji naukowej APE sięgają lat 70. ubiegłego wieku. Wtedy to prof. Antoni Bogucki z Instytutu Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej zainicjował i organizował 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 realizowana przez różne ośrodki naukowe.

Organizacji konferencji w 1995 roku podjęła się Katedra Systemów Elektroenergetycznych Politechniki Gdańskiej. Rozszerzono tematykę konferencji, obejmując nią całą elektroenergetykę – sektory: wytwarzania, przesyłu i rozdziału energii elektrycznej oraz nadając jej nazwę: „Aktualne problemy elektroenergetyki” – APE.

Organizatorem konferencji był prof. Zbigniew Szczërba. Przyjęto, że wydarzenie będzie się odbywać co dwa lata, a Komitet Naukowy każdorazowo zadecyduje, komu powierzyć realizację następnej edycji. Decyzją Komitetu Naukowego kolejne konferencje były organizowane przez Katedrę Systemów Elektroenergetycznych (1995–2001) oraz Katedrę Elektroenergetyki Politechniki Gdańskiej (od 2003). Zjazdy odbywały się w Juracie na Półwyspie Helskim oraz w Jastrzębiej Górze.

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

XIX edycja Konferencji Naukowej „Aktualne problemy w elektroenergetyce” – APE '19 pozostaje wierna idei konferencji branżowej elektroenergetyki, stawiając sobie za jeden z celów integrację środowisk naukowych i zawodowych polskiej elektroenergetyki. W wydarzeniu uczestniczą przedstawiciele uniwersytetów, uczelni technicznych i instytutów naukowych, kadra menedżerska i techniczna koncernów energetycznych, elektrowni i elektrociepłowni oraz firm energetycznych, zajmujących się szeroko rozumianą tematyką systemów elektroenergetycznych i energetycznych.

XIX Konferencja APE '19 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 współdziałaniu następujących podmiotów:

sponsor strategiczny konferencji:

- ENERGA SA

sponsorzy:

- Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA
- PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA.

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 prokonsumencki). Dynamika i perspektywy. Korytarze infrastrukturalne.

Do udziału w konferencji autorzy zgłosili wstępnie ponad 60 streszczeń referatów. Po otrzymaniu pełnych tekstów i po dokonaniu selekcji, w materiałach konferencyjnych zamieszczono 60 referatów, które podzielono na następujące sekcje tematyczne:

Sekcja 1. Systemy przesyłowe i bezpieczeństwo elektroenergetyczne

Sekcja 2. Smart Grid

Sekcja 3. Sterowanie pracą systemu elektroenergetycznego

Sekcja 4. Sieci dystrybucyjne i generacja rozproszona

Sekcja 5. Rynek energii elektrycznej i problemy ekonomiczne w elektroenergetyce

Sekcja 6. Planowanie i perspektywy rozwoju elektroenergetyki w Polsce.

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

Wszystkie przyjęte referaty są opublikowane w materiałach konferencyjnych: w wersji elektronicznej, w postaci prezentacji multimedialnej opracowanej przez redakcję *Acta Energetica* oraz w *Zeszytach Naukowych Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej*.

Konferencja promuje w referatach plenarnych aktualne problemy pracy systemu elektroenergetycznego. Na obecnej konferencji w referatach plenarnych zostaną przedstawione następujące problemy:

- Nowe uwarunkowania funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w aspekcie nowych regulacji EU (NC/CEP) – Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA
- Aspekty techniczne wprowadzania nowych technologii do systemu elektroenergetycznego. Technologie Smart Grid – Energa SA.

W imieniu organizatorów i uczestników konferencji serdecznie dziękuję za wsparcie udzielone przez sponsora strategicznego konferencji oraz współorganizatorów konferencji.

Dziękuję Paniom Profesor i Panom Profesorom za podjęcie się trudu opracowania referatów generalnych do sekcji oraz recenzji referatów opublikowanych w *Zeszytach Naukowych Politechniki Gdańskiej*, a także za udział w pracach Komitetu Naukowego Konferencji i pomoc w przeprowadzeniu obrad.

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.

Systemy przesyłowe i bezpieczeństwo elektroenergetyczne

WYBRANE ZAGADNIENIA ANALIZ PRZYŁĄCZEŃ MORSKICH FARM WIATROWYCH NA PRZYKŁADZIE POLSKI Paweł Kubek, Maksymilian Przygodzki	7
WYKORZYSTANIE FARM WIATROWYCH W SYSTEMOWEJ REGULACJI CZĘSTOTLIWOŚCI Hubert Białas, Ryszard Pawełek, Irena Wasiak	13
OCENA ZDOLNOŚCI FARM WIATROWYCH DO UDZIAŁU W REGULACJI MOCY WYMIANY I CZĘSTOTLIWOŚCI KSE Jacek Aronowski, Leszek Bronk, Bogdan Czarnecki, Jarosław Korpikiewicz, Jerzy Rychlak	20
ANALIZA WPŁYWU ŁADOWANIA POJAZDÓW ELEKTRYCZNYCH NA DYNAMIKĘ ZMIAN DOBOWEGO OBCIĄŻENIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO Wiktoria Stahl, Paweł Bućko	27
HELM – NOWA METODA OBLICZANIA ROZPŁYWÓW MOCY W SIECIACH ELEKTROENERGETYCZNYCH Andrzej Wędzik	32
UPROSZCZONE MODELOWANIE LINII KABLOWYCH WYSOKIEGO NAPIĘCIA A NAPIĘCIA INDUKOWANE W ŻYŁACH POWROTNYCH – STUDIUM PRZYPADKU Krzysztof Dobrzyński, Stanisław Czapp, Jacek Klucznik, Zbigniew Lubośny	37
OBLICZANIE PRĄDÓW W PRZEWODACH ODGROMOWYCH W LINII NAPOWIETRZNO-KABLOWEJ Jacek Klucznik, Krzysztof Dobrzyński	42
PROGNOZOWANIE 15-MINUTOWEGO SZCZYTOWEGO DOBOWEGO ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC W KSE Z WYKORZYSTANIEM METODY NAJMNIEJSZYCH KWADRATÓW Rafał Czapaj, Jacek Kamiński, Pablo Benalcazar	47
KRÓTKOTERMINOWE PROGNOZOWANIE DYNAMICZNEJ OBCIĄŻALNOŚCI LINII Z WYKORZYSTANIEM TECHNIKI SZTUCZNEJ INTELIGENCJI Adam Babś, Tomasz Samotyjak	53
A METHOD FOR ENHANCING POWER SYSTEM'S STEADY-STATE VOLTAGE STABILITY LEVEL BY CONSIDERING ACTIVE POWER OPTIMAL DISPATCH WITH LINEAR GRID MODELS Mariusz Drabecki	59
BEZPIECZEŃSTWO INFORMATYCZNE INTELIGENTNYCH SYSTEMÓW POMIAROWYCH W ŚWIETLE USTAWY O KRAJOWYM SYSTEMIE CYBERBEZPIECZEŃSTWA Aleksander Babś	64
BADANIA SYMULACYJNE OBRONY SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO UWZGLĘDNIAJĄCE ZAPISY KODEKSU NC ER/2017 W ZAKRESIE AUTOMATYKI SCO Ireneusz Grządzielski, Mikołaj Zakrzewski, Volodymyr Konoval	69
COMPARISON OF THREE APPROACHES TO THE SECURITY CONSTRAINED UNIT COMMITMENT PROBLEM Mariusz Drabecki, Eugeniusz Toczyłowski	75
POWER SYSTEM STATE ESTIMATION IN RECTANGULAR COORDINATE SYSTEM FOR DIFFERENT MODELS OF SYMMETRICAL PHASE SHIFTER Tomasz Okoń, Kazimierz Wilkosz	80

Oświadczamy, że treść referatów opublikowanych w materiałach z konferencji „Aktualne problemy w elektroenergetyce” APE '19 nie została zmieniona bez uzgodnienia z autorami, ani przez Komitet Organizacyjny Konferencji, ani przez redakcję czasopisma *Acta Energetica*

Wybrane zagadnienia analiz przyłączeń morskich farm wiatrowych na przykładzie Polski

Autorzy

Paweł Kubek
Maksymilian Przygodzki

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

morskie farmy wiatrowe, rozwój sieci, analizy sieciowe

Streszczenie

Rozwój morskiej energetyki wiatrowej w perspektywie najbliższych kilkunastu lat może odgrywać decydującą rolę w wypełnianiu zobowiązań dotyczących udziału energii odnawialnej w ogólnym bilansie energetycznym. Sytuacja ta stwarza potrzebę analiz zagrożeń wynikających z przyłączenia do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) morskich farm wiatrowych o mocy tysięcy MW. Eliminacja tych zagrożeń będzie wymagać nie tylko wystarczająco szerokiej regulacji wytwarzania energii w KSE, ale także dostępu do rezerw mocy, które zapobiegają skutkom nagłych strat mocy dochodzących do tysięcy MW. Niniejsza publikacja przedstawia wybrane zagadnienia analiz dotyczących możliwości przyłączenia morskich farm wiatrowych do KSE w perspektywie 2030 roku. Zakres przeprowadzonych prac obejmuje analizy sieciowe, co pozwoliło określić wymagania w zakresie rozwoju KSE i oszacować niezbędne nakłady inwestycyjne.

1. Wprowadzenie

Od początku XXI wieku można zaobserwować dynamiczny rozwój morskich farm wiatrowych, szczególnie w krajach europejskich z dostępem do Morza Północnego [1, 2, 3]. Rozważa się także wykorzystanie basenu Morza Bałtyckiego, głównie przez Danię i Niemcy. Polska, ze względu na swoje korzystne położenie geograficzne, uważana jest za kluczowego gracza w otwarciu rynku *offshore* na Morzu Bałtyckim [4, 5, 6]. Oczekiwania te wzmacnia fakt, że w najbliższych dziesięcioleciach Polska będzie musiała podjąć znaczny wysiłek, aby zaspokoić swoje potrzeby energetyczne i utrzymać odpowiedni poziom bezpieczeństwa energetycznego. Elektrownie węglowe, które są kluczowym aktualnie elementem systemu elektroenergetycznego, są przestarzałe. Szacuje się, że w latach 2020–2035 instalacje stanowiące ok. 50% produkcji energii zostaną zamknięte, a większość pozostałych jednostek będzie musiała być zmodernizowana. Przewiduje się, że do 2050 roku tylko 5 GW z istniejących instalacji będzie nadal wykorzystywanych w KSE, a maksymalne zapotrzebowanie szacuje się na ok. 40 GW [7, 8]. W celu zapewnienia długoterminowego krajowego zapotrzebowania na energię, a także aby sprostać celom polityki klimatycznej UE, konieczne są znaczne inwestycje w nowe źródła energii, w tym energię odnawialną. W tym kontekście morskie farmy wiatrowe w perspektywie kilkunastu najbliższych lat mogą stanowić ważny element polskiej elektroenergetyki.

Szacuje się, że potencjał morskiej energetyki wiatrowej w warunkach polskich do 2030 roku wyniesie ok. 10 000 MW, co zostało uwzględnione w artykule jako jedno z głównych założeń. Taki

poziom mocy zainstalowanej w siłowniach wiatrowych pozwoli na wyprodukowanie dodatkowo rocznie nieco ponad 30 TWh energii elektrycznej [7]. Rozwój energetyki wiatrowej, a w szczególności morskiej energetyki wiatrowej, niesie za sobą jednak również wiele niekorzystnych zjawisk. Do najistotniejszych zagrożeń można zaliczyć m.in. wzrost strat sieciowych oraz negatywny wpływ na bezpieczeństwo pracy KSE (fluktuacje mocy generowanej i możliwe nagłe ubytki mocy generowanej). Morskie farmy wiatrowe (MFW), ze względu na ich lokalizację geograficzną, przyłączane będą do KSE w jego północnej części. Ze względu na konieczność utrzymania salda wymiany międzynarodowej oraz bilans mocy w KSE praca MFW będzie się wiązać z koniecznością ograniczenia mocy generowanej w konwencjonalnych elektrowniach systemowych. Ponieważ te źródła systemowe w dużej mierze są zlokalizowane w południowej części kraju, praca źródeł wiatrowych wymusi silne przesyły mocy w kierunku południowym. Bezpośrednim skutkiem takich przesyłów mocy będzie wzrost strat sieciowych. W ramach przeprowadzonych analiz wzrost strat sieciowych, związany bezpośrednio z pracą MFW, oszacowano na:

- 800–900 MW dla warunków szczytu letniego
- 600–700 MW dla warunków szczytu zimowego, w zależności od przyjętego wariantu przyłączenia MFW do KSE. Zgodnie z przyjętym oszacowaniem praca MFW w skrajnej sytuacji zwiększy szczytowe straty mocy w KSE o równowartość jednego nowego bloku wytwórczego, co wpłynie bezpośrednio na koszt energii kupowanej przez polskiego operatora systemu przesyłowego (OSP) na pokrycie strat sieciowych.

Jak już wspomniano, praca farm wiatrowych będzie się wiązać z dużymi fluktuacjami mocy wytwarzanej, co wynika z charakteru pracy takich źródeł (zmiennosc prędkości wiatru). Bezpieczna praca KSE będzie więc wymagać zapewnienia odpowiednio szerokiego pasma regulacji wytwarzania mocy czynnej w KSE, zapewne wielokrotnie szerszego od wymaganego obecnie. Obecnie, zgodnie z [9], wymagany zakres regulacji w KSE wynosi:

- około +/-170 MW dla regulacji pierwotnej
- około +/-500 MW dla regulacji wtórnej.

Powyższe wartości zostały określone zgodnie z wytycznymi UCTE [10], na podstawie rozważań analitycznych oraz doświadczeń ruchowych. Rozwój energetyki wiatrowej będzie się wiązać z koniecznością zweryfikowania tych wartości, tym bardziej że przy określaniu podanych wyżej wielkości nie został uwzględniony istotny udział OZE w ogólnej strukturze wytwarzania mocy w KSE.

2. Założenia analiz

Analizy sieciowe związane z oceną skutków dla KSE przeprowadzono dla 2020 i 2030 roku. W analizach tych uwzględniono układ sieci zamkniętej 400/220/110 kV, którego podstawą były modele obliczeniowe przygotowane dla stanów obciążeń: szczyt zimowy, szczyt letni oraz dolina letnia. Układy te uzupełniono o przewidywane w planie rozwoju (PRSP) inwestycje sieciowe oraz zmiany w obszarze generacji. Jednocześnie w modelach uwzględniono globalną prognozę zapotrzebowania na moc czynną. W obliczeniach rozptyłów mocy dla okresu zimowego przyjęto obciążalności prądowe linii napowietrznych dla temperatury otoczenia 0°C, a dla okresu letniego dla temperatury otoczenia 25°C. W warunkach szczytu letniego oraz szczytu zimowego saldo wymiany międzysystemowej (międzynarodowej) zostało utrzymane zgodnie z wyjściowymi (referencyjnymi) modelami obliczeniowymi.

Na przekroju Polska – Niemcy w 2020 roku utrzymano wymianę mocy, tj. przesył z Niemiec do Polski mocy rzędu 400 MW (po 100 MW każdym torem linii 400 kV Krajnik – Vierraden i Mikułowa – Hagenwerder). W 2030 roku rozważono możliwość uruchomienia trzeciego połączenia na napięciu 400 kV, przez co łączny przesył mocy z Niemiec do Polski zwiększono do 600 MW. W analizach przyjęto, że na połączeniach transgranicznych Polska – Niemcy wykorzystuje się możliwości sterowania przepływem poprzez zmianę kąta fazowego przesuwników fazowych poza zakres ± 22 stopni.

We wszystkich badanych układach jednym z kryterium poprawności pracy układu był dopuszczalny poziom napięcia. Poziom napięć został przyjęty zgodnie z obowiązującymi zapisami *Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej* (IRiESP), w tym punkt II.A.2.2.3 oraz II.A.2.2.4 [9].

W ramach analiz technicznych uwzględniono obliczenia rozptyłów mocy w stanach normalnych i awaryjnych (zgodnie z kryterium $N-1$). W analizie uwzględniono dwa scenariusze potencjalnych lokalizacji morskich farm wiatrowych (MFW), uzależnione od roku przyłączenia. Dla 2020 roku rozkład generacji MFW przedstawia się następująco:

- scenariusz I – moc 500 MW wprowadzona na ląd w rejonie miejscowości Grzybowo (woj. zachodniopomorskie)

- scenariusz II – moc 500 MW wprowadzona na ląd w rejonie miejscowości Ustka (woj. pomorskie).

Dla 2030 roku rozkład generacji MFW przedstawia się następująco:

- scenariusz I – przyłączenie MFW w dwóch lokalizacjach: moc 5000 MW wprowadzona na ląd w rejonie miejscowości Grzybowo (woj. zachodniopomorskie) oraz moc 5000 MW wprowadzona na ląd w rejonie miejscowości Ustka (woj. pomorskie)
- scenariusz II – przyłączenie MFW w trzech lokalizacjach: moc 3500 MW wprowadzona na ląd w rejonie miejscowości Grzybowo (woj. zachodniopomorskie), moc 3500 MW wprowadzona na ląd w rejonie miejscowości Ustka (woj. pomorskie) oraz moc 3000 MW wprowadzona na ląd w rejonie miejscowości Lubiatowo (woj. pomorskie).

W związku ze stosunkowo niską wartością mocy MFW w 2020 roku w analizie przyjęto, że przyłączone one zostaną linią promieniową do istniejących stacji NN, tj. MFW w rejonie miejscowości Grzybowo do rozdzielni 400 kV stacji Dunowo, a MFW w rejonie miejscowości Ustka do rozdzielni 400 kV stacji Słupsk. W 2030 roku ze względu na dużą moc MFW rozważono różne sposoby powiązania nowych stacji NN z siecią przesyłową.

Dodatkowo przebadano także scenariusz zakładający przyłączenie do KSE MFW o łącznej mocy 10 000 MW w 2030 roku, przy czym moc 5000 MW wprowadzana jest bezpośrednio wydzielonym ciągiem liniowym do rozdzielni 400 kV stacji Plewiska (woj. wielkopolskie). Moc maksymalna czynna, generowana przez farmy wiatrowe na lądzie, została przyjęta w analizie alternatywnie w wysokości 6150 MW w 2020 roku i 7687 MW w 2030 roku.

3. Wyniki analiz

W 2020 roku zapewnienie bezpiecznej pracy KSE po przyłączeniu MFW o mocy 500 MW do KSE w rejonie miejscowości Grzybowo będzie wymagać modernizacji ok. 8 km linii 220 kV. Łączny szacowany nakład inwestycyjny wyniesie ok. 8 mln zł. Jeśli przyłączenie MFW do KSE nastąpi w rejonie Ustki, konieczne będzie zmodernizowanie ok. 44 km linii 400 kV. Łączny szacowany nakład inwestycyjny wyniesie wówczas ok. 28 mln zł. Docelową strukturę układu sieciowego w 2020 roku pokazano na rys. 1.

W 2030 roku przyłączenia MFW o sumarycznej mocy 10 000 MW w rejonie miejscowości Grzybowo i Ustka będzie wymagać nakładów inwestycyjnych w wysokości ok. 5,476 mld zł, w tym:

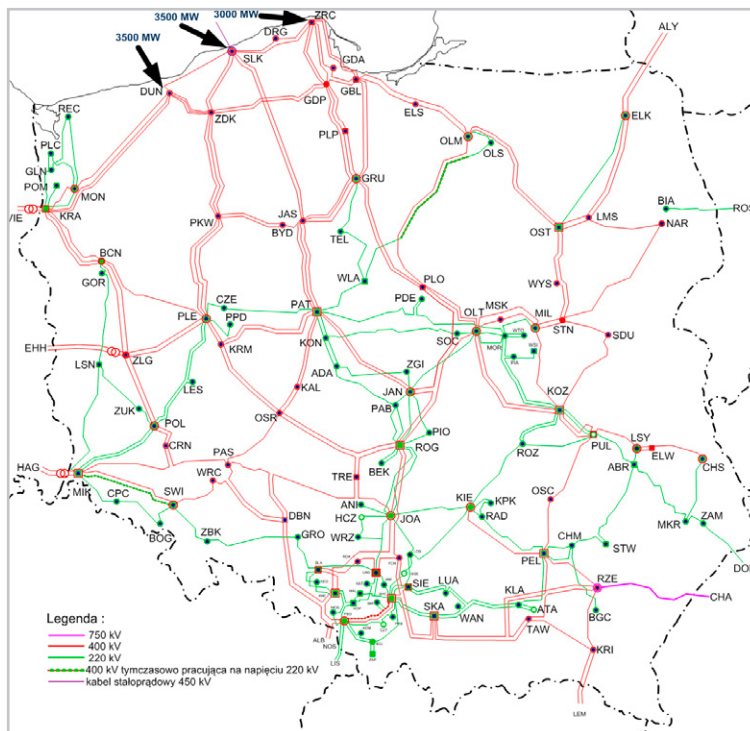
- budowa 1250 km nowych linii dwutorowych 400 kV
- przebudowa 353 km istniejących linii NN na dwutorowe linie 400 kV
- modernizacja 336 km istniejących linii 220 kV i 400 kV
- instalacja 7 dławików o mocach 100 Mvar i 150 Mvar
- instalacja 10 baterii kondensatorów stacyjnych (BKS) o mocach 100–250 Mvar.

Docelową strukturę układu sieciowego w 2030 roku pokazano na rys. 2.

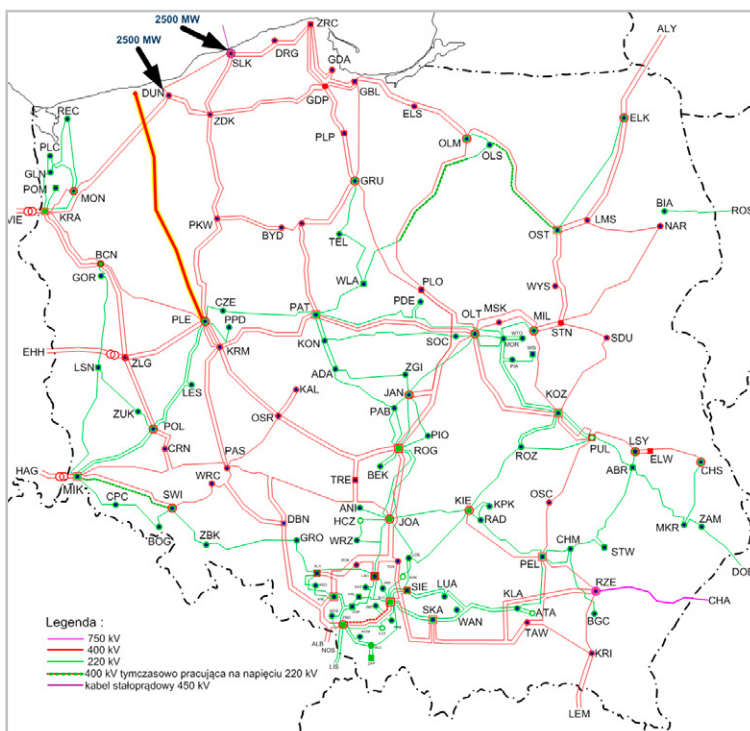
Zmiana miejsca przyłączenia MFW (trzy miejsca przyłączenia: w rejonie miejscowości Grzybowo, Ustka i Lubiatowo) wpłynie na wzrost sumarycznych nakładów inwestycyjnych do poziomu ok. 6,124 mld zł, na co składa się nakład inwestycyjny konieczny do:

- budowy 672 km nowych linii dwutorowych 400 kV
- przebudowy 300 km istniejących linii na dwutorowe linie 400 kV
- modernizacji 250 km istniejących linii 220 kV i 400 kV
- instalacji 1 nowego ATR 400/220 kV 500 MVA
- instalacji 2 dławików o mocy 150 Mvar.

Dodatkowo należy uwzględnić konieczność budowy wspomnianego wydzielonego ciągu liniowego o długości ok. 250 km. Zatem łączny nakład inwestycyjny wyniesie od ok. 5,028 mld zł (budowa wydzielonego ciągu liniowego jako dwóch linii dwutorowych 400 kV) do ok. 5,278 mld zł (wykorzystanie technologii HVDC i budowa dwóch torów DC 500 kV).



Rys. 3. Docelowa struktura układu sieciowego w 2030 roku. MFW przyłączone do KSE w rejonie miejscowości Grzybowo, Ustka i Lubiawo



Rys. 4. Docelowa struktura układu sieciowego w 2030 roku. MFW przyłączone do KSE w rejonie miejscowości Grzybowo, Ustka

Docelową strukturę układu sieciowego po przyłączeniu łącznych 10 000 MW w 2030 roku przedstawiono na rys. 4. Na rysunku zaznaczono również bezpośredni ciąg poprowadzony do stacji Plewiska (oznaczenie PLE).

4. Wnioski końcowe

Sumaryczny nakład inwestycyjny wymagany do przyłączenia MFW o mocy 10 000 MW w 2030 roku w rejonie miejscowości Grzybowo i Ustka wyniesie ok. 5,476 mld zł. Zmiana miejsca przyłączenia MFW (trzy miejsca przyłączenia: w rejonie miejscowości Grzybowo, Ustka i Lubiato) wpłynie na wzrost sumarycznych kosztów inwestycyjnych do poziomu ok. 6,124 mld zł.

Poza aspektami inwestycyjnymi należy zauważyć, że rozwój energetyki wiatrowej, a w szczególności uruchomienie MFW o łącznej mocy 10 000 MW, wpłynie na diametralną zmianę rozkładu generacji w skali całego KSE. Dodatkowo może uniemożliwić zachowanie wymaganych przepływów mocy na przekroju synchronicznym Polska – Niemcy. W takiej sytuacji zakres regulacji przesuwników fazowych, wynoszący ± 22 stopnie, także może się okazać niewystarczający. W celu zachowania salda wymiany konieczne będzie bardzo silne ograniczenie wytwarzania w elektrowniach systemowych zlokalizowanych w dużej mierze w południowej części kraju. Spowoduje to bardzo duże przepływy mocy w kierunku południowym. Innym aspektem będzie wpływ na stabilność pracy systemu elektroenergetycznego [11]. Należy bowiem uwzględnić zagrożenia wynikające z dużych i nagłych ubytków mocy generowanej, wywołane wyłączeniem turbin wiatrowych spowodowanym przekroczeniem dopuszczalnej prędkości wiatru.

Wyznaczone możliwości wprowadzenia mocy pochodzącej z MFW zostały określone w podstawowych (istniejących oraz przewidywanych w planie rozwoju PRSP) strukturach KSE. Poziom tej mocy jest jedynie funkcją poniesionych nakładów inwestycyjnych. Wartości te można uzyskać poprzez działania doraźnie i nie wymagają długoterminowych planów rozwojowych, w tym budowy nowych ciągów bądź połączeń. Dalsze zwiększanie zapotrzebowania na usługi przesyłowe, w związku z przyłączaniem nowych (większych) zespołów MFW, będzie musiało skutkować poważnymi inwestycjami w KSE, wymagającymi nowych pozwoleń i uzgodnień, a więc działań o charakterze wieloletnim. Biorąc to pod uwagę, należy się spodziewać nowych wytycznych rozwojowych KSE, w tym analiz włączonych do PRSP. Do tej grupy należy zaliczyć analizy o charakterze dynamicznym, realizowane w stanach przejściowych i oddziałujące na stabilne warunki pracy KSE, jak i funkcjonowanie układów automatyki zabezpieczeniowej.

Podsumowując rozważania, należy wskazać, że potencjał energetyczny MFW będzie możliwy do wykorzystania w warunkach polskich, niemniej jednak jego skala będzie musiała zostać bezpośrednio związana z realiami prawnymi oraz możliwościami inwestycyjnymi leżącymi po stronie interesantów tego procesu.

BIBLIOGRAFIA

1. The European offshore wind industry – key trends and statistics 2015. A report by the European Wind Energy Association, February 2016 [online], <https://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/statistics/EWEA-European-Offshore-Statistics-2015.pdf> [dostęp: 30.03.2019].
2. Wind in power 2017. Annual combined onshore and offshore wind energy statistics, WindEurope, February 2018 [online], <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/WindEurope-Annual-Statistics-2017.pdf> [dostęp: 30.03.2019].
3. The Ten-Year Network Development Plan 2018 – Analysis of the needs of the European system. Report [online], https://www.entsoe.eu/sites/default/files/2018-12/ENTSOG_TYNDP_2018_System%20Assessment_web.pdf [dostęp: 30.03.2019].
4. Polskie Towarzystwo Morskiej Energetyki Wiatrowej [online], www.ptmew.pl [dostęp: 10.03.2019].
5. Model of the electricity mix until 2035 together with the analysis of potential balancing problems of the PPS with wind generation. The Polish Wind Energy Association, Szczecin, January 2019 [online], <http://psew.pl/wp-content/uploads/2019/01/%C5%9Akie%C5%BCki-dekarbonizacji-aktualizacja-stycze%C5%84-2019-r..pdf> [dostęp: 25.03.2019].
6. Polityka energetyczna Polski do roku 2040 [projekt], Ministerstwo Energii, Warszawa 2018.
7. Planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2018–2027 [projekt], PSE SA, styczeń 2018 [online], https://jasieniec.pl/wp-content/uploads/2018/02/PRSP_2018-2027_Dokument_Glowny_Do_Konsultacji.pdf [dostęp: 30.03.2019].
8. Prognoza pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016–2035, PSE SA, maj 2016 [online], <https://www.pse.pl/-/prognoza-pokrycia-zapotrzebowania-szczytowego-na-moc-w-latach-2016-2035> [dostęp: 30.03.2019].
9. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej. PSE SA, grudzień 2017 [online], <https://www.pse.pl/dokumenty> [dostęp: 30.03.2019].
10. Policy 1 – Load-Frequency Control and Performance. Appendix 1. UCTE, March 2009 [online], https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/oh/Policy1_final.pdf [dostęp: 30.03.2019].
11. Szabliski M., Rzepka P., Analysis of Technical Possibilities of Photovoltaic and Wind Sources Playing in an Ancillary Service of Frequency and Power Regulation, *Acta Energetica* 2016, No. 4/29, s. 112–119.
12. Przygodzki M., Lubicki W., Wykorzystanie podejścia probabilistycznego w planowaniu rozwoju na podstawie doświadczeń operatorów sieciowych, *Rynek Energii* 2017, No. 2, s. 36–43.

Chosen Aspects of Offshore Wind Farms Connection Analyses in Polish Case

Keywords

offshore wind farms (OWF), network development, network analysis

Abstract

The development of offshore wind energy in the perspective of the next dozen or so years may play a decisive role in fulfilling the obligations regarding the share of renewable energy in the overall energy balance. At the same time, one should take into account the threats resulting from the connection to Polish

National Power System (NPS) onshore and offshore wind farms with a capacity of thousands MW. Elimination of these threats will require not only a sufficiently wide bandwidth regulation of active power generation in the National Power System (many times wider than currently required), but also access to power reserves that prevent the effects of sudden power losses up to thousands of MW. This publication presents the possibilities of connected the offshore wind farms to the NPS in the perspective of 2030, analyzed in the framework of development works carried out by the transmission system operator. The scope of work included network analysis, which allowed to determine the requirements as to the scope of NPS development and to estimate the necessary investment costs.

KONTAKT

Paweł Kubek

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

tel.: +48 32 257 86 37

e-mail: pawel.kubek@pse.pl

Maksymilian Przygodzki

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

tel.: +48 32 237 85 71

e-mail: maksymilian.przygodzki@pse.pl

Wykorzystanie farm wiatrowych w systemowej regulacji częstotliwości

Autorzy

Hubert Białas
Ryszard Pawełek
Irena Wasiak

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

usługi systemowe, regulacja częstotliwości, wirtualna inercja, generacja rozproszona

Streszczenie

W artykule przedstawiono możliwości wykorzystania farm wiatrowych w regulacji pierwotnej i wtórnej częstotliwości napięcia w systemie elektroenergetycznym. Zaprezentowano model systemu złożony z farmy wiatrowej, zastępczego generatora synchronicznego oraz obciążenia. Opracowano algorytm regulacji częstotliwości zawierający dwa etapy: regulację pierwotną z uwzględnieniem sztucznej inercji turbin wiatrowych oraz regulację wtórną dostępną na żądanie operatora. Przedstawiono także wyniki badań symulacyjnych ilustrujące przebieg zmian częstotliwości w zależności od generacji farmy i ograniczeń operatora dla różnych scenariuszy pracy układu.

1. Wstęp

Wzrost mocy odnawialnych źródeł energii (OZE) zainstalowanych w systemie elektroenergetycznym (SEE) zwiększa możliwości bilansowania, a tym samym całkowite bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej. Jednocześnie pełne wykorzystanie możliwości wytwórczych tych źródeł powiększa obszar produkcji mocy, który można uznać za wyłączony spod kontroli centralnej w zakresie regulacji częstotliwości i napięcia. Utrzymanie wzrostu udziału OZE w bilansie mocy będzie wymuszać na operatorach zmianę sposobu sterowania pracą całego systemu i włączenie tych źródeł do usług regulacyjnych [1].

Utrzymanie wartości częstotliwości w zadanych granicach jest zagadnieniem systemowym i obecnie realizowane jest przez układy regulacyjne generatorów synchronicznych w dużych elektrowniach. Podstawowe procesy regulacyjne (tzw. regulacja pierwotna) są wynikiem działania regulatorów prędkości obrotowej generatorów. Następne fazy regulacji (tj. regulacja wtórna i trójna) odbywają się w ramach układu automatycznej regulacji częstotliwości i mocy (ARCM), a polegają na skoordynowanym oddziaływaniu na indywidualne regulatory wybranych jednostek wytwórczych.

Zdolność poszczególnych źródeł do udziału w regulacji systemowej jest zależna od technologii wykorzystywanej do produkcji energii, tj. rodzaju energii pierwotnej, obecności elementów wirujących, sposobu wyprowadzenia mocy oraz struktury układów regulacji [2]. Obecnie za najbardziej obiecującą technologię OZE uznawane są farmy wiatrowe, z powodu obecności elementów wirujących będących źródłem naturalnej odpowiedzi inercyjnej [3, 4].

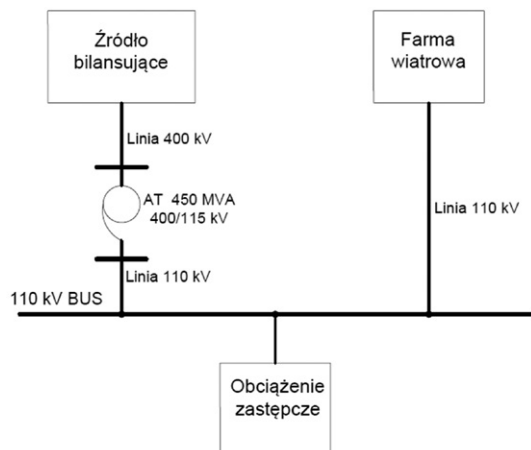
Celem niniejszej publikacji jest analiza odpowiedzi farmy wiatrowej wyposażonej w regulatory mocy i częstotliwości na zmieniające się warunki pracy oraz ograniczenia operatora systemu. Analiza została przeprowadzona na podstawie badań symulacyjnych wykonanych w programie PSCAD [5], z wykorzystaniem oryginalnego modelu farmy wiatrowej współpracującej z SEE. W artykule opisano sposób modelowania farmy z uwzględnieniem układów regulacyjnych. Przedstawiono przykładowe wyniki obliczeń symulacyjnych pokazujące reakcję farmy wiatrowej na wymuszenia i możliwość uczestniczenia farmy w systemowej regulacji częstotliwości.

2. Badany układ

Schemat analizowanego układu pokazano na rys. 1. Zawiera on trzy podstawowe elementy: farmę wiatrową o mocy osiągalnej 60 MW, źródło zastępcze odpowiadające za bilansowanie mocy oraz zastępcze obciążenie sieci.

Blok o nazwie farma wiatrowa tworzy 30 elektrowni wiatrowych wyposażonych w generatory synchroniczne o mocy znamionowej 2 MW. Generatory przyłączono do wspólnej sieci o napięciu znamionowym 30 kV poprzez transformatory 0,4/30 kV. Farmę wiatrową przyłączono do sieci zewnętrznej linią kablową o napięciu 110 kV.

W bloku „źródło bilansujące” zamodelowano generator zastępczy o parametrach odpowiadających najczęściej występującemu w KSE dwubiegunowemu generatorowi GTHW-360. Generator jest połączony z siecią przez transformator blokowy o mocy 426 MVA. Energia dostarczana jest do odbiorców za pomocą linii napowietrznej 400 kV, a następnie linią napowietrzną sieci rozdzielczej 110 kV.



Rys. 1. Schemat poglądowy badanego układu

Ostatni element układu stanowi obciążenie zastępcze z możliwością zmiany pobieranej mocy czynnej i biernej przy stałej wartości współczynnika mocy $\text{tg } \varphi$.

3. Model układu

3.1. Model farmy wiatrowej

Model badanego układu został utworzony w środowisku programu PSCAD™/EMTDC™, z wykorzystaniem modułów pochodzących z biblioteki programu [5]. W modelu farmy wiatrowej uwzględniono poszczególne turbozespoły wiatrowe, łączącą je sieć kablową oraz główną stację zasilającą 110/30 kV z transformatorem o mocy znamionowej 63 MVA.

Ze względu na ograniczenia związane z liczbą węzłów obliczeniowych w modelu dokładnie odwzorowano tylko jeden turbozespół zwany turbozespołem referencyjnym [6]. Pozostałe turbozespoły zamodelowano w postaci sterowanych źródeł prądowych. Przy założeniu, że wszystkie turbozespoły farmy są tego samego typu co turbozespół referencyjny, przyjęto, że prądy referencyjne źródeł odpowiadają prądom turbozespołu referencyjnego.

Model turbozespołu referencyjnego (rys. 2) zawiera następujące moduły główne: turbinę wiatrową, generator, układ przekształtnikowy oraz transformator. W modelu odwzorowano układy sterowania i regulacji przystosowane do pracy przy zmiennej częstotliwości i wartości skutecznej napięcia sieci zasilającej.

Turbinę wiatrową odwzorowano z wykorzystaniem modułu Wind Source, który umożliwia programowanie zmiennych w czasie przebiegów wiatru o zróżnicowanym charakterze (podmuchy, turbulencje). Regulacja mocy turbiny realizowana jest za pomocą zmiany kąta natarcia łopat.

Generator synchroniczny elektrowni wiatrowej jest połączony z siecią za pośrednictwem energoelektronicznego układu przetwarzania energii. W skład tego układu wchodzi: prostownik, układ stabilizacji napięcia oraz inwertor.

Sygnałami wejściowymi układu regulacji, zależnie od trybu pracy, są:

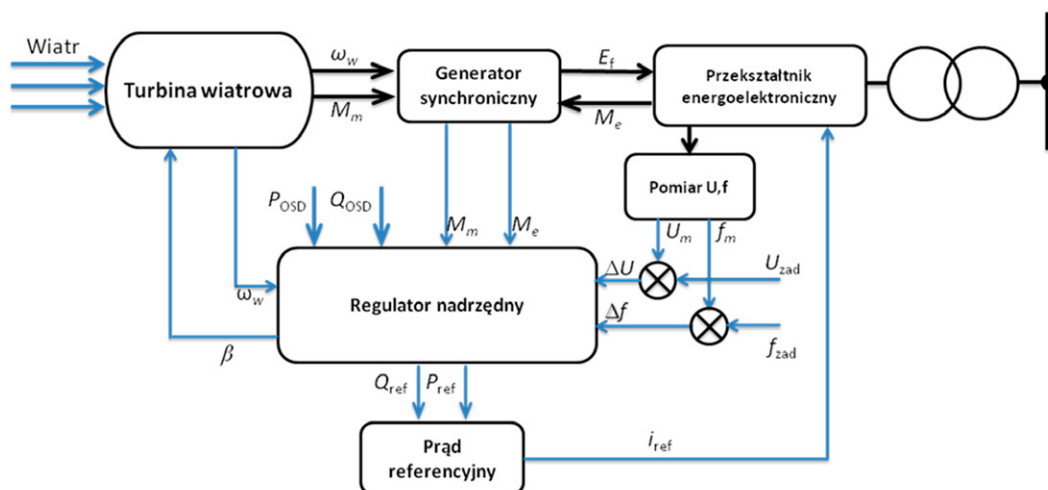
- prędkość kątowna zespołu turbina-generator
- wartości momentów mechanicznego i elektromagnetycznego dla pracy bez ograniczeń
- zadane wartości mocy czynnej i biernej wynikające z ograniczeń operatora rozdzielane równomiernie na poszczególne turbozespoły
- pomierzone uchyby częstotliwości i napięcia przy pracy w trybie regulacji częstotliwości i napięcia.

Sygnałami wyjściowymi z regulatora są: kąt natarcia łopat turbiny β oraz wartości referencyjne mocy czynnej P_{ref} i biernej Q_{ref} , jakie powinny być wprowadzone do sieci zasilającej przez inwertor PWM. Schemat układu regulacji mocy czynnej przedstawiono na rys. 3.

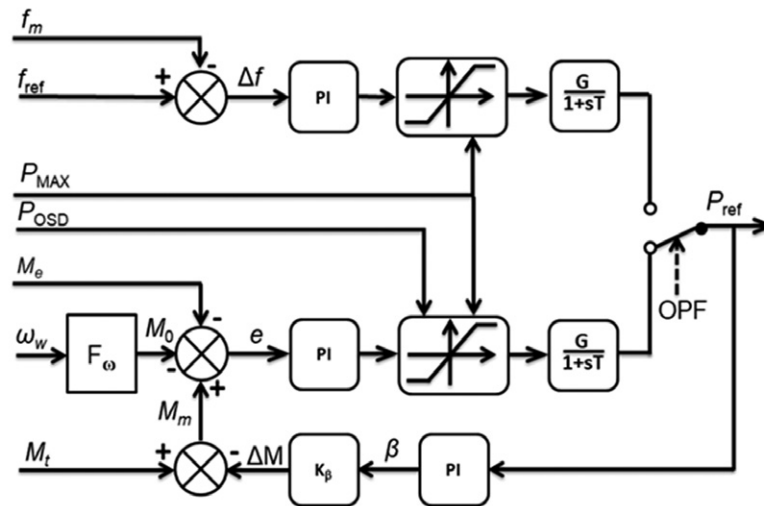
Podstawowy układ regulacji mocy czynnej turbozespołu, realizowany w trybie pracy normalnej, wynika z równania równowagi momentów [7]:

$$J \frac{d\omega}{dt} = (M_m - M_e) - M_e \quad (1)$$

gdzie: J – moment bezwładności wirnika generatora i turbiny, ω – elektryczna prędkość kątowna wirnika, M_m – moment



Rys. 2. Schemat modelu turbozespołu referencyjnego



Rys. 3. Układ regulacji mocy czynnej farmy wiatrowej

napędowy mechaniczny, M_e – moment elektromagnetyczny, M_0 – moment strat.

Blok F_ω pozwala na uwzględnianie zależności momentu strat od prędkości kątowej generatora.

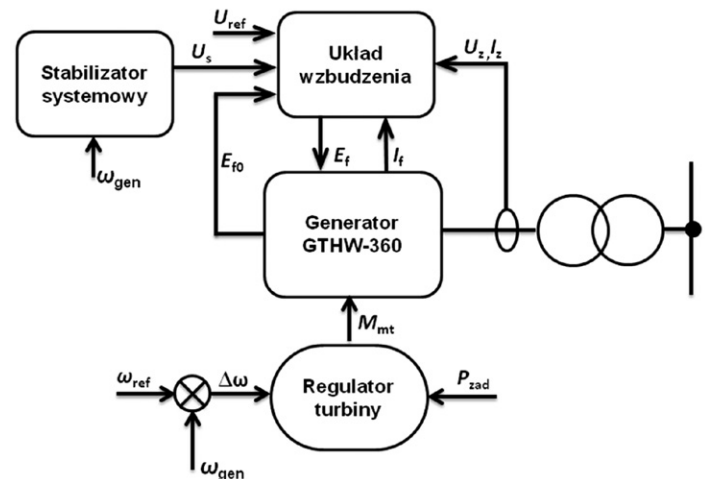
Po podaniu sygnału sterującego OPF układ regulacji przechodzi do pracy w trybie interwencyjnym (regulacja wtórna), w którym wartość wytwarzanej mocy czynnej wynika z odchylenia częstotliwości od wartości nominalnej.

Procesy regulacji mocy czynnej lub częstotliwości realizowane są poprzez zmiany kąta natarcia łopatek turbin wiatrowych β . Działanie regulatora powoduje ograniczenie momentu mechanicznego turbiny M_t do wymaganej wartości M_m . Aktywacja układu regulacji kąta β następuje przy przekroczeniu ograniczeń wynikających z mocy maksymalnej turbiny P_{MAX} lub mocy P_{OSD} zadanej przez operatora. Moc maksymalna P_{MAX} odpowiada znamionowej prędkości obrotowej turbiny równej 2,3 rad/s, uzyskiwanej przy prędkości liniowej wiatru wynoszącej 13,5 m/s. Regulacja kąta β stanowi więc dodatkowe zabezpieczenie turbin wiatrowych przed przeciążeniami mechanicznymi mogącymi wystąpić po przekroczeniu dopuszczalnej prędkości wiatru.

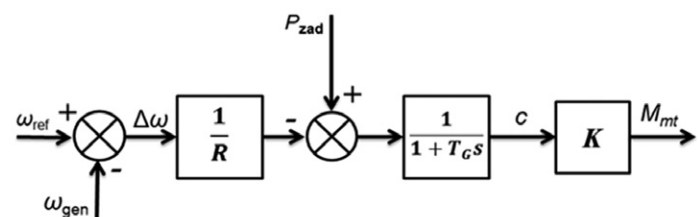
Inwerter turboszespołu referencyjnego pracuje jako źródło prądowe, wprowadzając do sieci prądy fazowe zgodne z przebiegami referencyjnymi i_{ref} wyznaczonymi na podstawie sygnałów mocy P_{ref} i Q_{ref} z układów regulacji mocy czynnej i biernej.

3.2. Model źródła zastępczego

W badanym układzie elektrownia konwencjonalna z zastępczym generatorem synchronicznym stanowi element bilansujący moc i energię elektryczną. Model turboszespołu zbudowano, wykorzystując moduły z biblioteki programu: Synchronous Machine, Exciter, Power System Stabilizer oraz Steam Governor. W modelu turboszespołu uwzględniono regulator mocy sterujący dopływem pary do turbiny. W celu utrzymania stałej wartości napięcia na zaciskach generatora wykorzystano statyczny układ wzbudzenia. Do ograniczenia oscylacji mocy wyjściowej generatora wykorzystano stabilizator systemowy oddziałujący na układ



Rys. 4. Schemat blokowy turboszespołu zastępczego



Rys. 5. Układ regulacji turbiny parowej [8]

wzbudzenia zależnie od zmian prędkości obrotowej wału generatora. Schemat blokowy turboszespołu pokazano na rys. 4.

Schemat układu regulacji mocy turbiny pokazano na rys. 5. Zmiana mocy wyjściowej i prędkości obrotowej turbiny jest realizowana przez regulator turbiny zgodnie z charakterystyką statyczną. Parametrami wejściowymi regulatora są: punkt pracy (P_{zad}) na charakterystyce $P = f(f)$ oraz uchyb prędkości obrotowej liczony jako różnica pomiędzy prędkością obrotową referencyjną

a pomierzoną. Sygnałem wyjściowym jest względny stopień otwarcia zaworów dopływu pary c , przy czym poziom $c = 0$ odpowiada zaworom zamkniętym, a $c = 1$ zaworom całkowicie otwartym. W układzie uwzględniono także korektę wzmocnienia odpowiedzi układu regulacji poprzez nastawę statyzmu R . Podstawowy element wykonawczy, jakim jest siłownik hydrauliczny, został odwzorowany jako człon inercyjny pierwszego rzędu.

3.3. Model obciążenia

Model zastępczego obciążenia sieci zbudowano, wykorzystując moduł Fixed Load z biblioteki programu PSCAD. Model ten pozwala na zdefiniowanie fazowego obciążenia węzła mocą czynną i bierną przy określonym napięciu sieci. Sumaryczne obciążenie węzła sieci jest wyznaczane na podstawie następujących równań:

$$P = P_n \left(\frac{U}{U_n} \right)^{N_p} \cdot (1 + K_{PP} \cdot df) \quad (2)$$

$$Q = Q_n \left(\frac{U}{U_n} \right)^{N_Q} \cdot (1 + K_{QP} \cdot df) \quad (3)$$

gdzie:

P_n, Q_n – realne obciążenie fazowe; U, U_n – napięcie pomierzone i znamionowe; N_p, N_Q, K_{PP}, K_{QP} – współczynniki.

4. Badania symulacyjne

4.1. Reakcja układu na zmianę prędkości wiatru i wymuszenie operatora systemu dystrybucyjnego

Na rys. 6 pokazano zmiany mocy czynnej w sieci wynikające ze zmiany prędkości wiatru i załączenia ograniczenia operatora. Początkowo farma pracowała bez ograniczeń operatora, z mocą 40 MW przy prędkości wiatru 11 m/s. Ponieważ prędkość wiatru

była mniejsza od znamionowej, układ regulacji kąta natarcia łopat nie był aktywowany (kąt $\beta = 0^\circ$, rys. 7). W wyniku skokowej zmiany prędkości wiatru do 14 m/s, w 5 sekundzie symulacji (rys. 7) nastąpiło zwiększenie prędkości obrotowej wirnika turbiny do wartości aktywującej układ regulacji kąta natarcia łopat. Zwiększenie momentu napędowego turbin wiatrowych spowodowało zwiększenie mocy czynnej wytwarzanej przez farmę do wartości znamionowej równej 60 MW (rys. 6), przy kącie natarcia łopat $\beta = 8,2^\circ$ (rys. 7).

Zmiany mocy farmy wymusiły odpowiednie zmiany bilansujące generatora synchronicznego, a ich efektem był wzrost częstotliwości i jej ustabilizowanie na wyższym poziomie (50,038 Hz), zgodnie z charakterystyką statyczną generatora.

W 10 sekundzie wprowadzono żądanie redukcji mocy czynnej do poziomu 15 MW, co zostało zrealizowane poprzez zwiększenie kąta natarcia do $\beta = 14,2^\circ$. Wprowadzenie ograniczenia mocy farmy pozwoliło na uzyskanie punktu pracy systemu przy częstotliwości równej 50 Hz.

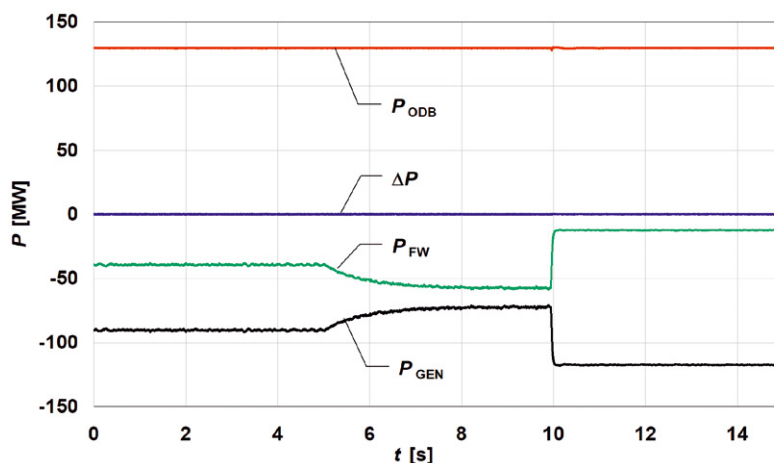
Przebieg zmian częstotliwości w punkcie przyłączenia odbiorców pokazano na rys. 8.

4.2. Udział farmy w regulacji częstotliwości

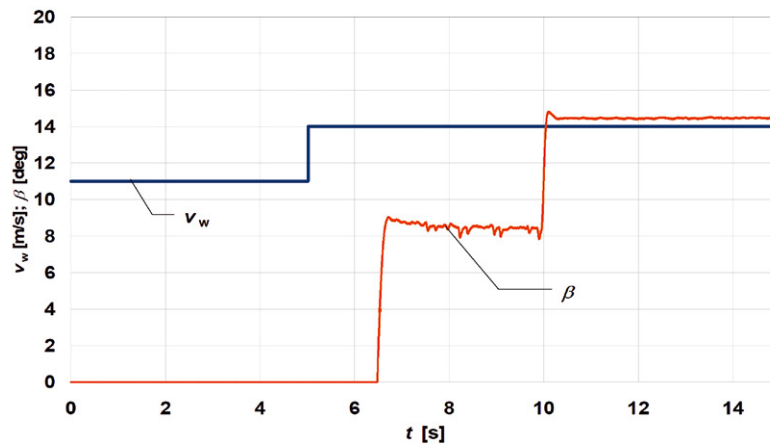
Udział farmy wiatrowej w regulacji częstotliwości wymaga utrzymania rezerwy mocy czynnej, co oznacza pracę przy obniżonej wartości mocy w stosunku do wartości możliwej do uzyskania w danych warunkach.

W badanym scenariuszu założono pracę farmy z mocą ograniczoną przez operatora do wartości 15 MW. W piątej sekundzie symulacji zwiększono obciążenie do 160 MW, co spowodowało zmianę mocy generatora zastępczego, zgodnie z bilansem mocy czynnej pokazanym na rys. 9.

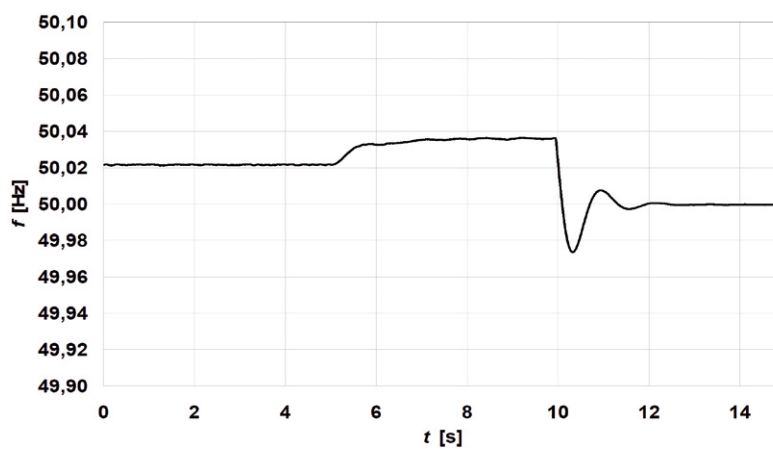
Efektom wzrostu mocy było zmniejszenie częstotliwości do wartości 49,98 Hz. W 10 sekundzie symulacji w farmie załączono tryb pracy z regulacją częstotliwości. Działanie układu spowodowało zwiększenie mocy farmy do 40 MW i wzrost częstotliwości do wartości referencyjnej równej 50 Hz (rys. 10). Jednocześnie zmniejszeniu uległa moc generatora synchronicznego do wartości 115 MW.



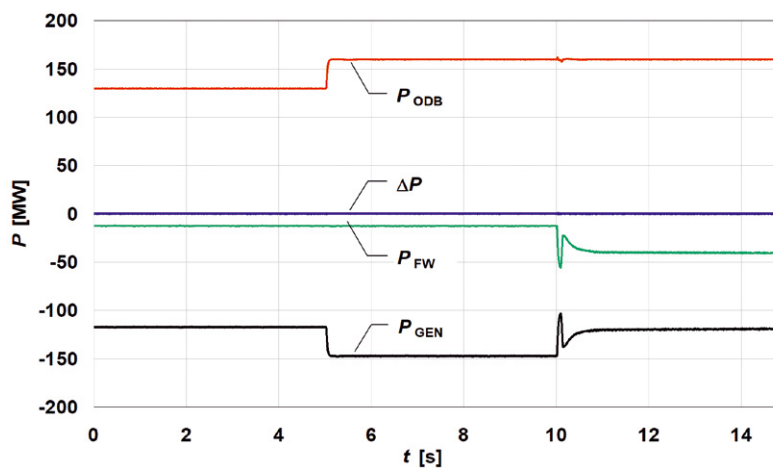
Rys. 6. Zmiany mocy czynnej w układzie spowodowane zmianą prędkości wiatru i załączeniem ograniczeń operatora: P_{ODB} – moc czynna odbioru zastępczego, P_{FW} – moc czynna farmy wiatrowej, P_{GEN} – moc czynna generatora, ΔP – straty mocy czynnej w sieci



Rys. 7. Zmiany kąta natarcia łopatek na skutek zwiększenia prędkości wiatru i załączenia ograniczeń operatora



Rys. 8. Przebieg zmian częstotliwości spowodowanych zmianą prędkości wiatru i załączeniem ograniczeń operatora

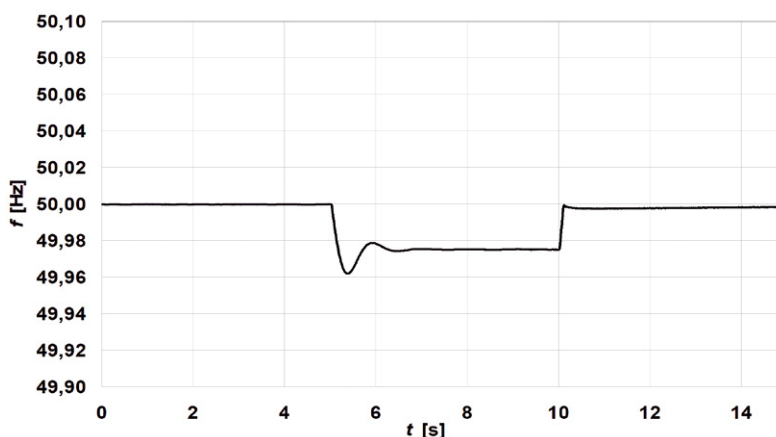


Rys. 9. Zmiany bilansu mocy czynnej w układzie spowodowane pracą farmy w trybie regulacji częstotliwości (oznaczenia jak na rys. 6)

Uzyskane wyniki potwierdziły skuteczność działania zastosowanego układu regulacji częstotliwości i mocy czynnej farmy wiatrowej.

5. Wnioski końcowe

W artykule zaprezentowano model farmy wiatrowej przyłączonej do SEE, umożliwiającą analizę możliwości uczestnictwa farmy wiatrowej w systemowej regulacji częstotliwości. Przedstawiono i omówiono wyniki symulacyjne dla różnych scenariuszy pracy



Rys. 10. Przebieg zmian częstotliwości w węźle odbiorczym spowodowane pracą farmy w trybie regulacji częstotliwości

farmy. Pokazano, że regulacyjne właściwości farm wiatrowych pozwalają operatorowi SEE na uwzględnienie ich w procesach regulacji częstotliwości, przy czym udział elektrowni wiatrowych w regulacji częstotliwości wymaga stworzenia rezerwy regulacyjnej mocy czynnej i eksploatacji farmy z mocą mniejszą od możliwej do uzyskania przy określonej wietrzności.

BIBLIOGRAFIA

1. Szabllicki M., Rzepka P., Analiza możliwości technicznych uczestnictwa źródeł fotowoltaicznych i wiatrowych w usłudze systemowej regulacji częstotliwości i mocy, *Acta Energetica* 2016, No. 4/29, s. 120–125.
2. Bonk L., Czarnecki B., Magulski R., Korpikiewicz J., Możliwości świadczenia i zapotrzebowanie w KSE na usługi regulacyjne dostarczone przez generację wiatrową w Polsce, Instytut Energetyki Oddział Gdańsk, Gdańsk 2016.
3. Klempke H., McCulloch C.B., Piekutowski M., Wong A., Impact of High Wind Generation Penetration on Frequency Control, University of Tasmania, 2010.
4. Lubośny Z., Wind Power Plants Influence on Electric Power System, *Automatyka, Elektryka, Zakłócenia* 2016, Vol. 7, nr 4(26), s. 54–70.
5. PSCAD – Power Systems Computer Aided Design. User's Guide on the Use of PSCAD, Winnipeg, Manitoba, Canada 2003.
6. Pawełek R., Terlecki B., Anuszczyk J., Model symulacyjny parku wiatrowego, *Przegląd Elektrotechniczny* 2017, nr 3, s. 223–227.
7. Bao Yu-Quing, Li Yang, On deloading control strategies of wind generators for system frequency regulation, *International Transactions on Electrical Energy Systems* 2015, Vol. 25, s. 623–635.
8. Machowski J., Regulacja i stabilność systemu elektroenergetycznego, Oficyna Wydawnicza PW, Warszawa 2007.

Using Wind Farms in System Frequency Regulation

Keywords

ancillary services, frequency regulation, synthetic inertia, distributed generation

Abstract

The presented article concerns the possibility of using wind farms in frequency regulation in the power system. In the research, a system model composed of wind farm, equivalent synchronous generator and load was used, built in the environment of the PSCAD. The applied frequency control algorithm consist of two stages: primary control allowing to limit dynamic phenomena in the system through use the artificial inertia of wind turbines and secondary regulation available at the request of the system operator. The presented research results illustrate frequency changes depending on the farm's generation and limitations of the distribution system operator for various wind farm participation scenarios in the system frequency regulation taking into account changes in system load and available wind energy.

KONTAKT

Hubert Białas

Politechnika Łódzka, Instytut Elektroenergetyki

tel.: +48 42 631 25 93

e-mail: hubert.bialas@edu.p.lodz.pl

Ryszard Pawełek

Politechnika Łódzka, Instytut Elektroenergetyki

tel.: +48 42 631 25 96

e-mail: ryszard.pawelek@p.lodz.pl

Irena Wasiak

Politechnika Łódzka, Instytut Elektroenergetyki

tel.: +48 42 631 25 90

e-mail: irena.wasiak@p.lodz.pl

Ocena zdolności farm wiatrowych do udziału w regulacji mocy wymiany i częstotliwości KSE

Autorzy

Jacek Aronowski
Leszek Bronk
Bogdan Czarnecki
Jarosław Korpikiewicz
Jerzy Rychlak

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

regulacja pierwotna, regulacja wtórna, farma wiatrowa

Streszczenie

Malejący udział systemowych źródeł wytwórczych w bilansie mocy powoduje, że dla zapewnienia bezpieczeństwa i niezawodności dostaw energii niezbędne staje się wykorzystywanie zasobów regulacyjnych pozostających do niedawna poza obszarem zainteresowania operatora systemu przesyłowego (OSP). W artykule, w kontekście wymagań *Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej* (IRiESP) dla źródeł konwencjonalnych, zaprezentowano rzeczywiste możliwości regulacyjne oferowane przez typową farmę wiatrową (FW). Omówiono model wymiany danych pomiędzy regulatorem centralnym LFC (ang. *Load Frequency Control*) i FW, umożliwiający udział w regulacji mocy i częstotliwości w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE). Ocena zdolności do udziału w regulacji mocy czynnej FW oparto na wynikach projektu [8], realizowanego przy współudziale PGE Energia Odnawialna SA, PSE Operator, PSE Innowacje oraz Instytutu Energetyki Oddział Gdańsk.

1. Wstęp

Malejący z roku na rok udział systemowych źródeł wytwórczych w bilansie mocy powoduje, że dla zapewnienia bezpieczeństwa i niezawodności dostaw energii niezbędne staje się wykorzystywanie zasobów regulacyjnych pozostających do niedawna poza obszarem zainteresowania OSP, m.in. farm wiatrowych. Doświadczenia europejskich operatorów w tym zakresie prezentują opracowania [1–3].

Celem projektu „Przystosowanie farmy wiatrowej Osieki do udziału w pilotażowym projekcie regulacji mocy i częstotliwości w KSE” była ocena zdolności typowej FW do udziału w regulacji pierwotnej i wtórnej w KSE oraz opracowanie projektu wymagań technicznych i telekomunikacyjnych do udziału w regulacji obiektów typu FW. Farma wiatrowa Osieki o mocy znamionowej 90 MW składa się z 30 turbin firmy Alstom ECO 110, każda o mocy 3 MW. Farma jest przyłączona do KSE w stacji 400/110 kV Żarnowiec.

2. Regulacja mocy w KSE

Usługa regulacji pierwotnej jest obecnie świadczona przez jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (JWCD) w celu utrzymywania w obszarze synchronicznym równowagi między wytwarzaniem a zużyciem energii elektrycznej. Usługa jest świadczona autonomicznie, z wykorzystaniem regulatorów prędkości obrotowej turbin, zgodnie z charakterystyką $\Delta P = f(\Delta f)$.

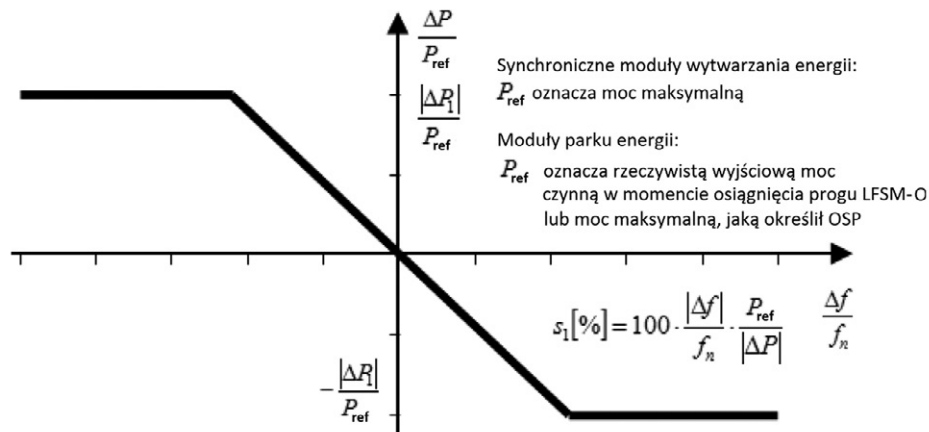
Według nowych kodeksów sieciowych FW musi być zdolna do pracy w dwóch trybach: FSM (ang. *frequency sensitive mode*) oraz LFSM (ang. *limited frequency sensitive mode*). Ich charakterystyki przedstawiono na rys. 1 i 2. Pierwszy tryb charakteryzuje się bardzo małą strefą martwą częstotliwości, poza którą zmianom częstotliwości sieci powinna towarzyszyć zmiana mocy oddawanej do sieci, przy czym zakres zmian mocy jest ograniczony szerokością pasma regulacji.

Tryb pracy LFSM charakteryzuje się większą w stosunku do FSM strefą martwą częstotliwości, powyżej której powinny nastąpić zmiany mocy oddawanej do sieci, nie jest natomiast ograniczane pasmo mocy, w którym odbywa się regulacja. Funkcjonalność LFSM ma charakter niesymetryczny, tj. może być świadczona niezależnie jako:

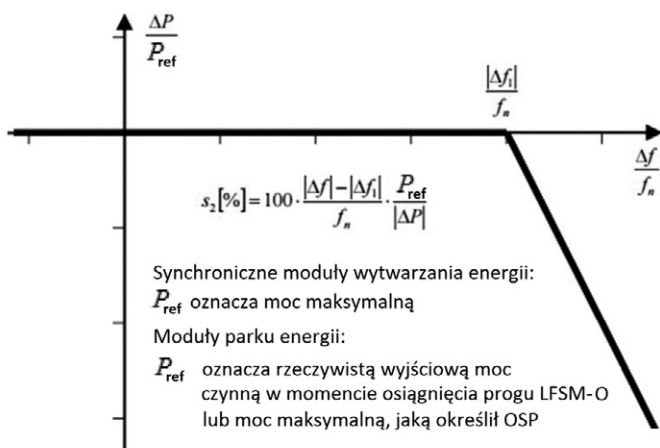
- redukcja mocy przy zwwyżce częstotliwości LFSM-O (ang. *over-frequency*), tzw. odczęstotliwościowe odciążanie
- wzrost mocy przy obniżeniu częstotliwości LFSM-U (ang. *underfrequency*).

Odnosząc powyższe zasady do FW, należy podkreślić, że świadczenie usługi symetrycznej (również w paśmie przyrostowym) wymaga uprzedniego ograniczenia mocy oddawanej przez nie do sieci.

OSP oczekuje, że docelowo rezerwa pierwotna FSM będzie świadczona w symetrycznych pasmach przyrostowym i redukcyjnym. Zgodnie z kodeksem sieciowym NC RfG [7] zdolność do regulacji



Rys. 1. Zdolność do odpowiedzi częstotliwościowej mocy czynnej modułów wytwarzania energii w trybie regulacji FSM



Rys. 2. Ograniczenie poziomu generacji mocy czynnej przy wyższej częstotliwości powyżej wartości granicznej – LFSM-O

pierwotnej (FSM) jest wymagana od instalacji wytwórczych o mocy 10 MW i wyższej. Także dla tych instalacji może być wymagana zdolność do regulacji wtórnej.

Funkcja LFSM będzie co do zasady realizowana w niesymetrycznych pasmach nad – i pod-częstotliwościowym. Dotychczas funkcjonalność LFSM-O była przez OSP wymagana w stosunku do największych FW przyłączanych do sieci NN. Obecnie wszystkie nowe FW o mocy 0,8 kW i wyższej, zgodnie z NC RfG, powinny posiadać zdolność do LFSM-O, natomiast farmy wiatrowe o mocy 10 MW i wyższej – zdolność do LFSM-U.

Regulacja wtórna jest realizowana centralnie przez system LFC administrowany przez OSP. Działanie systemu polega na wypracowaniu, na podstawie uchybu obszarowego ACE, sygnałów sterujących odchylenia mocy oddawanej do sieci od mocy bazowej i ma za zadanie przywrócenie znamionowej częstotliwości w systemie oraz zaplanowanych mocy wymiany pomiędzy sąsiednimi SEE.

3. Regulator centralny LFC

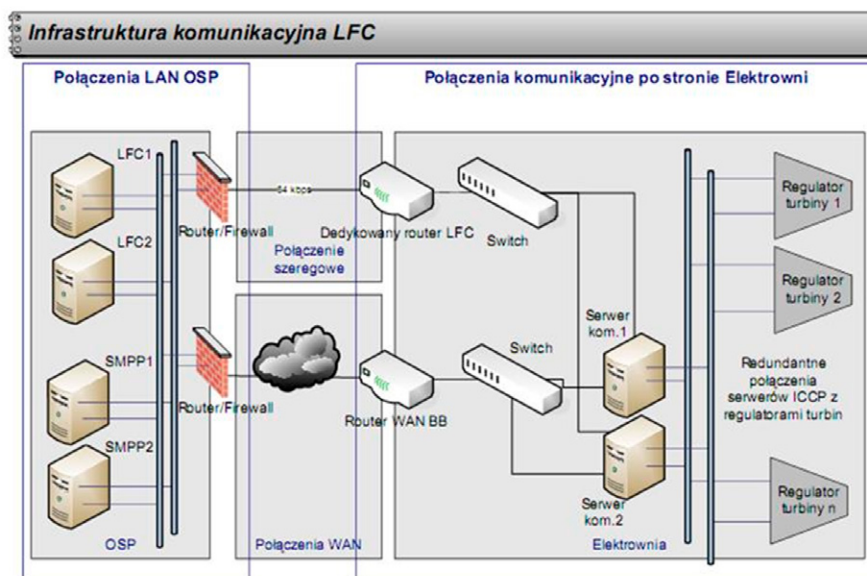
System LFC zawiera moduł regulatora centralnego (WC – węzeł centralny), który komunikuje się z elektrownią za pośrednictwem węzła lokalnego (WL) systemu LFC. WL-LFC integruje rozwiązania

LFC-->OPC FW	Opis
P_{w_zadane}	Moc zadana w paśmie regulacji wtórnej
$SR_{p_cmd}, SR_{w_up_cmd}, SR_{w_down_cmd}$	Zadane stany w regulacji pierwotnej i wtórnej
$P_{wreg_max_red_ack}, P_{wreg_max_nab_ack}$	Zakres mocy czynnej w regulacji wtórnej na podstawie złożonej oferty na RUS
$P_{zadane_max}, SP_{zadane_max_cmd}$	Praca w ograniczeniu mocy na FW
OPC FW --> LFC	Opis
P_{out}	Moc w punkcie przyłączenia FW do sieci
P_{brutto}	Suma mocy brutto turbin wiatrowych
P_{bazowe}	Moc bazowa FW odniesiona dla pracy w regulacji
P_{dif}, P_w	Wartość mocy wykorzystywana w ramach regulacji pierwotnej i wtórnej
$P_{max_dysp}, P_{min_tech}$	Moc FW wynikająca z aktualnych warunków meteo oraz min. dopuszczalna moc, przy której można regulować FW
$P_{pr}, P_{w_up}, P_{w_down}$	Stan załączenia regulacji na FW
P_{w_zadane}	Moc zadana w paśmie regulacji wtórnej
V_{w_nabr}, V_{w_red}	Prędkość zmian mocy czynnej na FW
Częstotliwość	Zmierzona, będąca punktem odniesienia dla regulacji pierwotnej
$P_{wreg_max_red}, P_{wregmax_nab}$	Bieżący zakres (pasmo) redukcji/naboru w paśmie regulacji wtórnej
Statyzm, nieczułość	Nastawiane wartości przy uzgodnieniu z OSP

Tab. 1. Wybrane zmienne podlegające transmisji pomiędzy LFC a OPC FW

technologiczne na obszarze obiektu w sposób transparentny dla WC-LFC. WC-LFC za pośrednictwem WL-LFC komunikuje się z automatyką blokową (lub kontrolerem FW), realizując sterowania oraz pozyskując zwrotnie bieżące wartości i stany parametrów pracy elektrowni. Wybrane parametry przesyłane pomiędzy LFC a FW przedstawiono w tab. 1, natomiast na rys. 3 przedstawiono schemat wymiany danych pomiędzy OSP i dostawcami usług regulacji mocy.

System LFC zastąpił wykorzystywany w przeszłości jako centralny regulator system ARCM. Do istotnych różnic pomiędzy systemami LFC i ARCM należy zaliczyć:



Rys. 3. Ogólny schemat powiązań komunikacyjnych wykorzystywanych w systemie LFC [1]

- możliwość świadczenia usług regulacji wtórnej w jednym z półpasm: tylko w przyrostowym lub tylko w redukcyjnym
- rozdzielenie pasm przyrostowego i redukcyjnego pod względem wielkości oferowanych zakresów regulacji
- indywidualizację poleceń regulacyjnych dla poszczególnych usługodawców
- aktywację/dezaktywację rezerwy pierwotnej na bloku.

4. Przystosowanie FW do udziału w regulacji pierwotnej i wtórnej

4.1. System sterowania mocą FW

Technicznie turbiny wiatrowe są przystosowane do zaniżania mocy oddawanej do sieci o zadaną wartość. W zależności od producenta turbiny istnieje możliwość obniżenia mocy oddawanej do sieci bezpośrednio na turbinie wiatrowej lub poprzez system SCADA dla całej farmy wiatrowej.

Ogólny schemat regulacji mocy przez SCADA FW przedstawiono na rys. 4. Wykorzystywany algorytm Active Power Control (APC) umożliwia regulację mocy czynnej w dwóch trybach:

1. Ze stałą wartością mocy czynnej, poniżej wartości wynikających z bieżącej prędkości wiatru, gdzie poziom mocy czynnej (setpoint) jest ustawiany w SCADA
2. Z regulacją częstotliwości w dwóch trybach pracy: FSM oraz LFSM. Regulacja odbywa się zgodnie z zaimplementowaną w SCADA charakterystyką P-f.

Zastosowany algorytm regulacji mocy czynnej na FW nie pozwala na równoczesną pracę w regulacji pierwotnej i wtórnej. W celu świadczenia w tym samym czasie usługi regulacji pierwotnej i wtórnej wymagane funkcjonalności zaimplementowano w sterowniku FW nadrzędnym nad SCADA FW (rys. 5). Zadaniem sterownika jest konwersja sygnałów z LFC do wymogów serwera OPC FW i odwrotnie sygnałów z OPC do potrzeb systemu LFC.

Opis	Jednostka
Znacznik regulacji mocy czynnej FW (WYŁ/WŁ)	-
Tryb regulacji mocy czynnej FW (LFSM/FSM/APC)	-
Wartość zadana mocy czynnej FW (setpoint)	kW
Moc czynna n-tej turbiny wiatrowej (brutto)	kW
Sumaryczna moc czynna turbin wiatrowych (brutto)	kW
Moc czynna FW w punkcie przyłączenia (netto)	MW

Tab. 2. Lista wybranych zmiennych udostępnianych przez SCADA FW wykorzystywanych do regulacji mocy czynnej

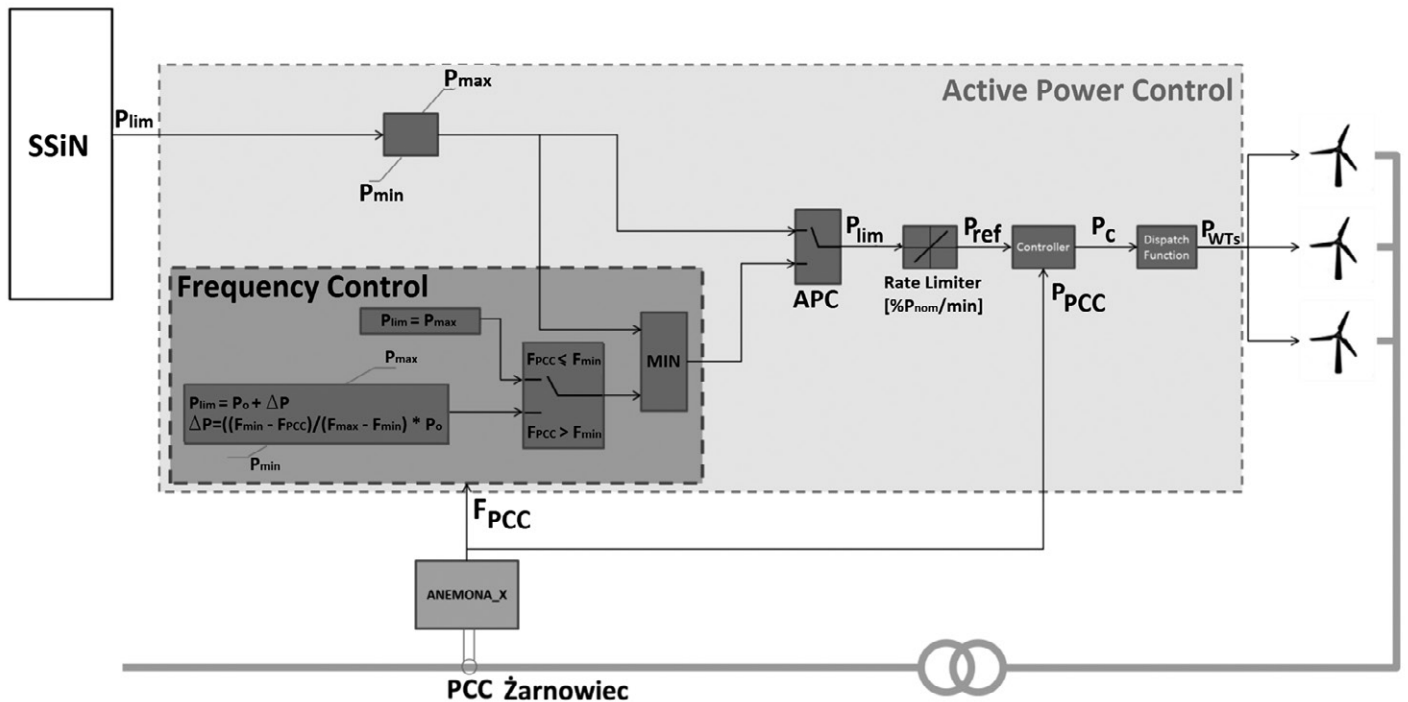
4.2. Testy prekwalitycyjne farm wiatrowych

Celem testów jest potwierdzenie zdolności FW do udziału w regulacji. Obowiązek ich realizacji wynika m.in. z kodeksu sieciowego SOGL, na podstawie którego następuje tzw. prekwalityfikacja, czyli potwierdzenie zdolności nabytej w procesie przyłączenia instalacji do sieci i dopuszczenie do świadczenia usługi.

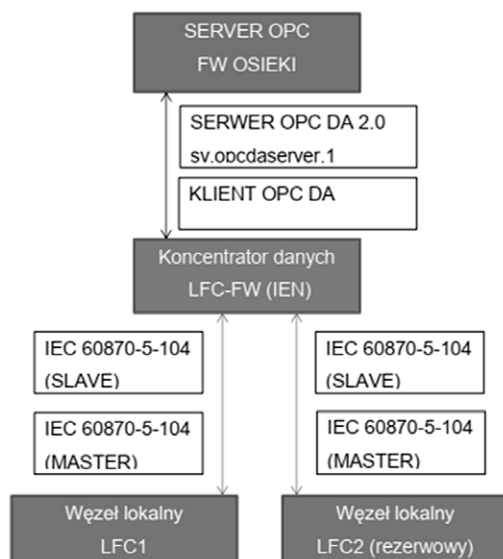
4.2.1. Testy układu sterowania FW oraz komunikacji

Test symulacji awarii układu sterowania FW ma na celu zweryfikowanie, czy po wystąpieniu stanu awaryjnego OSP zostanie o tym poinformowany, oraz sprawdzenie zgodności reakcji FW po wystąpieniu awarii, tj. utrzymanie ostatniej zadanej wartości mocy, kontrolowane odstawienie FW itd.

Test zmiany trybu sterowania mocą FW ze zdalnego na lokalny (wymagany przez operatora FW podczas przeprowadzenia testów, diagnostyki lub w trakcie tymczasowych warunków pracy) ma potwierdzić zgodność z procedurą określoną przez OSP w tego typu operacjach, w szczególności z procedurą informowania OSP z określonym wyprzedzeniem o przejściu w stan sterowania lokalnego i powrotu do sterowania zdalnego przez OSP.



Rys. 4. Ogólny schemat SCADA FW [6]



Rys. 5. Blokowy schemat lokalnych połączeń komunikacyjnych

4.2.2. Testy regulacji mocy czynnej

Testy regulacji mocy czynnej powinny obejmować m.in. ocenę zdolności do osiągnięcia w określonym czasie zadanej mocy z przedziału minimum regulacyjnego i mocy dyspozycyjnej FW. Ten i wszystkie pozostałe testy regulacji mocy czynnej powinny być przeprowadzane z uwzględnieniem m.in.:

- rzeczywistej mocy oddawanej do sieci przez FW
- estymowanej mocy dyspozycyjnej FW
- wartości mocy zadanych FW: przekazanej przez OSP i zaimplementowanej w układzie regulacji FW
- rzeczywistej prędkości wiatru.

Analogicznie powinna zostać przeprowadzona ocena zdolności do pracy w zaniżeniu (utrzymania stałego zadanego poziomu mocy FW).

Ocena jakości estymacji dostępnej mocy czynnej powinna mieć na celu sprawdzenie, czy moc oddawana do sieci przez FW przez cały czas trwania testów jest porównywalna z wyznaczoną mocą dostępną dla danych warunków wiatrznych, i dodatkowo uwzględnić:

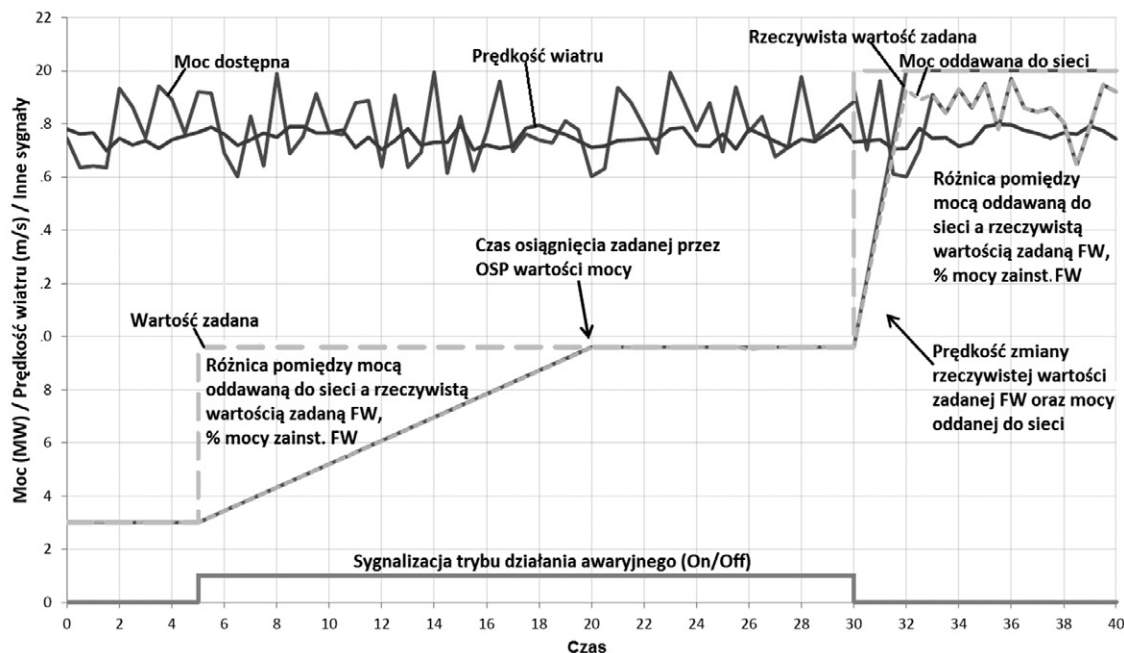
- odstawienia turbin wiatrowych ze względu na warunki atmosferyczne, naprawę, remont lub konserwację
- wystąpienia jakiegokolwiek błędów w pracy turbiny sygnalizowanych przez SCADA.

W celu potwierdzenia zdolności do odciążania farmy wiatrowej w trybach „na żądanie operatora” oraz pracy aktywowanej wzrostem częstotliwości w sieci, weryfikacji powinny podlegać m.in.:

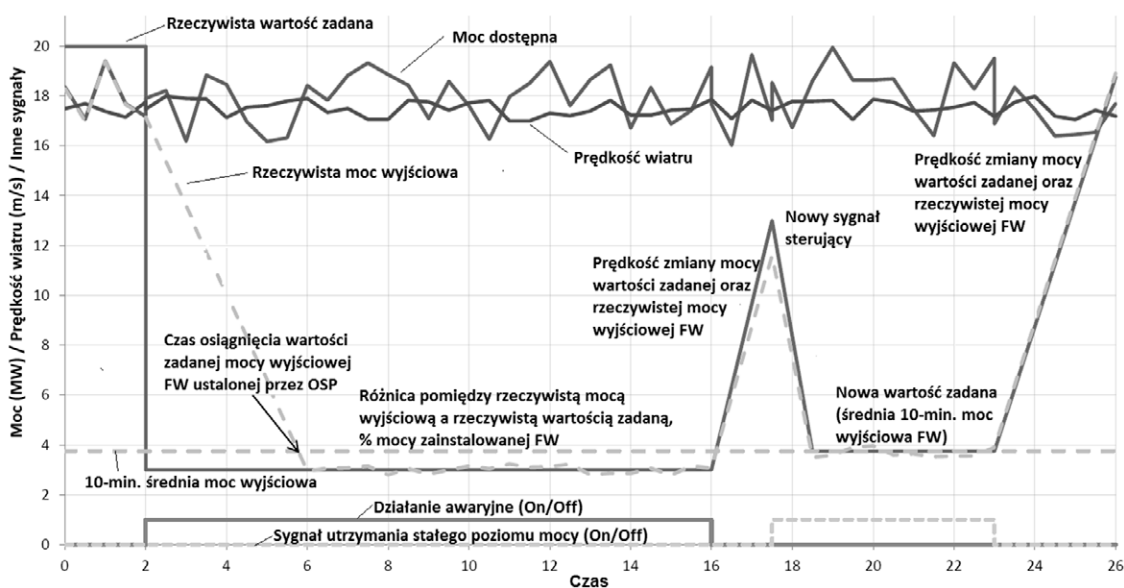
- czas i częstotliwość aktywacji usług
- czas pełnej odpowiedzi układu, w szczególności gradient redukcji mocy/czas odciążania.

5. Wnioski końcowe

1. Prowadzone dotychczas testy FW Osieki wstępnie wskazują na techniczną zdolność do świadczenia usług regulacji pierwotnej i wtórnej w sposób zbliżony do świadczenia usług przez konwencjonalne JWCD. Przykładowy przebieg testów pracy FW w regulacji wtórnej przedstawiono na rys. 8.
2. Oferowane przez FW gradienty naboru i redukcji mocy oddawanej do sieci są znacznie większe od oferowanych przez konwencjonalne JWCD i pod względem technicznym zbliżone do parametrów tzw. regulacji wtórnej aktywowanej ręcznie, której dostawcą w KSE są energetyczne systemy pomiarowe (ESP). Większa niż w konwencjonalnych JWCD regulacyjność oferowana przez FW może w przyszłości spowodować



Rys. 6. Proponowany zakres prekwifikacyjnej testów mocy FW



Rys. 7. Proponowany test oceny zdolności FW do pracy w zaniżeniu

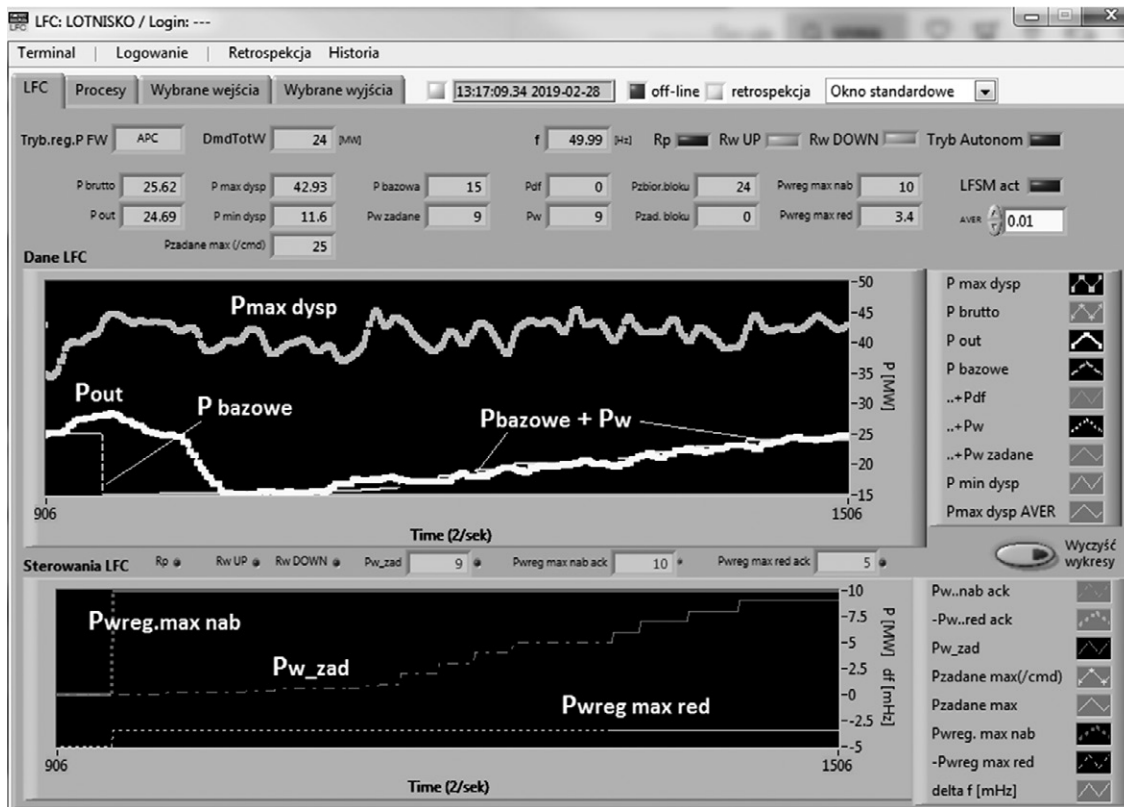
potrzebę adaptacji algorytmów LFC w celu lepszego wykorzystania nowych możliwości.

3. Kluczowa dla udziału FW w centralnej regulacji mocy jest poprawność estymacji mocy dyspozycyjnej FW (mocy możliwej do osiągnięcia w zmieniających się z rozdzielczością sekundową warunkach atmosferycznych). Jakość estymacji mocy dyspozycyjnej będzie wpływała na ocenę dostępności rezerw przez OSP oraz na rozliczenia za świadczenie usług. Poprawna estymacja mocy jest warunkiem krytycznym prawidłowej pracy regulacji mocy w KSE. Ze względu na ryzyko niedotrzymywania deklarowanego pasma regulacji przez FW należy rozważyć proporcjonalne

rozłożenie rezerw mocy czynnej w KSE pomiędzy jednostkami konwencjonalnymi i FW.

BIBLIOGRAFIA

1. Delivery downward aFRR by wind farms, Report prepared by Windvision, Enercon, Eneco and Elia, 2015.
2. WFPS Settings Schedule, For WFPS connecting to the Northern Ireland Transmission and Distribution System, URegNI Approved: 29th October 2013 (ver. 5).



Rys. 8. Przykładowy przebieg z testów pracy FW w regulacji wtórnej

3. Präqualifikationsverfahren für Regelreserveanbieter (FCR, aFRR, mFRR) in Deutschland („PQ-Bedingungen“), 09 November 2018 [wytyczne dla 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH].
4. Standardy techniczne i komunikacyjne dla obiektów typu PPM w zakresie zdolności do realizacji regulacji pierwotnej, wtórnej i pracy w ograniczeniu mocy maksymalnej, PSE, 2019.
5. Możliwości świadczenia i zapotrzebowanie w KSE na usługi regulacyjne dostarczone przez GW w Polsce, Instytut Energetyki Oddział Gdańsk dla PSEW, 2015.
6. EWE-1859-REP-0001-WindAccess OPC Server Connection and Operation for Lotnisko rev. 01.
7. Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia JW do sieci [online], <https://eur-lex.europa.eu/homepage.html?locale=pl> [dostęp: 5.04.2019].
8. Przystosowanie FW Osieki do udziału w pilotażowym projekcie regulacji mocy i częstotliwości w KSE, Instytut Energetyki Oddział Gdańsk dla PGE EO, 2018.
9. Rozporządzenie Komisji UE 2017/1485 z dn. 2.08.2017 r. ustanawiające wytyczne dot. pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej NC SOGL [online], <https://eur-lex.europa.eu/homepage.html?locale=pl> [dostęp: 5.04.2019].

Assessment of the Wind Farms Ability to Participate in Primary and Secondary Regulation

Keywords

frequency containment reserve (FCR), frequency restoration reserves (FRR), wind farm (WF)

Abstract

Declining share of the conventional generation units in the system power balance force involvement of the renewable power sources into the process of power system regulation. The article presents results of the pilot project aimed to include the wind farms into the process of active power regulation. The pilot project has been implemented in cooperation with PGE Energia Odnawialna SA, PSE Operator, PSE Innowacje and the Institute of Power Engineering.

KONTAKT

Jacek Aronowski

PGE Energia Odnawialna SA
tel.: +48 22 433 13 07
e-mail: jacek.aronowski@gkppge.pl

Leszek Bronk

Instytut Energetyki Oddział Gdańsk
tel.: +48 58 349 82 20
e-mail: l.bronk@ien.gda.pl

Bogdan Czarnecki

Instytut Energetyki Oddział Gdańsk
tel.: +48 58 349 82 20
e-mail: b.czarnecki@ien.gda.pl

Jarosław Korpikiewicz

Instytut Energetyki Oddział Gdańsk
tel.: +48 58 349 82 20
e-mail: j.korpikiewicz@ien.gda.pl

Jerzy Rychlak

PSE SA
tel.: +48 22 242 14 40
e-mail: jerzy.rychlak@pse.pl

Analiza wpływu ładowania pojazdów elektrycznych na dynamikę zmian dobowego obciążenia systemu elektroenergetycznego

Autorzy

Wiktoria Stahl
Paweł Bućko

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

V2G, G2V, gradient obciążenia

Streszczenie

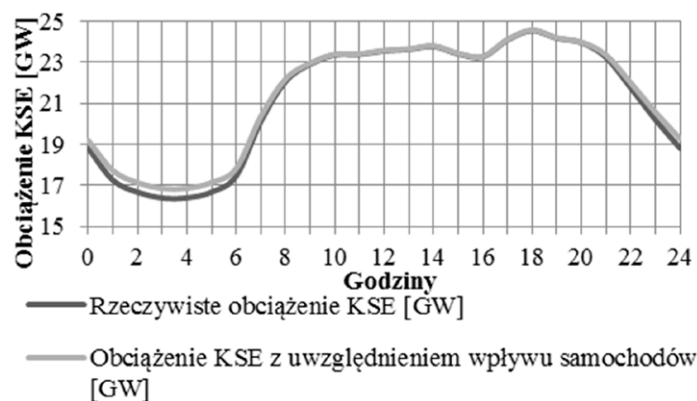
W artykule dokonano analizy możliwego wpływu ładowania samochodów elektrycznych na dynamikę zmian obciążenia dobowego systemu elektroenergetycznego. Oceniono możliwe zmiany kształtu wykresu dobowego, gdyby 5% użytkowanych samochodów zastąpić samochodami elektrycznymi. Analizie zostały poddane dwa warianty współpracy samochodów z systemem: G2V (proste ładowanie samochodów) oraz V2G (wykorzystanie możliwości oddawania energii do sieci). W artykule zaprezentowano wpływ samochodów na tzw. gradienty obciążeń, czyli szybkość narastania lub spadku obciążenia na granicach stref czasowych.

1. Wpływ pojazdów elektrycznych na dobowe krzywe obciążenia

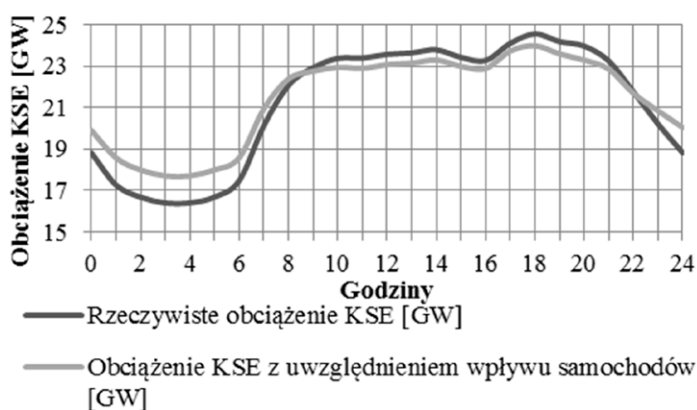
Duża liczba jednocześnie ładowanych samochodów elektrycznych może w sposób znaczący wpłynąć na zmianę kształtu krzywej obciążenia dobowego. W artykule przedstawiono możliwy wpływ ładowania samochodów na gradienty obciążeń w cyklach dobowych. Samochody mogą współpracować z systemem w rozwiązaniu G2V (ang. *grid-to-vehicle*) oraz V2G (ang. *vehicle-to-grid*). Rozwiązania te dotyczą zarządzania ładowaniem oraz rozładowywaniem baterii pojazdów elektrycznych. Scenariusz G2V zakłada jednokierunkowy przepływ energii między systemem a baterią samochodu. W związku z tym dotyczy on jedynie procesu jej ładowania. Ładowanie byłoby rozłożone w czasie i odbywałoby się głównie w okresie doliny nocnej. Efektem takiego zarządzania ładowaniem dużej liczby pojazdów byłoby zwiększenie obciążenia systemu w czasie występowania niskich obciążeń [1, 2, 3].

Rozwiązanie V2G dotyczy dwukierunkowej wymiany energii między systemem elektroenergetycznym a baterią samochodu elektrycznego. Samochody nie tylko pobierałyby energię z systemu na potrzeby ładowania, ale także oddawałyby ją w okresie szczytowych obciążeń. Zarówno ładowanie, jak i rozładowywanie baterii pojazdów zostało odpowiednio rozłożone w czasie. W wyniku oddawania części zmagazynowanej energii, doszłoby do obniżenia wartości obciążeń szczytowych. Jednocześnie samochody wykazywałyby większe zapotrzebowanie na moc wynikające z większego stopnia rozładowania ich baterii [1, 2, 3, 4, 5].

Założenia i sposób tworzenia krzywych oraz zmiany wartości obciążeń, jakie byłyby skutkiem wykorzystania samochodów



Rys. 1. Obciążenie systemu elektroenergetycznego w średni dzień roboczy stycznia 2016 roku. Wariant G2V [6]



Rys. 2. Obciążenie systemu elektroenergetycznego w średni dzień roboczy stycznia 2016 roku. Wariant V2G [6]

elektrycznych w systemie elektroenergetycznym, zostały przedstawione w [6]. Na potrzeby obliczeń założono, że samochody elektryczne stanowią 5% ogółu zarejestrowanych samochodów w Polsce (ok. 1,084 mln). Wykresy porównywane są z wykresem bazowym – rzeczywistym uśrednionym zapotrzebowaniem w 2016 roku.

Przykładowe krzywe uwzględniające wpływ rozwiązania G2V oraz V2G widoczne są na rys. 1 i 2. Na obu wykresach można zaobserwować zmiany, jakie zaszły w krzywych obciążenia dobowego po zastosowaniu wybranego rozwiązania G2V lub V2G.

2. Analiza gradientów obciążeń krzywych obciążenia dobowego

Samochody elektryczne mogą na różne sposoby wpływać na kształt krzywej obciążenia dobowego. W artykule rozważaniom poddano krzywe obciążenia dobowego średniego dnia roboczego w styczniu 2016 roku. Porównano krzywą przedstawiającą rzeczywiste obciążenie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) oraz krzywe uwzględniające potencjalny wpływ samochodów elektrycznych – w wariantach G2V oraz V2G. Krzywe te różnią się nie tylko wartościami obciążeń, ale także sposobem ich narastania lub zmniejszania się.

Na przedstawionych krzywych (rys. 1 i 2) można wyodrębnić dwa okresy, w których dochodzi do dużych zmian obciążenia. Pierwszym z nich jest wzrost obciążenia z doliny nocnej do szczytu porannego. Drugim – spadek obciążenia przy przejściu ze szczytu wieczornego do doliny nocnej. Dynamika zmian obciążenia w ciągu doby, w wymienionych wcześniej okresach, została zbadana poprzez obliczenie tzw. gradientów obciążeń. Gradienty pokazują wielkość zmiany obciążenia systemu elektroenergetycznego w rozpatrywanym okresie. Zostały one obliczone dwoma sposobami. Pierwszym z nich jest uzyskanie gradientu z obliczenia pochodnej równania linii trendu. Linie trendu uzyskano za pomocą programu Microsoft Office Excel. Gradienty obciążeń zostały również przedstawione jako stosunek przyrostu obciążenia do czasu, w jakim ten przyrost nastąpił (1).

$$\nabla = \frac{\Delta P}{\Delta t} = \frac{P_k - P_p}{t_k - t_p} \quad (1)$$

gdzie: ∇ – gradient obciążenia w [GW/h], P_k – obciążenie na końcu rozpatrywanego zakresu czasu w [GW], P_p – obciążenie, jakie wystąpiło na początku rozpatrywanego zakresu czasu w [GW], t_k – godzina wystąpienia końcowego obciążenia, t_p – godzina wystąpienia początkowego obciążenia.

W celu analizy zmian w wartościach gradientów dokonano stosownych obliczeń, zarówno dotyczących krzywej przedstawiającej rzeczywiste obciążenie systemu elektroenergetycznego, jak i krzywych uwzględniających wpływ samochodów elektrycznych dla obu wariantów – V2G oraz G2V. Wyniki przedstawiono w podpunktach 2.1 oraz 2.2.

2.1. Gradienty narastania obciążenia z doliny nocnej do szczytu porannego

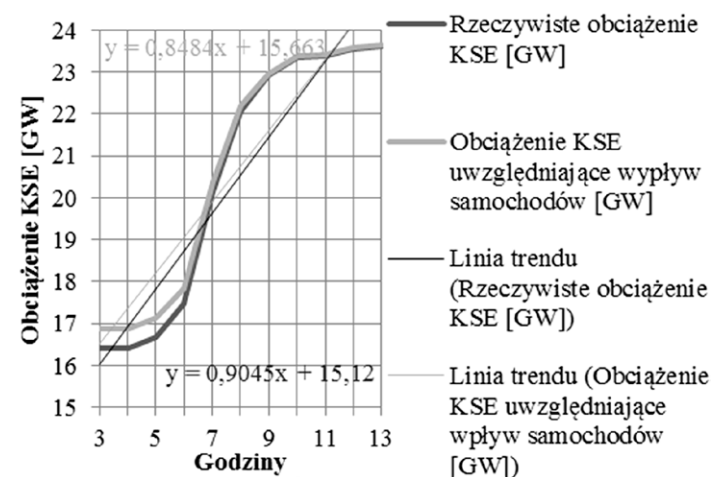
Gradienty dotyczące okresu narastania obciążenia w godzinach porannych obliczono dla dwóch przedziałów czasowych – od godziny, w której wystąpiło najniższe obciążenie w dolinie nocnej (godzina 3.00), do godziny, w której wystąpiło najwyższe obciążenie w czasie porannym (godzina 13.00), oraz w okresie największego skoku obciążenia (godziny 6.00–9.00).

Fragmenty krzywej wraz z zaznaczonymi liniami trendu i ich równaniami dla przedziału czasu od 3.00 do 13.00 przedstawiają rys. 3 i 4. Wartości gradientów dla tego okresu przedstawiono w tab. 1.

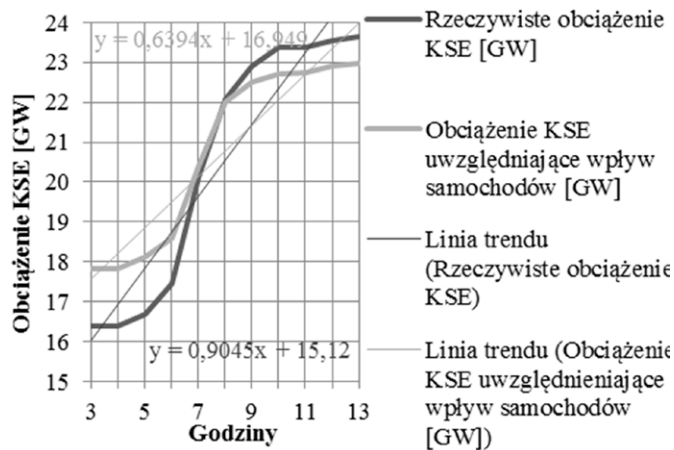
Gradienty dla okresu narastania obciążenia systemu obrazują, jak gwałtownie zmienia się ono w godzinach porannych. Rzeczywiste obciążenie KSE w okresie od godziny 3.00 do 13.00, w ciągu 10 godzin, wzrośnie od ok. 16,4 GW do ok. 23,6 GW. W wariantach G2V większość samochodów ładuje się w godzinach nocnych, więc w tym czasie obciążenie się zwiększa. W związku z tym najniższe obciążenie, które również wystąpi o godzinie 3.00, wynosi ok. 16,9 GW. Skutkiem wzrostu obciążenia jest mniejsza wartość gradientu. Obciążenie narasta z wartości większej niż w przypadku rzeczywistym, stąd mniejsza gwałtowność zmian. Największe zmiany w kształcie krzywej obciążenia dobowego można zaobserwować w zastosowanym rozwiązaniu V2G, gdy samochody elektryczne oddają część energii zmagazynowanej w bateriach w okresie szczytowych obciążeń. Powoduje to rozładowanie baterii pojazdu w większym stopniu, co skutkuje zwiększonym w stosunku do G2V zapotrzebowaniem na energię

	d/dy [GW/h]	$\Delta P/\Delta t$ [GW/h]
Rzeczywiste obciążenie	0,90	0,72
G2V	0,85	0,68
V2G	0,64	0,52

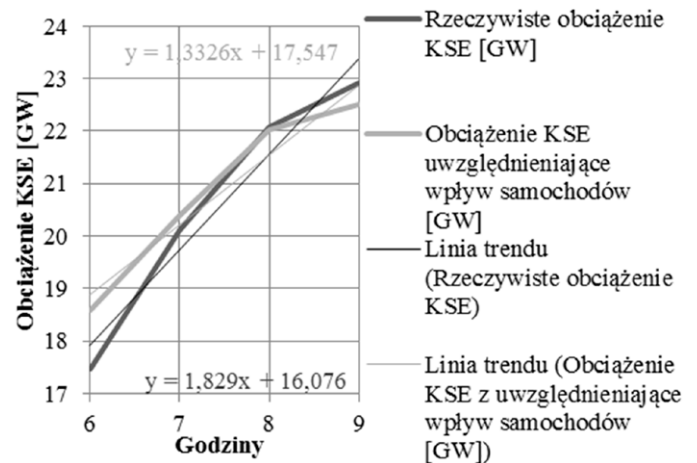
Tab. 1. Wartości gradientów dla okresu narastania obciążenia z doliny nocnej do szczytu porannego w godzinach 3.00–13.00



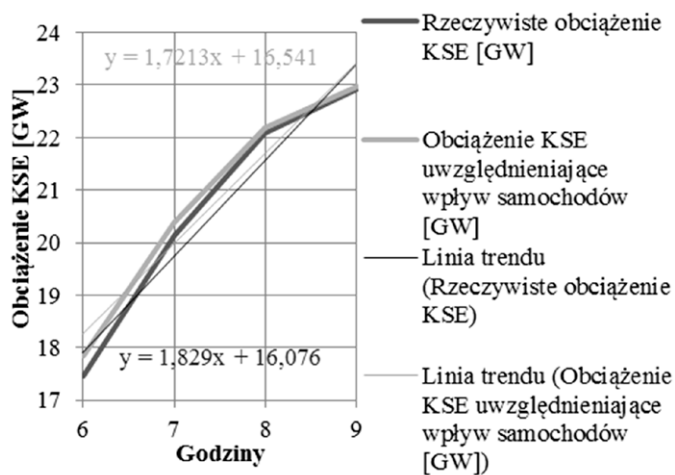
Rys. 3. Gradient dla okresu narastania obciążenia w godzinach 3.00–13.00. Wariant G2V



Rys. 4. Gradient dla okresu narastania obciążenia w godzinach 3.00–13.00. Wariant V2G



Rys. 6. Gradient dla okresu narastania obciążenia w godzinach 6.00–9.00. Wariant V2G



Rys. 5. Gradient dla okresu narastania obciążenia w godzinach 6.00–9.00. Wariant G2V

	d/dy [GW/h]	$\Delta P/\Delta t$ [GW/h]
Rzeczywiste obciążenie	1,83	1,82
G2V	1,73	1,70
V2G	1,38	1,30

Tab. 2. Wartości gradientów dla okresu narastania obciążenia z doliny nocnej do szczytu porannego w godzinach 6.00–9.00

w okresie nocnym. Efektem jest nie tylko zwiększenie się wartości najniższego obciążenia (ok. 17,8 GW o godz. 3.00), ale również zmniejszenie się wartości najwyższego obciążenia (ok. 23 GW o godz. 13.00). Dlatego też w rozwiązaniu V2G obciążenie narasta w sposób najmniej gwałtowny i gradienty osiągają najniższe wartości w porównaniu z poprzednimi przypadkami. Wynika stąd, że wariant V2G jest najbardziej korzystny dla systemu elektroenergetycznego, gdyż w tym samym przedziale czasu występuje mniejszy skok obciążenia. Pokrycie małego wzrostu zapotrzebowania jest mniej obciążające dla systemu.

Wartości gradientów dla godzin 3.00–13.00 różnią się w zależności od metody obliczeniowej. Niezależnie od tych różnic w obu metodach można zaobserwować najmniejsze wartości gradientów dla wariantu V2G. Natomiast gradienty charakteryzujące wariant G2V są zbliżone do wartości obliczonych dla krzywej przedstawiającej rzeczywiste obciążenie KSE.

W sytuacji narastania obciążenia analizie poddano również okres bezpośredniego wzrostu zapotrzebowania, który przypada na godziny 6.00–9.00. Jest to okres, w którym system elektroenergetyczny w krótkim czasie musi pokonać duży wzrost

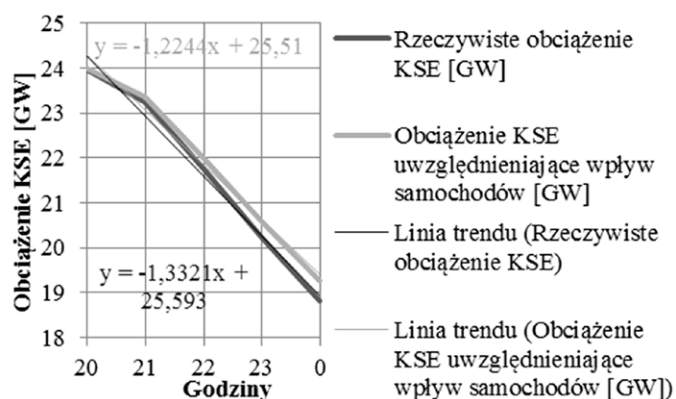
zapotrzebowania na moc. Wartości gradientów dla przedziału czasu 6.00–9.00 zawiera tab. 2. Analizowane fragmenty krzywych przedstawiają rys. 5 i 6.

W tym badaniu, niezależnie od metody obliczeniowej, otrzymano podobne wartości gradientów. Ze względu na mniejszy zakres czasu można dokładniej określić dynamikę zmian obciążenia. Wpłynęło to również na zwiększenie wartości gradientów w każdym przypadku, w porównaniu z poprzednimi obliczeniami. Ponadto, na podstawie wyników zawartych w tab. 2, można dojść do podobnych wniosków, jakie uzyskano po obliczeniu gradientów dla większego zakresu czasu. Najniższe wartości gradientów również dotyczą wariantu V2G, co potwierdza jego korzystny wpływ na zmianę dynamiki obciążeń.

2.2. Gradienty spadku obciążenia ze szczytu wieczornego do doliny nocnej

Na potrzeby analizy wpływu ładowania samochodów elektrycznych na zmianę krzywej obciążenia dobowego rozważaniom poddano także okres największego spadku obciążenia. W dobowej krzywej obciążenia przedstawiającej średni dzień roboczy okres ten występuje podczas spadku obciążeń ze szczytu wieczornego do doliny nocnej. Spadek ten przypada na godziny 20.00–0.00. Wartości gradientów dla tego okresu zostały zaprezentowane w tab. 3. Fragmenty krzywych oraz linie trendu przedstawiają natomiast rys. 7 i 8.

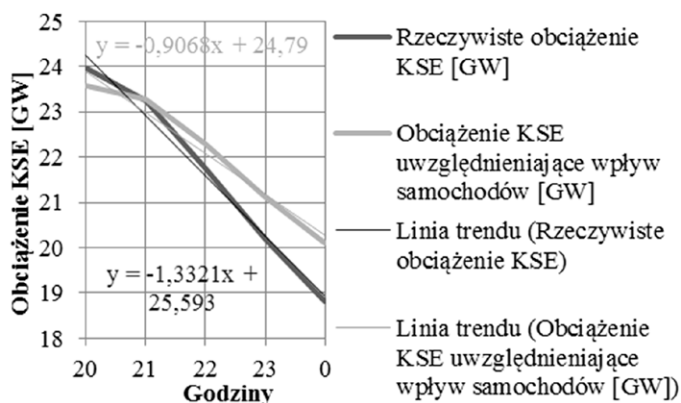
Wartości ujemne gradientów odzwierciedlają spadek zapotrzebowania na moc. Największą dynamikę spadku obciążenia systemu zaobserwowano w krzywej, która nie uwzględnia



Rys. 7. Gradient dla okresu spadku obciążenia w godzinach 20.00–0.00. Wariant G2V

	d/dy [GW/h]	$\Delta P/\Delta t$ [GW/h]
Rzeczywiste obciążenie	-1,33	-1,30
G2V	-1,22	-1,20
V2G	-0,90	-0,87

Tab. 3. Wartości gradientów dla okresu spadku obciążenia ze szczytu porannego do doliny nocnej w godzinach 20.00–0.00



Rys. 8. Gradient dla okresu spadku obciążenia w godzinach 20.00–0.00. Wariant V2G

wpływu samochodów elektrycznych. Natomiast zarówno dla krzywej w wariantach G2V oraz V2G dynamika zmian obciążenia jest mniejsza. Szczególnie korzystnymi wartościami gradientów, podobnie jak w okresie wzrostu zapotrzebowania, odznacza się krzywa uwzględniająca wpływ samochodów elektrycznych w wariantach V2G. W krzywej dotyczącej rzeczywistego obciążenia KSE obciążenie systemu spadnie na przestrzeni 4 godzin z wartości ok. 23,9 GW do ok. 18,8 GW. Natomiast w wariantach uwzględniającym rozwiązanie V2G obciążenie systemu spadnie z wartości ok. 23,6 GW do ok. 20,1 GW. Praca systemu elektroenergetycznego zostałaby dostosowana do mniej gwałtownego spadku zapotrzebowania, co również byłoby pozytywnym efektem.

3. Wnioski

Odpowiednie zarządzanie procesami ładowania (a także rozładowywania w rozwiązaniu V2G) baterii samochodów elektrycznych może wpłynąć na zmianę kształtu krzywej obciążenia dobowego. Po uwzględnieniu wpływu samochodów elektrycznych zmiany zaszyły nie tylko w wartościach obciążeń, ale też w dynamice ich wzrostu lub spadku. W przypadku krzywej przedstawiającej rzeczywiste obciążenie systemu wartości gradientów były największe. Świadczy to o dużej dynamice zmian obciążenia. W związku z tym, w krótkim czasie system musiał dostosować się do gwałtownie rosnącego lub zmniejszającego się (w zależności od pory dnia) obciążenia. Stan ten ulega poprawie w zastosowanym rozwiązaniu G2V. Samochody elektryczne, pobierając energię w czasie doliny nocnej, spowodowały zwiększenie się wartości najniższych obciążeń. Wynika stąd, że obciążenie systemu narasta z wyższego poziomu niż w przypadku krzywej rzeczywistej. Podobnie w podczas spadku obciążenie zmniejsza się również w sposób mniej gwałtowny. Najbardziej korzystne dla systemu elektroenergetycznego okazało się rozwiązanie V2G. Samochody wspierające ten scenariusz wykazują w czasie doliny nocnej większe zapotrzebowanie na moc, zwiększając obciążenie systemu w tym czasie. Dodatkowo, oddając część energii zgromadzonej w swoich bateriach, pozwalają na zmniejszenie wartości obciążeń szczytowych. Wiąże się z tym najmniejsze wartości gradientów zarówno w okresie przejścia z doliny nocnej do szczytu porannego, jak i w czasie spadku obciążenia ze szczytu wieczornego do doliny nocnej. Zmniejszenie dynamiki zmian obciążenia jest pożądane z punktu widzenia prowadzenia ruchu źródeł wytwórczych oraz ma istotny wpływ na koszty wytworzenia energii elektrycznej. Oba sposoby współpracy samochodów elektrycznych z systemem istotnie łagodzą gradienty obciążeń. Szczególnie wykorzystywanie możliwości rozładowywania samochodów i oddawania energii do systemu (V2G) pozwala na uzyskanie istotnych efektów. Wdrożenie rozwiązania G2V oraz V2G może być wymagające zarówno pod względem technologicznym, jak i ekonomicznym. Jednakże ze względu na liczne zalety, jakie mają do zaoferowania te rozwiązania, być może będą miały swoją szansę w przyszłości.

BIBLIOGRAFIA

1. Morgan T., Smart grid and electric vehicles: made for each other?, Discussion Paper No. 02, International Transport Forum, United Kingdom 2012.
2. Damiano A. i in., Vehicle-to-Grid Technology: State of the Art and Future Scenarios, *Journal of Energy and Power Engineering* 2014, No. 8.
3. Monteiro V. i in., Batteries Charging Systems for Electric and Plug-In Hybrid Electric Vehicles [w:] Carmo J., Ribeiro J., *New Advances in Vehicular Technology and Automotive Engineering*, InTech, Rijeka 2012.
4. Zhenpo W., Shuo W., Grid Power Peak Shaving and Valley Filling Using V2G Systems, *IEEE Transactions on Power Delivery* 2013, Vol. 28, No. 3.
5. The Grid-Integrated Vehicle with Vehicle to Grid Technology [online], www1.udel.edu/V2G [dostęp: 14.01.2019].

6. Stahl W., Rozwiązania V2G i G2V jako sposoby wykorzystania samochodów elektrycznych do zmiany kształtu krzywej obciążenia dobowego system elektroenergetycznego, *Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej* 2018, nr 61, s. 69–72.

Analysis of Impact of Charging Electric Cars on Dynamics of Load Changes of the Power System

Keywords

V2G, G2V, load gradient

Abstract

In this article there were presented an analysis of the impact of charging electric cars on daily load curve of the power system. There were shown three variants of daily load curve – a curve of actual load, curve that takes into account impact of electric cars by G2V scenario and curve that takes into account impact of electric cars by V2G strategy. As part of analysis, there were calculated

and presented values of load gradients. Load gradient is a factor that indicates the dynamics of load changes. There were also shown parts of curves, that were analysed. On graphs there were applied trend lines and its equations. Load gradients were calculated in both ways – as a derivative of trend line equation and as the ratio of load increase to the time in which it lasted. Low values of gradients shows that, the increases (or decreases) of power demand were not sudden and proceeded in a sustainable manner. High values of gradients were not desirable, because it means that power demand increases (or decreases) in sudden and quick way in short time. It is easier for power system to cover power demand that not changes suddenly.

Depending on the chosen strategy, there were different values of gradients. Based on calculations, the best for power system is V2G variant. V2G solution guarantees a higher demand during night valley and reduction of peak demands. That means power increases from night valley to morning peak and decreases from evening peak to night valley more fluently. This is shown by low gradients values.

KONTAKT

Wiktorja Stahl

Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki
tel.: +48 607 614 293
e-mail: wiktoria.stahl@pg.edu.pl

Paweł Bućko

Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki
tel.: +48 58 347 17 81
e-mail: pawel.bucko@pg.edu.pl

HELM – nowa metoda obliczania rozptyłów mocy w sieciach elektroenergetycznych

Autor

Andrzej Wędzik

[POWRÓT
DO SPISU TREŚCI](#)

Słowa kluczowe

rozptywy mocy, metoda HELM, analiza zespolona

Streszczenie

Metoda HELM (ang. *Holomorphic Embedding Load Flow Method*) jest nowym sposobem rozwiązywania równań opisujących stany ustalone systemów elektroenergetycznych. Działanie metody polega na wykorzystaniu technik analizy zespolonej. Jednak najważniejszą jej cechą jest to, że jeżeli rozwiązanie istnieje, wówczas odpowiada rzeczywistemu stanowi pracy systemu. Natomiast gdy rozwiązanie nie istnieje, wówczas jednoznacznie sygnalizuje, że wystąpi lawina napięcia (ang. *blackout*). Artykuł jest pierwszą prezentacją metody HELM. Przedstawia jej główne założenia i sposób odwzorowania podstawowych elementów modelu systemu elektroenergetycznego. Dokonuje również porównania obliczeń dokonanych z wykorzystaniem metody HELM i klasycznych metod iteracyjnych.

1. Wprowadzenie

Do badania rozptyłów mocy w systemach elektroenergetycznych od dawna używane są metody numeryczne oparte na technikach iteracyjnych. Metody te nie dają jednak gwarancji, że rozpoczęty proces iteracyjny zawsze się zbiegnie. Jednocześnie wiadomo, że równania opisujące rozptywy mocy mają wiele rozwiązań, a tylko jedno z nich odpowiada rzeczywistemu stanowi pracy badanego systemu elektroenergetycznego. Metoda HELM została opracowana w celu likwidacji powyższych ograniczeń, występujących w dotychczas wykorzystywanych metodach klasycznych. HELM jest całkowicie nową i nowatorską metodą rozwiązywania równań opisujących stany ustalone systemów elektroenergetycznych. Działanie metody polega na wykorzystaniu technik analizy zespolonej. Jednak najważniejszą jej cechą jest to, że:

- znalezione rozwiązanie, jeżeli istnieje, odpowiada rzeczywistemu stanowi pracy badanego systemu elektroenergetycznego (bez względu na wybór punktu startowego)
- jednoznacznie sygnalizuje, jeżeli rozwiązanie nie istnieje, że wystąpi w systemie lawina napięcia (ang. *blackout*).

Bardzo ważną cechą tej metody jest to, że jest ona metodą rekurencyjną, a nie iteracyjną, jak w algorytmach klasycznych.

Metoda HELM została opracowana przez Antonio Triasa i opublikowana po raz pierwszy w 2012 roku [1]. W publikacji autor opisał podstawy matematyczne zastosowanej metody zanurzenia holomorficznego (ang. *Holomorphic Embedding Method*) w odniesieniu do systemu z węzłami typu PQ. Na przykładzie układu dwumaszynowego przedstawił zasadę i możliwości jej stosowania. Subramanian i inni [2] po raz pierwszy przedstawili sposób modelowania węzłów typu PV w metodzie HELM. Przedstawili również sposób zwiększenia dokładności rozwiązania problemu

przy zastosowaniu zanurzenia holomorficznego dla węzłów typu PV. Baghsorkhi i Suetin [3] zaprezentowali możliwości wykorzystania metody HELM do obliczeń rozptyłów mocy w sieciach elektroenergetycznych z węzłami PV, dla których określono ograniczenia napięciowe. Zagadnienie to wiąże się bezpośrednio z możliwościami modelowania regulatorów napięcia w omawianej metodzie. W publikacji [4] Trias w sposób szczegółowy przedstawił teoretyczne podstawy metody HELM. Pokazał, w jaki sposób należy budować zanurzenie holomorficzne w celu prawidłowego rozwiązania równań opisujących rozptywy mocy w systemie elektroenergetycznym. Zaprezentował, w jaki sposób stosować standardowe techniki analityczne do praktycznych obliczeń. Wskazał, jak rozszerzyć metodę, aby dostosować ją do zmiennych elementów sterujących, takich jak węzły typu PV. Suetin i Baghsorkhi [5] oraz Rao i inni [6] przedstawili w sposób uporządkowany opracowane dotychczas modele matematyczne elementów systemu elektroenergetycznego, wykorzystywane w metodzie HELM. Zaprezentowali najczęściej stosowane metody rozwiązania równań tworzących model rozptywowy. Przeanalizowali wpływ wybranych zanurzeń holomorficznych na budowanie modeli elementów systemu elektroenergetycznego, obliczania rozwiązań kiełków (*germ solutions*) i działania samego rekurencyjnego algorytmu stosowanego w metodzie HELM. Trias i Marín [7] zaprezentowali możliwości wykorzystania metody HELM do rozwiązywania rozptyłów mocy w systemach prądu stałego. Wallace i inni [8] przedstawili alternatywną metodę uwzględniania węzłów typu PV w metodzie HELM. Basiri-Kejani i Gholipour [9] zobrazowali możliwości modelowania układów regulacyjnych w omawianej metodzie. Główne rozważania zostały skoncentrowane na regulatorach typu FACTS. W nielicznych dotychczas, opisanych powyżej publikacjach, które

odnoszą się do prezentowanej metody, udowodniono, że jest ona wydajna i konkurencyjna w odniesieniu do klasycznych metod iteracyjnych. Wykazano duży potencjał metody i możliwości jej wykorzystania w aplikacjach działających w czasie rzeczywistym do wielu operacji związanych z funkcjonowaniem systemu elektroenergetycznego. Jest to szczególnie istotne z punktu widzenia coraz szerszego wykorzystania inteligentnych aplikacji działających w czasie rzeczywistym.

Artykuł jest pierwszą prezentacją metody HELM. Przedstawia jej główne założenia i sposób budowy modelu systemu elektroenergetycznego z wykorzystaniem techniki analizy zespolonej. Prezentuje porównania obliczeń z klasycznymi metodami iteracyjnymi.

2. Model matematyczny metody HELM

Dla dowolnego węzła i sieci elektroenergetycznej, składającej się z n węzłów, można zapisać równanie wiążące ze sobą podstawowe wielkości elektryczne w postaci:

$$\sum_{k=0}^n Y_{ik} \cdot V_k = \frac{S_i}{V_i^*}, \quad \text{dla } i \in PQ \quad (1)$$

gdzie: poszczególne wielkości oznaczają wartości zespolone odpowiednio: S_i – mocy pozornej węzła i , V_i – napięcia węzła i , Y_{ik} – elementów macierzy admitancji, odwzorowującej połączenia w rozważanej sieci elektroenergetycznej. Indeksy (*) oznaczają wartości sprzężone.

Równanie (1) przedstawia podstawowy zapis równań rozpliwowych, opisujących stan pracy węzłów typu PQ . Chociaż w praktyce tylko nieliczne węzły w rozległym systemie elektroenergetycznym opisywane są w ten sposób, to jednak powyższy przypadek można potraktować jako punkt wyjścia do opisu zasady działania i tworzenia modelu metody HELM. W metodzie HELM proponuje się zanurzenie oryginalnych równań algebraicznych (1) w ich funkcjonalne holomorfczne rozszerzenie. Dzięki takiemu zabiegowi możliwe będzie wykorzystanie wielu właściwości analizy zespolonej, niedostępnych lub ograniczonych w procesie rozwiązywania równań algebraicznych. Proponowane zanurzenie polega na wprowadzeniu zmiennej zespolonej z do równania (1) w taki sposób, aby napięcia V_i , V_k stały się funkcjami tej nowej zmiennej. Zanurzenia można dokonać w dowolny sposób. Dla opisanych równaniem (1) węzłów typu PQ zanurzenie holomorfczne może przyjąć następującą postać:

$$\sum_{k=0}^n Y_{ik} \cdot V_k(z) = \frac{z \cdot S_i^*}{V_i^*(z^*)}, \quad \text{dla } i \in PQ \quad (2)$$

Występująca w równaniu (2) zależność funkcyjna napięcia węzłowego od zmiennej zespolonej z jest funkcją holomorfczną. Dodatkowo napięcia w węzłach systemu spełniają następujące zależności, wynikające z zastosowanego zanurzenia holomorfcznego:

$$V_k(0) = 1 \quad \forall k \in PQ \quad (3)$$

$$V_k(1) = V_k \quad \forall k \in PQ \quad (4)$$

$$V_{slack}(z) = V_{slack} \quad (5)$$

Należy zauważyć, że zanurzenie holomorfczne, wykorzystane w równaniu (2), implikuje następujące sytuacje graniczne:

- rozwiązanie dla $z = 0$ reprezentuje pracę sieci bez obciążeń i generacji w węzłach systemu elektroenergetycznego – jest to tzw. rozwiązanie kiełka (ang. *germ solution*)
- rozwiązanie dla $z = 1$ reprezentuje określenie punktu pracy sieci dla pełnego modelu rozpliwowego.

3. Metody rozwiązania problemu

Zastosowanie zanurzenia holomorfcznego sprawia, że funkcja $V(z)$ jest funkcją holomorfczną zmiennej zespolonej z . W praktyce oznacza to, że problem rozpliwów mocy w systemie elektroenergetycznym za pomocą metody HELM rozwiązywany jest w przestrzeni funkcyjnej, w której zarówno funkcje, jak i zmienne są liczbami zespolonymi. Jedną z metod stosowanych do rozwiązania tego typu problemów jest metoda szeregów potęgowych.

3.1. Metoda szeregów potęgowych

Wykorzystując jedną z fundamentalnych cech funkcji holomorfcznych, zależność na $V(z)$ można przedstawić w formie szeregu Maclaurina, który jest szczególną postacią szeregu Taylora. Ogólnie rzecz biorąc, jest to szereg potęgowy o współczynnikach będących funkcjami zespolonymi, zależnymi od zmiennych zespolonych tego szeregu. Postać takiego szeregu jest następująca:

$$V(z) = \sum_{n=0}^{\infty} V[n] \cdot z^n \quad (6)$$

Gdy wykorzystamy szereg (6), równanie (2), opisujące stan pracy węzłów typu PQ , przyjmie postać:

$$\sum_{k=0}^n Y_{ik} \cdot V_k[n] = S_i^* \cdot W_i^*[n-1], \quad \text{dla } i \in PQ \quad (7)$$

Współczynniki $V[n]$ i $W[n]$ obliczane są ze wzorów:

$$V[n] = S^* \cdot W^*[n-1], \quad \text{dla } n > 0 \quad (7a)$$

$$W[0] = \frac{1}{V[0]} \quad (7b)$$

$$W[n] = -\frac{\sum_{k=0}^{n-1} W[k] \cdot V[n-k]}{V[0]}, \quad \text{dla } n \geq 1 \quad (7c)$$

Kolejnym ze sposobów zastosowanych do obliczeń w metodzie HELM jest metoda aproksymacji ułamkiem łańcuchowym (ang. *continued fraction*).

3.2. Metoda aproksymacji ułamkiem łańcuchowym

Istnieje wiele sposobów przekształcenia oryginalnego szeregu potęgowego, opisanego równaniem (6), do postaci ułamka łańcuchowego, aproksymującego ten szereg. Jedną z możliwych postaci takiego przekształcenia jest następująca:

$$V(z) = V[0] + \frac{z}{V^{(1)}[0] + \frac{z}{V^{(2)}[0] + \frac{z}{V^{(3)}[0] + \dots}} \quad (8)$$

Wartość funkcji określającej napięcia pracy sieci dla pełnego modelu rozptywowego otrzymuje się bezpośrednio z równania (8), przyjmując wartość $z = 1$.

Istnieje jeszcze wiele innych metod, które mogą być wykorzystane do rozwiązania zagadnień opisanych w metodzie HELM. Powyżej opisane zostały jedynie najpopularniejsze metody, które znalazły najszerze zastosowanie w publikowanych dotychczas pracach.

4. Sposoby uwzględniania stanów rzeczywistych pracy systemu elektroenergetycznego

Równanie (1) oraz odpowiadające mu zanurzenie holomorfczne (2) opisują stan pracy węzłów typu *PQ*. W pełnym modelu obliczeniowym konieczne jest jednak odwzorowanie innych rodzajów węzłów czy też urządzeń. Postaci zanurzeń holomorfcznych może być nieskończenie wiele. Poniżej zaprezentowane zostaną najważniejsze z nich, które doczekały się praktycznej implementacji.

4.1. Rozbudowany model węzłów typu *PQ*

W modelu tym z macierzy admittancejnej Y_{ik} wydzielone zostały dwie części składowe: Y_{ik}^{lr} – część odpowiadająca gałęziom szeregowym oraz Y_{ik}^{sh} – część odpowiadająca elementom poprzecznym (ang. *shunt elements*). Taka reprezentacja węzłów typu *PQ* pozwala na odwzorowanie elementów poprzecznych (dławiki, kondensatory itp.) oraz ułatwia modelowanie transformatorów. Zanurzenie holomorfczne dla równań rozptylowych w opisywanym przypadku przyjmie postać:

$$\sum_{k=0}^n Y_{ik} \cdot V_k(z) = \frac{z \cdot S_i^*}{V_i^*(z^*)} - z \cdot Y_{ik}^{sh} \cdot V_i(z), \quad \text{dla } i \in PQ \quad (9)$$

Natomiast model matematyczny zastosowany w metodzie HELM, odpowiadający równaniu (9), przyjmie postać:

$$\sum_{k=0}^n Y_{ik} \cdot V_k[n] = S_i^* \cdot W_i^*[n-1] - Y_{ik}^{sh} \cdot V_i[n-1], \quad \text{dla } i \in PQ \quad (9a)$$

4.2. Model węzłów *PV*

Dla węzłów typu *PV* znane są: moduł napięcia $|V_i|$ oraz wyjściowa moc czynna P_i . Wielkościami nieznanymi są: kąt napięcia oraz moc bierna węzłowa Q_i . Odpowiednie równania dla zanurzenia holomorfcznego, reprezentujące sposób obliczenia mocy biernej, można zapisać w sposób następujący:

$$\sum_{k=0}^n Y_{ik} \cdot V_k(z) = \frac{z \cdot S_{iconst}^* - jQ_i(z)}{V_i^*(z^*)} - z \cdot Y_{ik}^{sh} \cdot V_i(z), \quad \text{dla } i \in PV \quad (10)$$

Model matematyczny zastosowany w metodzie HELM, odpowiadający równaniu (10), przyjmie postać:

$$\sum_{k=0}^n Y_{ik} \cdot V_k[n] + jQ_i[n] = S_{iconst}^* \cdot W_i^*[n-1] - j \left(\sum_{k=1}^{n-1} Q_i[k] \cdot W_i^*[n-k] \right) - Y_{ik}^{sh} \cdot V_i[n-1], \quad \text{dla } i \in PV \quad (10a)$$

Jednocześnie zanurzenie holomorfczne, przedstawiające warunek znajomości modułu napięcia $|V_i|$, można zapisać w postaci:

$$V_i(z) \cdot V_i^*(z^*) = 1 + z \cdot \left(|V_i^{zad}|^2 - 1 \right), \quad \text{dla } i \in PV \quad (11)$$

Model matematyczny zastosowany w metodzie HELM, odpowiadający równaniu (11), przyjmie postać:

$$V_i^{re}[n] = \begin{cases} 1, & \text{dla } n = 0, \\ \frac{\left(|V_i^{zad}|^2 - 1 \right)^2}{2}, & \text{dla } n = 1, \\ -\frac{1}{2} \sum_{k=1}^{n-1} V_i[k] \cdot V_i^*[n-k], & \text{dla } n = 2, 3, \dots, n-1. \end{cases} \quad \text{dla } i \in PV \quad (12)$$

Zaprezentowane powyżej równania stanowią zaledwie niewielką reprezentację modeli matematycznych składających się na opis złożonych procesów zachodzących w rzeczywistym systemie elektroenergetycznym. Prace nad powyższymi zagadnieniami dopiero się rozpoczęły. Należy mieć nadzieję, że z każdym nowym opracowaniem wzbogaceniu ulegnie biblioteka dostępnych modeli pozwalająca na ich reprezentację i zastosowanie w metodzie HELM.

5. Przykłady obliczeniowe

W celu przetestowania skuteczności działania metody HELM zostały wykonane analizy porównawcze z profesjonalnym programem do obliczeń rozptyłów mocy PSS[®]E firmy Siemens PTI. Do obliczeń wykorzystano standardowe modele 3-, 14

– i 118-węzłowe IEEE. Modele zostały dostosowane do specyfikacji opracowanych dotychczas i opisanych wcześniej zanurzeń holomorficznych. Z tego powodu w modelach IEEE zablokowano np. możliwość regulacji przekładni transformatorów. Zachowano wszystkie ograniczenia i wymagania dla węzłów typu PV, takie jak: ustalone poziomy napięć i limity mocy biernych generatorów. Obliczenia wykonano na komputerze z procesorem Intel® Core™ i7-6700 HQ 2,6GHz, z 64-bitowym systemem operacyjnym MS Windows 10 Pro. Algorytm metody HELM został napisany w języku Python 3.6.

Wyniki przeprowadzonych obliczeń porównawczych zamieszczono w tab. 1.

6. Wnioski

Metoda HELM jest całkowicie nową i nowatorską metodą rozwiązywania równań opisujących stany ustalone systemów elektroenergetycznych. Pierwsze prace teoretyczne wskazują na duży potencjał oraz możliwości aplikacyjne opisywanej metody. Potwierdzają to również obliczenia przeprowadzone przez autora. Wyniki zaprezentowane w tab. 1 dowodzą, że:

- metoda HELM charakteryzuje się dużą dokładnością wykonywanych obliczeń, bez względu na wielkość analizowanej sieci
- dla sieci o niewielkiej liczbie węzłów czas obliczeń jest porównywalny lub lepszy niż w metodach klasycznych
- wraz ze wzrostem wymiarowości problemu znacząco wzrasta czas obliczeń w metodzie HELM.

Należy jednak pamiętać, że czas obliczeń w metodzie HELM schodzi na drugi plan. O wiele istotniejsze są cechy analizowanej metody, wynikające z zastosowania zanurzenia holomorficznego i przeniesienia problemu rozptyłów mocy na płaszczyznę liczb zespolonych \mathbb{C} , przy jednoczesnym zanurzeniu oryginalnych równań algebraicznych w ich funkcjonalne holomorficzne rozszerzenie. Jednoznaczność rozwiązania (lub jego braku), uzyskana dzięki takiej transformacji, pozwala optymistycznie myśleć np. o możliwościach zastosowania metody HELM w systemach czasu rzeczywistego, wykorzystywanych do sterowania pracą złożonego systemu elektroenergetycznego.

7. Kierunki przyszłych prac

Prace teoretyczne i rozwojowe nad metodą HELM są obecnie na wczesnym etapie. W sposób zadowalający opracowane zostały dotychczas zaledwie niektóre zagadnienia, niezbędne

do stworzenia w pełni funkcjonalnej metody obliczania rozptyłów mocy w rzeczywistych systemach elektroenergetycznych. Za krytyczne elementy, niezbędne do opracowania teoretycznego, należy uznać:

- stworzenie modeli elementów regulacyjnych, takich jak transformatory z regulacją przekładni, przesuwniki fazowe, urządzenia typu FACTS itp.
- stworzenie modeli odzwierciedlających różnorodną pracę obciążeń (model prądowy, admitancyjny itp.).

Na równi z opracowywaniem modeli elementów składowych systemu elektroenergetycznego należy uznać konieczność poszukiwania nowych i bardziej wydajnych metod obliczania zmiennych funkcyjnych, będących rozwiązaniem problemu rozptyłów mocy w metodzie HELM. Dokładność aproksymacji rozwiązania funkcyjnego oraz szybkość działania odgrywają istotną rolę w procesie obliczeń i decydują o skuteczności i wydajności całej metody.

BIBLIOGRAFIA

1. Trias A., The Holomorphic Embedding Load Flow Method, 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting, July 2012, s. 1–8, doi: 10.1109/PESGM.2012.6344759.
2. Subramanian M.K., Feng Y., Tylavsky D., PV bus modeling in a holomorphically embedded power-flow formulation, 2013 North American Power Symposium (NAPS), September 2013, s. 1–6, doi: 10.1109/NAPS.2013.6666940.
3. Baghsorkhi S.S., Suetin S.P., Embedding AC Power Flow with Voltage Control in the Complex Plane: The Case of Analytic Continuation via Padé Approximants, Computing Research Repository (CoRR), Vol. abs/1504.03249, 2015, arXiv: 1504.03249 [online], <http://arxiv.org/abs/1504.03249> [dostęp: 21.11.2016].
4. Trias A., Fundamentals of the Holomorphic Embedding Load-Flow Method, Computing Research Repository (CoRR), Vol. abs/1509.02421, 2015, arXiv: 1509.02421 [online], <http://arxiv.org/abs/1509.02421> [dostęp: 21.11.2016].
5. Suetin S.P., Baghsorkhi S.S., Embedding AC Power Flow in the Complex Plane Part I: Modelling and Mathematical Foundation, Computing Research Repository (CoRR), Vol. abs/1604.03425, 2016, arXiv: 1604.03425 [online], <http://arxiv.org/abs/1604.03425> [dostęp: 21.11.2016].
6. Rao S. i in., The Holomorphic Embedding Method Applied to the Power-Flow Problem, *IEEE Transactions on Power Systems* 2016, Vol. 31, No. 5, s. 3816–3828, doi: 10.1109/TPWRS.2015.2503423.
7. Trias A., Marín J.L., The Holomorphic Embedding Loadflow Method for DC Power Systems and Nonlinear DC Circuits, *IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Regular Papers* 2016, Vol. 63, No. 2, s. 322–333, doi: 10.1109/TCSI.2015.2512723.
8. Wallace I. i in., Alternative PV Bus Modelling with the Holomorphic Embedding Load Flow Method, arXiv e-prints, July 2016, arXiv: 1607.00163 [online], <https://ui.adsabs.harvard.edu/abs/2016arXiv160700163W> [dostęp: 17.10.2017].

Model	PSS [®] E		HELM	
	Użycie CPU	Dokładność	Użycie CPU	Dokładność
	[ms]	[MVA]	[ms]	[MVA]
3-bus	38,823	5,960E-06	24,495	3,786E-05
14-bus	63,732	2,227E-05	42,536	4,413E-12
118-bus	56,567	4,134E-04	300,137	1,333E-08

Tab. 1. Analiza porównawcza obliczeń rozptyłowych dla programu PSS[®]E i metody HELM

9. Basiri-Kejani M., Gholipour E., Holomorphic Embedding Load-Flow Modeling of Thyristor-Based FACTS Controllers, *IEEE Transactions on Power Systems* 2017, Vol. 32, No. 6, s. 4871–4879, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2682117.

Helm – New Method for the Power Flow Calculation in Electric Power Grids

Keywords

power flow, HELM method, complex analysis

Abstract

HELM (Holomorphic Embedding Load Flow Method) is a novel method for calculation the power flow equations of power systems. It based on the techniques of Complex Analysis. HELM is non-iterative and deterministic method, yielding the correct solution when it exists and, conversely, unequivocally signaling voltage collapse when it does not. The article is the first presentation of the HELM method. It shows its main assumptions and the way of creation the basic elements of the power system model. Author compares the calculations using the HELM method with classic iterative methods.

KONTAKT

Andrzej Wędzik

Politechnika Łódzka, Instytut Elektroenergetyki

tel.: +48 42 631 26 08

e-mail: andrzej.wedzik@p.lodz.pl

Uprozczone modelowanie linii kablowych wysokiego napięcia a napięcia indukowane w żyłach powrotnych – studium przypadku

Autorzy

Krzysztof Dobrzyński

Stanisław Czapp

Jacek Klucznik

Zbigniew Lubośny

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

modelowanie linii kablowych, napięcia indukowane, żyły powrotne

Streszczenie

Linie kablowe to jeden z podstawowych elementów składowych systemów elektroenergetycznych. Stosowane są głównie na terenach zurbanizowanych, gdzie prowadzenie linii napowietrznych jest utrudnione lub wręcz niemożliwe. Linie kablowe wysokiego napięcia budowane są głównie z wykorzystaniem kabli, które oprócz żyły roboczej mają również współosiową żyłę powrotną. Istnieje kilka układów pracy takich linii, które różnią się sposobem uziemienia żył powrotnych i ewentualnym zastosowaniem przeplatania żył powrotnych i/lub żył roboczych. Budowa linii kablowej wysokiego napięcia każdorazowo powinna zostać poprzedzona analizą modelową, która pozwoli określić poziomy napięć i prądów indukowanych w żyłach powrotnych. Jak wynika z analiz, zbyt duże uproszczenia w modelowaniu mogą prowadzić do błędnego wnioskowania.

1. Wstęp

Linie kablowe, obok linii napowietrznych, są jednym z podstawowych elementów składowych systemów elektroenergetycznych. Ze względu na niższe koszty inwestycyjne operatorzy systemów elektroenergetycznych chętniej stosują linie napowietrzne. Jednak linie kablowe budowane są wszędzie tam, gdzie poprowadzenie linii napowietrznej jest utrudnione lub wręcz niemożliwe. Innym argumentem decydującym o budowie linii kablowej może być również konieczność zwiększenia pewności zasilania. Jednym z rozwiązań poprawiających pewność zasilania jest obecnie rozważane wykorzystanie metody tzw. płuzenia [1] przy budowie linii kablowych średniego napięcia. Metoda ta pozwala w relatywnie łatwy sposób położyć linię kablową na głębokości ok. 1 m. W terenach leśnych może to wydatnie ograniczyć liczbę wyłączeń spowodowanych warunkami pogodowymi. Jest to istotne z punktu widzenia zmniejszenia wskaźników SAIDI i SAIFI, co obecnie propagowane jest też przez URE [2] jako dążenie do osiągnięcia wskaźników uzyskiwanych w większości zachodnich systemów elektroenergetycznych.

2. Układy pracy linii kablowych WN

Linie kablowe wysokiego napięcia zwykle budowane są z wykorzystaniem kabli mających współosiową żyłę powrotną. Linie te, z punktu widzenia żył powrotnych, mogą pracować w kilku różnych układach [3, 4]:

- z jednostronnie uziemionymi żyłami powrotnymi
- z dwustronnie uziemionymi żyłami powrotnymi
- z dwustronnie uziemionymi żyłami powrotnymi i dodatkowo przeplecionymi (ang. *cross-bonding*) w jednym miejscu (niepełny *cross-bonding*) lub w dwóch miejscach (pełny *cross-bonding*).

Do powyższych układów pracy dochodzi jeszcze możliwość zastosowania przeplecenia żył roboczych i poprowadzenie wzdłuż linii kablowej dodatkowego kabla, tzw. ECC (ang. *Earth Continuity Conductor*). Każdy z powyżej wymienionych sposobów uziemienia żył powrotnych wiąże się z określonymi zjawiskami, które należy przeanalizować podczas projektowania linii, przy czym głównymi wielkościami rozważanymi podczas projektowania linii kablowej są wartości napięć i prądów indukowanych w tych żyłach.

Każdorazowo układ pracy linii kablowej powinien zostać dobrany do przewidywanych warunków pracy, tj. do długości linii, przesyłanej mocy, czy mocy zwarciowej w punkcie przyłączenia linii do systemu elektroenergetycznego.

3. Opis przykładowej linii kablowej WN

Budowa linii kablowych w zurbanizowanej przestrzeni wiąże się często z koniecznością krzyżowania się z innymi obiektami technicznymi, m.in. drogami, wzniesieniami, trasami kolejowymi czy wodnymi. W takich sytuacjach istnieje konieczność

zabezpieczenia kabla przed ewentualnymi uszkodzeniami [5], stąd kable umieszczane są zwykle w odpowiednich rurach ochronnych. Taki zabieg powoduje, że w miejscu prowadzenia kabli w rurach ochronnych zmienia się odległość pomiędzy poszczególnymi kablami. Nie pozostaje to bez wpływu na poziomy indukowanych napięć i prądów w żyłach powrotnych. Ze względu na zdefiniowaną długość artykułu, poniżej skupiono się na analizie napięć indukowanych.

Rozważanym obiektem jest linia kablowa o długości 12 km, wykonana kablem XRUHAKXS 240 mm² z żyłą powrotną o przekroju 95 mm². Ponieważ producent zapewnia 1-kilometrową długość produkcyjną kabla, zatem co ok. 1 km zaplanowano zastosowanie mufy przelotowej. Z przestrzennego planu prowadzenia trasy kablowej wynika, w których miejscach i na jakiej długości należy zastosować rury ochronne, przy czym na całej długości linii kablowej zakłada się ułożenie trójkątne. Na odcinkach, gdzie kable ułożone są bezpośrednio w ziemi, kable stykają się ze sobą. Z kolei na odcinkach, gdzie zastosowano rury ochronne, każdy kabel przechodzi przez niezależną rurę ochronną, a rury również ułożone są w trójkąt.

Z punktu widzenia modelowania każda zmiana sposobu ułożenia linii kablowej stanowi początek kolejnego odcinka w modelu. Dla rozważanej linii występuje 161 takich odcinków, przy czym odcinki o odmiennym ułożeniu od bezpośredniego w ziemi stanowią ok. 20% długości linii. Odcinki te ułożone są w rurach ochronnych o średnicy 16 cm.

W analizach założono dwa sposoby modelowania przedmiotowej linii:

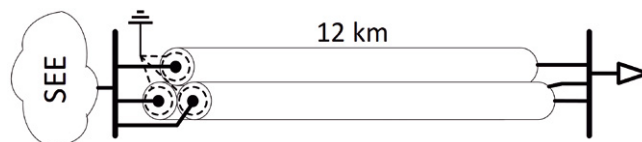
- dokładny – uwzględniający konieczność stosowania rur ochronnych na trasie linii i wynikającą z tego zmianę odległości pomiędzy osiami poszczególnych kabli
- uproszczony – gdzie na całej długości linii zakłada się taki sam sposób ułożenia: trójkątny, kable bezpośrednio w ziemi, stykające się.

4. Porównanie modelu dokładnego i uproszczonego

Aby porównać wyniki z modelu dokładnego i uproszczonego, rozważono wybrane warianty pracy linii kablowej: jednostronne uziemienie żył powrotnych, dwustronne uziemienie żył powrotnych i dwustronne uziemienie żył powrotnych z przeplataniem tych żył w dwóch miejscach. Każdorazowo analizowano napięcia indukowane w żyłach powrotnych dla stanu ustalonego i dla stanu po wystąpieniu zwarcia 1-fazowego. W stanie ustalonym założono zmienność obciążenia linii kablowej od 0 MW do 75 MW, przy czym górna wartość stanowi obciążenie bliskie wartości dopuszczalnej dla kabla. Założono przy tym współczynnik $\text{tg } \varphi = 0$.

4.1. Uziemienie jednostronne żył powrotnych

Pierwszym rozważanym wariantem pracy linii kablowej jest uziemienie jednostronne żył powrotnych, wykonane w punkcie zasilania linii kablowej (rys. 1).



Rys. 1. Jednostronne uziemienie żył powrotnych

Dla powyższego układu największe napięcia indukowane w żyłach powrotnych występują na nieuziemionym końcu linii kablowej. Porównując wyniki uzyskane dla obu modeli, należy zauważyć, że wartości te wyraźnie się różnią, przy czym w modelu dokładnym (rys. 2) uzyskuje się wartości większe w porównaniu z modelem uproszczonym (rys. 3). Wyniki te są spodziewane, ponieważ odsuwanie kabli od siebie zwiększa napięcie indukowane w żyłach powrotnych, co znajduje uzasadnienie w zależnościach pozwalających wyznaczyć te napięcia w układzie jednostronnie uziemionym [3]:

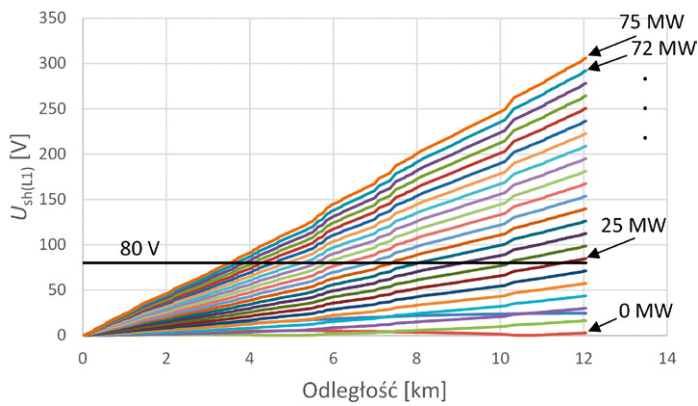
$$\underline{U}_{L1p} = j\omega \cdot \underline{I} \cdot 2 \cdot 10^{-7} \left[-\frac{1}{2} \ln \left(\frac{2D_{s1-2}^2}{d \cdot D_{s1-3}} \right) + j \frac{\sqrt{3}}{2} \ln \left(\frac{2D_{s1-3}}{d} \right) \right] \quad (1)$$

$$\underline{U}_{L2p} = j\omega \cdot \underline{I} \cdot 2 \cdot 10^{-7} \left[\frac{1}{2} \ln \left(\frac{4D_{s1-2} \cdot D_{s2-3}}{d^2} \right) + j \frac{\sqrt{3}}{2} \ln \left(\frac{D_{s2-3}}{D_{s1-2}} \right) \right] \quad (2)$$

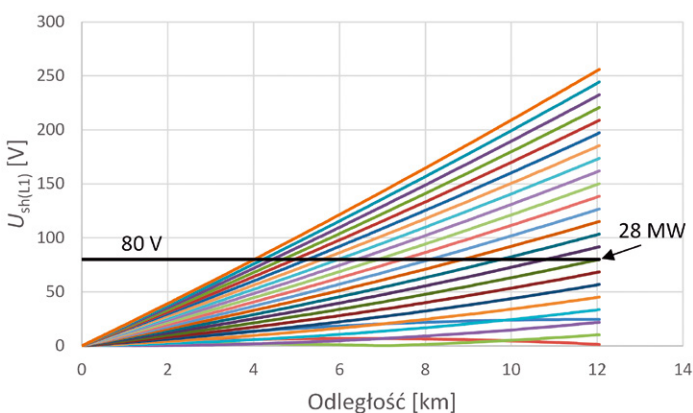
$$\underline{U}_{L3p} = j\omega \cdot \underline{I} \cdot 2 \cdot 10^{-7} \left[-\frac{1}{2} \ln \left(\frac{2D_{s2-3}^2}{d \cdot D_{s1-3}} \right) - j \frac{\sqrt{3}}{2} \ln \left(\frac{2D_{s1-3}}{d} \right) \right] \quad (3)$$

gdzie: U_{L1p} , U_{L2p} , U_{L3p} – napięcia indukowane w żyłach powrotnych kabli odpowiednio fazy L1, L2, L3, I – prąd w żyłce roboczej, d – średnia średnica żyły powrotnej, D_{s1-2} , D_{s2-3} , D_{s1-3} – odległość pomiędzy osiami kabli odpowiednio w fazach L1-L2, L2-L3, L1-L3. W stanach normalnych (obciążenie robocze) istotnym elementem jest ochrona przeciwporażeniowa, gdzie według obowiązujących wymagań napięcie indukowane nie powinno przekraczać wartości 80 V [6]. Uwzględniając te wymaganie, należy zauważyć, że gdyby projektować linię kablową na moc przesyłaną równą 25 MW, to wykorzystanie modelu uproszczonego prowadzi do mylnego wniosku o spełnieniu tego warunku. W rozważanym wariantcie pracy linii kablowej procentowa różnica pomiędzy modelem dokładnym a uproszczonym została przedstawiona na rys. 4. Błąd ten maleje wraz ze wzrostem przesyłanej mocy i ustala się na wartości ok. 18%.

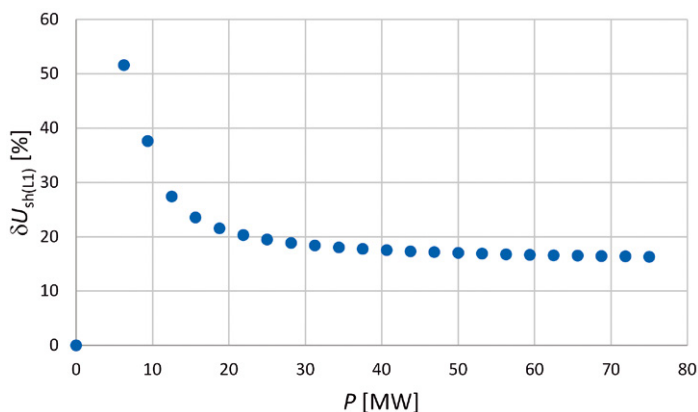
Pewne różnice obserwowane są również w analizie zwarć 1-fazowych. Dla rozważanego wariantu pracy linii kablowej zamodelowano zwarcia 1-fazowe na początku lub na końcu tej linii oraz w każdej mufie przelotowej. Napięcie indukowane w żyłach powrotnych narasta wraz z przesuwaniami się miejsca zwarcia od punktu zasilania do końca linii, osiągając wartość ponad 31 kV (rys. 5). Procentowe różnice pomiędzy modelem dokładnym i uproszczonym dla fazy L1 przedstawiono na rys. 6 i są one mniejsze niż dla stanu ustalonego.



Rys. 2. Napięcia indukowane w żyłę powrotnej kabla fazy L1. Jednostronne uziemienie. Stan ustalony. Model dokładny

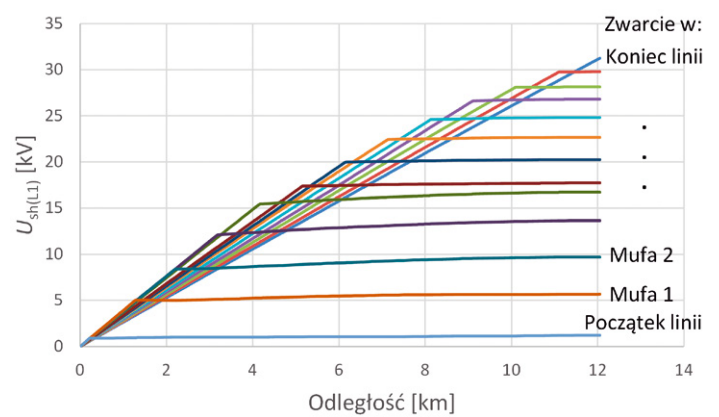


Rys. 3. Napięcia indukowane w żyłę powrotnej kabla fazy L1. Jednostronne uziemienie. Stan ustalony. Model uproszczony

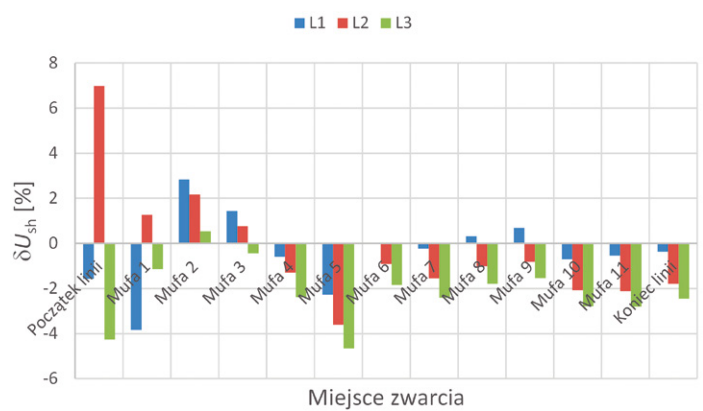


Rys. 4. Różnica napięcia indukowanego w żyłę powrotnej kabla fazy L1 pomiędzy modelem dokładnym i uproszczonym. Stan ustalony

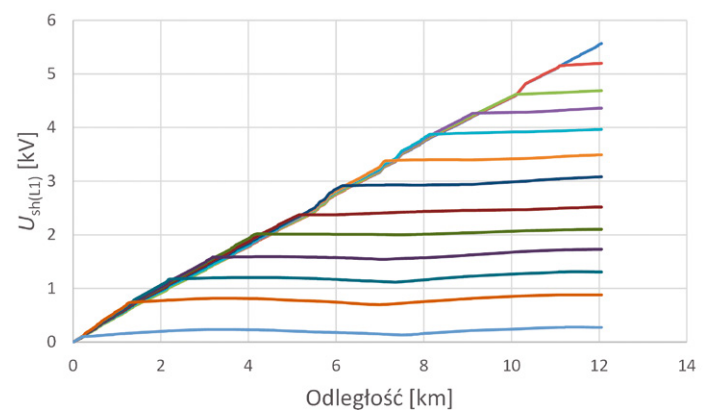
Wartość, jaką w tym wariancie osiąga napięcie indukowane (31 kV), jest wartością zdecydowanie przekraczającą bezpieczne napięcie dla nieprzewodzącej zewnętrznej powłoki kabla, powszechnie przyjmowane na poziomie 5 kV. Rozwiązaniem, które może skutecznie obniżyć wartości napięć indukowanych, jest np. poprowadzenie wzdłuż linii kabla ECC (rys. 7).



Rys. 5. Napięcia indukowane w żyłę powrotnej kabla fazy L1. Zwarcie 1-fazowe. Model dokładny



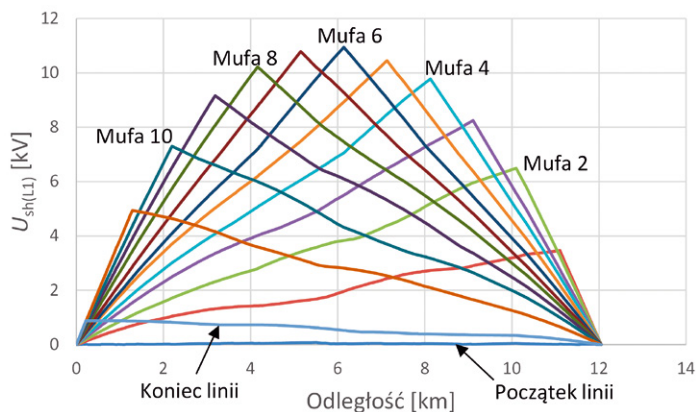
Rys. 6. Różnica napięcia indukowanego w żyłach powrotnych pomiędzy modelem dokładnym i uproszczonym. Zwarcie 1-fazowe



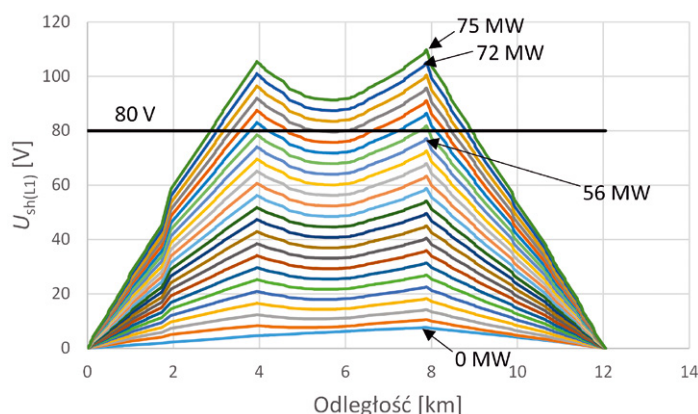
Rys. 7. Napięcia indukowane w żyłę powrotnej kabla fazy L1. Zwarcie 1-fazowe. Model dokładny. Linia z kablem ECC

4.2. Uziemienie dwustronne żył powrotnych

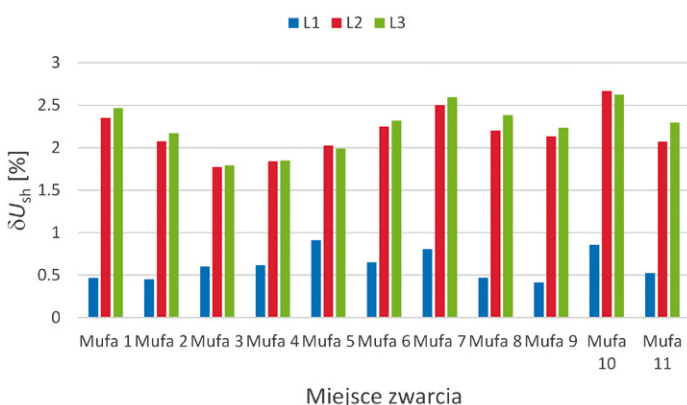
Innym sposobem na ograniczenie napięć indukowanych w żyłach powrotnych niż zastosowanie kabla ECC jest obustronne uziemienie żył powrotnych (rys. 8). W tym rozwiązaniu otrzymuje się ok. trzykrotne obniżenie wartości napięć indukowanych, ale nadal jest to ponad dwukrotnie powyżej poziomu powszechnie przyjmowanego za bezpieczny (5 kV).



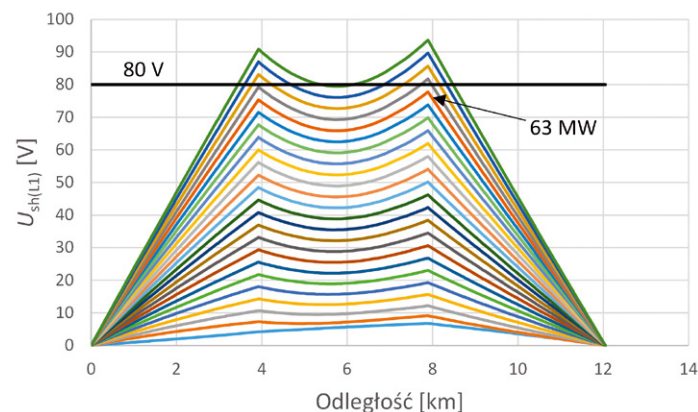
Rys. 8. Napięcie indukowane w żyłę powrotnej kabla fazy L1. Zwarcie 1-fazowe. Uziemienie dwustronne żył powrotnych. Model dokładny



Rys. 10. Napięcia indukowane w żyłę powrotnej kabla fazy L1. Dwustronne uziemienie. Stan ustalony. Model dokładny



Rys. 9. Różnica napięcia indukowanego na niezziemionym końcu żyły powrotnej kabla fazy L1 pomiędzy modelem dokładnym i uproszczonym. Zwarcie 1-fazowe

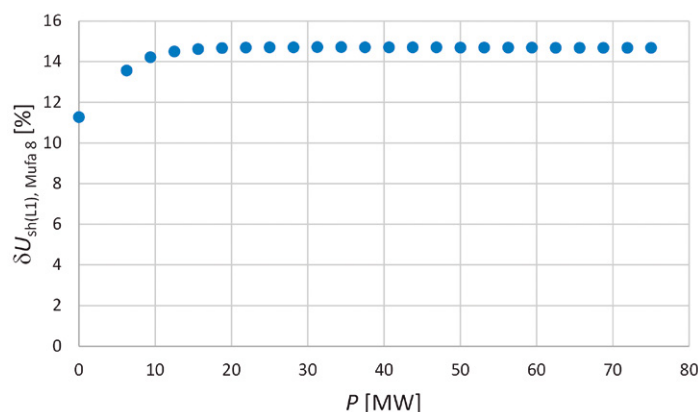


Rys. 11. Napięcia indukowane w żyłę powrotnej kabla fazy L1. Dwustronne uziemienie. Stan ustalony. Model uproszczony

Różnice napięć indukowanych pomiędzy modelem dokładnym a uproszczonym są dla obustronnego uziemienia żył powrotnych niewielkie i nie przekraczają 3% (rys. 9), przy czym wartości uzyskane w modelu uproszczonym są mniejsze niż w modelu dokładnym. W zasadzie interesujące są tu wartości w połowie długości kabla (mufa 6), czyli tam, gdzie osiągają one największy poziom.

4.3. Uziemienie dwustronne żył powrotnych z przeplataniem żył powrotnych

Wadą dwustronnego uziemienia żył powrotnych jest indukowanie się w tych żyłach prądów, które zwiększają w ten sposób sumaryczne straty przesyłowe linii kablowej. Straty te wzrastają wraz ze wzrostem mocy przesyłanej linią. Skutecznym środkiem ograniczającym indukowane prądy jest wykonanie przeplecenia żył powrotnych. Z porównania wyników dla takiego układu pracy linii kablowej wynika, że większe napięcia indukowane w stanie ustalonym uzyskuje się w modelu dokładnym (porównaj rys. 10 i 11). Odnosząc wyniki do wymagania poziomu napięcia 80 V, należy zauważyć, że według modelu uproszczonego można przysłać moc do wartości 63 MW (rys. 11), a według modelu dokładnego wartość ta jest mniejsza o 7 MW (rys. 10).



Rys. 12. Różnica napięcia indukowanego w żyłę powrotnej kabla fazy L1 pomiędzy modelem dokładnym i uproszczonym. Mufa 8. Stan ustalony

Największe poziomy napięcie indukowanych w żyłach powrotnych występują w miejscu ich przepleceń. Porównując wartości otrzymane w miejscu zainstalowania mufy 8 dla modelu uproszczonego i dokładnego (rys. 12), można zauważyć, że w takim układzie pracy linii kablowej różnice w otrzymanych wynikach kształtują się na poziomie 15%.

5. Wnioski końcowe

Projektowanie linii elektroenergetycznych wysokiego napięcia w zurbanizowanym terenie często wymusza stosowanie linii kablowych. Krzyżowanie się projektowanej linii kablowej z innymi obiektami technicznymi, tj. drogami, trasami kolejowymi czy wodnymi, wymusza stosowanie ochrony kabli, np. w postaci rur ochronnych, przed uszkodzeniami mechanicznymi. To powoduje, że na tych odcinkach ułożenie linii kablowej odbiega od pierwotnie przyjętego. W zależności od procentowego udziału takich odcinków w prowadzonej linii może to w mniejszym lub większym stopniu wpłynąć na wartości napięć indukowanych w żyłach powrotnych kabli. Pokazane w artykule przykłady sygnalizują, że istnieją wyraźne różnice pomiędzy wynikami otrzymanymi w modelu dokładnym i uproszczonym.

BIBLIOGRAFIA

1. Kwidzyński L., Układanie w liniach kablowych SN kabla AXAL-TT-PRO metodą płuzenia, Konferencja ELNiKSiNN, PTPiREE, 17.18.10.2018, Wisła.
2. URE, Regulacja jakościowa w latach 2018–2025 dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych, Warszawa, 17 września 2018.
3. IEEE Guide for Bonding Shields and Sheaths of Single-Conductor Power Cables Rated 5 kV through 500 kV, IEEE Std 575™-2014.

4. Czapp S. i in., Analiza napięć indukowanych w żyłach powrotnych kabli wysokiego napięcia dla ich wybranych konfiguracji, *Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej* 2017, nr 53.
5. Norma SEP-E-004: 2014. Elektroenergetyczne i sygnalizacyjne linie kablowe. Projektowanie i budowa.
6. EN 50522:2010 Earthing of power installations exceeding 1 kV a.c.

Simplified Modeling of High Voltage Power Cables vs. Induced Sheath Voltages – Case Study

Keywords

modeling of cable line, induced voltage, sheath-bonding systems

Abstract

The construction of a high voltage cable lines should be preceded by a model analysis, which will allow to determine the levels of voltages and currents induced in their sheaths. In turn, the accuracy of modeling and the simplifications adopted in the model may lead to wrong conclusions.

KONTAKT

Krzysztof Dobrzyński

Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki
 tel.: +48 58 347 17 98
 e-mail: krzysztof.dobrzynski@pg.edu.pl

Stanisław Czapp

Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki
 tel.: +48 58 347 13 98
 e-mail: stanislaw.czapp@pg.edu.pl

Jacek Klucznik

Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki
 tel.: +48 58 347 17 98
 e-mail: jacek.klucznik@pg.edu.pl

Zbigniew Lubośny

Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki
 tel.: +48 58 347 16 41
 e-mail: zbigniew.lubosny@pg.edu.pl

Obliczanie prądów w przewodach odgromowych w linii napowietrzno-kablowej

Autorzy

Jacek Klucznik
Krzysztof Dobrzyński

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

przewody odgromowe, zwarcia, linie napowietrzne, linie kablowe

Streszczenie

W artykule dokonano analizy linii napowietrzno-kablowej 110 kV. Zaprezentowano wpływ sposobu uziemienia żył powrotnych kabla WN na wartości prądów przy zwarcia 1-fazowych, ze szczególnym uwzględnieniem prądów płynących w przewodach odgromowych linii napowietrznej. Wykazano, że dobór przewodów odgromowych linii napowietrznej powinien uwzględniać nie tylko parametry odcinka linii kablowej, ale także sposób uziemienia żył powrotnych.

1. Wstęp

Budowa nowych napowietrznych linii elektroenergetycznych wysokiego napięcia jest obecnie utrudniona ze względu na złożone przepisy prawne oraz coraz częstsze problemy z uzyskaniem terenu na posadowienie słupów i wygospodarowaniem pasa terenu, nad którym przebiegać będzie linia. Problem z pozyskaniem terenu dotyczy zwłaszcza dużych aglomeracji miejskich, gdzie często są obszary, w których nie ma żadnych możliwości zbudowania linii napowietrznej. Dlatego coraz częściej spotykane są układy, w których część linii prowadzona jest jako linia kablowa, a część jako napowietrzna.

Jednym z istotnych elementów projektowania nowej linii lub modernizacji linii istniejącej są obliczenia zwarciovych, będące podstawą doboru przewodów odgromowych linii napowietrznej. Dokładne wyznaczenie rozptyłu prądów w przewodach odgromowych pozwala na dobór przewodu odgromowego pod względem wytrzymałości zwarciovych, ale także na ocenę zagrożeń porażeniowych, jakie pojawiają się podczas przepływów prądów zwarciovych przez słupy i ich uziomy. Obliczenia takie powinny być wykonywane w sposób możliwie dokładny.

Dla linii napowietrznej niezawierającej odcinków kablowych istnieją różne metody obliczeń wartości prądów w przewodach odgromowych. Metody te można podzielić na wykorzystujące modele dwuprzewodowe, gdzie modelowany jest jeden przewód fazowy i jeden przewód odgromowy (np. [1]), oparte na modelach czteroprzewodowych, gdzie modelowane są trzy przewody fazowe i przewód odgromowy (np. [2]), oraz wykorzystujące modele wieloprzewodowe, gdzie modelowane są wszystkie przewody fazowe i odgromowe, jakie występują w analizowanej linii [3].

W literaturze brakuje natomiast opisów metod obliczeń rozptyłu prądów w układach napowietrzno-kablowych oraz zagadnień dotyczących określenia wpływu układu pracy żył

powrotnych kabla na rozptył prądów w przewodach odgromowych. Niniejszy artykuł jest zatem próbą odpowiedzi na pytanie, jak należy uwzględnić w procesie doboru przewodów odgromowych linii napowietrznej wpływ odcinków kablowych.

2. Model linii kablowej

Linie kablowe wysokiego napięcia zwykle budowane są z wykorzystaniem kabli 1-fazowych, mających okrągłą żyłę roboczą i współosiową, cylindryczną żyłę powrotną. Linie kablowe zbudowane z takich kabli mogą pracować w kilku różnych układach [4, 5]: z jednostronnie uziemionymi żyłami powrotnymi (na początku, końcu lub w środku linii kablowej), z dwustronnie uziemionymi żyłami powrotnymi, z dwustronnie uziemionymi żyłami powrotnymi i zastosowaniem przepleceń żył powrotnych (ang. *cross-bonding*). Dodatkowo możliwe jest stosowanie przeplecenia żył roboczych, a także poprowadzenie wzdłuż linii kablowej dodatkowego kabla (lub kabli), tzw. ECC (ang. *Earth Continuity Conductor*).

Niezależnie od przyjętego sposobu pracy żył powrotnych odcinek linii kablowej składający się z trzech kabli można odwzorować na potrzeby analiz zwarciovych macierzowym układem równań o następującej postaci:

$$\begin{bmatrix} \delta \underline{U}_r \\ \delta \underline{U}_p \\ \delta \underline{U}_e \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_r & \underline{Z}_{rp} & \underline{Z}_{re} \\ \underline{Z}_{rp} & \underline{Z}_p & \underline{Z}_{pe} \\ \underline{Z}_{re} & \underline{Z}_{pe} & \underline{Z}_e \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{I}_r \\ \underline{I}_p \\ \underline{I}_e \end{bmatrix} \quad (1)$$

gdzie:

$\delta \underline{U}_r$ – wektor strat napięcia w przewodach roboczych,
 $\delta \underline{U}_p$ – wektor strat napięcia w przewodach powrotnych,
 $\delta \underline{U}_e$ – wektor strat napięcia w przewodach ECC, \underline{I}_r – wektor prądów w przewodach roboczych, \underline{I}_p – wektor prądów

w przewodach powrotnych, \mathbf{I}_e – wektor prądów w przewodach ECC, \mathbf{Z}_r – macierz impedancji własnych i wzajemnych przewodów roboczych, \mathbf{Z}_p – macierz impedancji własnych i wzajemnych przewodów powrotnych, \mathbf{Z}_e – macierz impedancji własnych i wzajemnych przewodów ECC, \mathbf{Z}_{rp} – macierz impedancji wzajemnych przewodów roboczych i przewodów powrotnych, \mathbf{Z}_{re} – macierz impedancji wzajemnych przewodów roboczych i przewodów ECC, \mathbf{Z}_{pe} – macierz impedancji wzajemnych przewodów powrotnych i przewodów ECC.

Poszczególne impedancje własne i wzajemne obliczane są na podstawie przekroju żył, rezystancji właściwej stosowanego materiału, sposobu ułożenia przewodów i odległości między nimi [6]. Wobec ograniczonej objętości referatu szczegółowe wzory nie będą tu prezentowane.

Macierz impedancji wiąże ze sobą prądy i straty napięć, tworząc wieloprzewodowy model sekcji linii kablowej. Można zauważyć, że sposób uziemienia żył powrotnych, stosowanie przeplotów, stosowanie kabla ECC będzie decydował o relacjach pomiędzy prądami a stratami napięcia w układzie. W pewnych sytuacjach (obustronne uziemienie żył powrotnych) macierz impedancji może być przekształcona poprzez redukcję Krona do rozmiaru 3×3 . Następnie, stosując odpowiednie przekształcenia, możliwe jest wyznaczenie dla analizowanej linii składowych symetrycznych: impedancji zgodnej, przeciwnej i zerowej w celu wykorzystania tych wielkości do obliczeń zwarciovych. Jednak w większości rzeczywistych przypadków stopień skomplikowania układu, a zwłaszcza występowanie niezerowych wartości rezystancji uziemienia żył powrotnych i przewodów ECC, powoduje, że wykorzystanie tak obliczonych impedancji zgodnej, przeciwnej i zerowej linii kablowej jest dyskusyjne.

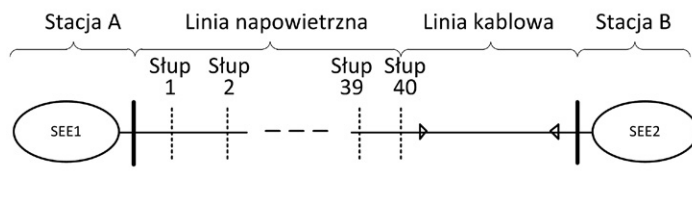
Niniejszy artykuł opiera się zatem na wykorzystaniu wieloprzewodowego modelu kabla i wieloprzewodowego modelu linii elektroenergetycznej [3], wskazuje na zjawiska i problemy, jakie mogą występować w linii napowietrzno-kablowej w zależności od sposobu pracy żył powrotnych.

Rozwiązanie przedstawionego problemu wymaga odpowiedniego środowiska obliczeniowego. Mogą być to dedykowane programy umożliwiające analizę systemów elektroenergetycznych, np. ATP-EMTP, PowerFactory lub specjalistyczne programy matematyczne, np. Matlab, umożliwiające realizację procedur algebraicznych i obliczeń iteracyjnych. W niniejszym artykule wykorzystano w obliczeniach program PowerFactory firmy DlgSILENT.

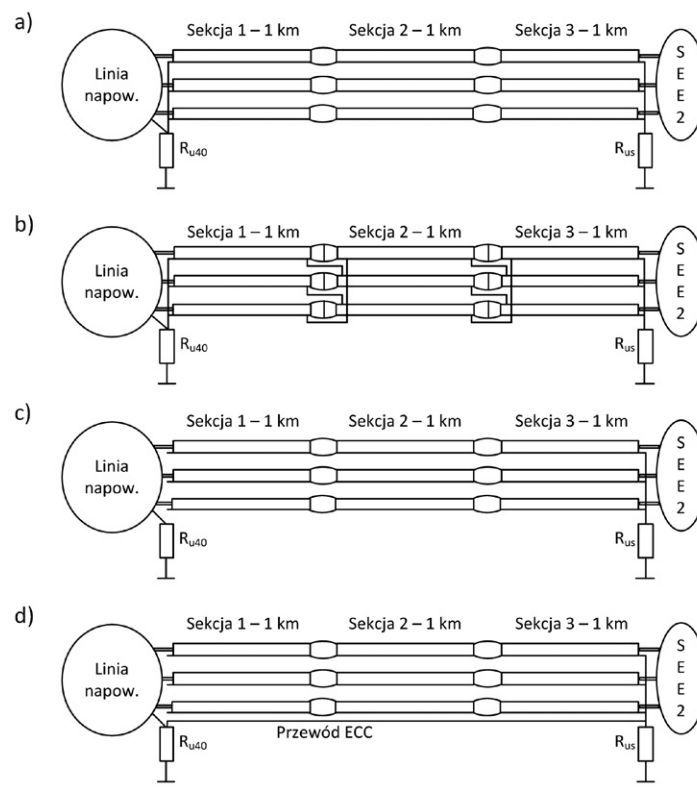
3. Analizowany układ przesyłowy

W artykule analizowana jest linia napowietrzno-kablowa 110 kV, łącząca dwie stacje elektroenergetyczne A i B o mocach zwarciovych wynoszących odpowiednio 1500 MVA i 1000 MVA oraz stosunku X_0/X_1 odpowiednio 1,2 i 1,5. Schemat analizowanego układu przedstawiono na rys. 1.

Przyjęto, że odcinek napowietrzny linii zbudowany jest na słupach serii B2, z przewodami fazowymi AFL-6 240 mm² i z przewodem odgromowym AFL-1,7 70 mm². Przyjęto równe rozpiętości przęsła, wynoszące 300 m, i całkowitą długość linii napowietrznej wynoszącą 12 km (40 przęsła). Model linii napowietrznej zbudowany jest jako wieloprzewodowy, zawierający



Rys. 1. Analizowana linia napowietrzno-kablowa



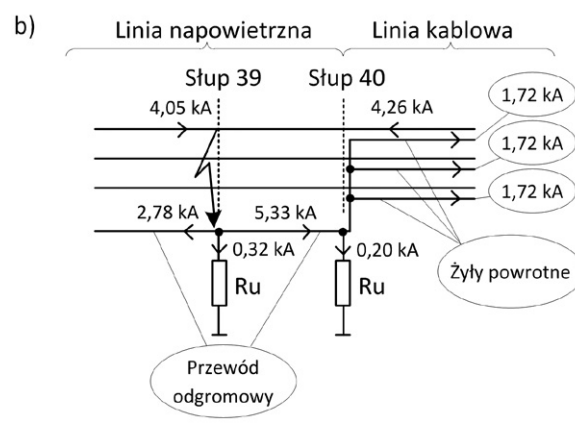
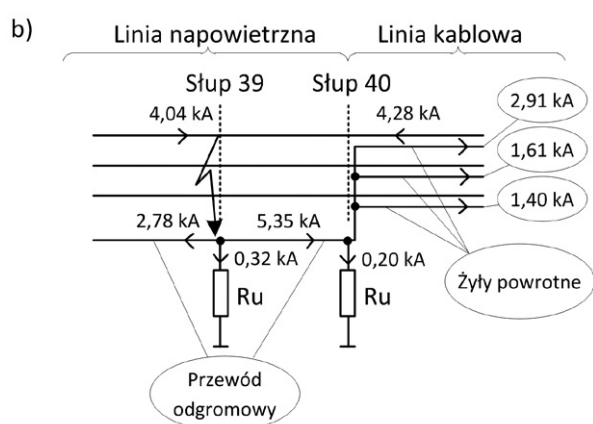
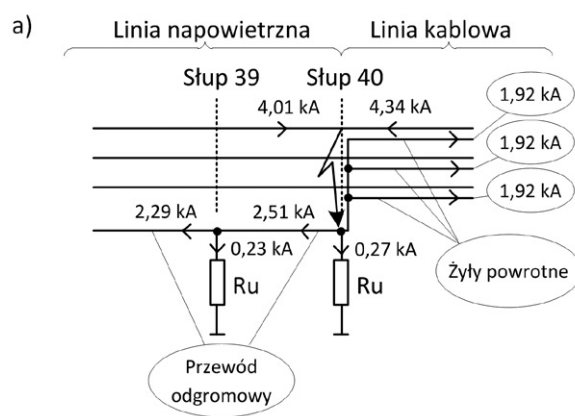
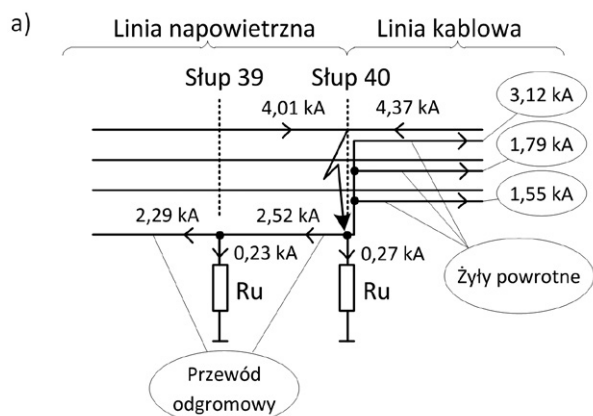
Rys. 2. Analizowane sposoby pracy żył powrotnych: a) obustronne uziemienie, b) obustronne uziemienie z przeplotem żył powrotnych, c) jednostronne uziemienie, d) jednostronne uziemienie oraz dodatkowy przewód ECC

dla każdego modelowanego osobno przęsła: trzy przewody fazowe, przewód odgromowy i rezystancję uziemienia słupa wynoszącą 10 Ω. Impedancje własne i wzajemne modelu linii obliczone zostały na podstawie wymiarów geometrycznych słupów oraz danych katalogowych przewodów fazowych i przewodu odgromowego.

Przyjęto też, że linia kablowa o długości 3 km zbudowana jest z kabli z żyłą miedzianą, typu XRUIKXS 1 x 1000 mm². Kable te posiadają żyłę powrotną zbudowaną z drutów miedzianych owiniętych taśmą miedzianą. Przekrój żyły powrotnej wynosi 95 mm². Przyjęto płaski układ przewodów, z odstępami 20 cm. W artykule przyjęto różne konfiguracje połączeń żył powrotnych kabli. Uproszczone schematy poszczególnych wariantów przedstawiono na rys. 2.

4. Rozptyw prądów zwarciovych

Dla układów pracy żył powrotnych przedstawionych na rys. 2 wykonano obliczenia rozptyłu prądów zwarciovych podczas



Rys. 3. Rozpływ prądów zwarciovych w obustronnym uziemieniu żył powrotnych: a) zwarcie 1-fazowe na słupie 40, b) zwarcie 1-fazowe na słupie 39

Rys. 4. Rozpływ prądów zwarciovych w obustronnym uziemieniu żył powrotnych i po zastosowaniu przeplotów żył powrotnych: a) zwarcie 1-fazowe na słupie 40, b) zwarcie 1-fazowe na słupie 39

zwarcia 1-fazowego na słupie 39 i słupie 40, tj. na przedostatnim i ostatnim słupie linii przed odcinkiem linii kablowej (rys. 1).

Na rys. 3 przedstawiono schemat rozpływu prądów zwarciovych w obustronnym uziemieniu żył powrotnych kabla. W powyższym układzie rozpatrzono dwie charakterystyczne sytuacje. Podczas zwarcia na ostatnim słupie obserwowane są największe wartości prądów zwarciovych w żyłach powrotnych. Na skutek występowania sprzężeń i nierównych odległości pomiędzy kablami obciążenie żył powrotnych nie jest symetryczne, a największe wartości prądów obserwowane są w żyłach powrotnych kabla odpowiadającego fazie, w jakiej wystąpiło zwarcie. Wartość prądu w tej żyłach jest około dwukrotnie większa niż w pozostałych żyłach powrotnych.

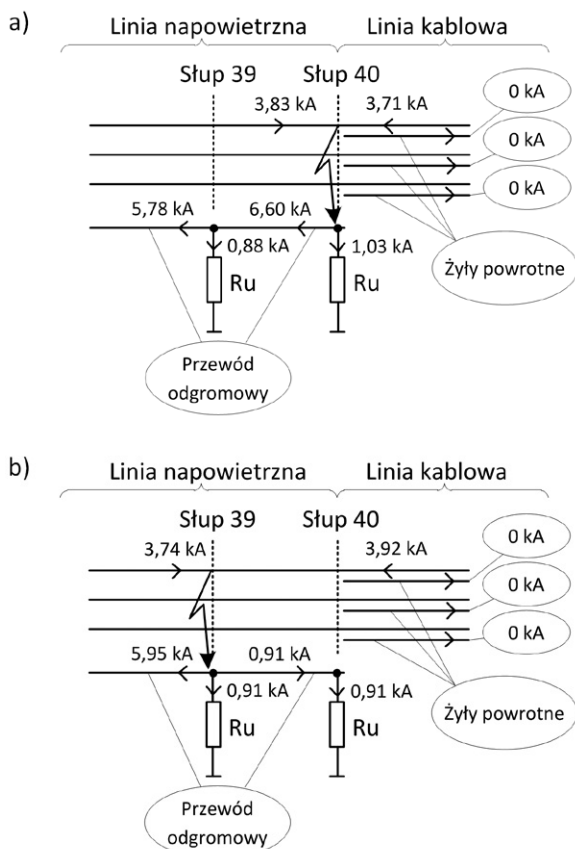
Dla warunków zwarciovych w przewodzie odgromowym ostatniego przęsła najgorsze jest zwarcie na przedostatnim słupie linii napowietrznej (rys. 3b). Wówczas przez przewód odgromowy pomiędzy słupami 39 i 40 płynie znacząca część prądu zwarciovego w kierunku stacji B. Prąd ten następnie dzieli się na trzy żyły powrotne linii kablowej. Podobnie jak we wcześniejszym zwarciu prądy zwarciove płynące przez poszczególne żyły powrotne nie są równe.

Podział prądów zwarciovych pomiędzy żyły powrotne będzie inny po zastosowaniu *cross-bondingu* żył powrotnych,

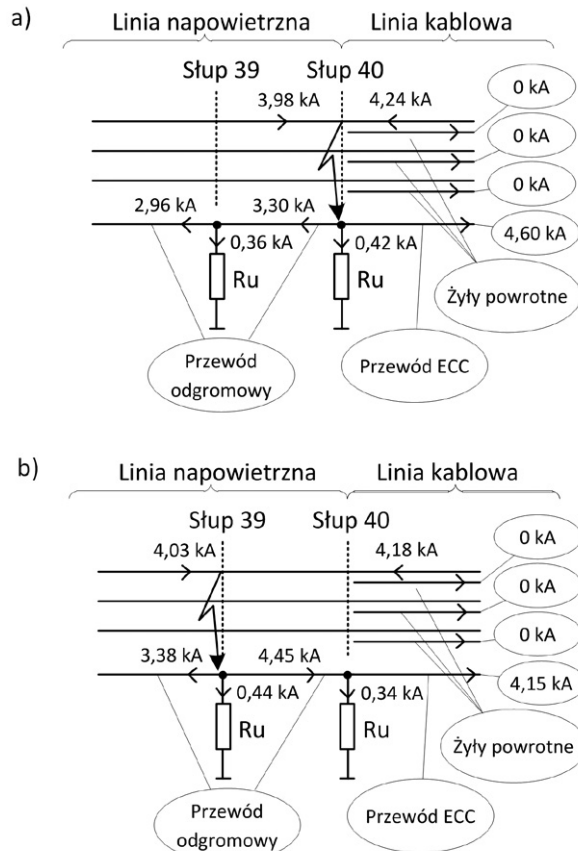
przedstawiono to na rys. 4. Można zauważyć, że zastosowanie przeplotów żył powrotnych nie zmienia ani początkowego prądu zwarciovego, ani udziałów linii napowietrznej i kablowej w początkowym prądzie zwarciovym, ani też prądów w przewodach odgromowych. Przeploty żył powrotnych symetryzuje natomiast prądy płynące w żyłach powrotnych i powoduje istotne zmniejszenie wartości prądu w żyłach powrotnych kabla odpowiadającego fazie, w jakiej wystąpiło zwarcie.

Z kolei na rys. 5 przedstawiono rozpływ prądów zwarciovych w sytuacji, gdy żyły powrotne uziemione są jednostronnie w stacji B. Jest tu widoczne wyraźne zwiększenie wartości prądu płynącego w przewodach odgromowych podczas zwarcia w końcowej części linii napowietrznej. Wobec braku połączenia przewodów odgromowych ze stacją B prąd zwarciovym „wraca” w kierunku stacji A przewodami odgromowymi oraz uziomami słupów. Widoczny jest tu również kilkukrotny wzrost prądów w uziomach słupów w pobliżu miejsca zwarcia względem układu obustronnie uziemionego. Jednostronne uziemienie żył powrotnych skutkuje też zwiększeniem składowej zerowej zastępczej impedancji zwarciovej, w efekcie czego udział prądu od stacji B w początkowym prądzie zwarciovym jest mniejszy.

Wpływ zastosowania dodatkowego kabla ECC, łączącego ostatni słup linii kablowej z uziomem stacji B, przedstawiono na rys. 6.



Rys. 5. Rozpływ prądów zwarciovych w jednostronnym uziemieniu żył powrotnych: a) zwarcie 1-fazowe na słupie 40, b) zwarcie 1-fazowe na słupie 39



Rys. 6. Rozpływ prądów zwarciovych w jednostronnym uziemieniu żył powrotnych i po zastosowaniu przewodu ECC: a) zwarcie na słupie 40, b) zwarcie na słupie 39

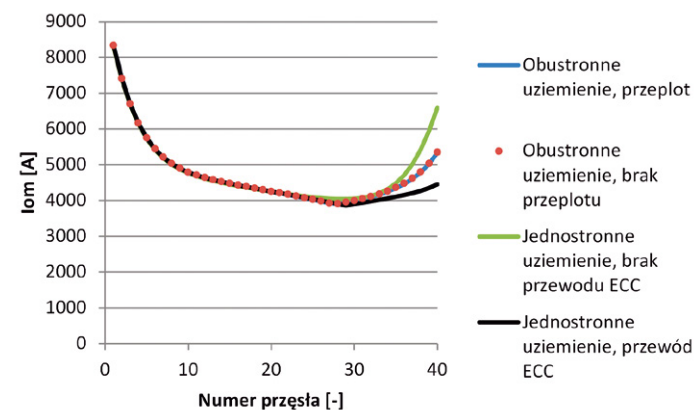
W analizach przyjęto, że przewód ECC (o przekroju 95 mm², wykonany z aluminium) ułożony jest pomiędzy skrajnym a środkowym przewodem linii kablowej.

Zastosowanie dodatkowego przewodu ECC jest korzystne i powoduje zmniejszenie wartości prądów w przewodzie odgromowym podczas zwarc w końcowym odcinku linii napowietrznej. Jednocześnie zmniejszane są wartości prądów w uziomach słupów, co prowadzi do zmniejszenia napięć i ograniczenia zagrożenia porażeniowego.

5. Podsumowanie

Na rys. 7 przedstawiono maksymalne wartości prądów płynących w przewodach odgromowych na poszczególnych przęsłach. Rysunek potwierdza, że sposób pracy żył powrotnych wpływa na rozpływ prądów zwarciovych w linii. Wpływ ten widoczny jest najbardziej w pobliżu (5–10 przęseł) połączenia linii napowietrznej i kablowej.

Jednostronne uziemienie kabla, bez stosowania przewodu ECC, jest bardzo niekorzystne i niezalecane. Powoduje znaczący wzrost prądów w przewodach odgromowych. Z kolei zastosowanie żył ECC pozwala na obniżenie wartości prądów w przewodach odgromowych. Relacje ilościowe pomiędzy prądami w przewodach odgromowych, po zastosowaniu uziemienia



Rys. 7. Wpływ sposobu uziemienia żył powrotnych na maksymalne wartości prądów płynących w przewodach odgromowych

jednostronnego z przewodem ECC i uziemienia obustronnego, zależą od rezystancji przewodu ECC. Stosowanie przeplecenia żył powrotnych w obustronnym uziemieniu tych żył nie wpływa na wartości prądów w przewodach odgromowych względem układu bez przepleceń. Przeplecenia symetryzują jedynie przepływy prądów w żyłach powrotnych.

BIBLIOGRAFIA

1. Żmuda K., Elektroenergetyczne układy przesyłowe i rozdzielcze, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2016.
2. Gooi H., Sebo S., Distribution of Ground Fault Currents Along Transmission Lines – An Improved Algorithm, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* 1985, Vol. PAS-104, No. 3.
3. Klucznik J., Obliczanie rozptyłów prądów w przewodach odgromowych linii elektroenergetycznych, Wydawnictwo Politechniki Gdańskiej, Gdańsk 2017.
4. IEEE Guide for Bonding Shields and Sheaths of Single-Conductor Power Cables Rated 5 kV through 500 kV, IEEE Std 575™-2014.
5. Czapp S. i in., Analiza napięć indukowanych w żyłach powrotnych kabli wysokiego napięcia dla ich wybranych konfiguracji, *Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej* 2017, nr 53.
6. Ametani A., A General Formulation of Impedance and Admittance of Cables, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* 1980, Vol. PAS-99, No. 3.

Earth Wires Currents Calculation in UGC-OHL Lines**Keywords**

fault current distribution, earth faults, earth wires, overhead transmission lines, underground cable lines

Abstract

The high voltage overhead (OHL) and underground cable line (UGC) is analyzed in the paper. The paper presents the influence of the cable sheath earthing on the values of currents in case of earth faults, with particular focus on the currents flowing in the earth wires. It is shown that the selection of the earth wires for the overhead line should take into account not only the parameters of the cable line section, but also the method of the cable sheath earthing. The single point earthing with no earth continuity conductor (ECC) is particularly not recommended, because it leads to the earth wire currents and earth potential rise.

KONTAKT**Jacek Klucznik**

Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki
tel.: +48 58 347 17 98
e-mail: jacek.klucznik@pg.edu.pl

Krzysztof Dobrzyński

Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki
tel.: +48 58 347 17 98
e-mail: krzysztof.dobrzynski@pg.edu.pl

Prognozowanie 15-minutowego szczytowego dobowego zapotrzebowania na moc w KSE z wykorzystaniem metody najmniejszych kwadratów

Autorzy

Rafał Czapaj
 Jacek Kamiński
 Pablo Benalcazar

POWRÓT
 DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

prognozowanie, zapotrzebowanie na moc elektryczną, obciążenie KSE, klasyczna metoda najmniejszych kwadratów błędów

Streszczenie

W artykule omówiono wyniki prognozowania wygasłego 15-minutowego szczytowego zapotrzebowania na moc elektryczną w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE). Badania przeprowadzono z zastosowaniem klasycznej metody najmniejszych kwadratów, bazując jedynie na autoregresyjnym charakterze analizowanej wielkości (bez udziału zmiennych objaśniających). Testy symulacyjne w trybie wygasłym na następną dobę obejmowały analizy dla wielomianu 2 oraz 3 stopnia, dla opóźnień od 2 do 16 dób poprzedzających, a celem artykułu było dobranie najkorzystniejszej ich kombinacji. Analizowane szeregi czasowe obejmowały okres 13 lat oraz 5 lat w podziale na dni tygodnia. Otrzymane wyniki prognoz porównano z prognozami naiwnymi. Skuteczność najkorzystniejszej wygasłej predykcji dla wielomianu 3 stopnia i opóźnienia 15-dobowego za pomocą klasycznej metody najmniejszych kwadratów błędów (MNK) była niższa niż dla prognoz naiwnych.

1. Cel i zakres badań

Celem przeprowadzonych badań jest weryfikacja możliwości zastosowania klasycznej metody MNK w zadaniu prognozowania 15-minutowego szczytowego dobowego zapotrzebowania na moc elektryczną w KSE. Badaniom poddano szereg czasowy zapotrzebowania za okres 13 lat (2002–2014), bez podziału na dni tygodnia i święta oraz przy zastosowaniu takiego podziału. Dodatkowo analizom został poddany 5-letni szereg czasowy reprezentujący lata 2010–2014, bez uwzględnienia podziału na dni tygodnia i dni świąteczne. Szeregi czasowe poddano podstawowej analizie statystycznej, poszukując m.in. obserwacji znacząco odstających od zwyczajowych, rozkładów wielomodalnych i znaczących odchyłeń reszt. Symulacje w trybie wygasłym dla kolejnej doby, bez uwzględnienia zmiennych objaśniających, wykonano dla wielomianu 2 i 3 stopnia. Wstępne badania dla wielomianów stopnia 4 i 5 zarzucono ze względu na uzyskanie prognoz o niskiej skuteczności. Opóźnienie czasowe, dla którego przeprowadzono analizę dla zakwalifikowanych do dalszych badań stopni wielomianu, obejmowało zakres od doby $n-3$ do doby $n-16$ dla wielomianu stopnia 2 oraz od doby $n-4$ do doby $n-16$ dla wielomianu stopnia 3. Analizę jakości uzyskanych prognoz wygasłych wykonano z wykorzystaniem średniego bezwzględnego błędu procentowego MAPE (ang. *Mean Absolute Percentage Error*).

2. Klasyczna metoda najmniejszych kwadratów (MNK)

Istnieje wiele metod szacowania liniowych modeli ekonometrycznych. Często stosowane są wymiennie nazwy: klasyczna metoda najmniejszych kwadratów oraz klasyczny model regresji liniowej. Niezbędnym postulatem dotyczącym omawianej grupy metod jest zgodność estymatorów dla analizowanej metody estymacji [1]. Oprócz klasycznej metody MNK, zaprezentowanej w niniejszym opracowaniu, stosowane są następujące metody: uogólniona metoda najmniejszych kwadratów Aitkena [1, 2], metoda różniczki zupełnej D. Cochrane'a i G.H. Orcutta [1, 2], metoda największej wiarygodności [1, 3] oraz wiele innych przytaczanych w annałach literatury przedmiotu [4–7]. Zaletą metody MNK jest jej skuteczność wynikająca z twierdzenia Gaussa-Markowa, w którym czytamy, że metoda ta daje estymatory zgodne, nieobciążone i najefektywniejsze nawet bez założenia o normalności rozkładu rozpatrywanych zmiennych. Liniowy model ekonometryczny przedstawia [1] wzór (1), który po oszacowaniu przyjmuje postać opisaną [1] wzorem (2).

$$Y_t = \alpha_0 + \alpha_1 \cdot X_{1t} + \alpha_2 \cdot X_{2t} + \dots + \alpha_k \cdot X_{kt} + \varepsilon_t \quad (1)$$

gdzie: Y_n – zmienna objaśniana obrazująca poziom badanego zjawiska w czasie, $X_{1t}, X_{2t}, \dots, X_{kt}$ – zmienne objaśniające, $a_0, a_1, a_2, \dots, a_k$ – parametry strukturalne, ε_t – składnik losowy.

$$Y_t = a_0 + a_1 \cdot X_{1t} + a_2 \cdot X_{2t} + \dots + a_k \cdot X_{kt} \quad (2)$$

Zastosowanie metody MNK prowadzi do wyznaczenia wartości ocen $a_0, a_1, a_2, \dots, a_k$ parametrów strukturalnych $a_0, a_1, a_2, \dots, a_k$ tak, że suma kwadratów różnic pomiędzy poszczególnymi wartościami rzeczywistymi zmiennej objaśnianej Y_t a jej wartościami teoretycznymi Y_t^P otrzymanymi z modelu będzie najmniejsza (wzór 3), przy czym różnicę wartości rzeczywistych i teoretycznych określa się mianem reszty modelu [1, 8]:

$$\sum_t^1 (Y_t - Y_t^P)^2 = \min \quad (3)$$

Wektor ocen parametrów strukturalnych po przeprowadzeniu operacji matematycznych na macierzach, z wykorzystaniem klasycznej metody MNK (wzór 4) jest wynikiem działań na macierzy obserwacji dokonanych na zmiennych objaśniających (wzór 5) i wektorze obserwacji wykonanych dla zmiennej objaśnianej (wzór 6) [1]. Wektor ocen parametrów strukturalnych na podstawie twierdzenia Gaussa-Markowa posiada postać [1] określoną wzorem (7).

$$a = (X'X)^{-1} X'y \quad (4)$$

gdzie: X' – macierz transponowana, $(X'X)^{-1}$ – macierz odwrotna, y – wartość n pomiarów zapotrzebowania na moc.

$$X = \begin{bmatrix} 1 & 1 \\ 1 & 2 \\ \vdots & \vdots \\ 1 & n \end{bmatrix} \quad (5)$$

$$Y = \begin{bmatrix} Y_1 \\ Y_2 \\ \vdots \\ Y_n \end{bmatrix} \quad (6)$$

$$a = \begin{bmatrix} a_0 \\ a_1 \end{bmatrix} \quad (7)$$

Metoda MNK, dając zawsze wynik o najmniejszej sumie kwadratów błędów, może dawać wyniki odległe od rzeczywistej linii trendu w sytuacji występowania wielu pomiarów odstających. W analizowanym przykładzie nie odnotowano takiego zjawiska, tym samym założono, że metoda nie stanowi ograniczenia dla analizowanych szeregów czasowych. Z analizowanych szeregów czasowych reprezentujących zapotrzebowanie na moc szczytową w KSE nie usuwano żadnych obserwacji, które mogłyby być uznane za odstające. Brak obserwacji, które mogłyby zostać uznane za odstające, spowodował brak potrzeby ich usuwania z analizowanych szeregów czasowych.

3. Analiza modeli *ex ante*

Wykonano analizę modeli prognostycznych w trybie wyprzedzającym *ex ante*. Na analizę tę składały się: weryfikacja modelu, wyznaczenie prognoz punktowych i przedziałowych oraz obliczenie mierników błędów i precyzji predykcji. Weryfikacja modelu prognostycznego zostanie zaprezentowana na przykładzie tygodnia wystąpienia trzeciej środy miesiąca lipca, będącej środą pomiarową (2014). Miarami dobroci dopasowania zastosowanymi w tym przykładzie były: współczynnik zmienności resztowej V_e , współczynnik determinacji liniowej R^2 . W ramach badania istotności parametrów wykreślono wykres reszt. W kolejnym kroku wyznaczono prognozy punktowe na każdą dobę, bazując na 14 wcześniejszych pomiarach wielkości zapotrzebowania.

Do oceny jakości prognoz punktowych wykorzystano średni błąd predykcji S_D^T oraz względny błąd predykcji V_D^T . Wyznaczono również prognozy przedziałowe na poziomie wiarygodności 95%. Do oceny jakości prognoz przedziałowych wykorzystano precyzję predykcji D_{IT}^P oraz względną precyzję predykcji V_{IT}^P .

Szczegółowa analiza została przeprowadzona dla trzeciego tygodnia lipca 2014 roku obejmującego trzecią środę pomiarową określaną jako dzień reprezentatywny. Analizowany okres obejmował wszystkie dni tygodnia z zakresu od poniedziałku 14 lipca do niedzieli 20 lipca 2014 roku. Przewidywana największa wartość współczynnika zmienności resztowej odnotowana została dla piątku (0,06), a najmniejsza dla poniedziałku, środy, czwartku i niedzieli (0,02). Przewidywana największa wartość współczynnika determinacji liniowej odnotowana została dla niedzieli (0,9), a najmniejsza (0,06) dla piątku. Przewidywana największa ocena średniego błędu predykcji dotyczy piątku (1,562 GW), a najniższa niedzieli (0,419 GW). Największą oceną względnego błędu predykcji, na poziomie 7,21%, może charakteryzować się piątek, a najmniejszą czwartek i niedziela (odpowiednio 2,00% i 2,18%). Bardzo dobre prognozy charakteryzują się poziomem <3%. Przewidywana najwyższa precyzja predykcji dotyczy niedzieli (0,923 GW), a najniższa dotyczy piątku (3,437 GW). Przewidywana największa względna precyzja predykcji dotyczy niedzieli (4,80%), a najmniejsza piątku (15,88%).

4. Wyniki symulacji *ex post*

4.1. Wielomian 2 stopnia

Wyniki symulacji dla wielomianu 2 stopnia dla opóźnień dobowych od 3 do 9 zamieszczono w tab. 1, natomiast dla opóźnień dobowych od 10 do 16 w tab. 2. Wnioski wynikające z obu tabel wskazują, że błędy MAPE *ex post* maleją dla każdego z analizowanych szeregów czasowych wraz ze zwiększeniem opóźnienia dobowego. Największą redukcję błędu MAPE odnotowano dla dni świątecznych (10,73%), następnie dla okresu 5-letniego (9,13%) i dla 13-letniego szeregu czasowego (8,71%). Odnotowane redukcje dla pozostałych szeregów czasowych kształtują się na poziomie od ok. 2,9% do ok. 4,7%. Najmniejsze redukcje dokładności prognoz w sensie błędu MAPE wynikają z niższych wartości odnotowanych dla punktu startowego, czyli opóźnienia 3 dób. Najniższe wartości błędów MAPE odnotowano dla wtorków, śród i czwartków, odpowiednio 2,78%, 2,83% oraz 2,89%. Największymi wartościami tych błędów charakteryzowały

się dni świąteczne (20,12%), okres 5-letni (17,13%) oraz okres 13-letni (15,67%). Najniższe uśrednione arytmetycznie wartości błędów dla wszystkich opóźnień dobowych odnotowano dla wtorków (3,26%), następnie dla śród (3,33%) oraz dla czwartków (3,40%). Największymi wartościami uśrednionymi charakteryzuje się okres 5-letni (12,11%), dni świąteczne (11,48%) oraz okres 13-letni (11,21%). Opóźnienie dobowe 13 okazało się najkorzystniejsze dla śród i czwartków, natomiast dla piątków oraz dla okresu 5-letniego i 13-letniego opóźnieniem takim było opóźnienie 14. Najskuteczniejsze prognozy dla poniedziałków i sobót okazało się dla opóźnienia dobowego 15, natomiast dla wtorków, czwartków opóźnieniem tym było opóźnienie dobowe 16. Dni świąteczne zyskały najskuteczniejsze prognozy dla opóźnienia dobowego 9.

Wyniki symulacji dla wielomianu 3 stopnia dla opóźnień dobowych od 3 do 9 zamieszczono w tab. 3, natomiast dla opóźnień dobowych 10–16 w tab. 4. Wnioski wynikające z obu tabel wskazują, że błędy MAPE *ex post* maleją dla każdego z analizowanych szeregów czasowych wraz ze zwiększeniem opóźnienia dobowego. Największą redukcję błędu MAPE odnotowano dla dni świątecznych (29,85%), następnie dla okresu 5-letniego (21,40%) i dla 3-letniego szeregu czasowego (20,09%). Odnotowane redukcje dla pozostałych szeregów czasowych kształtują się na poziomie ok. 11,9%–7,8%. Najmniejsze redukcje

dokładności prognoz w sensie błędu MAPE wynikają z niższych wartości odnotowanych dla punktu startowego, czyli opóźnienia trzech dób. Najniższe wartości błędów MAPE odnotowano dla wtorków, śród i czwartków, odpowiednio 2,73%, 2,76% oraz 2,81%. Największymi wartościami tych błędów charakteryzowały się dni świąteczne (36,30%), okres 5-letni (29,62%) oraz okres 13-letni (27,19%). Najniższe uśrednione arytmetycznie wartości błędów dla wszystkich opóźnień dobowych odnotowano dla wtorków (4,57%), następnie dla śród (4,67%) oraz dla czwartków (4,77%). Największymi wartościami uśrednionymi charakteryzuje się okres 5-letni (17,16%), dni świąteczne (15,67%) oraz okres 13-letni (15,05%). Opóźnienie dobowe 15 okazało się najkorzystniejsze dla wszystkich analizowanych szeregów czasowych.

Zastosowanie wielomianu 3 stopnia okazało się korzystniejsze w większości analizowanych szeregów czasowych i dotyczyło wszystkich typów dni analizowanych oddzielnie. Największym zwiększeniem skuteczności prognoz pomiędzy wielomianem 2 stopnia i 3 stopnia charakteryzowały się dni świąteczne (redukcja błędu o 3,01% na korzyść wielomianu 3 stopnia).

4.2. Ocena *ex ante* vs *ex post*

Oceny *ex ante* z 14–20 lipca 2014 roku porównano z otrzymanymi wygasłymi prognozami *ex post* dla tego samego okresu. Najniższe wartości błędów MAPE *ex post* dla wielomianu 3 stopnia

Szereg czasowy	Błąd MAPE [%] dla dób poprzedzających						
	3	4	5	6	7	8	9
13 lat	15,11	13,38	11,70	13,69	15,67	11,89	12,65
5 lat	17,13	15,60	13,51	10,90	12,43	13,41	14,40
poniedziałek	6,84	4,98	4,25	3,83	3,68	3,50	3,42
wtorek	5,85	4,32	3,61	3,25	3,06	2,93	2,88
środa	5,73	4,37	3,69	3,44	3,25	3,06	3,00
czwartek	6,01	4,51	3,81	3,48	3,21	3,08	2,98
piątek	8,16	6,21	5,11	4,68	4,29	4,07	3,97
sobota	7,72	5,66	4,69	4,07	3,73	3,44	3,35
niedziela	6,77	4,61	3,94	3,58	3,35	3,24	3,19
święto	20,12	15,48	12,82	11,67	11,12	10,24	9,39

Tab. 1. Błędy MAPE dla wielomianu 2 stopnia na podstawie dób poprzedzających od 3 do 9 dla poszczególnych okresów i typów dni

Szereg czasowy	Błąd MAPE [%] dla dób poprzedzających						
	10	11	12	13	14	15	16
13 lat	11,99	10,74	9,26	7,87	6,96	7,59	8,41
5 lat	13,77	12,36	10,63	9,06	8,00	8,70	9,67
poniedziałek	3,35	3,29	3,26	3,22	3,22	3,21	3,22
wtorek	2,84	2,81	2,84	2,81	2,82	2,81	2,78
środa	2,90	2,84	2,88	2,83	2,86	2,88	2,91
czwartek	2,99	2,94	2,94	2,89	2,91	2,91	2,89
piątek	3,87	3,74	3,65	3,55	3,52	3,52	3,56
sobota	3,36	3,22	3,19	3,11	3,10	3,06	3,08
niedziela	3,13	3,07	3,07	3,05	3,07	3,07	3,09
święto	9,72	10,22	10,48	10,12	10,06	9,82	9,46

Tab. 2. Błędy MAPE dla wielomianu 2 stopnia na podstawie dób poprzedzających od 10 do 16 dla poszczególnych okresów i typów dni

Szereg czasowy	Błąd MAPE [%] dla dób poprzedzających						
	3	4	5	6	7	8	9
13 lat	–	27,19	21,05	19,91	15,30	12,90	14,10
5 lat	–	29,62	24,30	23,01	16,75	15,19	16,56
poniedziałek	–	12,79	8,24	6,57	5,60	5,08	4,68
wtorek	–	10,82	7,20	5,53	4,76	4,24	3,90
środa	–	10,57	7,17	5,53	4,95	4,42	4,06
czwartek	–	11,04	7,50	5,81	5,10	4,46	4,09
piątek	–	15,17	10,46	8,06	6,86	5,96	5,41
sobota	–	14,37	9,68	7,27	6,11	5,47	4,65
niedziela	–	12,37	7,77	5,98	5,20	4,64	4,24
święta	–	36,30	24,79	20,91	16,92	15,12	14,24

Tab. 3. Błędy MAPE dla wielomianu 3 stopnia na podstawie dób poprzedzających od 3 do 9 dla poszczególnych okresów i typów dni

Szereg czasowy	Błąd MAPE [%] dla dób poprzedzających						
	10	11	12	13	14	15	16
13 lat	14,69	14,77	14,24	13,60	12,42	7,10	8,32
5 lat	17,18	17,16	16,04	15,40	14,16	8,22	9,51
poniedziałek	4,40	4,23	4,06	3,96	3,84	3,01	3,61
wtorek	3,66	3,53	3,37	3,32	3,25	2,73	3,15
środa	3,88	3,75	3,61	3,49	3,34	2,76	3,22
czwartek	3,79	3,66	3,60	3,52	3,40	2,81	3,28
piątek	5,12	4,97	4,78	4,59	4,45	3,28	4,12
sobota	4,22	4,18	4,03	3,94	3,81	3,03	3,57
niedziela	4,04	3,93	3,80	3,71	3,55	3,03	3,43
święta	12,50	12,11	11,84	10,68	9,99	6,45	11,91

Tab. 4. Błędy MAPE dla wielomianu 3 stopnia na podstawie dób poprzedzających od 10 do 16 dla poszczególnych okresów i typów dni

i opóźnienia 15 zawarte były w 95-proc. przedziale ufności wyznaczonym *ex ante* dla 4 spośród 7 dni tygodnia, tj. dla wtorku, środy, piątku i soboty. W przypadku poniedziałku, czwartku i niedzieli doszło do niższego zapotrzebowania niż wartości wyznaczone przez przedział ufności. Zapotrzebowanie na moc szczytową w poniedziałek 14 lipca 2014 roku było o 278,38 MW niższe od lewego końca przedziału ufności. W odniesieniu do czwartku 17 lipca 2014 roku rzeczywiste zapotrzebowanie było niższe o 1212,85 MW od lewego końca przedziału ufności, natomiast dla niedzieli 20 lipca 2014 roku różnica ta wyniosła aż 2081,16 MW. Szczegółowe wartości prognoz i uzyskanych błędów MAPE dla analizowanego tygodnia przedstawiają się w sposób następujący: 20 791,28 MW (0,52%), 20 956,61 MW (1,67%), 20 963,20 MW (1,69%), 20 837,55 MW (3,13%), 20 541,70 MW (5,39%), 18 267,16 MW (4,78%), 16 234,18 MW (3,56%). W tym okresie jako zadowalającą precyzję prognoz wygasłych należy uznać jedynie prognozy wyznaczone dla poniedziałku, wtorku i środy.

4.3. Prognozy naiwne

W celu porównania najkorzystniejszych wyników prognoz wygasłych, ocenionych za pomocą miernika MAPE, uzyskanych dla wielomianu 2 stopnia i opóźnienia dobowego 15, opracowano prognozy wygasłe z opóźnieniem tygodniowym. Kolejne dni

tygodnia każdorazowo dały wynik korzystniejszy dla prognoz naiwnych. Skuteczność metody naiwnej dla dni od poniedziałku do niedzieli była korzystniejsza odpowiednio o 0,50%; 0,52%; 0,50%; 0,49%; 0,29%; 0,26%; 0,54%. Dla szeregu czasowego 13-letniego metoda naiwna była skuteczniejsza o 3,51%, a dla 5-letniego o 4,47%. Jedynie w szeregu czasowym dla dni świątecznych metoda naiwna okazała się mniej skuteczna od metody MNK dla wielomianu 3 stopnia o 0,47%.

5. Wnioski

Przeprowadzone analizy symulacyjne wykazały, że dla klasycznej metody MNK i zastosowania jedynie historycznej informacji o kształtowaniu się poszczególnych szeregów czasowych większą skuteczność uzyskiwanych prognoz wygasłych otrzymuje się przy zastosowaniu wielomianu 3 stopnia, w porównaniu z wielomianem 2 stopnia. Zastosowanie wielomianu 2 stopnia dawało najskuteczniejsze prognozy wygasłe dla opóźnień dobowych 9, 13–16. W odniesieniu do wielomianu 3 stopnia wszystkie najskuteczniejsze prognozy uzyskano dla opóźnienia dobowego 15. Uzyskana skuteczność dla wielomianu 2 stopnia była niewiele wyższa dla kolejnych dni tygodnia, odpowiednio: 0,20%; 0,05%; 0,07%; 0,08%; 0,24%; 0,03%; 0,02%. Znaczącą poprawę skuteczności uzyskano jedynie dla dni świątecznych i wyniosła ona 3,01%. Zastosowanie wielomianu 3 stopnia dało wyniki o niższej

skuteczności w porównaniu z wielomianem 2 stopnia, jedynie dla szeregu czasowego 13-letniego i 5-letniego, odpowiednio o 0,14% i 0,22%. Zastosowanie metody naiwnej dla opóźnienia 7 dób i porównanie jej wyników z analogicznymi wynikami dla metody MNK i wielomianu 3 stopnia każdorazowo dało wyniki korzystniejsze dla metody naiwnej. Uzyskane korzystniejsze różnice w skuteczności wyrażonej błędami MAPE dla metody naiwnej, dla kolejnych dni tygodnia kształtowały się odpowiednio na poziomie 0,50%; 0,52%; 0,50%; 0,49%; 0,29%; 0,26%; 0,54%. Dla szeregu czasowego 13-letniego i 5-letniego uzyskano skuteczność większą odpowiednio o 3,51% i 4,47%. Uzyskany korzystniejszy wynik dla dni świątecznych o 0,47% na rzecz metody MNK należy uznać za nieznaczący wyjątek na tle pozostałych wyników.

Podsumowując uzyskane wyniki symulacji dla klasycznej metody MNK, należy odnotować, że zastosowanie wielomianu 3 stopnia daje wyższą skuteczność prognoz wygasłych w porównaniu z wielomianem 2 stopnia. Uzyskane wyniki symulacji na tle metody naiwnej oraz na tle skuteczności prognoz uzyskiwanych przy wykorzystaniu bardziej wyrafinowanych metod dostępnych w literaturze przedmiotu należy uznać za zbyt niskie do zastosowań praktycznych. Prognozy tego rodzaju mogą stanowić co najwyżej dodatkowy model, który wchodziłby w skład modeli grupowych. Uzyskana niska skuteczność prognoz wygasłych, opisywanych za pomocą błędu MAPE, może wynikać z zastosowanego podejścia polegającego na uwzględnieniu jedynie autoregresyjnej informacji o historycznym kształtowaniu się poszczególnych szeregów czasowych. Dalsze badania mogą się skupić tym samym na uwzględnieniu zmiennych objaśniających, które pozwolą zwiększyć skuteczność uzyskiwanych prognoz. Do zmiennych tych można zaliczyć zmienne opisujące pomiary i obserwacje parametrów meteorologicznych. Tym samym możliwe będzie pełniejsze wykorzystanie wysokiej skuteczności oferowanej przez algorytm klasycznej metody MNK.

BIBLIOGRAFIA

1. Czyżycki R., Klóska R., *Ekonometria i prognozowanie zjawisk ekonomicznych w przykładach i zadaniach*, Szczecin 2011, s. 30–31.
2. Pawłowski Z., *Elementy ekonometrii*, Warszawa 1981, s. 186, 209–212, 224–229.
3. Romejko A., Estymacja liniowego modelu wydatków metodą największej wiarygodności, *Wiadomości Statystyczne* 1978, nr 75, s. 11–14.
4. Hellwig Z., O jakości modelu ekonometrycznego. Część II. Estymacja, *Przegląd Statystyczny* 1985, nr 4, Warszawa 1986, s. 297.
5. Kolupa M., *Metody estymacji modeli ekonometrycznych*, Warszawa 1974.
6. Milo W., *Nieliniowe modele ekonometryczne*, Warszawa 1990.
7. Grabiński T., Wydymus S., Szacowanie liniowych funkcji trendu metodą najmniejszych kwadratów przy pomocy wzorów uproszczonych, *Wiadomości Statystyczne* 1975, nr 4, s. 20.
8. *Ekonometria. Metody i analiza problemów ekonomicznych*, red. K. Jajuga, Wrocław 2002, s. 59.

Forecasting a 15-Minute Peak Demand in the Polish National Power System with Using the Method of the Least Squares

Keywords

electricity demand forecasting, National Power System Load, least squares method

Abstract

The paper discusses the results of forecasting the expired 15-minute peak demand for electrical power in the Polish National Power System. The research was carried out using the classical method of least squares based only on the autoregressive character of the analyzed time series, without the participation of explanatory variables. Simulation tests included analyzes for the second and third degree polynomial for delays from two to sixteen preceding days, and the purpose of the article was to select the most favorable combinations thereof. The analyzed time series included a period of thirteen years, a period of five years divided into days of the week. The obtained results of expired forecasts were compared with naive forecasts. The effectiveness of the most favorable expired prediction for the third degree polynomial and the 15 day delay with the classical method of least squares was lower than for the naive prognoses.

KONTAKT

Rafał Czapaj

PSE Innowacje sp. z o.o., Biuro w Katowicach

tel.: +48 32 257 85 62

e-mail: rafal.czapaj@pse.pl

Jacek Kamiński

Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk, Kraków

tel.: +48 12 617 16 64

e-mail: kaminski@min-pan.krakow.pl

Pablo Benalcazar

Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk, Kraków

tel.: +48 12 617 16 16

e-mail: benalcazar@min-pan.krakow.pl

Krótkoterminowe prognozowanie dynamicznej obciążalności linii z wykorzystaniem techniki sztucznej inteligencji

Autorzy

Adam Babś

Tomasz Samotyjak

[POWRÓT
DO SPISU TREŚCI](#)

Słowa kluczowe

dynamiczna obciążalność linii, prognozowanie parametrów pogodowych, sztuczne sieci neuronowe

Streszczenie

W artykule przedstawiono sposób prognozowania parametrów pogodowych, takich jak temperatura, prędkość i kierunek wiatru oraz natężenie promieniowania słonecznego, które są podstawą do wyznaczania dynamicznej obciążalności linii napowietrznych. Do krótkoterminowej prognozy warunków pogodowych wykorzystano jedną z metod technik sieci neuronowych, tj. dynamiczną nieliniową autoregresyjną sieć neuronową (NAR). Przykład obliczeniowy prognoz warunków pogodowych wykorzystuje rzeczywiste dane z kilku stacji pogodowych ze zbioru ponad 350 stacji mierzących dane pogodowe na terenie kraju. Przyjmując symetryczny bezwzględny błąd procentowy (SMAPE), oszacowano dokładność prognozy oraz porównano ją z pomiarami rzeczywistymi oraz z prognozą pozyskiwaną od podmiotu komercyjnego.

Obliczenia i symulacje przeprowadzono w środowisku Matlab, umożliwiając wykorzystanie opisanej metody prognozowania w istniejących systemach dynamicznej obciążalności linii (DOL).

1. Wprowadzenie

Pobór mocy przez odbiorców, wielkość generacji ze źródeł odnawialnych, zwłaszcza turbin wiatrowych i paneli fotowoltaicznych, czy też dopuszczalna obciążalność linii przesyłowych są w dużym stopniu zależne od parametrów pogodowych, takich jak temperatura zewnętrzna, prędkość i kierunek wiatru oraz natężenie promieniowania słonecznego. Krótkoterminowa prognoza tych warunków jest niezbędna przy planowaniu prowadzenia ruchu systemu energetycznego, mającego na celu zbilansowanie systemu przy spodziewanych warunkach pogodowych oraz przy uwzględnieniu ograniczeń przesyłu wynikających z dopuszczalnych poziomów napięć i dopuszczalnej obciążalności elementów sieci, w tym głównie linii najwyższych napięć. Dokładność prognozy warunków pogodowych przekłada się na dokładność prognozowania obciążenia, generacji, a zwłaszcza dopuszczalnej obciążalności linii, która jest nieliniową funkcją wszystkich wyżej wymienionych parametrów pogodowych.

2. Wpływ warunków pogodowych na dopuszczalne obciążenie linii

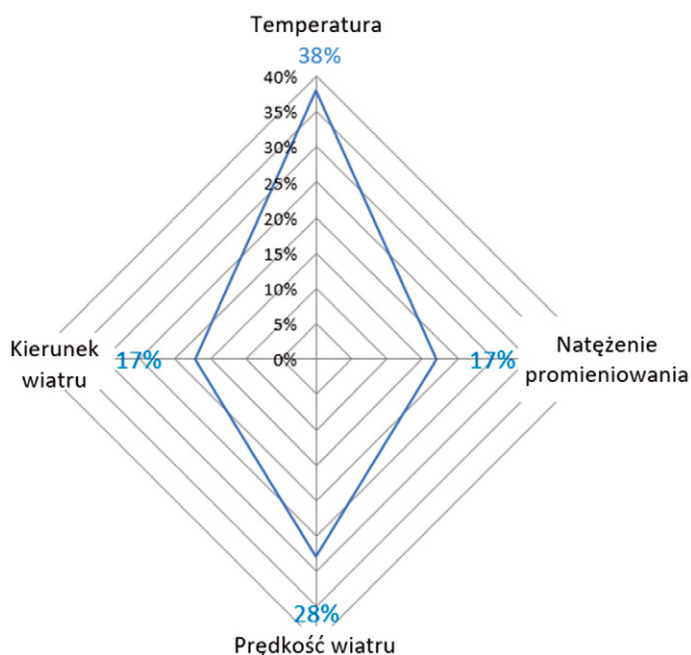
Dopuszczalne obciążenie linii jest maksymalną wartością prądu płynącego w linii, który w warunkach pogodowych, występujących w każdym z przeseł linii, nie spowoduje przekroczenia dopuszczalnej, wynikającej z norm wartości zbliżenia przewodu do ziemi lub obiektu.

Wartość zwisu, a tym samym zbliżenia do ziemi lub obiektu, zależna jest od temperatury rdzenia przewodu, której wartość

wynika z bilansu cieplnego, tj. równowagi pomiędzy grzaniem a chłodzeniem przewodu. Grzanie przewodu jest głównie funkcją rezystancji przewodu i wielkości płynącego prądu, chłodzenie natomiast zależne jest od temperatury zewnętrznej oraz prędkości i kierunku wiatru [1].

Obliczenia wykonane z wykorzystaniem modelu cieplnego dla linii 220 kV z przewodami AFL-8525 mm² wskazują, że wpływ poszczególnych czynników pogodowych na zmianę dopuszczalnego obciążenia linii jest zróżnicowany. Zmiana dopuszczalnego obciążenia linii o 100 A może być spowodowana zmianą temperatury zewnętrznej o 10°C, zmianą prędkości wiatru o 1 m/s i kierunku wiatru o 30 stopni oraz zmianą natężenia promieniowania słonecznego o 600 W/m².

Przyjmując 10-proc. zmiany wartości dla każdego z parametrów pogodowych w stosunku do warunków ustalonych, takich jak temperatura otoczenia 30°C, natężenie promieniowania 800 W/m², prędkość wiatru 2 m/s i kierunek wiatru w stosunku do przewodu 45 stopni, obliczono udział procentowy każdej z tych zmian w obciążalności przewodu wywołanej wszystkimi zmianami łącznie, bez uwzględnienia faktu, że dwa z tych czynników oddziałują na chłodzenie, a dwa na grzanie przewodu. Przy powyższych założeniach największy wpływ na zmniejszenie obciążalności przewodu ma zmiana temperatury zewnętrznej oraz zmiana prędkości wiatru, powodujące zwiększenie obciążalności. Wartości tych udziałów (rys. 1) mogą być wskazówką co do wielkości błędu prognozy dopuszczalnego obciążenia linii spowodowanego błędem prognozy poszczególnych czynników pogodowych.



Rys. 1. Wpływ zmian warunków pogodowych na obciążalność linii

3. Prognozowanie wielkości pogodowych

3.1. Dostępność pomiarów warunków pogodowych

Jakość krótkoterminowej prognozy warunków pogodowych o horyzoncie od kilku do kilkudziesięciu godzin jest zależna od ilości i jakości danych o pogodzie zebranych przed momentem prognozy, tj. danych historycznych. Dane te są dostępne z kilku źródeł zarówno profesjonalnych, udostępnianych przez Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej Państwowy Instytut Badawczy [2], jak i amatorskich [3]. Lokalizacja tych pomiarów nie jest uwarunkowana potrzebami wyznaczania generacji ze źródeł odnawialnych ani monitorowaniem dopuszczalnego obciążenia linii.

W krajowej energetyce źródłem danych o warunkach pogodowych, zarówno historycznych, jak i aktualnych, są pomiary warunków pogodowych dokonywane na bieżąco na potrzeby monitorowania i wyznaczania dopuszczalnej obciążalności linii z wykorzystaniem infrastruktury sprzętowej i oprogramowania systemu DOL. Systemy te w latach 2014–2018 zostały wdrożone w sieciach 110 kV wszystkich operatorów systemu dystrybucyjnego (OSD), przy czym w trzech OSD wdrożenia dotyczą całej sieci 110 kV. Łącznie zainstalowanych zostało ponad 350 stacji pogodowych. Stacje pogodowe, co 15 minut, przesyłają pomiary temperatury, prędkości i kierunku wiatru oraz natężenia promieniowania słonecznego do centralnej dyspozycji mocy (CDM). W wielu miejscach mierzone jest również ciśnienie i punkt rosy, co pozwala na określenie prawdopodobieństwa wystąpienia szadzi. Rozmieszczenie punktów pomiaru warunków pogodowych na słupach linii 110 kV zapewnia monitorowanie dopuszczalnego obciążenia poprzez obliczanie dopuszczalnych prądów w miejscach szczególnie narażonych na przekroczenie granicznej wartości odległości do ziemi, tj. w przesłach krytycznych linii [4].

3.2. Wykorzystanie sztucznej sieci neuronowej (SSN) do prognozowania warunków pogodowych

Działanie sztucznych sieci neuronowych naśladuje działanie biologicznych sieci neuronowych, które zawierają połączone ze sobą adaptacyjne węzły lub jednostki przetwarzania. Cecha ta pozwala na adaptację sposobu działania tych sieci do zmieniających się warunków wejściowych, poprzez uczenie się sieci i odwzorowanie złożonych zależności pomiędzy kolejnymi wartościami szeregu czasowego.

Istotną cechą wyróżniającą prognozowanie warunków pogodowych jest fakt, że dane historyczne, które są podstawą do prognozy, dostępne są w postaci szeregów czasowych, tj. wielkości mierzonych z jednakowym odstępem czasu, a zależności pomiędzy poszczególnymi wielkościami są silnie nieliniowe.

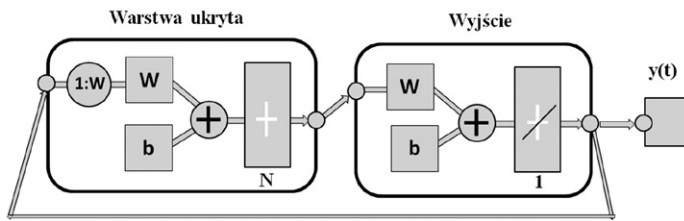
Analiza obszernej literatury dotyczącej metod krótkoterminowego prognozowania [5–8] wskazuje, że sztuczne sieci neuronowe są najbardziej rozpowszechnioną i zalecaną metodą prognozowania parametrów pogodowych, zarówno prognozowania jednego z elementów pogodowych (np. wiatru), jak i wielu parametrów pogodowych prognozowanych wspólnie.

W pracy [5] przedstawiono analizę porównawczą skuteczności różnych typów sieci neuronowych w zastosowaniu do prognozowania warunków pogodowych. Z analizy tej wynika, że nieliniowa autoregresyjna sieć z egzogennymi wejściami (sieć typu NARX) lub bez wejść zewnętrznych – sieć typu NAR (ang. *Nonlinear Autoregressive Neural Network*) ma istotne zalety w porównaniu z innymi metodami, zwłaszcza pod względem szybkości działania i jakości prognozy. W metodach stosujących sztuczne sieci neuronowe dla prognozowania przyszłych wartości szeregu czasowego korzysta się z wcześniejszych wartości określonej zmiennej oraz wykorzystuje się efekt regresji, tj. korekcji sposobu prognozowania na podstawie wcześniej wyznaczonych wartości prognozy i jej trafności.

3.3. Charakterystyka sieci neuronowej typu NAR

Dla prognozowania krótkoterminowego parametrów pogodowych zastosowano nieliniowy, dynamiczny, autoregresyjny model sieci neuronowej ze sprzężeniem zwrotnym bez wejść zewnętrznych, tj. sieć neuronową NAR. Wykorzystanie zewnętrznych danych (szeregów czasowych) innych niż wielkości prognozowane jest celowe wówczas, gdy zachodzi korelacja pomiędzy wartością prognozowaną a innymi zmiennymi, a tym samym zmienne zewnętrzne mogą wpływać na jakość prognozy. Przyjęto, że prognozowane zmienne pogodowe są od siebie niezależne, dlatego prognoza jest jednowymiarowa, tj. dotyczy tylko jednej zmiennej bez uwzględnienia innych zmiennych.

Zastosowany do prognozowania warunków pogodowych schemat sieci NAR przedstawiono na rys. 2. W zależności od prognozowanego parametru pogodowego i pomiarów historycznych (szeregu czasowego) dostępnych w danej lokalizacji dobierana jest liczba wejść modelu W oraz liczba węzłów (neuronów) N w warstwie ukrytej. Wartością wyjściową $y(t)$ w modelu NAR jest przewidywana, następną wartość szeregu



Rys. 2. Schemat sieci NAR do prognozowania parametrów pogodowych

czasowego wyliczona na podstawie przeszłych wartości tego przebiegu lub przewidywań z przeszłości.

3.4. Mierniki dokładności prognozy

Zarówno podczas uczenia się sieci neuronowej, jak i dla wyznaczania prognozy wykorzystuje się miernik jakości działania sieci, który opisuje zależność pomiędzy wartościami prognozowanymi a rzeczywistymi. Zależność ta jest wykorzystywana dla wyboru zarówno liczby wejść, jak i liczby węzłów ukrytych, które to liczby definiują strukturę modelu sieci.

Wykorzystywane są mierniki dokładności, takie jak: średni bezwzględny błąd procentowy MAPE (ang. *mean absolute percentage error*) definiowany jako

$$MAPE = \frac{100\%}{n} \sum_{t=1}^n \left| \frac{A_t - F_t}{A_t} \right| \quad (1)$$

oraz symetryczny średni bezwzględny błąd procentowy SMAPE (ang. *symmetric mean absolute percentage error*) definiowany jako

$$SMAPE = \frac{100\%}{n} \sum_{t=1}^n \frac{|A_t - F_t|}{(|A_t| + |F_t|)} \quad (2)$$

gdzie: A_t – wartość rzeczywista, F_t – wartość prognozowana t atrybutu pogody.

Zastosowanie miernika dokładności prognozy SMAPE zamiast miernika dokładności MAPE prowadzi do ok. dwukrotnego zmniejszenia wartości liczbowej błędu prognozy, przy czym zmniejszenie to jest większe dla wartości prognozy przekraczających dane rzeczywiste niż dla wartości mniejszych niż dane rzeczywiste.

Dla lepszego zobrazowania dokładności prognozy wartość błędu zastępuje się jej uzupełnieniem do 100%. Wartość 100% świadczy o zgodności prognozy z wartościami rzeczywistymi

$$Acc(\%) = 100 - SMAPE(\%) \quad (3)$$

Używa się również pojęcia dopuszczalności prognozy, przyjmując, że jeżeli względny miernik dokładności prognozy jest mniejszy od 10%, to prognoza jest dopuszczalna, natomiast jeśli jest mniejszy niż 3%, to prognoza jest bardzo dokładna.

4. Przykład obliczeniowy prognozy warunków pogodowych

4.1. Zakres danych wejściowych

Spośród ponad 350 lokalizacji, w których od kilku lat mierzone są na potrzeby systemów DOL wielkości pogodowe, wybrano dane z 5 lokalizacji oddalonych od siebie o kilkadziesiąt kilometrów. Do obliczeń i analiz porównawczych przyjęto dane z rzeczywistych pomiarów za okres 3 miesięcy jesienno-zimowych w 2018 roku, kiedy zazwyczaj występuje największa zmienność warunków pogodowych. Prognozy były wyznaczane w horyzoncie 24-godzinnym i dotyczyły prognoz dla czterech parametrów pogodowych: temperatury, prędkości i kierunku wiatru oraz natężenia promieniowania dla 5 lokalizacji. W procesie uczenia się sieci neuronowej dobierano jej najwłaściwszą dla każdej lokalizacji strukturę sieci, wykorzystując dane historyczne za okres 3 miesięcy.

Punktem odniesienia dla jakości prognoz wyznaczanych z wykorzystaniem SSN były prognozy pogody generowane przez podmiot komercyjny dla tych samych lokalizacji. Prognozy te miały rozdzielczość czasową 1 godziny i były aktualizowane co 6 godzin. Porównanie zatem dotyczyło prognoz 24-godzinnych, przy czym prognoza komercyjna była aktualizowana 4 razy na dobę (co 6 godzin).

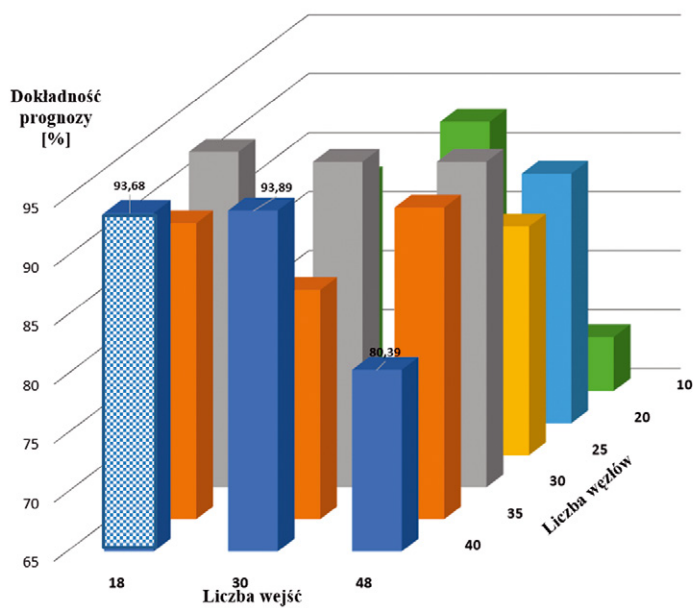
4.2. Opis procesu modelowania i obliczeń

Obliczenie wartości prognozowanych warunków pogodowych wykonano za pomocą pakietu obliczeniowego Matlab i biblioteki Neural Network Toolbox, implementując sieć typu NAR. Do uczenia sieci NAR zastosowano algorytm Levenberga-Marquardta, a wagi początkowe wygenerowano przy użyciu funkcji losowej.

Etapem wstępnym jest uczenie się sieci polegające na wyborze parametrów sieci najbardziej właściwych dla prognozowanego szeregu czasowego. Proces ten wykorzystuje dane historyczne, które dzieli się na trzy zbiory: zbiór uczący, zbiór sprawdzający oraz zbiór testujący. Liczebność poszczególnych zbiorów wynosi zazwyczaj odpowiednio: 70%, 15% i 15%. Uczenie następuje do momentu, gdy średni błąd kwadratowy prognozy (MSE) dla kolejnych iteracji przestaje maleć. Istotne jest również to, aby łączna liczebność tych zbiorów była wielokrotnie, np. 30-krotnie, większa niż liczebność zbioru prognozowanego. Wykorzystanie sieci neuronowej do prognozowania wymaga uprzedniego skonfigurowania modelu sieci. Należy określić następujące zmienne:

1. Horyzont czasowy prognozy, tj. liczbę kolejnych prognozowanych wartości danej zmiennej. W analizowanych prognozach przyjęto horyzont 24-godzinny, tj. 96 wartości prognozy z rozdzielczością 15 minut.
2. Liczbę wartości wejściowych do prognozy, będących w istocie liczbą wartości historycznych danej wielkości przed momentem prognozy – jeśli liczba wartości wejściowych jest mniejsza niż liczba punktów prognozy, to również obejmuje już wyznaczone wartości prognozy (autoregresja).
3. Liczbę węzłów ukrytych w modelu (neuronów), pomiędzy którymi zachodzą oddziaływania.

Kryterium doboru liczby wejść i liczby węzłów ukrytych



Rys. 3. Dokładność 24-godzinnej prognozy prędkości wiatru dla zmiennej liczby wejść i węzłów ukrytych

stanowiła minimalizacja wartości miernika jakości prognozy 24-godzinnej obliczanej dla 96 wartości szeregu czasowego. Miernik jakości wyznaczano dla każdego prognozowanego parametru pogody, przyjmując 9 wartości liczby wejść od 6 do 52, odpowiadających wartościom historycznym za okres od 1,5 do 13 godzin przed prognozą, oraz 6 wartości liczby węzłów: 10, 20, 25, 30, 35 i 40.

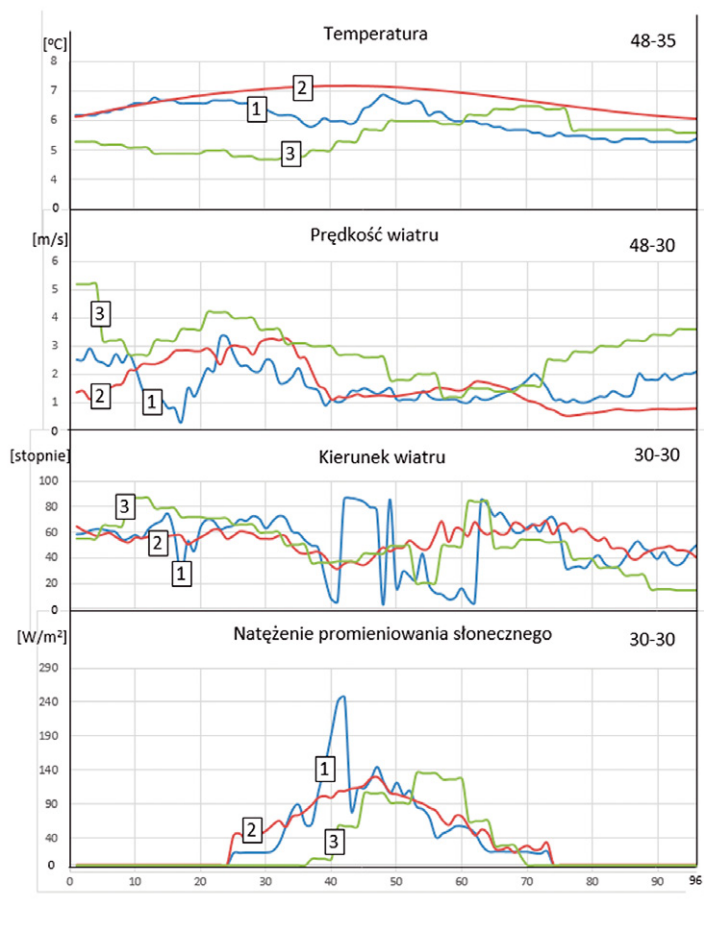
Przykładowe wyniki doboru liczby wejść i liczby węzłów ukrytych dla modelu prognozowania prędkości wiatru w wybranej lokalizacji przedstawiono na rys. 3, gdzie optymalny okazał się model z 18 wejściami oraz 40 węzłami ukrytymi, dający dokładność prognozy 93,68%. Dla innej lokalizacji dla prognozy natężenia promieniowania wybrano model z 30 wyjściami i 30 węzłami, dający dokładność prognozy powyżej 80%.

Optymalna liczba wejść i węzłów w modelach prognozy temperatury dla poszczególnych lokalizacji jest zróżnicowana, a dokładność prognozy 24-godzinnej wynosi 92–97%.

4.3. Ocena jakości prognozy warunków pogodowych

Dokładność prognozy wyznaczonej z użyciem SSN należy uznać za wystarczającą dla celów, które opisano w rozdz. 2, tj. dla prognozowania dopuszczalnego obciążenia linii. Dotyczy to zwłaszcza prognozy temperatury i prędkości wiatru, których wpływ na dopuszczalną obciążalność linii jest największy, większy niż wpływ kierunku wiatru i natężenia promieniowania słonecznego.

Porównanie wyników prognoz otrzymanych z zastosowaniem sieci NAR z prognozami komercyjnymi dla wszystkich lokalizacji i czterech parametrów pogodowych, przedstawiono w tab. 1. Dla większości lokalizacji prognoza z wykorzystaniem sieci SSN ma większą dokładność niż prognoza firmowa, przy czym prognoza firmowa była wyznaczana (aktualizowana) co 6 godzin. Zastosowanie takiego samego horyzontu



Rys. 4. Porównanie wyników 24-godzinnej prognozy SSN z prognozą firmową i danymi rzeczywistymi: 1 – dane rzeczywiste, 2 – prognoza z wykorzystaniem SSN, 3 – prognoza firmowa

czasowego dla prognozy SSN spowodowałyby jeszcze wyższą dokładność prognozy. Świadczą o tym przebiegi porównawcze prognoz warunków pogodowych przedstawione na rys. 4, gdzie w początkowym okresie prognozy wyniki otrzymane z sieci SSN są zbliżone z danymi rzeczywistymi w stopniu znacznie większym niż wyniki prognozy firmowej.

5. Wnioski

Przedstawione w artykule wyniki prognozy wartości pogodowych z wykorzystaniem SSN wskazują na wystarczającą dokładność tak wyznaczonej prognozy dla wykorzystania tych wyników do obliczenia prognozowanego obciążenia linii w krótkim horyzoncie czasowym. Osiągnięte rezultaty są lepsze niż prognoza pogody dla danej lokalizacji wykonana przez podmiot komercyjny. Najmniej dokładną prognozę, tj. o dokładności 60–80%, otrzymano dla natężenia promieniowania słonecznego, jednakże wpływ tego parametru na dopuszczalną obciążalność linii nie jest decydujący.

Ze względu na sezonowość zmian pogody dla poprawy dokładności prognozy celowa jest aktualizacja modelu sieci neuronowej w odstępach ok. 30-dniowych. Aktualizacja ta dokonana na podstawie najnowszych danych historycznych pozwoli na optymalny dobór modelu sieci, tj. liczby wejść i liczby węzłów. Poprawę jakości prognoz warunków pogodowych można osiągnąć poprzez uwzględnienie korelacji tych samych parametrów

Lokalizacja	Temperatura			Prędkość wiatru			Kierunek wiatru			Natężenie promieniowania		
	Liczba wejść – węzłów	Prognoza		Liczba wejść – węzłów	Prognoza		Liczba wejść – węzłów	Prognoza		Liczba wejść – węzłów	Prognoza	
		SSN	firmowa		SSN	firmowa		SSN	firmowa		SSN	firmowa
A	48–35	96,5	92,2	48–35	84,5	71,6	30–30	80,5	77,7	30–30	80,2	49,2
B	48–35	92,4	93,0	48–35	88,4	59,3	52–30	68,2	72,6	30–30	63,4	48,6
C	6–20	97,6	97,6	30–30	94,0	86,4	52–30	90,3	85,8	30–30	46,8	40,2
D	48–35	94,6	94,5	18–40	89,7	77,0	42–30	68,4	54,6	48–30	60,8	39,5
E	24–30	94,2	95,8	48–30	92,5	80,8	52–30	73,6	71,4	52–30	78,3	46,0

Tab. 1. Porównanie wyników prognozy SSN i prognozy firmowej dla różnych lokalizacji

pogodowych, ale pochodzących z sąsiednich geograficznie lokalizacji. Dotyczyć to może zwłaszcza prognozy natężenia promieniowania słonecznego, które jest zależne w dużym stopniu od przemieszczania się zachmurzenia.

Jeśli za względów ruchowych wystarczające są prognozy dopuszczalnej obciążalności linii w horyzoncie 24-godzinnym, wydaje się celowe opracowywanie tych prognoz na podstawie bieżących pomiarów w danej lokalizacji.

Podziękowanie

W artykule wykorzystano wyniki obliczeń wykonanych w ramach pracy dyplomowej autorstwa Michała Pietrzaka, absolwenta Politechniki Gdańskiej [9]. Autorzy artykułu, sprawujący opiekę merytoryczną nad tą pracą dyplomową, składają jej autorowi podziękowanie za przygotowanie wyników i ich udostępnienie.

BIBLIOGRAFIA

- Babś A., Samotyjak T., Dynamic Rating of 110 kV Overhead Lines, *Acta Energetica* 2016, No. 3/28, s. 4–9.
- Dane publiczne, Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej [online], <https://danepubliczne.imgw.pl/> [dostęp: 3.04.2019].
- Amatorskie stacje meteo [online], <http://stacjapogody.waw.pl/index.php?id=mapastacji> [dostęp: 3.04.2019].
- Babś A., Weather conditions based wide area Dynamic Line Rating system for 110 kV network monitoring and contingency analysis, CIGRÉ Canada Conference, Winnipeg, Manitoba, August 31 – September 2, 2015
- Saroj Kr. Biswas i in., Weather prediction by recurrent neural network dynamics, *Int. J. Intelligent Engineering Informatics* 2014, Vol. 2, No. 2/3.
- Kumar S., Lopez D., Feature Selection used for Wind Speed Forecasting with Data Driven Approaches, *Journal of Engineering Science and Technology Review* 2015, Vol. 8, Issue 5.
- Boussaada Z. i in., A Nonlinear Autoregressive Exogenous (NARX) Neural Network Model for the Prediction of the Daily Direct Solar Radiation, *Energies* 2018, Vol. 11, Issue (3), 620.

- Cococcioni M. i in., 24-hour-ahead forecasting of energy production in solar PV systems, 11th International Conference on Intelligent Systems Design and Applications (ISDA), 2011.
- Pietrzak M., Prognozowanie warunków pogodowych dla wyznaczenia dynamicznej obciążalności linii 110 kV, praca dyplomowa, Wydział Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej, luty 2019.

The Dynamic Line Rating Short-Term Forecasting with the Use of Artificial Intelligence Technique

Keywords

dynamic line rating, weather forecasting, artificial neural networks

Abstract

The paper presents the method of forecasting weather parameters such as temperature, wind speed and direction, as well as the solar irradiation, which are the basis for determining the dynamic load capacity of overhead lines. For the short-term forecast of weather conditions one of the methods of neural network techniques was used, i.e. a dynamic non-linear autoregressive neural network (NAR). The calculation example of weather forecasts uses real data from several weather stations from a set of over 350 stations measuring weather data across the country. Assuming a symmetrical absolute percentage error (SMAPE), the accuracy of the forecast was estimated and compared with the actual measurements and the forecast obtained from the commercial entity.

Calculations and simulations were carried out in the MATLAB environment, enabling the use of the described prediction method in the existing Dynamic Line Rating systems (DOL).

KONTAKT

Adam Babś

Instytut Energetyki Oddział Gdańsk

tel.: +48 602 639 079

e-mail: a.babs@ien.gda.pl

Tomasz Samotyjak

Instytut Energetyki Oddział Gdańsk

tel.: +48 58 349 81 02

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

A Method for Enhancing Power System's Steady-State Voltage Stability Level by Considering Active Power Optimal Dispatch with Linear Grid Models

Author

Mariusz Drabecki

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Keywords

voltage stability, optimal power flow, optimisation, market management systems

Abstract

In this study I propose an optimisation approach towards enhancing power systems' voltage stability level which links reactive power redispatch of existing generating units with adding new reactive power compensators to the system. For voltage stability assessment, two methods were used: *Continuation Power Flow* and *Modal Analysis*. The main target was to link voltage stability enhancement module with active power dispatch via optimisation problems with linear grid models, such as DC-OPF. Thanks to such an approach, the method can be implemented by operators that solve similar problems in their Market Management Systems (MMS). For testing purposes the method was implemented using MATLAB with MATPOWER. LP/QP optimisation problems were coded in CVX 2.0 and solved with MOSEK 8.0. The approach was tested on 30-bus IEEE 30 and 200-bus Illinois 200 test systems.

1. Introduction

As electric power systems are becoming more and more loaded, they are more prone to blackouts due to losing voltage stability as the loading increases. Many studies have already been conducted in the field of voltage stability. Some approaches towards its assessment were given in [1, 2, 3]. However, it is important to consider all technical limits of generation while assessing the level of stability [4]. In [5] authors addressed enhancement of voltage stability level by optimal redispatch of reactive power generation¹. In [6] they however tried to maximise the distance between current network solution and the point of voltage instability. These works studied system's behaviour only when active generation is dispatched using nonlinear, nonconvex problems which can cause convergence problems.

In this study I present an optimisation approach for mid-term investment planning, allowing TSO to enhance the level of voltage stability, when active power flow is planned with the help of a simplified DC-OPF network model. The method is based on the algorithm proposed in [7]. For so-aligned active power operating points, it commences voltage stability enhancement actions through management of reactive power generation and investment. Optimality and convergence of the cost-impacting result is guaranteed, as an LP/QP convex problem is being solved.

2. Voltage stability assessment methods

In this work *Continuation Power Flow* and *Modal Analysis* are used. The first one returns the exact distance between current network solution and voltage instability. The second, gives information on the mechanism of possible loss of system's voltage stability. In this section the methods will be briefly introduced.

2.1. Continuation Power Flow (CPF)

This method was first proposed in [1]. CPF's goal is to recreate the voltage change curve as a function of increasing active or reactive load of the system. In its classic version, CPF uses a predictor-corrector method with tangent predictor corrected with Newton-Raphson method. A slightly different formulation was proposed in [8] and is used in this paper. It assumes the increase of the load from the current network state to a pre-defined target one.

Let \mathbf{P}_b^{in} be the vector of overall active power base case injection as and, by analogy, \mathbf{Q}_b^{in} reactive power injection. Overall injections in the target case are denoted by \mathbf{P}_t^{in} , \mathbf{Q}_t^{in} and $\mathbf{P}(\mathbf{x})$, $\mathbf{Q}(\mathbf{x})$ are power injections at any given state \mathbf{x} . Let also λ be system's scalar loading parameter providing information by how much it is possible to stress the system until no feasible network solution can be found. Expressing the above mathematically

¹ The wording *reactive power generation* is used as simplification. The positive/negative reactive generation is understood as capacitive/inductive load.

$$\begin{aligned} \mathbf{P}(\mathbf{x}) - \mathbf{P}_b^{in} - \lambda(\mathbf{P}_t^{in} - \mathbf{P}_b^{in}) &= 0 \\ \mathbf{Q}(\mathbf{x}) - \mathbf{Q}_b^{in} - \lambda(\mathbf{Q}_t^{in} - \mathbf{Q}_b^{in}) &= 0 \end{aligned} \quad (1)$$

Set of equations (1) is solved numerically in iterations. In the point of instability (bifurcation point), λ reaches its maximum value denoted as λ_{crit} and starts decreasing. Its value can be seen as system's maximum loadability. However, it is unitless and thus uncomparable when the overall target injections are changed, e.g. when new units are added to the system. To overcome this issue, let us denote the Stability Margin (SM) expressed in MW as

$$SM = \lambda_{crit} \left(\sum_{i \in N} P_t^{L,i} - \sum_{i \in N} P_b^{L,i} \right) \quad (2)$$

where: $P_b^{L,i}$, $P_t^{L,i}$ are the values of active power demand in bus i in base and target cases respectively, and N is the set of buses in the system. This index can also be formulated in terms of reactive and apparent power, if needed.

Unfortunately, pure CPF method, as described here, is unable to estimate correctly the true level of voltage stability. It only shows numerical lack of Power Flow solution, without considering all limits of generation. To incorporate them into the algorithm, once a generator hits its reactive limit, the relevant node changes from being PV to PQ [8].

2.2. Modal Analysis

In [2] another method of assessment was shown. It analyses absolute values of eigenvalues of reduced power system jacobian and their linked left and right eigenvectors. The method was derived from linearized Power Flow equations and from a well-known fact that system's jacobian becomes singular in the point of voltage instability (bifurcation point) [2, 7, 9].

Contrarily to CPF, it does not give deterministic information on current network solution's distance to the bifurcation point. Yet, thanks to this technique it is possible to determine buses that mostly influence the voltage stability level. According to [2], all remedial actions should be located in the most influential buses, to have the highest impact (this includes reactive power compensation).

Let us remind the form of Power Flow jacobian (notation: $\underline{U}_j = U_j \angle \theta_j$)

$$\mathbf{J} = \begin{bmatrix} \mathbf{H} & \mathbf{M} \\ \mathbf{N} & \mathbf{K} \end{bmatrix} \quad (3)$$

where:

$$H_{ij} = \frac{\partial P_i}{\partial \theta_j}, \quad M_{ij} = \frac{\partial P_i}{\partial U_j}, \quad N_{ij} = \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_j}, \quad K_{ij} = \frac{\partial Q_i}{\partial U_j}. \quad (4)$$

In its classic formulation, Modal Analysis looks at Q-U sensitivities assuming $\Delta \mathbf{P} = 0$. In such case the increment of reactive injection is expressed as

$$\Delta \mathbf{Q} = [\mathbf{K} - \mathbf{N}\mathbf{H}^{-1}\mathbf{M}] \Delta \mathbf{U} = \mathbf{J}_{RQ} \Delta \mathbf{U} \quad (5)$$

Matrix \mathbf{J}_{RQ} is called *reactive power reduced jacobian*. From its eigenvalue decomposition we get bus' participation factor defined as

$$QPF_{ki} = \xi_{ki} \eta_{ik} \quad (6)$$

where: QPF_{ki} – reactive participation factor of bus k in mode i , ξ_{ki} – right column eigenvector linked with i^{th} eigenvalue of \mathbf{J}_{RQ} , η_{ik} – left row eigenvector linked with i^{th} eigenvalue of \mathbf{J}_{RQ} . The higher the QPF_{ki} the more influential bus k is. As only the most critical mode ($\min_{i \in N} \{|\lambda_i|\}$) is interesting in terms of system's voltage stability, only participation factors related to it will be investigated [2].

In [2, 7, 9] it was shown that the reactive power reduced jacobian also becomes singular, and this justifies the use of Modal Analysis. The same applies to the so-called active power reduced jacobian – \mathbf{J}_{RP} . It is derived assuming $\Delta \mathbf{Q} = 0$ and is expressed as

$$\Delta \mathbf{P} = [\mathbf{H} - \mathbf{M}\mathbf{K}^{-1}\mathbf{N}] \Delta \boldsymbol{\theta} = \mathbf{J}_{RP} \Delta \boldsymbol{\theta} \quad (7)$$

By analogy, we can perform eigenvalue decomposition of \mathbf{J}_{RP} , and compute active power bus participation factors of bus k in mode i , denoted as APF_{ki} . Then, for each mode i participation factors can be grouped based on whether they represent participation of PV or PQ bus ($APF_{PV,i}$, $APF_{PQ,i}$). According to [9], to enhance the level of stability, a generator with low APF should inject more reactive power to the system.

3. Proposed solution

In this section the method is presented. It can be summarised in the following steps:

1. Load grid model and statistical data on loading
2. Solve DC-OPF
3. Solve standard Power Flow on the result of DC-OPF to include reactive power. Active power generation is kept constant as computed in Step 2 for all buses except the slack bus, whose injection can vary to compensate for power losses
4. Assess voltage stability margin using CPF
5. If the margin is not satisfactory, perform Modal Analysis and compute $QPFs$ and $APFs$
6. Iteratively add compensating units and dispatch them by solving the optimisation problem described in Section 3.3. (At start no compensators are added – so only reactive generation is redispatched – see Section 3.2.)
7. Stop when the level of stability becomes satisfactory, or the maximum number of compensators was added.

Starting point assumes the knowledge of the most common severe loading conditions for the studied grid. Such data can be gathered and archived by operators and can be used for analyses.

3.1. Active power dispatch via DC-OPF

After loading input data, the active power generation is dispatched by solving a standard formulation of DC-OPF which, unfortunately, does not allow us to consider the nonlinearities and voltage stability phenomena present in the AC Power Systems. However, it significantly reduces the computational burden by being a standard LP or QP optimisation problem² with limited number of decision variables. Its exemplary formulation can be found in [10] and will not be shown in this paper.

$$\min_{P, Q, \theta, U} w_1 \sum_{i \in N_G} \mu_i Q_{G,i} + w_2 \sum_{i \in N} U_i + w_3 \sum_{i \in N_C} \alpha_i Q_{C,i} \quad (9a)$$

$$\text{subject to: } Q_{C,i}^{\min} \leq Q_{C,i} \leq Q_{C,i}^{\max} \quad (9b)$$

$$\mathbf{x} \in B \quad (9c)$$

3.2. Reactive power redispatch

DC-OPF's result is corrected by Power Flow problem to address possible power losses in the grid – only slack bus' active power dispatch is subject to change. The calculated active power operating points are kept constant throughout further procedure. Then, the algorithm tries to redispatch reactive power generation of already existing units to enhance the level of voltage stability. Let A denote the feasible set of standard OPF problem as shown in [10]. Proposed redispatch is then effectuated by solving (8).

$$\min_{P, Q, \theta, U} w_1 \sum_{i \in N_G} \mu_i Q_{G,i} + w_2 \sum_{i \in N} U_i \quad (8a)$$

$$\text{subject to: } P_{G,m}^{PF} \leq P_{G,m} \leq P_{G,m}^{PF}, \quad m \in \Omega_{ref} \quad (8b)$$

$$P_{G,i}^{DC} \leq P_{G,i} \leq P_{G,i}^{DC} \quad (8c)$$

$$\mathbf{x} \in A \quad (8d)$$

where: N_G – set of PV buses, Ω_{ref} – set of slack buses, w_1 and w_2 – scaling factors (w_2 negative) μ_i – linear coefficient, $\mu_i = \overline{APF_{PU}} - APF_{PU,i}$. Constraints (8b, 8c) force active power dispatch to remain constant during computations. Although the vector \mathbf{P} no longer groups decision variables in the problem, it was kept in the formulation to maintain links with standard forms of OPF.

3.3. Inclusion of newly built compensating units

If the result of the above procedure is not satisfactory in terms of voltage stability margin, some new compensating units can be added and dispatched in the grid. The units are inserted in the most influential PQ buses, as computed by using Modal Analysis. At the beginning of the procedure, the list of the most influential buses is created. Then, in each iteration of the algorithm, a single compensator is added. In each iteration all units are dispatched for reactive power by using the problem (9).

where: N_C – set of added compensators, $Q_{C,i}$ – reactive power generation from compensator i , α_i – QPF of bus i , w_3 – usually negative scaling factor expressing importance of generation from added compensator, $Q_{C,i}^{\min/\max}$ – lower and upper bounds of generation from added compensator, B – feasible set of (8).

4. Simulation results

Tests were performed on 2 test cases: 30-bus IEEE 30 system and synthetic 200-bus Illinois 200 system. In both cases, the demanded possible increase of loading was equal to 30% as compared to the base loading for both active and reactive power, which stood for $\lambda_{crit} = 1$. The level of voltage stability was assessed using CPF with respect to all generation limits, letting to estimate technically feasible margin. To make the test cases harder, added compensators did not respond to increasing loading, i.e. their dispatch remained constant throughout CPF computations. I have also assumed that I can build compensators in maximum of 20% of buses and that their generation can be controlled in continuous mode, with setpoint chosen from the interval $[-20,80]$ MVar.

4.1. IEEE 30 test system

As described in the previous section, I proposed a two-stage algorithm and so it was tested. As the system could not stand the 30% loading increase after active power dispatch, I tried to redispatch by solving (8). We can see in Fig. 1 that the system was not prepared for 30% increase, as $\lambda_{crit} = 0,4$ for this scenario. Best results were obtained when setting $w_1 = -30$ and $w_2 = -100$. Nose curves for bus with lowest voltage profile – before and after redispatching are shown in Fig. 1.

It can be seen that a small increase in voltage stability was experienced, however it implied the drop of nodal voltage below its acceptable limits (in this case 0,94 p.u.). Therefore, the algorithm proceeds to the second stage, i.e. building and dispatching compensators.

This time the weights were chosen to $w_1 = -16$, $w_2 = -9$, $w_3 = -2$. The best results were obtained after adding and dispatching 6 compensators. Resulting nose curves at critical bus are shown in Fig. 2.

Resulting λ_{crit} equals 1, which means that the system is prepared for a sudden increase of loading of 30% and will not lose voltage stability. Voltage stability margin was equal to $SM = 101,79$ MW

² Depending on generation cost formulation.

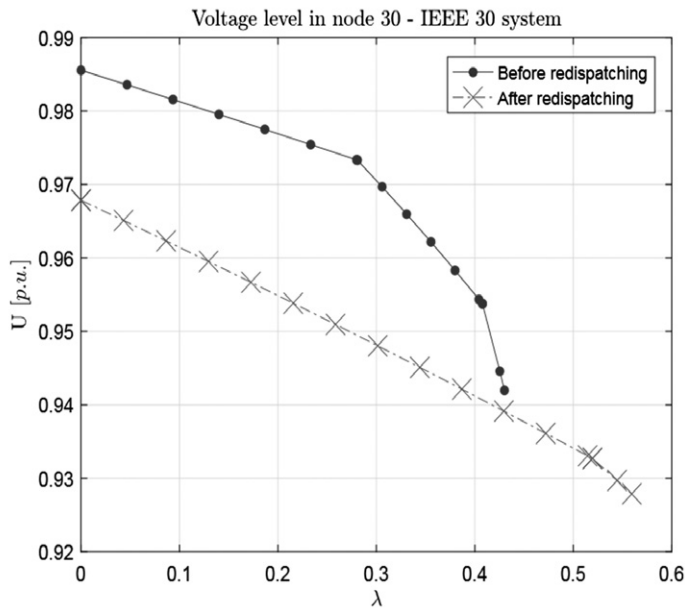


Fig. 1. Nose curves after first stage – IEEE 30 system

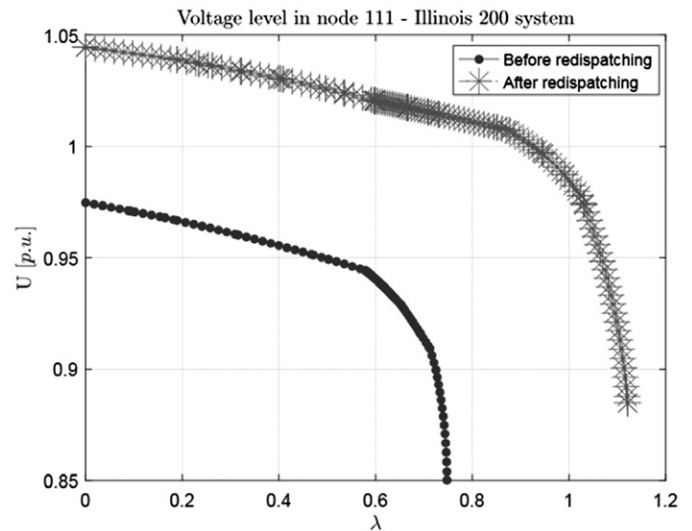


Fig. 3. Nose curves after first stage – Illinois 200 system

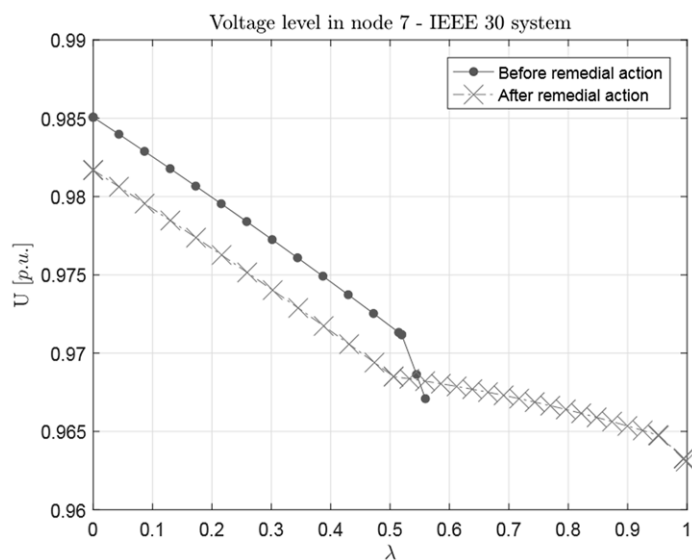


Fig. 2. Nose curves after adding 6 compensators – IEEE 30 system

as compared to $SM = 57,06$ MW at the input of the algorithm – an increase of around 78% was experienced. One can notice the unusual shape of the curves, which is due to the fact that in this case the limit-induced bifurcation was experienced and not the true bifurcation, i.e. the solution to the Power Flow problem could still be found, yet it would not be technically attainable.

4.2. Illinois 200 test system

Tests were performed also at the Illinois 200 system. For this system, lower limit of nodal voltage equals 0,9 p.u. After DC-OPF, the maximum loading parameter was equal to 0,72. Therefore, the system did not meet voltage stability margin requirements. The first stage of the approach was then applied with weights chosen to $w_1 = -1$, $w_2 = -10$. As can be seen from Fig. 3, after reactive redispatch, system's maximum loading parameter increased

to 1.11. It is now able to stably accommodate loading increase of more than 30%. Corresponding values of stability margin are: $SM = 433,26$ MW before and $SM = 667,93$ MW after redispatch – the stability margin was increased by around 54%. the demanded level of stability was achieved, the approach stops – no compensators are added to the system.

5. Conclusion

I presented an optimisation approach towards enhancing feasible steady-state voltage stability level of power systems, given that active power is dispatched using optimisation problems with linear grid models. For assessment of the stability margin, all generation limits were taken into account – computed operating points are always technically feasible.

I have shown that it is possible to accomplish the task by either correcting reactive power dispatch, or by adding new reactive power compensating units to the system. Thus, the output of this work can be both seen as on-line remedial action and as an approach for investment planning in the field of the power system's stability.

Thanks to taking into consideration prior dispatch via linear model optimisation problems, this approach could provide a basis for stability-enhancing module for Market Management Systems using such models. By using such an approach, the convergence of the optimisation problem is guaranteed.

Research perspectives include extension of the method to N-1, N-2 states analyses and synchronising it with MMSs.

REFERENCES

1. Ajarapu V., Christy C., The Continuation Power Flow: a tool for steady state voltage stability analysis, Conference Papers 1991 Power Industry Computer Application Conference, May 1991.
2. Gao B., Morison G.K., Kundur P., Voltage stability evaluation using Modal Analysis, *IEEE Power Engineering Review*, Vol. 12, No. 11, November 1992.

3. Kessel P., Glavitsch H., Estimating the voltage stability of a power system, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 1, No. 3, July 1986.
4. Lis R., Problemy z oceną i sposoby poprawy stabilności napięciowej sieci przesyłowej, Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 2013.
5. Menezes T.V. i in., MVAR management on the pre-dispatch problem for improving voltage stability margin, *IEE Proceedings – Generation, Transmission and Distribution*, Vol. 151, No. 6, November 2004.
6. Milano F., Canizares C.A., Invernizzi M., Multiobjective optimization for pricing system security in electricity markets, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 18, No. 2, May 2003.
7. Drabecki M., Optimization methods for voltage stability enhancement in electric power dispatch problem, Faculty of Electrical Engineering, Warsaw University of Technology, September 2018.
8. Zimmerman R.D., Murillo-Sanchez C.E., Thomas R.J., MATPOWER: Steady-state operations, planning, and analysis tools for power systems research and education, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 26, No. 1, February 2011.
9. Da Silva L.C.P. i in., Assessment of generator impact on system power transfer capability using modal participation factors, *IEE Proceedings – Generation, Transmission and Distribution*, Vol. 149, No. 5, September 2002.
10. Zhu J., Optimization of Power System Operation. John Wiley & Sons, Hoboken 2009.

Metoda poprawy stabilności napięciowej SEE, z założeniem optymalnej dyspozycji mocy czynnej przy liniowym modelu sieci

Słowa kluczowe

stabilność napięciowa, *optimal power flow*, optymalizacja, systemy zarządzania rynkiem energii

Streszczenie

Praca przedstawia algorytm zwiększający poziom stabilności napięciowej SEE, wykorzystujący optymalną dyspozycję mocy przez rozwiązywanie zadań typu DC-OPF. Dla dobranych przez nie punktów pracy mocy czynnej algorytm przystępuje do zarządzania dyspozycją mocy biernej, tak aby zwiększyć poziom stabilności napięciowej. Początkowo w celu poprawy poziomu stabilności napięciowej próbuje redyspozycji generacji mocy biernej już istniejących jednostek wytwórczych. Gdy nie przynosi ona zadowalającego efektu, budowane są iteracyjnie kompensatory mocy biernej. Dyspozycja mocy czynnej odbywa się poprzez rozwiązywanie zadań optymalizacyjnych o liniowym modelu sieciowym, co pozwala Dyspozycja mocy czynnej przez zadania o liniowym modelu sieciowym pozwala na implementację prezentowanej metody przez operatora, który korzysta z tych zadań w zarządzaniu w zarządzaniu pracą SEE oraz w planowaniu inwestycji. W pracy do analizy poziomu stabilności napięciowej wykorzystywany był algorytm Continuation Power Flow oraz analiza modalna. Na potrzeby testów wykorzystano środowisko Matlab z pakietem Matpower i interfejsem modelowania CVX 2.0 oraz solver LP/QP MOSEK 8.0. Testy przeprowadzono dla 30-węzłowej sieci IEEE 30 i 200-węzłowej syntetycznej Illinois 200.

CONTACT

Mariusz Drabecki

Warsaw University of Technology, Institute of Control and Computation Engineering

phone: +48 695 729 926

e-mail: m.drabecki@onet.eu

Bezpieczeństwo informatyczne inteligentnych systemów pomiarowych w świetle ustawy o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa

Autor

Aleksander Babś

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

inteligentne systemy pomiarowe, cyberbezpieczeństwo

Streszczenie

28 sierpnia 2018 roku weszła w życie ustawa o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa [1], implementująca wymagania europejskiej dyrektywy NIS (ang. *Network and Information Systems Directive*), czyli *Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/1148 z dnia 6 lipca 2016 r. w sprawie środków na rzecz wysokiego wspólnego poziomu bezpieczeństwa sieci i systemów informatycznych na terytorium Unii*.

Wszyscy operatorzy usług kluczowych będą zobowiązani do wdrożenia określonych w ustawie procedur dotyczących m.in. szacowania ryzyka w zakresie funkcjonowania świadczonych usług kluczowych, zarządzania incydentami, a przede wszystkim zastosowania adekwatnych do oszacowanego ryzyka środków technicznych i organizacyjnych. Istotnym elementem szacowania wspomnianego wyżej ryzyka jest znajomość potencjalnych wektorów ataku możliwych do wykorzystania w celu naruszenia stabilności systemu realizującego określoną usługę kluczową.

Systemy inteligentnego opomiarowania, m.in. ze względu na fakt, iż wykorzystują liczniki energii elektrycznej pozostające fizycznie poza kontrolą operatora sieci dystrybucyjnej, mogą być celem cyberataku o dużym zasięgu i istotnym, negatywnym wpływie na działanie sieci elektroenergetycznej oraz ciągłość dostaw energii elektrycznej.

W artykule przedstawiono wybrane scenariusze ataku na infrastrukturę inteligentnego opomiarowania oraz środki zapobiegawcze, których zastosowanie może podnieść odporność na dotychczas zidentyfikowane metody cyberataku. Przedstawiono też sposób zapewnienia bezpieczeństwa informatycznego inteligentnych systemów pomiarowych. Określono procedury związane z badaniami poziomu bezpieczeństwa systemów inteligentnego opomiarowania w odniesieniu do poszczególnych warstw tych systemów..

1. Wprowadzenie wymagań ustawowych

Ustawa o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa (KSC) nakłada nowe obowiązki na podmioty z sektorów energetyki, infrastruktury cyfrowej, zaopatrzenia w wodę pitną, bankowości, ochrony zdrowia i transportu. Ustawa ta wyodrębnia operatorów usług kluczowych (OUK), do których zalicza się m.in. firmy z sektora energetycznego, w tym również operatorów systemów dystrybucyjnych.

Przewidziany w ustawie harmonogram działań nakazuje operatorom usług kluczowych podjęcie takich działań, jak:

- oszacowanie ryzyka w aspekcie zapewnienia ciągłości świadczenia kluczowych usług, a ponadto wdrożenie procedur zarządzania incydentami, usunięcie podatności systemów informatycznych oraz wyznaczenie osoby odpowiedzialnej za kontakt z innymi podmiotami zobowiązanymi do wdrożenia KSC (w terminie 3 miesięcy od dnia doręczenia decyzji o zaliczeniu w poczet operatorów usług kluczowych)

- wdrożenie środków technicznych i organizacyjnych odpowiednich do oszacowanego ryzyka oraz zapobiegających i ograniczających wpływ incydentów na bezpieczeństwo systemu informacyjnego, zbieranie informacji o zagrożeniach i podatnościach oraz przygotowanie dokumentacji (w terminie 6 miesięcy, okoliczności jak wyżej)
- przygotowanie pierwszego audytu oraz przekazanie sprawozdania z audytu organowi wskazanemu w ustawie o KSC (w terminie 12 miesięcy, okoliczności jak wyżej).

W świetle powyższych regulacji prawnych szczególnego znaczenia nabiera spełnienie tych wymagań w odniesieniu do systemów informatycznych, określanych jako przemysłowe systemy sterowania [2] lub systemy technologiczne (systemy OT, ang. *operational technology*). Niezakłócone działanie tych systemów, w porównaniu z systemami informatycznymi ogólnego przeznaczenia (systemy IT, ang. *information technology*), ma kluczowy wpływ na bezpieczeństwo całych dziedzin życia.

Systemy OT charakteryzują się działaniem w czasie rzeczywistym, niejednokrotnie dużą rozległością terytorialną i koniecznością ich stałej dostępności w celu realizowania kluczowych dla społeczeństwa usług. W przewodniku poświęconym bezpieczeństwu systemów sterowania przemysłowego [2] zostały opisane wymagania dotyczące zapewnienia bezpieczeństwa informatycznego systemom OT oraz sposoby ich spełnienia.

Wymagania te zostaną opisane w odniesieniu do jednego z systemów krytycznych wdrażanych przez krajowych operatorów sieci dystrybucyjnych, a mianowicie systemu informatycznego zaliczanego do grupy systemów technologicznych OT – systemu akwizycji danych pomiarów z liczników inteligentnych (system AMI, ang. *advanced metering infrastructure*).

2. Sposób realizacji wymagań ustawy

Oszacowanie ryzyka

Zgodnie z wymogami ustawy konieczne będzie posiadanie sformalizowanego, systematycznego procesu oceny i zarządzania ryzykiem systemów OT.

Punktem wyjścia do oszacowania ryzyka, jak też wielu innych kluczowych procesów zarządzania cyberbezpieczeństwem, jest inwentaryzacja zasobów urządzeń teleinformatycznych odpowiedzialnych za działanie infrastruktury krytycznej. Inwentaryzacja zasobów systemów informatycznych, głównie z grupy OT, jest możliwa za pomocą specjalizowanego pakietu oprogramowania do pasywnej analizy sieci informatycznej. W wyniku działania takiego oprogramowania otrzymuje się mapę połączeń *host-to-host* sieci OT.

Kolejnym krokiem jest identyfikacja podatności systemów OT, możliwa do wykonania za pomocą specjalizowanego pakietu oprogramowania. Przeprowadza się w tym celu testy penetracyjne (pentesty), które są w istocie wieloaspektową próbą kontrolowanego włamania się do istniejących rzeczywistych systemów OT, prowadzone w celu określenia podatności badanego systemu teleinformatycznego na ataki wewnętrzne i zewnętrzne. Rozbudowane oprogramowanie specjalistyczne umożliwia – na podstawie bazy podatności – wykonanie kilkuset uprzednio zdefiniowanych testów, przy czym w odniesieniu do systemów typu OT największą wartość mają testy przeznaczone dla danego systemu, uwzględniające jego specyfikę działania, wykorzystywanych protokołów, czy też warstw architektury sprzętowej i programowej. Testy penetracyjne są elementem pełnego audytu bezpieczeństwa, wykonywanego zgodnie z normą ISO 27001 [3].

Specjalizowany pakiet oprogramowania składa się zazwyczaj z systemu centralnego, składającego dane i dokonującego ich szczegółowej analizy, oraz sond instalowanych w kluczowych węzłach sieci. System centralny pozwala na relokację sond do innych węzłów sieci, zgodnie z potrzebami.

Zidentyfikowane podatności podlegają analizie potencjalnych ryzyk związanych z cyberbezpieczeństwem infrastruktury krytycznej.

Wdrożenie środków technicznych i organizacyjnych

Na podstawie analizy obecnych ryzyk specyfikuje się wymagania dla wdrożenia narzędzi informatycznych wspierających

identyfikację przyszłych ryzyk w trybie ciągłym, zgodnie z wymaganiami ustawy. Pod uwagę brane są m.in. następujące aspekty:

- odpowiednia architektura systemów zapewniająca wymagany poziom bezpieczeństwa
- fizyczna lub/i logiczna separacja sieci teleinformatycznej OT od innych sieci, a zwłaszcza IT
- zaprojektowanie miejsc instalacji w sieci OT i sposobu działania sond sieciowych badających ruch i stwierdzających występowanie ewentualnych anomalii w tej sieci
- wdrożenie zarządzania kluczami szyfrowania, m.in. bezpiecznej dystrybucji kluczy, regularnej ich wymiany zgodnie z polityką bezpieczeństwa itp.
- organizacja zasobów ludzkich do bieżącej kontroli cyberbezpieczeństwa.

Końcowym etapem jest przygotowanie dokumentacji zgodnej z rozporządzeniem Rady Ministrów.

3. Wdrożenie procedur cyberbezpieczeństwa na przykładzie systemu akwizycji danych pomiarowych z liczników inteligentnych – system AMI

Struktura systemu AMI

Typowy system inteligentnego opomiarowania składa się z części pomiarowej, tj. liczników energii elektrycznej i koncentratorów danych komunikujących się z tymi licznikami poprzez sieć elektroenergetyczną niskiego napięcia oraz systemu informatycznego OT – aplikacji centralnej systemu AMI zbierającej i przetwarzającej dane pomiarowe odczytane z liczników i udostępniającej te dane innym systemom, np. systemowi rozliczeniowemu. Struktura systemu AMI została przedstawiona na rys. 1. Zwraca uwagę wielowarstwowa struktura systemu i jego zasięg terytorialny. Elementy końcowe – liczniki inteligentne – zainstalowane są u odbiorców energii, a zatem fizyczny dostęp do nich jest również powszechnie możliwy.

Sprawdzenie podatności systemu AMI

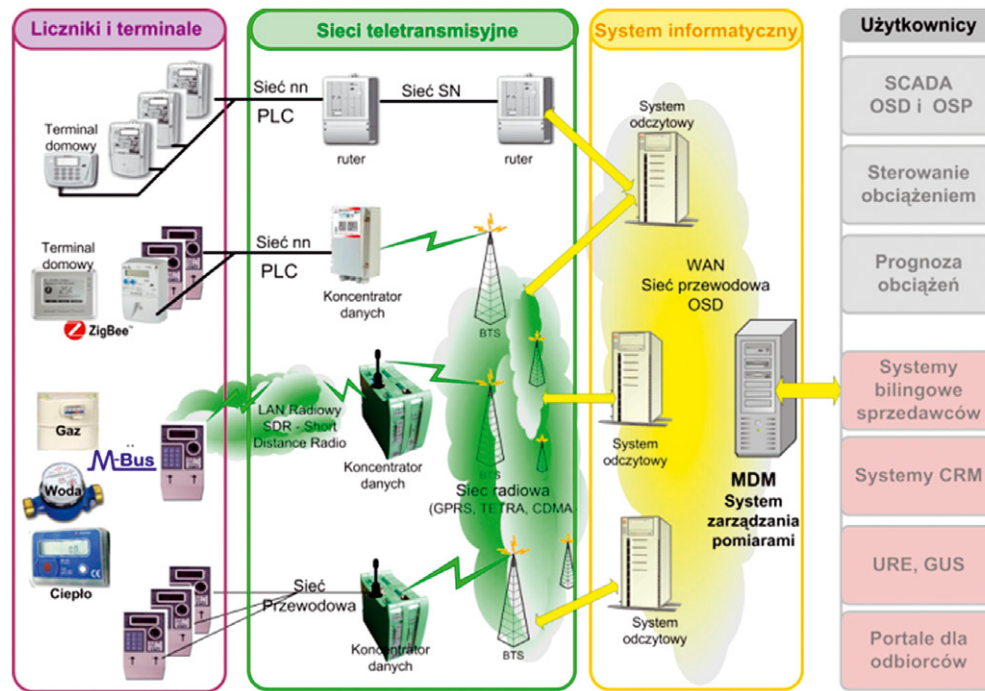
Podatność systemu AMI na cyberatak powinna być badana w odniesieniu do poszczególnych jego warstw (rys. 1):

- liczniki AMI i koncentratory danych zainstalowane na stacjach SN/nn
- modemy/routery na stacjach SN/nn i łączność poprzez sieć komórkową i karty SIM pracujące w wydzielonym APN
- aplikacja centralna systemu AMI.

Jeśli dane pomiarowe składowane w systemie AMI są udostępniane klientom poprzez serwis WWW, zasadne jest także badanie poziomu bezpieczeństwa takiego serwisu.

Wstępnym etapem realizacji audytu bezpieczeństwa jest analiza publicznie dostępnych dokumentów dotyczących charakterystyki systemu, jak i szczegółowych informacji specyficznych dla danego systemu, które mogły się pojawić w takich źródłach:

- specyfikacje i opracowania publikowane przez organizacje producentów sprzętu (np. PRIME Alliance, OSGP Alliance, DLMS User Association)
- informacje dostępne na stronach internetowych podmiotów, w których wdrożono system AMI, tj. specyfikacje zakupowe



Rys. 1. Struktura systemu AMI

(SIWZ) wraz z zapytaniami i odpowiedziami oraz specyfikacje techniczne i funkcjonalne sprzętu (np. DTR, instrukcje użytkownika i administratora, model danych, dokumentacja protokołów łączności).

Potencjalnymi zagrożeniami dla infrastruktury pomiarowej, które możliwe są do weryfikacji w toku realizacji testów, są:

- okazjonalne lub systematyczne fałszowanie pomiarów
- blokada akwizycji danych
- nieuprawniony dostęp do bieżących danych pomiarowych
- nieuprawniony dostęp do historycznych danych pomiarowych
- przejęcie kontroli nad częścią infrastruktury AMI
- zdalne wyłączenie i załączenie liczników.

4. Przykładowy opis testów bezpieczeństwa infrastruktury systemu AMI

Audyt bezpieczeństwa systemu AMI można zrealizować przeprowadzając dwa rodzaje testów:

- test typu *whitebox*, podczas którego wykorzystywane są wszystkie dostępne informacje dotyczące testowanego systemu, takie jak: dane dostępowe, szczegółowa architektura systemu, klucze szyfrujące i tym podobne
- test typu *blackbox*, w którym badany system lub fragment systemu traktuje się jako czarną skrzynkę, tj. tak jak może on być widziany z perspektywy osoby atakującej dany system, nieposiadającej informacji zastrzeżonych lub niedostępnych publicznie.

Testy – zarówno typu *whitebox*, jak też *blackbox* – mogą dotyczyć wszystkich urządzeń wykorzystywanych przez system AMI, a zatem liczników, koncentratorów danych oraz urządzeń komunikacyjnych (modemroutery), pełniących rolę styków tych elementów z pozostałą częścią infrastruktury operatora sieci

elektroenergetycznej. Zakres testów liczników inteligentnych może dotyczyć:

- możliwości enumeracji wszystkich obiektów modelu danych (np. COSEM, ANSI C.12)
- poprawności implementacji uprawnień do obiektów modelu danych
- poprawności implementacji protokołów komunikacyjnych i mechanizmów szyfrowania danych
- podatności na wysyłanie celowo błędnych danych (*fuzzing*).

Koncentratory danych można testować w następującym zakresie:

- weryfikacja zabezpieczeń, kont i uprawnień w systemie operacyjnym koncentratora
- sprawdzenie możliwości nieuprawnionego dostępu do koncentratora za pomocą klienta protokołu komunikacyjnego zaimplementowanego w koncentratorze (np. DCSAP, P3.2)
- audyt podatności wbudowanego serwera WWW.

Testy bezpieczeństwa modemrouterów mogą dotyczyć:

- możliwości pozyskania istotnych danych (np. nazwa APN, PINu do karty SIM)
- możliwości dostępu do innych urządzeń poprzez sieć komórkową, w razie braku izolacji pomiędzy poszczególnymi węzłami w ramach wykorzystywanego APN
- weryfikacji zabezpieczeń kont i uprawnień w systemie operacyjnym modemrouterów
- audytu podatności wbudowanego serwera WWW.

Przeprowadzenie audytu bezpieczeństwa systemu AMI wymaga zastosowania zestawu narzędzi sprzętowych i programowych. Narzędzia te dzielą się na dwie kategorie – ogólnodostępne

i specjalizowane, opracowane na potrzeby audytu danego systemu AMI.

Narzędzia ogólnodostępne to przykładowo:

- analizator protokołów Wireshark
- analizator widma w paśmie CENELEC
- zestaw narzędzi audytowych dostępnych w pakiecie Kali.

Narzędzia specjalizowane to przykładowo:

- sprzętowy emulator licznika inteligentnego, umożliwiający zapis i analizę sesji odczytowych
- generator zakłóceń o określonych właściwościach (zakłócenie jednej lub wielu częstotliwości w paśmie CENELEC)
- dekodery (*dissector*) danego protokołu dodany do pakietu Wireshark
- klient protokołu komunikacyjnego zaimplementowanego w koncentratorze danych.

Typowy zakres testów typu *blackbox* obejmuje:

- próbę podsłuchu i dekodowania strumienia danych PLC w celu pozyskania zapisu sesji protokołów wyższych warstw (np. DLMS)
- próbę dekodowania protokołów wyższych warstw w celu pozyskania rzeczywistych danych pomiarowych
- próbę rejestracji obcego licznika (lub emulatora licznika) na koncentratorze
- próbę przejęcia liczników poprzez ich przerejestrowanie na podstawiony koncentrator
- próbę sterowania przejętymi licznikami
- próbę blokady akwizycji danych (np. poprzez zagłuszenie sieci w zakresie wykorzystywanych częstotliwości)
- przeprowadzenie ataku na koncentrator oraz modemorouter od strony złącza Ethernet i udostępnianych serwisów w warstwie TCP/IP
- próbę penetracji warstwy telekomunikacyjnej od strony modemoroutera.

Powyższe ataki możliwe są do przeprowadzenia przez ogólnodostępną sieć niskiego napięcia lub po uzyskaniu fizycznego dostępu do urządzeń zainstalowanych w stacji SN/nn. Stąd też konieczne jest stosowanie systemów sygnalizacji włamania do obiektów elektroenergetycznych w celu pozyskania informacji o nieautoryzowanym dostępie.

5. Rekomendacje dotyczące możliwości podniesienia poziomu bezpieczeństwa systemu AMI

Systemy AMI wykorzystujące ogólnie dostępną sieć elektroenergetyczną do przesyłania danych użytkowych z definicji udostępniają istotny wektor ataku, jakim jest możliwość podsłuchu i analizy przesyłanych danych, a także wysyłanie w medium transmisyjnym własnych, spreparowanych danych. W połączeniu z technicznym brakiem kontroli nad węzłami transmisyjnymi – licznikami energii elektrycznej – oraz po uzyskaniu fizycznego

dostępu do stacji SN/nn i zainstalowanych tamże koncentratorów danych i modemorouterów – powoduje to konieczność zastosowania określonych mechanizmów bezpieczeństwa. Są to m.in.:

- Szyfrowanie danych przesyłanych w sieci elektroenergetycznej. Wszystkie wykorzystywane obecnie standardy transmisji danych poprzez sieć elektroenergetyczną umożliwiają szyfrowanie w warstwie MAC i/lub warstwie aplikacji. Niektóre standardy umożliwiają również cyfrowe podpisywanie przesyłanych pakietów danych. Stosowanie szyfrowania wiąże się z opracowaniem i stosowaniem polityki bezpiecznej dystrybucji oraz okresowej wymiany kluczy szyfrujących, a także generowania, zmiany i unieważniania certyfikatów cyfrowych, o ile są stosowane.
- Uwierzytelnienie urządzeń w celu potwierdzenia, że dane urządzenie jest urządzeniem zainstalowanym przez operatora sieci dystrybucyjnej, a nie urządzeniem podstawionym przez intruza. Odpowiednie mechanizmy dostępne są w odniesieniu do transmisji danych poprzez sieć elektroenergetyczną (np. HLS jako jeden z mechanizmów objętych specyfikacją DLMS), jak też dla komunikacji poprzez sieć Ethernet (np. 802.1X).
- Odpowiednie zabezpieczenie koncentratorów danych i modemorouterów. Jest to konieczne, by uniemożliwić pozyskanie istotnych danych, umożliwiających dalszą penetrację sieci, jak na przykład kluczy szyfrujących poszczególne liczniki, dostępu do innych urządzeń wykorzystujących dany APN. Jest to także istotne ze względu na fakt, iż dane pomiarowe odczytane z liczników są najczęściej tymczasowo składowane w pamięci nieulotnej koncentratora danych. Nieograniczony dostęp do takiego koncentratora umożliwiłby modyfikację tych danych – co może umożliwić celowe zaniżenie (lub zawyżenie) ilości zużytej przez klientów energii elektrycznej.
- Okresowe sprawdzenie obecności urządzeń w sieci. Brak danego urządzenia może oznaczać jego kradzież na potrzeby przeprowadzenia analizy sprzętowej, na przykład w celu ekstrakcji kluczy szyfrujących. Istotne jest, by żadne klucze zapisywane w pamięci nieulotnej urządzeń nie były dostępne w jawnej postaci (ang. *clear text*). Ta sama zasada dotyczy wszystkich innych danych sensytywnych, na przykład danych pomiarowych, PIN do karty SIM, nazwy APN.
- Okresowa analiza integralności oprogramowania systemowego urządzeń, zwłaszcza koncentratorów danych oraz modemorouterów. Pozwoli to na wykrycie nieuprawnionych prób modyfikacji tych urządzeń, np. poprzez zainstalowanie oprogramowania do podsłuchu danych.
- Stosowanie systemu klasy AAA (ang. *authentication, authorization and accounting*) w odniesieniu do koncentratorów danych i modemorouterów. Umożliwi to wyeliminowanie składowania lokalnych poświadczeń na urządzeniach oraz scentralizowane zarządzanie dostępem i szczegółowe logowanie istotnych zdarzeń.

BIBLIOGRAFIA

1. Ustawa z dnia 5 lipca 2018 r. o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa [online], <http://prawo.sejm.gov.pl/isap.nsf/download.xsp/WDU20180001560/T/D20181560L.pdf> [dostęp: 3.04.2019].
2. Guide to Industrial Control Systems (ICS) Security, NIST Special Publication 800-82 Revision 2, May 2015
3. Information Security Management System Auditing Guideline [online], https://www.iso27001security.com/ISO27k_Guideline_on_ISMS_audit_v2.docx [dostęp: 3.04.2019].

It Security of Smart Measurement Systems in the Light of the Act About The National Cybersecurity System

Keywords

advanced metering systems, cyber security, AMI, cyber security directive

Abstract

On August 28, 2018, the Act on the National Cyber Security System, implementing the requirements of the European NIS Directive, came into force.

All identified operators of key services are required to implement the procedures laid down in the directive, including risk assessment in the scope of functioning of provided key services, incident management and most importantly the application of technical and organizational measures adequate to the estimated risk. An important element of estimating this risk is the knowledge of potential attack vectors that can be used to breach the stability of the system performing a specific key service. Intelligent metering systems due to the fact that they use electricity meters that remain physically beyond the control of the network operators, may become a target of a cyberattack on a massive scale and therefore have a significant negative impact on the operation of the electric grid and continuity of energy supply.

The paper presents selected methods of the attack on smart metering infrastructure as well as preventive measures that may increase resistance to currently identified cyber-attack methods. Moreover the paper presents the methods of executing a security audit of AMI systems.

KONTAKT

Aleksander Babś

Instytut Energetyki Oddział Gdańsk

tel.: +48 58 349 82 30

e-mail: aleksander.babs@ien.gda.pl

Badania symulacyjne obrony systemu elektroenergetycznego uwzględniające zapisy kodeksu NC ER/2017 w zakresie automatyki SCO

Autorzy

Ireneusz Grządzielski
 Mikołaj Zakrzewski
 Volodymyr Konoval

POWRÓT
 DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

awaria katastrofalna, obrona systemu elektroenergetycznego, automatyka SCO, badania symulacyjne procesu obrony

Streszczenie

W planie obrony systemu elektroenergetycznego, gdy wystąpi nagłe niezbilansowanie związane z deficytem mocy generacyjnej, jako podstawowy środek obrony stosuje się automatykę samoczynnego częstotliwościowego odciążania (SCO). Każdy z operatorów systemu przesyłowego (OSP), którego dotyczy NC ER/2017, jest zobowiązany do stosowania w swoim planie obrony automatyki SCO spełniającej podane w kodeksie wytyczne. W badaniach symulacyjnych, przeprowadzonych za pomocą programu DAKAR, zamodelowano automatykę SCO zgodnie z wytycznymi NC ER/2017 oraz dotychczasowymi wymogami *Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP)*. Wydzielany obszar dotyczył północno-zachodniej części Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) z dużym niezbilansowaniem i nagłym spadkiem częstotliwości. Zwrócono uwagę na konieczność wprowadzenia zmian w nastawach automatyki SCO w celu spełnienia wymogów NC ER/2017, a także wskazano zalety zapisów kodeksu.

1. Wprowadzenie

W razie niezbilansowania mocy czynnej, tj. pojawienia się różnicy pomiędzy mocą czynną generowaną a sumą mocy czynnej odbieranej oraz mocy strat przesyłowych w systemie elektroenergetycznym (SE), następuje odchylenie częstotliwości systemowej od znamionowej.

W procedurach postępowania podczas obrony SE zmiany częstotliwości systemowej odpowiadają za określenie zadziałania automatyk prewencyjnych. Plan obrony systemu, zgodnie z Network Code of Electricity Emergency and Restoration [1] (NC ER), zawiera co najmniej następujące środki techniczne (automatyki zabezpieczeniowe) oparte na kryteriach zmian częstotliwości (rozdz. II art. 15 i 16):

- automatykę w przypadku spadku częstotliwości
- automatykę w przypadku wzrostu częstotliwości.

Z działań automatycznych w sieci bardzo ważną rolę odgrywa automatyka SCO (ang. *Under Frequency Load Shedding* – UFLS), która jest skoordynowanym układem reagującym na spadki częstotliwości w przypadku spadku mocy generowanej w sieci, w celu regulacji mocy zapotrzebowania poprzez odłączanie z góry ustalonej części obciążenia.

W artykule przedstawiono wybrane wyniki badań symulacyjnych pracy automatyki SCO w wybranym obszarze KSE. Wybrano obszar, którego wydzielenie powoduje znaczny deficyt mocy

czynnej. Przeprowadzono wiele symulacji komputerowych, wykorzystując program DAKAR [2, 3].

2. Standaryzacja nastaw automatyki SCO

2.1. Dotychczasowe zapisy IRiESP w zakresie nastaw automatyki SCO

Zgodnie z zapisami w IRiESP [4] częstotliwość znamionowa w polskim SE wynosi 50 Hz, natomiast jej wartość średnia z pomiaru 10-sekundowego przez 99,5% tygodnia powinna się mieścić w zakresie 50 Hz \pm 1% (49,5–50,5 Hz) oraz przez 100% tygodnia 50 Hz -6% do $+4\%$ (47–52 Hz).

Układy automatyki SCO zgodnie z IRiESP powinny spełniać następujące wymagania:

- możliwość nastawienia wartości częstotliwości z zakresu od 47 do 50 Hz ze skokiem co 0,05 Hz
- możliwość nastawienia zwłoki czasowej z zakresu od 0,05 do 1 s ze skokiem co 0,05 s
- czas własny przekaźników nie może być większy niż 100 ms
- poprawna praca w zakresie od 0,5 do 1,1 Un (krotność napięcia znamionowego)
- dokładność pomiaru częstotliwości na poziomie co najmniej 10 mHz.

Obecnie stosowane nastawy automatyki SCO zestawiono w tab. 1.

2.2. Wymagania stawiane automatyce SCO przez NC ER

Każdy z Operatorów Systemów Przesyłowych (OSP), którego dotyczy NC ER, zobowiązany jest do opracowania w swoim planie obrony SE automatyki SCO spełniającej wytyczne zestawione w tab. 2. Zakres wdrożenia określa przy tym maksymalne dopuszczalne odchylenie odłączanego obciążenia netto od docelowego odbioru odłączanego netto przy danej częstotliwości, obliczone poprzez interpolację liniową między początkowym poziomem obowiązkowym a końcowym poziomem obowiązkowym. Jednakże zakres wdrożenia nie może pozwalać na odłączenie obciążenia netto mniejszego niż wielkość odbioru odłączanego netto przy początkowym poziomie obowiązkowym. Ponadto zgodnie z ustępem 10 OSP może ująć w automatyce SCO dodatkowe stopnie dotyczące odłączenia obciążenia poniżej określonego w tab. 2 końcowego poziomu obowiązkowego odłączenia odbioru. Na rys. 2. przedstawiono wymogi stawiane przed automatyką SCO wg NC ER wraz z naniesionymi aktualnymi nastawami układu w polskim KSE, zgodnie z tab. 1.

Stopień SCO	Próg odciążenia [Hz]	Moc odciążenia* [%]	Zwłoka czasowa** [s]
1	49,0	15	0,2
2	48,7	15	0,2
3	48,5	10	0,2
4	48,3	5	0,5
5	48,1	5	0,5

* – moc odciążenia odniesiona do szczytowego obciążenia KSE

** – suma czasu własnego przekaźnika i nastawy zwłoki

Tab. 1. Aktualne nastawy dla automatyki SCO w KSE [4]

Porównując aktualne nastawy automatyki SCO w polskim SE przedstawione w tab. 1 z nowymi wymogami stawianymi przez NC ER, należy zwrócić uwagę na kilka kwestii. Pierwszą z nich jest obecnie zbyt mała liczba stopni automatyki, gdyż aktualnie w KSE występuje ich 5, podczas gdy NC ER dla obszaru synchronicznego Europy kontynentalnej wymaga co najmniej 6. Ponadto wymagana jest częstotliwość 48 Hz dla ostatniego stopnia. Oba te fakty oznaczają konieczność wprowadzenia dodatkowego stopnia dla częstotliwości 48 Hz, a także prawdopodobnie przesunięcie progów pozostałych, aby zachować stały odstęp między sąsiednimi stopniami. Kolejną kwestią poruszoną w NC ER jest zapis o unikaniu celowego opóźnienia zadziałania automatyki (wprowadzaniu zwłok czasowych). Tymczasem aktualnie w Polsce dla stopnia 4. i 5. wprowadza się zwłokę czasową na poziomie 0,5 s. Przechodząc do poziomów odciążenia, warto zwrócić uwagę, iż do tej pory w nastawach automatyki SCO, zgodnie z IRIESP, odnoszono się do mocy brutto, natomiast NC ER odnosi się do mocy netto.

3. Badania symulacyjne działania automatyki SCO za pomocą programu DAKAR

3.1. Model KSE opracowany do badań symulacyjnych w programie DAKAR

W programie DAKAR zamodelowano KSE wraz z ekwiwalentami sieci zewnętrznych na poziomie napięć sieci przesyłowych i przesyłowo-rozdziałczych 110–750 kV wraz z generacją, odbiorami oraz innymi elementami niezbędnymi do prawidłowej pracy systemu. Podstawą do opracowania modelu były pliki w standardzie KDM (UN). Model ma za zadanie odzwierciedlać zjawiska statyczne oraz dynamiczne zachodzące w KSE i służy do przeprowadzenia badań symulacyjnych. Dodatkowe brakujące dane pozyskiwano z katalogów, opracowań [6–8], a także na podstawie własnych doświadczeń. Wykorzystując zebrane dane, zamodelowano wszystkie duże jednostki generacyjne

Parametr	Europa kontynentalna	Obszar nordycki	Wielka Brytania	Irlandia
Początkowy obowiązkowy poziom odłączenia odbioru: Częstotliwość [Hz]	49	od 48,7 do 48,8	48,8	48,85
Początkowy obowiązkowy poziom odłączenia odbioru: Odłączany odbiór [% całkowitego obciążenia]	5	5	5	6
Końcowy obowiązkowy poziom odłączenia odbioru: Częstotliwość [Hz]	48	48	48	48,5
Końcowy obowiązkowy poziom odłączenia odb.: Odłączany odbiór [% całkowitego obciążenia]	45	30	50	60
Zakres wdrożenia [% całkowitego obciążenia]	±7	±10	±10	±7
Minimalna liczba etapów do osiągnięcia końcowego obowiązkowego poziomu [-]	6	2	4	6
Maksymalne odłączenie odbioru dla każdego etapu [% całkowitego obciążenia]	10	15	10	12

Tab. 2. Charakterystyka automatyki SCO wg NC ER

centralnie sterowane w KSE, wraz z niezbędną automatyką do przeprowadzenia badań procesów przejściowych.

W zamodelowanym systemie dodano również model automatyki SCO. Dobrano nastawy zgodnie z tab. 1. Dla każdego z odbiorów zamodelowano 5 stopni samoczynnego automatycznego odciążenia. Stopień odciążenia określono na podstawie nastaw automatyki SCO i obciążenia stacji w danej chwili, jednakże należy mieć na uwadze, iż chwila ta była określona w bazie KDM jako obciążenie szczytowe, zatem takie rozwiązanie nie stanowi błędu.

3.2. Podział KSE, wydzielenie obszaru północno-zachodniego

Na potrzeby wykonanych badań symulacyjnych działania automatyki SCO zamodelowano awarię, która doprowadziła do podziału KSE. Wydzielony został obszar północno-zachodni oznaczony jako obszar NW (ang. *north-west*), w skład którego wchodzi takie stacje, jak: Dychów, Gorzów, Poznań, Piła, Żydowo, Słupsk. Część połączeń sieciowych z analizowanym obszarem jest wyłączona na stałe, są to głównie połączenia na napięciu 110 kV pomiędzy różnymi OSD. W przyjętym scenariuszu awarii systemowej, powodującej wydzielenie obszaru NW, założono wyłączenie 9. linii 110 kV, 4. linii 220 kV i 3. linii 400 kV. Wyłączenia następowały wskutek przyjęcia stanów remontowych, przeciążenia linii, stanów awaryjnych. Jediną linią łączącą badany obszar NW z resztą KSE pozostała linia 400 kV, łącząca stacje

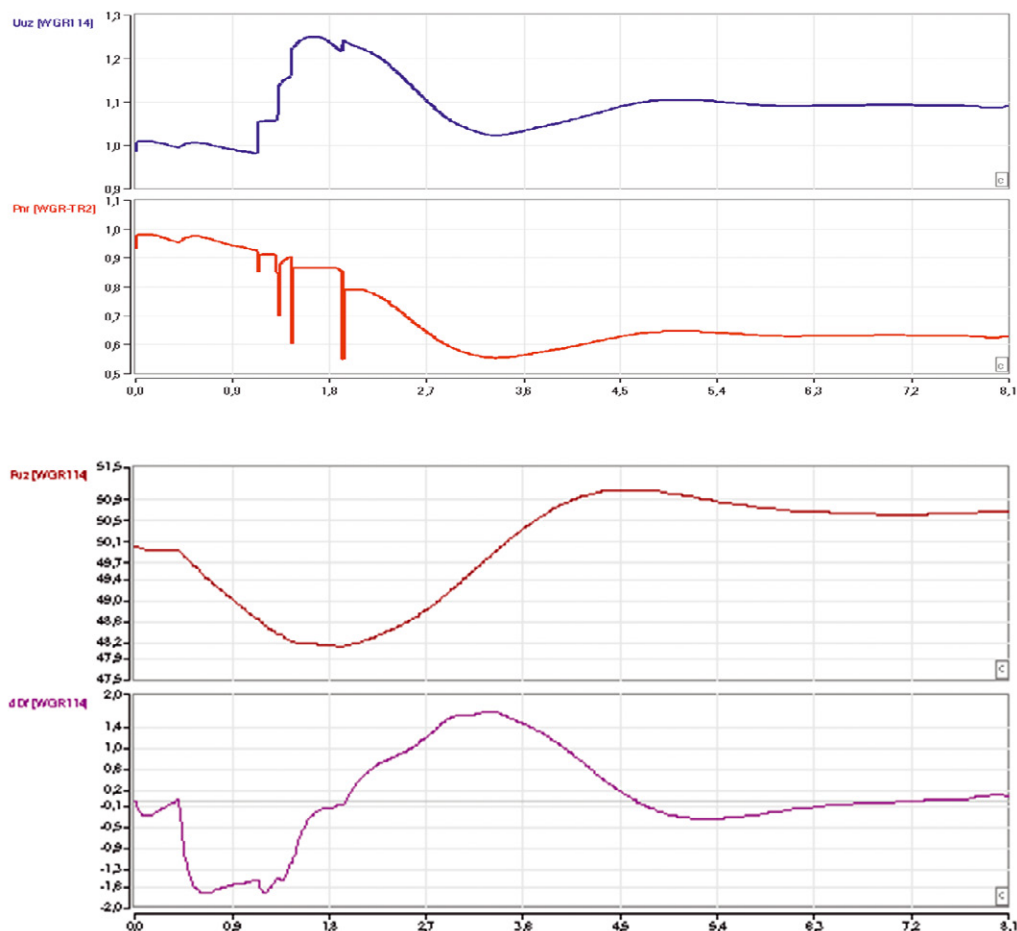
elektroenergetyczne w Żarnowcu i Słupsku. W wyniku jej wyłączenia nastąpiło wydzielenie obszaru NW.

Na skutek podziału w obu systemach wystąpiło niebilansowanie mocy generowanej z pobieraną. Na obszarze NW wystąpiła znacząca nadwyżka mocy odbieranej nad mocą generowaną. Z badań wynika, że wartość deficytu mocy sięga 600 MW, co stanowi blisko 1/3 część mocy generowanej na tym obszarze w chwili wystąpienia podziału. W pozostałej części KSE pojawiła się nadwyżka generacji o ok. 300 MW, co stanowiło mniej niż 1% łącznej mocy zapotrzebowanej.

Przeprowadzone badania statyczne stanowią podstawę do obliczeń długookresowych stanów przejściowych. W badaniach dynamicznych w chwili czasowej $t = 0,4$ s zamodelowano podział systemu poprzez odłączenie ostatniej linii łączącej oba podsystemy (awaryjne odłączenie linii N004).

3.3. Wybrane wyniki badań długookresowych stanów przejściowych

W pierwszej symulacji sprawdzono zadziałanie automatyki SCO przy zamodelowanej awarii. Współczynnik wykorzystania SCO wynosił 1, temperaturę ustalono na $+5^{\circ}\text{C}$, a prędkość wiatru na 10 m/s. Obliczenia przeprowadzono przy zmiennej częstotliwości, z uwzględnieniem sekwencji zdarzeń, charakterystyk statycznych oraz automatyki SCO. W wyniku badań uzyskano przebiegi parametrów systemu w funkcji czasu (rys. 1).



Rys. 1. Wyniki badań: $U(t)$, $P(t)$, $f(t)$, $df(t)$

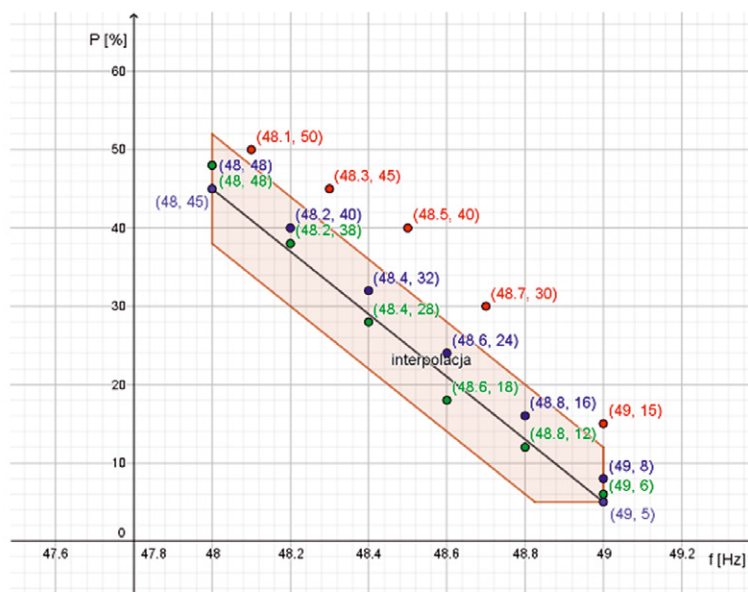
Z przebiegów przedstawionych na rys. 1 wynika, że częstotliwość osiąga wartość ustaloną w chwili $t = 1,95$ s, w której osiągnęła poziom ok. 48,15 Hz, co jest częstotliwością zbliżoną do 47,5 Hz, czyli częstotliwości granicznej. Proces spadku częstotliwości nastąpił po upływie 1,5 s od wystąpienia wydzielenia obszaru, natomiast sam stan nieustalony trwał ok. 7,5 s. Po ustaniu stanów przejściowych częstotliwość osiągnęła poziom 50,69 Hz, co oznacza zbyt głębokie odciążenie obszaru. Z analizy wykresu napięcia na szynach jednego z węzłów w obszarze północno-zachodnim wynika, że wartość napięcia skokowo rośnie wraz z każdym kolejnym skokowym odciążeniem przez automatykę SCO.

Wyłączenie pierwszego stopnia obciążenia, czyli zmniejszenie poboru mocy przez odbiór do $0,85 P_n$, spowodowało skokowy wzrost napięcia o ponad $0,05 U_n$. W ten sposób w stanie nieustalonym, wartość chwilowa napięcia wzrastała aż do wartości $1,25 U_n$. Ze względu na zamodelowane charakterystyki statyczne odbiorów gwałtowny skok napięcia powoduje wzrost mocy czynnej pobieranej przez odbiór. Na skutek zadziałania pierwszego stopnia automatyki wartość mocy względnej odbioru spadła z 94,3% do nastawionych 85%, jednak w związku ze skokowym wzrostem napięcia wartość mocy także wzrosła i przed zadziałaniem kolejnego stopnia ustabilizowała się na poziomie 92,7%. Oznacza to, że rezultat odciążenia przy pierwszym stopniu SCO jest nieznaczny. Jednakże udaje się spowolnić spadek częstotliwości. Po załączeniu ostatniego stopnia automatyki SCO udało się zmniejszyć obciążenie względem początkowego do 79%. Wartość ta utrzymała się na stałym poziomie aż do momentu, gdy pochodna częstotliwości osiągnęła wartość $0,5$ Hz/s. Odbudowująca się częstotliwość spowodowała wówczas, że wartość P maleje i dąży do wartości 55% zadanej przez nastawy automatyki SCO, jednak ze względu na charakterystyki statyczne osiąga 63%. Wynika to z faktu, że ustabilizowane napięcie wynosi 110% napięcia nominalnego, a częstotliwość 50,69 Hz, co również jest wartością wyższą od znamionowej.

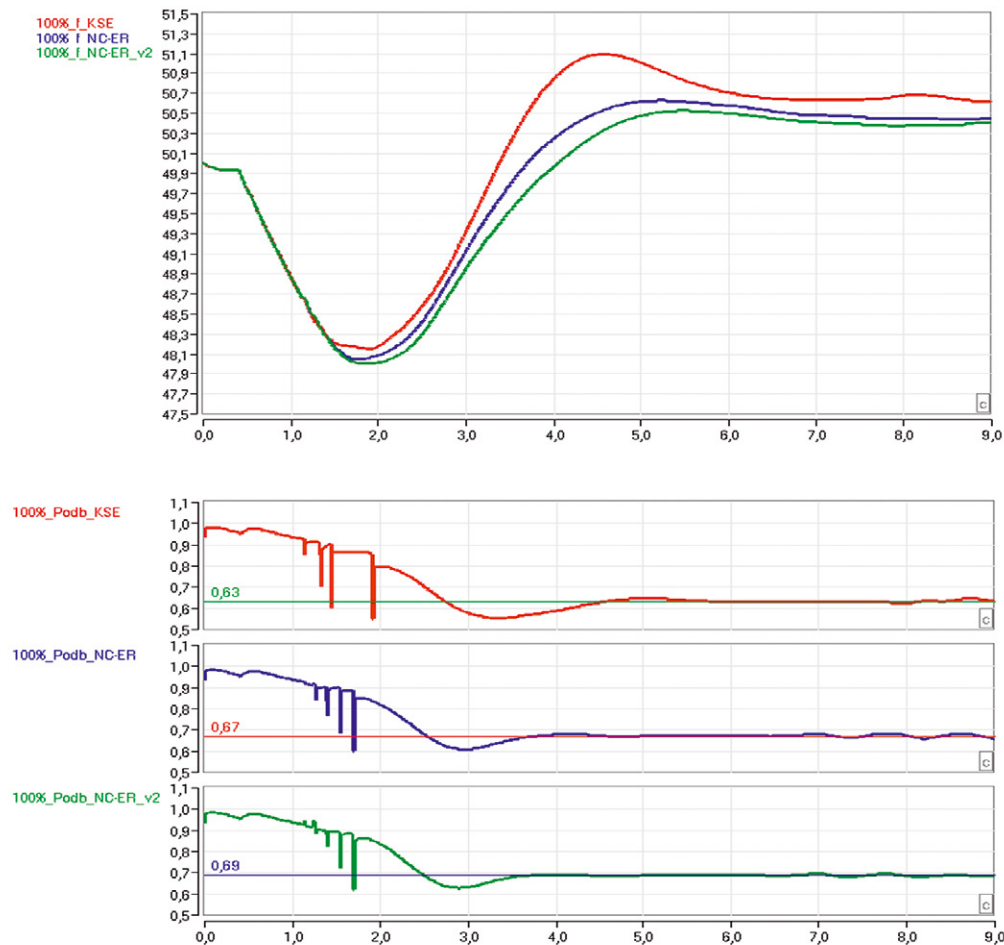
W celu zbadania działania automatyki SCO o różnych nastawach zamodelowano automatykę SCO zgodną z nastawami aktualnie występującymi w KSE (tab. 1) oraz dwie inne spełniające wymogi NC ER (tab. 2). Zestaw nastaw dla wszystkich trzech przedstawiono na rys. 2.

Wyniki badań przedstawiono w formie przebiegów częstotliwości oraz obciążenia (rys. 3). Z wykresu zmian częstotliwości widać, że nastawy zgodne z NC ER spowodowały w badanej awarii głębsze zapady częstotliwości 48,01 Hz (przebieg zielony) i 48,05 Hz (przebieg niebieski), jednakże mniejsze oscylacje, choć czas trwania stanu nieustalonego jest dłuższy. Częstotliwość ustabilizowała się na poziomach 50,40 Hz (przebieg zielony) oraz 50,45 Hz (przebieg niebieski), co świadczy o pewnej nadwyżce generacji nad obciążeniem, zatem część odbiorów można z powrotem podłączyć do sieci. Nastawy dla SCO aktualnie stosowane w polskim KSE spowodowały w analizowanej sytuacji znaczące oscylacje (maksymalna wartość chwilowa częstotliwości osiąga poziom 51,1 Hz). Zapad częstotliwości został powstrzymany na poziomie 48,16 Hz, a wartość w stanie ustalonym po awarii wyniosła 50,64 Hz.

W nastawach automatyki SCO aktualnie wykorzystywanych w polskim KSE zadziałały 4 stopnie odciążenia, co daje 45% odłączonej mocy, natomiast w europejskich nastawach odciążenie wyniosło 40% (niebieski) i 38% (zielony), w obu przypadkach złożyło się na nie 5 stopni automatyki SCO. W każdym z wariantów uzyskane rzeczywiste odciążenie było mniejsze niż wynikające z nastaw automatyki. W wariacie z nastawami SCO adekwatnymi do obecnych w polskim KSE finalne obciążenie wynosiło 63% stanu sprzed awarii, a w wariantach z nastawami zgodnymi z europejskimi normami 67% (niebieski) i 69% (zielony). Wszystkie automatyki spełniły swoje zadanie uratowania wydzielonego obszaru od awarii katastrofalnej, jednakże automatyka SCO z nastawami zgodnymi z NC ER uczyniła to mniejszym kosztem odciążania systemu. Porównując zestawy nastaw



Rys. 2. Zakres wdrażania dla obszaru synchronicznego Europy kontynentalnej wraz z naniesionymi aktualnymi nastawami automatyki SCO w KSE (czerwone punkty)



Rys. 3. Przebiegi $f(t)$ i $P_{wzg}(t)$ [WGR-TR2] – dla różnych nastaw SCO

zgodnych z europejskim kodeksem sieci NC ER, korzystniej wypada automatyka SCO z mniejszym odciążaniem na pierwszych stopniach niż przy równomiernym rozłożeniu odciążenia pomiędzy stopnie. Zastosowanie mniejszej wartości odciążenia na pierwszych stopniach ma też uzasadnienie ze względów ekonomicznych. Częściej występują niewielkie zapady częstotliwości, zatem aby zrównoważyć niezbilansowanie wystarczy początkowo odłączyć niedużą część obciążenia.

4. Wnioski

- Automatyka SCO stanowi ostatnią linię obrony SE, zatem trudno zweryfikować poprawność jej działania i zasadność jej nastaw. Z tego względu korzystne mogą okazać się symulacje komputerowe pozwalające na przeprowadzenie dowolnego scenariusza zdarzeń, bez ryzyka uszkodzenia maszyn i urządzeń elektroenergetycznych.
- Wystąpienie znaczącego (powyżej 1 Hz) zapadu częstotliwości w dużym SE (np. polski KSE) jest praktycznie niemożliwe. Jednakże automatyka SCO może uratować fragmenty SE odizolowane od reszty na skutek awarii.
- W związku z wejściem w życie nowych regulacji prawnych – kodeks NC ER, należy zmienić nastawy automatyki SCO w polskim SE. Zgodnie z zapisami kodeksu sieci NC ER należy dodać przynajmniej jeden stopień odciążenia oraz zniwelować zwłoki czasowe z nastaw końcowych stopni.

- Dla symulowanej awarii systemowej nastawy zgodne z kodeksem NC ER okazały się skuteczniejsze niż obecnie przyjęte w KSE.

BIBLIOGRAFIA

1. Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych, Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej L312/53 z 28.11.2017.
2. Manual programu DAKAR, ELEKS Software Company, Lwów 2014.
3. <https://dakar.eleks.com>.
4. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej. Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DPK-4320-1(4)/2011/LK z dnia 15 grudnia 2011 r., Tekst obowiązujący od: 1 grudnia 2017.
5. Handke J., Olejnik B., Schott A., Algorytmy samoczynnego częstotliwościowego odciążenia w świetle obowiązujących rozporządzeń Komisji Europejskiej, *Przegląd Elektrotechniczny* 2019, nr 2, s. 7–10.
6. Gajewski B., Stawowy A., Śmiech Z., Przygotowanie bazy danych w formacie programów obliczeniowych PPS/E i PSLF dla obliczeń równowagi dynamicznej dla krajów grupy Centrel, Warszawa, 1996

7. IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies, Institute of Electrical and Electronics Engineers, New York 2005.
8. Pourbeik P., Model User Guide for Generic Renewable Energy System Models, Palo Alto 2015.

Simulation Tests of The Defense Process of the Power System Taking Into Account the Provisions of the NC ER/2017 Code in the Field of UFLS Automation

Keywords

blackout, defense of the power system, UFLS automation, simulation research of the defense process

Abstract

In the defense plan of the power system, in the event of a sudden imbalance related to the lack of generative power, the automatic Under Frequency Load Shedding (UFLS) is used as the basic means of defense. Each TSO concerned by NC ER/2017 is required to develop in its defense plan UFLS automation that meets the guidelines specified in the Code. In the simulation tests conducted using the DAKAR program, the UFLS automation was modeled in accordance with the NC ER/2017 guidelines and the current IRiESP requirements. The separated area concerned the northern part of the National Power System with a large imbalance and sudden drop in frequency. Based on the research, the advantages of NC ER/2017 recordings were indicated.

KONTAKT

Ireneusz Grzędzielski

Pracownia Badań i Analiz Technicznych s.j. Poznań
tel.: +48 601 920 761
e-mail: ireneusz.grzadzieski@pbiat.pl

Mikołaj Zakrzewski

Pracownia Badań i Analiz Technicznych s.j. Poznań
tel.: +48 797 828 773
e-mail: mikolaj-zakrzewski@o2.pl

Volodymyr Konoval

Politechnika Lwowska, Eleks Dakar, Lwów
tel.: +380 67 901 96 95
e-mail: volodymyr.konoval@eleks.com

Comparison of Three Approaches to the Security Constrained Unit Commitment Problem

Authors

Mariusz Drabecki
Eugeniusz Toczyłowski

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Keywords

security constrained unit commitment, economic dispatch, optimal power flow, active and reactive power

Summary

A two phase approach to obtain feasibility of the Security Constrained Unit Commitment schedules is analysed. In the first planning phase a computationally tractable variant of the security constrained UC problem is considered with a simplified representation of the network flows. Three computationally tractable variants of the UC problem formulations are investigated: (i) UC_NN model without network flow constraints, (ii) UC_NC model with network constraints reflected by enforcing *nodal constraints* at the bus level, and (iii) UC_DC model by enforcing network constraints on active power flows. These models are tested and compared with respect to efficiency, computational burden and complexity of the corrective actions performed by TSO in the operational phase to meet security and technical requirements of the system.

1. Introduction

Controlling power flows in the power systems and management in the transmission and distributed networks must take into account many dimensions related to efficiency, security and physical feasibility of all processes, power flows and systems operations. The transmission system operator (TSO) operates real-time balancing by matching the generation resources with loads under severe operational and systems constraints. Important tasks performed during the planning phase include solving the security-constrained (SC) unit commitment (UC), the economic dispatch (ED), and the optimal power flow (OPF) optimization subproblems.

In the transmission network analysis, a simplified OPF may be focused on active power flows (OPF_DC version), but at a more detailed level the reactive power flow and voltage control issues are also of great importance (OPF_AC version).

The UC planning problem is a mixed-integer optimisation problem aiming at scheduling generating units at the least total operational cost, by meeting the required demand, systems constraints and security requirements.

Generally, we can distinguish the *centralized* and *decentralized* approaches to the unit commitment. The decentralized approach is based on allocation unit self-commitment to power producers. The decentralized approach to unit commitment will not be analyzed in this paper.

The centralized security-constrained unit commitment and economic dispatch is based on planning generation over a given time horizon by TSO through solving mixed-integer optimization problems with security constraints. The objectives is to provide

feasibility of schedules under network and systems constraints and to manage deviations from planned schedules, due to various factors, including load forecast errors, unforeseen generation and transmission outages.

In this paper we investigate three computationally tractable variants of the UC problem formulations: (i) UC_NN model without network flow constraints, (ii) UC_NC model with network constraints reflected by enforcing *nodal constraints* at the bus level, and (iii) UC_DC model by enforcing network constraints on active power flow. These models are tested and compared with respect to efficiency, computational burden and complexity of the corrective actions performed by TSO in the operational phase to meet security and technical requirements of the system.

2. Unit Commitment Problem

The security constrained UC problem provides scheduling generating units at the least cost, by balancing generation with loads, and satisfying systems and security constraints. The constraints that can be considered in the problem are the power station constraints, network flow constraints, reserve requirements, etc. The constraints of the power generation plants at bus level include the individual generator constraints, such as the start-up characteristics, ramping limits, number of consecutive up/down periods, as well as the other constraints related to the operational limitations of the power plants at the bus level. Other data of the UC problem may include projected demand, projected reserve requirements, inter-area power exchange, projected available capacity of controllable generating units, and must-run generation.

Since the OPF_AC constraints in the UC planning problems of practical size lead to complexity, nonlinearity and excessive computational burden, typically a two phase approach is used by TSOs to obtain feasibility. In the first planning phase a computationally tractable variant of the security constrained UC problem is considered with a simplified representation of the network flows. During operational second phase, a detailed security-constrained transmission network analysis is performed for each period. The aim of the second phase is to economically re-dispatch generation and adjust power flows, not only active, but also reactive power flows, by considering security and voltage control issues as well and energy losses. In this paper efficacy and efficiency of such two-phase approach is investigated for three variants of the UC problem formulations.

2.1. No-Network UC formulation (UC_NN)

A MILP formulation of the deterministic UC problem was proposed in [1, 5]. Its simplified notation is presented below:

$$\min \sum_{t=1}^T C_p^t + C_r^t + C_s^t \quad (1a)$$

- subject to: Load balance constr. (1b)
 Generator power output constr. (1c)
 Power reserves constr. (1d)
 Min/max up-/downtime constr. (1e)
 Logical constr. (1f)

$$u_i^t \in \{0,1\} \quad (1g)$$

where:

T – number of time periods in optimisation horizon, C_p^t – total production cost at time t , C_r^t – total reserve cost at time t , C_s^t – total startup cost at time t , u_i^t – on/off state of unit i at time t . Let us draw attention to constraint (1b). In the UC_NN formulation it takes the form of balancing the total energy output and total demand:

$$\sum_{i \in N_G} u_i^t P_{G,i}^t = \sum_{i \in N} P_{D,i}^t \quad (2)$$

where: N_G – set of PV buses, N – set of all buses in the system, $P_{G,i}^t$ – active power output of generator i at time t , $P_{D,i}^t$ – active power load at bus i at time t .

As the network flows are not modelled in this formulation, the solution does not necessarily meet the system's transmission constraints. The impact is examined further in the paper.

2.2. Nodal-Constrained UC formulation (UC_NC)

TSO may deal with security requirements through reliability must run (RMR) generation that provides a variety of functions, including satisfying certain network constraints, local and system reliability, mitigation of local market power, ancillary services, etc. To maintain quality and reliability standards, the TSO may

use output data from security-constrained network OPF flow analysis to determine the required minimum and maximum generation at bus level, given system demand and outage of system elements. Therefore, a practical approach to handling congestion management during solving the UC problems can be based on enforcing *nodal constraints* at the bus level, either by imposing limits on input/output flow in the generation nodes, or at interconnectors (to provide the net transfer capability (NTC) between zones).

In TSOs' practice, some restrictions of (1) may be used to ensure feasibility of the UC results. These restrictions are formulated by adding new *nodal constraints* (NC) imposed on generation in certain nodes. The candidate generator nodes may be identified by additional network analyses – in this paper we use the OPF_AC problem [1] solved with Interior-Point Method. If, at time period t , there is no possible to attain a feasible network solution (by considering economic OPF_AC redispatch with active and reactive flows and losses), the UC model may be modified by limiting the scope of feasible generation. If the upper limit of a generator i was violated at time t , the minimum active power $P_{t,i}^{min}$ in the UC problem can be set to a higher value (reliability must-run RMR generation). By analogy, if a lower limit is violated, $P_{t,i}^{max}$ is set to a lower value. With added constraints, we obtain a restricted UC_NC problem, which can be re-solved. This procedure may be repeated with aim to obtain a security constrained UC solution, which is OPF_AC feasible for all time periods.

2.3. DC-Network UC formulation (UC_DC)

Better formulations of the UC problem are possible by enforcing network flow constraints rather than generation constraints. To better address transmission limits and balancing of each node of the system, the DC Power Flow equations are introduced as constraints in the UC_DC model. This operation allows us to ensure active power network feasibility of the solution, but it makes the UC optimisation problem harder to solve than for the UC_NN and UC_NC variants.

Mathematically, in the UC_DC formulation, instead of the overall power balance constraint (2), a set of additional constraints on active power injection in each node is added to problem (1) as

$$P_i^{inj} = 0, \forall i \in N \quad (3)$$

where:

P_i^{inj} is the overall active power injection in bus i . It is comprised of generation and load attached to i , as well as of in-/outcoming power transferred via adjacent lines to i . Mathematical formulation of P_i^{inj} can be found in [2] and will not be cited here. Obviously, it is possible to assure that flows are within lines' acceptable power limits.

3. Testing methodology

This paper focuses on comparison of the results of the two-phase approach for three variants of the UC problem – UC_NN, UC_NC and UC_DC. To perform tests, the following methodology was applied:

1. In Phase 1 solve a given variant of the UC problem over horizon of 12 consecutive time periods, each time period stands for one hour of system's operation. To assure that any further corrective action do not violate period-to-period constraints, ramping constraint in this step is restricted to 1/3 of its real value.
2. In Phase 2, for each time period, perform a corrective redispatching action, by trying to rebalance both real and reactive flows, to make the dispatch feasible¹. This rebalancing step is performed by solving a restricted OPF_AC problem for each period, with generation on all buses varying by max. $\pm 1/3$ ramp, as compared to the UC results, and respecting the original generation cost functions.
3. Compute all performance measures of the result.

In this study we use seven different performance measures for comparison:

- f_{val}^{UC} : UC step value of cost function [\$]
- f_{val}^{Corr} : Cost function value including costs of corrective actions [\$]
- t_{tot} : The overall solving time of the UC problem – (model setup time + optimiser solve time) [sec]
- t_{conv} : Number of feasible redispatching actions in Step 2 (max. 12)
- $\overline{t_{OPF}}$: Mean OPF_AC solving time, calculated as $\overline{t_{OPF}} = \frac{1}{t_{conv}} (\sum_{i \in CONV} t_{OPF}^i)$, where $CONV$ is the set of convergent OPF_AC redispatching cases
- $max\{r\}$: Maximum value of bus' active power redispatch to compensate losses [MW]
- $\overline{\lambda_{crit}}$: Mean value of maximum loading parameter calculated as $\overline{\lambda_{crit}} = \frac{1}{t_{conv}^{NN}} (\sum_{i \in CONV_{NN}} \lambda_{crit}^i)$.

Parameter λ_{crit} is the maximum loadability as computed by *Continuation Power Flow* algorithm [3, 4], and t_{conv}^{NN} – the number of the OPF_AC convergent time periods ($CONV_{NN}$) for the UC_NN variant.

4. Results and discussion

We performed the tests for 3 systems: 14-bus IEEE 14, 57-bus IEEE 57, 118-bus IEEE 118. It was assumed that each test system is equipped with 1 time-varying, deterministic, 100 MW wind generator and that the loading varies between periods by no more than 15% between two consecutive time periods.

The problem was coded using [2, 3] and solved with MOSEK 8.0 MILP/MIQP solver on a 2-core, 4-thread Intel Pentium CORE i5-4210U CPU. Results obtained with [4] for the UC_NN model are shown in Tab. 1. As none of time periods were OPF-convergent for IEEE 57 test system, measures $\overline{t_{OPF}}$, $max\{r\}$ and $\overline{\lambda_{crit}}$ could not have been calculated.

UC_NN model							
	f_{val}^{Corr}	f_{val}^{UC}	t_{tot}	t_{conv}	$\overline{t_{OPF}}$	$max\{r\}$	$\overline{\lambda_{crit}}$
IEEE 14	4,75 E+04	4,40 E+04	1,59	8	0,22	9,25	0,16
IEEE 57	2,70 E+05	2,58 E+05	1,59	0	–	–	–
IEEE 118	9,00 E+05	8,81 E+05	4,61	9	0,30	36,40	0,25

Tab. 1. UC_NN model results

UC_DC model							
	f_{val}^{Corr}	f_{val}^{UC}	t_{tot}	t_{conv}	$\overline{t_{OPF}}$	$max\{r\}$	$\overline{\lambda_{crit}}$
IEEE 14	4,77 E+04	4,47 E+04	1,99	12	0,19	6,09	0,16
IEEE 57	2,68 E+05	2,65 E+05	2,14	12	0,21	33,80	–
IEEE 118	8,99 E+05	8,81 E+05	6,11	12	0,27	36,48	0,23

Tab. 2. UC_DC model results

Restrictive UC_NC model							
	f_{val}^{Corr}	f_{val}^{UC}	t_{tot}	t_{conv}	$\overline{t_{OPF}}$	$max\{r\}$	$\overline{\lambda_{crit}}$
IEEE 14	5,17 E+04	5,37 E+04	1,54	12	0,17	25,85	0,23
IEEE 57	2,70 E+05	2,70 E+05	1,89	12	0,25	47,00	–
IEEE 118	8,99 E+05	8,82 E+05	5,65	12	0,30	36,52	0,23

Tab. 3. Restrictive UC_NC model results

As it can be observed from obtained results, the larger a system is, the more computationally demanding optimisation process is, both for the UC and OPF. Measure $\overline{\lambda_{crit}}$ is not related to the topology. Therefore, it cannot be compared between different test systems.

Similar tests were performed for the UC_DC case, for the same loading, network topology and generation constraints as in the UC_NN case. The results are shown in Tab. 2.

As we can see from Tab. 2, UC_DC results follow the same pattern as the one described for the UC_NN case – increase of system's size implies increase of computational burden.

To make the UC_NN results technically feasible, given real and reactive power flows, new constraints on generation were added to create the restrictive UC_NC model. The number of these constraints is given by $N_{con} = [N_{con}^{14}, N_{con}^{57}, N_{con}^{118}] = [14, 19, 5]$, where N_{con}^i is the number of constraints added to i -bus system. Tab. 3 shows the results.

Results also show that computational burden increases with increase of the size of the system. In our tests, measure $max\{r\}$

¹ In feasible solution the flows on transmission lines, voltage levels, generation levels etc. are within their technically acceptable limits and active/reactive power is balanced.

did not follow any particular pattern related to system size. Thus, it is unlikely that such pattern exists.

Corrective actions can be seen as TSO's interventions necessary to actually meet technical requirements of the system, given nonlinear reactive flows. Therefore, it is worth looking at their associated cost. As can be seen from Tab. 1–3, generally these are more costly than dispatch obtained for the UC problem itself. However, in our tests two exceptions were noticed: for the UC_NC case, where for IEEE 14 $f_{val}^{Corr} < f_{val}^{UC}$ and for IEEE 57, where $f_{val}^{Corr} = f_{val}^{UC}$.

Our main motivation for this study was to investigate differences in system's behaviour under control via using different UC models, considering especially satisfaction of all technical constraints. This is important from TSO's perspective, as obtaining efficient network-feasible results in the shortest time are needed. As we can see from the results, total cost of the UC dispatch is the lowest for UC_NN models and highest for the restrictive UC_NC variant. Similar pattern was observed for the corrective actions cost. However, it is important to remember that in the UC_NN case only some of time periods were OPF-convergent and thus considering only the cost of corrective redispatch might be of little meaning.

In our tests, the best cost results obtained from the UC_NC model were equal to the results of the UC_DC model. This was observed for f_{val}^{Corr} at IEEE 118 system, while in other experiments UC_DC model yielded lower cost results. Despite this fact, UC_DC model is the most computationally demanding for all studied models in terms of t_{tot} . However, this model has a real advantage – ratio of convergence. As we see from Tab. 1 and 2, the number of the OPF-convergent periods t_{conv} is significantly higher in the UC_DC case than in the UC_NN one. This is also understandable as the UC_DC computation phase takes into consideration active power flow constraints.

As shown in our study, the limitations of the UC_NN model can be overcome by adding nodal constraints to form the UC_NC model. This can be done through analysis of OPF results returned by the Interior-Point Solver. From its output it is possible to identify tendencies in system's behaviour and to restrict the space of generation by adding new constraints. Unfortunately, as this operation is nontrivial, it often results in significant increase of the cost function value – as can be seen from Tab. 2 and 3.

We investigated also the impact of the optimal dispatch model on voltage stability level. To make it comparable between the models, we looked at mean value of λ_{crit} , taken for only those time periods, for which OPF was convergent for the UC_NN model. By cross-checking Tab. 1, 2 and 3 we can say that, in terms of $\overline{\lambda_{crit}}$ the UC_NC model showed better performance than the UC_DC model. However, no clear tendency was outlined when all three models were taken into account.

In terms of $\max\{r\}$ undoubtedly the best results were obtained for the UC_DC model. This is understandable as its output lays much closer to feasible network solution. What is more, similar pattern is also visible for $\overline{t_{OPF}}$ measure. Its lowest values were obtained for the UC_DC model for all systems but IEEE 14 and highest for the UC_NN model. However, the observed differences

for 14-bus system between UC_NC and UC_DC models are slight and could be caused by other factors.

5. Conclusions

This study focused on power system's behaviour while active power is dispatched by solving three different variants of the Unit Commitment problem. In our test cases, the deterministic, time-varying wind generation at nodes of the network was also considered.

For the sake of comparison, 7 different performance measures were used. Three of them referred solely to computational issues, whereas the remaining correspond to the operational or convergence problems. The tests were performed on 3 different test systems.

Obtained results showed that operational cost and UC computational burden increase with the increase of power system's size but did not reveal any relation between size of the problem and maximum redispatch. Our test cases showed strong relation between the formulation used and computational burden and also with complexity of corrective actions that were need to be performed by TSO to meet security and technical requirements of the system.

From our observations it can be seen that even though the UC_DC model is the most computationally demanding, its performance, both at convergence and cost value measures, compensates for this effect. It can be concluded that the UC_DC variant of the model appears to meet the TSO's needs in the best way. Similar convergence ratio can be acquired by restricting generation space of the UC_NN model, however this is a nontrivial job that can significantly worsen f_{val}^{UC} , f_{val}^{Corr} and $\max\{r\}$ indices.

Future work in this field may be focused on extending the research to cope directly with the UC_AC cases, on inclusion of uncertainty and market competition [6] into the study models.

REFERENCES

1. Zhu J., Optimization of Power System Operation. Hoboken, New Jersey, USA: John Wiley & Sons, 2009.
2. Van Hertem D. et al., Usefulness of DC power flow for active power flow analysis with flow controlling devices, The 8th IEE International Conference on AC and DC Power Transmission, London, UK, 2006.
3. Drabecki M., Optimization methods for voltage stability enhancement in electric power dispatch problem, Faculty of Electrical Engineering, Warsaw University of Technology, September 2018.
4. Zimmerman R.D., Murillo-Sanchez C.E., Thomas R.J., MATPOWER: Steady-state operations, planning, and analysis tools for power systems research and education, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 26, No. 1, February 2011.
5. Murillo-Sanchez C.E. et al., Secure Planning and Operations of Systems with Stochastic Sources, Energy Storage and Active Demand, *Smart Grid, IEEE Transactions on*, Vol. 4, No. 4, Dec. 2013.
6. Toczyłowski E., Optymalizacja procesów rynkowych przy ograniczeniach, Akademicka Oficyna Wydawnicza EXIT, Warszawa 2003.

Porównanie wariantów modeli doboru jednostek i ekonomicznego rozdziału obciążeń

Słowa kluczowe

dobór jednostek i ekonomiczny rozdział obciążeń, optymalny rozptyw mocy czynnej i biernej

Streszczenie

W artykule poddano analizie dwufazowe podejście do problemu doboru jednostek i ekonomicznego rozdziału obciążeń w systemie elektroenergetycznym. W pierwszej fazie planistycznej jest rozważany uproszczony wariant problemu doboru

jednostek i ekonomicznego rozdziału obciążeń z uproszczonym modelem ograniczeń sieciowych rozptywu mocy. Badane są trzy realistyczne obliczeniowo warianty modelu doboru jednostek i ekonomicznego rozdziału obciążeń: (i) model UC_NN bez ograniczeń sieciowych, (ii) restrykcyjny model UC_NC z ograniczeniami sieciowymi w postaci ograniczeń przepływu na poziomie szyn i łączy oraz (iii) model UC_DC uwzględniający model rozptywu mocy czynnej w sieci. Modele te są testowane symulacyjnie i porównywane pod względem obliczeniowym, efektywnościowym oraz złożoności i jakości akcji dostosowawczych operatora sieci przesyłowej w drugiej fazie operacyjnych działań, pozwalających na uzyskanie stanów sieci spełniających wymagania bezpieczeństwa i ograniczenia techniczne.

CONTACT

Mariusz Drabecki

Warsaw University of Technology, Institute of Control and Computation Engineering
phone: +48 695 729 926
e-mail: m.drabecki@onet.eu

Eugeniusz Toczyłowski

Warsaw University of Technology, Institute of Control and Computation Engineering
phone: +48 22 234 79 50
e-mail: e.toczyłowski@ia.pw.edu.pl

Power System State Estimation in Rectangular Coordinate System for Different Models of Symmetrical Phase Shifter

Authors

Tomasz Okoń
Kazimierz Wilkosz

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Keywords

model, phase shifter, power system, state estimation

Abstract

The paper deals with State Estimation (SE) for a Power System (PS) with a Phase Shifter (PhS). Aim of the paper is to show results of investigations of impact of taking into consideration the specific information about the symmetrical PhS on features of PS SE. During investigations, WLS SE in the rectangular coordinate system is considered. For SE evaluation one utilizes such indices as: the number of iterations in SE, the index of the conditionality of the solved equations (condition number $\text{cond}(\mathbf{G})$) and the index of accuracy of SE (rate A). Using the IEEE 14-bus test system, investigations are made for representative cases of SE. The results show, that from the viewpoint of condition number $\text{cond}(\mathbf{G})$, and rate A the state estimation with the use of the specific information on PhS is more profitable than SE using only the general model of PhS. Considering number of iterations in SE, the results of investigations are not so unambiguous.

1. Introduction

The essential element of dispatcher software is a Power System State Estimation [1, 2, 3] (PS SE) program. Features of PS SE depend on an used method and a model of Power System (PS). In the paper, PS with Phase Shifter (PhS) [4, 5] is considered. An example of such PS is the Polish power system. In the paper, the symmetrical PhS is taken into account. PhSs and particularly the symmetrical one can be differently modeled. The aim of the paper is to show results of investigations of impact of taking into consideration the specific information about the symmetrical PhS on features of PS SE. The paper is next stage of investigations of impact of installation of PhS in PS on PS SE [6, 7]. There are no papers of other authors, in which such investigations are presented.

2. Background

2.1. Characteristics of the considered state estimation [3]

1. An objective function is following:

$$J(\mathbf{x}) = \frac{1}{2} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})]^T \mathbf{R}^{-1} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})] \quad (1)$$

where: \mathbf{x} – a PS state vector, \mathbf{z} – a vector of measurements, $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ – a vector of functions, representing dependence of measured quantities from \mathbf{x} , \mathbf{R} – a diagonal matrix of measurement covariances.

2. Vector \mathbf{x} is represented in the rectangular coordinate system, i.e.: $\mathbf{x} = [e_1, e_2, \dots, e_n, f_2, f_3, \dots, f_n]^T$, where: e_i, f_i are real and

imaginary parts of the voltage at bus i ($i \in \{1, 2, \dots, n\}$), respectively; n is a number of buses.

3. To find a solution of SE, one utilizes the normal-equation set:

$$\mathbf{G}(\mathbf{x}^k) \cdot (\mathbf{x}^{k+1} - \mathbf{x}^k) = -\mathbf{g}(\mathbf{x}^k) \quad (2)$$

where: k – a number of iteration, \mathbf{x}^k – a solution vector at k -th iteration,

$$\mathbf{G}(\mathbf{x}^k) = \mathbf{H}^T(\mathbf{x}^k) \cdot \mathbf{R}^{-1} \cdot \mathbf{H}(\mathbf{x}^k), \quad \mathbf{H}(\mathbf{x}) = \frac{\partial \mathbf{h}(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}},$$

$$\mathbf{g}(\mathbf{x}) = \frac{\partial J(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}} = -\mathbf{H}^T(\mathbf{x}) \mathbf{R}^{-1} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})].$$

2.2. Indices of state-estimation evaluation [8]

1. The number of iterations in calculation process (L_{it}).
2. The condition number of matrix $\mathbf{G}(\mathbf{x})$ ($\text{cond}(\mathbf{G})$) [9], calculated as:

$$\text{cond}(\mathbf{G}) = \lambda_M / \lambda_m \quad (3)$$

where: λ_m, λ_M – the minimal and maximal eigenvalues of matrix $\mathbf{G}(\mathbf{x})$, respectively.

Condition number $\text{cond}(\mathbf{G})$ characterizes conditionality of the SE calculation process.

3. Ratio A [10]

$$A = J_e / J_{Im} \quad (4)$$

where:

$$J_e = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m \left[\frac{\hat{z}_i - z_i^r}{\sigma_i} \right]^2, J_m = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m \left[\frac{z_i - z_i^r}{\sigma_i} \right]^2, z_i, \hat{z}_i, z_i^r - \text{the}$$

measured, estimated and real value of i -th measured quantity, respectively, σ_i – a standard deviation of the measurement of i -th quantity, m – a number of the measured quantities. Ratio A characterizes accuracy of the state estimation.

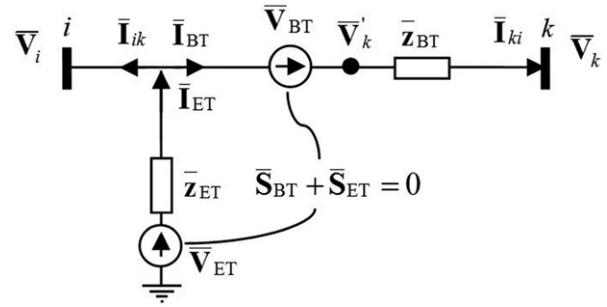


Fig. 1. The model for the considered phase shifter

2.3. Characteristics of the considered phase shifter

1. The model of PhS is as it is shown in Fig. 1 [11]. For that model the following equations are valid:

$$\bar{S}_{ik}^* = -V_i^2 (\bar{y}_{ET} + \bar{y}_{BT}) + \bar{V}_k \bar{V}_i \bar{y}_{BT} - \bar{V}_{BT} \bar{V}_i \bar{y}_{BT} + \bar{V}_{ET} \bar{V}_i \bar{y}_{BT} \quad (5)$$

$$\bar{S}_{ki}^* = -V_k^2 \bar{y}_{BT} + \bar{V}_i \bar{V}_k \bar{y}_{BT} + \bar{V}_{BT} \bar{V}_k \bar{y}_{BT} \quad (6)$$

$$\bar{S}_{BT}^* = V_{BT}^2 \bar{y}_{BT} + \bar{V}_i \bar{V}_{BT} \bar{y}_{BT} - \bar{V}_k \bar{V}_{BT} \bar{y}_{BT} \quad (7)$$

$$\bar{S}_{ET}^* = V_{ET}^2 \bar{y}_{ET} - \bar{V}_i \bar{V}_{ET} \bar{y}_{ET} \quad (8)$$

$$\bar{S}_{ET} + \bar{S}_{BT} = 0 \quad (9)$$

$$\bar{S}_i = \bar{S}_{i-AC} - \bar{S}_{ik}, \bar{S}_k = \bar{S}_{k-AC} - \bar{S}_{ki} \quad (10)$$

where: \bar{S}_{i-AC} , \bar{S}_{k-AC} – bus powers at buses i and k , respectively, when there is no PhS in PS.

2. PhS is real, symmetrical one. For that PhS the following relationship has place:

$$t_{ik} = \frac{V_i}{|\bar{V}_i + \bar{V}_{BT}|} = 1 \quad (11)$$

3. Investigations

3.1. Assumptions

- Calculations are realized with the use of the IEEE 14-bus test system [12].
- In the test system on the line between bus 5 and bus 4, at bus 5, there is the real symmetrical PhS.
- One takes into account PS SE in the rectangular coordinate systems. SE_Ph and SE_SY stand for SE with the symmetrical PhS, but in the first case it is SE without taking into consideration the specific information on PhS (i.e. additional equation (11)) and in the second one that information is used.
- $\bar{z}_{ET} = 0.01 + j 0.1$ pu. $\bar{z}_{BT} = 0.01 + j 0.1$ pu.
- Calculations are made for different load variants, defined by sets of values of active and reactive loads and also power injections, which are determined from the formula $W = 0.5 W_b + I \cdot W_b$, where: W , W_b – the calculated and base values of the considered quantity; $I \in \{0, 0.1, 0.2, \dots, 1\}$. The variant associated with I is denoted as $V^{0.5+I}$.
- PhS introduces the phase shift in the range $[-20^\circ, 20^\circ]$ with the step of 0.5° .

- PS SE is performed for different numbers of Measurement Data (MD), i.e. for: $m_1 = 34$, $m_2 = 53$, $m_3 = 68$ and $m_4 = 104$.
- Locations of measurement systems are randomly chosen. The number of those locations is the same for the different MD numbers and it is equal to 100.
- Each item of MD is burdened with a small error. Each of such the errors is described by the Gaussian distribution with a zero mean and standard deviation σ , calculated as [13, 14]: $\sigma = 1/3 [(0.001 + 0.0025)FS + 0.02 M]$ for active power, $\sigma = 1/3 [(0.001 + 0.005)FS + 0.02 M]$ for reactive power, and $\sigma = 1/3 [(0.0005 + 0.0025)FS + 0.003 M]$ for voltage magnitude, where FS is a measurement scope, M is a measured value.
- Features of SE_Ph and SE_SY are investigated for the same: (i) parameters of PhS, (ii) load variants, (iii) MD numbers, (iv) locations of measurement systems, (v) characteristics of small errors burdening MD.

3.2. Results

During investigations, for each of indices: L_{it} , $\text{cond}(\mathbf{G})$ and A , one calculates relative numbers of SE cases for which values of the mentioned index are in given ranges. i.e. one calculates $L_{r,X,R} = L_{X,R}/L$, where: L is a number of all SE cases, $L_{X,R}$, $L_{r,X,R}$ are respectively, a number of SE cases and a relative number of SE cases for which values of index X are in range R .

Taking into account $L_{r,X,R} X \in \{L_{it}, \text{cond}(\mathbf{G}), A\}$ for SE_Ph and SE_SY, relative change of numbers of SE cases in particular ranges of index X as a result of consideration of specific information on PhS is calculated from the formula:

$$\Delta L_{r,X,R} = 100 \cdot (L_{r,X,R,SE_SY} - L_{r,X,R,SE_Ph}) / L_{r,X,R,SE_Ph} \quad (12)$$

where: L_{r,X,R,SE_Ph} , L_{r,X,R,SE_SY} – the numbers of $L_{r,X,R}$ $X \in \{L_{it}, \text{cond}(\mathbf{G}), A\}$ for SE_Ph and SE_SY, respectively.

The earlier-considered relative changes of numbers of SE cases are shown in: (i) Fig. 2 – $\Delta L_{r,Lit,R}$, (ii) Fig. 3 – $\Delta L_{r,\text{cond}(\mathbf{G}),R}$, (iii) Fig. 4 – $\Delta L_{r,A,R}$.

Results of investigations, which are in Fig. 2, show that from the viewpoint of L_{it} , SE_SY has worse features than SE_Ph. For SE_SY, a number of SE cases with lower numbers of iterations is less than for SE_Ph and a number of SE cases with larger numbers of iterations is larger than for SE_Ph. For $L_{it} > 6$, $\Delta L_{r,Lit,R}$ is positive for load variant $V^{0.5}$, and for $L_{it} > 7$, $\Delta L_{r,Lit,R}$ is positive for load variant $V^{1.5}$ and increases when L_{it} increases for both load variants.

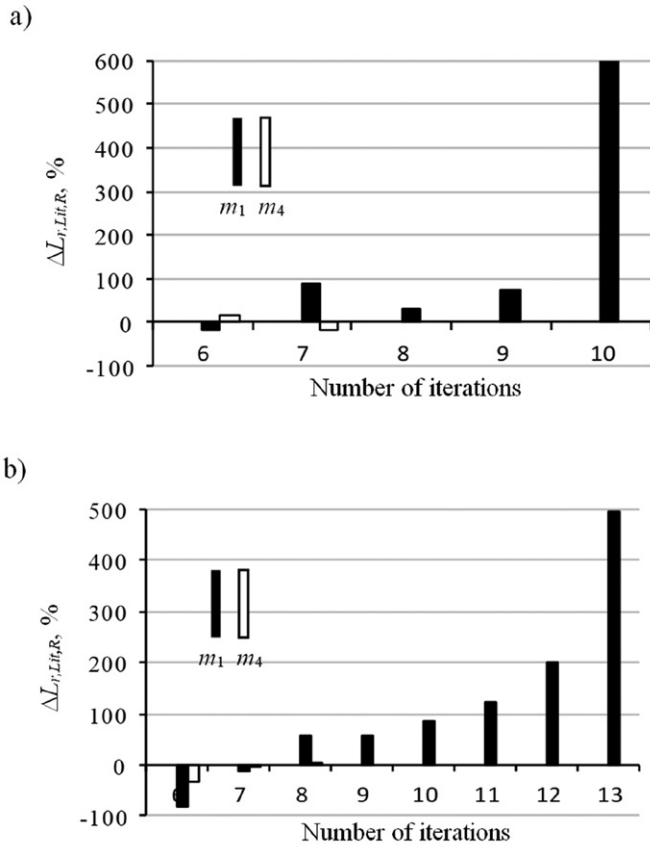


Fig. 2. Changes of numbers of SE cases for the particular numbers of iterations (in percentage) as a result of consideration of the specific information on PhS for load variant: a) $V^{0.5}$, b) $V^{1.5}$

For m_4 , from the viewpoint of L_{it} difference between SE_{SY} and SE_{Ph} is much lower than for m_1 . Similar situation is when we consider condition number $cond(\mathbf{G})$ (Fig. 3). However, in that case, features of SE_{SY} are better than for SE_{Ph} . A number of SE cases for SE_{SY} is larger than for SE_{Ph} for lower values of $cond(\mathbf{G})$ and is lower than for SE_{Ph} for larger values of $cond(\mathbf{G})$. Analyzing features of PS SE from the viewpoint of ratio A , one can ascertain that more favorable situation is for SE_{SY} (Fig. 4). One can observe that lower number of SE cases with the largest values of ratio A is for SE_{SY} than for SE_{Ph} . When MD is equal to m_1 and values of ratio A decrease, the values of $\Delta L_{r, A, R}$ increase for $A > 0.5$, and for load variant $V^{0.5}$ as well as for all observed values of A for load variant $V^{1.5}$. When MD is equal to m_4 and values of ratio A decrease, the values of $\Delta L_{r, A, R}$ increase for all values of A and for load variant $V^{0.5}$ as well as for $A > 0.1$, for load variant $V^{1.5}$. In Tab. 1, there are relative changes of parameters of the indices for SE_{SY} with respect to suitable parameters of indices for SE_{Ph} (in percentage). The changes of the parameters shown in Tab. 1 are determined on the base of the formula: $\Delta p_X = 100 \cdot (p_{X, SE_{SY}} - p_{X, SE_{Ph}}) / p_{X, SE_{Ph}}$, where $p_{X, SE_{SY}}$, $p_{X, SE_{Ph}}$ are parameters of index X for SE_{SY} and SE_{Ph} , respectively. Analyzing Tab. 1, one can note, that with the exception of standard deviation of A for m_1 and for all load variants all other changes of parameters of $cond(\mathbf{G})$ and ratio A are not positive. Other situation is from the viewpoint of number of iterations L_{it} . For MD equal to m_1 and all load variants as well as for MD equal

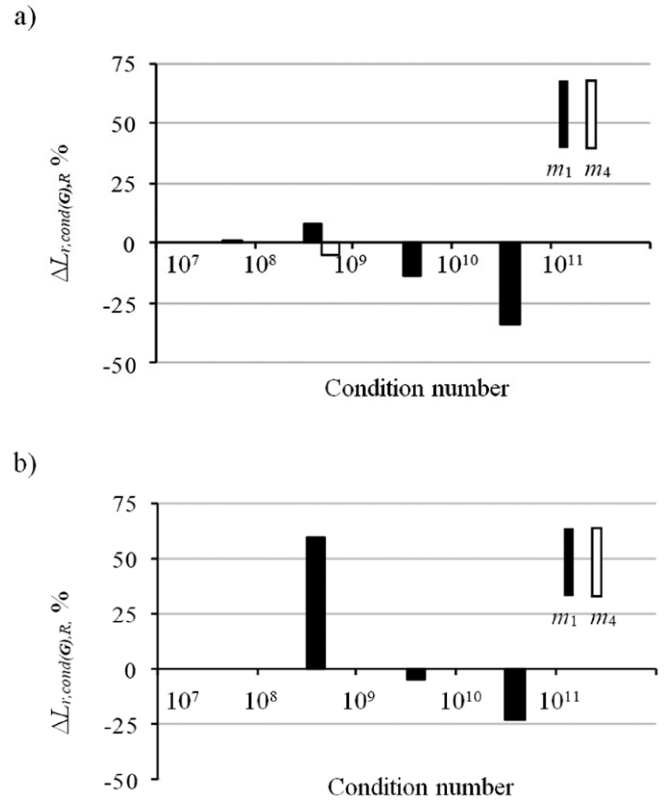


Fig. 3. Changes of numbers of SE cases in the particular ranges of the condition number (in percentage) as a result of consideration of the specific information on PhS for load variant: a) $V^{0.5}$, b) $V^{1.5}$

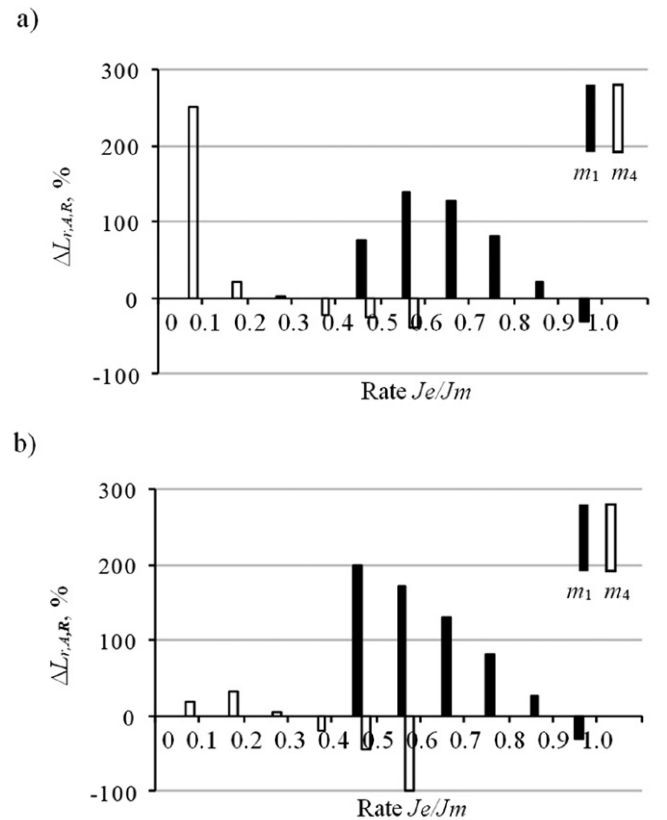


Fig. 4. Changes of numbers of SE cases in the particular ranges of rate Je/Jm (in percentage) as a result of consideration of the specific information on PhS for load variant: a) $V^{0.5}$, b) $V^{1.5}$

number of MD	Load variant $V^{0.5}$				Load variant $V^{1.5}$			
	m_1	m_2	m_3	m_4	m_1	m_2	m_3	m_4
number of iterations L_{it}								
min	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-14.3	0.0
max	40.0	0.0	0.0	0.0	76.9	0.0	0.0	0.0
mean	2.8	-0.6	-0.8	-1.2	4.2	0.1	0.0	0.0
std. dev.	25.7	-1.0	-2.0	-0.9	17.3	2.0	-1.0	1.4
condition number $\text{cond}(\mathbf{G})$								
min	-1.8	-1.3	-0.5	0.0	-0.2	-3.4	-0.3	-0.6
max	-12.2	-2.2	-0.5	0.0	-26.8	-3.6	-0.8	-0.5
mean	-9.4	-1.7	-0.6	-0.1	-11.4	-2.8	-1.8	-0.3
std. dev.	-14.8	-2.2	-0.7	-1.8	-13.2	-5.1	-3.3	-0.1
ratio A								
min	-6.1	-8.5	-7.9	-14.7	-15.1	-6.3	-18.1	-0.2
max	-0.1	-2.5	-3.9	-4.9	-0.1	-1.7	0.0	-13.5
mean	-3.7	-3.8	-4.0	-4.2	-3.8	-4.0	-4.2	-4.7
std. dev.	12.3	-1.0	-1.4	-2.4	13.9	0.0	-1.6	-6.6

Tab. 1. Relative changes of parameters of the indices for SE_SY with respect to suitable parameters of indices for SE_Ph (in percentage)

to m_2 or m_4 and load variant $V^{1.5}$ the relative changes of parameters of L_{it} are not less than zero. For other numbers of MD, the relative changes of parameters of L_{it} are not greater than zero. The content of Tab. 1, confirms previous observations, that the features of SE_SY are better than the features of SE_Ph from the viewpoint of condition number $\text{cond}(\mathbf{G})$ and ratio A . From the viewpoint of number of iterations L_{it} there are many cases when it is the other way round.

4. Conclusion

Performing calculations requires appropriate model for object with which these calculations are associated. When there is PhS in PS, PS SE can be performed using a general model of PhS, or in SE calculations also a specific information on this PhS is used. Both the mentioned cases are considered in the paper under assumption that PhS is a symmetrical one. The paper present comparison of features of PS SE for the earlier-presented cases of modeling of PhS. For the aim of the comparative analysis one takes into account such indices characterizing features of PS SE as: number of iterations L_{it} , condition number $\text{cond}(\mathbf{G})$, and rate Je/Jm (rate A).

Calculations realized for representative cases of PS SE show, that from the viewpoint of condition number $\text{cond}(\mathbf{G})$, and rate A the state estimation with the use of the specific information on PhS is more profitable than the state estimation using only the general model of PhS. Considering number of iterations L_{it} in PS SE, the situation is not so unambiguous. There are cases when PS SE using the specific information on PhS is more profitable and there are cases when PS SE using the general model of PhS is more profitable. There are also such cases when utilization of the specific information on PhS does not change number of iterations L_{it} in a significant way.

In summary, it should be noted, that on the one hand, utilization of the specific information on PhS enhances quality of SE, what is visible analyzing condition number $\text{cond}(\mathbf{G})$, and rate A . On the other hand, utilization of the additional information on PhS increases the complexity of the PhS model used in SE, what may adversely affect number of iterations L_{it} in PS SE, at least in certain cases.

REFERENCES

- Schwepe C., Wildes J., Power System Static-State Estimation, Part I: Exact Mode, *IEEE Trans. Power Appar. & Syst.*, No. 1 (89), Jan. 1970, pp. 120–125.
- Schwepe F. C., Rom D. B., Power System Static-State Estimation Part II: Approximate model, *IEEE Trans. on Power Appar. & Syst.*, No. 1 (89), Jan. 1970, pp. 125–130.
- Schwepe F. C., Power System Static-State Estimation Part III: Implementation, *IEEE Trans. on Power Appar. & Syst.*, No. 1 (89), Jan. 1970, pp. 130–135.
- Iravani M.R., Maratukulam D., Review of semiconductor-controlled (static) phase shifters for power systems applications, *IEEE Trans. Power Syst.*, No. 4 (9), Nov. 1994, pp. 1833–1839.
- Okon T., Wilkosz K., Phase shifter models for steady state analysis, The 17th Int. Scientific Conf. on Electric Power Eng. (EPE), Prague, Czech Republic, May 2016, pp. 1–6.
- Okon T., Wilkosz K., Impact of Symmetrical Phase Shifter on Power-System State Estimation, *Electronics and Electrical Engineering (Elektronika i Elektrotechnika)*, No. 4 (24), 2018, pp. 20–26.
- Okon T., Wilkosz K., Power System State Estimation in Polar Coordinate System. Significance of Specific Information on Symmetrical Phase Shifter, *Acta Energetica*, No. 1(34), 2018, pp. 88–94.
- Okon T., Wilkosz K., Comparison of weighted-least-squares power system state estimation in polar and rectangular coordinate systems, The 9th Int. Conf. Environment and Electrical Engg., Prague, Czech Republic, May 2010, pp. 140–143.
- Abur A., Exposito A.G., Power System State Estimation. Theory and Implementation, New York – Basel, Marcel Dekker, Inc., 2004.
- Jegatheesan R., Duraiswamy K., AC-Multi-terminal DC power system state estimation – a sequential approach, *Elec. Machines and Power Systems*, No. 1(12), 1987, pp. 27–42.
- Okon T., Wilkosz K., Modeling Quadrature Booster in Power System State Estimation in Rectangular Coordinate System, The 8th International Conference on Energy and Environment (CIEM), Bucharest, Romania, October 2017, pp. 6–10.
- <http://www.ee.washington.edu/research/pstca/>, 2017.
- Dopazo J. et al., State Calculation of Power Systems From Line Flow Measurements, *IEEE Trans. Power Appar. & Syst.*, No. 7(89), Sep. 1970, pp. 1698–1708.
- Dopazo J., Klitin O., Van Slyck L., State Calculation of Power Systems from Line Flow Measurements, Part II, *IEEE Trans. Power Appar. & Syst.*, No. 1(91), Jan. 1972, pp. 145–151.

Estymacja stanu systemu elektroenergetycznego w prostokątnym układzie współrzędnych dla różnych modeli symetrycznego przesuwника fazowego

Słowa kluczowe

estymacja stanu, model, przesuwnik fazowy, system elektroenergetyczny

Streszczenie

Artykuł dotyczy estymacji stanu systemu elektroenergetycznego z przesuwnikiem fazowym. Jest ilustracją kolejnego etapu badań wpływu obecności przesuwника fazowego w systemie elektroenergetycznym na właściwości estymacji stanu. Celem artykułu jest pokazanie wyników badań wpływu uwzględnienia specyficznej informacji o symetrycznym przesuwniku fazowym na właściwości estymacji stanu. Podczas badań brana jest pod

uwagę estymacja stanu najmniejszych ważonych kwadratów w układzie współrzędnych prostokątnych. Na potrzeby oceny estymacji stanu wykorzystywane są takie wskaźniki, jak: liczba iteracji w procesie obliczeniowym estymacji stanu, wskaźnik uwarunkowania rozwiązywanych równań (wskaźnik uwarunkowania $\text{cond}(\mathbf{G})$) i wskaźnik dokładności estymacji stanu (wskaźnik A). W badaniach wykorzystywany jest 14-węzłowy system testowy IEEE. Są one przeprowadzane dla reprezentatywnych przypadków estymacji stanu. Z wyników badań można wywnioskować, że z punktu widzenia uwarunkowania rozwiązywanych równań i dokładności wyników estymacja stanu z uwzględnieniem specyficznej informacji o symetrycznym przesuwniku fazowym jest korzystniejsza niż estymacja stanu uwzględniająca tylko ogólny model przesuwника fazowego. Biorąc pod uwagę liczbę iteracji w estymacji stanu, wyniki badań nie są tak jednoznaczne.

CONTACT

Tomasz Okoń

Wrocław University of Science and Technology, Department of Electrical Power Engineering

phone: +48 71 320 39 20

e-mail: tomasz.okon@pwr.edu.pl

Kazimierz Wilkosz

Wrocław University of Science and Technology, Department of Electrical Power Engineering

phone: +48 71 320 35 88

e-mail: kazimierz.wilkosz@pwr.edu.pl

Smart Grid

STRATEGIA STEROWANIA MIKROSYSTEMEM ELEKTROENERGETYCZNYM NISKIEGO NAPIĘCIA ZAPEWNIAJĄCA JEGO ELASTYCZNĄ PRACĘ W TRYBIE POŁĄCZENIA Z SIECIĄ ZASILAJĄCĄ I W TRYBIE WYSPOWYM Z WYKORZYSTANIEM ZASOBNIKA ENERGII Michał Małaczek, Irena Wasiak	87
MOŻLIWOŚĆ LOKALNEJ ODBUDOWY ZASILANIA ZA POMOCĄ ZASOBNIKÓW ENERGII I ROZPROSZONYCH ŹRÓDEŁ OZE Leszek Bronk, Mirosław Matuszewicz	94
TECHNICZNE ASPEKTY PROJEKTOWANIA BATERYJNYCH MAGAZYNÓW ENERGII W ŚWIETLE DOŚWIADCZEŃ Z REALIZACJI PROJEKTU GEKON Jacek Jemielity, Łukasz Czapła, Paweł Rozenkiewicz	101
BADANIA KOMUNIKACJI POMIĘDZY URZĄDZENIAMI AUTOMATYKI ZABEZPIECZENIOWEJ ZGODNIE ZE STANDARDEM IEC 61850 Mirosław Włas, Jakub Bartz, Kacper Chyła, Michał Gałązka, Damian Toruńczak, Filip Pankowiak, Kamil Zawacki, Tomasz Bednarczyk	106
TESTOWANIE WYBRANYCH KRYTERIÓW ZABEZPIECZENIOWYCH W PRZEKAŹNIKACH SN Z WYKORZYSTANIEM STANDARDU IEC 60255 Tomasz Bednarczyk, Kacper Chyła, Filip Pankowiak, Mirosław Włas	112
MOŻLIWOŚCI POPRAWY OBSERWOWALNOŚCI SIECI SN/NN Z WYKORZYSTANIEM INFRASTRUKTURY AMI DO CELÓW PLANOWANIA I PROWADZENIA RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ Tomasz Pakulski, Rafał Magulski, Leszek Bronk, Aleksander Babś	118
TESTOWANIE SYSTEMU ESTYMOVANIA ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC W CZASIE QUASI-RZECZYWISTYM W OBSZARZE SIECI ŚREDNIEGO NAPIĘCIA W WARUNKACH OGRANICZONEJ OBSERWOWALNOŚCI Tomasz Pakulski, Leszek Bronk	124
ZASTOSOWANIE NOWEGO ALGORYTMU KOMPENSACJI PRĄDOWEJ W REGULATORZE PRZEŁĄCZNIKA ZACZEPÓW TRANSFORMATORA WN/SN Jarosław Korpikiewicz	130
MODYFIKACJE ALGORYTMU REGULACJI NAPIĘCIA SN METODĄ KOMPENSACJI SPADKÓW NAPIĘCIA NA WIELU LINIACH, NA PODSTAWIE DOŚWIADCZEŃ Z REALIZACJI TESTOWEJ Jacek Jemielity, Łukasz Czapła, Piotr Kolendo	136
GENERATION OF THE REACTIVE CURRENT WITH THE ITERATIVE ALGORITHM AID Kazimierz Mikołajuk, Andrzej Toboła	141

Strategia sterowania mikrosystemem elektroenergetycznym niskiego napięcia zapewniająca jego elastyczną pracę w trybie połączenia z siecią zasilającą i w trybie wyspowym z wykorzystaniem zasobnika energii

Autorzy

Michał Małaczek
Irena Wasiak

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

mikrosystemy elektroenergetyczne, sterowanie hierarchiczne, praca wyspowa mikrosystemów, jakość energii elektrycznej

Streszczenie

W artykule zaprezentowano strategię sterowania, która umożliwia pracę mikrosystemu elektroenergetycznego (MSE) niskiego napięcia w dwóch trybach: w połączeniu z siecią zasilającą oraz w trybie wyspowym. Rozpatrywany MSE zawiera sterowalne i niesterowalne źródła energii, zasobnik energii oraz odbiory. Strategia sterowania jest hierarchiczna i bazuje na rozszerzeniu funkcjonalności zasobnika energii oraz implementacji centralnego regulatora zarządzającego pracą urządzeń sterowalnych. Zaprezentowano model symulacyjny analizowanego MSE zbudowany w środowisku PSCAD/EMTDC. Przedstawione i omówione wyniki symulacyjne obrazują działanie zaproponowanej strategii sterowania i pracę MSE w obu trybach pracy.

1. Wprowadzenie

Wraz z rozwojem generacji rozproszonej (GR) i integracją źródeł z systemem elektroenergetycznym wzrosło znaczenie zagadnień związanych z jakością energii elektrycznej i niezawodnością jej dostaw [1]. Źródła rozproszone, a w szczególności odnawialne źródła energii (OZE), mogą wpływać na pogorszenie parametrów jakości napięcia zasilającego. Sytuacja taka występuje często w sieciach dystrybucyjnych niskiego napięcia (nN), gdyż sieci te charakteryzują się małą zdolnością przyłączeniową.

W elektroenergetyce znane są różne sposoby kompensacji zaburzeń elektromagnetycznych [2]. Zwykle stosuje się w tym celu urządzenia dedykowane, na ogół kosztowne, takie jak dynamiczne stabilizatory napięcia DVR czy kompensatory DSTATCOM. Do poprawy parametrów jakościowych można też wykorzystać źródła energii przyłączone do sieci przez przekształtniki energoelektroniczne, wymaga to jednak nie zawsze możliwej zmiany sterowania tych przekształtników.

Źródła energii przyłączane do sieci dystrybucyjnych sterowane są jako źródła prądowe. Jest to powszechnie stosowany i wygodny sposób sterowania, który nie koliduje z działaniem układów regulacji napięcia w sieci [3]. Jednak przy takim sposobie sterowania źródła nie mają możliwości pracy wyspowej i w sytuacji zaniku napięcia w sieci muszą zostać wyłączone [4]. Obniża to niezawodność dostaw energii do odbiorców końcowych.

Sieci z generacją rozproszoną, tj. sieci aktywne, oferują potencjalne możliwości zwiększenia niezawodności zasilania, jednakże

obecnie są one niewykorzystane ze względu na brak odpowiednich systemów pomiarowo-kontrolnych i sterujących. Prace w tym zakresie są intensywnie prowadzone. W literaturze można znaleźć wiele publikacji poświęconych strategiom sterowania umożliwiającym pracę autonomiczną [5, 6], jednak w większości dotyczą one układów na etapie projektowania, pracujących jako wydzielone lub pilotażowe. Należy podkreślić, że możliwość pracy autonomicznej jest jedną z wielu cech mikrosystemów elektroenergetycznych (MSE), które stanowią pożądany kierunek rozwoju sieci dystrybucyjnych.

W sytuacji rosnącej liczby źródeł i zwiększających się wymagań odbiorców w zakresie jakości dostawy energii elektrycznej wydaje się celowe opracowanie odpowiednich mechanizmów kontroli oraz strategii i systemów sterowania, które zwiększają niezawodność i jakość zasilania poprzez umożliwienie pracy wyspowej sieci aktywnych. Taka strategia jest przedmiotem niniejszego artykułu.

W artykule opisano MSE, w skład którego wchodzi: źródła fotowoltaiczne (PV), mikroturbina gazowa (MT), zasobnik energii (ZE) oraz odbiory. Proponowane rozwiązanie polega na rozszerzeniu funkcjonalności zasobnika oraz implementacji centralnego regulatora (CR), zarządzającego pracą analizowanego MSE i jego poszczególnych elementów. W dalszej części artykułu podano założenia i opis proponowanego sterowania, ze szczególnym uwzględnieniem funkcji CR.

2. Rozpatrywany układ

Na rys. 1 zaprezentowano strukturę analizowanego MSE. Jest ona zasilana z transformatora 15/0,4 kV o mocy znamionowej 63 kVA i napięciu zwarcia 4,5%. Moc zwarciova po górnej stronie transformatora wynosi 500 MVA. W układzie została zainstalowana mikroturbina gazowa o mocy znamionowej 30 kVA oraz panele fotowoltaiczne o mocy znamionowej 15 kWp. Odbiory energii elektrycznej zostały zagregowane i przedstawione jako jeden zastępczy odbiór RL, którego maksymalna moc pozorna wynosi 36 kVA. Założono, że w układzie znajduje się także elektrochemiczny zasobnik energii o mocy 20 kW. Źródła oraz zasobnik energii przyłączone są do sieci poprzez przekształtniki energoelektroniczne.

3. Strategia sterowania

3.1. Założenia

Założono, że podstawowym trybem pracy układu jest praca w połączeniu z nadrzędną siecią zasilającą. W takim trybie pracy źródła oraz zasobnik energii sterowane są według strategii P - Q [3]. Zadaniem zasobnika jest ograniczanie wartości mocy wymienianej z siecią nadrzędną i utrzymanie jej wartości w wymaganym przedziale, tj. $P_{wym} \in < P_{import maks}, P_{eksport maks} >$ oraz $Q_{wym} = 0$ kvar. Sieć zasilająca pełni rolę referencyjnego źródła napięcia i zapewnia bilans mocy w układzie.

Przejdzie do pracy wyspowej następuje po wystąpieniu zakłócenia w sieci, którego efektem jest całkowite odłączenie od sieci lub zapad napięcia poniżej dopuszczalnego poziomu. Do zapewnienia pracy wyspowej jedno z urządzeń w rozpatrywanym MSE musi przejąć funkcję źródła napięcia referencyjnego, tzn. musi pracować w trybie sterowania napięciowego według strategii U - f [7]. Przy założeniu, iż sterowanie źródeł PV i MT nie podlega zmianie, przyjęto, że źródłem napięcia referencyjnego przy pracy wyspowej jest zasobnik energii. Sterowanie zasobnika zmienia się więc z P - Q na U - f wraz z przejściem

na pracę wyspową. Szczegółowy opis algorytmów sterowania źródeł i zasobników energii elektrycznej został przedstawiony w artykule [8].

Detekcja warunków przejścia na pracę wyspową następuje na podstawie krzywej odporności rozpatrywanego MSE. Praca wyspowa odbywa się do momentu powrotu napięcia w sieci zasilającej do wymaganej wartości, po czym następuje resynchronizacja. W celu realizacji przejścia na pracę wyspową oraz resynchronizacji, a także dla zapewnienia bilansu mocy w MSE w czasie pracy wyspowej, zaprojektowano regulator centralny. Stanowi on nadrzędny poziom proponowanej strategii i kieruje pracą urządzeń sterowalnych w MSE zarówno w połączeniu z siecią zasilającą, jak i w pracy wyspowej.

3.2. Centralny regulator

Podczas pracy MSE w połączeniu z siecią zasilającą CR odpowiada za wyznaczenie referencyjnych wartości mocy dla zasobnika energii ($P_{Zad zasobnik}$ i $Q_{Zad zasobnik}$) i mikroturbiny ($P_{Zad MT}$ i $Q_{Zad MT}$), a ponadto wykrywa warunki, w których konieczne jest przejście do pracy wyspowej. Referencyjne wartości mocy dla MT są zmieniane, w zależności od aktualnie realizowanego harmonogramu pracy, w 1-godzinnych przedziałach czasowych. Moc czynna i bierna zasobnika uzależnione są od zmienności PV oraz odbiorów energii i wyznaczone są co 1 min. Detekcja warunków przejścia skutkuje zmianą algorytmu sterowania zasobnikiem z P - Q na U - f .

W czasie pracy wyspowej zadaniem CR jest wyznaczenie mocy referencyjnych dla MT, a także detekcja warunków, w których możliwe jest przeprowadzenie resynchronizacji i ponowne przyłączenie MSE do sieci zasilającej. Zasobnik energii pokrywa tylko krótkotrwałe zmiany mocy, podczas gdy MT długotrwałe zmiany mocy w celu utrzymania mocy zasobnika w okolicy zera i zapewnienia bilansu w MSE w stanach ustalonych. Wartości referencyjne mocy dla MT wyznaczone są na podstawie równań (1) i (2):

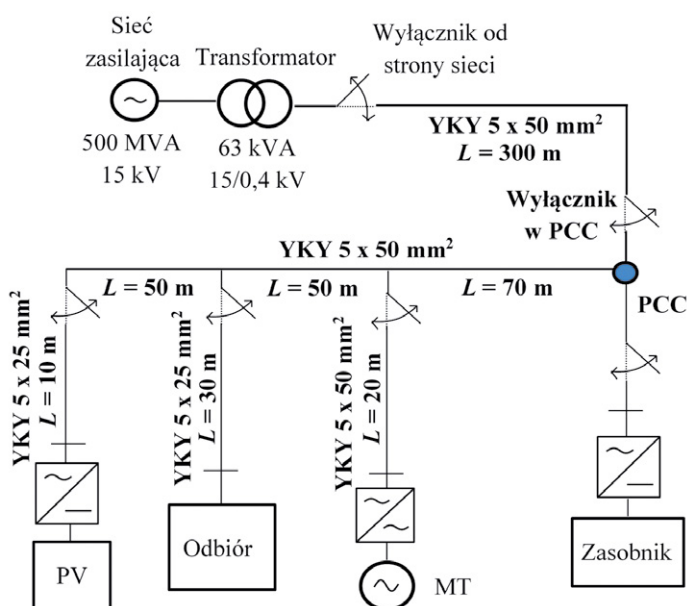
$$P_{Zad MT} = P_{PV 5min} + P_{O 5min} \quad (1)$$

$$Q_{Zad MT} = Q_{O 5min} \quad (2)$$

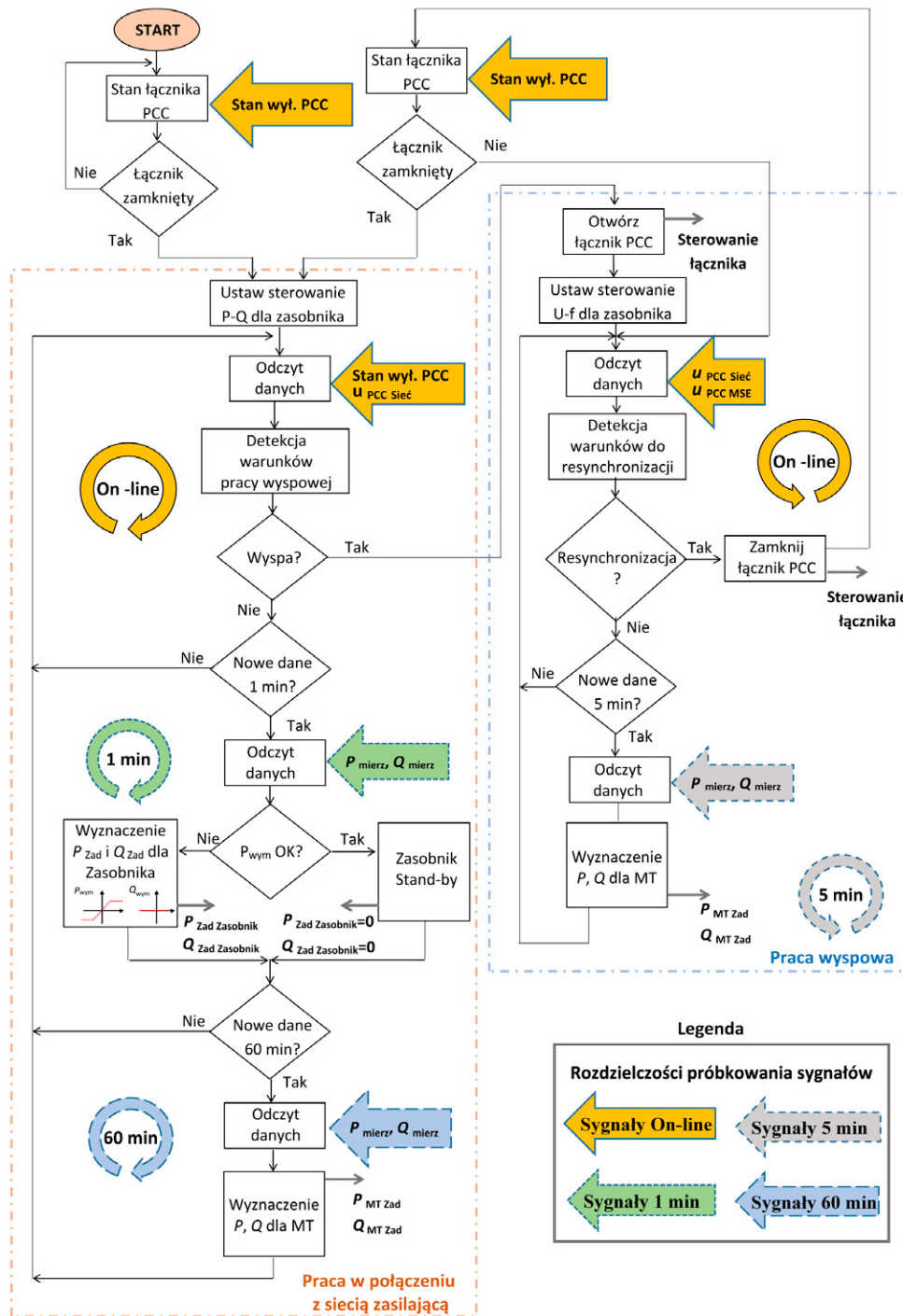
gdzie: $P_{PV 5min}$, $P_{O 5min}$, $Q_{O 5min}$ – odpowiednio moc czynna PV oraz moc czynna i bierna odbioru, uśredniane w okresach 5-minutowych.

W celu umożliwienia przejścia MSE do pracy wyspowej zasobnik energii musi posiadać odpowiednią rezerwę mocy oraz energii. Pojemność zasobnika wynika z funkcji, jakie pełni w MSE podczas pracy w połączeniu z siecią zasilającą, ale musi być również oceniona pod kątem pracy wyspowej. Problem doboru pojemności zasobnika wymaga szczegółowej analizy i nie jest tutaj rozważany.

Na rys. 2 przedstawiono schemat blokowy CR. Zawiera on dwa główne tory sterowania, tj. tor odpowiadający pracy w połączeniu z siecią zasilającą oraz tor dla pracy wyspowej. Sygnałami wejściowymi dla CR są wartości chwilowe napięć i aktualny stan łącznika w punkcie przyłączenia (ang. *Point of Common Coupling* – PCC), a także moce P i Q wymiany z siecią zasilającą oraz poszczególnych urządzeń zainstalowanych w MSE. Sygnały



Rys. 1. Struktura badanego mikrosystemu elektroenergetycznego



Rys. 2. Struktura Centralnego Regulatora

te dostarczane są do CR z różną rozdzielczością czasową. Stan łącznika oraz wartości chwilowe napięć w punkcie PCC dostarczane są *online*. Z kolei sygnały pomiarowe dotyczące mocy czynnych i biernych trafiają do CR w przedziałach odpowiednio 1-minutowych, 5-minutowych i 60-minutowych.

Punktem wyjścia dla prezentowanego algorytmu CR jest sygnał mówiący o stanie położenia łącznika w PCC. Założono, że algorytm jest wykonywany dopiero w sytuacji, gdy łącznik jest zamknięty i MSE jest połączony z siecią zasilającą.

W takiej sytuacji aktywowany jest tor odpowiadający pracy w połączeniu z siecią. CR sprawdza, czy wystąpiły warunki,

w trakcie których MSE powinien przejść do pracy wyspowej i w zależności od sytuacji MSE pozostaje w obecnym trybie pracy bądź – jeśli to konieczne – następuje przejście do pracy wyspowej.

W pierwszej sytuacji algorytm przechodzi do wewnętrznej pętli sterowania realizowanej w przedziałach 1-minutowych. Sprawdzana jest w niej aktualna wartość mocy wymiany, na podstawie której CR wyznacza nowe referencyjne wartości mocy dla zasobnika. W kolejnej pętli w przedziałach 1-godzinowych CR wyznacza nowe wartości mocy dla MT.

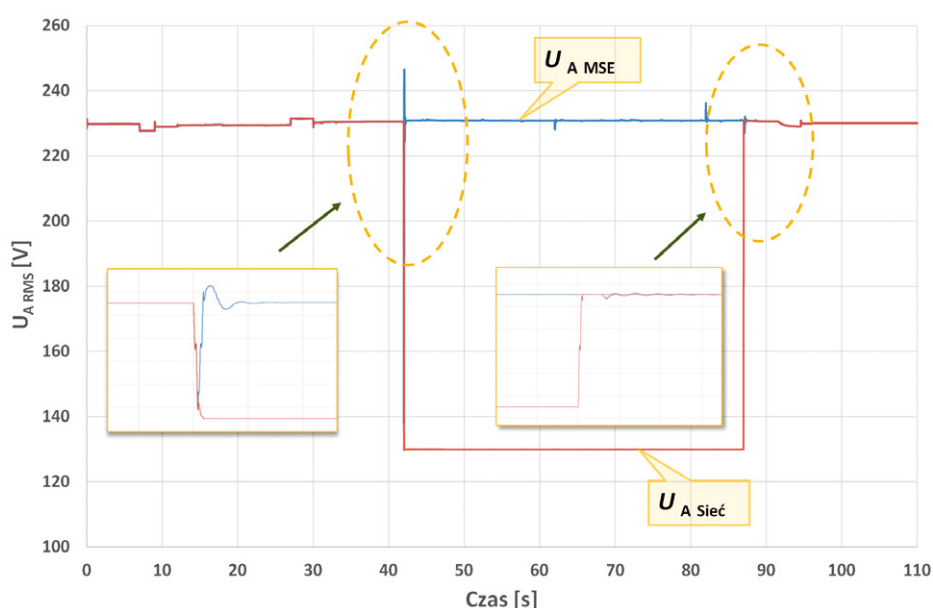
W sytuacji, gdy zidentyfikowane zostaną warunki do pracy wyspowej, CR wysyła sygnał na otwarcie łącznika w PCC i zmianę strategii sterowania ZE na $U-f$. W efekcie algorytm przechodzi do toru pracy wyspowej. Po uprzednim stwierdzeniu braku zaistnienia warunków do rozpoczęcia procesu resynchronizacji algorytm przechodzi do wewnętrznej pętli sterowania, realizowanej w przedziałach 5-minutowych, w celu wyznaczenia referencyjnych wartości mocy dla MT. W sytuacji, gdy CR wykryje warunki pozwalające na ponowne połączenie MSE z siecią zasilającą, rozpoczynany jest proces resynchronizacji i po jego zakończeniu wysyłany jest sygnał na zamknięcie łącznika w PCC i zmianę sterowania zasobnika na tryb $P-Q$. Algorytm powraca do stanu początkowego.

4. Badania symulacyjne

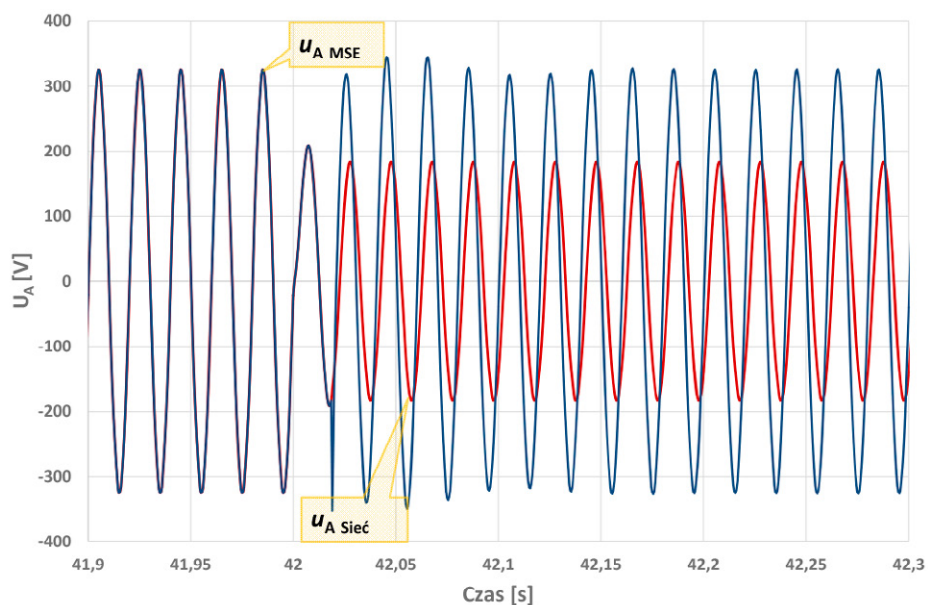
Badania symulacyjne zostały wykonane, w celu oceny efektywności przyjętej strategii sterowania i prawidłowości funkcjonowania zaproponowanego centralnego regulatora.

Poniższe symulacje przedstawiają zwarcie 1-fazowe, skutkujące zapadem napięcia do $0,56U_n$. Przyjęto, że 3 sekundy symulacji odpowiadają 1 min czasu rzeczywistego.

Założono, że w trakcie pracy w połączeniu z siecią zasilającą moc P_{wym} może zmieniać się w przedziale $\langle -15, 15 \rangle$ kW, z kolei moc Q_{wym} musi być utrzymana na poziomie 0 kvar. Przyjęto, że moc wymiany importowana z sieci zasilającej przyjmuje znak ujemny, a w sytuacji odwrotnej znak dodatni. Ponadto dodatnia wartość mocy czynnej zasobnika P_{Zas} oznacza, że gromadzi on energię. Scenariusz prezentowanej symulacji jest następujący.



Rys. 3. Przebieg wartości skutecznej napięcia w fazie A



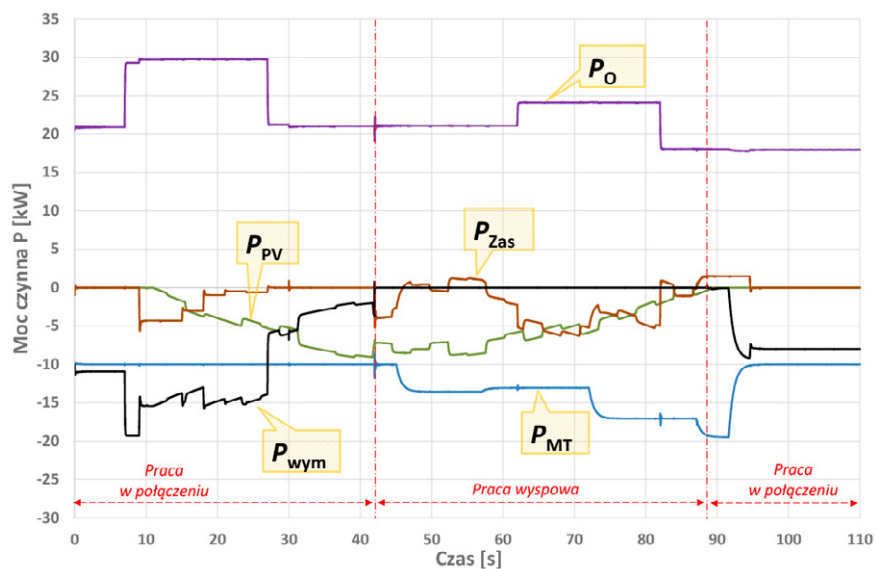
Rys. 4. Przebieg wartości chwilowej napięcia w fazie A w trakcie przejścia MSE do pracy wyspowej

Na początku MSE pracuje w połączeniu z siecią zasilającą. Moc generowana przez MT S_{MT} równa jest 11 kVA przy $\cos \varphi = 0,9$, moc PV P_{PV} zmienia się w zakresie 0–10 kW przy $\cos \varphi = 1$, a moc odbioru S_{load} wynosi 23 kVA przy $\cos \varphi = 0,4$. Moc czynna importowana z sieci zasilającej mieści się w dopuszczalnym przedziale, dlatego też P_{zas} równa jest 0 kW. W 7 s moc odbioru wzrosła do 30 kW, co spowodowało wzrost wartości mocy P_{wym} do 19 kW. W rezultacie CR wysłał nową referencyjną wartość mocy do zasobnika, który zaczął się rozładowywać z mocą 4 kW. W 27 s na skutek zmniejszenia mocy odbioru P_{wym} znalazła się w dopuszczalnym przedziale zmian i zasobnik powrócił do poprzedniego stanu. W 42 s symulacji wykryty został zapad napięcia w punkcie PCC, w efekcie którego CR wysłał sygnał na otwarcie wyłącznika w punkcie PCC z czasem wynikającym z przyjętej krzywej odporności MSE. Równocześnie CC wysłał sygnał na zmianę sterowania ZE z trybu P-Q na U-fi MSE przeszedł

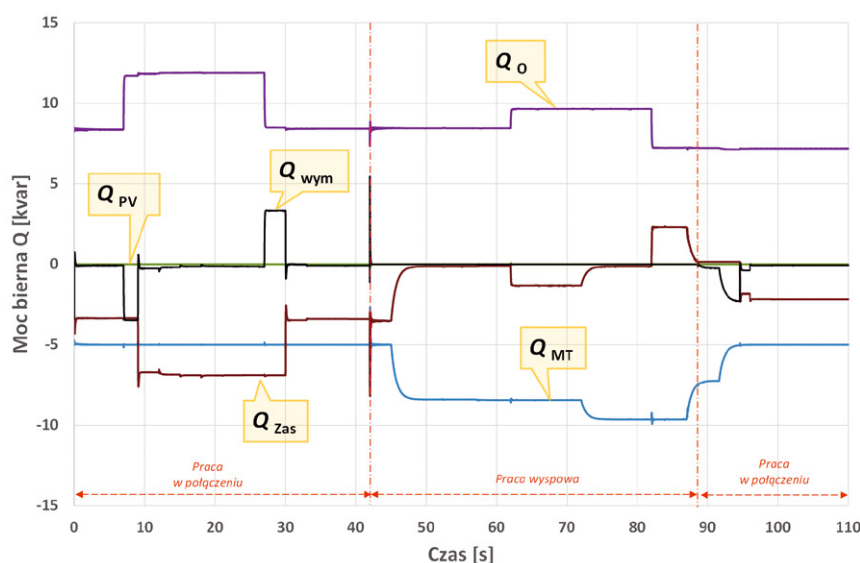
do trybu pracy wyspowej. Napięcia po obu stronach wyłącznika w punkcie PCC widoczne są na rys. 3 i 4.

W trakcie pracy wyspowej zasobnik energii reagował natychmiast na krótkotrwałe zmiany mocy PV i odbioru. Z kolei MT pokrywała ich długotrwałe zmiany mocy. Efektem tego było zmniejszenie mocy zasobnika i utrzymywanie jej wartości blisko zera w stanie ustalonym. Nowe wartości referencyjne mocy dla MT wypracowywane są przez CR co 15 s. Ze względu na uniknięcie stanu przejściowego, zaraz po zmianie trybu pracy MSE, MT przez 3 s ciągle pracuje z wartością mocy z poprzedniego trybu pracy. Przebieg mocy czynnej i biernej w MSE przedstawiony jest na rys. 5 i 6.

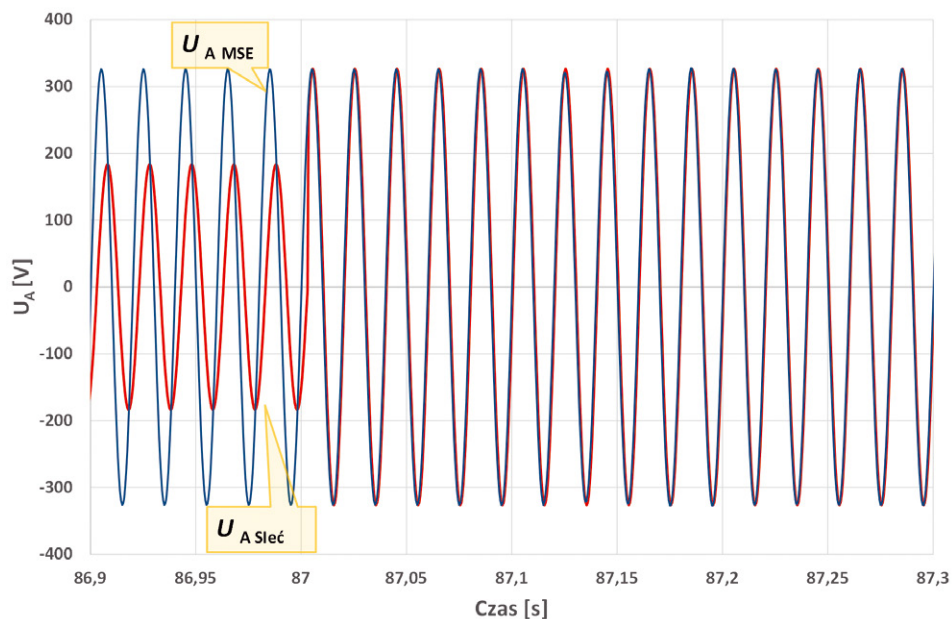
W 87 s symulacji napięcie w sieci zasilającej powróciło do stanu sprzed zakłócenia i CR wysłał sygnał do rozpoczęcia procesu resynchronizacji (rys. 7), po jego zakończeniu MSE powrócił do pracy w połączeniu z siecią zasilającą.



Rys. 5. Przebieg mocy czynnej w MSE



Rys. 6. Przebieg mocy biernej w MSE



Rys. 7. Przebieg wartości chwilowej napięcia w fazie A w trakcie resynchronizacji

5. Wnioski

W artykule zaprezentowano hierarchiczną strategię sterowania MSE gwarantującą jego elastyczną i bezprzerwową pracę zarówno w połączeniu z siecią zasilającą, jak i w trybie wyspowym. Proponowane rozwiązanie oparte jest na rozszerzeniu funkcjonalności zasobnika energii oraz implementacji centralnego regulatora zarządzającego pracą analizowanego MSE i jego poszczególnych elementów. Strategia sterowania opracowana została dla małych MSE, przy czym wzięto pod uwagę ograniczenia techniczne rzeczywistych urządzeń. Należy podkreślić, że prezentowane rozwiązanie ma charakter ogólny i może odnosić się do dowolnego rodzaju zaburzenia napięcia zasilającego, które powinno być złagodzone bądź całkowicie usunięte. Przygotowany model symulacyjny analizowanego MSE zrealizowany w środowisku PSCAD/EMTDC oraz wybrane wyniki symulacji świadczą o poprawności i efektywności proponowanej strategii sterowania. Ponadto należy podkreślić, że opracowany model symulacyjny stanowi dobre narzędzie do analizy i oceny funkcjonowania MSE w trakcie różnych trybów pracy.

BIBLIOGRAFIA

1. Wasiak I., Pawełek R., Jakość zasilania w sieciach z generacją rozproszoną, Warszawa 2015.
2. Hanzelka Z., Jakość dostawy energii elektrycznej, Kraków 2013.
3. Bai W., Abedi M.R., Lee K.Y., Distributed generation system control strategies with PV and fuel cell in microgrid operation, *Control Eng. Pract.* 2015, Vol. 53, s. 184–193.
4. Meegahapola L., Lavery D., Jacobsen M.-R., Synchronous islanded operation of an inverter interfaced renewable rich microgrid using synchrophasors, *IET Renew. Power Gener.* 2018, Vol. 12, No. 4, s. 407–414.

5. Gomez J.C., Marcos M.M., Distributed generation: Exploitation of islanding operation advantages, 2008 IEEE/PES Transm. Distrib. Conf. Expo. Lat. Am. T D-LA, s. 1–5, 2008.
6. Piagi P., Lasseter R.H., Autonomous control of microgrids, *IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet.* 2006, s. 8.
7. Wang C. i in., Improved V/f control strategy for microgrids based on master-slave control mode, *IET Renew. Power Gener.* 2016, Vol. 10, No. 9, s. 1356–1365.
8. Małaczek M., Wasiak I., Modelling of Energy Sources and Energy Storage devices for the Purpose of Analysis the Low voltage Microgrid Operation, *Acta Energetica* 2017, No. 3/32, s. 162–169.

A Control Strategy for Flexible Operation of LV Microgrid in Both Grid-Connected and Islanded Mode Based on Energy Storage Utilization

Keywords

microgrid autonomous operation, microgrid hierarchical control, energy storage, power quality

Abstract

In the paper, a hierarchical control strategy is presented allowing a low voltage microgrid (MG) to operate in both grid-connected and islanded mode. The considered MG consist of photovoltaic panels (PV), gas microturbine (MT), loads and energy storage (ES). The concept is based on enhancing the functionality of an ESS which is used for energy management in normal operating conditions of the network and a central controller for supervising the network operation in grid-connected and islanded modes. It has been assumed that the ESS serves as grid-forming unit, i.e. maintains the reference voltage and is responsible for short-term

power balancing during islanded operation. Performance of the proposed strategy is presented as a reaction of the network on voltage dips, however the idea is applicable to any power quality (PQ) disturbance of unacceptable level occurring in the utility grid. For the considered network a simulation model has been

developed using PSCAD/EMTDC platform. Simulation results are presented in the paper which illustrate the operation of the control system and show the microgrid behavior after transition from grid-connected to islanded operation and back.

KONTAKT

Michał Małaczek

Politechnika Łódzka, Instytut Elektroenergetyki

tel.: +48 42 631 25 94

e-mail: michal.malaczek@p.lodz.pl

Irena Wasiak

Politechnika Łódzka, Instytut Elektroenergetyki

tel.: +48 42 631 25 90

e-mail: irena.wasiak@p.lodz.pl

Możliwość lokalnej odbudowy zasilania za pomocą zasobników energii i rozproszonych źródeł OZE

Autorzy

Leszek Bronk
Mirosław Matuszewicz

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

magazyn energii, lokalny obszar bilansowania, OZE, praca wyspowa

Streszczenie

W artykule przedstawiono wyniki testów odbudowy zasilania obszaru sieci dystrybucyjnej z wykorzystaniem magazynu energii (ME) i rozproszonych źródeł odnawialnych. Próba pracy wyspowej z odnawialnymi źródłami energii (OZE) została wykonana na ograniczonym obszarze sieci elektroenergetycznej (SEE). Na testowany obszar składają się cztery podobszary, które można załączyć/odłączyć za pomocą zdalnie sterowanych rozłączników. Celem próby było zdalne wydzielenie i zasilanie obszaru z wykorzystaniem ME, a następnie farmy wiatrowej (FW). Artykuł oparto na wynikach projektu „Budowa lokalnego obszaru bilansowania (LOB) jako elementu zwiększenia bezpieczeństwa i efektywności energetycznej pracy systemu dystrybucyjnego”, realizowanego przy współdziałaniu Energa Operator SA, Uniwersytetu Zielonogórskiego i Instytutu Energetyki Oddział Gdańsk.

1. Wstęp

Funkcjonowanie sieci dystrybucyjnej podlega obecnie istotnym zmianom wynikającym z rozwoju rozproszonych OZE, wzrostu liczby zastosowań energii elektrycznej przez odbiorców końcowych oraz pojawienia się zasobów przyłączonych do sieci, które z punktu widzenia OSD charakteryzują się sterowalnością i możliwością wpływania na warunki prowadzenia ruchu sieci dystrybucyjnej (rys. 1). Możliwości techniczne oraz potencjał wykorzystania ich do świadczenia usług regulacyjnych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) przedstawiono w opracowaniach [1, 2, 3]. FW pełnią obecnie dominującą rolę wśród OZE, prawdopodobnie w przyszłości nie ulegnie ona istotnemu obniżeniu.

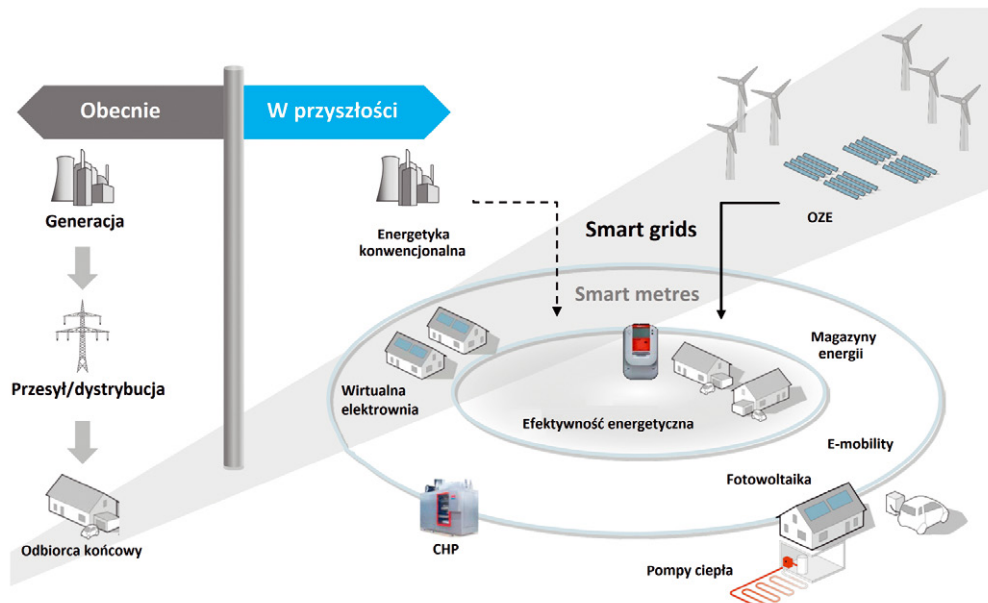
Wdrożenie „pakietu zimowego” przyczyni się do zmian w zasadach kontraktowania usług regulacyjnych. Po 2020 roku część odpowiedzialności za funkcjonowanie SEE zostanie przeniesiona na poziom OSD, m.in.: będą to usługi związane z regulacją napięcia, szybką generacją prądu biernego lub usług w zakresie inercji mocy i odbudowy systemu [4].

Ponadto rozwój klastrów energii, których zadaniem jest zapewnienie lokalnego bezpieczeństwa energetycznego, będzie wymagał właściwego doboru struktury zasobów (m.in. generacji rozproszonej, zasobników energii). Tworzenie lokalnych grup wytwórców i odbiorców energii, bilansujących się w obrębie grupy, jest korzystne z perspektywy elastyczności funkcjonowania KSE i może stać się w przyszłości podstawą do tworzenia lokalnych obszarów bilansowania, współdziałających z OSD.

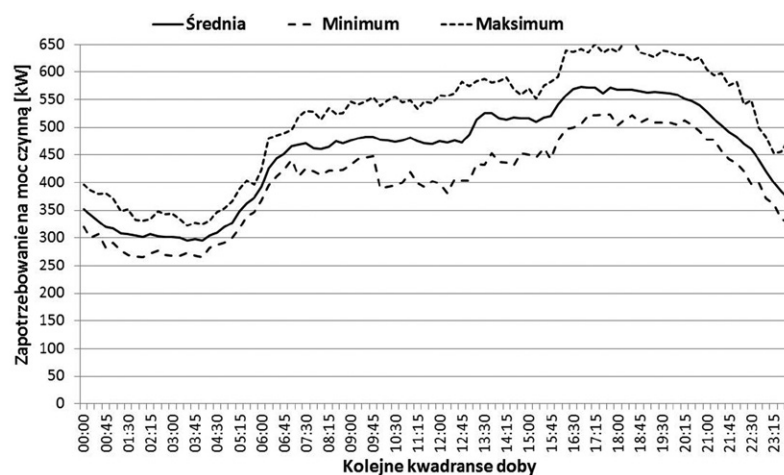
2. Obszar oraz cel testów

2.1. Lokalny obszar bilansowania

Próba pracy wyspowej została wykonana na ograniczonym obszarze sieci dystrybucyjnej w ramach LOB, który zaimplementowano w obrębie GPZ Władysławowo. Kluczowym elementem LOB jest magazyn energii o parametrach technicznych 0,75 MW/1,50 MWh, wykonany w technologii Li-Ion. W obszarze LOB zlokalizowane są cztery farmy wiatrowe o łącznej mocy 6 MW oraz biogazownia o mocy 0,8 MW. Maksymalne zapotrzebowanie na moc odbiorców przyłączonych do sieci w obszarze LOB wynosi 6 MW [6]. Celem działania LOB jest zapewnienie niezawodnej i bezpiecznej pracy sieci w warunkach dużego udziału energii z odnawialnych i rozproszonych źródeł, z uwzględnieniem jakości dostarczanej energii oraz efektywności jej wykorzystania. W sytuacjach awaryjnych LOB jest w stanie funkcjonować w trybie pracy wyspowej, wykorzystując zasobnik energii pracujący w trybie regulacji częstotliwości oraz lokalną generację rozproszoną. Centralnym elementem systemu sterowania LOB jest oprogramowanie LOBSter, którego zadaniem jest planowanie i prowadzenie ruchu w LOB. System zasilany jest danymi pomiarowymi gromadzonymi w trybie *off-* lub *online* i prognozami warunków meteorologicznych. Na podstawie wykonywanych prognoz zapotrzebowania odbiorców na moc i prognoz generacji rozproszonej [7] system wypracowuje plan wykorzystania zasobów sterowalnych na dobę następną, a następnie wartości zadane w czasie rzeczywistym [8].



Rys. 1. Sieć dystrybucyjna obecnie i w przyszłości [5]



Rys. 2. Sumaryczny dobowy profil obciążenia w dniu roboczym dla czterech obszarów na podstawie danych historycznych

2.2. Charakterystyka oraz możliwości regulacyjne zasobów na obszarze LOB

Głównym celem przeprowadzonego testu było zbadanie możliwości współpracy FW i ME w zakresie bilansowania mocy obszaru wydzielonego w warunkach rzeczywistego obciążenia. Ze względu na techniczne możliwości zasobnika energii (moc/pojemność) oraz dużą zmienność zapotrzebowania na moc odbiorców końcowych i generacji, przeprowadzono analizę możliwych konfiguracji pracy sieci przy różnych obciążeniach. Na podstawie analiz wytypowano obszary sieci SN z przyłączonymi odbiorcami, które mogą być sekwencyjnie załączane lub odłączane za pomocą rozłączników zdalnie sterowanych, w zależności od bilansu zapotrzebowania na moc i generacji na wydzielonym obszarze sieci [6]. W wyniku przeprowadzonych badań wytypowano cztery podobszary. W tab. 1 przedstawiono charakterystykę poszczególnych podobszarów.

Profil obciążenia obszaru testowego w dniu roboczym został przedstawiony na rys. 2. Z przedstawionych danych wynika,

że dla całego obszaru testowego (obszary 1–4), średnie (linia ciągła) zapotrzebowanie na moc czynną w ciągu dnia wyniosło ok. 480–550 kW. Szczytowe zarejestrowane zapotrzebowanie na moc w badanym obszarze wyniosło ok. 650 kW.

Wyszczególnienie i charakterystyka podobszarów

Podobszar 1: zlokalizowany pomiędzy łącznikami Q-9080, 9458, Q-9416, Q-9316: 11 st. SN/nn, ME (750kW/1,5MWh)
Podobszar 2: zlokalizowany pomiędzy łącznikami Q-9416, 903100: 2 stacje SN/nn, farma wiatrowa (3,2 MW)
Podobszar 3: zlokalizowany pomiędzy stacją SN/nn Połczynno, łącznikami Q-90228, Q-9225: 5 stacji SN/nn
Podobszar 4: zlokalizowany pomiędzy łącznikami Q-90228, Q-9255: 7 stacji SN/nn
Łącznie 4 podobszary: 25 stacji SN/nn

Tab. 1. Charakterystyka poszczególnych podobszarów

Podstawowym źródłem zasilania wydzielonego obszaru będzie farma wiatrowa, a ME pełniłby funkcję bilansującą. Możliwości regulacyjne poszczególnych zasobów zbadano przed wykonaniem właściwego testu.

2.2.1. Możliwości regulacyjne farmy wiatrowej

Na farmie wiatrowej o mocy 3,2 MW zainstalowane są cztery turbiny ENERCON E-48 o mocy 800 kW, z generatorem synchronicznym, w których cała moc jest wyprowadzona przez przekształtnik.

Warunki wiatrowe podczas sprawdzenia rzeczywistych możliwości regulacyjnych umożliwiały generowanie mocy ok. 1,2 MW przez dwie pracujące siłownie. Podczas testu sprawdzono dokładność utrzymywania ograniczenia generacji mocy czynnej oraz zakres dostępnej mocy biernej przy różnych poziomach generacji. Przebieg generacji mocy czynnej i biernej podczas testu przedstawiono na rys. 3. Czas rozpoczęcia generacji mocy przez FW od podania napięcia wynosi ok. 8 min.

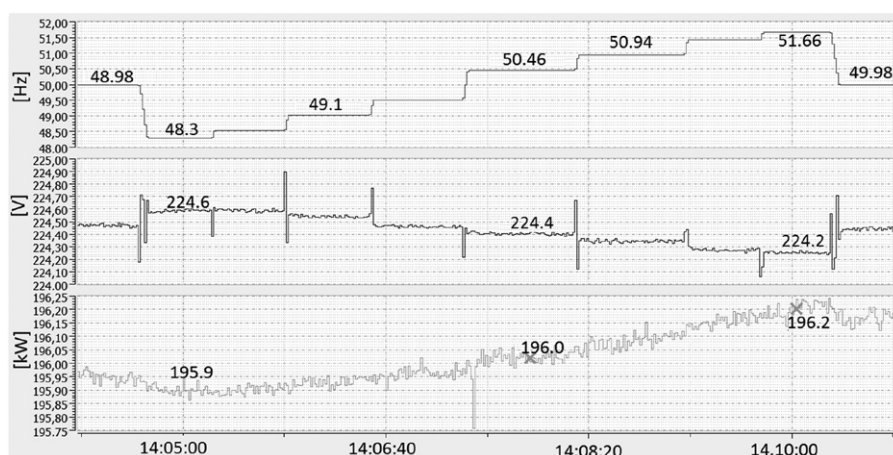
Przeprowadzone testy wykazały wysokie możliwości regulacyjności FW. Szeroki zakres regulacji mocy czynnej i biernej oraz

znaczna dynamika tej regulacji (rzędu 6-16 kW/s) pozwalają na wykorzystanie właściwości regulacyjnych FW w procesie regulacji napięcia i bilansowania obszaru wyspowego współpracującego z ME. Istotne jest, że FW przy ograniczonej mocy (mniejszej od mocy wynikającej z aktualnych warunków atmosferycznych) pracuje stabilnie także przy niskim obciążeniu (podczas testu 50 kW) w zakresie mocy czynnej i biernej.

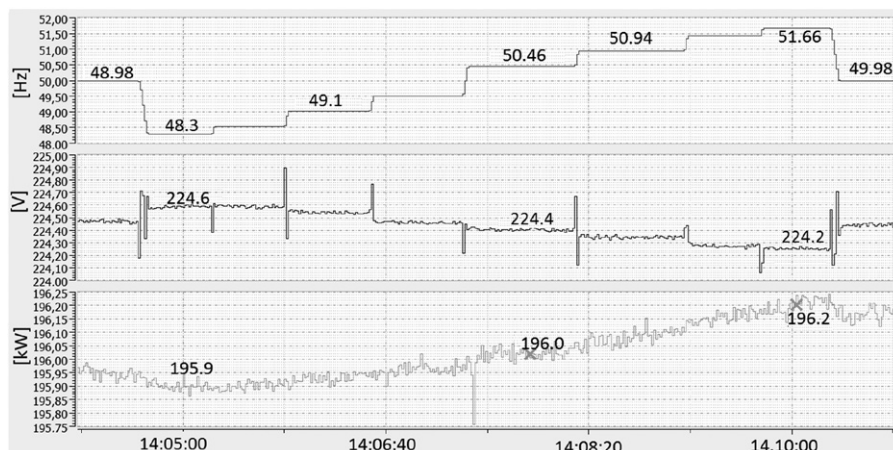
2.2.2. Możliwości regulacyjne magazynu energii

Podczas testów ME będzie pełnił rolę bilansującą. Dlatego przeprowadzono badania, które miały na celu sprawdzenie właściwości regulacyjnych zainstalowanych inwerterów magazynu w zakresie częstotliwości i regulacji napięcia. Na rys. 4 i 5 przedstawiono wybrane wyniki z przeprowadzonych testów.

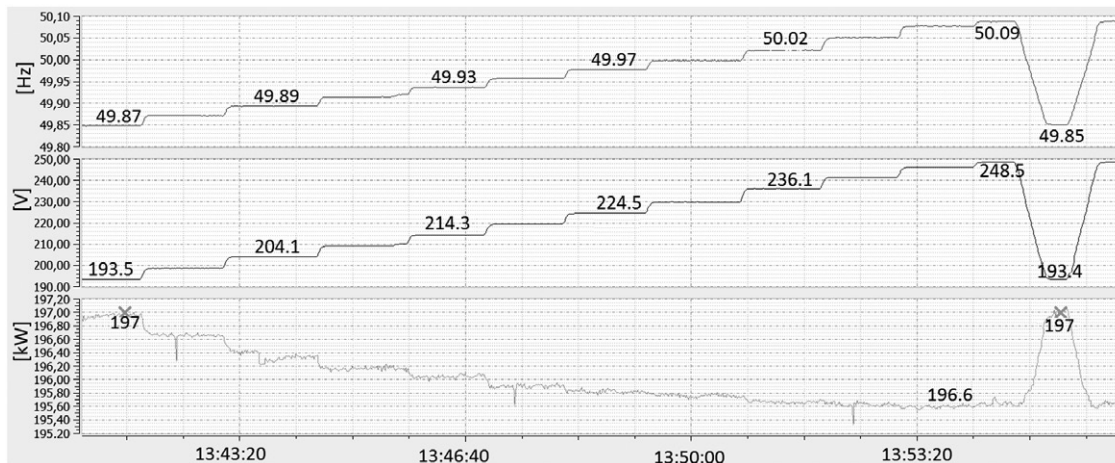
Z przeprowadzonych badań wynika, że ME umożliwia regulację napięcia i częstotliwości w wymaganym zakresie, co w pracy wyspowej sieci umożliwi zasilanie odbiorców energią o parametrach zgodnych z wymaganiami ogólnymi IRIESD.



Rys. 3. Przebieg mocy czynnej i biernej wprowadzanej do sieci SN przez FW podczas testu sprawdzenia zdolności regulacyjnych



Rys. 4. Przebieg wartości skutecznych 1-sek. częstotliwości, napięcia i mocy ME podczas próby regulacji częstotliwości przy zadanym napięciu i stałym nieregulowanym obciążeniu mocą



Rys. 5. Przebieg wartości skutecznych 1-sek. częstotliwości, napięcia i mocy ME podczas próby regulacji napięcia

3. Wyniki testów pracy wyspowej

Program testów przewidywał sukcesywne przyłączanie kolejnych podobszarów. W każdym kroku kolejnych etapów (przyłączenia obszarów) określona była spodziewana wielkość obciążenia oraz zalecona nastawa generacji FW. Po przyłączeniu dwóch testowych podobszarów, zgodnie z założeniem, głównym źródłem zasilającym badany obszar była FW, a ME pełnił funkcję bilansującą. Następnie kolejno przyłączono dwa pozostałe podobszary. Uproszczony schemat rzeczywistej sieci SN/nn testowanego obszaru przedstawiono na rys. 6.

Wartość generacji z FW była definiowana w zależności od bieżącego zapotrzebowania na moc podczas pracy wyspowej. Warunki wiatrowe podczas testu (7–10 m/s) umożliwiały generowanie mocy z FW ok. 1,5–2 MW (przy mocy zainstalowanej 3,2 MW). Podczas testów FW pracowała w zaniżeniu z mocą od ok. 40 kW do 430 kW, w zależności od wielkości zapotrzebowania na moc odbiorców końcowych w przyłączanych obszarach. Odpowiednia wartość generacji była zdalnie ustawiana w SCADA farmy wiatrowej. Na rys. 7 przedstawiono przebieg generacji mocy czynnej i biernej FW oraz zmierzone podczas testu wartości częstotliwości i napięcia w punkcie przyłączenia. Zmiany wartości mocy, a także częstotliwości podczas kolejno przyłączanych podobszarów zostały przedstawione na rys. 8. Można zauważyć, że przy załączeniu kolejnych podobszarów i wzroście obciążenia ME z 125 kW do 450 kW (ok. 13.19) występuje spadek częstotliwości generowanej z 50,13 Hz do 49,92 Hz, zgodnie z wcześniej testowaną charakterystyką podatności częstotliwościowej ME $f = f(P)$. Widoczne szybkie zmiany generowane przez ME po godz. 13.24 są związane z pracą FW z ograniczeniem i bilansowaniem obszaru przez magazyn. Zmianom wielkości generowanej mocy towarzyszą zmiany częstotliwości, które nie przekraczają $df = 0,2$ Hz przez cały okres testu. Zarejestrowane zaburzenia potwierdzają poprawne zachowanie ME przy dynamicznych zmianach w sieci, wynikające z przyłączenia kolejnych podobszarów i zmian mocy generowanej na farmie wiatrowej.

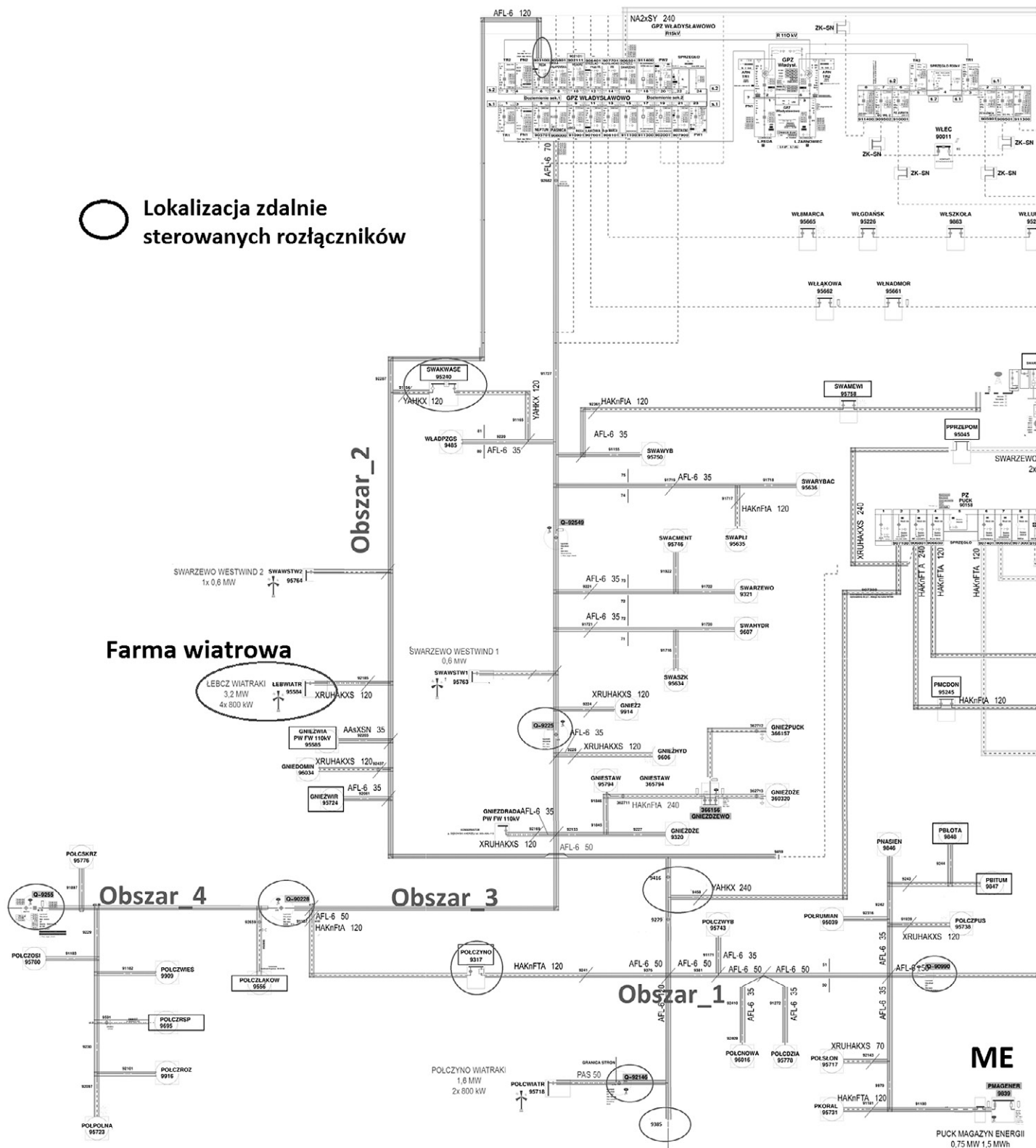
4. Wnioski końcowe

Przeprowadzone testy odbudowy zasilania fragmentu obszaru sieci dystrybucyjnej, potwierdziły możliwości wykorzystania w tym zakresie magazynu energii współpracującego ze źródłami OZE o zmiennej charakterystyce pracy, tj. farmy wiatrowe. ME posiada zdolność do bieżącego bilansowania mocy czynnej i biernej obszaru z zachowaniem wymaganych przepisami parametrów energii elektrycznej. Wykonane badania potwierdziły wysokie możliwości regulacyjne elektrowni wiatrowych. Podczas testów moc FW była dostosowywana ręcznie, w zależności od wielkości zapotrzebowania na moc na obszarze wyspy. Pełne wykorzystanie możliwości regulacyjnych wymagałoby zamodulowania charakterystyki $P = f(f)$ w SCADA farmy wiatrowej.

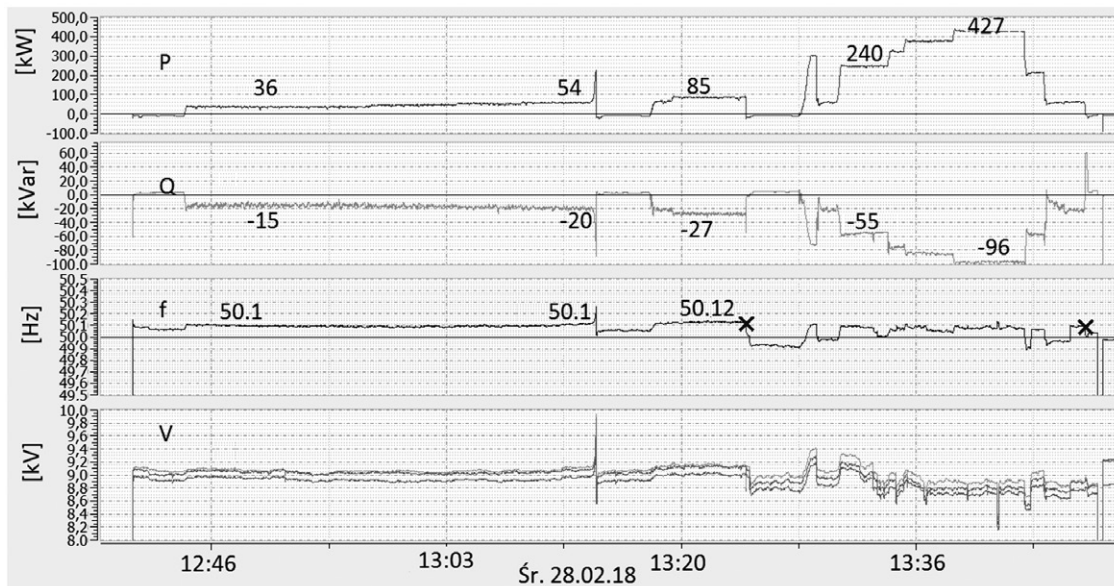
BIBLIOGRAFIA

1. Lubośny Z., Farmy wiatrowe w systemie elektroenergetycznym, Warszawa 2012.
2. Bronk L. i in., Możliwości świadczenia i zapotrzebowanie w KSE na usługi regulacyjne dostarczone przez generację wiatrową w Polsce, Instytut Energetyki IB O/Gdańsk, Gdańsk 2016.
3. Lubośny Z., Wpływ elektrowni wiatrowych na system elektroenergetyczny, *Automatyka, Elektryka, Zakłócenia* 2016, Vol. 7, nr 4 (26), s. 54–70.
4. Wniosek Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej, COM(2016) 864 final, 2016/0380 (COD), Bruksela, 23.2.2017.
5. Mekel M., Flexibility choices for distribution networks. New roles and tasks for the DSOs to facilitate markets, Conference Evolving the market – matching the future needs, Stockholm, November 2017.
6. Bronk L., Wilk M., Matusiewicz M., Integration of Distributed Generation with the Local Demand Within a Local Balancing Area, *Acta Energetica* 2017, No. 3/32, s. 23–30.
7. Pakulski T., Bronk L., Estymacja zapotrzebowania na moc w czasie quasi-rzeczywistym w obszarze sieci średniego napięcia w warunkach ograniczonej obserwowalności, *Acta Energetica* 2018, No. 4/37, s. 75–80.

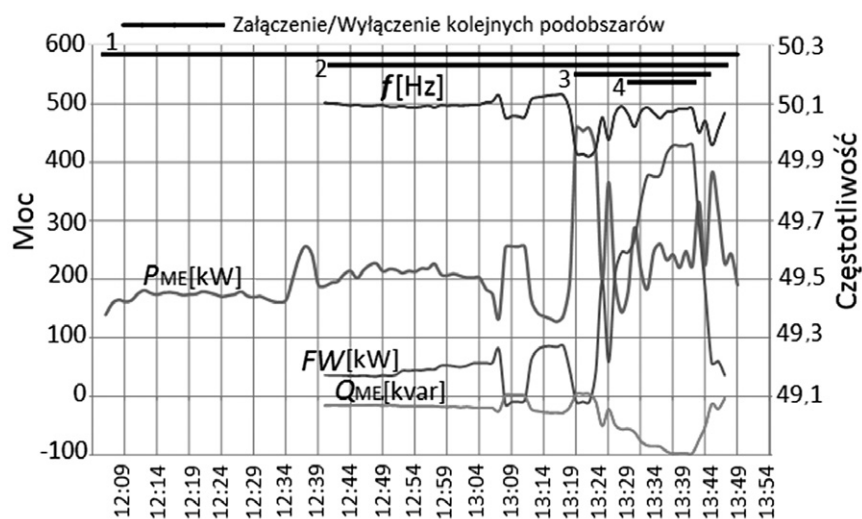
8. Czarniecki B., Wrocławski M., Koncepcja lokalnego obszaru bilansowania jako narzędzia planowania i prowadzenia ruchu sieci dystrybucyjnej SN, Konferencja PTPIREE „Szacowanie i prognozowanie obciążeń w SEE”, Wisła, grudzień 2017.



Rys. 6. Uproszczony schemat rzeczywistej sieci SN/nn testowanego obszaru



Rys. 7. Przebieg mocy czynnej i biernej wprowadzanej do sieci SN przez farmę wiatrową podczas testu pracy wyspowej



Rys. 8. Przebieg mocy wprowadzanej do sieci SN przez FW, ME oraz częstotliwości obszaru podczas testu pracy wyspowej

Possibility of Local System Restoration Based on Energy Storage and Distributed Renewable Energy Sources

Keywords

energy storage, renewable sources, wind generation, local balancing area, island operation

Abstract

The implementation of the “winter package” will contribute to changes in the rules for contracting ancillary services. After 2020, part of the responsibility for the functioning of the power system will be transferred to the level of DSO, for example: regulation of voltage, Fast Reactive Current Injection (FRCI) or services

in artificial inertia and system restoration. The article presents the results of tests of power supply system restoration based on energy storage (ES) and distributed renewable sources (wind farms). The attempt of island operation with RES (renewable energy sources) was carried out in a limited area of the power grid. The tested area contained four sub-areas that can be switched on/off using remotely controlled load break switch. The purpose of the test was to remotely isolate the area and feed it using the Energy Storage and then the wind farm (WF). The paper is based on the results of the project *The Building of a Local Balancing Area (LBA) as an Element of Increasing Safety and Energy Efficiency of the Distribution System Operation* implemented with the participation of Energa Operator SA, the University of Zielona Gora and the Institute of Power Engineering Gdansk Division

KONTAKT

Leszek Bronk

Instytut Energetyki Oddział Gdańsk

tel.: + 48 58 349 82 11

e-mail: l.bronk@ien.gda.pl

Mirosław Matuszewicz

ENERGA OPERATOR SA

tel.: + 48 58 778 82 23

e-mail: Miroslaw.Matuszewicz@energa.pl

Techniczne aspekty projektowania bateryjnych magazynów energii w świetle doświadczeń z realizacji projektu GEKON

Autorzy

Jacek Jemielity
 Łukasz Czapla
 Paweł Rozenkiewicz

POWRÓT
 DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

baterijne magazyny energii (BESS), system zarządzania baterią (BMS), regulacja częstotliwości

Streszczenie

Artykuł przybliży praktyczne aspekty związane z projektowaniem, instalacją i uruchomieniem bateryjnych magazynów energii, które są nowymi, mało znanymi elementami systemu elektroenergetycznego. Doświadczenia zebrane podczas uruchamiania pierwszego w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) magazynu w Pucku, realizowanego w ramach krajowego projektu badawczego GEKON, zostały odniesione do wiedzy dostępnej w publikacjach omawiających rozwój branży na świecie.

1. Wstęp

W KSE jest obecnie realizowanych wiele projektów pilotażowych dotyczących wykorzystania bateryjnych magazynów energii (ang. *Battery Energy Storage System* – BESS). Instalacja magazynu BESS daje operatorowi systemu możliwość implementacji wielu funkcji. Autorzy zwracają uwagę na konieczność dostosowania założeń technicznych projektowanego magazynu do jego planowanych zastosowań.

2. Projektowanie bateryjnych magazynów energii

Na świecie rośnie liczba wdrożeń dotyczących magazynów BESS, zróżnicowanych pod względem technologii, skali i przeznaczenia. Magazyny funkcjonują jako oddzielne zasoby sieciowe lub w połączeniu z innymi elementami SEE (np. hybrydowe generatory) [1]. Ich pojawienie się doprowadziło do upowszechnienia świadomości, że wdrożenie magazynu jest wielowymiarowym zagadnieniem technicznym, ekonomicznym i prawnym. Rozwój branży systemów BESS zależy od zbudowania solidnych podstaw do formułowania wymagań projektowych. Kadry kierownicze rozstrzygające o rozpoczęciu, skali i celach projektu są czasem – z powodu pobieżnego zrozumienia technologii, np. ograniczonego do listy osiągnięć technicznych w różnych warunkach – w trudnej sytuacji, ponieważ nie wiedzą, jakie pytania należałoby zadać, aby uzyskać komfort w podejmowaniu decyzji. Potrzebne są czytelne wskazówki do oceny projektu, aby był prawidłowo wyceniony i wykonalny, a zaprojektowana instalacja uzyskała odpowiednią wydajność. Dodatkowo należy oszacować i wycenić występujące czynniki ryzyka.

2.1. Ryzyko techniczne

W systemie BESS ważny jest nie tylko wybór podstawowej technologii, ale pewność, że cały system, składający się z komponentów różnych producentów, będzie działał niezawodnie w rzeczywistych warunkach, przez cały okres jego eksploatacji. W tab. 1 wymienione są elementy baterijnego magazynu energii. Obecnie, mimo ogromnego zapotrzebowania na baterie, inwestycje produkcyjne w tym sektorze są uważane za obciążone dużym ryzykiem, ponieważ jeszcze nie wiadomo, która technologia będzie wiodąca w przyszłości. Jest to przyczyna niewystarczającej podaży baterii. Zmiany technologiczne i zmiany cen następują szybko. Przykładowo cena baterii przepływowych Vanadium Redox Flow Battery (VRFB) spadła na tyle, że stanowią one alternatywę dla baterii litowych, a jednocześnie technologia ta wprowadza do projektu pewną elastyczność: natężenie prądu baterii VRFB określają parametry i konfiguracja reaktorów,

KONTENER	PRZEDZIAŁ BATERIJNY DC	SYSTEM KONWERSJI AC/DC	SYSTEM ZARZĄDZANIA ENERGIĄ
Instalacja elektryczna	Łączniki DC	Łączniki AC	SCADA lokalna
Sterowanie	Zabezpieczenia	Zabezpieczenia	Biblioteka funkcji
Klimatyzacja i wentylacja	BMS	Transformator SN/nn	Komunikacja
Ochrona przeciwpożarowa	Moduły baterii	Przekształtnik energii	Rejestracja

Tab. 1. Elementy baterijnego magazynu energii

a pojemność baterii zależy od wielkości zbiorników z elektrolitem, więc moc i pojemność magazynu mogą być kształtowane bardziej niezależnie. Dodatkowo baterie VRFB mają ogromną trwałość, liczoną na ok. 40 lat, przy czym przez pierwsze 20 lat eksploatacji praktycznie nie wykazują śladów zużycia. Nie występuje w nich zjawisko zmniejszającej się pojemności przy rosnącej liczbie cykli ładowania, które występuje w bateriach litowych. Koniecznym elementem oceny ryzyka technicznego jest możliwość zapewnienia stałej dostępności magazynu, z zachowaniem zadeklarowanych parametrów technicznych, w warunkach, gdy niezawodnościowo elementy systemu BESS są połączone jak ogniwa baterii w łańcuchach, czyli szeregowo. Zakres gwarancji zazwyczaj koncentruje się na dwóch obszarach: usuwaniu wad produkcyjnych i utrzymaniu wydajności systemu. Wraz z rosnącymi doświadczeniami operatorzy i inni klienci będą w większym stopniu wiązać uzasadnione koszty projektu oraz ewentualne kary z wydajnością i niezawodnością systemu. Najbardziej chronionym, najdroższym i nentralgicznym elementem magazynu jest bateria. Przekroczenie granicznych dozwolonych parametrów napięcia na ogniwie baterii lub jego temperatury prowadzi do zniszczenia ogniwa, które może mieć tak spektakularną formę, jak samozapłon. Niestety, płonącego ogniwa litowego nie można ugasić. Dlatego odporny i niezawodny system zarządzania baterią (ang. *Battery Management System* – BMS) jest niezwykle istotny.

ZMIANA MOCY CHWILOWEJ	TRANSFER ENERGII W CZASIE
Regulacja częstotliwości	Arbitraż
Regulacja napięcia	Przesunięcie w czasie energii z OZE
Stabilność dla małych sygnałów	Redukcja kosztu mocy szczytowej
Zwiększenie penetracji OZE	Optymalizacja profilu mocy
Spadek częstotliwości	Elastyczność sieci dystrybucyjnej
Syntetyczna inercja	Opóźnienie inwestycji sieciowych

Tab. 2. Zastosowania magazynów energii

2.2. Ryzyko ekonomiczne

W świetle możliwych zastosowań magazynu BESS, z uwzględnieniem wymagań ruchowych i kosztów, wspieranie ról rynkowych magazynu powinno się opierać na dogłębnej analizie czynników ograniczających jego działanie (dostępność mocy, zarządzanie stopniem naładowania baterii, degradacja parametrów baterii). W tab. 2 podane są podstawowe zastosowania magazynów energii, podzielone na te dotyczące transferu energii w czasie oraz te odnoszące się chwilowych zmian mocy wyjściowej magazynu.

Odpowiednie finansowanie magazynu może wymagać wypełniania kilku funkcji jednocześnie, a dobór parametrów magazynu tak, aby było to możliwe, jest zadaniem z zakresu optymalizacji.

Dobra praktyka inżynierska oddziałuje w długim okresie na pracę urządzenia. Wydajność energetyczna systemu (ang. *Round-Trip Efficiency* – RTE) jest zależna przede wszystkim od wybranej technologii, ale niewłaściwa konstrukcja może zmniejszyć RTE i ograniczyć dostępność systemu. Poza rosnącymi kosztami eksploatacji i konserwacji zmniejszenie dostępności może bezpośrednio wpłynąć na możliwość wypełnienia zapisów umowy zakupu energii lub umowy o świadczeniu usług.

Również ewolucja rynku lub narzucone regulacje mogą wpłynąć negatywnie na rentowność magazynowania energii w przyszłości. Przykładem może być dokonana modyfikacja sygnału szybkiej regulacji częstotliwości sieci, która spowodowała utrudnienia w zarządzaniu stanem naładowania magazynów energii pracujących w tej regulacji w sieci amerykańskiej firmy PJM [2], w efekcie obniżając dochody instalacji nawet o 70%.

Ponadto pojawia się ryzyko techniczne związane z wdrażaniem nowych technologii o ograniczonym zbiorze zebranych doświadczeń. Jak na każdym rynku – występują wahania cen w czasie. W zależności od podaży i popytu przyszłe ceny mogą znacznie różnić się od cen obecnych.

3. Budowa baterijnego magazynu energii

Każdy baterijny magazyn energii jest projektowany indywidualnie, w zależności od potrzeb, zatem poszczególne magazyny różnią się między sobą sposobem wykonania. Magazyn energii



Fot. 1. Widok jednego z kontenerów wchodzących w skład magazynu energii

zainstalowany w Pucku w ramach projektu GEKON składa się z dwóch kontenerów, w których 2/3 pojemności zajmują klimatyzowane przedziały na ogniwa (fot. 1). W każdym z kontenerów zainstalowane są łącznie cztery łańcuchy ogniw (każdy po 196 ogniw LiFe), nad którymi nadzór sprawuje BMS.

Na podstawie zebranych doświadczeń można stwierdzić, że kontener-chłodnia byłby doskonałą obudową dla przedziału bateryjnego, ponieważ jest produkowany seryjnie, względnie tani, odporny na zmienne warunki pogodowe. Natomiast inwerter mógłby być zrealizowany jako wolno stojący, co usuwa problem wentylacji.

3.1. Bateria

Obecnie w bateryjnych magazynach energii najczęściej stosowane są ogniwa litowe, łączone szeregowo w łańcuchy, a następnie równolegle (tab. 3). Charakterystyka ogniwa zależy od temperatury, wieku i składu chemicznego. Ogniwa powinny pochodzić z jednej serii produkcyjnej. Konstrukcja stojaka na ogniwa powinna zapewniać jednakową temperaturę pracy wszystkich ogniw w łańcuchu. Przed montażem łańcucha należy dokonać klasyfikacji ogniw pod względem charakterystyk, w przeciwnym wypadku BMS może nie mieć możliwości wyrównania stopnia naładowania poszczególnych ogniw.

Projektując magazyn, należałoby sprawdzić, metodą symulacji, zdolność BMS do zlikwidowania rozrzutu charakterystyk ogniw. W przypadku równoległego połączenia łańcuchów ogniw należy dodatkowo rozważyć, czy nie występują zbyt duże różnice natężeń prądów w poszczególnych łańcuchach.

PARAMETR	WARTOŚĆ
Napięcie nominalne	3,2 V
Pojemność	400 Ah
Zakres napięcia pracy	min. 2,8 V – max. 3,8 V
Napięcie głębokiego rozładowania/naładowania	2,5 V/4 V
Optymalny prąd ładowania (rozładowania)	<200 A
Maksymalny prąd ładowania (rozładowania)	<1200 A
Maksymalna temperatura pracy	65°C
Wymiary [mm]	461 x 285 x 65
Waga	13,5 kg

Tab. 3. Zestawienie parametrów pojedynczego ogniwa baterii – dla typu LiFeYPO4 (3,2V/400Ah)



Rys. 1. Ograniczenie pojemności baterii poprzez brak balansowania SoC ogniw

3.2. System zarządzania baterią BMS

BMS monitoruje poszczególne parametry baterii, przede wszystkim napięcia, prądy ładowania i rozładowania oraz temperaturę wszystkich ogniw. BMS w magazynach energii dla energetyki realizuje dwie ważne funkcje: określa stan naładowania baterii (ang. *State of Charge* – SoC) i balansuje ogniwa baterii (ang. *Cell Balancing Circuitry* – CBC). Funkcjonalność balansowania stanowi zabezpieczenie przed nadmiernym naładowaniem lub rozładowaniem ogniw.

Do wyznaczenia SoC wykonuje się całkowanie prądu w trakcie ładowania i rozładowywania łańcucha ogniw. Funkcjonalność balansowania ogniw CBC polega na wyrównaniu stopnia naładowania poszczególnych ogniw w łańcuchach baterii. Jest to istotne, ponieważ jeżeli jedno z ogniw osiągnie krytycznie wysoki lub niski poziom naładowania, w efekcie cały łańcuch musi być odstawiony z dalszego ładowania lub rozładowania (rys. 1) [3]. Przedstawionej na rysunku baterii nie da się do końca rozładować (po lewej) ani naładować (po prawej).

Taka nierównowaga SoC ogniw zmniejsza pojemność baterii, co w efekcie skraca cykl jej życia. Bez właściwego zarządzania SoC ogniw, łańcuchów i kontenerów magazyn nie może efektywnie zrealizować swoich zadań. Należy korzystać ze sprawdzonych rozwiązań BMS, na przykład gotowych modułów polecanych przez producentów ogniw baterii.

3.3. System przekształcania energii i wyprowadzenie mocy z magazynu

Każdy magazyn energii musi zawierać dwukierunkowy przekształtnik energii. W trakcie ładowania baterii odpowiednioysterowany przekształtnik przetwarza energię elektryczną o napięciu przemiennym (z obwodu AC z transformatorem przyłączonym do sieci) na energię o napięciu stałym (do obwodu DC zawierającego ogniwa baterii). W trakcie rozładowywania baterii proces wygląda odwrotnie.

Ze względu na możliwość świadczenia usług systemowych przekształtnik energii powinien posiadać interfejs komunikacyjny, przez który można zdalnie wprowadzać zadaną moc czynną i bierną, a w trybie pracy wyspowej częstotliwość. Przekształtnik powinien również umożliwiać zmianę kierunku przesyłania energii w trakcie pracy.

Współcześnie budowane magazyny energii osiągają duże moce znamionowe rzędu pojedynczych megawoltamperów, powoduje to wiele komplikacji związanych z budową odpowiednio dużego przekształtnika. Bardziej korzystne wydaje się zainstalowanie kilku przekształtników pracujących równolegle, z których każdy może zasilać osobny łańcuch ogniw. Rozwiązanie to jest tańsze, prostsze i bardziej elastyczne, gdyż ułatwia kontrolę stanu naładowania poszczególnych łańcuchów ogniw, a w razie awarii łańcucha nie unieruchamia całego kontenera. Do realizacji pracy wyspowej oraz funkcji sztucznej inercji konieczne jest przewymiarowanie mocy znamionowej przekształtnika energii.

3.4. Nadzór nad magazynem energii z poziomu lokalnego systemu SCADA

Lokalny system SCADA umożliwia sterowanie pracą magazynu poprzez przełączanie trybów pracy magazynu, zdalne

wysterowanie łączników w obwodzie DC (zawierającym łańcuchy ogniów baterii) oraz wysyłanie sygnałów sterowniczych do przekształtnika energii, takich jak: załącz/wyłącz przekształtnik, zadana moc czynna i bierna, zadana częstotliwość, zadane napięcie.

Kolejną funkcją tego systemu jest monitorowanie i rejestrowanie danych związanych z poszczególnymi podzespołami magazynu energii (m.in. sygnały dotyczące awarii, blokad, ostrzeżeń i stanu pracy dla kluczowych podzespołów magazynu, tj. BMS, przekształtnika energii czy klimatyzacji).

Lokalny system SCADA magazynu umożliwia również realizację łączności z systemami nadrzędnymi, sprawującymi zdalny nadzór nad pracą magazynu energii.

4. Realizacja usług systemowych

Jedną z ważniejszych kwestii podczas planowania budowy magazynu energii jest właściwa ocena finansowej opłacalności przedsięwzięcia. Magazyn energii może z powodzeniem realizować wiele usług systemowych, które przy odpowiednich taryfach są w stanie zapewnić opłacalność tej kosztownej inwestycji. Główne usługi systemowe, które mają być wdrożone w magazynie, powinny być przewidziane już na etapie projektowania, aby wszystkie komponenty magazynu zostały odpowiednio dobrane.

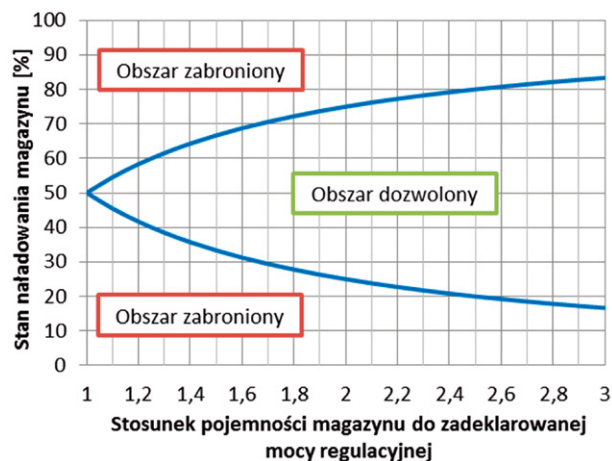
Do głównych usług należą: udział w regulacji częstotliwości sieci, wygładzanie przebiegów mocy czynnej produkowanej przez źródła rozproszone [4], redukcja szczytów zapotrzebowania na energię elektryczną lub praca jako źródło napięcia i częstotliwości (dla pracy wyspowej wydzielonego fragmentu sieci elektroenergetycznej). Regulacja częstotliwości jest w wielu krajach najłatwiej dostępnym źródłem dochodu gwarantującym opłacalność ekonomiczną projektów BESS.

4.1. Funkcja regulacji częstotliwości

Wykorzystanie bateryjnych magazynów energii do regulacji częstotliwości w systemie elektroenergetycznym ma pewne zalety, z których najważniejszą jest nadzwyczajnie krótki czas osiągnięcia pełnej mocy regulacyjnej, który dla baterii wynosi kilkaset milisekund, podczas gdy dla tradycyjnych źródeł mocy rezerwowej czas ten wynosi dziesiątki sekund. Jest to korzystne tym bardziej w warunkach spadającej inercji systemów elektroenergetycznych, w których tradycyjne źródła mocy są zastępowane źródłami odnawialnymi.

Ustanowienie odpowiednich regulacji prawnych i otwarcie rynku usług regulacyjnych dla wszystkich podmiotów zdolnych do dostarczenia zadeklarowanej mocy regulacyjnej w wymaganym przedziale czasu pozwoliło na włączenie bateryjnych magazynów energii w proces pierwotnej i wtórnej regulacji częstotliwości w krajach Europy Zachodniej. W warunkach niemieckiego rynku usług regulacyjnych najbardziej korzystne dla podmiotów, będących właścicielami bateryjnych magazynów energii, jest wykorzystanie ich do pierwotnej regulacji częstotliwości, ponieważ zapewnia to ciągłe i stałe zyski [5].

Usługę regulacji pierwotnej w Niemczech mogą świadczyć źródła, które przejdą proces kwalifikacji, a aukcje na moc regulacyjną odbywają się poprzez platformę internetową www.



Rys. 2. Dopuszczalny stan naładowania baterijnego magazynu energii biorącego udział w pierwotnej regulacji częstotliwości [7]

regelleistung.net. Każdy z oferentów deklaruje moc, jaką gotów jest dostarczyć w ramach usługi i cenę wyrażoną w euro/MW. Oferty są sortowane wg najniższej ceny za 1 MW i akceptowana jest taka liczba ofert, która pozwoli na zaspokojenie zapotrzebowania na moc regulacyjną. Czas trwania kontraktu wynosi 7 dni [6].

Według wymagań przyjętych przez niemieckich operatorów systemu przesyłowego stan naładowania baterijnego magazynu energii, biorącego udział w pierwotnej regulacji częstotliwości i niewspółpracującego z innymi źródłami wytwórczymi, powinien zapewniać ciągłą pracę przez 30 minut, z mocą zadeklarowaną na aukcji. W związku z tym, jeżeli nie występuje w danym czasie zaburzenie przebiegu częstotliwości, stan naładowania baterijnego magazynu energii powinien odpowiadać wartościom określonym przez krzywe przedstawione na rys. 2. Jeżeli zaburzenie częstotliwości wystąpiło, to stan naładowania magazynu powinien wrócić do wartości określonej przez krzywe w czasie 2 godzin od chwili wystąpienia zaburzenia [7].

Za proces pierwotnej regulacji częstotliwości odpowiadają indywidualne regulatory poszczególnych źródeł wytwórczych, które pracują wg liniowej krzywej $P-f$. Operatorzy niemieckiego systemu przesyłowego dopuszczają pewne stopnie swobody w pracy baterijnego magazynu energii, tj. strefę nieczułości, przeregulowanie czy skrócenie czasu reakcji na odchyłkę częstotliwości, które umożliwiają utrzymanie wymaganego stanu naładowania baterii. Najważniejszym stopniem swobody, bez którego utrzymanie wymaganego stanu naładowania baterii byłoby niemożliwe, jest zakup/sprzedaż energii na rynku energii poprzez transakcje planowane.

W procesie projektowania baterijnego magazynu energii, przeznaczonego do udziału w procesie pierwotnej regulacji częstotliwości, ważny jest więc nie tylko dobór jego podstawowych parametrów konstrukcyjnych, ale także określenie mocy regulacyjnej, która będzie oferowana na rynku, implementacja stopni swobody, ze szczególnym uwzględnieniem transakcji na rynku energii (stan naładowania, przy którym zgłaszana będzie chęć sprzedaży/zakupu, ilość kupowanej jednorazowo energii). W celu maksymalizacji zysku właściciela magazynu konieczne

jest także opracowanie odpowiednich strategii aukcyjnych, wykorzystujących prognozy cen na rynku usług regulacyjnych. Na zysk właściciela baterijnego magazynu energii za świadczenie usługi wpływ przede wszystkim będzie miała cena, jaka ustali się na rynku usług regulacyjnych, a także regulacje prawne i wymagania techniczne, definiujące szczegółowo świadczenie usługi, które mogą mieć wpływ m.in. na szybkość starzenia się baterii magazynu.

5. Podsumowanie

Poprawne wdrożenie magazynu energii jest złożonym zagadnieniem technicznym, ekonomicznym i prawnym. Projekt magazynu powinien z góry uwzględniać funkcje, które mają być realizowane, gdyż możliwość implementacji niektórych usług sieciowych wymaga odpowiedniego dobrania parametrów zastosowanych podzespołów, na przykład odpowiedniego prze-wymiarowania przekształtnika energii. Najłatwiej dostępnym źródłem dochodu gwarantującym opłacalność ekonomiczną projektów BESS jest usługa regulacji częstotliwości, jednak należy pamiętać, że potrzeby systemu w tym zakresie są ograniczone.

BIBLIOGRAFIA

1. Sasano E. i in., Demonstration projects for providing ancillary services using three different types of large-scale battery systems, CIGRE 2018, Paris, C2-112.
2. Maloney P., Is the bloom off the RegD rose for battery storage in PJM? [online], <https://www.utilitydive.com/news/is-the-bloom-off-the-regd-rose-for-battery-storage-in-pjm/503793/>, 5 września 2017 [dostęp: 4.04.2019].
3. Cai H., Hu G., Consensus-based Distributed Package-level State-of-charge Balancing for Grid-connected Battery Energy Storage System, 12th IEEE International Conference on Control & Automation (ICCA) Kathmandu, Nepal, 1–3 czerwca 2016.
4. Araiza Jr. J. i in., Grid energy-storage projects, *IEEE Electrification Magazine* 2018, Vol. 6, No. 3.
5. Zeh A. i in., Fundamentals of Using Battery Energy Storage Systems to Provide Primary Control Reserves in Germany, *Batteries Journal* 2016, Vol. 2, No. 3.
6. <https://www.regelleistung.net>.
7. German Transmission System Operators, Anforderungen an die Speicherkapazität bei Batterien für die Primärregelleistung, 2015.

Technical Aspects of Designing Battery Energy Storage System on the Basis of Experience from the Implementation of the GEKON Project

Keywords

Battery Energy Storage System (BESS), Battery Management System (BMS), Frequency Regulation

Abstract

This paper presents practical aspects of the design, construction, installation and commissioning of BESS (Battery Energy Storage System), which are a new, little-known elements of the Polish Power System. Experience gained during the launch of the first BESS in Poland (Puck), which was implemented as a part of the national research project GEKON, has been referred to the available knowledge about energy storage industry.

KONTAKT

Jacek Jemielity

Institut Energetyki Oddział Gdańsk
 tel.: +48 607 300 229
 e-mail: j.jemielity@ien.gda.pl

Łukasz Czapla

Institut Energetyki Oddział Gdańsk
 tel.: +48 503 605 355
 e-mail: l.czapla@ien.gda.pl

Paweł Rozenkiewicz

Institut Energetyki Oddział Gdańsk
 tel.: +48 784 018 388
 e-mail: p.rozenkiewicz@ien.gda.pl

Badania komunikacji pomiędzy urządzeniami automatyki zabezpieczeniowej zgodnie ze standardem IEC 61850

Autorzy

Mirosław Włas
Jakub Bartz
Kacper Chyła
Michał Gałązka
Damian Toruńczak
Filip Pankowiak
Kamil Zawacki
Tomasz Bednarczyk

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

przełączniki zabezpieczeniowe, sieci inteligentne, IEC 61850, komunikaty GOOSE

Streszczenie

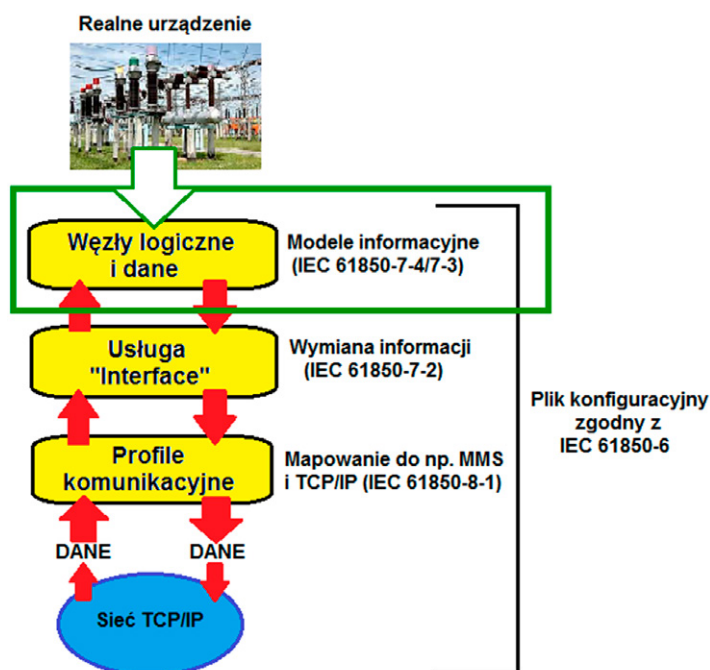
W artykule opisano badania modelu sieci SN wyposażonego w przełączniki REF615 Serii Relion firmy ABB oraz tester zabezpieczeń CMC 256-6 firmy OMICRON. Na stanowisku badawczym na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej przeprowadzono badania czasu przesyłania komunikatów GOOSE oraz retransmisji danych za pomocą testera zabezpieczeń CMC 256-6. Wyniki potwierdziły niezawodność oraz powtarzalność czasów przesyłu danych.

1. Wprowadzenie

W ostatnich latach obserwujemy w przemyśle, ale także w energetyce, bardzo dynamiczny rozwój technologii komunikacyjnych opartych na sieci Ethernet. Pociąga to za sobą konieczność opracowania rozwiązań gwarantujących niezawodną wymianę danych pomiędzy urządzeniami na stacji elektroenergetycznej, ale także w sieci SN, niezależnie od ich producenta i wykorzystanego sposobu komunikacji [1]. Rozwiązania te ujęto w standardzie IEC 61850 [2], stawiając przed producentami i projektantami nowoczesnych systemów sterowania i nadzoru wyzwanie zapewnienia zgodności istniejących SSiN z normą [3]. Podejmuje się próby przesyłania sygnału także w wykorzystaniem radia [4]. Niniejszy artykuł przedstawia możliwości przystosowania przełącznika zabezpieczeniowego do pracy jako inteligentnego urządzenia IED na stacji elektroenergetycznej i w sieci SN. Celem pracy jest nawiązanie komunikacji między urządzeniami IED, zgodnej ze standardem IEC 61850, oraz przeprowadzanie badań mających na celu sprawdzenie zgodności utworzonej komunikacji ze standardem IEC 61850, m.in. zbadanie czasu przesyłania komunikatów GOOSE oraz zbadanie poprawności retransmisji tych komunikatów. Zdecydowano się na skomunikowanie urządzeń za pośrednictwem transmisji przewodowej. Takie rozwiązanie ma na celu sprawdzenie czasu przesyłania komunikatów GOOSE drogą przewodową i porównanie tych czasów z pomiarami wykonanymi podczas przesyłania drogą radiową. Pomiary czasów przesyłania komunikatów GOOSE drogą radiową zostały opisane w pracy [4]. Praca ta ma na celu wykazać, że zastosowanie transmisji przewodowej nie tylko w obrębie stacji, ale

także na obszarze całego GPZ, daje ogromne możliwości szybkiej komunikacji i ograniczenia przerw w dostawie energii elektrycznej.

Standard IEC 61850 definiuje mechanizm wymiany informacji, w którym można wydzielić cztery podstawowe aspekty



Rys. 1. Fundamentalne aspekty standardu IEC 61850



Fot. 1. Widok stanowiska badawczego

przedstawione na rys. 1: modele informacji, interfejs serwisowy, mapowanie do protokołów oraz konfigurację systemu. Powyższy mechanizm wymiany informacji polega na zdefiniowanych modelach danych. IEC 61850 korzysta z koncepcji wirtualizacji w tworzeniu modelu danych. Ten model danych dostarcza systemowi automatyki stacyjnej obraz fizycznego świata.

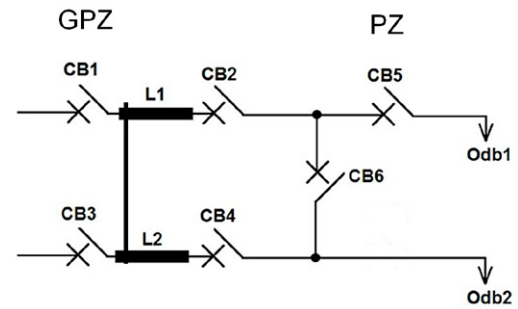
2. Stanowisko badawcze

Stanowisko składa się z sześciu przełączników zabezpieczeniowych REF615 firmy ABB [5], testera zabezpieczeń CMC 256-6 firmy Omicron oraz siedmiu kompaktowych wyłączników niskonapięciowych XT2N, reprezentujących wyłączniki średniego napięcia (fot. 1). Urządzenia tworzą jedną sieć, połączono je przewodem Ethernet kat. 5e za pośrednictwem switcha AFS660 firmy ABB. W ramach przygotowania badań utworzono komunikację między urządzeniami zgodną ze standardem IEC 61850. Zamodelowano warstwę komunikacyjną na przykładowym modelu sieci średniego napięcia (rys. 2) i na jej podstawie przeprowadzono badania.

3. Badania

3.1. Badania opóźnień przesyłania informacji GOOSE

Na zasymulowanym modelu sieci 15kV przełączniki zabezpieczeniowe przesyłają między sobą dwie podstawowe informacje, jakimi są: zadziałanie urządzenia nadrzędnego TRPPTRC1 (trip) oraz pozycja wyłącznika CBXCBR1. Informacja typu trip jest najczęściej badanym komunikatem i zgodnie z wymogami normy [2] zaliczany jest do szybkich wiadomości typu 1A (ang. *Type 1 – Fast messages „Protection”*).

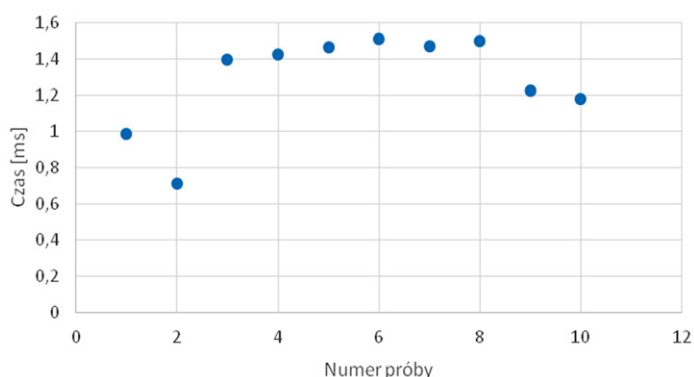


Rys. 2. Uproszczony schemat zamodelowanej sieci SN

Zastosowano dwa sposoby pomiarów czasu opóźnienia informacji trip. Pierwszym z nich było porównanie stempli czasowych, wystawianych przez przełączniki w chwili wysłania i odebrania wiadomości. Drugim sposobem był pomiar czasu dla dwóch wiadomości przy użyciu oprogramowania, które zaczynało mierzyć czas w chwili wysłania wiadomości oraz kończyło pomiar w chwili odebrania wiadomości zwrotnej. Oba sposoby pomiarów dały zbliżone wyniki, co można uznać za potwierdzenie słuszności tych wyników. W ramach pomiarów przeprowadzono dwa eksperymenty. Pierwszym z nich był pomiar czasu na modelu sieci średniego napięcia. W ramach stworzonej komunikacji na modelu badano czas przesyłania wiadomości GOOSE zawierającej informację trip, przesyłaną z przełącznika CB1 do przełącznika CB2. Przełącznik CB1 był wyzwany przez zadziałanie funkcji nadprądowej (wymuszenie prądowe zapewnione przez tester zabezpieczeń CMC 256-6 firmy OMICRON powodowało jej uruchomienie), a następnie przesyłał informację trip do przełącznika CB2. Dla tego eksperymentu zastosowano metodę pomiarową wykorzystującą stemple czasowe. Aby takie podejście do badań było możliwe, przed ich rozpoczęciem konieczna była synchronizacja wszystkich urządzeń z zewnętrznym wzorcem czasu. Synchronizacji dokonano za pośrednictwem protokołu SNTP. Wzorcem czasu dla przełączników był komputer (z dostępem do Internetu), który z kolei był synchronizowany z zegarem GPS. Taki sposób synchronizacji czasu również został uwarunkowany technicznymi możliwościami przełączników zabezpieczeniowych. W trakcie badań analizowano ramki ethernetowe, zawierające wysłane komunikaty GOOSE (za pomocą programu Wireshark), oraz analizowano rejestrator zakłóceń (za pomocą programu Wavewin ABB), rejestrujący odebrane GOOSE. Porównanie stempla czasu odbioru i wysłania wiadomości pozwoliło na poznanie czasu przesłania komunikatu GOOSE. Przeprowadzono 10 pomiarów, które obrazowo przedstawiono na rys. 3. Na rys. 4 zaprezentowano rozkład normalny uzyskanych wyników.

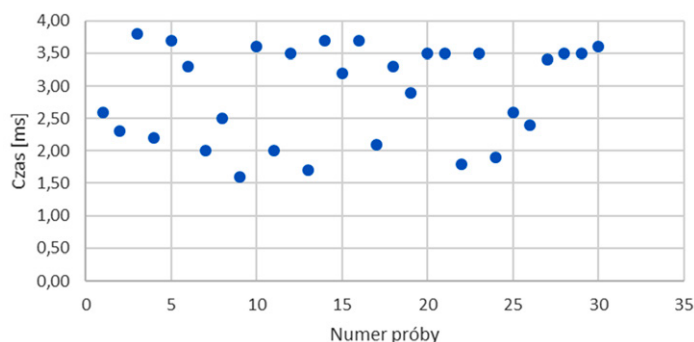
Drugim eksperymentem była symulacja przełącznika zabezpieczeniowego REF615 za pomocą testera zabezpieczeń CMC 256-6 firmy OMICRON. Symulowany przełącznik poprzez zewnętrzne wymuszenie użytkownika wysyłał komunikat GOOSE typu trip do sześciu przełączników zabezpieczeniowych, powodując otwarcie ich wyłączników. Po otwarciu wyłącznika przełącznik zabezpieczeniowy wysyłał informację zwrotną o wyzwoleniu wyłącznika (również typu trip) do testera CMC 256-6. Tester zabezpieczeń wysyłał i odbierał komunikaty GOOSE. Przy użyciu

Czas GOOSE w zależności od numeru próby



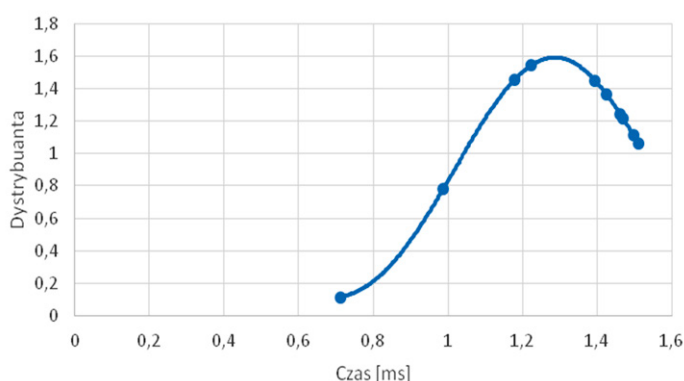
Rys. 3. Czasy GOOSE dla modelu sieci

Czas round-trip przełącznika nr 1



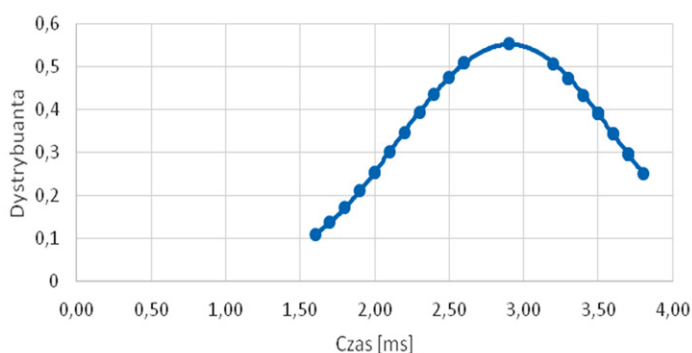
Rys. 5. Czasy round-trip dla przełącznika CB1

Rozkład normalny sieć 15 kV



Rys. 4. Rozkład normalny wyników dla badań na modelu sieci

Rozkład normalny przełącznika nr 1



Rys. 6. Rozkład normalny czasów round-trip dla przełącznika CB1

oprogramowania State Sequencer mierzono czas od momentu symulacji GOOSE typu trip, wysłanego do przełączników, do chwili odebrania subskrybowanej wiadomości od przełączników o wyzwoleniu. Warto podkreślić, że użyty w badaniu tester zabezpieczeń CMC 256-6 daje możliwość symulacji przełączników różnych firm, poprzez zaimplementowanie do niego odpowiedniego pliku SCL. W trakcie badań użyto pliku SCL opisującego przełącznik REF615. Przeprowadzono 30 pomiarów, a wyniki pokazano graficznie na rys. 5 oraz przedstawiono rozkład normalny wyników na rys. 6. Wyniki dotyczą przełącznika CB1, dla pozostałych przełączników, wyniki są zbliżone.

Uzyskane wyniki przesyłania jednego komunikatu trip są zadowalające. Należy jednak pamiętać, że uzyskany czas 1,5 ms dotyczy przełączników jednej firmy – ABB. Sytuacja może wyglądać zdecydowanie gorzej w pomiarach czasu komunikatów wysyłanych przez przełączniki różnych firm.

Wszystkie przesyłane komunikaty odnoszą się do zadziałania funkcji zabezpieczeniowych oraz pozycji wyłączników, każdy z komunikatów GOOSE został przesłany wraz z atrybutami odpowiedzialnymi za jakość. We wszystkich przełącznikach zabezpieczeniowych pracujących w stworzonym układzie został dodany blok funkcjonalny SCHLCCH1. Blok ten jest wykorzystywany w celu nadzoru komunikacji Ethernet. Jeżeli komunikacja zostałaby przerwana (co może nastąpić z różnych powodów,

np. na skutek przerwania przewodów wykorzystywanych do komunikacji), natychmiast informacja ta zostałaby wyświetlona na przełącznikach zabezpieczeniowych REF615 użytych w układzie. Wyjście CH1LIV wyżej wymienionego bloku jest ustawiane w stan logiczny „prawda”, jeżeli przełącznik zabezpieczeniowy otrzymuje ramki Ethernet. Dodatkowo ze wszystkich bloków funkcjonalnych, służących do łączenia danych wejściowych z aplikacją, w celu sprawdzenia poprawności przesyłanych danych zostało wyprowadzone wyjście VALID, które sprawdza, czy komunikacja dla konkretnej przesyłanej wiadomości działa poprawnie. Wszystkie wyjścia VALID zostały logicznie połączone w programie PCM600 i wyprowadzone na dziewiątą programowalną diodę każdego z przełączników zabezpieczeniowych użytych na stanowisku, w celu sygnalizacji poprawności działania komunikacji. Poniżej została przedstawiona przykładowa macierz komunikatów GOOSE, jakie są przesyłane w układzie. W tym przypadku jest to macierz sygnałów, jakie odbiera trzeci przełącznik zabezpieczeniowy. Przedstawia ona realizację przesyłania informacji o pozycji wyłączników pierwszego, drugiego, czwartego, piątego oraz szóstego użytych w układzie. Podobna funkcjonalność została stworzona w pozostałych przełącznikach zabezpieczeniowych, dodatkowo w niektórych przesyłane są również informacje dotyczące zadziałania funkcji zabezpieczeniowych, które były niezbędne, aby przeprowadzić rekonfigurację modelu sieci.

IED, Logical Device :	REF615_C B1, CTRL						REF615_C B2, CTRL						REF615_C B4, CTRL						REF615_C B5, CTRL						REF615_C B6, CTRL					
	CBXCBBR1						CBXCBBR1						CBXCBBR1						CBXCBBR1						CBXCBBR1					
	Pos stVal						Pos stVal						Pos stVal						Pos stVal						Pos stVal					
- Wyt_1_pozycja;GOOSERCV_INTL:0	X																													
Wyt_1_pozycja;GOOSERCV_INTL:0	IN																													
- Wyt_2_pozycja;GOOSERCV_INTL:1							X																							
Wyt_2_pozycja;GOOSERCV_INTL:1	IN																													
- Wyt_4_pozycja;GOOSERCV_INTL:2													X																	
Wyt_4_pozycja;GOOSERCV_INTL:2	IN																													
- Wyt_5_pozycja;GOOSERCV_INTL:3																			X											
Wyt_5_pozycja;GOOSERCV_INTL:3	IN																													
- Wyt_6_pozycja;GOOSERCV_INTL:4																									X					
Wyt_6_pozycja;GOOSERCV_INTL:4	IN																													

Rys. 7. Macierz komunikatów otrzymywanych przez CB3

3.2. Badania retransmisji przesyłania informacji GOOSE

W celu przeprowadzenia badania w programie PCM600 zostały zdefiniowane kolejno trzy niezależne komunikaty GOOSE, każdy z komunikatów zawierał pojedynczy atrybut danych odnoszący się do zadziałania funkcji zabezpieczeniowych 3-fazowych bezkierunkowych zabezpieczeń nadprądowych. Odpowiednio:

- GOOSE_1 funkcja zabezpieczeniowa PHLPTOC 3-fazowe bezkierunkowe zabezpieczenie nadprądowe, stopień zabezpieczeniowy niski
- GOOSE_2 funkcja zabezpieczeniowa PHHTOC 3-fazowe bezkierunkowe zabezpieczenie nadprądowe, stopień zabezpieczeniowy wysoki
- GOOSE_3 funkcja zabezpieczeniowa PHIPTOC 3-fazowe bezkierunkowe zabezpieczenie nadprądowe, stopień bezzwłoczny.

Każdy z wyżej wymienionych komunikatów został przesłany w 20 próbach. W celu wymuszenia zadziałania funkcji zabezpieczeniowych i w konsekwencji wymuszenia komunikatu GOOSE, mówiącego o zadziałaniu tych funkcji, został wykorzystany tester zabezpieczeń CMC 256-6 firmy Omicron. Wyjścia prądowe CMC 256-6 zostały połączone z wejściami pomiarowymi przekaźnika zabezpieczeniowego REF615. W oprogramowaniu QuickCMC została skonfigurowana wartość prądu na tyle duża, aby pobudzić zadziałanie funkcji zabezpieczeniowej. Przesłany komunikat GOOSE oraz jego retransmisja została zbadana dzięki oprogramowaniu do testera zabezpieczeń o nazwie IEDScout, w którym zostały zmierzone czasy pierwszych sześciu retransmisji przesyłanej wiadomości GOOSE (tab. 1).

Poniżej przedstawiono opis oznaczeń użytych w tabelach zawierających wyniki, jakie otrzymano po przeliczeniu otrzymanych pomiarów czasu:

- **nr ret.** – numer retransmisji komunikatu GOOSE
- **t_{\min}** – minimalny czas retransmisji komunikatu GOOSE liczony od przesłania nowego komunikatu GOOSE [ms]
- **t_{\max}** – maksymalny czas retransmisji komunikatu GOOSE liczony od przesłania nowego komunikatu GOOSE [ms]
- **t_{sr}** – średni czas retransmisji komunikatu GOOSE liczony od przesłania nowego komunikatu GOOSE [ms]

nr ret.	t_{\min} [ms]	t_{\max} [ms]	t_{sr} [ms]	t'_{\min} [ms]	t'_{\max} [ms]	t'_{sr} [ms]
1	0,106	0,209	0,160	0,106	0,209	0,160
2	2,399	5,048	2,586	2,235	4,914	2,426
3	5,018	7,563	5,181	2,515	2,639	2,595
4	105,06	107,59	107,22	100,03	102,44	102,04
5	10005,6	10010,3	10008,4	9900,3	9902,9	9901,2
6	19906,3	19912,9	19909,2	9900,2	9902,6	9900,8

Tab. 1. Wyniki badań uzyskane z 20 transmisji funkcji zabezpieczeniowej PHLPTOC

- **t'_{\min}** – minimalny czas retransmisji komunikatu GOOSE liczony od poprzedniej retransmisji komunikatu [ms]
- **t'_{\max}** – maksymalny czas retransmisji komunikatu GOOSE liczony od poprzedniej retransmisji [ms]
- **t'_{sr}** – średni czas retransmisji komunikatu GOOSE liczony od poprzedniej retransmisji komunikatu [ms].

Niezależnie od tego, jaka funkcja zabezpieczeniowa jest przesyłana, wyniki pomiarów są na zbliżonym poziomie. Wniosek płynący z tej zależności wskazuje, że niezależnie od stopnia zabezpieczeniowego danej funkcji, a co za tym idzie niezależnie od prędkości działania danej funkcji, retransmisja komunikatów GOOSE jest realizowana w ten sam sposób. Innymi słowy, retransmisja komunikatów odbywa się w bardzo zbliżonych odstępach czasowych niezależnie od prędkości działania funkcji zabezpieczeniowych.

Z otrzymanych wyników badań wynika, że pierwsza retransmisja komunikatu GOOSE odbywa się w czasie nieprzekraczającym $t_{\max} = 0,215$ [ms]. Czas ten jest bardzo krótki, może to świadczyć o tym, że pierwszy komunikat retransmisyjny jest nadawany od razu po przesłaniu komunikatu GOOSE, a czas opóźnienia wynika tylko z ograniczeń możliwości reakcji przekaźników zabezpieczeniowych użytych podczas badania. Kolejnym faktem potwierdzającym tę tezę jest przebadany czas przesyłu komunikatu GOOSE, liczony od momentu wysłania do momentu odebrania: jest on kilkukrotnie wyższy od czasu pierwszej

retransmisji. Wyżej przytoczona analiza porównująca czas pierwszej retransmisji z czasem przejścia komunikatu GOOSE między przekaźnikami zabezpieczeniowymi potwierdza, że komunikaty GOOSE w standardzie IEC 61850 są przesyłane bez potwierdzenia odebrania poprzedniego komunikatu.

Analizując czasy średnie pomiędzy retransmisjami, warto zauważyć, że pierwsza retransmisja odbywa się najszybciej, gdyż jest ona najważniejsza. Jeżeli z jakichś powodów komunikat GOOSE nie dociera do przekaźnika zabezpieczeniowego, pierwsza retransmisja odbywa się w tak krótkim czasie, że nie ma to wpływu na działanie układu sieci SN. Czas drugiej oraz trzeciej retransmisji ustala się na poziomie oscylującym w okolicach 2,5 ms. Czwarta retransmisja zostaje przesyłana po ok. 100 ms od trzeciej retransmisji komunikatu GOOSE. Natomiast piąta retransmisja i kolejne ustalają się na poziomie nie przekraczającym 10 s. Retransmisja odbywa się w sposób uporządkowany. Czasy minimalne oraz maksymalne przesyłanych retransmisji komunikatu GOOSE nie odbiegają znacząco od siebie, co może świadczyć o poprawności działania komunikacji na stanowisku badawczym.

4. Wnioski końcowe

W artykule przedstawiono badania opóźnień i retransmisji komunikatów GOOSE, które są niezbędne do zapewnienia odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa w rzeczywistych układach sterujących siecią elektroenergetyczną. Ponieważ komunikaty GOOSE są wysyłane bez odpytania urządzenia przesyłającego i bez konieczności potwierdzenia przyjęcia wiadomości przez urządzenie odbierające, komunikacja jest bardzo szybka, zaś czasy opóźnień wynoszą średnio 1,5 ms.

Przyszłością systemu elektroenergetycznego jest budowanie systemów komunikacji opartych na szybkiej komunikacji przewodowej lub radiowej i wdrożenie systemów zarządzania dystrybucją DMS. Powodów takiego stanu rzeczy jest kilka: dynamiczny rozwój źródeł energii odnawialnej i rozproszonej oraz powstanie wirtualnych elektrowni (VPP), klastrów energetycznych, magazynów energii i infrastruktury dla pojazdów elektrycznych, konieczność rekonfiguracji sieci ze względu na optymalizację poziomu napięcia, rozptyłu mocy biernej, konieczność optymalizacji układu sieci w celu równoważenia obciążenia i generacji energii, zarządzanie rozptyłami, lokalizacja zwarć, izolacja i przywrócenie zasilania, konieczność zarządzania wahaniami napięcia oraz monitorowanie jakości energii. Dlatego też konieczne jest rozszerzenie liczby urządzeń działających w systemie dystrybucyjnym w całej sieci SN. Konieczne jest zainstalowanie rozłączników (sekcjonalizery) i wyłączników (reklozery) wyposażonych w przekaźniki zabezpieczeniowe, które umożliwiają przeprowadzenie szybkich rekonfiguracji sieci i zapewniają adaptację zabezpieczeń do warunków panujących w sieci.

BIBLIOGRAFIA

1. Krakowski M., Implementacja standardu IEC 61850 w zabezpieczeniach i rozdzielnicach JM-TRONIK, *Urządzenia dla Energetyki* 2013, nr 4.
2. IEC 61850, Edition 2.0 Communication networks and systems for power utility automation – Part 1–10.
3. Babś A. i in., Rozbudowa urządzeń automatyki elektroenergetycznej w celu uzyskania zgodności z normą IEC 61850 [online], <http://www.ien.gda.pl> [dostęp: 12.09.2018].
4. Chang J. i in., Application of a multifunctional distance protective IED in a 15KV distribution network, 66th Annual Conference for Protective Relay Engineers, College Station, TX, USA, 2013, s. 150–171.
5. Zabezpieczenie i sterowanie pola REF615 – Zabezpieczenie i sterowanie pól liniowych [online], <https://new.abb.com/medium-voltage/pl/produkty-i-rozwiazania-automatyki-sieciowej/przekazniki-numeryczne/zabezpieczenie-i-sterowanie-pol-liniowych/reliion/ref615> [dostęp: 12.09.2018].

Research on Communication Between IED in Accordance with the IEC 61850 Standard

Keywords

protection relay, smart grid, IEC 61850, GOOSE

Abstract

The article describes the research of the SN network model equipped with REF615 relays of the ABB Relion Series and the CMC 256-6 security tester of the OMICRON company. The time of GOOSE messaging and data retransmission was tested using the CMC256-6 security tester. The results confirmed the reliability and repeatability of data transfer times.

KONTAKT

Mirosław Włas

Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki

tel.: +48 58 347 23 37

fax: +48 58 341 08 80

e-mail: miroslaw.wlas@pg.edu.pl

Jakub Bartz

Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki

tel.: +48 793 597 934

e-mail: jakubbartz96@gmail.com

Kacper Chył

Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki

tel.: +48 600 185 495

e-mail: s161151@student.pg.edu.pl

Michał Gałązka

Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki

tel.: +48 607 960 813

e-mail: michal.galazka13@gmail.com

Damian Toruńczyk

Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki

tel.: +48 516 311 364

e-mail: d.torunczak@onet.pl

Filip Pankowiak

Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki

tel.: +48 694 799 712

e-mail: filip.pankowiak@gmail.com

Kamil Zawacki

Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki

tel.: +48 696 913 912

e-mail: kzawacki95@o2.pl

Tomasz Bednarczyk

OMICRON Energy Solutions Polska sp. z o.o., Sosnowiec

tel.: +48 32 621 1028

kom.: +48 882 803 661

e-mail: tomasz.bednarczyk@omicronenergy.com

Testowanie wybranych kryteriów zabezpieczeniowych w przełącznikach SN z wykorzystaniem standardu IEC 60255

Autorzy

Tomasz Bednarczyk
Kacper Chyła
Filip Pankowiak
Mirosław Włas

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

tester zabezpieczeń CMC 256-6, przełącznik zabezpieczeniowy REF615, IEC 60255, sieci średniego napięcia

Streszczenie

Badania oparte na standardzie IEC 60255 mają postać wielu testów wymaganych oraz opracowanych na podstawie owego standardu. Testom zostały poddane wybrane funkcje zabezpieczeniowe zaimplementowane w testowanych przełącznikach zabezpieczeniowych REF615 firmy ABB. Celem było porównanie otrzymanych wartości z deklarowanymi przez producenta oraz wyznaczenie zależności w funkcji różnych, zmiennych warunków testowych.

1. Wprowadzenie

1.1. Testy oparte na IEC 60255

Celem testów było zweryfikowanie w testowanych przełącznikach deklarowanych przez producenta parametrów wybranych kryteriów zabezpieczeniowych [1], a także określenie w warunkach testowych parametrów wymaganych przez arkusze standardu IEC 60255 serii 100. W testach funkcje poddano dodatkowym badaniom opartym na tym standardzie, mającym na celu rozszerzenie podstawowych charakterystyk funkcji zabezpieczeniowych. Do zakresu badań przełączników zabezpieczeniowych należały:

- konfiguracja oprogramowania przełączników zabezpieczeniowych umożliwiająca testowanie wybranych funkcji zabezpieczeniowych
- wybór i konfiguracja odpowiednich modułów testowych testera zabezpieczeń
- zaprojektowanie i przeprowadzenie serii testów wymaganych przez standardy IEC 60255 serii 100 oraz ocena otrzymanych wyników
- zaprojektowanie i przeprowadzenie serii testów własnych opartych na standardach IEC 60255.

1.2. Wybór arkuszy normatywnych

Wybór odpowiednich arkuszy standardu IEC 60255 [2] został oparty na funkcjach zabezpieczeniowych posiadanych przez badany przełącznik zabezpieczeniowy w wersji sprzętowej N. Przełącznik ten posiada trzy funkcje zabezpieczeniowe opisane w arkuszach normy IEC 60255 serii 100:

Lp.	Funkcja zabezpieczeniowa	Arkusze normatywny IEC 60255 serii 100
1.	3-fazowe zabezpieczenie nadprądowe w stopniu zabezpieczeniowym niskim	IEC 60255-151
2.	3-fazowe zabezpieczenie nadnapięciowe	IEC 60255-127
3.	3-fazowe zabezpieczenie podnapięciowe	IEC 60255-127

Tab. 1. Dopasowanie arkuszy standardu [3] IEC 60255 do testowanych funkcji zabezpieczeniowych

- 3-fazowe bezkierunkowe zabezpieczenie nadprądowe w trzech stopniach:
 - stopniu zabezpieczeniowym niskim – wybrane do testów
 - stopniu zabezpieczeniowym wysokim
 - stopniu zabezpieczeniowym bezwłocznym
 - 3-fazowe zabezpieczenie nadnapięciowe – wybrane do testów
 - 3-fazowe zabezpieczenie podnapięciowe – wybrane do testów.
- W tab. 1 zamieszczono zestawienie testowanych funkcji zabezpieczeniowych badanego przełącznika oraz odpowiadających im arkuszy standardu IEC 60255.

1.3. Sprawdzane parametry kryteriów zabezpieczeniowych

Przeprowadzone testy bazujące na arkuszu [4] IEC 60255-151 skupiają się na określeniu dokładności i szybkości działania 3-fazowej funkcji nadprądowej w stopniu zabezpieczeniowym niskim, z ustawioną niezależną charakterystyką czasową IEC. W artykule skupiono się na testach kryterium nadprądowego, testy kryteriów napięciowych miały analogiczny przebieg.

Zamierzano sprawdzić w szczególności:

- dokładność nastawy prądowej (wartości startowej), po której przekroczeniu funkcja zabezpieczeniowa powinna przejść w stan aktywny (aktywować odpowiednie wyjście funkcji) i porównać zmierzoną dokładność z dokładnością deklarowaną przez producenta przekaźnika zabezpieczeniowego
- dokładność wartości resetu nastawy prądowej, wynikającej bezpośrednio z nastawy prądowej wyzwala (funkcje posiadają stały współczynnik powrotu), po której przekroczeniu funkcja aktualnie działająca powinna przejść w stan nieaktywny (dezaktywować odpowiednie wyjście funkcji) i porównać zmierzony współczynnik powrotu z deklarowanym przez producenta przekaźnika
- czasy funkcji zabezpieczeniowej:
 - czas uruchomienia funkcji zabezpieczeniowej
 - czas opóźnienia zadziałania funkcji zabezpieczeniowej.

2. Stanowisko badawcze

2.1. Urządzenia

Stanowisko badawcze przedstawione na fot. 1 służyło do zamodelowania sieci dystrybucyjnej średniego napięcia. Głównym elementem składowym stanowiska jest przekaźnik zabezpieczeniowy REF615 firmy ABB.

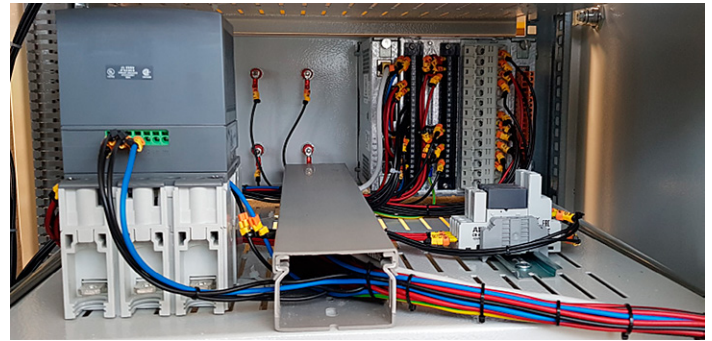
Przekaźnik REF615 jest urządzeniem IED służącym do zabezpieczania, sterowania, wykonywania pomiarów i nadzoru pól liniowych i odpływowych [5]. Urządzenie jest przystosowane do pracy z różnymi topologiami sieci, takimi jak: sieci dystrybuujące energię elektryczną z rozdziałem lub bez rozdziału wytwarzanej mocy, sieci promieniowe, sieci pierścieniowe i sieci mieszane.

Sygnalizacja oraz przyciski umieszczone na panelu przednim stanowiska zostały podłączone do przekaźnika zabezpieczeniowego. Domyślnie odpowiadają one za sterowanie wyłącznikiem niskiego napięcia oraz za sygnalizację położenia styków tego wyłącznika. Na panelu przednim zostały wyprowadzone również wejścia analogowe prądowe przekaźnika, wykorzystywane do testowania funkcji zabezpieczeniowych przekaźnika.

Każdy z przekaźników steruje wyłącznikiem niskiego napięcia ABB XT2N za pomocą napędu silnikowego MOE. Zestaw ten ma za zadanie symulować rzeczywiste operacje łączeniowe wyłączników średniego napięcia. Elementy te zostały przedstawione na fot. 1.

Sygnalizacja oraz przyciski umieszczone na panelu przednim stanowiska zostały podłączone do przekaźnika zabezpieczeniowego. Domyślnie odpowiadają one za sterowanie wyłącznikiem niskiego napięcia oraz za sygnalizację położenia styków tego wyłącznika. Na panelu przednim zostały wyprowadzone również wejścia analogowe prądowe przekaźnika, wykorzystywane do testowania funkcji zabezpieczeniowych przekaźnika.

Jak widać na fot. 2, stanowisko badawcze składa się z sześciu pól z wyłącznikami sterowanymi przez przekaźnik zabezpieczeniowy oraz z jednego pola, gdzie znajduje się sam wyłącznik XT2N, domyślnie sterowany przez tester zabezpieczeń. Na fot. 3. przedstawiony został front jednego pola z przekaźnikiem zabezpieczeniowym.



Fot. 1. Elementy składowe stanowiska badawczego, z lewej wyłącznik XT2N wraz z napędem silnikowym MOE, z tyłu przekaźnik zabezpieczeniowy REF615 (wyprowadzenia zacisków) [1]



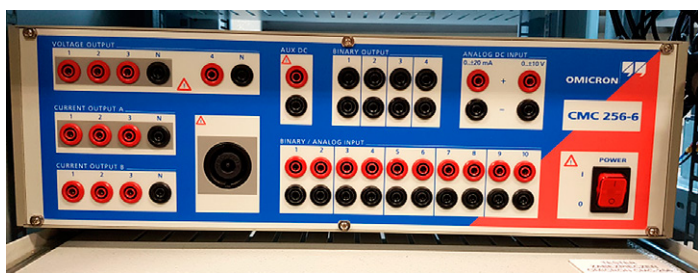
Fot. 2. Stanowisko badawcze [1]

Istotnym z punktu widzenia przeprowadzanych na potrzeby tego opracowania badań i testów jest tester zabezpieczeń CMC 256-6 firmy OMICRON. Widok testera został przedstawiony na fot. 4.

Tester zabezpieczeń wyposażony jest w cztery niezależne wyjścia napięciowe oraz sześć wyjść prądowych. Ponadto tester posiada zestaw czterech wyjść binarnych oraz zestaw pięciu podwójnych wyjść binarnych. Wyposażony jest również w zasilacz prądu stałego użyteczny w sytuacji, gdy testowany obiekt wymaga zasilania pomocniczego. Tester posiada także pomiarowe wejścia analogowe prądu i napięcia stałego. CMC 256-6 wraz z dołączonym oprogramowaniem daje użytkownikowi możliwość przeprowadzenia dokładnych testów przekaźników zabezpieczeniowych poprzez generowanie odpowiednich wymuszeń prądowych bądź napięciowych, zgodnych z normą IEC 60255.



Fot. 3. Front pola z przekaźnikiem zabezpieczeniowym



Fot. 4. Tester zabezpieczeń CMC 256-6

2.2. Strona programowa przekaźnika zabezpieczeniowego

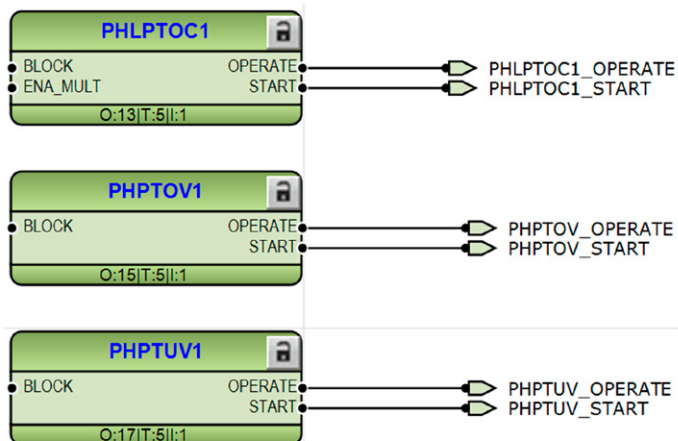
Do poprawnego przetestowania funkcji zabezpieczeniowych niezbędny jest odpowiednio skonfigurowany program wgrany do przekaźnika zabezpieczeniowego. Podstawą programu jest odpowiednia konfiguracja wyjść funkcji, umożliwiająca odczytywanie ich stanu przez zewnętrzny tester zabezpieczeń za pomocą wyjść binarnych przekaźnika. Na rys. 1 przedstawiono część programu odpowiedzialną za odczytywanie stanu wyjść testowanych funkcji i zamianę ich na sygnały binarne, możliwe do wykorzystania w pozostałej części programu. Na przykład sygnał *PHLPTOC1_OPERATE* przyjmuje wartość logiczną wysoką, gdy aktywne jest wyjście *OPERATE* należące do funkcji *PHLPTOC1*.

Sygnały informujące o starcie funkcji (*START*) oraz o uruchomieniu zgodnie z wybraną charakterystyką czasową (*OPERATE*) zostały wyprowadzone na wyjścia binarne, odpowiednio na *SO1* i *SO2* (rys. 2).

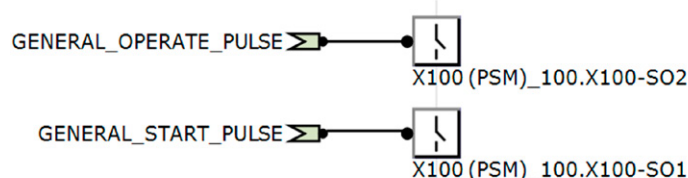
2.3. Strona programowa testera zabezpieczeń

Do testowania funkcji zabezpieczeniowych użyto trzech modułów testowych testera zabezpieczeń CMC 256-6 [6]:

- OMICRON Ramping – moduł pozwalający na pomiar rzeczywistych wartości startowych, wartości resetu oraz na obliczenie współczynnika odpadu poprzez normatywne zwiększanie i zmniejszanie wartości wymuszeń
- OMICRON State Sequencer – program umożliwiający pomiar czasów uruchomienia oraz opóźnienia zadziałania funkcji podczas generacji konkretnych sekwencji wymuszeń



Rys. 1. Zrzut ekranu z programu PCM600 przedstawiający wyprowadzenie sygnałów binarnych ze stanów funkcji zabezpieczeniowych



Rys. 2. Zrzut ekranu z programu PCM600 przedstawiający przypisanie sygnałów do wyjść binarnych

- OMICRON Overcurrent – moduł użyty do przedstawienia rzeczywistej charakterystyki czasoprądowej funkcji *PHLPTOC*, na podstawie serii uruchomień funkcji.

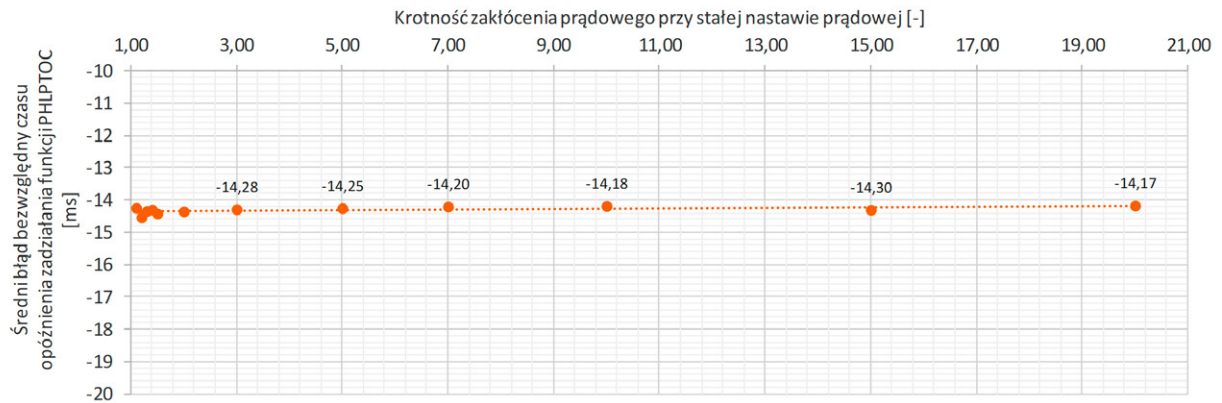
3. Badania

3.1. Otrzymane charakterystyki

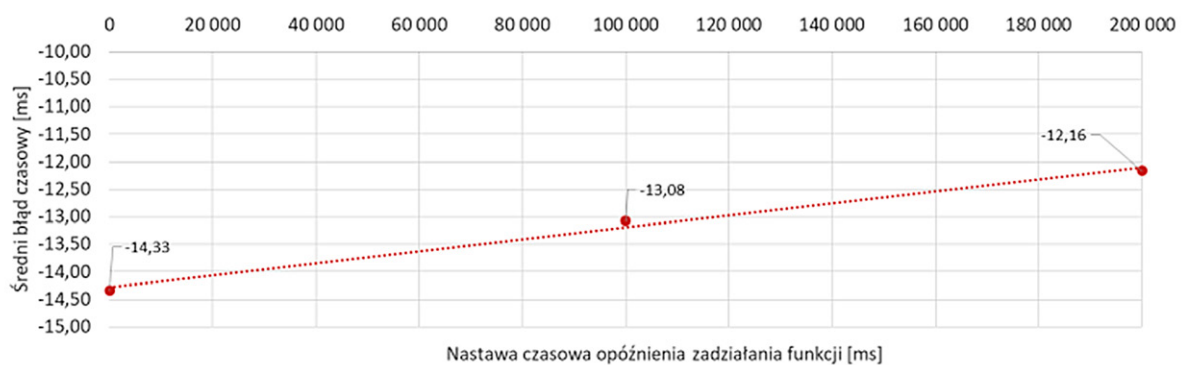
Testy przeprowadzone na funkcji nadprądowej *PLPTOC* pozwoliły na stworzenie poniższych charakterystyk:

3.2. Analiza charakterystyk

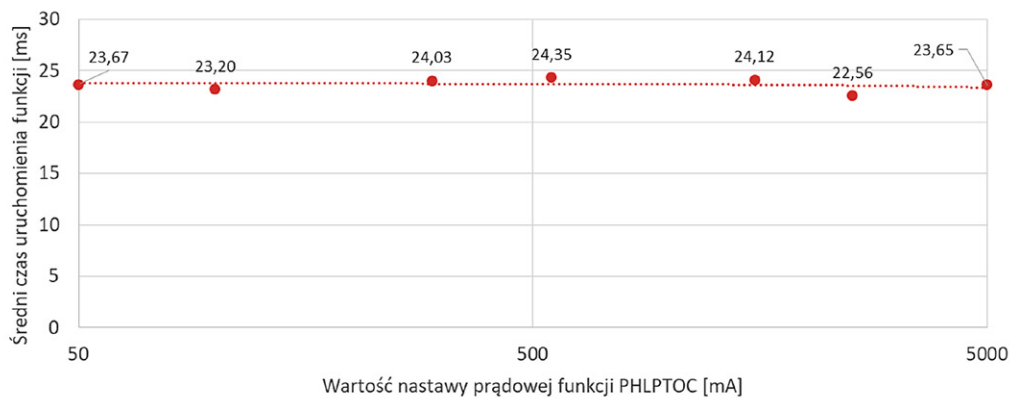
Otrzymane wyniki pomiarów czasów opóźnienia zadziałania funkcji *PLPTOC* nie zmieniały się w sposób znaczny, mimo różnych nastaw prądowych oraz różnych krotności amplitudy zakłócenia względem nastawy (rys. 3). Jedyna zauważalna zmiana zachodziła podczas znacznej zmiany nastawy czasowej – błąd bezwzględny malał wraz ze wzrostem wartości nastawy czasowej (rys. 4). Warto zaznaczyć, iż błąd bezwzględny zmienił się zależnie od testowanego przekaźnika zabezpieczeniowego, jeden przekaźnik wyróżniał się znacznie, otrzymano krótsze czasy opóźnienia zadziałania funkcji. Wszystkie zmierzone czasy opóźnienia zadziałania mieściły się w granicach błędów deklarowanych przez producenta i utrzymały zadaną charakterystykę – niezależną czasowo, czyli ich wartość nie była zależna od wartości zakłócenia podanego na wejścia analogowe. W pomiarze czasu uruchomienia różnica pomiędzy różnymi przekaźnikami lekko się zatarła, chociaż można było wyróżnić jeden przekaźnik jako najwolniejszy z zestawienia. Czas uruchomienia był niezależny od wartości nastawy prądowej i pozostał



Rys. 3. Charakterystyka średniego bezwzględnego błędu czasu opóźnienia zadziałania funkcji PHLPTOC w funkcji krotności wymuszenia zakłócenia względem nastawy prądowej przy stałej nastawie prądowej



Rys. 4. Charakterystyka średniego bezwzględnego błędu czasu opóźnienia zadziałania funkcji PHLPTOC w funkcji nastawy czasowej



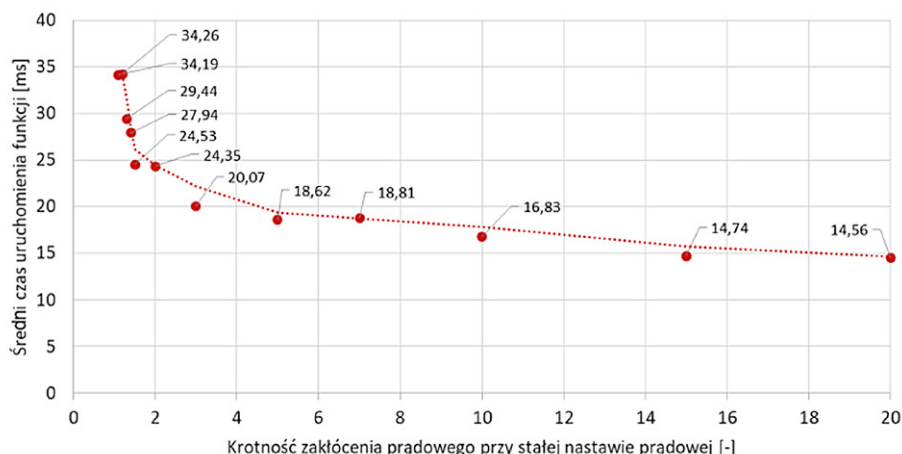
Rys. 5. Charakterystyka średniego czasu uruchomienia funkcji PHLPTOC w funkcji nastawy prądowej przy stałej krotności wymuszenia zakłócenia względem nastawy prądowej

względnie stały – rys. 5. Czasy średnie uruchomienia przy krotności zakłócenia względem nastawy wynoszącej 2 (wartość, przy jakiej zadeklarowano szybkość zadziałania przez producenta) mieściły się w błędach dopuszczalnych, natomiast czasy minimalne – nie. Przekaznik uruchamiał funkcję szybciej, niż deklaruje to producent. Na rys. 6 czasy uruchomienia zmieniły się w sposób znaczny, zależnie od krotności amplitudy zakłócenia względem nastawy. Dla niskich krotności czasy uruchomienia okazały się znacznie dłuższe od deklarowanych przez producenta, w przypadku znacznych krotności zakłócenia czasy były

o wiele krótsze od zadeklarowanych dla krotności zakłócenia odniesionej do nastawy prądowej, wynoszącej 2.

4. Podsumowanie

Większość badanych parametrów została potwierdzona testowo, natomiast część badanych parametrów nie zmieściła się w dopuszczalnych granicach błędu. Punkty testowe, wymagane przez arkusze standardu IEC 60255, pozwoliły na zaobserwowanie zachowania się funkcji w warunkach testowych innych niż te, dla których producent określił dane znamionowe. Dodatkowe



Rys. 6. Charakterystyka średniego czasu uruchomienia funkcji PHLPTOC w funkcji krotności wymuszenia zakłócenia względem nastawy prądowej przy stałej nastawie prądowej

punkty testowe, które zostały zainspirowane wymaganiami arkuszy IEC 60255 serii 100, pozwoliły na uzyskanie podstawowych charakterystyk działania funkcji zabezpieczeniowych. Jedną z ciekawszych uzyskanych charakterystyk jest charakterystyka czasu uruchomień funkcji zabezpieczeniowej w funkcji krotności zakłócenia względem nastaw. Otrzymane wyniki są uzupełnieniem danych znamionowych czasów uruchomień funkcji podanych przez producenta. Połączenie testowego sprawdzenia charakterystyk deklarowanych przez producenta przełącznika wraz z wyznaczoną w sposób doświadczalny charakterystyką czasów uruchomień funkcji, dla różnych krotności wartości zakłóceń względem nastawy, pozwala na dokładniejsze określenie czasu zadziałania zabezpieczenia i lepszy dobór jego parametrów w celu zapewnienia skuteczniejszej ochrony i selektywności zabezpieczeń.

BIBLIOGRAFIA

1. Chyła K., Pankowiak F., Badania i testowanie zabezpieczeń średniego napięcia z wykorzystaniem testera zabezpieczeń CMC 256-6 firmy OMICRON, praca dyplomowa, promotor dr inż. Mirosław Włas, Politechnika Gdańska, 2018.
2. IEC 60255-1, Measuring relays and protection equipment – Part 1: Common requirements, 2009.
3. Relion 615 Series, Feeder Protection and Control REF615: Application Manual, ABB, 2016.
4. IEC 60255-151, Measuring relays and protection equipment – Part 151: Functional requirements for over/under current protection, 2009.
5. Relion – Zabezpieczenia i sterowanie, Seria 615: Podręcznik techniczny, ABB, 2017 [online], https://library.e.abb.com/public/e71b2fc0e-29a4734b36fc7d619b0e1a8/RE_615_tech_757517_PLd.pdf [dostęp: 6.12.2018].
6. OMICRON, RelaySimTest Getting Started, OMICRON electronics, 2018 [online], <https://www.omicronenergy.com/en/> [dostęp: 6.12.2018].

Application of the IEC 61850 Standard for Quick Reconfiguration of MV Networks Using an Adaptive Change of Setting Banks

Keywords

CMC 256-6 relay test set, REF615 protection relay, IEC 60255, medium voltage network

Abstract

The IEC 60255 standard defines the procedures for testing the operational effectiveness of relays and precisely defines the way of determining their parameters. This paper describing the IEC 60255 standard contains a number of tests required by this standard as well as tests inspired by this standard. The tests have been subjected to selected protection functions implemented in the tested protection relays. The tests also include the determination of the actual characteristics of the function start-up times, being a supplement to the rated parameters claimed by the relay manufacturer.

KONTAKT

Tomasz Bednarczyk

OMICRON Energy Solutions Polska sp. z o.o., Sosnowiec

tel.: +48 32 621 10 28

kom.: +48 882 803 661

e-mail: tomasz.bednarczyk@omicronenergy.com

Kacper Chyła

Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki

tel.: +48 600 185 495

e-mail: s161151@student.pg.edu.pl

Filip Pankowiak

Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki

tel.: +48 694 799 712

e-mail: filip.pankowiak@gmail.com

Mirosław Włas

Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki

tel.: +48 58 347 23 37

fax: +48 58 341 08 80

e-mail: miroslaw.wlas@pg.edu.pl

Możliwości poprawy obserwowalności sieci SN/nn z wykorzystaniem infrastruktury AMI do celów planowania i prowadzenia ruchu sieci dystrybucyjnej

Autorzy

Tomasz Pakulski
Rafał Magulski
Leszek Bronk
Aleksander Babś

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

lokalny obszar bilansowania, system AMI, prowadzenie ruchu sieci SN

Streszczenie

W artykule zaprezentowano możliwości poprawy obserwowalności sieci średniego (SN) oraz niskiego napięcia (nn) poprzez wykorzystanie istniejących systemów inteligentnego opomiarowania AMI, które są wykorzystywane przez operatorów sieci dystrybucyjnych (OSD), a których główną – i jak dotąd jedyną – funkcją jest zbieranie i dostarczanie informacji o zużyciu energii elektrycznej. W kontekście przydatności systemów AMI do wspomagania prowadzenia ruchu przedstawiono charakterystyki techniczne systemów AMI wdrożonych w kraju. Zaprezentowano zaproponowaną metodykę ich wykorzystania do planowania i prowadzenia ruchu w sieci SN oraz przedstawiono modelowe wyniki wdrożenia. Artykuł oparto na doświadczeniach zebranych w trakcie realizacji projektu „Budowa lokalnego obszaru bilansowania (LOB) jako elementu zwiększenia bezpieczeństwa i efektywności energetycznej pracy systemu dystrybucyjnego”.

1. Wstęp

Rozwój mikrogeneracji odnawialnych źródeł energii (OZE) oraz rosnąca zmienność profili zapotrzebowania odbiorców na moc powodują, że metody planowania i prowadzenia ruchu w sieciach dystrybucyjnych SN oraz nn wymagają dostosowania do nowych warunków. Kluczowym elementem, by sprostać nowym wyzwaniom, jest poprawa obserwowalności sieci dystrybucyjnej, która obecnie w odniesieniu do sieci SN jest niewystarczająca, a dla sieci nn praktycznie nie istnieje [1]. W celu poprawy obserwowalności sieci SN i nn proponowane jest wykorzystanie istniejących systemów inteligentnego opomiarowania AMI, wykorzystywanych przez OSD, a których główną i jak dotąd jedyną funkcją jest zbieranie i dostarczanie informacji o zużyciu energii elektrycznej.

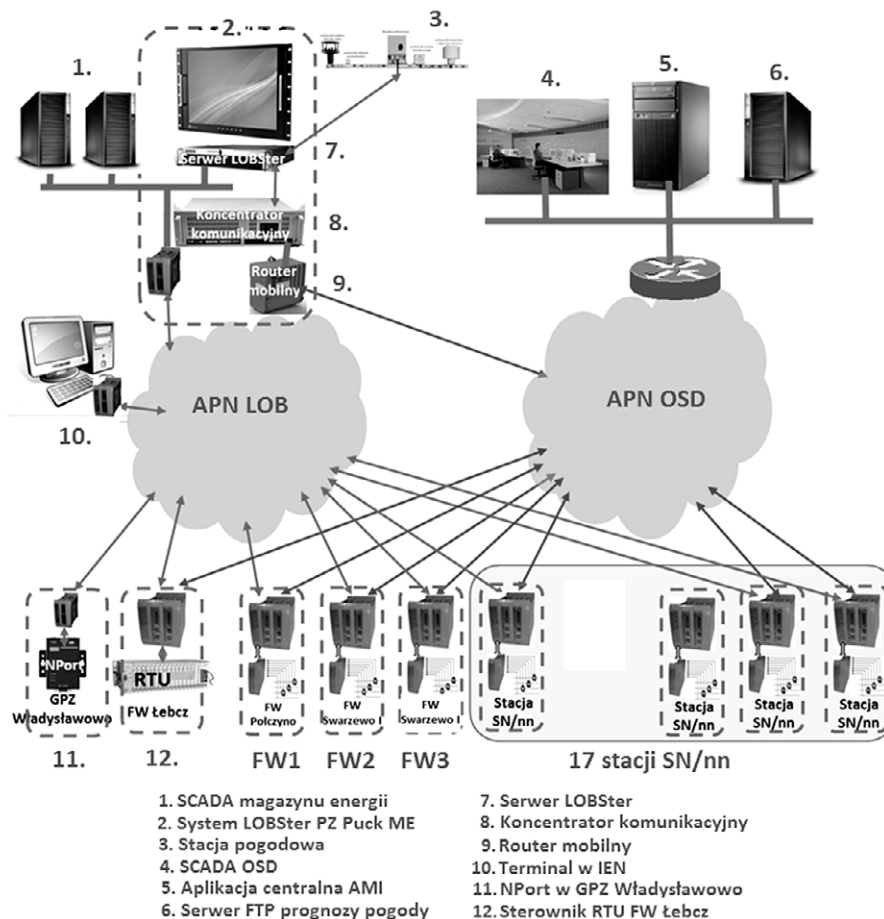
Możliwości wykorzystania istniejącej infrastruktury AMI do zwiększenia obserwowalności sieci badano w obrębie lokalnego obszaru bilansowania (LOB) zasilanego z GPZ Władysławowo i obejmującego 70 stacji SN/nn. Celem działania LOB jest zapewnienie niezawodnej i bezpiecznej pracy sieci w warunkach dużego udziału energii z rozproszonych źródeł, z uwzględnieniem jakości dostarczanej energii oraz efektywności jej wykorzystania. Centralnym elementem systemu sterowania LOB jest oprogramowanie LOBSter, którego zadaniem jest planowanie i prowadzenie ruchu w LOB (rys. 1).

System zasilany jest danymi pomiarowymi gromadzonymi w trybie *online* lub z pewnym opóźnieniem, co wymaga wykorzystania odpowiednich mechanizmów estymacji. Na podstawie wykonywanych prognoz zapotrzebowania odbiorców na moc i prognoz generacji rozproszonej system wypracowuje plan wykorzystania zasobów sterowalnych na następną dobę oraz wartości zadane dla zasobów sterowalnych w czasie rzeczywistym [2]. Monitorowanie bieżących warunków pracy sieci SN w trybie operacyjnym jest realizowane na podstawie modelu bazowego, aktualizowanego o dane pomiarowe AMI oraz dane estymowane [3].

2. Wykorzystanie infrastruktury pomiarowej w obszarze LOB

Przyjęto koncepcję, że prowadzenie ruchu LOB jest realizowane za pomocą prognoz zapotrzebowania na moc czynną (P) i bierną (Q) w poszczególnych węzłach sieci SN/nn oraz wykonywanych na ich podstawie analiz rozptylowych, pozwalających na wyznaczenie przepływów mocy liniami oraz poziomów napięć w węzłach SN/nn. Prognozy wykonywane są z wykorzystaniem pomiarów:

- mocy czynnej i biernej pozyskiwanych z liczników bilansujących systemu AMI
- *online* z wybranych, referencyjnych stacji SN/nn (rejestrowanych i przesyłanych z wykorzystaniem sieci komórkowej GSM,



Rys. 1. Schemat blokowy komunikacji w systemie LOBster

w czasie krótszym niż 15 minut), pozwalających na korygowanie prognoz zapotrzebowania na moce czynną i bierną w stacjach nieobjętych monitorowaniem.

Prowadzenie operacyjnego ruchu sieci wymaga uzyskania wiarygodnych informacji dotyczących bieżącego zapotrzebowania na moc w stacjach SN/nn [4, 5, 6]. Profile zużycia energii czynnej i biernej dotyczące okresów 15-minutowych, mierzonych przez liczniki bilansujące na stacjach SN/nn, dostępne są w systemie AMI z opóźnieniem typowo od 2 do 6 godzin. Opóźnienie takie jest zbyt duże dla prowadzenia ruchu obszaru sieci na bieżąco, dlatego wielkości te przyjęto, wykorzystując mechanizm estymacji.

Innym skutecznym sposobem prowadzącym do zmniejszenia opóźnienia w pozyskiwaniu danych z liczników bilansujących jest rekonfiguracja harmonogramów odczytu danych z tych liczników. Jest to możliwe, tym bardziej że częstość odczytów danych mierzonych przez licznik bilansujący może być różna niż częstość odczytów liczników zainstalowanych w głębi sieci, komunikujących się z koncentratorami danych za pomocą techniki PLC (ang. *Power Line Communication*). Liczniki bilansujące, które w niektórych rozwiązaniach są częścią koncentratora danych, komunikują się z systemem centralnym AMI zwykle poprzez sieć komórkową GSM. Możliwe jest zatem zwiększenie częstości odczytu danych profilowych z takich liczników. Zwiększenie częstości odczytów związane z częstszym nawiązywaniem sesji odczytowych prowadzi do zwiększenia ruchu w wykorzystywanej sieci

łącności. Wobec obserwowanego obecnie szybkiego rozwoju technik komunikacji radiowych i znacznego wzrostu ich przepustowości odczyt nawet znacznej liczby liczników bilansujących, tj. dla OSD odczyt kilkudziesięciu tysięcy liczników, nie będzie stwarzał ograniczeń.

Pomiary pozyskiwane z systemu AMI wykorzystano do wykonania prognoz zapotrzebowania na moc na następną dobę dla wszystkich 70 stacji SN/nn [3, 7]. Liczba i zakres danych pozyskiwanych z sieci AMI wynika, oprócz własności konstrukcyjnych licznika, ze sposobu parametryzacji poszczególnych liczników. Parametryzacja ta dotyczy specyfikacji wartości pomiarowych, które będą rejestrowane, zapisywane, a następnie udostępniane przez liczniki w sesjach odczytowych inicjowanych przez system centralny AMI. W wypadku istotnych do realizacji obliczeń rozpliwowych węzłów sieci, jakimi są m.in. stacje SN/nn, możliwa jest rejestracja takich wielkości, jak:

- energia czynna zarówno pobrana (A_+) jak i energia oddana (A_-)
 - energia bierna zarejestrowana w czterech kwadrantach ($Q_I, Q_{II}, Q_{III}, Q_{IV}$)
 - napięcia i prądy fazowe
 - moc maksymalna i minimalna w zadanym okresie (P_{max}, P_{min}).
- Liczniki bilansujące są typowo licznikami realizującymi pomiar półpośredni po stronie sieci niskiego napięcia i pozwalają na obliczenie odpowiednich wartości fizycznych po stronie sieci średniego napięcia, po uwzględnieniu parametrów eksploatacyjnych i aktualnych nastaw transformatora SN/nn.

Kryterium	Liczba stacji Sn/nn
Korelacja zapotrzebowania na moc czynną z innymi stacjami SN/nn	3
Korelacja zapotrzebowania na moc bierną z innymi stacjami SN/nn	2
Lokalizacja w obszarze o wysokiej korelacji napięć z innymi obszarami sieci SN	2
Lokalizacja w obszarze o relatywnie niskich poziomach napięć w porównaniu z pozostałymi obszarami	1
Lokalizacja w stacji SN/nn o nietypowym profilu zapotrzebowania na moc czynną i bierną odbiorców przemysłowych	9

Tab. 1. Kryteria wyboru referencyjnych stacji SN/nn

Stacja SN/nn	Stacja ref. 1		Stacja ref. 2		Stacja ref. 3		Stacja ref. 4	
	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
Stacja 1	0,59	0,16	0,45	0,02	0,54	0,11	0,57	-0,05
Stacja 2	0,85	0,45	0,64	0,60	0,83	0,52	0,83	0,47
Stacja 3	0,68	0,60	0,89	0,86	0,78	0,64	0,67	0,59
Stacja 4	0,80	0,57	0,44	0,74	0,69	0,59	0,76	0,62

Tab. 2. Korelacje mocy czynnej i biernej pomiędzy wybranymi stacjami SN/nn, dla których będzie wyznaczana estymacja zapotrzebowania na moc, a stacjami referencyjnymi SN/nn, w których zostaną zainstalowane zestawy telemetrii

Prowadzone przez wielu OSD działania inwestycyjne, zmierzające do poprawy jakości dostaw energii, powodują, że znaczna liczba stacji jest wyposażana w układy automatyki sieci, które dokonują

pomiaru napięć i prądów w stacjach SN/nn na poziomie średniego napięcia. Pomiary te są dostępne w systemach SCADA z niewielkim opóźnieniem rzędu kilkudziesięciu sekund i mogą stanowić uzupełnienie danych pozyskiwanych z systemów AMI bądź też w razie masowego stosowania układów automatyki i pomiarów zapewnią obserwowalność sieci SN.

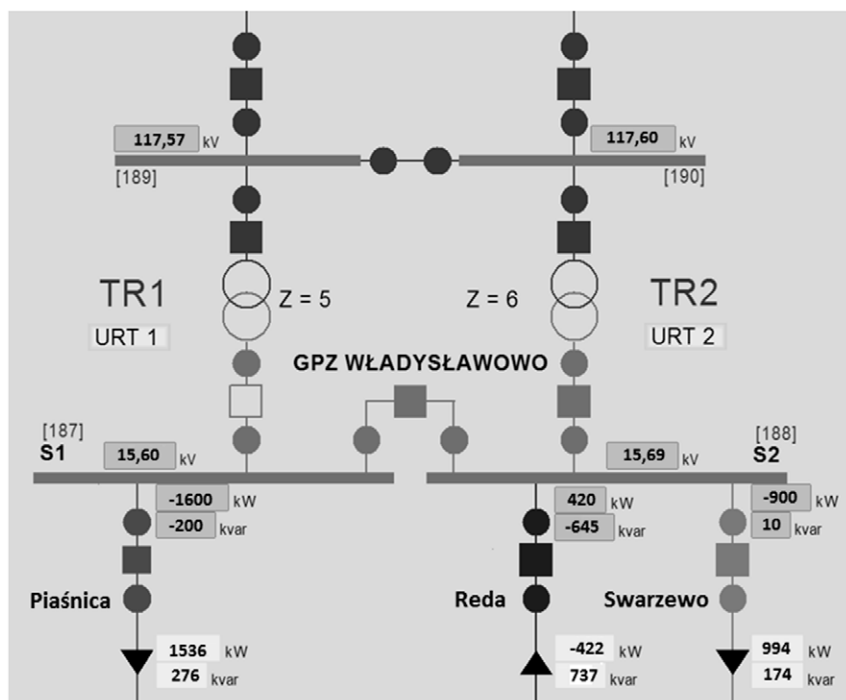
Estymacja zapotrzebowania na moc na obszarze LOB, wykonywana w czasie quasi-rzeczywistym w ramach operacyjnego trybu pracy, odbywa się z wykorzystaniem prognoz na następną dobę dla poszczególnych stacji SN/nn oraz rzeczywistych pomiarów mocy czynnej i biernej ze zdefiniowanych stacji referencyjnych. Wybór referencyjnych stacji SN/nn przeprowadzono na podstawie kryteriów określonych w tab. 1.

Korzystając z powyższych kryteriów, wytypowano łącznie 17 stacji SN/nn, w których zainstalowano systemy telemetryczne rejestrujące zdalnie odczyt wartości przepływu mocy czynnej, biernej oraz napięcia. Pomiary te pozwalają na korygowanie prognoz zapotrzebowania na moc czynną i bierną w stacjach nieobjętych monitorowaniem.

Każdej nieopomiarowanej stacji SN/nn przypisywano stację referencyjną, najlepiej skorelowaną pod względem zapotrzebowania na moc czynną i bierną, przy czym większe znaczenie przy wyborze stacji referencyjnej miała korelacja w zakresie obciążenia mocą czynną. Stacje te zostały oznaczone szarą czcionką w tab. 2.

Estymacja zapotrzebowania na moc czynną i bierną dla nieopomiarowanych stacji SN/nn została wykonana z wykorzystaniem następujących danych wejściowych:

- prognozy długoterminowej w horyzoncie doby $n + 1$:
 - dla stacji SN/nn nieopomiarowanych
 - dla stacji SN/nn referencyjnych



Rys. 2. Porównanie rzeczywistego oraz estymowanego, chwilowego zapotrzebowania w trzech ciągach liniowych SN na obszarze LOB (przypadek 1)

- temperatury otoczenia z Instytutu Meteorologii i Gospodarki Wodnej (IMiGW)
- pomiarów *online* z referencyjnych stacji SN/nn.

W wyniku uzyskuje się skorygowaną (estymowaną) prognozę zapotrzebowania na moc czynną i bierną dla poszczególnych nieopomiarowanych stacji SN/nn na obszarze LOB.

3. Modelowe wyniki wdrożenia

Na rys. 2 i 3 przedstawiono porównanie rzeczywistego oraz estymowanego, chwilowego zapotrzebowania na moc czynną i bierną w trzech ciągach liniowych SN obszaru LOB, w dwóch wybranych przypadkach.

W tab. 3 przedstawiono porównanie jakości estymacji zapotrzebowania na moc czynną i bierną w obszarze sieci SN dla trzech ciągów liniowych.

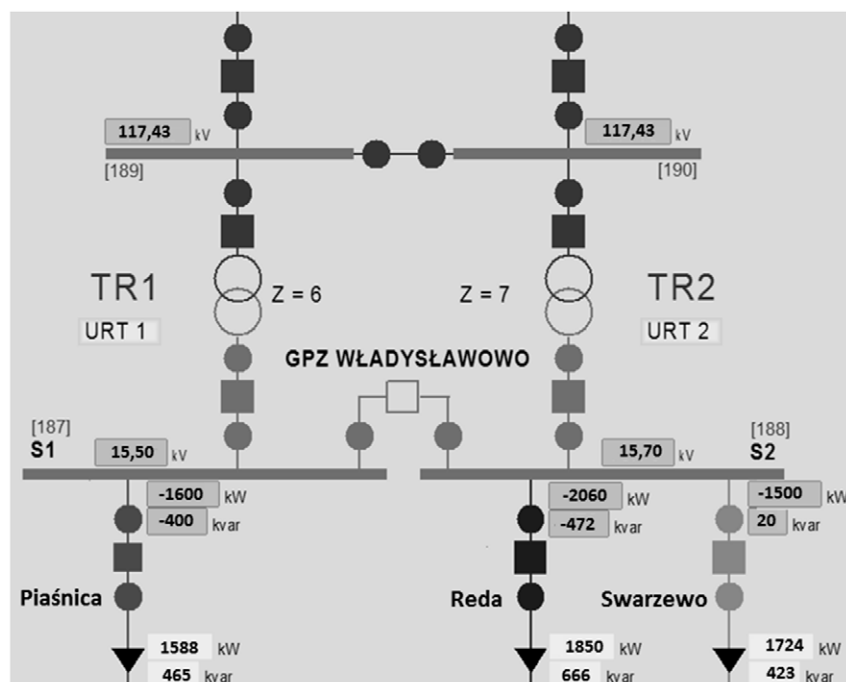
Wyniki modelowej sieci wykazały błąd MAPE estymacji zapotrzebowania na moc czynną na poziomie kilku – kilkunastu procent, a mocy bierniej: kilkunastu – kilkadziesiąt procent. Szczegółowe wyniki przedstawiono w [3].

4. Podsumowanie i wnioski

W warunkach wysokiego nasycenia sieci SN generacją rozproszoną o zmiennym charakterze produkcji dotychczasowy stopień obserwowalności wielkości przepływu mocy czynnej i bierniej oraz poziomów napięć w poszczególnych jej obszarach jest niewystarczający do prowadzenia ruchu w sposób bezpieczny i niezawodny. Ze względu na duże opóźnienie związane z odczytem pomiarów dane z AMI nie mogą być bezpośrednio użyte w warunkach w czasie quasi-rzeczywistym. W artykule zaproponowano koncepcję wykorzystania dostępnej infrastruktury AMI oraz metodykę lokalizacji dodatkowych punktów pomiarowych, mającą na celu stworzenie możliwości krótkoterminowego prognozowania stanu wybranego obszaru sieci SN na potrzeby zarządzania jej pracą. Opracowana metodyka pozwala na ograniczenie liczby zestawów telemetrycznych poprzez instalację jedynie w wybranych węzłach sieci. Dzięki czemu możliwe jest zwiększenie obserwowalności sieci przy jednoczesnym ograniczeniu nakładów inwestycyjnych. Estymacja nieopomiarowanych stacji przy użyciu m.in. danych z dodatkowych zestawów telemetrycznych będzie się jednak wiązała z występowaniem odchyłek.

Ciąg liniowy SN	Dominujący odbiór	Błąd MAPE, %			
		Moc czynna		Moc bierna	
		Przypadek 1	Przypadek 2	Przypadek 1	Przypadek 2
Piaśnica	mieszany	4,1	0,7	38,0	16,3
Reda	komunalno-bytowy	0,5	10,2	14,3	41,4
Swarzewo Oczyszczalnia	przemysłowy	10,4	14,9	96,0	95,3

Tab. 3. Porównanie błędów estymacji zapotrzebowania na moc czynną i bierną w obszarze sieci SN



Rys. 3. Porównanie rzeczywistego oraz estymowanego, chwilowego zapotrzebowania w trzech ciągach liniowych SN na obszarze LOB (przypadek 2)

Na podstawie uzyskanych wyników modelowej sieci stwierdzono, że błąd MAPE estymacji zapotrzebowania na moc czynną wyniósł kilka procent. Dla mocy biernej dokładność estymacji istotnie się zmniejszyła i będzie wymagana realizacja dalszych prac badawczych w celu zwiększenia dokładności odwzorowania. Estymacja stanu sieci może być znacznie uproszczona, gdy częstość pozyskiwania danych z systemu AMI będzie dopasowana do potrzeb prowadzenia ruchu w sieci dystrybucyjnej. Obserwowany rozwój transmisji radiowej i znaczna redukcja jej kosztów stwarza możliwość częstego odczytu danych z liczników bilansujących. Po stronie systemów informatycznych akwizycji danych pomiarowych związane jest to z przeprowadzeniem obliczeń i symulacji w celu zapewnienia odpowiedniej wydajności tych systemów. Danymi wejściowymi do analizy jest liczba odczytywanych liczników bilansujących, tj. kilkadziesiąt tysięcy, oraz zakres koniecznych danych pomiarowych i częstość dokonywania pomiarów. Produkowane obecnie liczniki bilansujące umożliwiają rejestrację profili obciążenia nie tylko dla okresów 15-minutowych lub 60-minutowych, ale także krótszych – nawet 1-minutowych. Przy zapewnieniu odpowiedniej dostępności i prędkości kanału transmisyjnego pomiędzy licznikami bilansującymi a systemem centralnym AMI możliwe jest udostępnienie na potrzeby prowadzenia ruchu w sieci danych pozyskiwanych w czasie zbliżonym do rzeczywistego.

Zapisana w dokumencie PEP2040 [8] konieczność poprawy do 2025 roku jakości dostaw energii do konsumenta i osiągnięcia poziomu średniej UE we wskaźnikach SAIDI i SAIFI związane będą z wyposażeniem sieci SN w układy automatyzacji prowadzenia ruchu sieci instalowane na stacjach SN/nn. Układy te m.in. dokonują pomiarów napięć i prądów w sieci w celu wykrywania miejsca zwarcia. Pomiaru te mogą być wykorzystywane do poprawy obserwowalności sieci SN i bieżącego obliczania rozpyłów w sieci średniego napięcia.

BIBLIOGRAFIA

1. Wasilewski J., Praktyczne aspekty statycznej estymacji stanu pracy elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych w warunkach krajowych, *Rynek Energii* 2013, nr 2 (105).
2. Czarnecki B., Wrocławski M., Koncepcja lokalnego obszaru bilansowania jako narzędzia planowania i prowadzenia ruchu sieci dystrybucyjnej SN, Konferencja PTPIREE „Szacowanie i prognozowanie obciążeń w SEE”, Wiśła 2017.
3. Pakulski T., Bronk L., Power Demand Estimation in Quasi-real Time in a Medium Voltage Grid Area Under Conditions of Limited Observability, *Acta Energetica* 2018, No. 4/37.
4. Dobrzyński K. i in., Wykorzystanie liczników AMI w procesie optymalizacji pracy sieci niskiego napięcia, Konferencja APE, Jastrzębia Góra 2017.
5. Al-Wakeel A., Wu J., Jenkins N., State estimation of medium voltage distribution networks using smart meter measurements, School of Engineering, Cardiff University, Cardiff CF24 3AA, United Kingdom 2016.
6. Chementova S., Ventim-Neves M., Santos P.J., Load Forecasting in Electrical Distribution Grid of medium Voltage, 7th Doctoral Conference on Computing, Electrical and Industrial Systems (DoCEIS), Costa de Caparica, Portugal 2016.
7. Budowa lokalnego obszaru bilansowania (LOB) jako elementu zwiększenia bezpieczeństwa i efektywności energetycznej pracy systemu dystrybucyjnego. Zadanie 2. Badanie i analiza metod doboru parametrów elementów LOB. Podzadanie 2.3. Raport na temat metod doboru parametrów poszczególnych elementów LOB w obszarze zasilania GPZ Władysławowo, Instytut Energetyki Oddział Gdańsk, Instytut Badawczy, Gdańsk 2016.
8. Polityka energetyczna Polski do 2040 roku (PEP2040), Ministerstwo Energii, Warszawa 2018.

Possibilities to Improve MV/LV Grid Observability Based on AMI Infrastructure for the Distribution Network Planning and Operation

Keywords

MV grid operation, local balancing area, AMI infrastructure

Abstract

The paper presents the possibilities to improve medium/low voltage (MV/LV) grid observability based on existing AMI infrastructure, which are used by Distribution Network Operators (DSO), whose main (and so far only) function is collecting and delivering information on electricity consumption. In the article, in the context of the usefulness of AMI systems to support distribution network operation, technical characteristics of AMI systems implemented in the Polish conditions are presented. The proposed methodology of their use for distribution network planning and operation as well as the model implementation results are presented. The paper is based on the experienced gathered during the project "The Building of a Local Balancing Area (LBA) as an Element of Increasing the Safety and Energy Efficiency of the Distribution System Operation". The task was financed under the GEKON Program by NCBiR National Centre of Research and Development and NFOŚiGW National Fund for Environmental Protection and Water Management and implemented with the participation of ENERGA-OPERATOR SA, the University of Zielona Góra and the Institute of Power Engineering, Gdansk Division.

KONTAKT

Tomasz Pakulski

Instytut Energetyki Oddział Gdańsk

tel.: +48 58 349 82 11

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

Rafał Magulski

Instytut Energetyki Oddział Gdańsk

tel.: +48 58 349 82 11

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

Leszek Bronk

Instytut Energetyki Oddział Gdańsk

tel.: +48 58 349 82 11

e-mail: l.bronk@ien.gda.pl

Aleksander Babs

Instytut Energetyki Oddział Gdańsk

tel.: +48 58 349 82 30

e-mail: aleksander.babs@ien.gda.pl

Testowanie systemu estymowania zapotrzebowania na moc w czasie quasi-rzeczywistym w obszarze sieci średniego napięcia w warunkach ograniczonej obserwowalności

Autorzy

Tomasz Pakulski
Leszek Bronk

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

prognozowanie obciążeń, sieć SN, lokalny obszar bilansowania

Streszczenie

W artykule zaprezentowano możliwości praktycznego wykorzystania pomiarów do estymacji w czasie quasi-rzeczywistym zapotrzebowania na moc czynną (P) i bierną (Q), w wybranym obszarze sieci średniego napięcia (SN), w warunkach ograniczonej obserwowalności. Do estymacji chwilowego zapotrzebowania odbiorców na moc wykorzystano prognozy obciążeń na następną dobę, profile zużycia energii pozyskiwane w trybie *offline* z liczników bilansujących systemu AMI, pomiary poboru mocy P i Q w wybranych punktach transformacji SN/nn (stacji referencyjnych) oraz pomiary meteorologiczne. W artykule przedstawiono wyniki testowania systemu estymowania zapotrzebowania na moc wykonanego w ramach projektu „Budowa lokalnego obszaru bilansowania (LOB) jako elementu zwiększenia bezpieczeństwa i efektywności energetycznej pracy systemu dystrybucyjnego”.

1. Wstęp

W krajowych sieciach dystrybucyjnych obserwuje się znaczny deficyt danych pomiarowych, wynikający z niskiej obserwowalności sieci SN [1]. Do operacyjnego prowadzenia ruchu sieci niezbędne jest m.in. pozyskanie wiarygodnych informacji/estymacji dotyczących bieżącego zapotrzebowania na moc czynną i bierną w stacjach SN/nn [2, 3, 4, 5].

Celem działania LOB jest zapewnienie niezawodnej i bezpiecznej pracy sieci w warunkach dużego udziału energii z rozproszonych źródeł, z uwzględnieniem jakości dostarczanej energii oraz efektywności jej wykorzystania. Lokalny obszar bilansowania (LOB) został zaimplementowany w obrębie GPZ Władysławowo. Centralnym elementem systemu sterowania LOB jest oprogramowanie LOBSter, którego zadaniem jest planowanie i prowadzenie ruchu w LOB. Na wejście systemu podawane są dane pomiarowe gromadzone w trybie *off-* lub *online* oraz prognozami warunków meteorologicznych. Na podstawie wykonywanych prognoz zapotrzebowania odbiorców na moc i prognoz generacji rozproszonej system wypracowuje plan wykorzystania zasobów sterowanych (np.: dla magazynu energii) na następną dobę, a następnie wartości zadane dla zasobów sterowanych w czasie rzeczywistym [6].

W ramach projektu opracowano koncepcję estymacji stanu sieci SN z wykorzystaniem dostępnych danych. Ze względu na ograniczoną obserwowalność sieci SN istotne znaczenie dla prowadzenia ruchu w dobie n będzie miała estymacja warunków

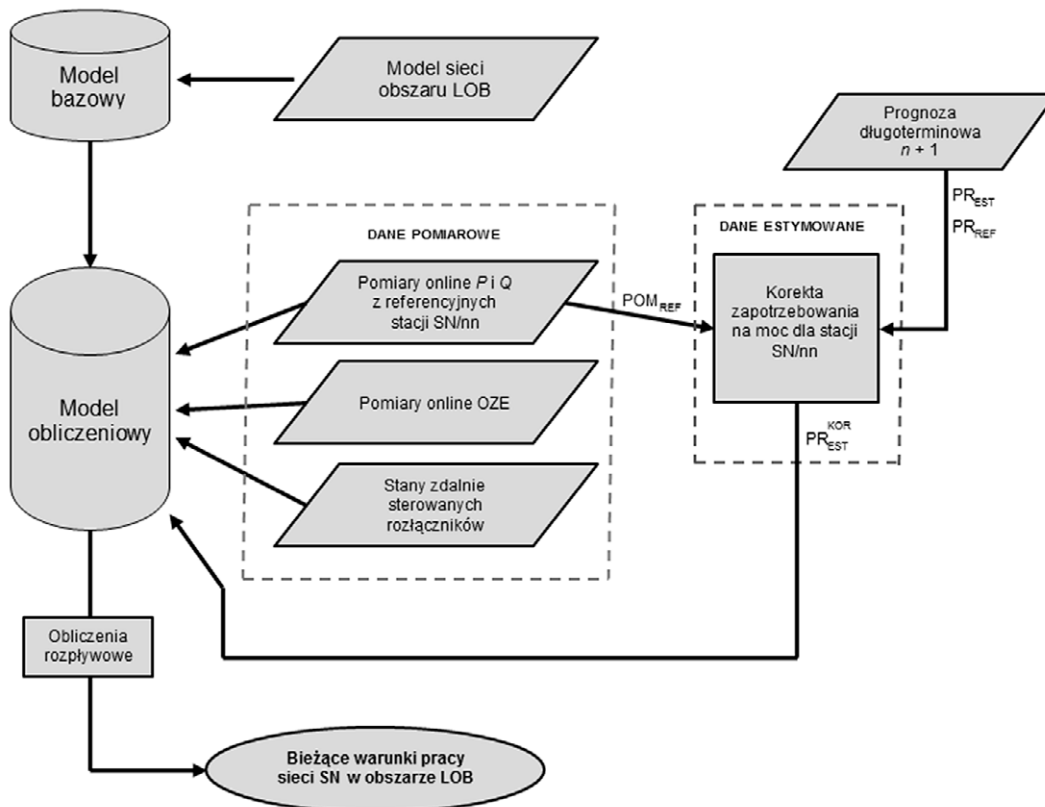
pracy, wykorzystująca niewielką liczbę pomiarów z głębi sieci. Monitorowanie bieżących warunków pracy sieci SN w trybie operacyjnym będzie realizowane na podstawie modelu bazowego, aktualizowanego dzięki danym pomiarowym oraz estymowanym (rys. 1) [7].

2. Model prognostyczny zapotrzebowania na moc czynną i bierną na następną dobę

Prognozy zapotrzebowania na moc na następną dobę są wykonywane z wykorzystaniem historycznych pomiarów mocy P i Q z poszczególnych stacji SN/nn. Dane pozyskiwane są z systemu AMI, z rozdzielczością 15-minutową, i są dostępne z opóźnieniem 2–6 godzin.

Na analizowanym obszarze LOB zlokalizowanych jest 70 aktywnych stacji SN/nn rozmieszczonych w 24 obszarach agregacji. Występują tu stacje o różnych dominujących profilach zapotrzebowania na moc (odbiorcy komunalno-bytowe, przemysłowo-wytwórcze oraz mieszane), o różnej rozpiętości obciążenia oraz gradientach zmian mocy.

Zadaniem modelu prognostycznego jest predykcja zapotrzebowania na moc czynną i bierną w horyzoncie 24 godzin następnej doby ($n + 1$) dla wszystkich stacji SN/nn. Model prognostyczny został opracowany za pomocą sztucznych sieci neuronowych środowiska Matlab [7].



Rys. 1. Schemat modelu obliczeniowego wykorzystywanego do prowadzenia ruchu w trybie operacyjnym

3. Estymacja zapotrzebowania na moc w czasie quasi-rzeczywistym

Estymacje prognoz zapotrzebowania na moc P i Q na obszarze LOB, wykonywane w czasie quasi-rzeczywistym w ramach operacyjnego trybu pracy, odbywają się z wykorzystaniem prognoz na dobę $n + 1$ dla poszczególnych stacji SN/nn oraz rzeczywistych pomiarów mocy P i Q ze zdefiniowanych stacji referencyjnych. Koncepcja estymowania zapotrzebowania na moc dla stacji nieopomiarowanych została przedstawiona na rys. 2. Stacje referencyjne zostały dobrane na podstawie zdefiniowanych kryteriów [8]:

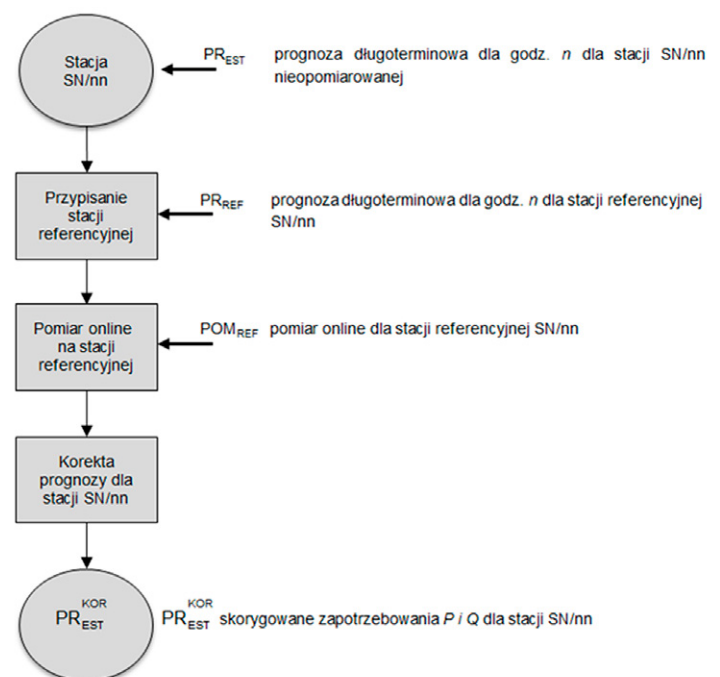
- korelacji zapotrzebowania na moc P i Q wybranej stacji SN/nn z innymi stacjami
- stacji o nietypowym dobowym profilu zapotrzebowania na moc (np. przemysłowe) i znaczącym (dla obszaru LOB) zapotrzebowaniu P i/lub Q
- korelacji napięć pomiędzy obszarami sieci SN.

Na podstawie powyższych kryteriów wytypowano 17 stacji SN/nn, w których zostały zainstalowane zestawy telemetryczne rejestrujące zdalny odczyt wartości P , Q oraz napięcia.

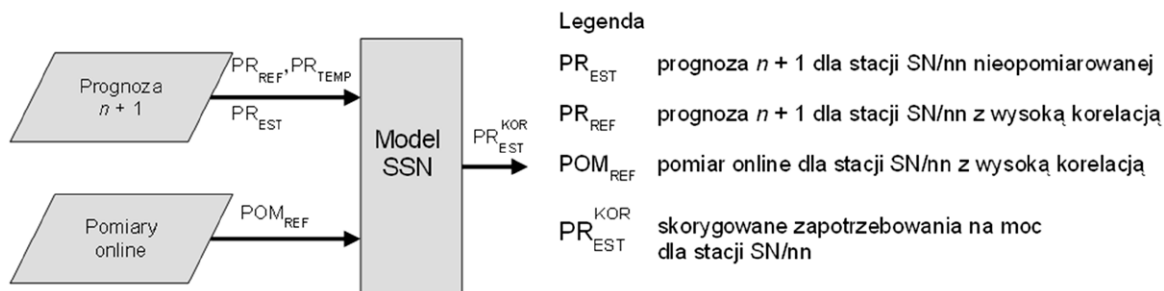
W kolejnym kroku utworzono macierzę, gdzie dla każdej stacji nieopomiarowanej wytypowano stację referencyjną, która najlepiej jest skorelowana pod względem zapotrzebowania na moc P i Q , przy czym większe znaczenie przy wyborze stacji referencyjnej miała korelacja obciążenia w zakresie mocy czynnej. Stacje te zostały oznaczone szarą czcionką (tab. 1).

Estymacja zapotrzebowania na moc P i Q w nieopomiarowanych stacjach SN/nn została wykonana z wykorzystaniem następujących danych wejściowych:

- prognozy długoterminowej w horyzoncie doby $n + 1$:



Rys. 2. Koncepcja estymacji zapotrzebowania na moc dla nieopomiarowanych stacji SN/nn



Rys. 3. Korekta zapotrzebowania na moc czynną dla nieopomiarowanych stacji SN/nn

Stacje SN/nn	Stacja ref. 1		Stacja ref. 2		Stacja ref. 3		Stacja ref. 4	
	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
Stacja 1	0,59	0,16	0,45	0,02	0,54	0,11	0,57	-0,05
Stacja 2	0,85	0,45	0,64	0,60	0,83	0,52	0,83	0,47
Stacja 3	0,68	0,60	0,89	0,86	0,78	0,64	0,67	0,59
Stacja 4	0,80	0,57	0,44	0,74	0,69	0,59	0,76	0,62

Tab. 1. Korelacje P i Q pomiędzy wybranymi stacjami SN/nn, dla których będzie wyznaczana estymacja zapotrzebowania na moc, a stacjami referencyjnymi SN/nn

Obszar sieci SN	Moc czynna		Moc bierna	
	MAPE, %		MAPE, %	
	Estymacja	Pomiar	Estymacja	Pomiar
Pojedyncze węzły	9,8	20,1	19,2	43,6
Zagregowane obszary	6,0	15,8	13,6	34,1
Obszar SN (LOB)	2,8	8,0	4,7	19,4

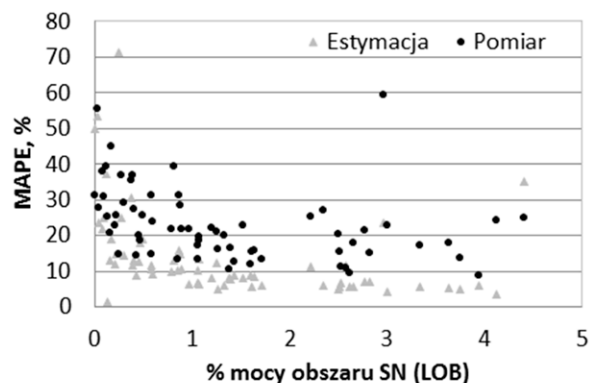
Tab. 2. Porównanie błędów prognoz zapotrzebowania na moc czynną i bierną w obszarze sieci SN

- dla stacji SN/nn nieopomiarowanych
- dla stacji SN/nn referencyjnych
- temperatury otoczenia z Instytutu Meteorologii i Gospodarki Wodnej (IMiGW)
- pomiarów *online* z referencyjnych stacji SN/nn.

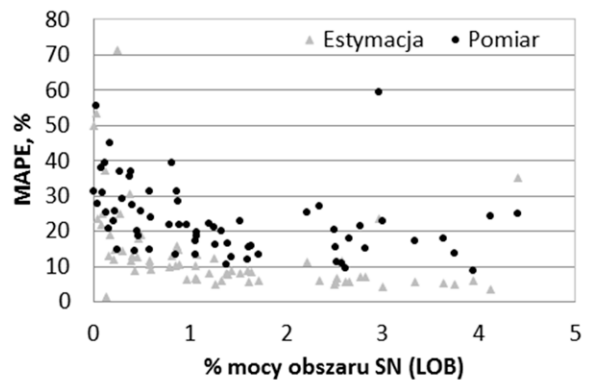
Wynikiem działania modelu prognostycznego jest skorygowana prognoza zapotrzebowania na moc P i Q dla poszczególnych nieopomiarowanych stacji SN/nn na obszarze LOB, w warunkach quasi-rzeczywistych (rys. 3).

4. Testowanie systemu estymowania zapotrzebowania na moc

W tab. 2 przedstawiono porównanie błędu MAPE (ang. *Mean Absolute Percentage Error*) estymacji zapotrzebowania na moc czynną i bierną w warunkach quasi-rzeczywistych, wyznaczonych za pomocą pomiarów *online* z referencyjnych stacji SN/nn [7].



Rys. 4. Porównanie błędów MAPE estymacji mocy czynnej w poszczególnych stacjach SN/nn obszaru LOB

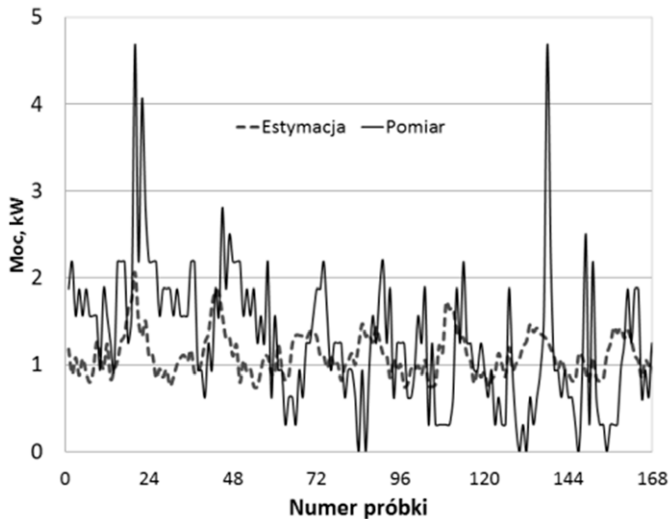


Rys. 5. Porównanie błędów MAPE estymacji mocy biernej w poszczególnych stacjach SN/nn obszaru LOB

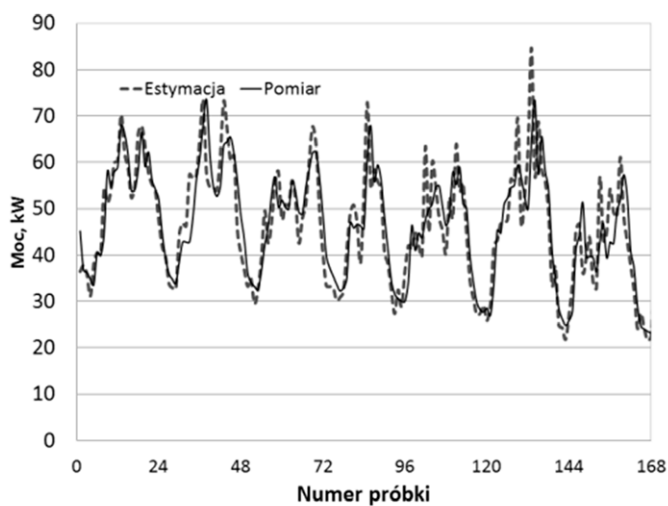
Przedstawione wyniki wskazują, że średni błąd estymacji obciążenia poszczególnych stacji SN/nn mocą czynną wynosi ok. 10%, zaś mocą bierną ok. 19%. W rzeczywistych warunkach (okres 30-dniowy) uzyskano wyniki odpowiednio: 20% i 44%. Porównanie błędów estymacji oraz zmierzonej mocy P i Q przedstawiono na rys. 4–5.

Wyższe wartości błędów dotyczą węzłów o:

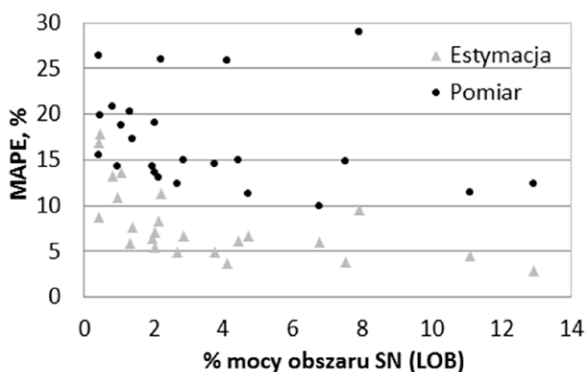
- stosunkowo niskich poziomach obciążenia mocą – przykładowa stacja SN/nn została przedstawiona na rys. 6 (dla porównania na rys. 7 pokazano stację SN/nn, charakteryzującą się niskim błędem)



Rys. 6. Porównanie estymowanej oraz zmierzonej mocy w wybranej stacji SN/nn o niskim poziomie obciążenia mocą



Rys. 7. Porównanie estymowanej oraz zmierzonej mocy w wybranej stacji SN/nn o niskim poziomie obciążenia mocą



Rys. 8. Porównanie błędów MAPE estymacji mocy czynnej w poszczególnych obszarach agregacji obszaru LOB

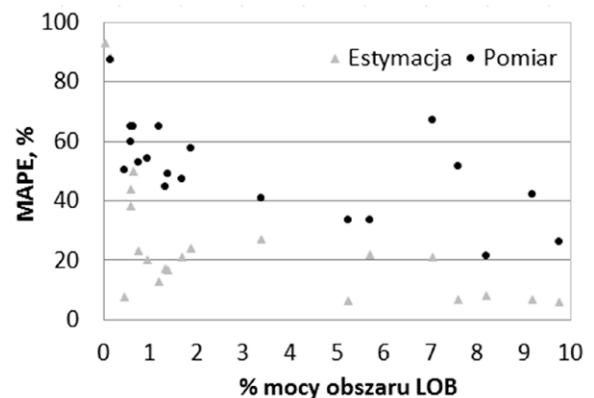
- profilu zapotrzebowania na moc odbiorców, gdzie obciążenie jest silnie zależne od czynników zewnętrznych i charakteryzuje się specyficznym, skokowym zapotrzebowaniem (np. hydrofarmie, przepompownie).

W podobszarach agregacji, podobnie jak w estymacji, wyższe błędy prognoz w rzeczywistych warunkach tracą na znaczeniu, gdyż wzmacniane są dodatkowo przez zjawisko wzajemnego kompensowania odchyłek (rys. 8–11).

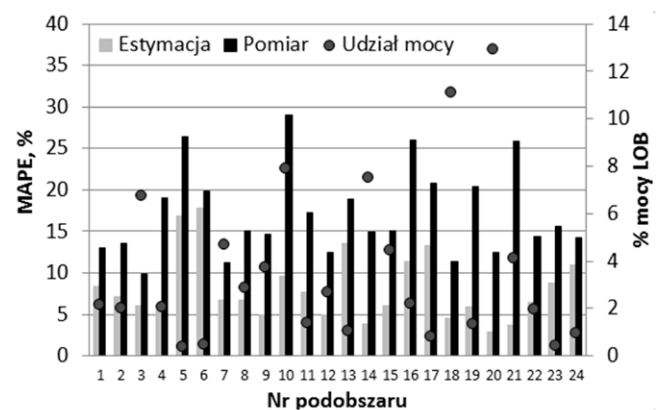
Dla całego analizowanego obszaru LOB uzyskany błąd prognozy w rzeczywistych warunkach wyniósł dla mocy czynnej ok. 8%, a dla biernej ok. 19%. Porównanie estymowanej mocy P i Q dla tygodniowego okresu przedstawiono na rys. 12, a dla całego okresu analizy na rys. 13.

5. Podsumowanie i wnioski

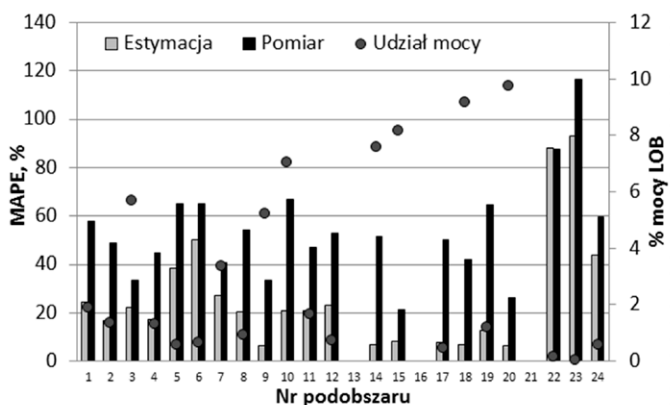
W artykule zaprezentowano metodykę estymacji zapotrzebowania na moc w czasie quasi-rzeczywistym w sieci SN, w warunkach jej ograniczonej obserwowalności. W rzeczywistych warunkach dla całego obszaru LOB uzyskano błąd prognozy MAPE, mocy czynnej na poziomie 8%, a mocy biernej 19%. Natomiast dla poszczególnych węzłów błąd MAPE wyniósł odpowiednio 20% i 44%. Wielkość błędu dla pojedynczych stacji SN/nn



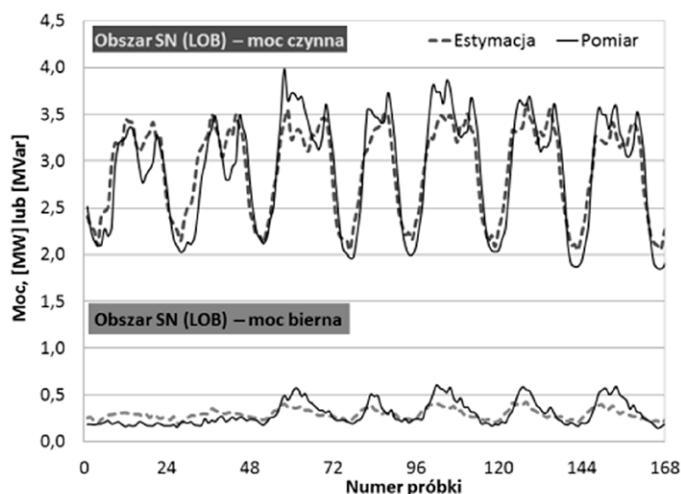
Rys. 9. Porównanie błędów MAPE estymacji mocy biernej w poszczególnych obszarach agregacji obszaru LOB



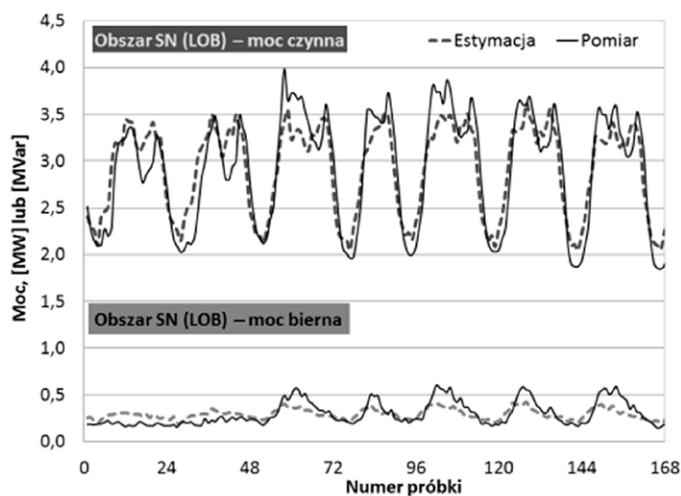
Rys. 10. Porównanie błędów MAPE estymacji zapotrzebowania na moc czynną w poszczególnych obszarach agregacji



Rys. 11. Porównanie błędu MAPE estymacji zapotrzebowania na moc bierną w poszczególnych obszarach agregacji



Rys. 12. Porównanie estymowanej oraz zmierzonej mocy czynnej i biernej w tygodniowym okresie czasu dla obszaru LOB



Rys. 13. Porównanie estymowanej oraz zmierzonej mocy w całym okresie analizy

jest w dużym stopniu zależna od wielkości obciążenia w tych węzłach. Największe błędy uzyskiwano dla stacji o niewielkim zapotrzebowaniu na moc i nietypowym profilu zapotrzebowania (np. hydrofarmie, przepompownie) oraz dla stacji o charakterze usługowo-przemysłowym. Natomiast duży błąd Q dotyczył przede wszystkim stacji o profilu usługowo-przemysłowym. W celu uzyskania zwiększenia dokładności prognoz dla tych stacji należałoby zmienić metodykę prognozowania. Kolejnym czynnikiem wpływającym na wielkość błędu prognozy jest przyłączanie nowych odbiorców lub zmiany konfiguracji sieci. Powoduje to konieczność okresowego uaktualniania modelu prognostycznego.

Opracowana metodyka pozwoliła na określenie bieżących warunków pracy sieci SN i została wykorzystana do prowadzenia ruchu w trybie operacyjnym na obszarze LOB.

BIBLIOGRAFIA

1. Wasilewski J., Praktyczne aspekty statycznej estymacji stanu pracy elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych w warunkach krajowych, *Rynek Energii* 2013, nr 2 (105).
2. Dobrzyński K. i in., Wykorzystanie liczników AMI w procesie optymalizacji pracy sieci niskiego napięcia, Konferencja naukowa „Aktualne problemy w elektroenergetyce”, APE '17.
3. Al-Wakeel A., Wu J., Jenkins N., State estimation of medium voltage distribution networks using smart meter measurements, School of Engineering, Cardiff University, Cardiff CF24 3AA, United Kingdom 2016.
4. Chementova S., Ventim-Neves M., Santos P.J., Load Forecasting in Electrical Distribution Grid of medium Voltage, 7th Doctoral Conference on Computing, Electrical and Industrial Systems (DoCEIS), Costa de Caparica, Portugal 2016.
5. Chementova S., Ventim-Neves M., Santos P.J., Load Forecasting in Electrical Distribution Grid of Medium Voltage, 10th International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering (CPE-POWERENG), Bydgoszcz 2016.
6. Czarnecki B., Wrocławski M., Koncepcja lokalnego obszaru bilansowania jako narzędzia planowania i prowadzenia ruchu sieci dystrybucyjnej SN, Konferencja PTPIREE, „Szacowanie i prognozowanie obciążeń w SEE”, Wisła 2017.
7. Pakulski T., Bronk L., Power Demand Estimation in Quasi-real Time in a Medium Voltage Grid Area Under Conditions of Limited Observability, *Acta Energetica* 2018, No. 4/37.
8. Budowa lokalnego obszaru bilansowania (LOB) jako elementu zwiększenia bezpieczeństwa i efektywności energetycznej pracy systemu dystrybucyjnego. Zadanie 2. Badanie i analiza metod doboru parametrów elementów LOB. Podzadanie 2.3. Raport na temat metod doboru parametrów poszczególnych elementów LOB w obszarze zasilania GPZ Władysławowo, Instytut Energetyki Oddział Gdańsk, Instytut Badawczy, Gdańsk 2016.

Testing a Power Demand Estimation System in Quasi-Real Time in a Medium Voltage Area Network Under Conditions of Limited Observability

Keywords

load forecasting, MV grid, local balancing area

Abstract

The paper presents the possibilities of the practical use of available measurements to estimate in quasi-real time the demand for active (P) and reactive (Q) powers in a selected medium voltage (MV) grid area under conditions of limited observability. To estimate customers instantaneous power demand, the next

day load forecasts, energy consumption profiles obtained offline from AMI (Advanced Metering Infrastructure) balancing meters, P and Q power measurements in selected MV/LV transformation points (reference substations) and meteorological measurements were used. To build the forecasting model, the artificial intelligence methods based on neural networks (ANN) contained in MATLAB computing environment were used. The paper presents the results of testing the power demand estimation system made as part of the project *The Building of a Local Balancing Area (LBA) as an Element of Increasing the Safety and Energy Efficiency of the Distribution System Operation* implemented with the participation of Energa Operator SA, the University of Zielona Gora and the Institute of Power Engineering Gdansk Division.

KONTAKT

Tomasz Pakulski

Instytut Energetyki Oddział Gdańsk

tel.: +48 58 349 82 11

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

Leszek Bronk

Instytut Energetyki Oddział Gdańsk

tel.: +48 58 349 82 11

e-mail: l.bronk@ien.gda.pl

Zastosowanie nowego algorytmu kompensacji prądowej w regulatorze przełącznika zacze- pów transformatora WN/SN

Autor

Jarosław Korpikiewicz

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

kompensacja prądowa, asymetria napięć, asymetria obciążenia, STM32, elektroniczne przełączniki zacze-
pów transformatora

Streszczenie

Artykuł dotyczy regulacji napięcia w sieci SN za pomocą statycznych przełączników zacze-
pów. Rozważano problematykę kompensacji prądowej w regulatorze przełączników zacze-
pów transformatora WN/SN. Kompensacja prądowa obecnie jest często wyłączana, bowiem dotyczy wirtu-
alnej pojedynczej linii SN. W artykule przedstawiono wyniki symulacji na modelu fizycznym dla
prostej sieci SN zasilanej ze stacji WN/SN, przy występowaniu asymetrii napięć i obciążeń w trzech
sytuacjach: wyłączona kompensacja prądowa, klasyczna kompensacja oraz proponowana jej
nowa formuła. Proponowany algorytm zaimplementowano na mikrokontrolerze STM32. W celu
uwzględnienia asymetrii wykorzystano pomiary w trzech fazach, co wymaga modyfikacji układu
pomiarowego.

1. Wstęp

Algorytm sterowania klasycznymi przełącznikami zacze-
pów transformatorów został przedstawiony m.in. w [1]. Zastosowania
elektronicznych przełączników zacze-
pów transformatorów
dystrybucyjnych zaprezentowano w [2]. Różnice algorytmu
sterowania klasycznymi i półprzewodnikowymi przełącznikami
zacze-
pów opisano w [3]. Celem artykułu jest weryfikacja, czy
uwzględnienie asymetrii w kompensacji prądowej poprawi jakość
regulacji napięcia. Zagadnieniami kompensacji prądowej zajmo-
wano się m.in. w [4–6]. Kompensację spadku napięcia na wielu
liniach zasilających przedstawiono m.in. w [7–9]. Jednak nie ma
komercyjnego zadowalającego rozwiązania, które mogłoby być
zaimplementowane w regulatorach przełączników zacze-
pów. Proponowana w publikacjach kompensacja spadku napięcia
na wielu liniach zasilających wymaga opracowania i ciągłej aktu-
alizacji modelu sieci, realizacji wielu obliczeń rozptylowych. Sieć
SN jest w niewielkim zakresie opomiarowana. Tworzenie modeli
i ich aktualizacji jest pracochłonne, a niekiedy nawet niemoż-
liwe. Z tych powodów należy poszukać innego typu rozwiązania.
Przy czym powszechnie stosowana prawidłowa kompensacja
prądowa poprawia „sztywność sieci” oraz poprawia stabilność
napięciową.

1.1. Problemy realizacji kompensacji prądowej w regulatorach przełączników zacze- pów

Kompensacja prądowa stosowana jest zarówno w regulatorach
napięcia generatorów synchronicznych, jak i przełączników
zacze-
pów transformatora WN/SN. Ze względu na złożoność sieci
SN i ciągłe zmiany w sieciach elektroenergetycznych trudno jest

wyznaczyć parametry kompensacji prądowej [10]. Dodatkowym
czynnikiem komplikującym kompensację prądową są asymetrie
napięć zasilających oraz asymetrie obciążeń. Obecnie komer-
cyjnie dostępne regulatory wykorzystują pomiar napięcia oraz
prądu tylko jednej fazy. W razie wystąpienia asymetrii napięć
działanie regulatora może być niewłaściwe. W artykule tym
została uwzględniona asymetria napięć i obciążeń w algorytmie
kompensacji prądowej. Algorytm ten został zaimplementowany
na 32-bitowym mikrokontrolerze firmy STMicroelectronics.
Uwzględniając dostępność pomiarów parametrów sieci
3-fazowej dla każdej z faz, napięcia kompensacji można opisać
układem równań:

$$\left\{ \begin{array}{l} I_{LKre} = I_{LK} \cdot \cos \varphi_{LK} \\ \sin \varphi_{LK} = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{LK}} \\ I_{LKim} = I_{LK} \cdot \sin \varphi_{LK} \\ U_{kLK} = \left| U_{LK} \cdot e^{j0} - \left[\begin{array}{l} (R_{komp} \cdot I_{LKre} - X_{komp} \cdot I_{LKim}) \\ + j(R_{komp} \cdot I_{LKim} + X_{komp} \cdot I_{LKre}) \end{array} \right] \right| \end{array} \right. \quad (1)$$

gdzie: K – numer fazy, I_{LK} – wartość skuteczna prądu fazy K , I_{LKre} –
część rzeczywista prądu fazy K , I_{LKim} – część urojona prądu fazy K ,
 $\cos \varphi_{LK}$ – zmierzony współczynnik mocy fazy K , U_{LK} – wartość
skuteczna napięcia fazowego K , U_{kLK} – wartość skuteczna
napięcia fazowego K po kompensacji, R_{komp} , X_{komp} – parametry
kompensacji prądowej.

We wzorze (1) założono, że kąt napięcia fazowego ma wartość 0. Asymetria kątowna napięć występuje w niewielu wypadkach. Obecnie parametry R_{komp} i X_{komp} dobiera się arbitralnie.

W celu uwzględnienia asymetrii napięć i obciążeń wymagane są pomiary napięć fazowych, prądów przewodowych oraz współczynników mocy. Takie dane dostarczają przetworniki parametrów sieci elektroenergetycznej.

Regulator w celu wyznaczenia uchybu napięcia używa jednej wartości napięcia pomiarowego oraz jednej wartości napięcia zadanego. Wartość napięcia pomiarowego dla regulatora może być wyznaczona następująco – układy równań (2) i (3).

$$\begin{cases} U_{min} = \min(U_{kl1}, U_{kl2}, U_{kl3}) \\ U_{max} = \max(U_{kl1}, U_{kl2}, U_{kl3}) \\ U_{avg} = \left(\frac{1}{3}\right) \cdot \sqrt{U_{kl1}^2 + U_{kl2}^2 + U_{kl3}^2} \end{cases} \quad (2)$$

gdzie: U_{min} – minimalne napięcie kompensacji, U_{max} – maksymalne napięcie kompensacji, U_{avg} – średnie napięcie kompensacji.

$$U_T = \begin{cases} U_{min} \text{ gdy: } \bigcap_{K=1,2,3} U_{kLK} \leq 0,95 \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3}} \\ U_{max} \text{ gdy: } \bigcap_{K=1,2,3} U_{kLK} \geq 1,05 \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3}} \\ U_{avg} \text{ w pozostałych przypadkach} \end{cases} \quad (3)$$

gdzie: U_T – wynikowa wartość napięcia pomiarowego po kompensacji, U_n – wartość skuteczna napięcia znamionowego.

Jeśli wszystkie napięcia są większe bądź równe $1,05 U_f$ istnieje niebezpieczeństwo przekroczenia górnej granicy dopuszczalnego napięcia. Wówczas napięciem pomiarowym jest maksymalna wartość z napięć fazowych. Analogicznie jest dla wartości minimalnej.

1.2. Algorytm sterowania elektronicznym przełącznikiem zacze­pów transformatora WN/SN

Algorytm sterowania statycznymi przełącznikami zaprezentowano w [3]. Istotnymi różnicami w algorytmie w stosunku do przełączników elektromechanicznych są:

- wysoka częstotliwość przełączania zacze­pów, np. co okres; tranzystory IGBT mają czasy załączania i wyłączania rzędu ns.
- brak ograniczeń co do liczby przełączeń.
- zmiana zacze­pu – nie musi odbywać się sekwencyjnie.
- brak występowania łuku elektrycznego.
- wymagany szybki układ pomiaru parametrów sieci elektroenergetycznej ze względu na szybkie sterowanie, tj. w czasie jednego okresu; w regulatorach elektromechanicznych przełączników zacze­pów wartość skuteczna napięcia była uśredniana za dłuższy okres.

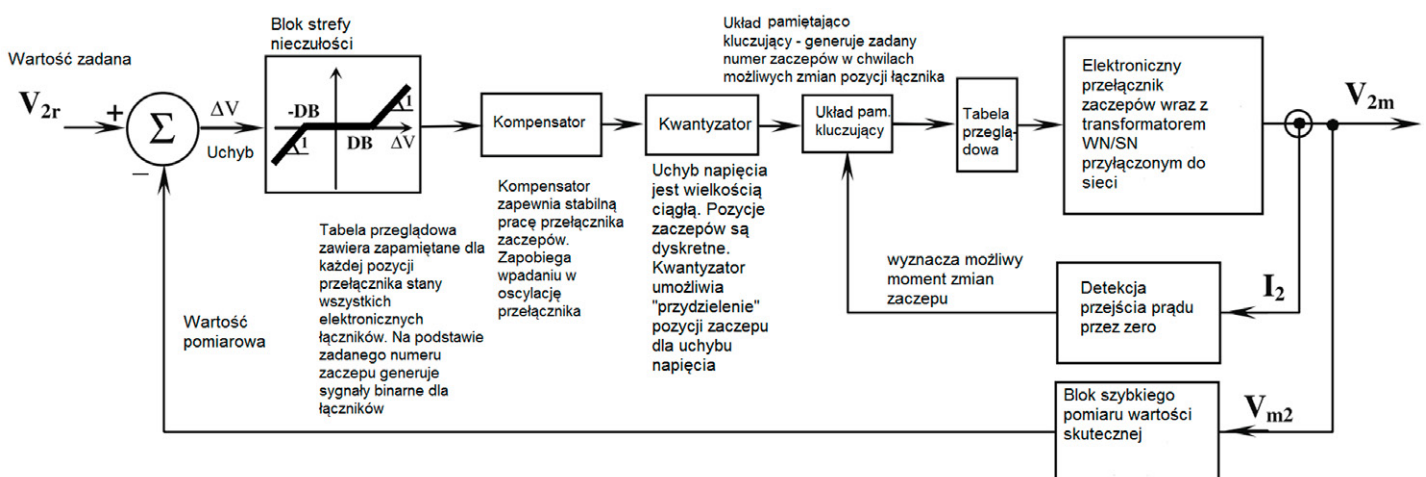
Różnice te implikują zmiany algorytmu sterowania dla w pełni elektronicznych przełączników zacze­pów. Na rys. 1 zaprezentowano schemat pracy regulatora elektronicznych przełączników zacze­pów transformatora. Jest on inny niż dla klasycznych przełączników.

Blok szybkiego pomiaru wartości skutecznej (ang. *instantaneous value calculation* – rys. 1) realizuje obliczenia wg (4) dla wybranej chwili pomiaru t_k . Na rysunku 2 przedstawiono sposób wyznaczania wartości skutecznej napięcia pomiarowego wg zależności (4).

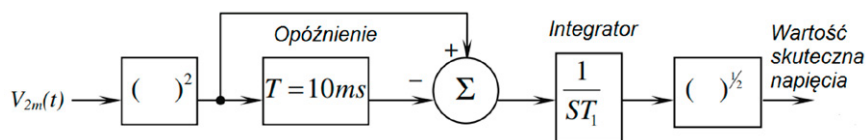
$$U_{2m(rms)}(t_k) = \sqrt{\frac{1}{T} \int_{t_k-T}^{t_k} U_{2m}^2(t) dt} = \sqrt{\frac{2}{T} \int_0^{t_k} U_{2m}^2(t) dt} - \sqrt{\frac{2}{T} \int_0^{t_k-T} U_{2m}^2(t) dt} \quad (4)$$

gdzie: $U_{2m}^2(t_k)$ – kwadrat wartości chwilowej napięcia mierzonego w chwili t_k , $U_{2m(rms)}$ – wartość skuteczna napięcia pomiarowego, T – okres.

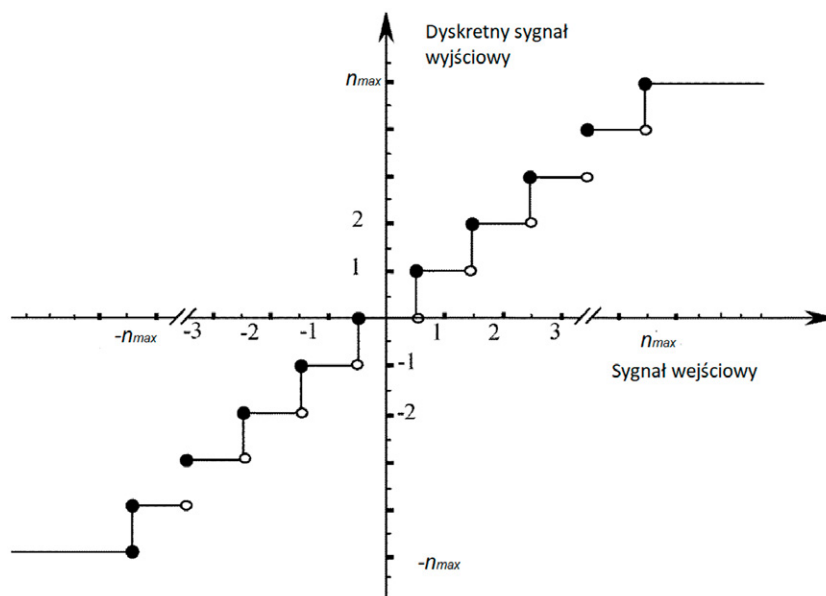
Blok martwej strefy jest wymagany z tego powodu, że zmiana numeru zacze­pu jest operacją nieciągłą. W regulatorze elektromechanicznych zacze­pów była możliwość przełączenia



Rys. 1. Schemat pracy regulatora statycznych przełączników zacze­pów [3]



Rys. 2. Idea szybkiego pomiaru wartości skutecznej napięcia $U_{2m}(t)$



Rys. 3. Charakterystyka statyczna bloku kwantyzacji [3]

na zaczeł o 1 wyższy lub o 1 niższy, gdy nie osiągnięto położenia skrajnego. W regulatorach elektronicznych przełączników zaczełów można zmienić zaczeł na dowolny. Zatem sygnałem wyjściowym tego bloku jest sygnał analogowy.

Blok kompensacji służy do redukcji szybkich zmian uchybu napięcia w celu zachowania stabilności pracy układu regulacji przy zachowaniu jakości regulacji. Zawiera on integrator z dobrnymi parametrami. Likwiduje to zbędne ciągłe zmiany zaczełów, spowodowane np. chwilowymi przemijającymi wahaniami napięcia. Przełączenia te generowałyby kolejne stany przejściowe, co skutkowało ciągłymi nieustającymi oscylacjami napięcia.

Kwantyzator musi zostać dodany ze względu na to, że liczba zaczełów jest liczbą naturalną. Zakres wyjściowy kwantyzatora to przedział liczb całkowitych $\langle -n_{max} \div +n_{max} \rangle$ (rys. 3). Należy dla danego przedziału wartości uchybu napięcia przydzielić numer zaczełu.

Blok detekcji przejścia przez zero służy do zapewnienia zmiany zaczełu przy prądzie bliskim zero. Układ pamiętająco-kluczujący służy do realizacji nowego sygnału sterującego (numera zaczełu) tylko w możliwych momentach zmian zaczełu. W elektronicznym przełączniku zaczełów każda pozycja zaczełu odpowiada określonym stanom łączników. W tab. 1 przedstawiono stany łączników S1-S10 uzwojenia regulacyjnego przedstawionego na rys. 4. Uzwojenie regulacyjne posiada napięcia między zaczełow, kolejno: 10% U_f , 5% U_f , 3% U_f i 0,5% U_f . Posiada ono 5 zaczełów, a umożliwi realizację 21 stopni regulacyjnych. Postać tej tabeli zależna jest od schematu połączeń uzwojenia

nr/stan	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	S10	Zmiana napięcia uzwojenia regulacyjnego
1		1							1		-17,50%
2		1					1				-17%
3		1			1						-15%
4		1	1								-10%
5				1					1		-7,50%
6				1			1				-7%
7				1	1						-5%
8						1			1		-2,50%
9						1	1				-2%
10								1	1		-0,50%
11									1	1	0%
12							1			1	0,50%
13					1			1			2%
14					1					1	2,50%
15			1			1					5%
16			1					1			7%
17			1							1	7,50%
18	1			1							10%
19	1					1					15%
20	1							1			17%
21	1									1	17,50%

Tab. 1 Tabela przeglądowa dla uzwojenia regulacyjnego

regulacyjnego wraz z 2-kierunkowymi łącznikami półprzewodnikowymi. Na wejściu bloku tabeli przeglądowej jest wyznaczony nr stanu, wyznaczony przez blok kwantyzacji, a wyjście są stany binarne łączników S1-S10.

Na dobór układu połączeń uzwojenia regulacyjnego mają wpływ następujące czynniki:

- Redukcja kosztów całkowitych. Zależą one do liczby zaczeów uzwojenia oraz liczby łączników półprzewodnikowych. Ceny tranzystorów IGBT już nie są tak wysokie. Cena tranzystora IGBT; 1200 V; 120 A; 595 W jest niższa niż 80 zł.
- Wymaganie niezawodności pracy. Parametry łączników półprzewodnikowych należy przewymiarować, ponieważ powinny być one odporne na maksymalny prąd zwarcioowy w takim czasie, w jakim wyłączy zabezpieczenie. Łączniki muszą być także odporne na przepięcia.
- Redukcja strat mocy (głównie elementy półprzewodnikowe).
- Duża liczba zaczeów – zapewnia dokładniejszą regulację napięcia (mniejszy krok napięcia).
- Elastyczność połączeń i konfiguracji, np. możliwość zmiany kierunku uzwojenia regulacyjnego.

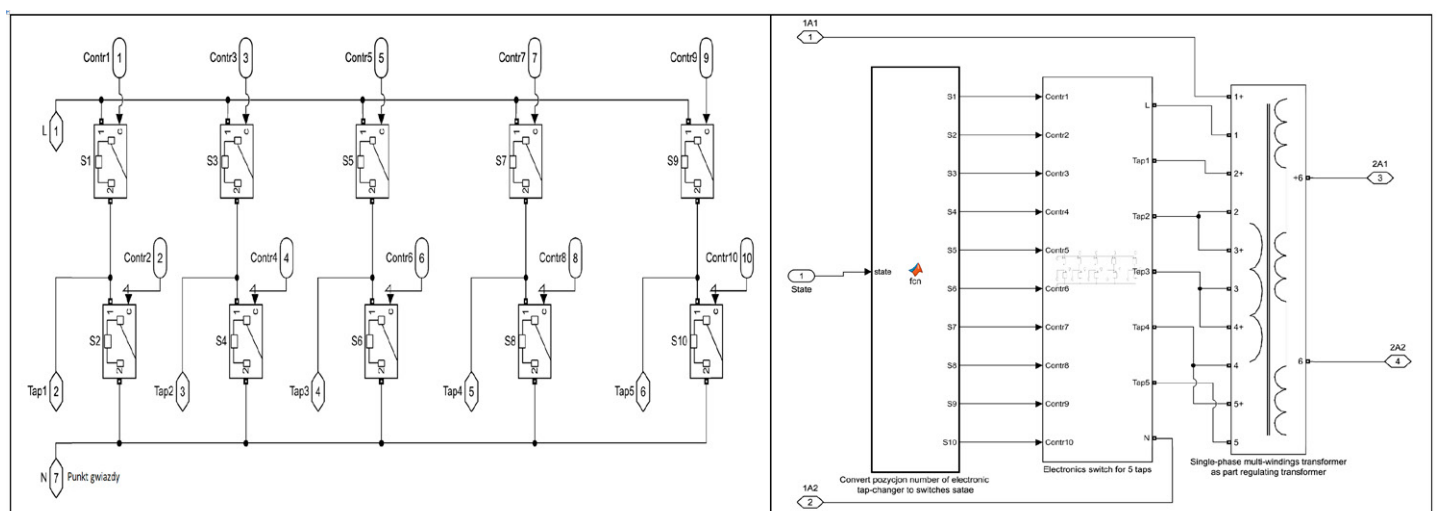
Przedstawiona konfiguracja uzwojenia cechuje się dużą liczbą łączników, ale też wysoką elastycznością.

1.3. Schemat sieci elektroenergetycznej

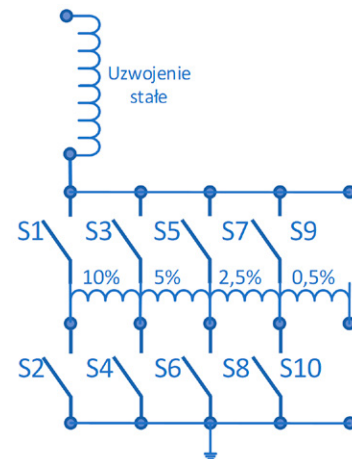
W celu przeprowadzenia badań należy zdefiniować sieć SN zasilaną z transformatora regulacyjnego. Ze względu na cel badania – wpływ asymetrii napięć i obciążeń na jakość regulacji napięcia – wybrano najprostszy przypadek jednej linii SN, ponieważ łatwo wyznaczyć parametry kompensacji. W badaniach tych nie rozważano problemu różnorodności obciążeń oraz budowy linii SN.

Jako wskaźnik jakości regulacji napięcia wybrano sumę wartości bezwzględnej uchybów napięcia na końcu linii SN – (5). Napięcie to nie jest dostępne dla regulatora.

$$J = \sum_{t=0}^N (|U_{L1_P}(t) - U_f| + |U_{L2_P} - U_f| + |U_{L3_P} - U_f|) \quad (5)$$



Rys. 5. Schemat modelu przełącznika zaczeów wraz z elektronicznymi łącznikami zrealizowany w Simscape Electrical Specialized



Rys. 4. Schemat uzwojenia regulacyjnego

gdzie: U_{Lx_P} – wartość skuteczna napięcia mierzonego na końcu linii SN chwili t dla fazy x . U_f – znamionowa wartość skuteczna napięcia fazowego, N – liczba pomiarów.

2. Sposób przeprowadzenia badań

2.1. Implementacja algorytmu sterowania

Algorytm sterowania elektronicznym przełącznikiem zaczeów (bez kompensacji, z klasyczną kompensacją oraz badaną wersją kompensacji) implementowany jest na płytce prototypowej STM32F769I-DISC0 firmy ST, zawierającej m.in. 32-bitowy mikrokontroler cortex M7: STM32F769NIH6 o częstotliwości 216 MHz, programator ST-Link/V2-1, 512 + 16 + 4 KB pamięć RAM, 2 MB flash, port Ethernet, USB oraz obwody zasilające. Programowanie zrealizowano w Simulink Coder Support Package for STMicroelectronics i przewodu USB. Sygnały wejściowe oraz wyjściowe regulatora są zapewnione poprzez komunikację szeregową TCP z komputerem i uruchomionym modelem Simulink Desktop Real-Time.

2.2. Implementacja sieci WN i SN oraz transformatora

Ze względu na to, że dostęp do rzeczywistego transformatora 110/15 kV pracującego w sieci jest ograniczony, w celu przeprowadzenia badań został zbudowany symulacyjny model sieci za pomocą Matlab/Simulink z pakietem Simscape Power Systems. Pakiet ten ułatwia tworzenie modeli zawierających linie elektroenergetyczne, transformatory, urządzenie energoelektroniczne. Na rys. 5 przedstawiono model zaczepu 1-fazowego wraz z łącznikami, wykorzystujący model transformatora wielouzwojeniowego. Wejścia Contr1-Contr10 – binarne sygnały sterujące łącznikami. Tap1-Tap5-zaciski zaczepów.. Realizuje on schemat połączeń wg rys. 4.

2.3. Implementacja komunikacji regulatora z otoczeniem

Komunikacja regulatora z komputerem odbywa się za pomocą UART. Do portu USB komputera podłączony jest port programatora mikrokontrolera albo zewnętrzny konwerter USB-UART. Programowa obsługa komunikacji odbywa się za pomocą pakietu Matlab/Simulink oraz pakietu Simulink Desktop Real-Time oraz bloków Packed Input, Packed Output. Umożliwiają one komunikację binarną.

3. Wyniki symulacji

Wariant	Wskaźnik jakości regulacji napięcia J dla różnych wariantów oraz zastosowanych algorytmów kompensacji prądowej		
	Brak kompensacji prądowej	Klasyczna kompensacja prądowa	Proponowana kompensacja prądowa
Pełna symetria	400	250	250
Asymetria napięć zasilających	600	554	384
Asymetria obciążeń	480	402	352
Asymetria napięć zasilających oraz obciążeń	800	722	390

Tab. 2. Wyniki symulacji – wskaźnik jakości regulacji napięcia przy asymetrii napięć i obciążeń

4. Wnioski końcowe

Kompensacja prądowa stanowi jedno z ważniejszych zagadnień regulacji napięcia. Uwzględnienie asymetrii napięcia zasilającego oraz obciążenia poprawia jakość regulacji napięcia przy wystąpieniu tego typu zakłóceń. Potwierdzono również możliwość implementacji nowego typu kompensacji prądowej w regulatorze elektronicznych przetworników zaczepów. Jednak

to nie rozwiązuje problemu zróżnicowania obciążeń linii zasilanych ze stacji głównego punktu zasilania (GPZ). Obecnie rozważa się różne wersje algorytmu spadku na wielu liniach zasilających. Jednak ten problem nie został rozwiązany i zagadnienie wymaga dalszych badań i poszukiwania nowych rozwiązań.

W publikacjach [3, 2] proponuje się zastosowanie modulacji DCM (ang. *discrete-cycle modulation*), tj. częstszego przełączania zaczepów w ciągu okresu w celu uzyskania pośrednich wartości skutecznych, niż wynikałoby to z wybranych pozycji zaczepów. Regulacja za pomocą przetwornika zaczepów transformatora z natury jest nieciągła. Jej dokładność należy dobrać poprzez zaprojektowanie uzwojenia regulacyjnego. Skutkiem takich przełączeń (DCM) jest wprowadzenie do sieci wielu harmonicznych i interharmonicznych. Zdaniem autora takie urządzenia mogą nie spełniać wymagań o kompatybilności elektromagnetycznej ze względu na zniekształcenie sygnału sinusoidalnego, a korzyści wynikające z tej techniki są znikome.

BIBLIOGRAFIA

1. Korpikiewicz J., Budowa modelu symulacyjnego regulatora przetworników zaczepów transformatora WN/SN – założenia i wymagania, *Pomiary. Automatyka. Robotyka* 2018, nr 2, s. 67–76.
2. Faiz J., Siahkolah B., *Electronic tap-changer for distribution transformers*, Berlin: Springer-Verlag, 2011.
3. Faiz J., Siahkolah B., Differences Between Conventional and Electronic Tap-Changers and Modifications of Controller, *IEEE Transactions on Power Delivery* 2006, t. 21, nr 3, s. 1342–1349.
4. Szczeciński P., Zajczyk R., Wpływ układu kompensacji prądowej na pracę generatora przy zmianach napięcia w KSE, *Acta Energetica* 2010, nr 2/4, s. 77–82.
5. Sobczak B., Rink R., Kompensacja prądowa w regulatorach napięcia generatorów systemowych, referat konferencyjny, *Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej* 2013, nr 32, s. 127–130.
6. Hellman W., Szczerba Z., *Regulacja częstotliwości i napięcia w systemie elektroenergetycznym*, Warszawa 1978.
7. Joon-Ho C., Jae-Chul K., Advanced Voltage Regulation Method at the Power Distribution Systems Interconnected with Dispersed Storage and Generation Systems, *IEEE Transactions on Power Delivery* 2000, Vol. 15, No. 2, s. 691–696.
8. Choi J.-H., Advanced Voltage Regulation Method of Power Distribution Systems Interconnected with Dispersed Storage and Generation Systems (Revised), *IEEE Transactions On Power Delivery* 2001, Vol. 16, No. 2, s. 6.
9. Joon-Ho C., Seung-II M., The dead band control of LTC transformer at distribution substation, *IEEE Transactions on Power Systems* 2009, Vol. 24, No. 1, s. 319–326.
10. Czapla Ł., Ogryczak T., System zarządzania napięciem i mocą bierną obszaru sieci inteligentnej (SMART GRID), *Elektro.Info* 2012, nr 7–8.

Application of a New Algorithm for Current Compensation at the Regulator of the Tap-Changer for HV/MV Transformers

Keywords

current compensation, voltage asymmetry, load asymmetry, STM32, solid-state tap-changers for transformer

Abstract

The article concerns voltage regulation in MV network by means of static tap changers. The article considers the problem of

current compensation in the HV/MV transformer tap changer controller. Current compensation is often turned off. This is due to the fact that the compensation applies to a virtual single SN line. The article presents simulation results on a physical model for a simple MV network fed from a WN/SN station with the occurrence of voltage and load asymmetry for three cases: switched off current compensation, classical compensation and the proposed new formula. The proposed algorithm has been implemented on the STM32 microcontroller. In order to take into account the asymmetry, measurements in three phases were used, which requires modification of the measurement system.

KONTAKT

Jarosław Korpikiewicz

Instytut Energetyki Oddział Gdańsk

tel.: +48 58 349 82 11

e-mail: j.korpikiewicz@ien.gda.pl

Modyfikacje algorytmu regulacji napięcia SN metodą kompensacji spadków napięcia na wielu liniach, na podstawie doświadczeń z realizacji testowej

Autorzy

Jacek Jemielity
Łukasz Czapla
Piotr Kolendo

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

napięcie SN, Multiple Line Drop Compensation (MLDC), Conservation Voltage Reduction (CVR), Demand Response (DR)

Streszczenie

Artykuł przedstawia doświadczenia z testowego wdrożenia zaawansowanego systemu sterowania poziomem napięcia u odbiorców, wykorzystującego algorytm kompensacji spadku napięcia na wielu liniach. Autorzy zaproponowali modyfikacje literaturowych opisów tego algorytmu i jego rozszerzenie polegające na tym, że do regulacji napięcia sieci dystrybucyjnej wykorzystywany jest transformator o zmiennej przekładni oraz źródło mocy biernej w sieci średniego napięcia w postaci magazynu energii. W pracy przedstawiono wnioski z badań przeprowadzonych w ramach realizacji programu badawczego GEKON, który dotyczył budowy baterijnego magazynu energii.

1. Wstęp

Istnienie zależności pomiędzy poziomem napięcia w sieci SN a wielkością mocy czynnej i biernej pobieranej przez odbiorców energii elektrycznej jest powszechnie znane [1, 2]. Zjawisko to wykorzystane w dużej skali, np. przez operatora sieci dystrybucyjnej (OSD), może służyć do szybkiej zmiany bieżącego poboru mocy czynnej i biernej, zarówno w kierunku redukcji, jak i zwiększenia obciążenia, czyli do sterowania popytem na energię (ang. *Demand Response* – DR). Z kolei przy długookresowym, trwałym obniżeniu napięcia u odbiorców do dopuszczalnych poziomów można obniżyć całkowite zużycie energii, tym samym zwiększając efektywność energetyczną systemu. To drugie zastosowanie, czyli oszczędnościowa redukcja napięcia (ang. *Conservation Voltage Reduction* – CVR), jest powszechnie stosowane np. w Stanach Zjednoczonych.

Jedną z metod prowadzenia regulacji napięcia sieci średniego napięcia z zainstalowaną rozproszoną generacją i magazynami energii jest wykorzystanie algorytmu kompensacji spadku napięcia na wielu liniach (ang. *Multiple Line Drop Compensation* – MLDC), zaproponowane w publikacjach [3, 4].

2. Opis algorytmu MLDC

Algorytm MLDC służy do wyznaczania optymalnego położenia podobciążeniowego przełącznika zaczepów (PPZ) transformatora WN/SN zainstalowanego w głównym punkcie zasilania (GPZ). Proces wyznaczania nowego, optymalnego numeru zaczepu opiera się na obliczeniach rozprywu mocy na podstawie

modelu sieci, do którego są wprowadzone na bieżąco rzeczywiste pomiary i stan topologii. Bezpośrednią korzyścią wynikającą z wdrożenia algorytmu MLDC jest zapewnienie lepszej kontroli napięć występujących w głębi sieci, szczególnie z uwzględnieniem bardzo dużego zróżnicowania obciążenia poszczególnych linii zasilających, wynikającego z działania rozproszonej generacji i magazynów energii. Pozwala to na pełne wykorzystanie dozwolonego zakresu zmienności napięcia u odbiorców (+/-10%) bez utrzymywania zbędnych marginesów bezpieczeństwa.

Algorytm MLDC wymaga znajomości modelu sieci elektroenergetycznej średniego napięcia (SN). Stanowi to obecnie istotną barierę, ponieważ generalnie modele takie nie są osiągalne. W przyszłości, jeżeli nastąpi powszechna implementacja standardu Common Information Model (CIM) w systemach informatycznych OSD, to dostępność aktualnego modelu sieci będzie codziennością.

2.1. Definicja funkcji celu algorytmu MLDC

W algorytmie MLDC definiuje się funkcję celu J , korzystającą z wartości skrajnych odchyłek napięcia na liniach zasilających. Funkcję J należy minimalizować:

$$J = \sum_{i=1}^N [(U_{i,\max} - U_{\text{nom}})^2 + (U_{\text{nom}} - U_{i,\min})^2] \quad (1)$$

z ograniczeniami:

$$U_{i,\max} \leq U_{\max} \quad (2)$$

$$U_{i,\min} \geq U_{\min} \quad (3)$$

gdzie:

N – liczba linii zasilanych przez transformator GPZ, U_{nom} – napięcie nominalne sieci, $U_{i,\max}$ – maksymalne napięcie na i -tej linii zasilającej, $U_{i,\min}$ – minimalne napięcie na i -tej linii zasilającej.

Wartości $U_{i,\max}$ i $U_{i,\min}$ dla wybranego zaczeptu transformatora zainstalowanego w GPZ są wyznaczane na podstawie rozptywu mocy w aktualnym modelu sieci SN. Są to napięcia na szynach wyższego napięcia transformatorów stacji odbiorczych SN/nn. Przekładnie tych transformatorów oraz spadki napięcia na liniach niskiego napięcia (pomiędzy transformatorami a licznikami energii elektrycznej u odbiorców) są uwzględnione przez przyjęcie odpowiednich wartości U_{\min} i U_{\max} w ograniczeniach (2) i (3).

2.2. Wyznaczenie optymalnej przekładni transformatora

Wartość funkcji celu J w równaniu (1) zależy ściśle od wartości napięcia występującego na szynach SN w GPZ, czyli od numeru zaczeptu Z transformatora WN/SN. Należy wyznaczyć wartości funkcji celu J dla wszystkich pozycji przełącznika zaczeptów oraz wybrać minimalną wartość funkcji celu J^* , związaną z optymalnym, w danych warunkach, zaczeptem Z^* . Jednak w większości przypadków ewentualne przełączenie PPZ następuje tylko o jeden zaczept, a dodatkowo obliczenia dla numerów zaczeptu odległych od bieżącego położenia PPZ mogą dać nierealne wyniki ze względu na brak uwzględnienia zmian obciążenia przy zmianie napięcia. Dlatego można ograniczyć liczbę przeliczanych rozptywów mocy do kilku, w okolicach aktualnego położenia zaczeptu Z (np. $J[Z-3]$, $J[Z-2]$, $J[Z-1]$, $J[Z]$, $J[Z+1]$, $J[Z+2]$, $J[Z+3]$).

2.3. Strefa nieczułości regulacji algorytmu MLDC

Wadą algorytmu MLDC, realizowanego tylko przez równanie (1) z ograniczeniami (2) i (3), mogą być zbyt częste przełączenia PPZ transformatora, dlatego potrzebna jest strefa nieczułości, która wyeliminuje przełączenia poprawiające wartość funkcji celu w niewielkim stopniu. Mając bieżącą wartość funkcji celu J w chwili t , tj. $J(Z(t))$, oraz wyliczoną nową, optymalną wartość dla chwili $(t+1)$, tj. $J^*(Z^*(t+1))$, można zdefiniować bezwymiarowy współczynnik Performance Index Ratio (PIR) [4], służący do wyznaczenia strefy martwej dla zmiany zaczeptu z położenia bieżącego Z na optymalne Z^* :

$$\text{PIR} = 1 - \frac{J(Z^*(t+1))}{J(Z(t))} \quad (4)$$

gdzie: $Z(t)$ – bieżący numer zaczeptu, $Z^*(t+1)$ – wyznaczony nowy, optymalny numer zaczeptu.

Następnie wyznacza się uchyb regulacji e , który przyjmuje wartości:

$$e = \begin{cases} 1 & \text{dla } Z^*(t+1) > Z(t) \text{ i } \text{PIR} > \varepsilon \\ -1 & \text{dla } Z^*(t+1) < Z(t) \text{ i } \text{PIR} > \varepsilon \\ 0 & \text{w pozostałych przypadkach} \end{cases} \quad (5)$$

gdzie: ε – zdefiniowana strefa nieczułości.

Jeśli zmiana zaczeptu z $Z(t)$ na $Z^*(t+1)$ daje niewielką zmianę współczynnika PIR, to powinna być wstrzymana (uchyb $e = 0$).

3. Praktyczna realizacja algorytmu MLDC w środowisku testowym

Testowe wdrożenie regulacji napięcia zgodnie z algorytmem MLDC wykonano w ramach projektu GEKON [5], którego celem była budowa lokalnego obszaru bilansowania (LOB) z baterijnym magazynem energii (ME). Regulacja napięcia realizowana z wykorzystaniem algorytmu MLDC była jedną z dodatkowych funkcji układu sterowania magazynu ME.

Na rys. 1 pokazano schemat sieci SN, której dotyczył projekt GEKON. Sieć LOB obejmuje trzy linie SN wychodzące z GPZ zasilanego przez dwa transformatory z klasycznymi regulatorami utrzymującymi napięcie na szynach 15 kV. W sieci LOB znajdują się 82 stacje SN/nn oraz źródła rozproszone w postaci czterech farm wiatrowych (3200, 1600, 600 i 600 kW), dwóch generatorów synchronicznych w biogazowni (2 x 400 kW), oraz magazynu ME o mocy 750 kW i pojemności 1500 kWh. Magazyn ME, jako jedyne źródło rozproszone, posiada zdolność generacji mocy biernej, której zakres zależy od aktualnej mocy czynnej ładowania lub rozładowania, zgodnie z ograniczeniem prądu inwertera wynikającym z równania:

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} \quad (6)$$

gdzie: S jest mocą pozorną magazynu ME równą 750 kVA.

3.1. Modyfikacja algorytmu MLDC – wykorzystanie źródła mocy biernej w sieci SN

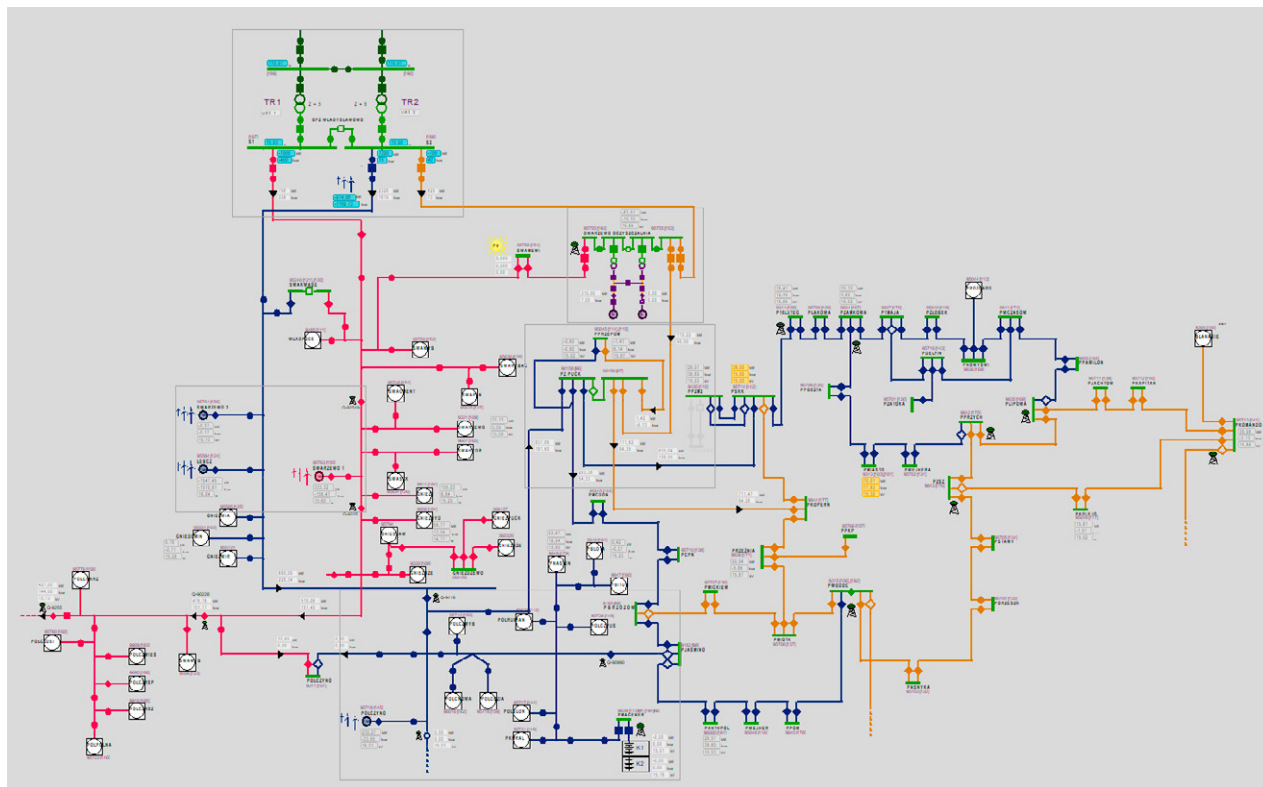
Podczas obliczania optymalnej wartości funkcji celu (1) w kolejnych iteracjach obliczeń rozptywu mocy sieci LOB wprowadzono, oprócz zmiany numeru zaczeptu Z transformatora, również zadaną zmianę mocy biernej Q_{ME} magazynu ME o dyskretnych wartościach ze zbioru:

$$\left(-Q_{\max}, -\frac{2}{3}Q_{\max}, -\frac{1}{3}Q_{\max}, 0, \frac{1}{3}Q_{\max}, \frac{2}{3}Q_{\max}, Q_{\max}\right) \quad (7)$$

Przyjęcie skoku $1/3 Q_{\max}$, gdzie: Q_{\max} jest liczbowo równe mocy pozornej S magazynu, nie jest przypadkowe, lecz wynika z wyznaczonego obliczeniowo wpływu mocy biernej magazynu Q_{ME} na zmianę napięcia w sieci. Obszar poszukiwań optymalnej wartości funkcji celu J przyjmuje formę dwuwymiarowej tablicy (Z, Q_{ME}), jak na rys. 2. Należy pamiętać, że zgodnie z (6) zakres dostępnej mocy biernej ME na rys. 2 może być w danej chwili ograniczony przez wartość chwilowej mocy czynnej, której generacja lub pobór ma priorytet. Łącznie znalezienie optymalnych wartości (Z^*, Q_{ME}^*) wymaga wykonania maksymalnie $7 \times 7 = 49$ obliczeń rozptywu mocy w sieci testowej.

3.2. Sterowanie przełącznikami zaczeptów transformatorów

W charakterze elementów wykonawczych, sterujących przełączaniem zaczeptów transformatorów w GPZ w układzie testowym, zastosowano regulatory napięcia o zmodyfikowanym



Rys. 1. Schemat sieci testowej LOB

algorytmie działania. Modyfikacja polegała na przesłaniu zdalnie do regulatora wartości zadanej napięcia na szynach 15 kV, która była określana w trakcie obliczeń optymalnej wartości funkcji celu J^* . Tak długo, jak istniało aktywne połączenie komunikacyjne regulatora z układem sterującym ME, przesłana zdalnie wartość napięcia zadane go zastępowała tymczasowo nastawę zapamiętaną w pamięci nastaw regulatora. Po zaniku łączności albo zablokowaniu działania algorytmu MLDC regulator wracał do pierwotnej wartości zadanej.

Zastosowanie regulatorów napięcia w charakterze elementów wykonawczych ma istotny sens, ponieważ regulatory reagują na chwilowe zmiany napięcia na szynach WN i SN stacji oraz odliczają czas opóźnienia regulacji zależny od wartości odchyłki napięcia. Ponadto w regulatorze działają zawsze blokady i diagnostyka pomiarów oraz diagnostyka prawidłowego

przełączania i pomiaru numeru zacze pu. Ostatecznie, jeżeli algorytm MLDC przestanie być realizowany, np. w razie awarii sieci łączności lub awarii źródeł pomiarów z sieci potrzebnych do zasilenia modelu obliczeniowego, regulatory bezpiecznie powracają do standardowych nastaw.

3.3. Modyfikacja funkcji celu algorytmu MLDC

Po uruchomieniu testowej wersji oprogramowania realizującego algorytm MLDC, w której oprócz zacze pów transformatorów zmieniana była również moc bierna magazynu ME, niezbędna okazała się modyfikacja funkcji celu. Po załączeniu ME do generacji mocy biernej następowało spłaszczenie profilu napięcia w segmencie sieci z magazynem, co w konsekwencji powodowało takie zmniejszenie wartości oryginalnej funkcji celu J , że w kolejnych iteracjach szansa na zmniejszenie generowanej mocy biernej była nikła. Dlatego do funkcji celu ze wzoru (1) dodano składnik odnoszący się do generacji mocy biernej ME:

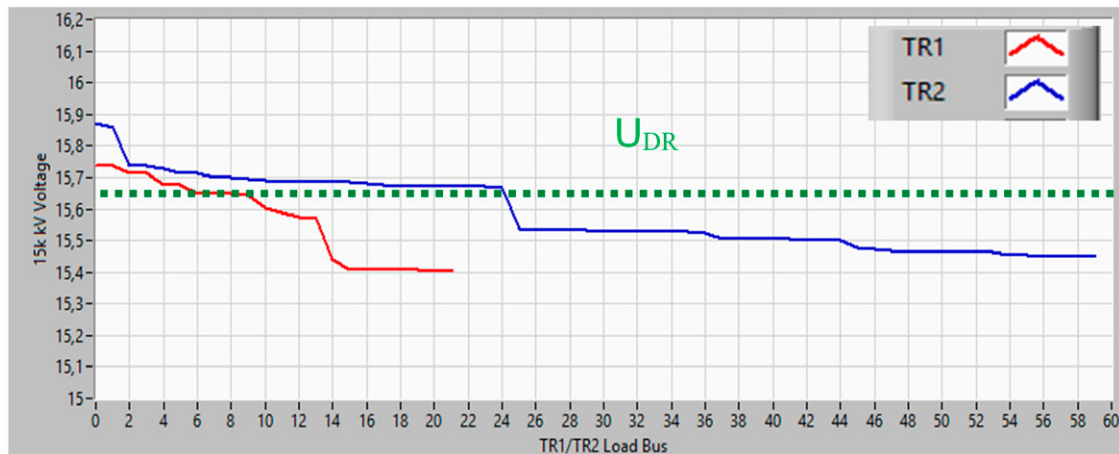
$$J = \sum_{i=1}^N [(U_{i,max} - U_{nom})^2 + (U_{nom} - U_{i,min})^2] + r \times N \times (Q_{ME}/Q_{max})^2 \quad (8)$$

gdzie: r – współczynnik „kosztu” generacji Q_{ME} , Q_{ME} – moc bierna magazynu ME.

Po wprowadzeniu modyfikacji (8) w kolejnych krokach iteracji magazyn ME zarówno zwiększał, jak i zmniejszał generowaną moc bierną.

	Z-3	Z-2	Z-1	Z	Z+1	Z+2	Z+3
Q_{max}			$J^*(t+1)$				
$2/3 Q_{max}$							
$1/3 Q_{max}$							
0				$J(t)$			
$-1/3 Q_{max}$							
$-2/3 Q_{max}$							
$-Q_{max}$							

Rys. 2. Obszar poszukiwań optymalnej wartości funkcji celu $J^*(t+1)$ dla kolejnej iteracji na płaszczyźnie (Z, Q_{ME})



Rys. 3. Uporządkowany wykres napięcia stacji SN/nn zasilanych z transformatorów TR1 (22 stacje) i TR2 (60 stacji)

3.4. Analiza topologii sieci SN

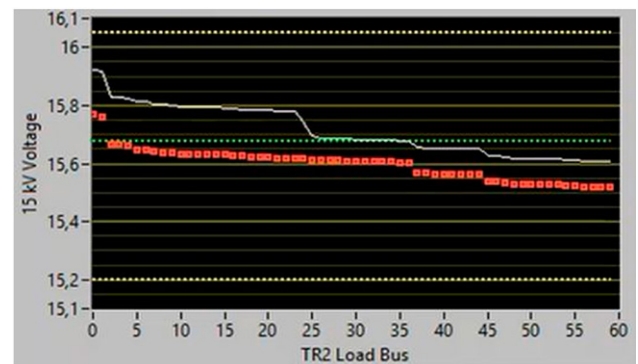
Do analizy połączeń sieci i określenia, z którego transformatora GPZ (TR1 lub TR2) są zasilane poszczególne stacje odbiorcze SN/nn, wykorzystano zaktualizowany w zakresie odwzorowania łączników model sieci. Wykonanie rozplywu mocy przy zmianie numeru zaczeputo 1 dla jednego transformatora dawało nowe, zmienione wartości napięcia na stacjach zasilanych z tego transformatora, co umożliwiło ich szybką identyfikację. Na rys. 3 pokazano uporządkowane wykresy napięcia na stacjach SN/nn uzyskane po identyfikacji źródła zasilania w wyżej opisany sposób.

3.5. Wykorzystanie algorytmu MLDC do zmiany poziomu napięcia sieci

We wzorach (1) i (7) występuje napięcie nominalne sieci U_{nom} , jako napięcie odniesienia. Jeżeli w równaniach zastąpimy wartość U_{nom} przez U_{DR} :

$$U_{DR} = \left(1 + \frac{k}{100\%}\right)U_{nom} \quad (9)$$

to zmieniając wartość k (wyrażoną w procentach), można zmieniać wartość napięcia odniesienia w funkcji celu (8) i wymusić zmianę napięcia sieci. Na przykład dla $k = 4,5\%$ w sieci testowej, na szynach 15 kV w GPZ otrzymywane było napięcie ok. 15,8 kV, odpowiadające w przybliżeniu standardowej wartości zadanej regulatorów napięcia transformatorów. Czyli zdalnie przesłana wartość zadana napięcia, wyznaczona przez algorytm MLDC, odpowiadała nastawie w pamięci regulatora. Przy innych wartościach k , np. $k = 2,5\%$, algorytm MLDC spowoduje obniżenie napięcia sieci o odpowiednio 2%. Zmianę napięcia odniesienia (9) można wykorzystać do realizacji funkcji CVR i DR. Osobnym zagadnieniem jest szacowanie rzeczywistego wpływu obniżenia napięcia sieci na popyt na energię i efektywność energetyczną [6, 7].



Rys. 4. Iteracja algorytmu MLDC: krzywa wykonana cienką linią – bieżący profil napięcia na stacjach SN/nn, krzywa pogrubiona – profil optymalny

4. Badania w układzie testowym sieci LOB

4.1. Próby regulacji według algorytmu MLDC dla standardowego i obniżonego napięcia sieci

W układzie testowym dostępny był aktualizowany na bieżąco model sieci obejmujący jedynie 3 z 14 linii SN zasilanych z GPZ. Z tego powodu kryterium sprawdzenia w warunkach rzeczywistych poprawności realizacji algorytmu MLDC było utrzymanie poziomu napięcia na szynach SN w GPZ, zbliżonego do standardowych nastaw regulatorów, ewentualnie obniżenie tego napięcia do wartości 15,5 kV. Odpowiadało to przyjęciu napięcia odniesienia ze wzoru (8) w przedziale $k \in [2,5 \dots 4,5]\%$. Przeprowadzone testy potwierdziły, że regulacja zgodnie z algorytmem MLDC skutecznie zastępowała regulację napięcia na szynach GPZ na podstawie pomiarów lokalnych. Na rys. 4 pokazano przykład iteracyjnego wyznaczenia optymalnego numeru zaczeputo i optymalnej generacji mocy biernej magazynu ME. Cienka linia pokazuje bieżący profil napięcia, a linia pogrubiona profil optymalny, uzyskany przez przełączenie zaczeputo transformatora (przesunięcie krzywej w pionie w kierunku osi kV) oraz zmianę mocy biernej magazynu (spłaszczenie krzywej optymalnej).

4.2. Wnioski z prób

Podczas prób dobowa liczba przełączeń zaczepek transformatorów zwiększyła się nieznacznie, np. o 2 lub 3 przełączenia, co było skutkiem większej precyzji regulacji i obniżenia napięcia w GPZ w nocy, przy niskim obciążeniu sieci. Odpowiedni dobór strefy nieczułości dla współczynnika PIR, zgodnie ze wzorem (5), był właściwym narzędziem ograniczenia dobowej liczby przełączeń. Z kolei przy szczytowym obciążeniu sieci testowany algorytm regulacji wykorzystywał moc bierną magazynu energii do kompensacji spadków napięcia na liniach SN.

5. Wnioski końcowe

W obecności dużej generacji rozproszonej, powodującej znaczne zróżnicowanie obciążenia poszczególnych linii sieci SN, algorytm MLDC pozwala precyzyjnie utrzymywać napięcia w głębi sieci, w dozwolonym zakresie zmienności. W pewnych wypadkach może to być warunkiem koniecznym do zwiększenia penetracji generacji rozproszonej. Precyzja regulacji napięcia umożliwia też kontrolowaną zmianę poziomu napięcia sieci, co jest krokiem w kierunku wdrożenia funkcji DR i CVR.

Ważnym osiągnięciem pracy jest zaproponowanie i przetestowanie możliwości użycia regulatorów napięcia GPZ, jako elementów wykonawczych dla algorytmu MLDC. To technicznie upraszcza rozwiązanie i zwiększa jego bezpieczeństwo. Algorytm MLDC wymaga znajomości aktualnego modelu sieci SN. Obecnie jest to trudne do spełnienia i wymaga dużych nakładów środków.

BIBLIOGRAFIA

1. Distribution Efficiency Inovative, Northwest Energy Efficiency Alliance, December 2007.
2. Singh R. i in., Effects of distributed energy resources on conservation voltage reduction (cvr), Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE, July 2011, s. 1–7.
3. Choi J.-H., Kim J.-C., Advanced voltage regulation method at the power distribution systems interconnected with dispersed storage and generation systems, *IEEE Transactions on Power Delivery* 2000, Vol. 15, No. 2.

4. Choi J.-H., Moon S.-I., The Dead Band Control of LTC Transformer at Distribution Substation, *IEEE Transactions on Power Delivery* 2009, Vol. 24, No. 1.
5. Budowa lokalnego obszaru bilansowania (LOB), jako elementu zwiększenia bezpieczeństwa i efektywności energetycznej pracy systemu dystrybucyjnego. Zadanie 3, podzadanie 3.1 Opracowanie sparymetryzowanych modeli elementów VPP, red. L Bronk, B. Czarnecki, Instytut Energetyki Oddział Gdańsk, Instytut Badawczy, Gdańsk 2016.
6. Markushevich N., Berman A., Nielsen R., Methodologies for Assessment of Actual Field Results of Distribution Voltage and Var Optimisation, PEST&D 2012, 7–10 maja 2012.
7. Liu H.J. i in., A Methodology to Analyze Conservation Voltage Reduction Performance Using Field Test Data, 2014 IEEE International Conference on Smart Grid Communications, Venezia 2014.

Modifications of Middle Voltage Control Algorithm by Means of Multiple Lines Drop Compensation Method on the Basis of Experience from the Trial Implementation

Keywords

MV network voltage control, Multiple Line Drop Compensation, Conservation Voltage Reduction, Demand Response

Abstract

The paper presents experiences from the test implementation of an advanced customer voltage level control system using multiple lines voltage drop compensation algorithm. The authors proposed modifications of the literature descriptions of this algorithm and its extension, so that HV/MV transformer and battery energy storage as a source of reactive power in MV network are used to control the voltage. The potential for safe lowering of the network voltage as a means of immediate reduction of energy demand as well as long-term reduction of energy consumption was emphasized.

KONTAKT

Jacek Jemielity

Instytut Energetyki Oddział Gdańsk
tel.: +48 607 300 229
e-mail: jjemielity@ien.gda.pl

Łukasz Czapla

Instytut Energetyki Oddział Gdańsk
tel.: +48 503 605 355
e-mail: lczapla@ien.gda.pl

Piotr Kolendo

Instytut Energetyki Oddział Gdańsk
tel.: +48 791 263 085
e-mail: p.kolendo@ien.gda.pl

Generation of the Reactive Current With the Iterative Algorithm Aid

Authors

Kazimierz Mikołajuk
Andrzej Tobała

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Keywords

reactive current, reactive power compensator, iterative control

Summary

The iterative control of the power electronic compensator is presented. The method is based on the voltage measurement. The single-phase DC/AC inverter with PWM control is considered. The inverter generates the reactive current orthogonal to voltage. The current amplitude is computed with the use the iterative algorithm based on secant method. The required voltage amplitude is chosen as the objective function and the limits of the compensator current constitute the constraints. The simulation results for the circuit composed of the simple grid model and DC/AC inverter is presented. The DC/AC inverter with the series inductor realize the current source. The simulation is done with the use PLECS program. Sliding DFT seems to be adequate to compute the correct shift angle between voltage fundamental harmonic and compensator current. The simulation shows that the capacitor voltage connected at the DC side of inverter can be maintained by choosing of the power angle between the grid voltage and inverter voltage.

1. Introduction

Powerflow studies are important in designing and in determining the best operation of existing systems. Distributed generation brings new challenges in this area [1]. Electric utility companies use very elaborate programs for power flow – studies to obtain information concerning the system design and operation. Very advanced arrangements are installed in order to control power flow in a electric grid [2]. It seems that local system weaknesses such as low voltages or over-voltages can be reduced by electronic controlled power compensators. Such arrangements can be controlled by the local node voltage. The proposed analysis and simulation correspond to non-cooperative control of power compensators. The presented model of the DC/AC inverter contains the capacitor at the dc side as a voltage source. It means that the adequate location of the filter is the load nodes without the power source. The considered compensator is oriented only on the fundamental harmonic, higher harmonics are beyond the scope of this paper. The analysis is narrowed to the single-phase circuit, therefore the results are valid only for balanced three-phase circuits. Fundamental harmonics are recognized by sliding DFT. If harmonic contents in the voltage is small then DFT plays only auxiliary roll, as the main path of the control can be based on the RMS value. Power is not used in the presented algorithm, therefore it is convenient to use complex amplitudes as phasors, instead of RMS values. In the paper the real phasor value represents cosine time function. The complex amplitudes are denoted by capital letters U and I while vertical bars describe amplitudes $|U|$ and $|I|$.

2. Iterative algorithm

Let us consider the 2-port model of a single-phase circuit. Assume that considered nodes ab belong to the load type with no generator connected. The Thevenin representation of the considered 2-port is shown in Fig. 1.

Parameters Z_T and E_T are complex and unknown the system parameters.

$$Z_T = R + jX \quad (1)$$

$$E_T = E_c + jE_b \quad (2)$$

Voltage U is the complex amplitude of the fundamental harmonic of the measured 2-port voltage. I is the searched complex amplitude of the voltage – controlled current source. Current I depends on voltage U as follows

$$I = jbU \quad (3)$$

where b is real number.

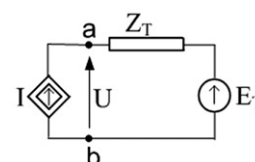


Fig. 1. Thevenin's representation of the 2-port

Using equations (1)–(3) for circuit in Fig. 1, we obtain

$$|U| = \frac{|E_T|}{\sqrt{(1+bX)^2 + (bR)^2}} \quad (4)$$

Voltage $|U|$ depends on control parameter b and unknown system parameters R and X . The voltage controlled current source represent active power filter (compensator) realized as DC/AC inverter. Let desirable voltage

$$|U| = U_d \quad (5)$$

and maximum current of the active filter

$$|I| = I_{\max} \quad (6)$$

The problem can be formulated as optimization problem.

Find the $\min(|U| - U_d)$ as a function of control parameter b such that $|I| < I_{\max}$.

The problem can be solved using the iterative algorithm like the secant method. It can also be treated as a finite-difference approximation of Newtons method.

Step 0. Measure voltage U_0 for zero compensator current

$$I_0 = 0 \quad (7)$$

Step 1. Measure voltage U_1 for optional chosen nonzero compensator parameter b_1 and compensator current

$$I_1 = jb_1U_0 \quad (8)$$

Step k. Measure voltage U_k for

$$b_k = \frac{|U_0| - U_d}{|U_0| - |U_{k-1}|} b_{k-1} \quad (9)$$

and compensator current

$$I_k = jb_kU_{k-1} \quad (10)$$

for each step $k > 0$ constrain $|I_k| < I_{\max}$ should be checked.

Example. The computations carried out for the circuit shown in Fig. 2 illustrates the presented algorithm.

The circuit contains three impedances $Z_1 = (0.300 + j0.314)\Omega$, $Z_2 = (0.300 + j0.314)\Omega$, $Z_3 = (10.00 + j3.14)\Omega$, two independent

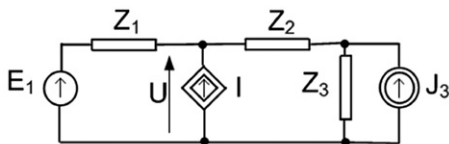


Fig. 2. Circuit with connected compensator

sources $E_1 = (340 + j0.0)V$ or $E_1 = (330 + j0.0)V$, $J_3 = (0.0 + j20.0)A$ and one controlled current source denoting compensator. Compensator current I should be computed, while only voltage U is measured. It is assumed that the compensator should provide voltage $|U_d| = 325V$ and maximal compensator current is $|I_{\max}| = 30A$. The computation results are placed in Tab. 1.

Current I placed in the table is computed from voltage complex amplitude U according (10). These complex values can be obtained from voltage time varying waveform as the fundamental harmonic. It seems that sliding DFT is adequate tool for this aim.

The complex representation of the measured signal is convenient for further processing in order to obtain the signal for DC/AC inverter control. This procedure is described in the next section.

3. Active power filter

3.1. Sliding DFT

The algorithms presented in sections 2 and 4 need algebraic operations to be carried out on voltage amplitudes. Additionally, in order to obtain time varying control signal the phases are needed. For these purposes the sliding DFT transformation is useful, even if voltage harmonics can be neglected. The paper concerns the periodical voltages. The windows for discrete Fourier transform should be equal the period. Additionally, each window should be synchronized with the proper phase of grid voltage. The proposed iterative algorithm needs the proper time consumption for each iterative step. Hence, the sequenced windows are time delayed, but they have to be placed between the same phases. Phase Locked Loop (PLL) techniques [3] brings a good tool for this aim.

The sliding DFT (SDFT) algorithm performs an M -point DFT on time samples $x(m)$ within a sliding window [3]. The n th harmonic of M -point DFT is defined by

$$X(n) = \sum_{m=0}^{M-1} x(m)e^{-j2\pi mn/M} \quad (11)$$

Step	b	I, A	$ U , V$
1	0.000	0.00	322.1
2	0.050	-0.21+15.86i	317.3
3	-0.031	-0.10-9.95i	324.9

Tab. 1. Iteration results, $E = 340 V$

Step	b	I, A	$ U , V$
1	0.000	0.00	312.4
2	0.050	-0.21 + 15.39i	307.8
3	-0.136	-1.88 - 44.27i	325.3
4	-0.092	-0.85 - 29.63i	321.1

Tab. 2. Iteration results, $E = 330 V$

The frequency-domain index n is an integer in the range $0 \leq n \leq M - 1$.

The principle used for SDFT is known as the DFT shifting theorem. It states that if DFT of windowed (finite-length) time-domain sequence $x(m)$, then the DFT of that sequence, shifted by one, is $X(n)e^{j2\pi n/M}$.

This process is expressed by

$$S_n(m) = S_n(m-1)e^{j2\pi n/M} - x(m-M) + x(m) \tag{12}$$

where bin $S_n(m) = x(m)e^{-j2\pi mn/M}$ is the new spectral component seen in (11), $S_n(m-1)$ is the previous spectral component. The subscript n reminds, that the spectra are those associated with the n th DFT bin. SDFT needs to have unchanging window M within the process. This restriction is important for considered application. If the processed voltage is periodical and the window is equal to the period then $|S_n(m)| = |S_n(m-M)|$ and according to (12) harmonic amplitudes remain unchanged, only phases are shifted by $2\pi n / M$. This property can be used in order to test if the window is equal to the period. As the paper is concentrated on fundamental harmonics, therefore $n = 1$ and $|S_1(m)| = |S_1(m-M)|$ means that period is unchanged and matches to window.

3.2. Voltage source – current source

A shunt compensator operates as a current source controlled by a grid voltage waveform. This current is obtained from DC/AC

voltage inverter with the additional series inductor as shown in Fig. 3.

The dc side of the inverter is connected to capacitor C with voltage U_{dc} . We assume that capacitor is charged, and its voltage is maintained on a proper level higher than the peak value of the voltage $u_{ac}(t)$ at the AC inverter side. The inverter should generate the voltage waveform $u_{ac}(t)$. This waveform results from the wanted compensator current obtained from the iterative algorithm. It is seen in Fig. 3, that voltage $u_{ac}(t)$ is equal to the sum of the grid voltage $u(t)$ and the voltage drop on the inductance L . This voltage drop follows from the current waveform obtained in the iterative process. As the result the complex value of the voltage fundamental harmonic at the AC inverter side can be obtained as

$$U_{ac} = U + Z_L I \tag{13}$$

where: $Z_L = R_L + jX$, $X = \omega L$ and ω fundamental frequency. If simplification $R_L = 0$ is accepted than putting (10) in (13), we obtain

$$U_{ack} = U_{k-1}(1 - \omega L b_k) \tag{14}$$

From complex amplitude U_{ack} the time function signal for DC/AC inverter control within k -th operation step can be obtained. The formula (14) contains series inductance L . The modified algorithm presented in section 4 enables one to omit inductance L .

3.3. Simulation results

The influence of the power angle on the capacitor voltage is recognized with the use of the PLECS model of the inverter shown in Fig. 4. The model consists of PWM inverter, dc voltage capacitor, sine wave blocs generating input signals, voltage source representing grid voltage, inductance connecting inverter with grid and additional capacitor reducing current ripple.

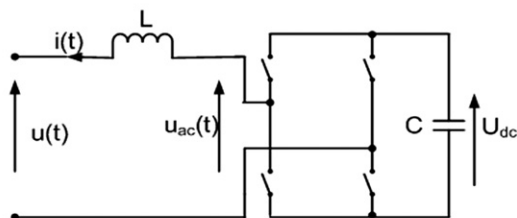


Fig. 3. Current source realization

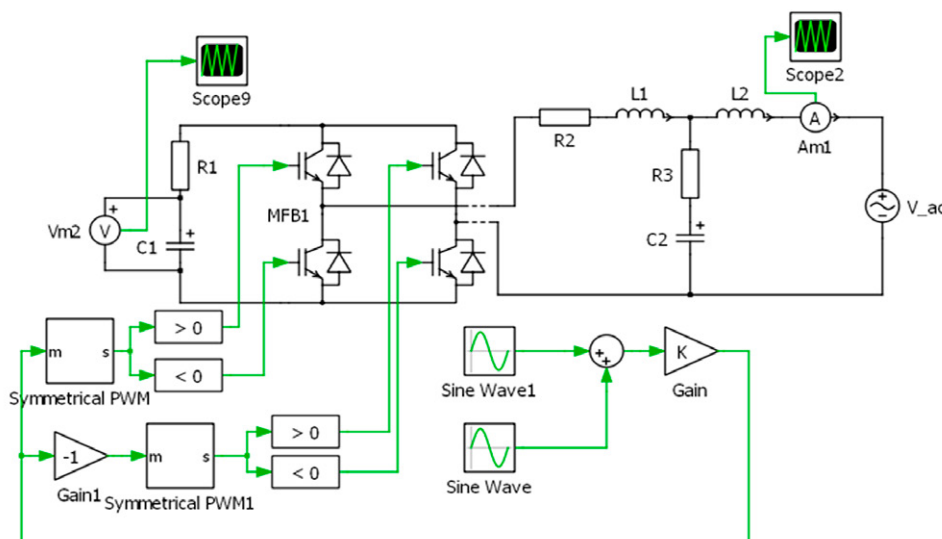


Fig. 4. PLECS model of the PWM inverter

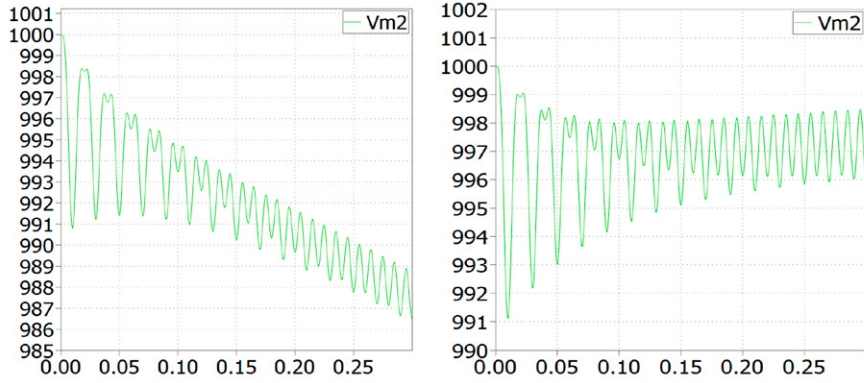
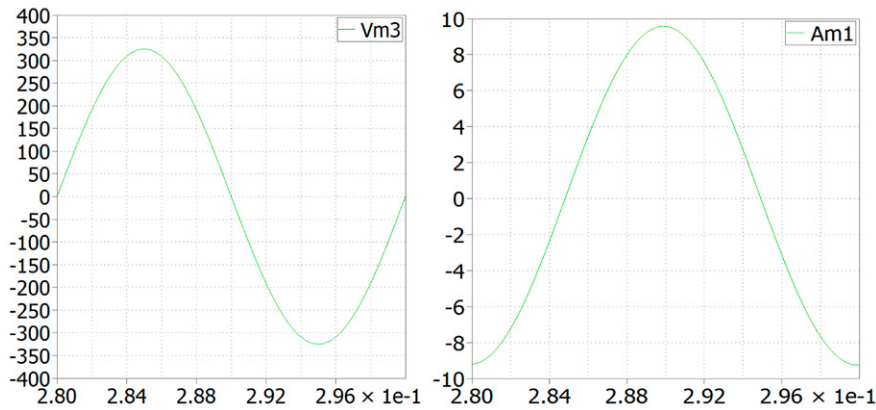

 Fig. 5. Capacitor voltage for $\delta = 0$ and $\delta = -0.041$ rad


Fig. 6. Grid voltage and compensator current

The results presented below are obtained for the following model parameters.

Symmetrical PWM converter: Carrier frequency 5000 Hz, Input and output limits $[-1 \ 1]$, Sine Wave:

- amplitude 634, frequency 314, phase 0.0 or -0.041
- Sine Wave1: not used
- Gain $K = 1/1014$
- DC capacitor: $C_1 = 4000 \mu F$, $R_1 = 1 \Omega$

Series inductor: $L_1 = 95 \text{ mH}$, $R_2 = 1 \Omega$, $L_2 = 5 \text{ mH}$.

Ripple filter: $C_2 = 1 \mu F$, $R_3 = 1 \Omega$.

Figure 5 shows capacitor voltage (Scope 9) for two values of power angle determined in block Sine Wave. It can be seen that, for $\delta = 0$ the average capacitor voltage decreases, while for negative value $\delta = -0.041$ this voltage is maintained.

Fig. 6 shows grid voltage determined by voltage source V_{ac} (left picture) and current (Scope 2) generated by the dc/ac inverter (right picture).

3.4. Voltage control function

Shunt active filters improve grid voltage parameters by injection the property chosen current. This current is formed in DC/AC inverter. The structure of such inverter is shown in Fig. 4. dc voltage is inverted on ac voltage. This voltage source connected in series with inductance forms the proper current. The time varying signal for PWM inverter is computed in the manner described below. For sinusoidal functions the following

phasors: grid voltage U , compensator current I , inductor inductance Z_L , ac inverter voltage U_{ac} , will be used. The ac inverter voltage is given (13). As $X > R_L$ for simplification, we take $Z_L = jX$. The iterative algorithm presented in section 2 uses real control parameter b . Now, this parameter is changed for new real parameter defined as

$$w = 1 - bX \quad (15)$$

Using (15), equation (14) is substituted for the following relation

$$U_{ac} = wU \quad (16)$$

Parameter w can be obtained in the iterative process like this presented in section 2. The problem is formulated as follows: find such w that $\min(|U| - U_d)$ is reached with constrain $|I| < I_{\max}$.

Step 0. $w_0 = 1$.

Step 1. Optionally chosen $w_1 \neq 1$, such that

$$|I_1| = \frac{w_1 - 1}{X} |U_1| \leq I_{\max} \quad (17)$$

Step 2.

$$w_2 = 1 - \frac{|U_0| - U_d}{|U_0| - |U_1|} (1 - w_1) \quad (18)$$

Step k .

$$w_k = 1 - \frac{|U_0| - U_d}{|U_0| - |U_{k-1}|} (1 - w_{k-1}) \quad (19)$$

The set w_k for $k = 0, 1, 2, \dots, K$ determines the set of voltage phasors

$$U_{ack} = w_k U_{k-1} \quad (20)$$

Obtained parameters w_k are real. Power angle δ should be introduced in order to maintain the average capacitor voltage

$$U_{pck} = U_{ack} e^{j\delta_k} \quad (21)$$

Power angle δ_k should be obtained by additional control path from the average value of the capacitor voltage.

From complex amplitude U_{pck} we obtain the time function signal for DC/AC inverter control within k -th operation step

$$u_{pk}(t) = \text{Re}(U_{pck} e^{j\omega t}) \quad (22)$$

Angle δ_k in (21) can be treated as power angle known from power flow theory. It is seen from (21) and (22), that for $\delta_k = 0$ voltages U_{pck} and U_{k-1} have the same phases, as w_k is real. This conclusion is strict for $R_L = 0$. If voltages U_{pck} and U_{k-1} have the same phases, then no active power can be exchanged between grid to inverter. Only reactive power can be exchanged. In order to send active power from grid to inverter, angle δ should not be equal to 0. If $\delta < 0$, then positive active power is delivered to the DC inverter capacitor, and this capacitor voltage can be maintained. It is shown in the simulation presented in Fig. 5. Owing to such active power flow the compensator behaves as passive 2-port and does not need the additional energy source.

4. Conclusions

The iterative control needs few steps to reach its target.

Each iterative step must be stretched on at least two windows, each a fundamental period long. One window means one measuring unit for DFT operation, even if the sliding DFT is applied each window must be synchronized with the fixed initial phase and have to be exactly one period long. Such requirements lead to the specific kind of control stretched over the necessary time interval. Synchronization can be maintained when phase locked loop is applied [4]. The grid voltage amplitudes observed in the iteration formulae can be substituted for RMS value.

Additional series conductance L should be substantially bigger than grid inductance observed at the considered busses. This inductance should be properly chosen. The economical factors should be considered. The iterative algorithm presented in section 4 does not use the inductance value, the exact knowledge of this value is not necessary.

REFERENCES

1. Kołodziej D., Klucznik J., Wykorzystanie farm wiatrowych do regulacji napięcia i mocy biernej na przykładzie węzła Dunowo, Konferencja naukowa „Aktualne problemy w elektroenergetyce”, APE '13, Jurata, 12–14.06.2013.
2. Kannan S., Jayaram S., Salama M.M., Real and Reactive power Coordination for a Unified Power Flow Controller, *IEEE Power Systems Trans.*, Vol. 16, No. 3, August 2004, s. 1454–1461.
3. Jacobsen E., Lyons R., The Sliding DFT, *IEEE Signal Processing Magazine*, March 2003, s.74–80.
4. Golestan S., Guerrero J.M., Vasquez J.C., Single – Phase PLLs: A Review Recent Advances, *IEEE Trans. On Power Electronics*, Vol. 32, No. 12, December 2017, s. 9013–9030.

Generowanie prądu biernego wspomaganie algorytmem iteracyjnym

Słowa kluczowe

prąd bierny, kompensator mocy biernej, sterowanie iteracyjne

Streszczenie

Przedstawiono koncepcję iteracyjnego sterowania układu wytwarzającego prąd bierny. Metoda opiera się na pomiarze napięcia sieci w węźle przyłączenia kompensatora. Rozpatrywany jest 1-fazowy przekształtnik DC/AC ze sterowaniem PWM, realizujący sterowane źródło prądu sinusoidalnego, przesuniętego względem pierwszej harmonicznej napięcia sieci. Amplituda wytwarzanego prądu jest obliczana z wykorzystaniem algorytmu iteracyjnego. Funkcją celu w tym algorytmie jest zadana wartość amplitudy podstawowej harmonicznej napięcia sieci. Zmienną poszukiwaną w procesie optymalizacji jest rzeczywisty współczynnik równy stosunkowi amplitudy generowanego sinusoidalnego prądu kompensatora do zmierzonej amplitudy podstawowej harmonicznej napięcia sieci. Pokazano możliwość wytworzenia sygnału sterującego przekształtnik AC/DC w kilku krokach metody iteracyjnej. Zaprezentowano wyniki symulacji komputerowych układu złożonego z uproszczonego modelu obwodowego sieci, przekształtnika DC/AC ze sterowaniem PWM oraz szeregowo włączoną cewką indukcyjną. Symulacje wykonano z wykorzystaniem języka programowania PLECS. Pokazano możliwości podtrzymywania napięcia kondensatora włączonego po stronie DC przekształtnika za pomocą kąta mocy między napięciem sieci i napięciem przekształtnika.

CONTACT

Kazimierz Mikołajuk

Warsaw University of Technology

phone: +48 22 234 60 78

e-mail: mik@iem.pw.edu.pl

Andrzej Tobiła

Warsaw University of Technology

phone: +48 22 234 71 38

e-mail: ato@iem.pw.edu.pl

Sterowanie pracą systemu elektroenergetycznego

ZWARCIA W OBWODZIE DC UKŁADÓW HVDC Krzysztof Madajewski, Michał Kosmecki	149
ANALIZA WARUNKÓW DZIAŁANIA ZABEZPIECZEŃ ODLEGŁOŚCIOWYCH LINII W SIECIACH ELEKTROENERGETYCZNYCH Z UKŁADAMI LCC HVDC Mateusz Szablicki, Piotr Rzepka, Adrian Halinka	155
ANALIZA PRACY SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO PODCZAS ZWARĆ NIESYMETRYCZNYCH W LINII PRZESYŁOWEJ Piotr Pruski, Stefan Paszek	160
KONCEPCJA OBSZAROWEGO ALGORYTMU POMIAROWEGO ZABEZPIECZENIA ODLEGŁOŚCIOWEGO LINII DLA ZWARĆ 1-FAZOWYCH Mateusz Szablicki, Adrian Halinka, Piotr Rzepka	165
ANALIZA POPRAWNOŚCI DZIAŁANIA ZABEZPIECZEŃ OD SKUTKÓW ZWARĆ WIELKOPRĄDOWYCH W WARUNKACH PRACY WYSPOWEJ FRAGMENTU SIECI ELEKTROENERGETYCZNEJ ZAKŁADU GÓRNICZEGO Piotr Rzepka, Mateusz Szablicki, Dawid Jurczyk, Adrian Halinka	170
WALORY SYSTEMU OPERACYJNEGO QNX I JEGO SYSTEMÓW SIECIOWYCH W ROZPROSZONYCH INSTALACJACH OBIEKTOWYCH SYSTEMU DCS MASTER Antonina Kieleczawa, Radosław Izakiewicz, Piotr Pietras, Michał Białecki, Roman Skakowski, Wojciech Szubert, Edward Ziaja	176
MODELOWANIE OBIEKTÓW DANYCH ZGODNYCH Z IEC 61850 W UKŁADACH REGULACJI NAPIĘCIA I MOCY BIERNEJ Dariusz Kołodziej, Ksawery Opala, Tomasz Ogryczak	183
DWUKRYTERIALNA OPTIMALIZACJA KOLEJNOŚCI FAZ W WYBRANYCH UKŁADACH LINII ELEKTROENERGETYCZNYCH NN W KRAJOWYM SYSTEMIE PRZESYŁOWYM Jacek Wasilewski, Paweł Kubek	190
ANALIZA KONSTRUKCYJNYCH MOŻLIWOŚCI OGRANICZANIA SZEROKOŚCI STREFY ODDZIAŁYWANIA LINII PRZESYŁOWYCH Konrad Kochanowicz, Wiesław Nowak, Waldemar Szypra, Rafał Tarko, Tadeusz Wszolek	196
STEROWANIE BILANSEM MOCY BIERNEJ WIELKIEGO ODBIORCY PRZEMYSŁOWEGO W UKŁADZIE REGULACJI GRUPOWEJ ARNE/ARST Piotr Kolendo, Jarosław Klucznik, Mateusz Drop, Marek Powroźnik	201
UKŁAD POMIARU SYMETRYCZNYCH I ASYMETRYCZNYCH PRĄDÓW ZWARCIOWYCH Z ZASTOSOWANIEM WIELOZAKRESOWYCH PRZEKŁADNIKÓW PRĄDOWYCH W WARUNKACH LABORATORIUM ZWARCIOWEGO Michał Babiuch, Jan Olak	207
NOWE UZWOJENIE STOJANA TURBOGENERATORA PRZEZNACZONEGO DO PRACY ELASTYCZNEJ Roman Krok	213
NIEPEWNOŚĆ PARAMETRÓW MODELI MATEMATYCZNYCH GENERATORÓW SYNCHRONICZNYCH ŹRÓDEŁ ROZPROSZONYCH Adrian Nocoń, Piotr Białkiewicz, Łukasz Majka	219

Zwarcia w obwodzie DC układów HVDC

Autorzy

Krzysztof Madajewski

Michał Kosmecki

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

układy HVDC, zwarcia po stronie DC, wyłącznik DC, badania symulacyjne

Streszczenie

W artykule podjęto problem zwarć w obwodach DC układów przesyłowych prądu stałego na wysokim napięciu (HVDC). Przedstawiono aktualny stan rozwoju technologii HVDC, w tym osiągalne parametry elementów półprzewodnikowych, istotne z punktu widzenia wytrzymałości zwarciowej. Opisano różnice w topologiach przekształtników układów tranzystorowych (VSC HVDC) wpływające na możliwości wyłączania prądów zwarciowych oraz przedstawiono wyniki badań symulacyjnych dla wybranych z nich. Poddano analizie i porównano odpowiedzi układu z linią kablową i napowietrzną na zwarcia doziemne w obwodach DC.

1. Wprowadzenie

Obecnie w przesyłach prądem stałym znajdują zastosowanie dwie odmienne technologie – tradycyjna, znana od kilkudziesięciu lat technologia LCC HVDC (ang. *Line Commutated Converters* – LCC), wykorzystująca tyrystory w przekształtniku, oraz relatywnie nowa, rozwijana od 20 lat technologia VSC HVDC (ang. *Voltage Source Converters* – VSC), w której powszechnie stosuje się tranzystory IGBT. Maksymalne parametry znamionowe dotychczas wdrożonych układów LCC HVDC sięgają wartości: napięcie DC 800 kV, moc 6 GW, długość 2000 km. Trwają prace nad rozwiązaniem dla układu na 1100 kV DC, o zdolności przesyłowej 10 GW na odległość ponad 3000 km. Parametry tyrystorów stosowanych w układach LCC HVDC dochodzą do 6 kA znamionowego prądu, przy znamionowym napięciu 8,5 kV [1]. W układach VSC HVDC, w których powszechnie stosuje się połączenia kablowe, najczęściej zastosowanie znajdują kable XLPE na napięciu 320 kV. W realizacji są układy o napięciu znamionowym 525 kV, a opracowano już kable DC w technologii XLPE na napięciu 640 kV [2]. Pozwoli to na realizację układów o mocach znamionowych ponad 3 GW. Znajdą tam zastosowanie najnowsze rozwiązania tranzystorów dużej mocy BIGT (ang. *Bimode Insulated Gate Transistor*) [1], oznaczające zintegrowany element zawierający tranzystor i diodę zwrotną (ang. *Reverse Conducting* – RC-IGBT). Dotychczas uzyskane parametry znamionowe tego elementu to 3 kA przy 4,5 kV.

Opis budowy, zasady działania oraz wady i zalety układów LCC HVDC oraz VSC HVDC są szeroko dostępne w literaturze. W artykule skupiono się na rozwiązaniu VSC HVDC oraz wskazaniu różnic w odpowiedzi układu VSC i LCC na zwarcia w obwodzie prądu stałego. Analizę zwarć w układzie LCC HVDC zawiera wcześniejszy artykuł [3]. Rozważania ograniczono do topologii *point-to-point* w układzie monopolarnym. Należy jednak zwrócić uwagę na fakt, iż problemy związane ze zvarciami

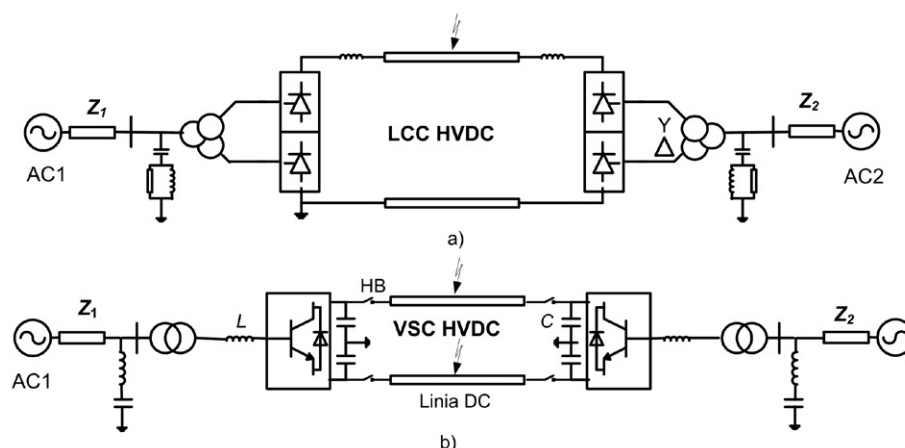
w obwodach DC i ich efektywne rozwiązywanie będą miały kluczowe znaczenie dla niezawodności pracy przyszłych sieci DC [4].

2. Praca tyrystora i tranzystora IGBT w warunkach przepływu prądu zwarciowego

Tranzystory w porównaniu z tyrystorami charakteryzują się większą szybkością przełączania oraz niższymi stratami łączeniowymi. Z drugiej strony tranzystory mają wyższe napięcia w stanie załączenia, a co za tym idzie wyższe straty przewodzenia. Tyrystory lepiej nadają się do stosowania przy bardzo dużych mocach i pracy z krótkotrwałymi przeciążeniami. Tyrystor można przeciążyć dwukrotnie przez kilka sekund, dziesięciokrotnie przez kilka okresów oraz pięćdziesięciokrotnie przez jeden okres [5]. Cechy te są bardzo istotne z punktu widzenia wytrzymałości układów LCC HVDC na prądy zwarciowe w obwodach DC. W efekcie układy LCC HVDC znajdują zastosowanie zarówno w instalacjach z kablówką, jak i napowietrzną linią przesyłową, gdzie liczba zwarć w obwodach DC, powodowanych głównie wyładowaniami atmosferycznymi, może być znacząca.

Tranzystory IGBT dużej mocy generalnie nie wytrzymują nawet milisekundowych przeciążeń. Mogą one zostać wprowadzone w tryb ograniczenia prądowego przez zmianę napięcia bazy, ale w praktyce jedynie na bardzo krótki okres z powodu wysokich strat mocy w tym trybie [6], a po tym okresie tranzystor musi zostać wyłączony. Takie cechy tranzystorów IGBT wymagają zastosowania w układach VSC HVDC szczególnych rozwiązań zapobiegających uszkodzeniom przekształtników podczas zwarć w obwodach DC.

Brak możliwości przeciążania tranzystorów IGBT w praktyce ogranicza możliwość wykorzystania układów VSC HVDC do instalacji z kablówką linią przesyłową lub w rozwiązaniach *back-to-back*. W tych rozwiązaniach wystąpienie zvarcia



Rys. 1. Schematy podstawowe analizowanych układów HVDC

w obwodzie DC powoduje szybką blokadę tranzystorów IGBT i wyłączenie wyłącznika po stronie AC z czasem ok. 40 ms, co prowadzi do odstawienia układu VSC HVDC z ruchu. Ponieważ zwarcia w liniach kablowych DC należą do rzadkości i zazwyczaj są trwałe, to takie rozwiązanie jest akceptowalne. Rozwiązanie z napowietrzną linią przesyłową DC, ze względu na zagrożenia częstymi wyładowaniami atmosferycznymi, jest z pewnymi wyjątkami [7] niestosowane. Możliwe są dwa sposoby rozwiązania tego problemu: zastosowanie wyłączników prądu stałego w połączeniu z przekształtnikiem typu HB (ang. *Half Bridge*) lub zastosowanie przekształtnika typu FB (ang. *Full Bridge*) [8] w połączeniu z szybkimi odłącznikami DC.

3. Topologie przekształtników układów VSC HVDC

Przekształtniki w układach VSC HVDC w praktyce wykonywane są w topologii dwu – lub trójpoziomowej oraz wielomodułowej, nazywanej w skrócie MMC (ang. *Modular Multilevel Converters*). Do niedawna najczęściej stosowano układy dwupoziomowe, a obecnie coraz częściej są instalowane rozwiązania MMC w różnych odmianach zależnych od producenta.

Rozwiązania różnią się pod względem właściwości przy przepływie prądu zwarciovego w obwodach DC. Z powodu opisanych wyżej ograniczeń w przeciążeniach tranzystorów IGBT, w układach dwu – i trójpoziomowych oraz w układzie MMC konieczne jest bardzo szybkie blokowanie tranzystorów, a następnie wyłączenie układu wyłącznikiem po stronie DC lub AC. Natomiast w rozwiązaniu MMC z przekształtnikiem w układzie FB dochodzi do samoistnego ograniczenia prądu zwarciovego, powodowanego blokującym wzrostem napięcia na kondensatorze od przepływającego przez diody i kondensator prądu zwarciovego. W rozwiązaniu HB w obwodzie wejściowym stosuje się dodatkowy tyrystor przejmujący dużą część prądu zwarcia w obwodach DC łączy VSC HVDC oraz mikrołącznik mechaniczny.

4. Topologia i modele analizowanych układów HVDC

Badania i analizy dla celów niniejszej pracy wykonano dla dwóch rozwiązań układów HVDC pokazanych na rys. 1, obejmujących układ LCC HVDC oraz układ VSC HVDC w wersji dwupoziomowej.

Modelowanie obu układów i badania przeprowadzono w programie PSCAD/EMTDC. Podstawowe parametry:

1. LCC HVDC – moc znamionowa 600 MW, napięcie znamionowe DC 450 kV, kabel DC długości 250 km z kablem powrotnym uziemionym jednostronnie, układ przyłączony po obu stronach do sieci 400 kV o mocy zwarciovowej 6 GVA. Model ten opisano szczegółowo we wcześniejszych pracach [9].
2. VSC HVDC – moc znamionowa 600 MW, napięcie znamionowe DC 320 kV, symetryczny układ monopolarny w dwóch wersjach:
 - z kablem o długości 250 km
 - z napowietrzną linią przesyłową o długości 250 km.

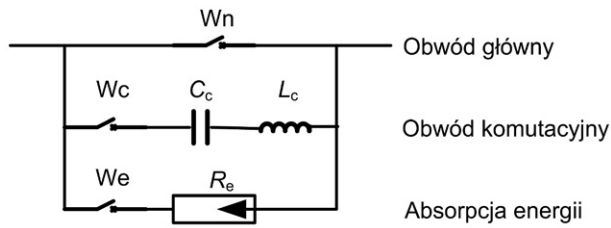
Zastosowano częstotliwościowo zależny model kabla, jak i linii napowietrznej DC. Układ przyłączono po obu stronach do sieci 400 kV o dużej mocy zwarciovowej. W trakcie badań układ pracował w trybie $P = \text{const}$, $Q = \text{const}$ po stronie prostownika oraz $U_{dc} = \text{const}$, $Q = \text{const}$ po stronie falownika.

W układzie VSC HVDC z linią napowietrzną zastosowano model funkcjonalny zabezpieczenia od zwarc w obwodzie DC oraz wyłącznika prądu stałego.

5. Wyłączniki prądu stałego w obwodach DC układów VSC HVDC

Podstawowym wyzwaniem dla wyłączników prądu stałego dużej mocy w układach HVDC jest brak naturalnego przejścia prądu zwarciovego przez zero. Zadaniem wyłącznika prądu stałego jest spowodowanie przejścia prądu przez zero. Równie istotnym warunkiem z punktu widzenia układów VSC HVDC jest konieczność bardzo szybkiego wyłączenia prądu zwarciovego, liczona w milisekundach. Tym wymaganiom może sprostać wyłącznik statyczny zbudowany z elementów półprzewodnikowych, ale niestety trwały przepływ prądu przez taki wyłącznik powoduje duże straty. Efektywnym rozwiązaniem okazał się układ hybrydowy zbudowany z elementów półprzewodnikowych, wsparty łącznikiem mechanicznym [10–12].

W niniejszej pracy zastosowano model wyłącznika prądu stałego, pokazany na rys. 2, z wstępnym naładowaniem kondensatora C_c [10]. Kondensator ładowano wstępnie do napięcia sieci DC (320 kV). Do rozproszenia energii w trakcie wyłączania zastosowano ogranicznik przepięć.



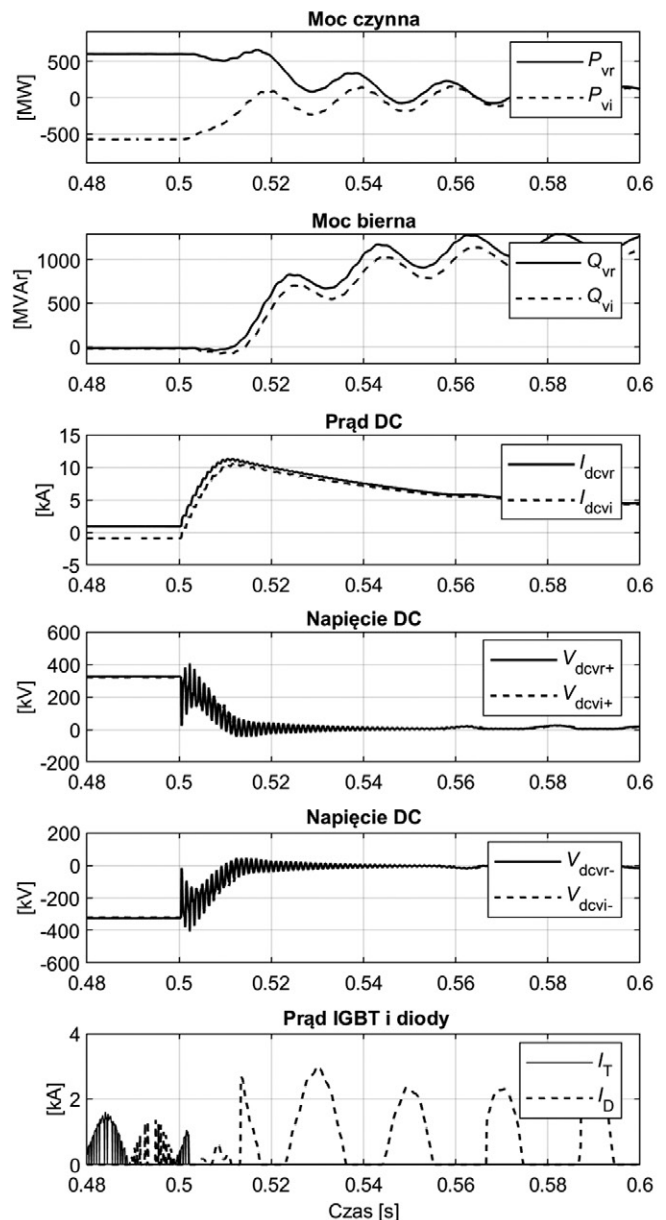
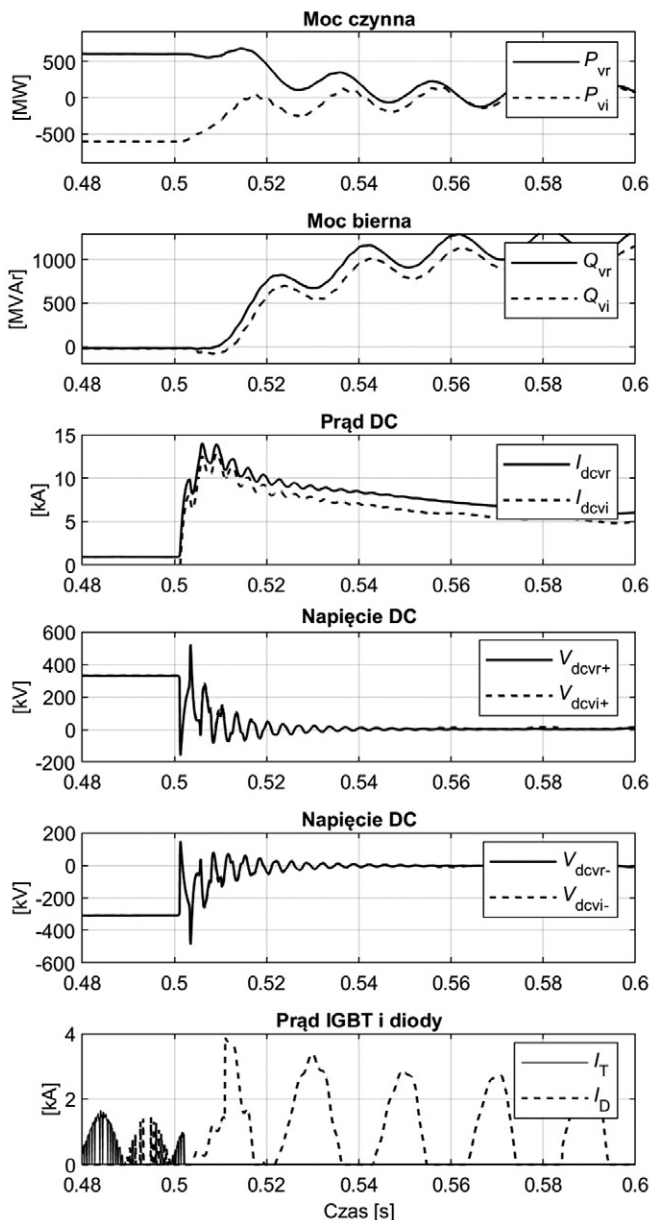
Rys. 2. Model wyłącznika prądu stałego zastosowany w pracy

6. Wyniki analizy zwarć w obwodach DC układów HVDC

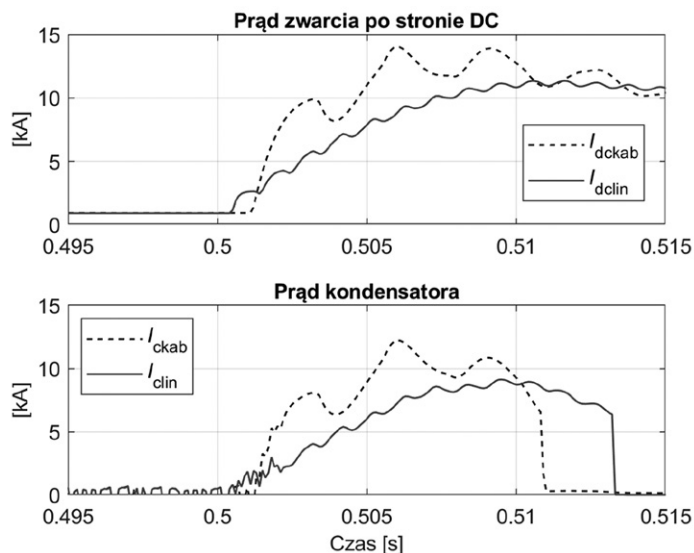
Wybrane wyniki badania przebiegów w trakcie zwarć w obwodzie, pokazane na rys. 3–6, obejmują odpowiedzi układów HVDC na zwarcia jednego bądź obu biegunów DC do ziemi, w środku linii DC, przez czas 100 ms, dla rezystancji zwarcia 0,01 Ω .

Na podstawie przedstawionych na rys. 3 i 4 przebiegów można stwierdzić:

- Prąd DC zwarcia w kablu lub linii napowietrznej bardzo szybko narasta do znacznych wartości. Istotnie mniejsze wartości tego prądu występują w linii napowietrznej, ale nadal są to wartości maksymalne, zbliżone do dziesięciokrotności prądu znamionowego. Jest to głównie spowodowane rozładowaniem pojemności (rys. 4) przyłączonych do szyn prądu stałego. Im większa pojemność, tym większy prąd, ale jednocześnie lepsze właściwości i bardziej sztywne napięcie DC.
- Prądy w przekształtniku mają znacznie mniejsze wartości. W trakcie zwarcia przewodzą głównie diody zwrotne, które w niekontrolowany sposób zasilają zwarcie. Prądy maksymalne przez diody sięgają dwukrotności prądu przed zwarcie.
- Wartości maksymalne przepięć na zaciskach przekształtników sięgają 500 kV w kablu i ok. 400 kV w linii napowietrznej.



Rys. 3. Przebiegi wybranych wielkości elektrycznych w układzie VSC HVDC po zwarcu obu biegunów linii DC do ziemi. Przebiegi po lewej stronie: dla połączenia kablowego, po prawej: dla linii napowietrznej. Linia ciągła – prostownik, linia przerywana – falownik

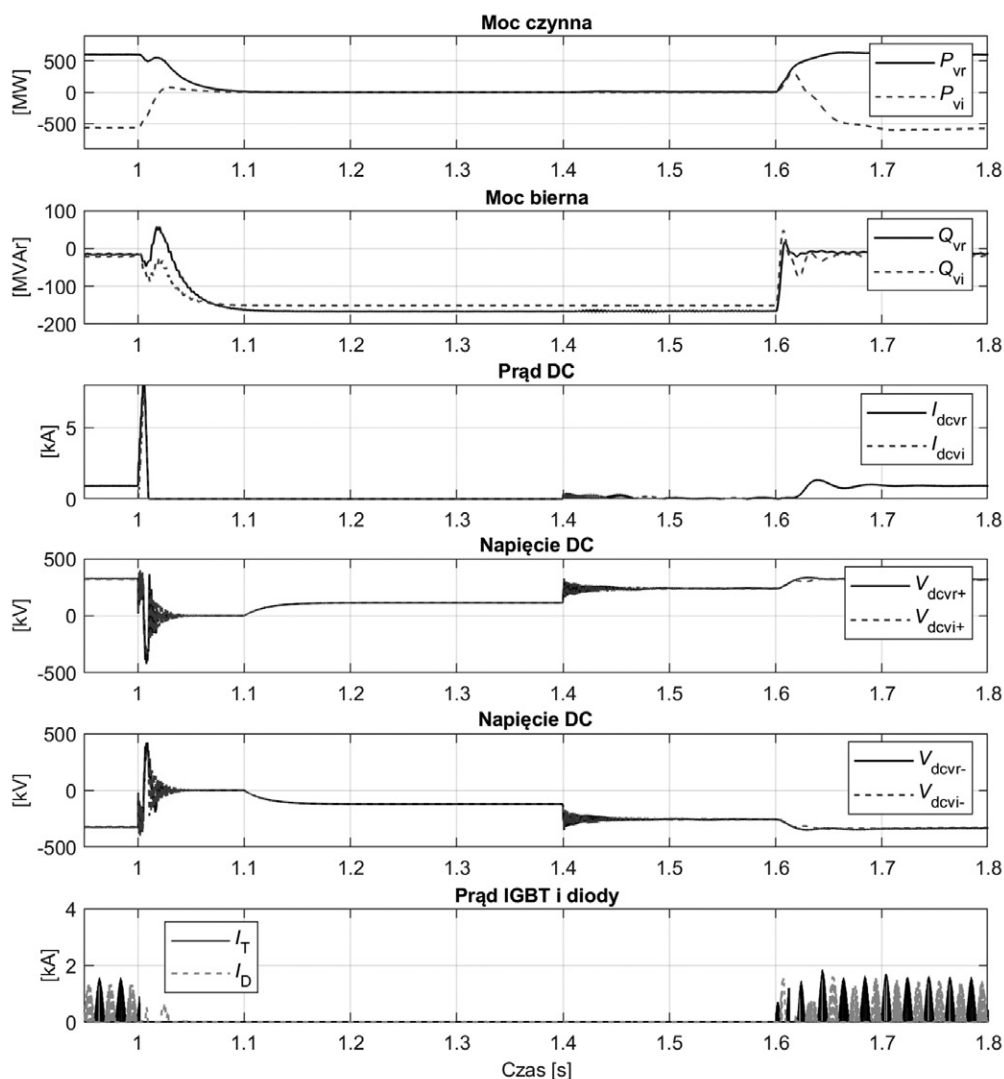


Rys. 4. Przebiegi wybranych wielkości elektrycznych w układzie VSC HVDC po zwarcu obu biegunów linii DC do ziemi, linia przerywana – połączenie kablowe, linia ciągła – linia napowietrzna

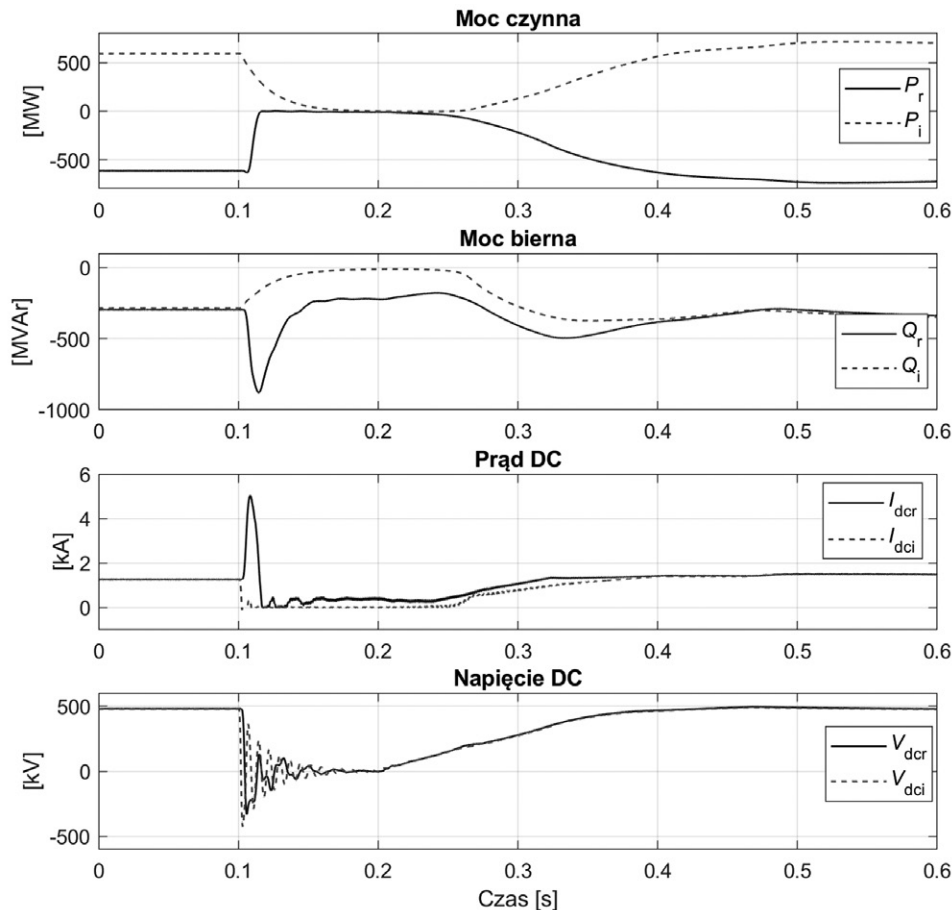
- Znacznie wzrasta moc bierna pobierana z sieci przez przekształtniki. Jej wartość rośnie wraz z mocą zwarciovą po stronie sieci. Natomiast przy mniejszej mocy zwarcioviej dochodzi do istotnego obniżenia napięcia sieci w trakcie zwarcia.

Przebiegi na rys. 5 odzwierciedlają możliwe działanie układu VSC HVDC podczas przemijających zwarc w obwodzie DC. Zwarcie zostało wyłączone wyłącznikiem DC po ok. 6 ms. Wyłączono jednocześnie wyłącznikami DC obie linie DC na obu końcach i zablokowano sterowanie tranzystorami IGBT (po 3 ms). Po czasie 400 ms przerwy załączono ponownie obie linie, a następnie po 600 ms załączono ponownie sterowanie tranzystorów i nastąpiło pomyślne podjęcie pracy przez układ VSC HVDC. Prądy dzięki przekształtnikom w całym procesie nie przekraczały dopuszczalnych wartości.

Przedstawione na rys. 6 przebiegi dla układu LCC HVDC w trakcie zwarcia, w środku kabla 450 kV do ziemi, pokazują, że taki układ wraca do ponownej pracy w ramach podstawowych systemów sterowania, o ile zwarcie jest przemijające. Jest to naturalna cecha tych układów, dla których wyłącznikiem DC są same tyrystory



Rys. 5. Przebiegi wybranych wielkości elektrycznych w układzie VSC HVDC po zwarcu obu biegunów do ziemi w linii napowietrznej DC, wyłączeniu zwarcia oraz ponownym uruchomieniu układu VSC HVDC. Linia ciągła – prostownik, linia przerywana – falownik



Rys. 6. Przebiegi wybranych wielkości elektrycznych w układzie LCC HVDC po zwarciu doziemnym kabla DC oraz ponownym uruchomieniu układu LCC HVDC. Linia ciągła – prostownik, linia przerywana – falownik

przekształtnika w połączeniu z ich zdolnością wytrzymywania krótkotrwałych przeciążeń.

7. Podsumowanie

Wyniki analiz świadczą o tym, że zwarcia w obwodach prądu stałego układu VSC HVDC powodują szybki i bardzo znaczny wzrost prądu zwarciovego. Wynika to z faktu, że obwód DC ze względu na dużą wartość pojemności przyłączonej do jego zacisków ma w początkowej fazie zwarcia charakter sztywnego źródła napięciowego, a wartość prądu zwarciovego ograniczona jest jedynie parametrami kabla (linii) DC do miejsca zwarcia. Dodatkowo samo rozładowanie pojemności w obwodzie DC układu stanowi dodatkowy składnik prądu zwarciovego w początkowej fazie. Pojemnościowy charakter impedancji kabla również sprzyja szybkiemu narastaniu prądu zwarciovego. Z powodu pogorszenia właściwości regulacyjnych zazwyczaj nie stosuje się dławików w obwodach DC, ograniczających narastanie prądu zwarciovego, lub stosuje się dławiki o niewielkiej wartości (10–20 mH) w porównaniu z większymi o rząd wartości dławików w układach LCC HVDC.

Jednym ze skutecznych sposobów ograniczenia negatywnych skutków zwarć w obwodach DC układów HVDC jest zastosowanie wyłączników prądu stałego. Wyłączniki takie są obecnie dostępne komercyjnie i znajdują zastosowanie w budowie sieci DC [12]. Na razie są to jednak urządzenia drogie i o dużych

gabarytach. Możliwe jest również rozwiązanie z wykorzystaniem możliwości ograniczania prądu zwarciovego, jakie daje zastosowanie modułów FB (ang. *Full Bridge*) w połączeniu z szybkimi (40 ms) odłącznikami DC. Wymaga to jednak podwojenia liczby elementów w przekształtniku i tym samym zwiększenia strat. Dodatkowe skumulowane koszty strat w połączeniu z wyższym kosztem przekształtnika wpływają istotnie na decyzje o wyborze takiego rozwiązania.

Zwarcia w obwodach DC połączenia LCC HVDC są dużo łatwiejsze do opanowania ze względu na możliwość szybkiego przejścia kąta wyzwalania prostownika w obszar pracy falownikowej, co powoduje zanikanie prądu zwarciovego w prostowniku i wyłączenie przez tyrystory przy przejściu przez zero. Falownik w sposób naturalny pracuje w tym obszarze kątów wyzwalania tyrystorów i również prąd zwarciovowy w tym przekształtniku bardzo szybko zanika. W razie wystąpienia przemijającego zwarcia umożliwia to restart układu i powrót do normalnej pracy. Tak więc można stwierdzić, że układ LCC HVDC jest zdecydowanie mniej wrażliwy na zwarcia w obwodzie DC niż układ VSC HVDC. Słabą natomiast stroną układu LCC HVDC jest duża wrażliwość nawet na dość odległe zwarcia w obwodach AC, prowadzące do przewrotów komutacyjnych, i wynikające stąd zaburzenia w pracy układu, powodujące nawet konieczność jego odstawienia. Z powodu dużo większego prawdopodobieństwa zwarć w obwodach AC niż

w obwodach DC jest to istotna wada tych układów. Nie mają jej natomiast układy VSC HVDC, które wykazują znaczną odporność na zakłócenia po stronie AC.

BIBLIOGRAFIA

1. Rahimo M. i in., Power Semiconductor Technology Advancements for Enabling Next Generation Grid Systems, CIGRE 2018, Paris, paper No. B4-305.
2. 640 kV XLPE HVDC cable system [online], https://www.nkt.com/fileadmin/user_upload/nkt_com/Catalogs_brochures/640kV_XLPE_LR.pdf [dostęp: 8.04.2019].
3. Kosmecki M., Praca układu przesyłowego prądu stałego (HVDC) w warunkach obniżonej mocy zwarcia, Międzynarodowa Konferencja Naukowa „Aktualne problemy w elektroenergetyce”, APE '09, Jurata 2009.
4. Vinothkumar K. i in., Design Aspects of MTDC Grids with Integration of Renewable Energy Sources, CIGRE 2018, Paris, paper No. B4-131.
5. Hingorani N., Gyugyi L., Understanding FACTS, IEEE Press, 2000.
6. Basler T. i in., Surge current capability of IGBTs, International Multi-Conference on Systems, Signals and Devices, SSD 2012, Chemnitz.
7. Magg T.G. i in., Zambesi (previously Caprivi) Link HVDC Interconnector: Review of Operational Performance in the First Five Years, CIGRE 2016, Paris, paper No. B4-108.
8. Ruffing P. i in., A novel DC Fault Blocking Concept for Full-Bridge Based MMC Systems with Uninterrupted Reactive Supply to the AC Grid, CIGRE 2018, Paris, paper No. B4-127.
9. Madajewski K., System przesyłowy prądu stałego (HVDC) Polska – Szwecja, *Automatyka Elektroenergetyczna* 2000, nr 1.
10. Franck C.M., HVDC Circuit Breakers: A Review Identifying Future Research Needs, *IEEE Transaction on Power Delivery* 2011, Vol. 26, No. 2.
11. Häfner J., Jacobson B., Proactive Hybrid HVDC Breakers-A key innovation for reliable HVDC grids, CIGRE 2011, Bologna, paper No. 0264.
12. Tang G. i in., Research and Development of a Full-bridge Cascaded Hybrid HVDC Breaker for VSC HVDC Applications, CIGRE 2018, Paris, paper No. A3-117.

Faults in the DC Circuits of High Voltage Direct Current (HVDC) Systems

Keywords

HVDC systems, faults in the DC circuits, DC breaker, simulation studies

Abstract

This paper concerns faults in the DC circuits of high voltage direct current (HVDC) systems. State-of-the-art of HVDC technology is presented, including rated parameters of semiconducting elements important from the short-circuit withstand capability perspective. Differences in transistor-based (VSC) converter topologies that influence short-circuit clearing capability are described and simulations are performed for selected topologies. Analysed and compared are the responses of an overhead line and cable system to the single pole or both poles fault to ground. The results show that DC faults in a VSC system cause an abrupt rise of short-circuit current reaching very high values, which implies high requirements for still not commonly used DC breakers.

KONTAKT

Krzysztof Madajewski

Instytut Energetyki Oddział Gdańsk

tel.: +48 58 349 82 00

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

Michał Kosmecki

Instytut Energetyki Oddział Gdańsk

tel.: +48 58 349 81 85

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

Analiza warunków działania zabezpieczeń odległościowych linii w sieciach elektroenergetycznych z układami LCC HVDC

Autorzy

Mateusz Szablicki
Piotr Rzepka
Adrian Halinka

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

HVDC, zabezpieczenia odległościowe linii, parki energii z podłączeniem prądu stałego

Streszczenie

Układy HVDC znajdują coraz szersze zastosowanie w elektroenergetyce, m.in. jako elementy wymiany mocy między układami sieciowymi pracującymi niesynchronicznie lub elementy wyprowadzenia mocy z parków energii z podłączeniem prądu stałego. Jednak dotychczas często stosowana w nich technologia LCC wykazuje dużą podatność na przewroty komutacyjne. Towarzyszą im gwałtowne zmiany napięć i prądów w otoczeniu układu HVDC. Może to prowadzić m.in. do niepoprawnego działania zabezpieczeń odległościowych linii i stanowić zagrożenie dla bezpiecznej pracy sieci i jej użytkowników. Publikacja zawiera wyniki oceny możliwego negatywnego oddziaływania układów LCC HVDC na te podstawowe zabezpieczenia linii NN i WN. Taka ocena jest szczególnie istotna obecnie, w perspektywie wielu zapowiadanych inwestycji w układy HVDC.

1. Wprowadzenie

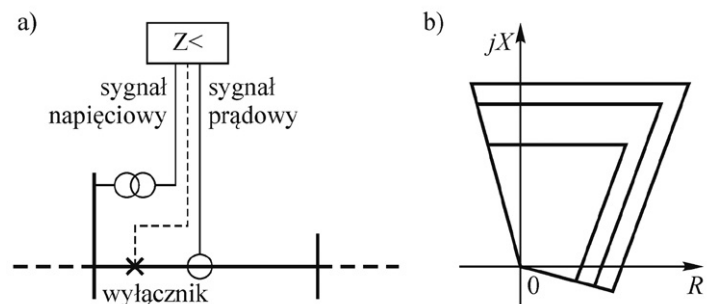
1.1. Idea działania zabezpieczenia odległościowego linii

W Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) zabezpieczenia odległościowe są zaliczane do zestawu podstawowych zabezpieczeń elektroenergetycznych linii NN i WN. Służą do ochrony tych linii przed skutkami zwarcia.

Zabezpieczenia odległościowe wykorzystują kryterium podimpedancyjne, w którym identyfikacja stanu pracy linii polega na ciągłej kontroli położenia wektora impedancji „pomiarowej” na płaszczyźnie zespolonej. Impedancja jest wyliczana jako iloraz kombinacji napięć i prądów pozyskiwanych z jednego krańca linii. Podczas zwarcia wieloprądowego zwykle następuje znaczący wzrost wartości prądu ponad dopuszczalny poziom i zmniejszenie wartości napięcia. Wywołuje to zmianę parametrów wyznaczanego wektora impedancji i pozwala na detekcję zwarcia – wówczas koniec wektora impedancji jest zlokalizowany wewnątrz charakterystyki działania.

Ideę połączenia zabezpieczenia odległościowego linii z aparaturą pomiarową (miejsce pozyskiwania sygnałów wejściowych zabezpieczenia) i łączeniową (element wykonujący decyzję wypracowaną przez zabezpieczenie) zilustrowano na rys. 1. Przedstawiono także poligonalną charakterystykę działania zabezpieczenia, obecnie najczęściej stosowaną w KSE w liniach WN i NN.

Pośredni sposób identyfikacji stanu pracy linii przez zabezpieczenie odległościowe (impedancja jest wyznaczana na podstawie



Rys. 1. Zabezpieczenie odległościowe linii elektroenergetycznej:

- powiązanie z układami pomiarowymi i wykonawczymi,
- przykładowa charakterystyka działania zabezpieczenia

mierzonych w linii sygnałów napięciowego i prądowego) powoduje jego dużą wrażliwość na czynniki fałszujące. Największych błędów wyznaczania impedancji można się spodziewać w układach złożonych, w tym w liniach wielotorowych, liniach z odczepami aktywnymi lub liniach z przesuwnikami fazowymi [1–4].

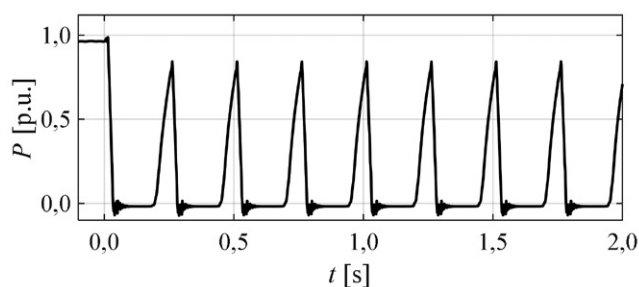
Przyczyną niepoprawnej identyfikacji stanu pracy linii przez zabezpieczenia odległościowe może być także znaczna dynamika sygnałów wejściowych tego zabezpieczenia, towarzysząca zakłóceniom występującym w układzie z chronioną linią. W skrajnie niekorzystnej sytuacji może to doprowadzić do niepoprawnego działania zabezpieczenia i nieuzasadnionego wyłączenia linii lub braku wymaganego wyłączenia linii. Stanowi to zagrożenie dla bezpiecznej pracy linii, innych obiektów sieci

oraz odbiorców energii elektrycznej. Jednym z zakłóceń wywołujących zmienność sygnałów napięciowych i prądowych w sieci są przewroty komutacyjne występujące w wysokonapięciowych układach prądu stałego (ang. *High Voltage Direct Current* – HVDC).

1.2. Przewroty komutacyjne w układach HVDC

Układy HVDC znajdują coraz szersze zastosowanie w elektroenergetyce, są wykorzystywane m.in. do wymiany mocy między układami pracującymi niesynchronicznie, przesyłu mocy na duże odległości i tereny trudno dostępne, przyłączenia parków energii z podłączeniem prądu stałego, w tym farm wiatrowych *offshore*. Znaczna część układów HVDC jest zrealizowana w technologii LCC (ang. *Line Commutated Converters*). Cechą charakterystyczną tych układów jest silna zależność poprawności ich pracy od warunków pracy otoczenia sieciowego – głównym determinantem poprawnej pracy układu LCC HVDC jest przebieg wartości chwilowej napięcia w stacji falownikowej komutującego tyrystory układu, którego kształt powinien być jak najbardziej zbliżony do sinusoidy [5]. Zdarzenia w sieci (np. zwarcia) mogą prowadzić do odkształcenia tego napięcia i zakłócić komutację tyrystorów. W niekorzystnej sytuacji wywoła to niebezpieczne wielokrotne przewroty komutacyjne. Skutek takiego zdarzenia zilustrowano na rys. 2 dla zwarcia w otoczeniu sieciowym układu LCC HVDC, któremu towarzyszyło niewielkie obniżenie wartości ($-0,2$ p.u.) napięcia jednej fazy w stacji falownikowej układu. Zdarzenie to spowodowało zaburzenie poprzednio stabilnych warunków pracy układu, co objawia się m.in. gwałtownymi i znacznymi zmianami mocy przesyłanej przez układ HVDC. Szczegółowo zjawisko przewrotu komutacyjnego w układach LCC HVDC scharakteryzowano m.in. w [5–7].

Zwarcia w otoczeniu sieciowym układów LCC HVDC to najczęstsza przyczyna problemów komutacyjnych w tych układach. Analiza retrospektywna wykonana dla układu SwePol Link, łączącego systemy elektroenergetyczne Polski i Szwecji, wykazała, że najgroźniejsze zwarcia to zwarcia wywołujące znaczną asymetrię napięcia. To przede wszystkim zwarcia 1-fazowe w liniach sąsiadujących z układem HVDC [8, 9]. Zwykle takie zdarzenia prowadzą do wielokrotnych przewrotów komutacyjnych w tych układach, co może utrudniać działanie zabezpieczeń odległościowych linii w ich otoczeniu. Jest to podyktowane możliwą znaczną zmiennością cech napięć i prądów w sieci wywołaną



Rys. 2. Przykładowy przebieg czasowy mocy przesyłanej przez układ LCC HVDC podczas zwarcia 1-fazowego w otoczeniu sieciowym (zwarcie rozpoczęło się w 0 sekundzie) [7]

tych zdarzeniami – jednocześnie wielkości te stanowią sygnały wejściowe zabezpieczeń.

Zidentyfikowane ryzyko niepoprawnego działania zabezpieczeń odległościowych stanowiło przesłankę do wykonania badań symulacyjnych określających spodziewane warunki pracy tych zabezpieczeń linii w sieciach z układami LCC HVDC.

2. Warunki działania zabezpieczeń odległościowych linii w pobliżu układów LCC HVDC

2.1. Model symulacyjny

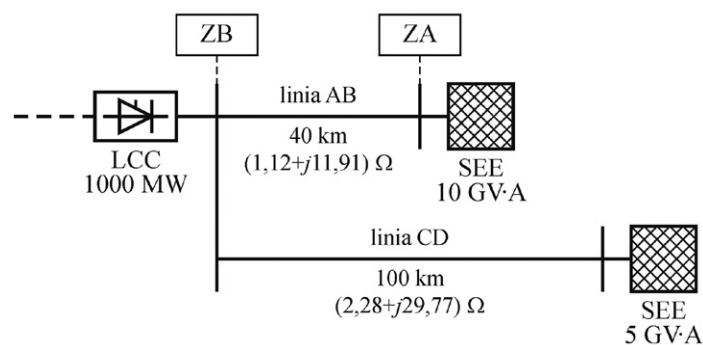
W celu wykonania badań symulacyjnych opracowano model dynamiczny fragmentu sieci elektroenergetycznej NN z układem LCC HVDC, przeznaczony do analiz elektromagnetycznych stanów przejściowych występujących podczas zakłóceń zwarciovych.

Model układu LCC HVDC oparto na złożonym modelu referencyjnym zaimplementowanym w Matlab Simulink i szczegółowym modelem dynamicznym opracowanym dla SwePol Link [7–10]. Do jednej ze stron układu HVDC przyłączono stację elektroenergetyczną z dwiema liniami NN, na których symulowano występowanie zwarc wieloprądowych. Na każdym krańcu tych linii dokonywano pomiaru napięć i prądów. Sygnały te stanowiły sygnały wejściowe modeli zabezpieczeń odległościowych linii. Tak skonfigurowany model pozwolił na badanie warunków działania tych zabezpieczeń w sieci z układem LCC HVDC. Schemat ideowy modelu przedstawiono na rys. 3.

2.2. Metodyka badań symulacyjnych

Badania symulacyjne warunków działania zabezpieczeń odległościowych linii w sieciach z układami LCC HVDC zrealizowano dla wielu różnych scenariuszy pracy układu HVDC i sieci oraz różnych scenariuszy zwarc. Dokonywano zmian m.in.: wysterowania układu HVDC (kierunek i poziom mocy przesyłanej przez układ), warunków pracy sieci w stanie przedzakłóceniovym (kierunek i poziom obciążenia linii), parametrów sieci (wartość mocy zwarciovowej na końcach linii), rodzaju zwarc (liczba faz objętych zakłóceniem, wartość rezystancji przejścia w miejscu zwarcia) i lokalizacji zwarc.

Stan początkowy każdej symulacji odwzorowywał normalną pracę sieci elektroenergetycznej, podczas której parametry



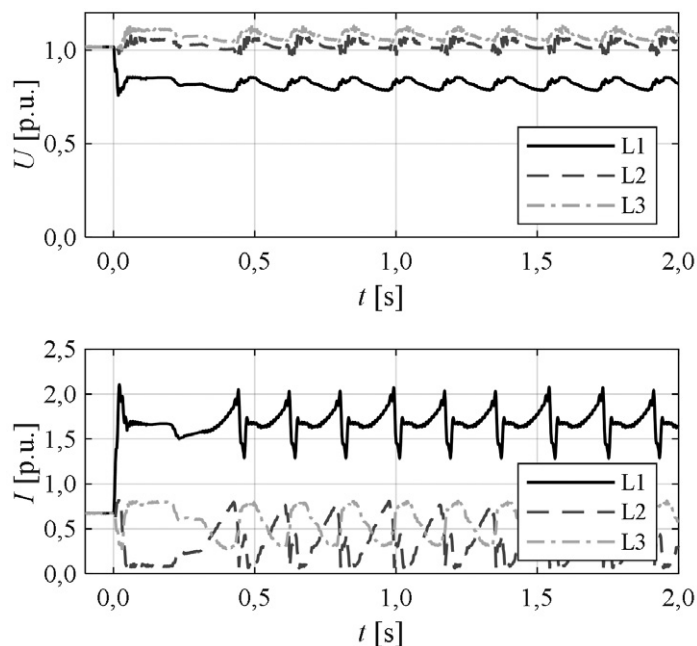
Rys. 3. Schemat ideowy opracowanego modelu symulacyjnego

opisujące warunki pracy tej sieci pozostawały niezmiennie (stan quasi-ustalony). Temu stanowi przypisywano ujemne chwile czasowe. W 0 sekundzie symulacji symulowano wystąpienie zwarcia (o rodzaju i lokalizacji determinowanej rozpatrywanym scenariuszem zakłócenia). Przyjęte podejście do symulacji pozwoliło na badanie reakcji zabezpieczeń odległościowych linii także w pierwszych chwilach czasowych po zaistnieniu zakłóceń – jednym z ważnych oczekiwań stawianych zabezpieczeniom elektroenergetycznym jest jak najszybsza identyfikacja zwarcia i – w razie konieczności – jak najszybsza dystrybucja sygnału wyłączającego do aparatury łączeniowej, w celu bezwzględnego wyeliminowania ze struktur sieci obiektu objętego niebezpiecznym zakłóceniem.

Dodatkowo, w przyjętej metodyce badań, dokonano porównania warunków pracy zabezpieczeń odległościowych linii dla wariantów sieci z układem HVDC i bez tego układu (układ HVDC zastąpiono ekwiwalentem systemu elektroenergetycznego, którego parametry dobrano w sposób zapewniający poziom prądu zwarciovego zbliżony do prądu płynącego od układu HVDC do miejsca zwarcia). Pozwoliło to na wykonanie unikatowej analizy identyfikującej spodziewaną skalę zmian warunków działania zabezpieczeń odległościowych linii po przyłączeniu układu LCC HVDC w bezpośrednim sąsiedztwie tych linii.

2.3. Wyniki symulacji

Mnogość rozpatrywanych scenariuszy pracy modelu symulacyjnego i scenariuszy zakłóceń zwarciovych pozwoliła na zgromadzenie dużego zbioru wyników określających spodziewane warunki działania zabezpieczeń odległościowych linii w sieciach z układami LCC HVDC. W niniejszej artykule skupiono się na przedstawieniu wyników symulacji dla zwarć 1-fazowych – w [8, 9] zwarcia te wskazano jako zakłócenia o najwyższym



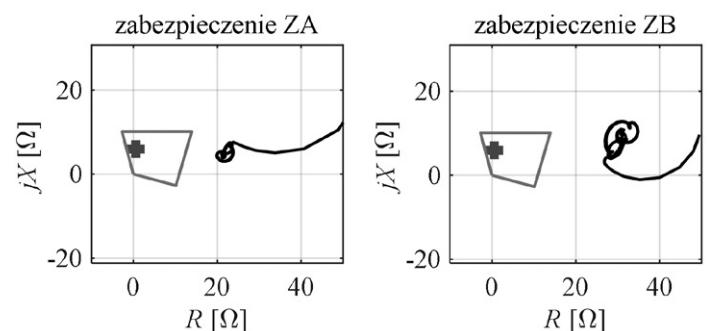
Rys. 4. Przebiegi czasowe wartości skutecznej sygnałów wejściowych ZB podczas zwarcia niemetalicznego w linii AB

ryzyku wywoływania niebezpiecznych, wielokrotnych przewrotów komutacyjnych w układzie LCC HVDC.

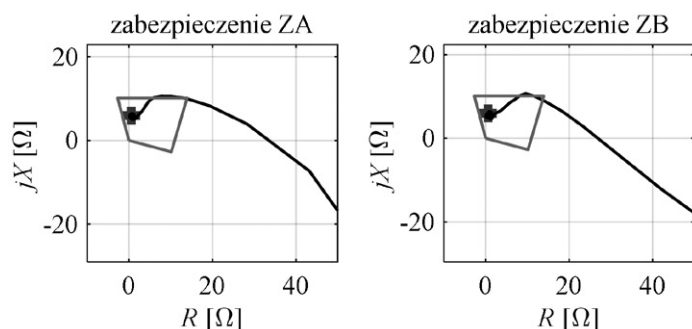
Na rys. 4 i 5 przedstawiono wyniki symulacji dla niemetalicznego zwarcia 1-fazowego (rezystancja przejścia równa 20Ω), zlokalizowanego w połowie długości linii AB. Symulowane zwarcie wywołało wielokrotne przewroty komutacyjne w układzie LCC HVDC, które doprowadziły do skokowych zmian cech sygnałów wejściowych zabezpieczeń odległościowych linii. Błąd wyznaczania parametrów impedancji przez zabezpieczenia ZA i ZB przekroczył 5300% (dotyczy rezystancji obliczonej przez ZB w odniesieniu do wartości oczekiwanej R_{ocz}). Tak duża wartość błędu spowodowała, że zabezpieczenia zidentyfikowały zwarcie jako zakłócenie zlokalizowane daleko poza chronioną linią. W efekcie wymagane bezwzględne wyłączenie linii nie nastąpiło (w układzie rzeczywistym wyłączenie zostałoby wywołane przez zabezpieczenia wykorzystujące inne kryteria działania niż podimpedancyjne, przy czym dla linii WN wyłączenie mogłoby nastąpić z opóźnieniem).

Zidentyfikowany wysoki poziom błędu wyznaczania impedancji przez zabezpieczenia odległościowe linii modelu symulacyjnego jest determinowany przede wszystkim obecnością niezerowej rezystancji przejścia w miejscu zwarcia. W [1] wskazuje się, że jest to główny czynnik fałszujący „pomiar” impedancji. Na rys. 6 przedstawiono wyniki symulacji dla zwarcia 1-fazowego zlokalizowanego w tym samym miejscu, co poprzednio (połowa długości linii AB), lecz przy zerowej rezystancji przejścia w miejscu zwarcia. Również dla tego zakłócenia zaobserwowano wielokrotne przewroty komutacyjne w układzie LCC HVDC, przy czym znacząco zmniejszył się zakres zmienności napięć i prądów w sieci. Diametralnie zmieniła się także reakcja zabezpieczeń ZA i ZB na symulowane zwarcie – oba zabezpieczenia praktycznie bezbłędnie obliczyły parametry impedancji, co umożliwiło szybką detekcję zwarcia (31 ms po zaistnieniu zakłócenia) i bezwzględne wyłączenie linii. Takie zachowanie zabezpieczeń jest zgodne z oczekiwanym (podczas zwarcia w chronionej linii jej wyłączenie – wywołane zadziałaniem zabezpieczeń – powinno być jak najszybsze, co pozwala na minimalizację skutków przepływu prądu zwarciovego).

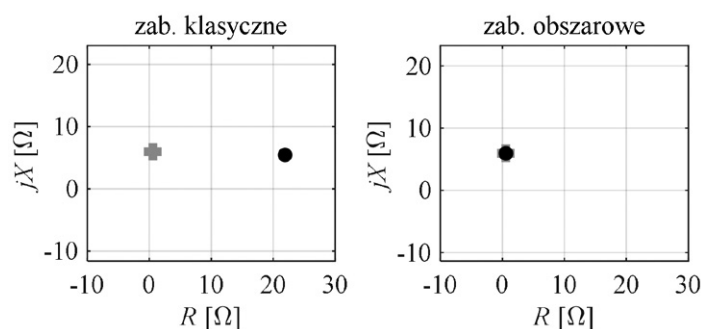
Przedstawiony przykład poprawnego zachowania się zabezpieczeń odległościowych wskazuje, że obecność układu LCC HVDC w sieci nie musi przyczyniać się do powstawania dodatkowych



Rys. 5. Trajektorie końców wektorów impedancji wyznaczonych przez ZA i ZB (na tle pierwszej strefy działania) podczas zwarcia niemetalicznego w linii AB (znakiem + oznaczono R_{ocz} i X_{ocz})



Rys. 6. Trajektorie końców wektorów impedancji wyznaczonych przez ZA i ZB (na tle pierwszej strefy działania) podczas zwarcia metalicznego w linii AB (znakiem + oznaczono R_{ocz} i X_{ocz})



Rys. 7. Położenia końców wektorów impedancji wyznaczonych przez klasyczne i obszarowe zabezpieczenie ZA w stanie ustalonym zwarcia w linii AB (znakiem + oznaczono R_{ocz} i X_{ocz})

R_f [Ω]	z układem HVDC		bez układu HVDC	
	Z [Ω]	δZ [%]	Z [Ω]	δZ [%]
0	5,91	-1	5,89	-2
2	6,52	9	6,51	9
4	7,64	28	7,61	27
6	9,08	52	9,03	51
8	10,73	79	10,62	78
10	12,38	107	12,34	106
12	14,21	138	14,12	136
14	16,09	169	15,96	167
16	18,18	204	17,82	198
18	20,46	242	19,71	230
20	22,57	277	21,62	261

Tab. 1. Względny błąd procentowy wyznaczania impedancji (δZ) przez ZA dla różnych wartości rezystancji przejścia (R_f) w miejscu zwarcia 1-fazowego, zlokalizowanego w połowie linii AB, dla wariantów modelu z układem HVDC i bez tego układu ($Z_{ocz} = 5,98 \Omega$)

znaczących błędów w działaniu tych zabezpieczeń. Potwierdzają to także wyniki symulacji zamieszczone w tab. 1, stanowiące zestawienie błędów wyznaczania impedancji przez zabezpieczenia linii AB w sieci z układem LCC HVDC i bez tego układu (układ HVDC zastąpiono ekwiwalentnym źródłem).

3. Możliwości poprawy działania zabezpieczeń odległościowych linii

Uzyskane wyniki badań symulacyjnych jednoznacznie wskazują, że zabezpieczenia odległościowe linii wykazują dużą wrażliwość na czynniki fałszujące wyznaczanie impedancji, niezależnie od obecności układów LCC HVDC.

W [11, 12] przedstawiono możliwe rozwiązanie poprawiające warunki ochrony linii poprzez zastąpienie klasycznych (obecnie stosowanych) zabezpieczeń odległościowych nowymi, obszarowymi zabezpieczeniami impedancyjnymi, co powinno wykluczyć ich niepoprawne zadziałania. Na rys. 7 zestawiono impedancję błędnie wyznaczoną przez klasyczne zabezpieczenie i impedancję poprawnie wyznaczoną przez zabezpieczenie obszarowe dla zwarcia 1-fazowego, o rezystancji przejścia równej 20Ω , zlokalizowanego w połowie długości linii AB.

4. Wnioski końcowe

Wykonane badania symulacyjne stanów dynamicznych towarzyszących zwarcim w sieciach z układami LCC HVDC pozwoliły na weryfikację poprawności działania zabezpieczeń odległościowych linii w takich sieciach. Mimo zidentyfikowanej dużej zmienności sygnałów wejściowych tych zabezpieczeń – wywołanej przewrotami komutacyjnymi w układach LCC HVDC – dla zrealizowanych scenariuszy symulacji nie stwierdzono, aby obecność tych układów była przyczyną występowania istotnych dodatkowych czynników fałszujących wyznaczanie impedancji (innych niż już rozpoznane dla sieci bez układów HVDC).

BIBLIOGRAFIA

- Ziegler G., Numerical distance protection: principles and applications, Berlin and Munich 1999.
- Halinka A., Szablicki M., Wpływ sposobu przyłączania farm wiatrowych do sieci dystrybucyjnej WN na działanie zabezpieczeń odległościowych, *Przegląd Elektrotechniczny* 2010, nr 8 (86), s. 50–56.
- Łzykowski J., Bożek M., Adaptacyjne zabezpieczenie odległościowe linii dwutorowych dla zwarć z udziałem ziemi, *Przegląd Elektrotechniczny* 2012, nr 9a (88), s. 22–26.
- Halinka A., Rzepka P., Szablicki M., Warunki działania zabezpieczeń odległościowych linii w układach sieciowych z przesuwnikami fazowymi, *Przegląd Elektrotechniczny* 2017, nr 3 (93), s. 28–31.
- Przygodzki M., Rzepka P., Szablicki M., Analysis of opportunities to improve the HVDC SwePol Link operation due to commutation failures, CIGRE Session 46, Paris 2016, s. 1–10.
- Ivarsson J., Improvement of Commutation Failure Prediction in HVDC Classic Links. Electrical Engineering, Bachelor's Thesis, Trollhattan 2011, s. 45.
- Szablicki M. i in., An alternative approach to provisions of the Network Code on blocking LCC systems during short circuits in AC network, E3S Web of Conferences 84, Vol. 84, 02013 (2019), 14th International Scientific Conference "Forecasting in Electric Power Engineering" (PE 2018), s. 1–10.
- Przygodzki M., Rzepka P., Szablicki M., Warunki pracy otoczenia sieciowego a praca łącza HVDC SwePol Link, *Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej* 2015, nr 42, s. 81–83.

9. Przygodzki M., Rzepka P., Szablicki M., Influence of Power System on Operation of an HVDC Link. A Case Study, *Acta Energetica* 2016, No. 1/26, s. 114–124.
10. Halinka A. i in., Dynamiczne modele stałoprądowego łącza B2B do badań zakłóceń niesymetrycznych – studium przypadku dla LitPol Link, *Wiadomości Elektrotechniczne* 2018, nr 7 (86), s. 3–13.
11. Szablicki M. i in., New area measuring and decision algorithm concepts for power lines' distance protection, 18th International Scientific Conference EPE, Kouty 2017, s. 649–653.
12. Halinka A., Rzepka P., Szablicki M., Agent model of multi-agent system for area power system protection, Conference MEPS, Wrocław 2015, s. 191–194.

Analysis of Operations for Line Distance Protection in Power Networks with LCC-HVDC Systems

Keywords

HVDC, distance protection line, DC-connected power parks modules

Abstract

High Voltage Direct Current (HVDC) systems are increasingly used in power networks. However, usually used in them LCC (Line Commutated Converters) technology causes high susceptibility to commutation failures. Significant changes in network operation conditions accompany this phenomenon. This is manifested, among others violent and significant changes in the values of voltages and currents in the vicinity of the HVDC system. These voltages and current are used by distance protection lines to identify the actual state of the line. This causes that commutation failures in the HVDC system may lead to incorrect operation of distance protection line and unjustified switching off the line or lack of required line shutdown. Incorrect operation of the distance protection may be dangerous for the safe operation of the line, other power network objects and electricity consumers. The paper shows the recognition and accurate characterization of potential scale of abnormalities in the operation of distance protection lines, which work in the vicinity of the HVDC systems. It is emphasized that the subject of the paper is particularly important now. This is dictated by the multitude of announced investments in HVDC systems, primarily as a component of strongly promoted off-shore energy parks.

KONTAKT

Mateusz Szablicki

Politechnika Śląska, Wydział Elektryczny, Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów;
PSE Innowacje sp. z o.o.
tel.: +48 32 237 14 81
e-mail: mateusz.szablicki@polsl.pl; mateusz.szablicki@pse.pl

Piotr Rzepka

Politechnika Śląska, Wydział Elektryczny, Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów;
PSE Innowacje sp. z o.o.
tel.: +48 32 237 14 81
e-mail: piotr.rzepka@polsl.pl; piotr.rzepka@pse.pl

Adrian Halinka

Politechnika Śląska, Wydział Elektryczny, Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów
tel.: +48 32 237 14 81
e-mail: adrian.halinka@polsl.pl

Analiza pracy systemu elektroenergetycznego podczas zwarć niesymetrycznych w linii przesyłowej

Autorzy

Piotr Pruski
Stefan Paszek

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

system elektroenergetyczny, asymetria obciążenia, zwarcie niesymetryczne, asymetria podprzejściowa generatora

Streszczenie

W artykule analizowano przebiegi prądów i napięć generatora synchronicznego pracującego w jednomaszynowym systemie elektroenergetycznym (SEE), składającym się z zespołu wytwórczego połączonego linią energetyczną wysokiego napięcia z siecią sztywną. Uwzględniono zakłócenia w postaci zwarć 1-fazowych, 2-fazowych bez udziału ziemi i 3-fazowych, występujących w linii przesyłowej. Przeanalizowano m.in. zawartość wyższych harmonicznych analizowanych wielkości w stanie ustalonym, w zależności od rodzaju zwarcia. W modelu generatora synchronicznego uwzględniono asymetrię podprzejściową, co podczas zwarć niesymetrycznych powoduje wystąpienie wyższych harmonicznych w przebiegach, m.in. prądu i napięcia twornika oraz prądu wzbudzenia. Te harmoniczne występują nawet wtedy, gdy nie uwzględnia się zjawiska nasycenia rdzeni magnetycznych maszyny.

1. Wstęp

Zwarca stanowią dużą część awarii występujących w systemie elektroenergetycznym. Najczęściej są to zwarcia niesymetryczne, a zaledwie kilka procent ogólnej liczby zwarć stanowią zwarcia symetryczne [1]. Niesymetryczny stan pracy SEE wiąże się z niesymetrycznymi stanami pracy generatorów synchronicznych. Wywołuje on wiele niekorzystnych zjawisk, m.in. dodatkowe nagrzewanie się powierzchni wirnika i drgania mechaniczne elementów maszyn. Z tego powodu konieczne jest ograniczenie czasu trwania stanów niesymetrycznych [2].

Z powodu trudności w modelowaniu niesymetrycznych stanów pracy SEE w badaniach symulacyjnych analizuje się głównie zwarcia symetryczne. Większość specjalistycznych programów do analizy stanów nieustalonych SEE umożliwia symulację tylko symetrycznych stanów pracy. Dlatego celowe jest prowadzenie badań symulacyjnych dotyczących analizy różnych niesymetrii występujących w SEE [2–4]. W badaniach można wykorzystać powszechnie stosowane modele elementów zespołu wytwórczego, uwzględniając w nich pewne modyfikacje.

Analiza niesymetrycznych stanów pracy SEE, w tym zwarć, może pomóc m.in. w lepszym doborze nastaw zabezpieczeń elektroenergetycznych [5]. Wartości i przebiegi różnych wielkości SEE znacząco się różnią w zależności od rodzaju występującej niesymetrii. Skutecznie działające zabezpieczenia pomagają zmniejszyć negatywne skutki zakłóceń, a tym samym rozmiar i skutki awarii występujących w SEE.

Celem artykułu jest porównanie i analiza harmoniczna przebiegów zakłóceńowych wybranych wielkości w stanach

ustalonych długotrwałych zwarć: 1-fazowego z ziemią, 2-fazowego bez udziału ziemi oraz 3-fazowego, w jednomaszynowym SEE, składającym się z zespołu wytwórczego (z generatorem synchronicznym), linii przesyłowej wysokiego napięcia oraz sieci sztywnej. W analizie wykorzystano model generatora synchronicznego GENROU (typu XT), w którym uwzględniono zjawiska asymetrii podprzejściowej generatora oraz nasycenia jego rdzeni magnetycznych. W przypadku zwarć doziemnych przyjęto, że generator pracuje z uziemionym punktem neutralnym, dlatego w przebiegach odpowiednich wielkości może występować zerowa składowa osiowa.

2. Model analizowanego SEE

Model matematyczny SEE opracowano w środowisku programu Matlab Simulink. Model ten składa się z wyodrębnionego modelu zespołu wytwórczego połączonego linią przesyłową wysokiego napięcia z siecią sztywną. Do obliczeń wykorzystano zmodyfikowany program PARZW [6].

2.1. Model zespołu wytwórczego

W skład modelu zespołu wchodzi m.in. model generatora synchronicznego, określony w układzie współrzędnych d, q , 0 [6, 7]. Wykorzystano model generatora GENROU [6] z uwzględnieniem asymetrii podprzejściowej (gdy $X_d'' \neq X_q''$) oraz zjawiska nasycenia rdzeni magnetycznych maszyny. Jest to typowy model generatora synchronicznego typu XT, często stosowany w analizach pracy SEE [6]. Występują w nim po dwa zastępcze obwody wirnika w osiach d i q (obwód wzbudzenia i jeden zastępczy

obwód tłumiący w osi d oraz dwa zastępcze obwody tłumiące w osi q). Napięcie transformacji stojana jest pomijane jako małe w porównaniu z napięciem rotacji generatora.

W niektórych niesymetrycznych stanach pracy uzupełnieniem klasycznego modelu GENROU jest równanie dla składowej osiowej zerowej:

$$U_0 = L_0 \frac{dI_0}{dt} + I_0 R_a \quad (1)$$

gdzie: U_0 , I_0 – składowe zerowe napięcia i prądu stojana generatora, R_a – rezystancja uzwojenia stojana generatora, L_0 – indukcyjność uzwojenia stojana generatora dla składowej zerowej.

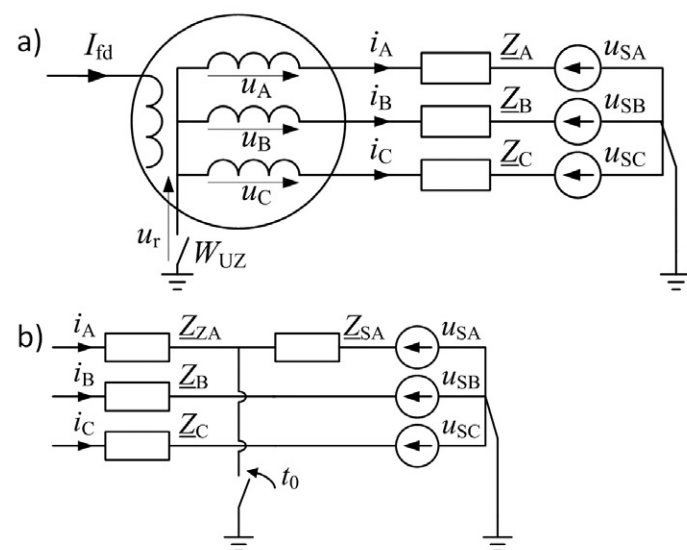
Sygnałami wejściowymi opracowanego modelu generatora są: napięcie wzbudzenia, moc mechaniczna turbiny oraz składowe osiowe prądu stojana (I_d , I_q oraz I_0). Sygnałami wyjściowymi modelu generatora są m.in. składowe osiowe napięcia stojana (U_d , U_q oraz U_0), napięcie zaciskowe stojana (U), moc chwilowa (P) i odchyłka prędkości kątownej generatora.

2.2. Równania wiążące wielkości stojana generatora, linii przesyłowej i sieci sztywnej

Analizując niesymetryczne stany SEE, równania prądów i napięć stojana generatora, linii przesyłowej i sieci sztywnej wygodnie jest zapisać z wykorzystaniem wielkości fazowych. Stosuje się wtedy równania transformacji Parka, wiążące wielkości w układach współrzędnych d, q, 0 oraz A, B, C.

W badaniach uwzględniono różne niesymetrie występujące w linii przesyłowej i opracowano stosowne modele linii elektroenergetycznej i sieci sztywnej.

Na rys. 1 przedstawiono schemat analizowanego SEE przy zwarcia z ziemią. Oznaczenia: i_j – prądy stojana generatora, u_j – napięcia stojana generatora, u_{sj} – napięcia sieci sztywnej, Z_{zj} – zespolone impedancje linii przesyłowej (wielkości fazowe, $j = A, B, C$), I_{fd} – prąd wzbudzenia generatora, u_r – napięcie



Rys. 1. Schemat SEE przy zwarcia z ziemią: a) ogólny, b) fragment zmodyfikowany w celu zamodelowania zwarcia 1-fazowego z udziałem ziemi

między punktami neutralnymi generatora i sieci sztywnej (przy braku uziemienia punktu gwiazdowego generatora), t_0 – chwila wystąpienia zakłócenia, W_{UZ} – wyłącznik uziemienia punktu gwiazdowego generatora.

Aby zamodelować zwarcie doziemne w wybranych fazach, należy w tych fazach przyjąć zerowe wartości napięcia sieci sztywnej u_{sj} oraz proporcjonalnie zmniejszyć impedancje linii:

$$Z_{zj} = l \cdot Z_j, Z_{sj} = Z_j - Z_{zj} \quad (2)$$

gdzie: Z_{zj} , Z_{sj} – impedancje fragmentów linii dla j -tej fazy w czasie zwarcia, l – względna odległość miejsca zwarcia w linii przesyłowej od zespołu wytwórczego, w odniesieniu do długości całej linii.

W modelu linii przesyłowej, podobnie jak w równaniach stojana modelu GENROU generatora, pominięto napięcia transformacji. W związku z tym określono algebraiczne związki pomiędzy prądami i napięciami. Dla faz zdrowych:

$$i_j(t + \Delta t_j) = \frac{u_j(t) + u_r(t) - u_{sj}(t)}{|Z_{zj}|}, \quad \Delta t_j = \frac{\varphi_j}{2\pi f} \quad (3a)$$

dla faz ze zwarcie doziemnym:

$$i_j(t + \Delta t_j) = \frac{u_j(t) + u_r(t)}{|Z_{zj}|} \quad (3b)$$

gdzie: φ_j – kąty fazowe odpowiednich impedancji linii przesyłowej, $f = 50$ Hz. Ze wzorów (3a) i (3b) uzyskuje się trzy równania. Dodatkowo dla układu z nieuziemionym punktem neutralnym generatora (otwarty wyłącznik W_{UZ} z rys. 1a):

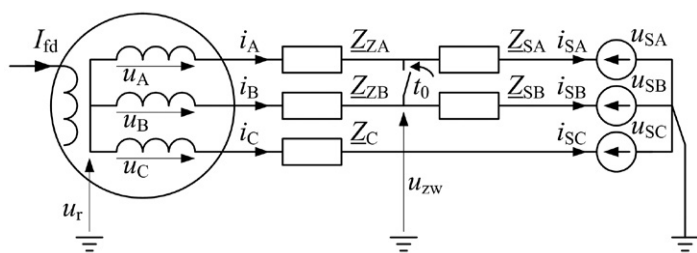
$$i_A(t) + i_B(t) + i_C(t) = 0 \quad (3c)$$

Na podstawie napięć osiowych stojana generatora (sygnały wyjściowe modelu zespołu wytwórczego) oraz napięć osiowych sieci sztywnej można wyznaczyć wielkości fazowe tych sygnałów przez odwrotną transformację Parka. Z układu równań (3) można więc obliczyć 3 lub 4 niewiadome: 3 prądy fazowe i ewentualnie napięcie u_r w kolejnych chwilach czasu. Jest to realizowane w opracowanym modelu SEE. Na podstawie prądów fazowych generatora, korzystając z prostej transformacji Parka, obliczane są prądy osiowe generatora, stanowiące sygnały wejściowe modelu generatora i modelu zespołu wytwórczego.

Z kolei na rys. 2 przedstawiono schemat dla zwarcia 2-fazowego bez udziału ziemi w linii przesyłowej.

Równania wiążące odpowiednie wielkości prądów i napięć dla tego zwarcia są następujące:

$$i_j(t + \Delta t_j) = \frac{u_j(t) + u_r(t) - u_{zw}(t)}{|Z_{zj}|}, \quad j = A, B \quad (4a)$$



Rys. 2. Schemat SEE podczas zwarcia 2-fazowego bez udziału ziemi

$$i_C(t + \Delta t_C) = \frac{u_C(t) + u_r(t) - u_{SC}(t)}{|Z_C|} \quad (4b)$$

$$i_{Sj}(t + \Delta t_{Sj}) = \frac{u_{zw}(t) - u_{Sj}(t)}{|Z_{Sj}|}, j = A, B \quad (4c)$$

$$i_A(t) + i_B(t) + i_C(t) = 0, \quad i_A(t) + i_B(t) = i_{AS}(t) + i_{BS}(t) \quad (4d)$$

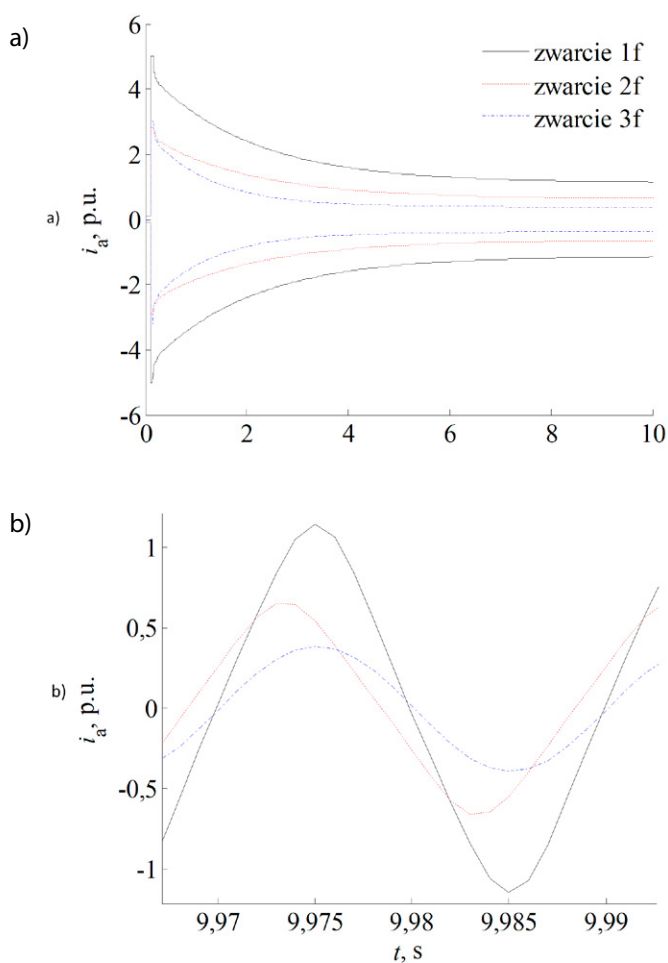
gdzie: i_{Sj} – prądy sieci sztywnej, u_{zw} – napięcie w miejscu zwarcia, $\Delta t_j, \Delta t_{Sj}$ – opóźnienia czasowe przebiegów prądów zdefiniowane jak w (3a); pozostałe oznaczenia – jak we wzorach (3).

Z układu równań (4) można obliczyć 7 wielkości: 5 prądów fazowych i napięcia u_{zw} i u_r w kolejnych chwilach czasu. Tak określony model SEE jest pełny i umożliwia przeprowadzanie obliczeń symulacyjnych.

3. Przykładowe obliczenia

Obliczenia symulacyjne przeprowadzono dla długotrwałych zwarć w odległości $l = 1\%$ od zespołu wytwórczego: 1-fazowego z ziemią (w fazie A), 2-fazowego bez udziału ziemi (w fazach A i B) oraz 3-fazowego. W obliczeniach założono, że w niezwarciwych fazach występuje dodatkowo przerwa. Podczas zwarć doziemnych generator pracował z uziemionym punktem neutralnym (zwarty wyłącznik W_{UZ} z rys. 1a, napięcie $u_r = 0$). Przyjęto następujące obciążenie w stanie ustalonym przed zwarciem: mocą czynną $P_0 = 0,1$ p.u. oraz mocą bierną $Q_0 = 0,05$ p.u.

Na rys. 3–5 przedstawiono przebiegi prądu $i_{a'}$, napięcia u_c stojana generatora oraz prądu wzbudzenia generatora I_{fd} (w jednostkach względnych) dla analizowanych rodzajów zwarć.

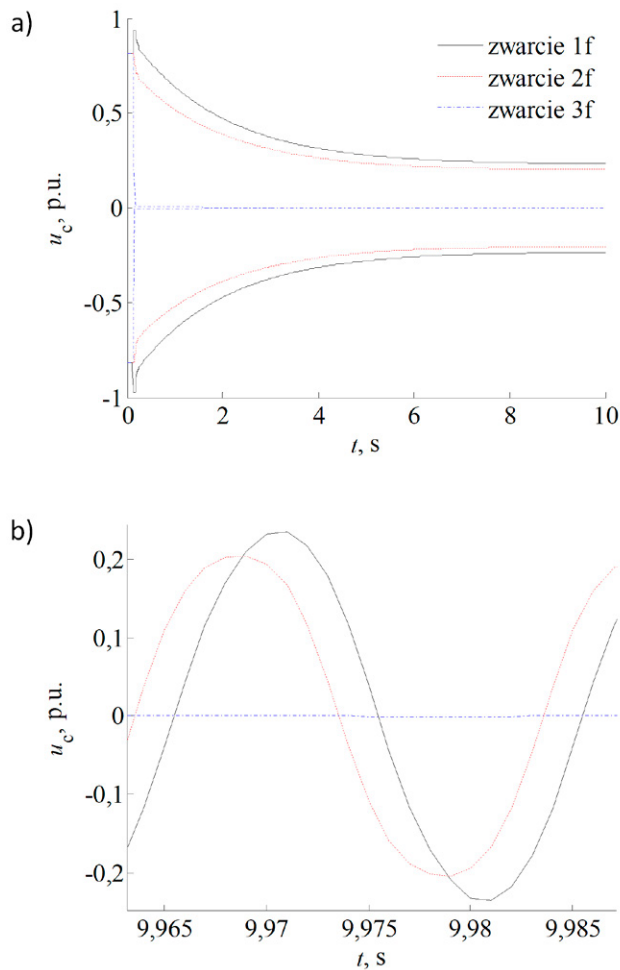


Rys. 3. Przebiegi prądu w fazie A: a) obwiednie, b) powiększenie jednego okresu w stanie ustalonym

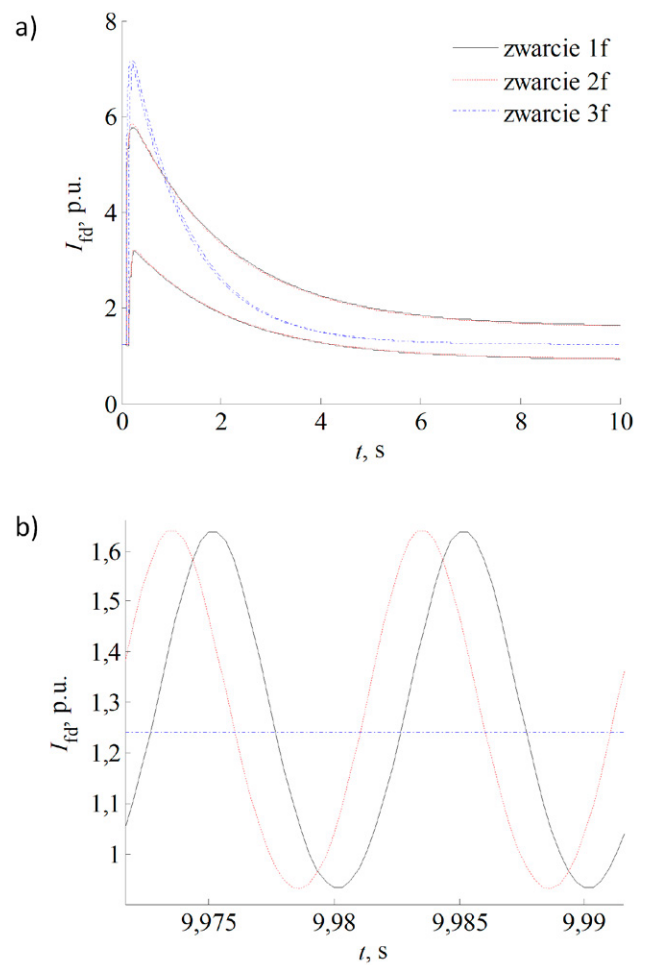
W tab. 1 przedstawiono rozkłady amplitud harmonicznych: prądu w fazie A, napięcia w fazie C i prądu wzbudzenia w stanie ustalonym. Podano procentowe wartości wyższych harmonicznych w odniesieniu do pierwszej harmonicznej dla wielkości stojana i w odniesieniu do składowej stałej dla prądu wzbudzenia generatora. W nawiasach podano wielkości odniesienia w jednostkach względnych.

zwarcie	1f z ziemią			2f bez udziału ziemi			3f		
	i_A [%]	u_C [%]	I_{fd} [%]	i_A [%]	u_C [%]	I_{fd} [%]	i_A [%]	u_C [%]	I_{fd} [%]
0	0,0040	0,0006	100 (1,269 p.u.)	0,0034	0,0002	100 (1,269 p.u.)	0,0006	0,0003	100 (1,242 p.u.)
1	100 (1,085 p.u.)	100 (0,242 p.u.)	0,0076	100 (0,627 p.u.)	100 (0,218 p.u.)	0,0076	100 (0,390 p.u.)	100 (0,001 p.u.)	0,001
2	0,0031	0,0023	27,9339	0,0042	0,0001	28,0348	0,0004	0,0006	0,0005
3	6,3243	3,0133	0,0009	6,4894	6,4842	0,0023	0,0002	0,0003	0,0003
4	0,0004	0,001	1,7587	0,0013	0	1,8107	0,0001	0,0002	0,0003
5	0,3987	0,3976	0,001	0,4199	0,4206	0,0014	0,0001	0,0002	0,0002

Tab. 1. Amplitudy harmonicznych analizowanych wielkości w stanie ustalonym



Rys. 4. Przebiegi napięcia w fazie C: a) obwiednie, b) powiększenie jednego okresu w stanie ustalonym



Rys. 5. Przebiegi prądu wzbudzenia: a) obwiednie, b) powiększenie dwóch okresów w stanie ustalonym

4. Wnioski końcowe

Przeprowadzone badania pozwoliły stwierdzić, że:

- Największa amplituda prądu zwarciovego generatora w stanie ustalonym występuje przy zwarciu 1-fazowym. Z kolei amplituda prądu przy zwarciu 2-fazowym w stanie ustalonym jest większa niż przy zwarciu 3-fazowym. Jest to zgodne z teorią maszyn synchronicznych [8].
- Przebiegi analizowanych wielkości w rozpatrywanych typach zwarć różnią się amplitudami na początku zwarcia i w stanie ustalonym. W różny sposób zmieniają się obwiednie sygnałów.
- Podczas zwarć niesymetrycznych w przebiegach prądu zwarcia i napięcia na niezwartej fazie stojana występują w stanie ustalonym harmoniczne nieparzyste o znaczących amplitudach. W prądzie wzbudzenia generatora w stanie ustalonym występują: składowa stała i wyższe harmoniczne parzyste. Rozkład wyższych harmonicznych w prądzie zwarcia i napięciu niezwartej fazy jest podobny dla obu typów zwarć. Jedynie trzecia harmoniczna napięcia przy zwarciu 1-fazowym ma znacznie mniejszą amplitudę. Rozkład wyższych harmonicznych w prądzie wzbudzenia jest podobny dla obu typów niesymetrycznych zwarć.

- Podczas zwarcia symetrycznego 3-fazowego w przebiegach prądu i napięcia stojana występuje praktycznie tylko pierwsza harmoniczna, a w przebiegu prądu wzbudzenia tylko składowa stała. Asymetria podprzejściowa generatora nie powoduje wystąpienia wyższych harmonicznych przy symetrycznej pracy maszyny.

BIBLIOGRAFIA

1. Kacejko P., Machowski J., Zwania w systemach elektroenergetycznych, WNT, Warszawa, 2009.
2. Concordia Ch., Synchronous Machines. Theory and Performance, John Wiley & Sons, Inc., New York 1951.
3. Chassande J.P. i in., Transient low frequency unsymmetrical operation of synchronous machines, IEEE-PES, February 1980, paper 80, s. 208–209.
4. Ching Y.K., Adkins B., Transient Theory of Synchronous Generators under Unbalanced Conditions, *Proceedings of the IEE* 1954, part IV, No. 7 (101), s. 166–182.
5. Winkler W., Wiszniewski A., Automatyka zabezpieczeniowa w systemach elektroenergetycznych, WNT, Warszawa, 2004.

6. Paszek S. i in., Pomiarowa estymacja parametrów dynamicznych generatorów synchronicznych i układów wzbudzenia pracujących w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice, 2013.
7. Paszek W., Dynamika maszyn elektrycznych prądu przemiennego, Wydawnictwo Helion, Gliwice 1998.
8. Krause P.C., Analysis of electric machinery, McGraw-Hill, 1986.

Analysis of Power System Operation at Asymmetrical Short-Circuits in a Transmission Line

Keywords

power system, load asymmetry, asymmetrical short-circuit, generator subtransient asymmetry

Abstract

In the paper, currents and voltages of a synchronous generator operating in a single-machine power system (PS) consisting

of a generating unit connected by a high-voltage power line to a bus are analysed. Disturbances in the form of one-phase short-circuits, two-phase short-circuits clear of earth and three-phase short-circuits occurring in the transmission line are taken into account. There is analysed, among others, the content of higher harmonics of the considered quantities in a steady state depending on the type of short-circuit. The calculations were carried out using the PS model developed in the Matlab-Simulink program. In the synchronous generator model, the subtransient asymmetry was taken into account, which during asymmetrical short-circuits causes higher harmonics to occur in, among others, the stator current and voltage, and in the field current. These harmonics occur even when the saturation of generator magnetic cores is not taken into account. Due to the difficulty in modelling asymmetrical operating conditions, symmetrical short-circuits are most often analysed in simulation tests. Therefore, it is purposeful to conduct research aimed at simulations of disturbances of selected quantities at various asymmetries occurring in PS.

KONTAKT

Piotr Pruski

Politechnika Śląska, Instytut Elektrotechniki i Informatyki
tel.: +48 32 237 12 29
e-mail: piotr.pruski@polsl.pl

Stefan Paszek

Politechnika Śląska, Instytut Elektrotechniki i Informatyki
tel.: +48 32 237 12 29
e-mail: stefan.paszek@polsl.pl

Koncepcja obszarowego algorytmu pomiarowego zabezpieczenia odległościowego linii dla zwarć 1-fazowych

Autorzy

Mateusz Szablicki
Adrian Halinka
Piotr Rzepka

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa, zabezpieczenia odległościowe linii, algorytm pomiarowy

Streszczenie

Klasyczne zabezpieczenia odległościowe, stosowane obecnie w liniach WN i NN, identyfikują stan pracy chronionej linii, kontrolując parametry impedancji pętli zwarcia. Powoduje to dużą wrażliwość poprawności ich działania na czynniki fałszujące „pomiar” impedancji. Jest to podyktowane wyznaczaniem impedancji wyłącznie na podstawie sygnałów napięciowych i prądowych dostępnych lokalnie, w miejscu zainstalowania zabezpieczenia. Dotyczy to zarówno zwarć wielofazowych, jak i 1-fazowych. Dla zwarć wielofazowych autorzy opracowali koncepcję nowych algorytmów wyznaczania impedancji, dla których wykazano niewrażliwość na czynniki fałszujące, występujące w zabezpieczeniach klasycznych. W publikacji przedstawiono koncepcję tożsamego algorytmu przeznaczonego dla zwarć 1-fazowych. Zamieszczono także wyniki badań symulacyjnych dowodzących poprawności tego algorytmu.

1. Wprowadzenie

1.1. Warunki działania klasycznych zabezpieczeń odległościowych linii

Zabezpieczenia odległościowe – stosowane w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) w liniach WN i NN – są predestynowane do realizacji zadania ochrony tych linii przed negatywnymi skutkami zwarć w obrębie linii przypisanej do danego zabezpieczenia oraz zwarć zlokalizowanych w sąsiedztwie tej linii.

W celu identyfikacji aktualnego stanu pracy chronionej linii algorytm pomiarowy zabezpieczenia w sposób ciągły wyznacza tzw. impedancję pomiarową. Wymaga to doprowadzenia do zabezpieczenia kombinacji napięć i prądów pozyskiwanych z krańca linii, w którym zainstalowano zabezpieczenie. Znajomość parametrów (lub składowych) impedancji pozwala wykryć zwarcie w linii lub w jej sąsiedztwie. Realizuje to algorytm decyzyjny – zabezpieczenie zadziała, jeśli koniec wektora impedancji „pomiarowej” znajdzie się wewnątrz charakterystyki działania. Wówczas nastąpi wyłączenie linii.

Przedstawiony schemat działania zabezpieczenia odległościowego linii wskazuje, że poprawność jego reakcji znacznie zależy od poprawności wyznaczenia impedancji przez algorytm pomiarowy. Tym samym błędy przy obliczaniu impedancji mogą spowodować, że zabezpieczenie zidentyfikuje zwarcie w linii jako zakłócenie zlokalizowane poza linią (co prowadzi do nieuzasadnionego wydłużenia czasu przepływu prądu zwarcia przez

linię) lub odwrotnie, gdy zakłócenie poza linią zostanie zidentyfikowane jako zwarcie w linii (co prowadzi do nieuzasadnionego bezzwłocznego wyłączenia linii). W skrajnie niekorzystnej sytuacji zabezpieczenie może dokonać błędnej identyfikacji stanu pracy linii i klasyfikować zwarcie jako stan pracy normalnej, wówczas wymagane wyłączenie linii nie nastąpi. Każda z wymienionych sytuacji jest niedopuszczalna, ponieważ może zagrażać bezpieczeństwu pracy sieci i jej użytkowników.

Główną przyczyną przedstawionych możliwych błędnych działań zabezpieczeń odległościowych linii jest silny wpływ m.in. warunków pracy otoczenia sieciowego linii na cechy sygnałów napięciowych i prądowych doprowadzanych do zabezpieczenia. Może to powodować zafałszowanie wyników obliczeń impedancji, wykonywanych przez algorytm pomiarowy zabezpieczenia z wykorzystaniem tych sygnałów, co utrudnia poprawną identyfikację stanu pracy linii przez algorytm decyzyjny zabezpieczenia.

Dotychczas podejmowane próby poprawy warunków działania zabezpieczeń odległościowych linii koncentrują się przede wszystkim na modyfikacji kształtu charakterystyki działania tych zabezpieczeń [1, 2]. Zwykle dokonuje się rozpoznania możliwego błędu wyznaczania impedancji, implikowanego danym czynnikiem fałszującym „pomiar” impedancji, i tak „rozciąga się” charakterystykę działania zabezpieczenia, aby objąć obszar płaszczyzny zespolonej, na którym zlokalizowany jest koniec błędnie wyznaczonego wektora impedancji. Jednak w wielu sytuacjach takie podejście jest niewystarczające, co przedstawiono m.in. w [3–5]

dla linii z odczepem, linii równoległej, linii z przesuwnikami fazowymi. Jest to podyktowane zbyt wysokim poziomem błędów obliczenia impedancji przez algorytm pomiarowy zabezpieczenia (sięgającym nawet tysięcy procent), co wyklucza możliwość aż tak znacznego „rozciągnięcia” charakterystyki działania zabezpieczenia (jej część pokrywałaby się z obszarem właściwym dla stanu pracy normalnej linii, co jest niedopuszczalne).

1.2. Poprawa warunków działania zabezpieczeń odległościowych linii

Ważność roli zabezpieczeń odległościowych linii (w KSE zabezpieczenia te traktuje się jako podstawowe zabezpieczenia linii WN i NN, wespół z zabezpieczeniami odcinkowymi) stanowiła przesłankę do poszukiwania rozwiązania znacząco poprawiającego warunki ich działania poprzez wyeliminowanie lub zminimalizowanie wrażliwości tych zabezpieczeń na czynniki fałszujące zabezpieczenia klasyczne. W [6–11] przedstawiono możliwe rozwiązanie. Opracowano koncepcję nowego obszarowego zabezpieczenia odległościowego (podimpedancyjnego) linii. Na potrzeby tego rozproszonego systemu automatyki zdefiniowano nowe obszarowe algorytmy pomiarowe i decyzyjne. Obszarowość algorytmów pomiarowych polega na wyznaczaniu impedancji nie tylko z wykorzystaniem sygnałów pomiarowych dostępnych lokalnie (jak w zabezpieczeniach klasycznych), ale również sygnałów prądowych pochodzących z pozostałych krańców chronionej linii lub ciągu obiektów z linią. Przeprowadzona weryfikacja symulacyjna i laboratoryjna wykazała niewrażliwość uzyskiwanych wyników obliczeń impedancji na czynniki fałszujące „pomiar” zabezpieczeń klasycznych. Pozwoli to zastąpić klasyczne zabezpieczenia odległościowe linii i poprawi warunki ochrony linii przed skutkami zwarć. Przedstawione w [6–9] koncepcje nowych algorytmów wyznaczania impedancji są predestynowane dla zwarć wielofazowych. Tożsamą koncepcję algorytmu zdefiniowano dla zwarć 1-fazowych – nowe równania wyznaczania impedancji przedstawiono w niniejszej publikacji.

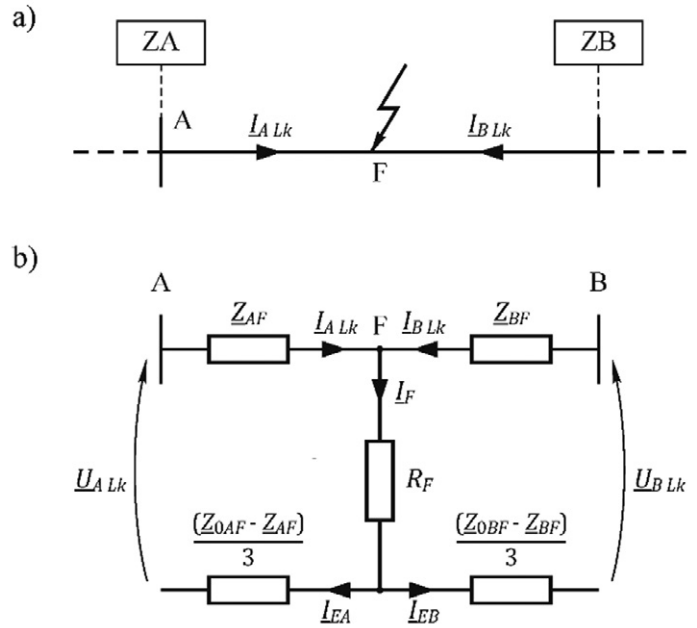
2. Koncepcja obszarowego algorytmu pomiarowego dla zwarć 1-fazowych

2.1. Nowe równania wyznaczania impedancji

Na rys. 1 przedstawiono układ elektroenergetyczny z linią AB. Punkty zabezpieczeniowe są zlokalizowane na obu krańcach tej linii. Oczekuje się, że poszukiwany nowy algorytm pomiarowy dla zwarć 1-fazowych zapewni uzyskanie impedancji „widzianych” z tych punktów zgodnych z oczekiwanymi (poprawnymi). Przyjęto, że w punkcie F linii AB zaistniało zwarcie pośrednie o rezystancji przejścia R_F .

Dla linii przedstawionej na rys. 1, w zwarcu pośrednim fazy L_k , sygnał napięciowy pozyskiwany przez klasyczne zabezpieczenie odległościowe – przykładowo – w punkcie A linii można wyrazić za pomocą zależności:

$$\underline{U}_{A class} = \underline{U}_{A Lk} = \underline{I}_{A Lk} \underline{Z}_{AF} + \underline{I}_{EA} \frac{\underline{Z}_{0AF} - \underline{Z}_{AF}}{3} + \underline{I}_F R_F, \quad (1)$$



Rys. 1. Linia elektroenergetyczna z 1-fazowym zwarciem pośrednim w punkcie F fazy L_k (gdzie $k = 1, 2$ lub 3): a) układ pierwotny z zaznaczonym przyjętym rozplływem prądów zwarciovych; b) uproszczony schemat zastępczy

gdzie: \underline{Z} – impedancje linii (lub jej odcinków) dla składowej zgodnej, \underline{Z}_0 – impedancje linii dla składowej zerowej, \underline{I}_F – prąd obwodu ziemnopowrotnego, \underline{I}_F – prąd płynący w miejscu zwarcia; \underline{I}_{Lk} – prąd płynący fazą objętą zwarcie.

Natomiast wejściowy sygnał prądowy zabezpieczenia klasycznego, doprowadzany w celu wyznaczenia impedancji pętli zwarcia 1-fazowego, stanowi kombinację $\underline{I}_{A Lk}$ i \underline{I}_{EA} , zgodnie z zależnością wyprowadzoną w [1]:

$$\underline{I}_{A class} = \underline{I}_{A Lk} + \underline{I}_{EA} \frac{\underline{Z}_{0AB} - \underline{Z}_{AB}}{3}. \quad (2)$$

Zakładając, że parametry linii są równomiernie rozłożone na całej jej długości, impedancje dla składowej zgodnej i zerowej można wyrazić jako iloczyn jednostkowej impedancji (lub jednostkowych rezystancji i reaktancji) i długości linii lub jej odcinków. Wówczas zależności (1) i (2) przyjmą postać:

$$\underline{U}_{A class} = \underline{Z}' l_{AF} \left(\underline{I}_{A Lk} + \underline{I}_{EA} \frac{\underline{Z}'_0 - \underline{Z}'}{3 \underline{Z}'} \right) + \underline{I}_F R_F, \quad (3)$$

$$\underline{I}_{A class} = \underline{I}_{A Lk} + \underline{I}_{EA} \frac{\underline{Z}'_0 - \underline{Z}'}{3 \underline{Z}'}. \quad (4)$$

Porównując zależności (3) i (4), można stwierdzić, że składnik zależności (3) umieszczony w nawiasie odpowiada zależności (4). Tym samym zależność (3) można sprowadzić do postaci:

$$\underline{U}_{A class} = \underline{I}_{A class} \underline{Z}' l_{AF} + \underline{I}_F R_F. \quad (5)$$

Dla tak określonych zależności – opisujących sygnały wejściowe klasycznego zabezpieczenia odległościowego – impedancję, obliczaną przez dotychczasowy algorytm pomiarowy tego zabezpieczenia dla zwarcia 1-fazowych, przedstawia zależność:

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{A \text{ class}} &= \frac{\underline{U}_{A \text{ class}}}{\underline{I}_{A \text{ class}}} = \frac{\underline{I}_{A \text{ class}} \underline{Z}' l_{AF} + \underline{I}_F R_F}{\underline{I}_{A \text{ class}}} = \\ &= \underline{Z}' l_{AF} + \frac{\underline{I}_F}{\underline{I}_{A \text{ class}}} R_F. \end{aligned} \quad (6)$$

Poprawna wartość impedancji, jaką powinno wyznaczyć zabezpieczenie klasyczne w punkcie A linii przy zwarciu w punkcie F, jest równa \underline{Z}_{AF} . Tym samym, zestawiając uzyskaną ($\underline{Z}_{A \text{ class}}$) i oczekiwaną (\underline{Z}_{AF}) impedancję pętli zwarcia, można wskazać, że ostatni składnik zależności (6) to błąd wyznaczania impedancji implikowany niezerową wartością rezystancji przejścia w miejscu zwarcia. W celu uniezależnienia wyniku wyliczonego przez algorytm pomiarowy zabezpieczenia od tego czynnika fałszującego należy wyeliminować z zależności (6) składnik odpowiadający za ten błąd. Proponuje się przedstawienie ilorazu prądów tego składnika zależności (6) jako:

$$\frac{\underline{I}_F}{\underline{I}_{A \text{ class}}} = \underline{\beta} = \beta^{Re} + j\beta^{Im}. \quad (7)$$

Wskazuje się, że oba składniki lewej strony zależności (7) są znane, ponieważ $\underline{I}_{A \text{ class}}$ to sygnał prądowy doprowadzany do zabezpieczenia klasycznego, natomiast \underline{I}_F to prąd płynący w miejscu zwarcia, stanowiący sumę geometryczną prądów dopływających do tego miejsca od obu krańców linii w fazie objętej zwarcie ($\underline{I}_{A Lk}$ i $\underline{I}_{B Lk}$). Tym samym także $\underline{\beta}$ staje się wielkością o znanej wartości.

Wobec powyższego zależność (6) można sprowadzić do postaci:

$$\underline{Z}_{A \text{ class}} = \underline{Z}' l_{AF} + \underline{\beta} R_F. \quad (8)$$

Rozpisując zależność (8) osobno dla części rzeczywistej i urojonej, otrzymuje się układ równań:

$$\begin{cases} R_{A \text{ class}} = R' l_{AF} + \beta^{Re} R_F \\ X_{A \text{ class}} = X' l_{AF} + \beta^{Im} R_F \end{cases} \quad (9)$$

W zależności (9) nieznaną są jedynie wartości R_F (przyczyna błędu klasycznego zabezpieczenia odległościowego linii AB) i szukana odległość od początku linii do miejsca zwarcia (l_{AF}). Wykonanie przekształceń powstałego układu dwóch równań z dwiema niewiadomymi pozwala wyeliminować z zależności (9) nieznaną rezystancję przejścia i wyznaczyć szukane poprawne wartości składowych impedancji pętli zwarcia 1-fazowego (jako iloczyn jednostkowych parametrów impedancji i l_{AF}). Opisuje to zależność:

$$\begin{cases} R_{A \text{ new}} = \frac{R'(\beta^{Im} R_{A \text{ class}} - \beta^{Re} X_{A \text{ class}})}{\beta^{Im} R' - \beta^{Re} X'} \\ X_{A \text{ new}} = \frac{X'(\beta^{Im} R_{A \text{ class}} - \beta^{Re} X_{A \text{ class}})}{\beta^{Im} R' - \beta^{Re} X'} \end{cases} \quad (10)$$

Zależność (10) to równania nowego obszarowego algorytmu pomiarowego zabezpieczenia odległościowego. Wszystkie składniki prawej strony tej zależności są znane, ponieważ wynikają z parametrów technicznych linii (R' i X'), są wyliczane przez klasyczne zabezpieczenie ($R_{A \text{ class}}$ i $X_{A \text{ class}}$) lub doprowadzane z drugiego końca linii (sygnał $\underline{I}_{B Lk}$ niezbędny do wyliczenia $\underline{\beta}$). Przyjęty zbiór wielkości uwzględnianych w zależności (10) pozwala domniemywać, że zastosowanie opracowanego algorytmu pomiarowego umożliwi uzyskiwanie przez nowe zabezpieczenie obszarowe wyników obliczeń impedancji niewrażliwych na niezerową wartość rezystancji przejścia w miejscu zwarcia – stanowiło to cel poszukiwania nowej postaci równań algorytmu pomiarowego. Podstawą tego domniemania jest ujęcie w zdefiniowanych równaniach składnika odpowiadającego skutkowi wystąpienia rozpatrywanego czynnika fałszującego, tj. „powiększenia” sygnału napięciowego o stratę napięcia wynikającą z przepływu prądu zwarciego przez rezystancję przejścia. Uwzględniono to w układzie równań zależności (10) poprzez wielkość $\underline{\beta}$. Należy podkreślić, że przyjęty sposób wyprowadzenia $\underline{\beta}$ (patrz zależność (7)) oraz wyznaczania szukanych wartości składowych impedancji pozwolił wyeliminować z zależności (10) rezystancję przejścia. Wobec powyższego wyznaczenie impedancji pętli 1-fazowego zwarcia pośredniego przy użyciu wyprowadzonych równań nie wymaga wcześniejszego szacowania spodziewanej wartości tej rezystancji. Stanowi to duże ułatwienie aplikacyjne proponowanego nowego algorytmu pomiarowego.

2.2. Symulacyjna analiza porównawcza dotychczasowego i nowego algorytmu pomiarowego

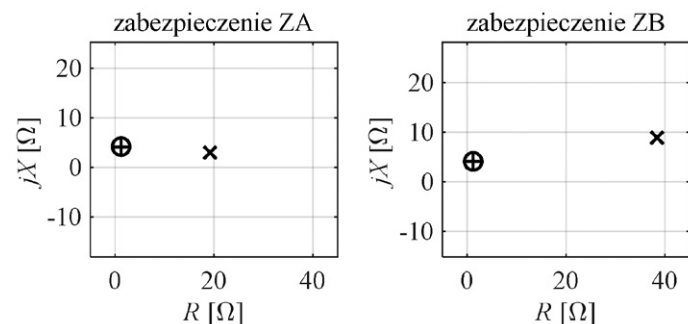
W celu wykonania symulacyjnych badań weryfikujących poprawność wyników uzyskiwanych przez nowe zabezpieczenie odległościowe z zaimplementowanym nowym obszarowym algorytmem pomiarowym opracowano model fragmentu sieci elektroenergetycznej WN, przeznaczony do analiz elektromagnetycznych stanów przejściowych, występujących podczas zakłóceń zwarciovych. Uproszczonym reprezentantem modelu jest układ przedstawiony na rys. 1. Założono, że linia AB ma 20 km długości, a jednostkowe rezystancja i reaktancja tej linii wynoszą odpowiednio – 0,12 Ω/km i 0,41 Ω/km (są to typowe parametry linii WN – patrz [12]). Strukturę elementów otoczenia sieciowego linii AB i ich parametry dobrano w taki sposób, aby moce zwarciovych w punktach A i B wynosiły odpowiednio – 1000 MV-A i 500 MV-A. Model układu sieciowego wykonano w programie Matlab Simulink. W programie Matlab opracowano również modele zabezpieczeń odległościowych (klasycznego i nowego).

Przygotowane modele sieci i zabezpieczeń pozwoliły na realizację szczegółowych badań symulacyjnych warunków działania zabezpieczeń odległościowych linii. Stan początkowy każdej symulacji odwzorowywał normalną pracę sieci elektroenergetycznej, podczas tej pracy parametry opisujące jej warunki pozostawały niezmiennie (stan quasi-ustalony). Temu stanowi przypisywano ujemne chwile czasowe. W 0 sekundzie symulacji symulowano wystąpienie zwarcia 1-fazowego. Przyjęte

podejście do symulacji pozwoliło na badanie reakcji zabezpieczeń odległościowych linii także w pierwszych chwilach czasowych po zaistnieniu zakłóceń. Dodatkowo dokonano porównania warunków działania klasycznego i nowego zabezpieczenia odległościowego linii. Pozwoliło to na prostą identyfikację skali poprawy działania proponowanego nowego obszarowego algorytmu pomiarowego.

Na rys. 2 zestawiono impedancję niepoprawnie wyznaczoną przez algorytm pomiarowy zabezpieczenia klasycznego i impedancję poprawnie wyznaczoną przez nowy algorytm pomiarowy dla 1-fazowego zwarcia pośredniego ($R_F = 20 \Omega$), zlokalizowanego w połowie długości linii AB. Błąd wyznaczania parametrów impedancji przez klasyczne zabezpieczenie ZB sięga 3100% (dotyczy rezystancji), co sprawia, że zabezpieczenie „widzi” zwarcie jako oddalone od punktu B o prawie 320 km, gdy rzeczywista odległość do miejsca zwarcia wynosi 10 km. Natomiast błąd opracowanego algorytmu pomiarowego jest pomijalny i wynosi 2,23% dla ZA oraz 0,27% dla ZB.

Skala nieprawidłowości działania klasycznego zabezpieczenia odległościowego silnie zależy od wartości rezystancji przejścia w miejscu zwarcia. Potwierdzają to wyniki symulacji zestawione w tab. 1. W tabeli zamieszczono również wyniki nowego algorytmu pomiarowego dla identycznych scenariuszy zwarć. Działanie tego algorytmu jest praktycznie niewrażliwe na pojawienie się rezystancji przejścia w miejscu zwarcia o niezerowej



Rys. 2. Położenia końców wektorów impedancji wyznaczonych przez klasyczny i obszarowy algorytm pomiarowy zabezpieczeń odległościowych linii AB w stanie ustalonym zwarcia (znakiem + oznaczono Z_{oczi} ; x – Z_{class} ; o – Z_{new})

R_F [Ω]	Klasyczny algorytm pomiarowy		Obszarowy algorytm pomiarowy	
	δR [Ω]	δX [%]	δR [Ω]	δX [%]
10	1443,89	43,32	-3,27	-3,27
20	3099,83	116,41	0,27	0,27
30	4998,23	220,48	2,42	2,42
40	7191,17	368,24	1,68	1,68
50	9744,33	578,68	-4,87	-4,87

Tab. 1. Względny błąd procentowy wyznaczania rezystancji (δR) i reaktancji (δX) przez klasyczny i obszarowy algorytm pomiarowy zabezpieczenia ZB linii AB dla różnych wartości rezystancji przejścia w miejscu zwarcia 1-fazowego, zlokalizowanego w połowie linii AB

wartości. Nawet dla $R_F = 50 \Omega$ błąd wyznaczania impedancji jest pomijalnie mały i nie przekracza 5%, co pozwoli na poprawną detekcję zwarcia w linii AB.

3. Wnioski końcowe

Wykonane badania symulacyjne dowiodły poprawności wyników uzyskiwanych z wykorzystaniem zdefiniowanego nowego obszarowego algorytmu pomiarowego zabezpieczeń odległościowych linii. Zmiana postaci równań algorytmu i rozszerzenie zestawu sygnałów prądowych używanych do wyliczania impedancji pętli zwarcia pozwoliły na znaczącą poprawę działania tych podstawowych zabezpieczeń linii WN i NN. Przyпуска się, że w nieodległej przyszłości wymiana zabezpieczeń klasycznych na proponowane nowe zabezpieczenia może być niezbędna, aby nadal stosować zabezpieczenia odległościowe. Jest to podyktowane obserwowanymi diametralnymi zmianami warunków działania automatyki zabezpieczeniowej w sieciach elektroenergetycznych, implikowanymi m.in. powstawaniem coraz bardziej złożonych funkcjonalnie i konfiguracyjnie struktur sieciowych.

BIBLIOGRAFIA

- Winkler W., Wiszniewski A., Automatyka zabezpieczeniowa w systemach elektroenergetycznych, WNT, Warszawa 2004.
- Ziegler G., Numerical distance protection: principles and applications, Berlin and Munich 1999.
- Halinka A., Szablicki M., Wpływ sposobu przyłączenia farm wiatrowych do sieci dystrybucyjnej WN na działanie zabezpieczeń odległościowych, *Przegląd Elektrotechniczny* 2010, nr 8 (86), s. 50–56.
- Iżykowski J., Bożek M., Adaptacyjne zabezpieczenie odległościowe linii dwutorowych dla zwarć z udziałem ziemi, *Przegląd Elektrotechniczny* 2012, nr 9a (88), s. 22–26.
- Halinka A., Rzepka P., Szablicki M., Warunki działania zabezpieczeń odległościowych linii w układach sieciowych z przesuwnikami fazowymi, *Przegląd Elektrotechniczny* 2017, nr 3 (93), s. 28–31.
- Halinka A., Szablicki M., Metoda estymacji składowych impedancji niewrażliwa na odczepowe przyłączenie źródeł wiatrowych, *Przegląd Elektrotechniczny* 2012, nr 9a (88), s. 1–11.
- Halinka A., Szablicki M., Zabezpieczenia odległościowe linii n-odczepowych (nowe metody wyznaczania impedancji), *Przegląd Elektrotechniczny* 2014, nr 9 (90), s. 131–134.
- Szablicki M. i in., New area measuring and decision algorithm concepts for power lines' distance protection, 18th International Scientific Conference EPE, Kouty 2017, s. 649–653.
- Szablicki M. i in., The concept of a new of wide area distance protection – virtual test using RelaySimTest, Protection, Automation & Control World Conference, Sofia 2018, s. 1–17.
- Halinka A., Rzepka P., Szablicki M., Agent model of multi-agent system for area power system protection, Conference MEPS, Wrocław 2015, s. 191–194.
- Halinka A., Szablicki M., Nowe kryterium sum impedancji algorytmu decyzyjnego obszarowych zabezpieczeń odległościowych, *Przegląd Elektrotechniczny* 2014, nr 3 (90), s. 63–67.
- Kacejko P., Machowski J., Zwarca w systemach elektroenergetycznych, WNT, Warszawa 2002.

The Concept of Area Measurement Algorithm of Line Distance Protection for Single-Phase Faults

Keywords

power system protection, line distance protection, measurement algorithm

Abstract

Classic line distance protection, previously used in high and extra high voltage, are sensitive to factors falsifying the measurement of impedance (among others: non-zero fault resistance, fault leakage current phenomenon, passive and active outflow of the power line). This determines the high risk of incorrect operation of these protections. As a result, this may lead to unwanted switching off the line which work normal network conditions or the

lack of the required shutdown the line affected by the fault. The main cause of incorrect operation of the power line protection is identification of the line operation status based on the impedance determined by the measurement algorithm based only on voltage and current signals available locally at the protection location. This applies to phase-to-phase faults and single-phase faults. For phase faults authors have already developed the concept of new measurement algorithms. Simulations and laboratory study have demonstrated the insensitivity of these algorithms to the factors falsifying the operation of classical distance protections. Currently, the authors have defined a similar concept a new measurement algorithm dedicated to single-phase faults. The publication presents equations this new algorithm and the results of simulation verification tests.

KONTAKT

Mateusz Szablicki

Politechnika Śląska, Wydział Elektryczny, Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów;
PSE Innowacje sp. z o.o.
tel.: +48 32 237 14 81
e-mail: mateusz.szablicki@polsl.pl; mateusz.szablicki@pse.pl

Adrian Halinka

Politechnika Śląska, Wydział Elektryczny, Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów
tel.: +48 32 237 14 81
e-mail: adrian.halinka@polsl.pl

Piotr Rzepka

Politechnika Śląska, Wydział Elektryczny, Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów;
PSE Innowacje sp. z o.o.
tel.: +48 32 237 14 81
e-mail: piotr.rzepka@polsl.pl; piotr.rzepka@pse.pl

Analiza poprawności działania zabezpieczeń od skutków zwarć wielkopiędowych w warunkach pracy wyspowej fragmentu sieci elektroenergetycznej zakładu górnicego

Autorzy

Piotr Rzepka
Mateusz Szablicki
Dawid Jurczyk
Adrian Halinka

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

praca wyspowa, elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa, poziom prądu zwarcio-
wego, zakład górnicego

Streszczenie

W artykule przedstawiono wyniki badań analitycznych weryfikujących poprawność działania zabezpieczeń od skutków zwarć wielkopiędowych we fragmencie sieci elektroenergetycznej zakładu górnicego, pracującego jako wyspa sieciowa. Warunki prądowe towarzyszące zwarciom wielkopiędowym w układach pracy wyspowej silnie zależą od zdolności lokalnej jednostki wytwórczej energii elektrycznej do generacji prądu zwarcio-
wego. Gdy fragment sieci przechodzi do pracy wyspowej, to zazwyczaj występuje znaczne zmniejszenie poziomu mocy zwarcio-
wej, co w efekcie doprowadza do ograniczenia poziomu prądów towarzyszących zwarciom wielkopiędowym.

1. Wstęp

Bezpieczne funkcjonowanie zakładu górnicego wymaga zapewnienia ciągłego zasilania najważniejszych odbiorów. W stanach katastrofalnych zasilanie od strony systemu elektroenergetycznego (SEE) może ulec przerwaniu, np. wskutek zerwania przewodów linii napowietrznych zasilających zakład. Zatem zasilanie wybranych, krytycznych odbiorów zakładu górnicego z lokalnej jednostki wytwórczej (funkcjonującej w ramach tego zakładu) może znacząco poprawić bezpieczeństwo funkcjonowania zakładu górnicego. Jednak realizacja tego zadania wymaga wydzielenia fragmentu sieci zakładu górnicego i jego przejścia do pracy wyspowej. Dopuszczenie do takiego stanu pracy wymaga m.in. przeprowadzenia weryfikacji poprawności działania układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej.

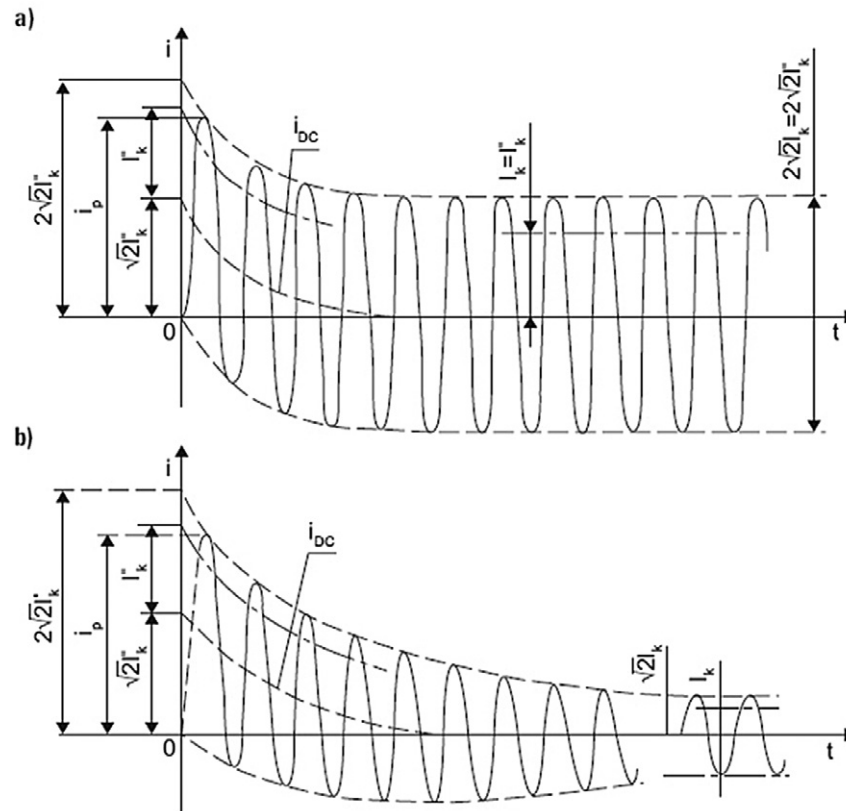
Warunki zwarcio-
we występujące w układzie pracy wyspowej zmieniają się diametralnie w porównaniu z sytuacją, gdy wewnętrzna sieć zakładu górnicego zasilania jest z SEE. Zmianie ulega zarówno poziom prądu zwarcio-
wego, jak i cechy w dziedzinie czasu (przebieg czasowy). Obniżenie wartości prądu zwarcio-
wego wynika ze stosunkowo niewielkiej mocy lokalnej jednostki wytwórczej (zakres mocy lokalnej jednostki wytwórczej wynosi 1–5 MW [1]), pracującej w układzie pracy wyspowej, względem mocy zwarcio-
wej występującej w układzie, gdy jest zasilany z SEE. Zmiana kształtu obwiedni przebiegu czasowego składowej okresowej prądu zwarcio-
wego w układzie

pracy wyspowej wynika ze zmiany charakteru zwarcia – zwarcie występujące w sieci pracującej wyspowo należy traktować jako zwarcie bliskie generatora [2]. W takiej sytuacji wartość prądu zwarcio-
wego będzie się zmniejszać w czasie trwania zwarcia, przy czym skala i dynamika tego zmniejszania się bardzo silnie zależą od parametrów technicznych lokalnej jednostki wytwórczej i jej zdolności do generacji prądu zwarcio-
wego.

Przedstawiona problematyka zmiany warunków zwarcio-
wych po przejściu układu sieciowego do pracy wyspowej skłoniła do podjęcia analiz mających na celu określenie, czy nowe warunki występujące w układzie pracy wyspowej wydzielonego fragmentu sieci zakładu górnicego będą umożliwiały poprawną identyfikację oraz eliminację zwarć wielkopiędowych przez automatykę zabezpieczeniową, funkcjonującą w tego typu strukturach sieciowych [3]. Wyniki przeprowadzonych badań przedstawiono w niniejszym artykule. Jako studium przypadku przyjęto fragment sieci istniejącego zakładu górnicego wyposażonego w lokalną jednostkę wytwórczą.

2. Zwania wielkopiędowe w układzie pracy wyspowej

Lokalna jednostka wytwórcza pracująca na wydzieloną sieć nie zapewnia poziomu parametrów prądu zwarcio-
wego, jaki istnieje, gdy sieć jest zasilana z SEE. W układach pracy wyspowej występuje najczęściej:



Rys. 1. Przebieg prądu zwarciego: a) zwarcie odległe od generatora, b) zwarcie pobliskie generatora, gdzie: i_k'' – prąd zwarcia początkowy, i_p – prąd udarowy, i_k' – ustalony prąd zwarcia, i_{dc} – składowa nieokresowa zanikająca prądu zwarciego [4]

- zmniejszenie poziomu prądu zwarcia wieloprądowego (mocy zwarcia)

Poziom i zakres mocy lokalnej jednostki wytwórczej (1–5 MW) jest relatywnie mały względem mocy zwarcia występującej w sytuacji zasilania z SEE, kształtującej się na poziomie kilkuset MW. Zatem poziom prądu zwarciego po przejściu sieci do pracy wyspowej będzie ulegać znaczącemu zmniejszeniu. Podkreśla się, że w niektórych sytuacjach wartość prądu zwarciego może nie przekraczać wartości obciążenia znamionowego chronionych obiektów (np. odpływów liniowych).
- zmiana parametrów prądu zwarciego w czasie

Analizując zwarcia wieloprądowe w sieci pracującej wyspowo, należy traktować występujące zwarcie jako zwarcie bliskie. Z tego powodu w przebiegu prądu zwarciego (rys. 1) należy spodziewać się skutków przechodzenia generatora synchronicznego ze stanu podprzejściowego do stanu przejściowego oraz ostatecznie do stanu ustalonego. W efekcie ustalona wartość skuteczna prądu zwarciego może być o wiele niższa niż początkowa wartość prądu zwarciego. Zgodnie z normą [4] należy zakładać, że w niektórych sytuacjach wartość ta może być niższa od wartości prądu znamionowego generatora.

3. Charakterystyka układu sieciowego i przyjęta metoda badawcza

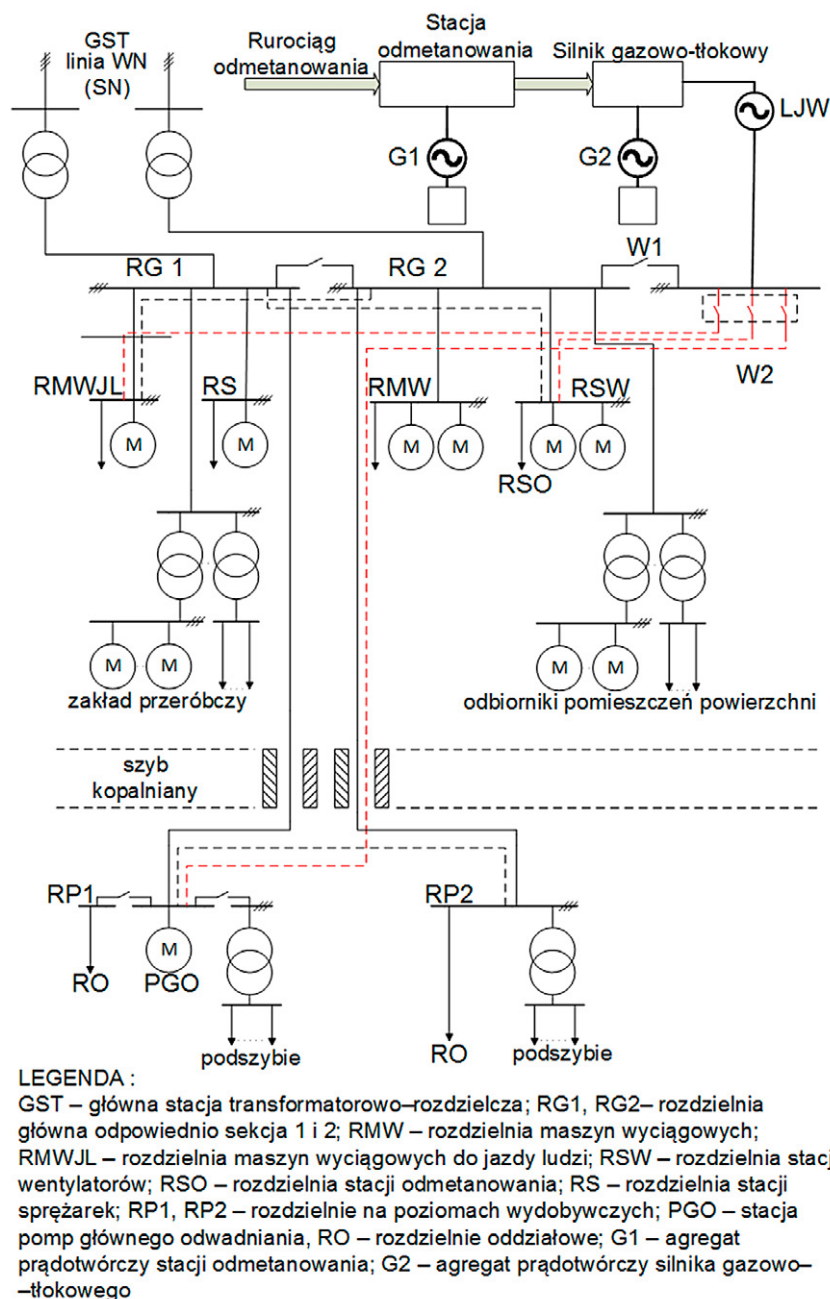
Przejście do pracy wyspowej wydzielonego fragmentu sieci elektroenergetycznej zakładu górniczego w stanach katastrofalnych

pracy sieci elektroenergetycznej lub *blackoutu* powinno zapewnić ciągłość zasilania najistotniejszych obiektów podstawowych. Zgodnie z §29 Rozporządzenia Ministra Energii z dnia 23 listopada 2016 r. w sprawie szczegółowych wymagań dotyczących prowadzenia ruchu podziemnych zakładów górniczych do podstawowych obiektów zakładu górniczego, dla których powinna być realizowana podwyższona ciągłość zasilania, zalicza się:

- górnicze wyciągi szybowe w szybach i szybikach
- stacje wentylatorów głównych
- stacje odmetanowania
- urządzenia i układy głównego odwadniania wraz z rozdzielnicami zasilającymi
- główne stacje sprężarek
- wewnętrzne instalacje i sieci elektroenergetyczne wysokiego i średniego napięcia, zasilające podstawowe obiekty i urządzenia na powierzchni.

Ideę przejścia wewnętrznej sieci zakładu górniczego do pracy wyspowej przedstawiono na rys. 2. Na rysunku tym zaznaczono fragment sieci wewnętrznej zakładu górniczego, przeznaczony do pracy wyspowej z wyeksponowanymi obiektami podstawowymi. Należy podkreślić, że ze względu na występujące ograniczenia mocowe w analizowanym przypadku nie przewiduje się zasilania górniczych wyciągów osobowych/materiałowych.

Jako źródło zasilania układu pracy wyspowej zostanie w tym zakładzie wykorzystana lokalna jednostka wytwórcza (LJW), składająca się z silnika spalinowego gazowego, umieszczonego na wspólnej ramie z 4-biegunowym generatorem synchronicznym. Paliwem silnika spalinowego gazowego jest metan



Rys. 2. Fragment wewnętrznej sieci zakładu górniczego z zaznaczonymi obiektami podstawowymi [6]

wydobyty z pokładów węgla za pomocą odpowiedniej instalacji i stacji odmetanowania.

Badania weryfikujące poprawność działania zabezpieczeń od skutków zwarców wieloprądowych przeprowadzono z uwzględnieniem dwóch wariantów zasilania: wariant 1 – zasilanie analizowanego fragmentu sieci z SEE (rys. 3); wariant 2 – zasilanie analizowanego fragmentu sieci z LJW – praca wyspowa (rys. 4).

W niniejszym artykule przedstawiono wyniki obliczeń prądów zwarciovych dla symulowanego zwarcia w punkcie F, zlokalizowanym w kablu K4 (rys. 3 i 4). Podstawowe parametry obiektów przyjęte do obliczeń przedstawiono w tab. 1 i 2.

W celu wyznaczenia wartości prądów zwarciovych w analizowanym fragmencie sieci skorzystano ze wzorów i tabel zawartych w normie [4], w tym z następujących zależności:

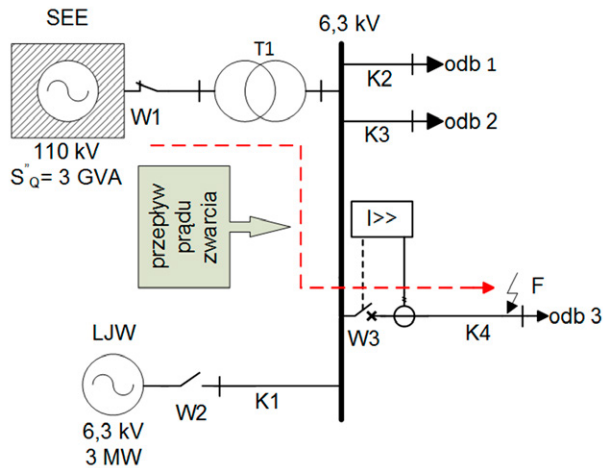
- prąd zwarciovowy początkowy 3-fazowy:

$$I''_{K3f} = \frac{cU_N}{\sqrt{3}|Z_z|'} \quad (1)$$

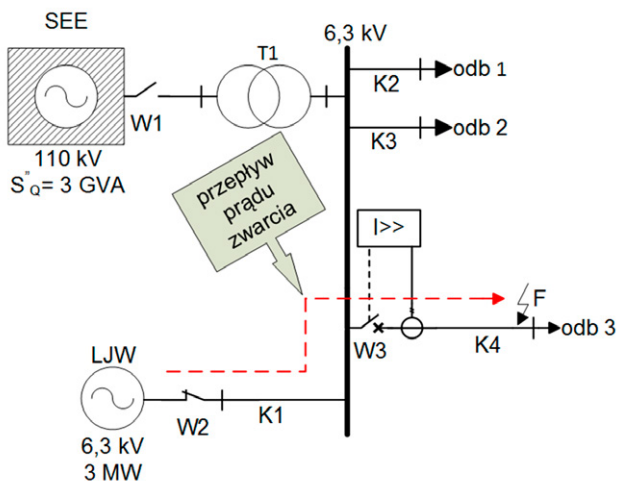
- prąd zwarciovowy początkowy 2-fazowy:

$$I''_{K2f} = \frac{cU_N}{2|Z_z|'} \quad (2)$$

gdzie: c – współczynnik napięciowy, U_N – napięcie znamionowe w miejscu zwarcia, Z_z – impedancja zwarcia.



Rys. 3. Przepływ prądu zwarcia podczas zasilania zakładu górniczego od strony SEE – wariant 1



Rys. 4. Przepływ prądu zwarcia w sytuacji zasilania zakładu górniczego przez lokalną jednostkę wytwórczą – wariant 2

4. Weryfikacja poprawności działania zabezpieczeń nadprądowych

Wybrane rezultaty przeprowadzonych badań analitycznych, dotyczących wartości skutecznych ustalonego prądu zwarciego i weryfikacji działania zabezpieczeń, przedstawiono w tab. 3 i 4 oraz na rys. 5. Weryfikację działania zabezpieczeń przeprowadzono z uwzględnieniem metodyki doboru nastaw tych zabezpieczeń zawartych w [7, 8]. W liniach kablowych (górnictwa), zlokalizowanych w pomieszczeniach niebezpiecznych pod względem wybuchowym, zabezpieczenie od skutków zwarc wieloprądowych wykonuje się jako zabezpieczenie bezzwłoczne, a prąd nastawy wyznacza się zgodnie z zależnością przedstawioną w [7].

$$\frac{k_s k_{nz} I_{om}}{n_i} \leq I_{nz} \leq \frac{k_s I_{k2min}''}{n_i k_{cz}} \quad (3)$$

gdzie: k_s – współczynnik schematowy układu połączeń przekładników prądowych, k_{nz} – współczynnik pewności niewystąpienia

System elektroenergetyczny		
1	Moc zwarciova, S_Q''	3 GVA
2	Napięcie znamionowe, U_N	110 kV
Transformator T1		
1	Moc znamionowa, S_{T1}	25 MVA
2	Przekładnia napięciowa, t_r	110/6,3 kV
3	Napięcie zwarcia procentowe, $u_{z\%}$	12
4	Straty w miedzi, ΔP_{CU}	133 kW
5	Straty w żelazie, ΔP_{FE}	22 kW
6	Prąd jałowy procentowy, $i_{0\%}$	0,5
7	Przekładnia napięciowa, t_r	110/6,3 kV
Linia kablowa K4		
1	Rezystancja jednostkowa, R	0,133 Ω /km
2	Indukcyjność jednostkowa, L	0,5 mH/km
3	Długość linii, l	2 km

Tab. 1. Podstawowe parametry elementów układu sieciowego, w sytuacji zasilania fragmentu sieci od strony SEE – wariant 1

Lokalna jednostka wytwórcza		
1	Moc pozorna, S_N	3,34 MVA
2	Napięcie znamionowe, U_N	6,3 kV
3	Reaktancja podprześciowa, X_d''	1,915 Ω
4	Reaktancja przejściowa, X_d'	2,450 Ω
5	Reaktancja synchroniczna, X_d	28,66 Ω
Linia kablowa K4		
1	Rezystancja jednostkowa, R	0,133 Ω /km
2	Indukcyjność jednostkowa, L	0,5 mH/km
3	Długość linii, l	2 km

Tab. 2. Podstawowe parametry elementów układu sieciowego, w sytuacji zasilania fragmentu sieci przez lokalną jednostkę wytwórczą – wariant 2

zbędnego zadziałania, I_{om} – prąd maksymalnego obciążenia obiektu zabezpieczanego, I_{k2min}'' – najmniejsza obliczeniowa wartość początkowego prądu zwarciego, na końcu zabezpieczanej strefy, n_i – przekładnia przekładnika prądowego, k_{cz} – współczynnik czułości ustalony w normie [8].

Korzystając z zależności (3), dokonano w rozpatrywanej kablowej linii szybowej K4 oszacowania nastawy zabezpieczenia od skutków zwarc wieloprądowych. Wartość tej nastawy może wynosić nawet 3,8 kA. Zestawiając tę wartość z uzyskanymi wynikami obliczeń wartości prądów zwarcia, spodziewanych dla zwarcia w linii K4 podczas pracy wyspowej analizowanego fragmentu sieci (patrz tab. 4), można jednoznacznie stwierdzić, że wymagane bezzwłoczne zadziałanie tego zabezpieczenia nie nastąpi.

5. Wnioski

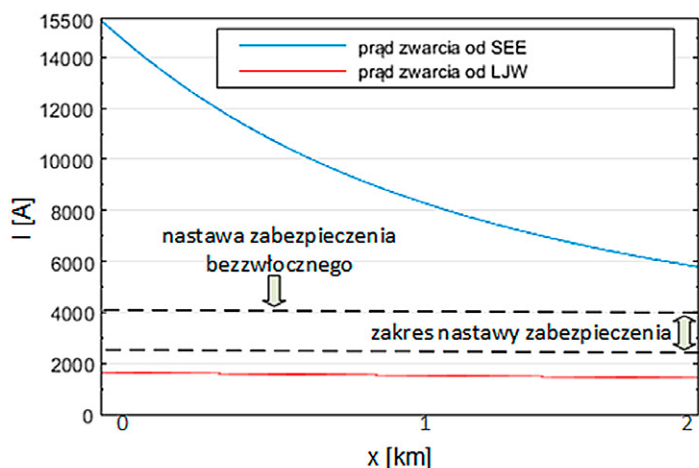
Przedstawione w artykule wyniki badań jednoznacznie wskazują, że klasycznie sparametryzowane zabezpieczenia nadprądowe (wg dotychczasowej praktyki służb zabezpieczeniowych i wytycznych zawartych w [7, 8]) realizują poprawnie swoje

Rodzaj zwarcia	Prąd zwarcia [kA]	Spodziewane działanie EAZ
Zwarcie 3f metaliczne	6,7	poprawne
Zwarcie 2f metaliczne	5,8	poprawne

Tab. 3. Wartości prądu zwarcia w punkcie F analizowanego fragmentu sieci zasilanego z SEE – wariant 1

Rodzaj zwarcia	Reaktancja generatora	Prąd zwarcia [kA]	Spodziewane działanie EAZ
Zwarcie 3-fazowe metaliczne	X_d''	1,66	niepoprawne
	X_d'	1,36	niepoprawne
	X_d	0,14	niepoprawne
Zwarcie 2-fazowe metaliczne	X_d''	1,44	niepoprawne
	X_d'	1,18	niepoprawne
	X_d	0,12	niepoprawne

Tab. 4. Wartości prądu zwarcia w punkcie F analizowanego fragmentu sieci pracującego wyspowo – wariant 2



Rys. 5. Przebieg wartości skutecznej ustalonego prądu zwarcia 2-fazowego w funkcji odległości miejsca zwarcia dla linii kablowej K4

zadania tylko w sytuacji, gdy wewnętrzna sieć zakładu górniczego jest zasilana z SEE. Gdy wydzielony fragment sieci zakładu górniczego przejdzie do pracy wyspowej (np. na skutek awarii w SEE), poziom wartości skutecznej prądu zwarcia towarzyszącego zwarciom wieloprądowym może okazać się niewystarczający do zapewnienia poprawnej identyfikacji i lokalizacji zwarć przez zabezpieczenia nadprądowe. Zatem przejściu do pracy wyspowej powinna towarzyszyć samoczynna adaptacja „nastawień” zabezpieczeń nadprądowych, przy czym „nastawy” te powinny uwzględniać nowe warunki zwarcia występujące w sieci. W razie dużych problemów z doбором nastawień zabezpieczeń (ze względu na mały poziom mocy zwarcia) alternatywą może być stosowanie nieklasycznych systemów automatyki zabezpieczeniowej, np. systemów wieloagentowych [9].

W rzeczywistym układzie sieciowym, jeśli nie będzie zmiany nastaw zabezpieczeń nadprądowych przy przejściu układu do pracy wyspowej, przerwanie przepływu prądu zwarcia zostanie wymuszone przez zabezpieczenia lokalnej jednostki wytórczej, które doprowadzą do jej wyłączenia. Skutkuje to jednak tym, że układ sieciowy zakładu górniczego zostanie pozbawiony rezerwowego źródła zasilania.

BIBLIOGRAFIA

1. Kacejko P., Generacja rozproszona w systemie elektroenergetycznym, Wydawnictwo Politechniki Lubelskiej, Lublin 2004.
2. Kacejko P., Machowski J., Zwania w systemach elektroenergetycznych, Wydawnictwo WNT, Warszawa 2009.
3. Halinka A., Rzepka P., Koncepcja obszarowego systemu automatyki elektroenergetycznej do nadzoru autonomicznych struktur sieci SN z lokalnymi źródłami w postaci źródeł biogazowych, *Przeгляд Elektrotechniczny* 2014, r. 90, nr 8, s. 101–104.
4. PN-EN 60909-0:2002(U). Prądy zwarcia w sieciach trójfazowych prądu przemiennego. Część 0: Obliczanie prądów.
5. Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 23 listopada 2016 r. w sprawie szczegółowych wymagań dotyczących prowadzenia ruchu podziemnych zakładów górniczych [online], <http://prawo.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WDU20170001118> [dostęp: 10.04.2019].
6. Halinka A. i in., Zwiększenie pewności zasilania obiektów podstawowych zakładu górniczego, *Automatyka, Elektryka, Zakłócenia* 2018, nr 4, s. 16–24.
7. Gawor P., Urządzenia elektroenergetyczne w górnictwie, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2011.
8. PN-G-42042:1998. Środki ochronne i zabezpieczające w elektroenergetyce kopalnianej – Zabezpieczenia zwarcia i przeciążenia – Wymagania i zasady doboru.
9. Halinka A., Rzepka P., Szabliski M., Agent model of multi-agent system for area power system protection, Conference MEPS, Wrocław 2015, s. 191–194.

Analysis of Power System Protection Against High-Current Fault Operation in Working Island of the Power Grid Mining Plant

Keywords

island operation, electric power system, power system protection, mining plant

Abstract

The safe operation of a mining plant requires continuous supply of the most important loads. In catastrophic situations, power supply from the power system side may be interrupted, eg. due to break of overhead power lines supplying the plant. Therefore, the supply of selected critical devices of a mining plant from a local generating unit (operating within this plant)

can significantly improve the safety of the mining plant operations. However, the implementation of this task requires separating a fragment of the mining plant network and its transition to island operation. The implementation of such a state requires, among others, carrying out verification of the correct operation of electrical power protection systems. The paper presents analysis of power system protection against high-current fault

operation of the power grid mine working island. Current conditions accompanying high-currents faults in island systems are strongly dependent on the ability of the local electricity generation unit to generate short-circuit current. Usually in case of electricity power network transition to island operation, there is a significant reduction in the level of high-current fault, what may cause a bad operation of power system protection.

KONTAKT

Piotr Rzepka

Politechnika Śląska, Wydział Elektryczny, Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów
PSE Innowacje sp. z o.o.
tel.: +48 32 237 14 81
e-mail: piotr.rzepka@polsl.pl; piotr.rzepka@pse.pl

Mateusz Szablicki

Politechnika Śląska, Wydział Elektryczny, Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów
PSE Innowacje sp. z o.o.
tel.: +48 32 237 14 81
e-mail: mateusz.szablicki@polsl.pl; mateusz.szablicki@pse.pl

Dawid Jurczyk

Politechnika Śląska, Wydział Elektryczny, Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów
tel.: +48 32 237 14 81
e-mail: dawid.jurczyk@polsl.pl

Adrian Halinka

Politechnika Śląska, Wydział Elektryczny, Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów
tel.: +48 32 237 14 81
e-mail: adrian.halinka@polsl.pl

Walory systemu operacyjnego QNX i jego systemów sieciowych w rozproszonych instalacjach obiektowych systemu DCS MASTER

Autorzy

Antonina Kieleczawa
Radosław Izakiewicz
Piotr Pietras
Michał Białecki
Roman Skakowski
Wojciech Szubert
Edward Ziąja

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

system operacyjny QNX, systemy czasu rzeczywistego, systemy automatyki, interfejs użytkownika

Streszczenie

W artykule przedstawiono najważniejsze właściwości systemu QNX, wykorzystywane w obsłudze systemu automatyki DCS MASTER. Wyróżniono systemy operacyjne o monolitycznej strukturze oraz systemy z mikrojądrem. System QNX należy do systemów z mikrojądrem. Mikrojądro QNX obsługuje swoje procesy systemowe, jak również procesy systemu DCS MASTER, z możliwością własnego zarządzania ich wykonywaniem. Przedstawiono ponadto różne systemy obsługi plików, w tym odporny na awarie zasilania system plików QNX6 oraz niezawodne systemy komunikacyjne, firmowe i uniwersalne, oparte na protokołach QNET, TCP/IP i UDP/IP. Systemy te umożliwiają dostęp do rozproszonych zasobów dyskowych stacji i sterowników systemu MASTER. Dostarczają narzędzi do obsługi wielkogabarytowych wyświetlaczy graficznych oraz realizacji lokalnych i zdalnych działań diagnostyczno-serwisowych.

1. Wstęp – systemy czasu rzeczywistego

Systemy czasu rzeczywistego (ang. *Real Time System* – RTS) to systemy komputerowe, w których obliczenia prowadzone są równolegle z przebiegiem obsługiwanych przez nie zewnętrznych procesów technologicznych. Mają one na celu nadzorowanie, sterowanie i terminowe reagowanie na zachodzące w tych procesach zdarzenia.

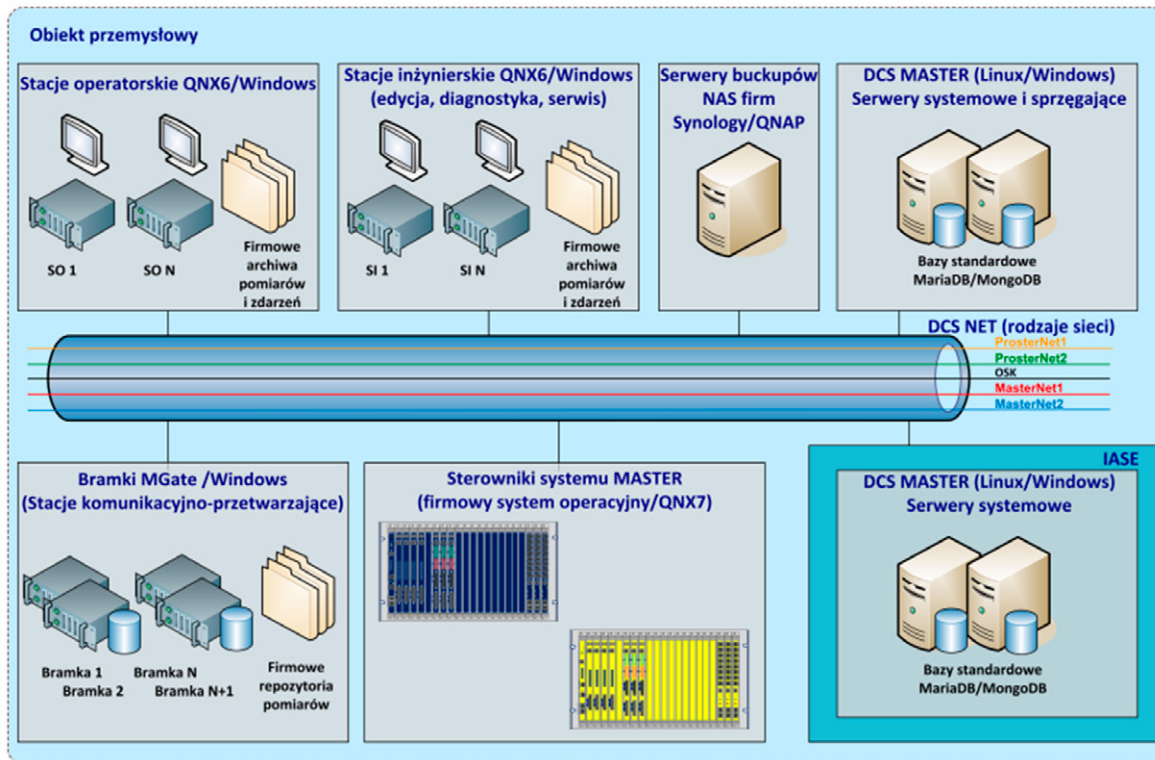
Czynnik czasu jest obecny w działaniu każdego systemu komputerowego, w pewnych systemach może być mało istotny, ale w systemach czasu rzeczywistego ma istotne znaczenie, jest niewątpliwie czynnikiem skuteczności i bezpieczeństwa pracy systemu. Na przykład podczas pracy z edytorem tekstu zwłoka reakcji na polecenie wpisania znaku może być co najwyżej denerwująca, ale niewykrzykie poślizgu kół i reakcja z opóźnieniem komputera pokładowego sterującego pojazdem może spowodować znacznie poważniejsze efekty. Sprawa wygląda podobnie w systemach sterowania i regulacji procesami technologicznymi występującymi przy produkcji ciepła i energii elektrycznej (takimi systemami zajmuje się Instytut Automatyki Systemów Energetycznych sp. z o.o. – IASE). System automatyki DCS MASTER jest złożoną, wielowarstwową funkcjonalnie i organizacyjnie strukturą, dla której dobór platformy operacyjnej jest

niezwykle istotny. Do systemu operacyjnego należy m.in. zarządzanie urządzeniami wejścia/wyjścia, uruchamianie i obsługa procesów, w tym implementacja współbieżności procesów i ich wątków, a także implementacje systemów plików i protokołów komunikacyjnych.

2. Polski system automatyki DCS MASTER – zarys ogólny

Polski system automatyki, opracowany w IASE, ewoluujący od modelu SCADA do DCS MASTER, rozwijany jest od ponad 30 lat przez wysokiej klasy specjalistów i konstruktorów z różnych dziedzin.

Podstawowym zastosowaniem systemu automatyki jest wspomaganie operatorów i inżynierów ruchu przy obsłudze obiektowych procesów technologicznych. Nowoczesne stanowiska operatorskie, wyposażone w pulpity operatorskie, monitory i inne wyświetlacze graficzne, są zlokalizowane w centrach dyspozytorskich zwanych też nastawniami. Pozostałe zasoby systemu DCS MASTER, m.in. szafy komputerowe ze stacjami operatorskimi i szafy procesowe sterowników, są montowane w innych pomieszczeniach technicznych.



Rys. 1. Ogólna struktura systemu DCS MASTER

System DCS MASTER należy do kategorii systemów RTS. W latach 90. XX wieku zdecydowano się wybrać dla systemu automatyki MASTER system operacyjny QNX, który pozwalał na stosunkowo łatwą realizację w systemie współpracy z wieloma urządzeniami automatyki różnych producentów, stosowanymi do pomiaru różnych parametrów elektrycznych, ciepłych i innych w obsługiwanych przez IASE obiektach energetycznych. System QNX umożliwiał m.in. implementację procedur użytkownika do obsługi przerwań sprzętowych komputerów, budowę własnych timerów, umożliwiających uruchamianie procesów użytkownika o określonym czasie i w określonych cyklach, co jest istotnym wymogiem systemów czasu rzeczywistego. W sumie w systemie MASTER zaimplementowano ponad 50 różnych urządzeń automatyki i sterowników, w tym sterowników firmowych z najróżniejszymi protokołami standardowym i firmowymi. Z czasem urządzenia te w większości zostały wyparte przez wyroby nowszej generacji, wyposażone w zalecane protokoły standardowe Modbus/RTU, Modbus TCP/IP, Profibus, ProfiNet, DNP3, OPC i inne. Ogólna struktura systemu DCS MASTER w aktualnej aplikowanej wersji została przedstawiona na rys. 1.

System operacyjny QNX został opracowany przed 1980 rokiem przez kanadyjski koncern Quantum Software Systems. Koncern został z czasem przemianowany na QNX Software Systems i przejęty w 2010 roku przez kanadyjski koncern BlackBerry. System QNX to jedna z najjaśniejszych perełek kanadyjskiej firmy, a systemy czasu rzeczywistego szyte na miarę w środowisku QNX zawsze będą potrzebne w kluczowych zastosowaniach. Systemy te napędzają m.in. elektrownie wodne, ciepłnice, wiatrowe i nuklearne, wspomagają systemy bankowe i pocztowe, kliniki

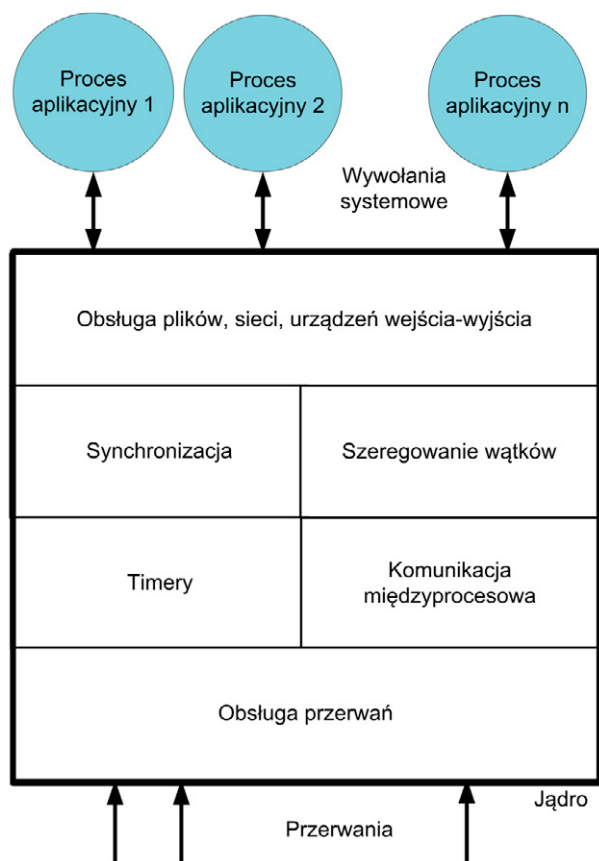
okulistyczne i przemysł samochodowy, który dotychczas zastosował QNX w ponad 50 milionach aut.

3. Zalety architektury systemów operacyjnych z mikrojądrem

Podstawową funkcją każdego systemu operacyjnego jest zarządzanie zasobami. Funkcję tę pełnią systemy o różnej strukturze. Można wyróżnić dwa podstawowe wzorce systemów, system monolityczny i system z mikrojądrem.

W **systemie monolitycznym** (rys. 2) podstawowe funkcje systemu, takie jak: szeregowanie procesów, obsługa urządzeń, pamięci i komunikacji, są umieszczane w pojedynczym module programowym zwanym jądrem. Fragmenty kodu jądra są wykonywane w wyniku przerwań i uruchomień wywołań systemowych. Jądro nie podlega szeregowaniu, a awaria w jego obrębie skutkuje awarią całego systemu. Mikrojądro nie jest procesem, jest modulem stwarzającym ramy, w których procesy mogą istnieć. W porównaniu z systemem monolitycznym **system o architekturze mikrojądra** (rys. 3) ma wiele zalet, m.in.:

- **szeregowanie procesów** systemowych przez nadawanie im różnych priorytetów, w tym faworyzowanie procesów obsługi urządzeń wejścia/wyjścia, od których wymaga się krótkich czasów reakcji
- **modularność systemu**, zdecydowanie zwiększająca niezawodność pracy, wyrażająca się w podziale monolitycznej struktury na oddzielnie rozwijane, uruchamiane i testowane procesy
- **wzajemna izolacja procesów systemowych**, wyrażająca się w fakcie, że każdy z procesów jest wykonywany w oddzielnie chronionym segmencie przestrzeni adresowej i awaria jednego z nich nie przenosi się na pozostałe procesy



Rys. 2. Struktura operacyjnego systemu monolitycznego

- **możliwość dynamicznego uruchamiania i zatrzymywania** procesów systemowych, podobnie jak procesów użytkowych, bez potrzeby restartowania systemu operacyjnego.

Do wad systemów z mikrojądrem należy zaliczyć nieco mniejszą średnią wydajność, związaną z większą liczbą przełączeń kontekstu zadań, co we współczesnym świecie bardzo szybkich komputerów przestaje być wadą.

System QNX6 Neutrino jest systemem z mikrojądrem (rys. 4). Zbudowany jest on z modułu zwanego mikrojądrem i zbioru procesów systemowych, realizujących wspomniane już usługi na rzecz procesów aplikacyjnych (użytkowych), w tym przypadku procesów systemu MASTER. Procesy systemowe i użytkowe nie różnią się co do istoty, mają tylko inne priorytety i uprawnienia. Procesy komunikują się pomiędzy sobą za pomocą różnych mechanizmów komunikacji międzyprocesorowej IPC (ang. *Interprocess Communication*) i podlegają szeregowaniu. Czynności, takie jak: zarządzanie pamięcią, szeregowanie procesów, implementacja czasomierzy (ang. *timers*), zapewnienie komunikacji międzyprocesorowej i obsługa przerwania, należą do mikrojądra. System QNX może być zatem rozpatrywany jako zbiór komunikujących się procesów.

4. Preferencje systemu QNX6 dla zastosowań w systemach RTS

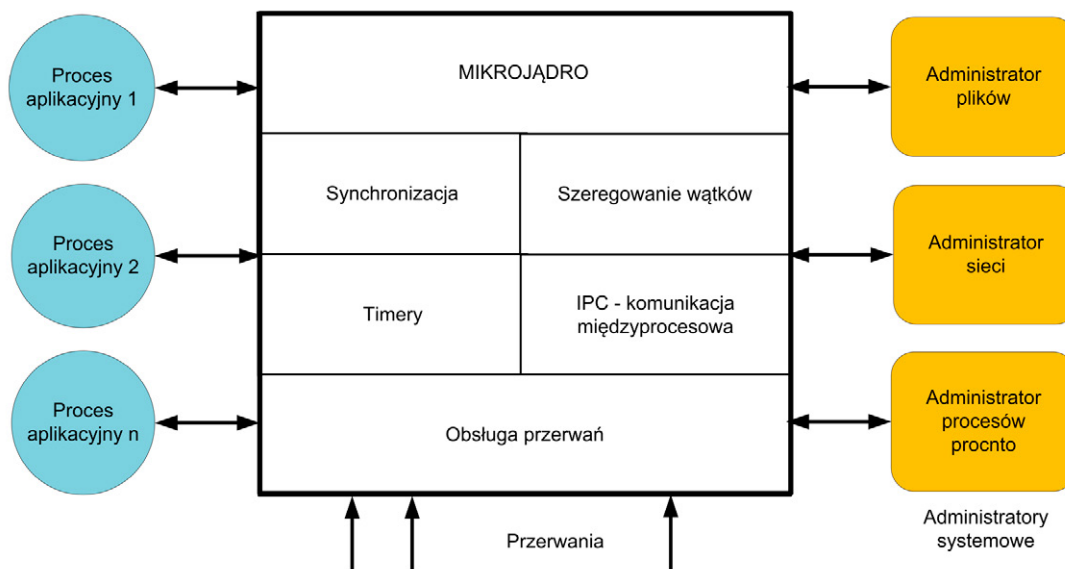
Nowe instalacje systemu DCS MASTER są wykonywane pod systemem QNX6 z mikrojądrem Neutrino.

Najważniejsze cechy systemu QNX6 to:

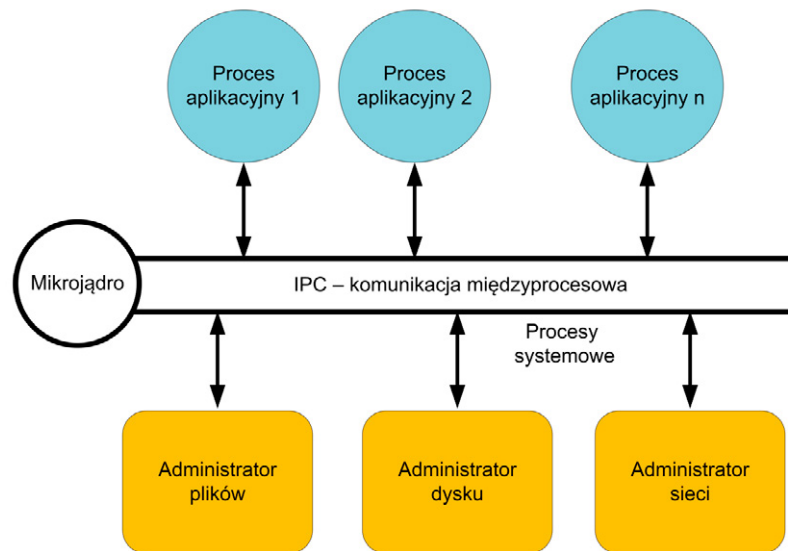
- identyczność obsługi przez mikrojądro procesów systemowych QNX6 oraz procesów użytkowych systemu MASTER
- możliwość zarządzania wykonywaniem procesów użytkownika przez priorytety i algorytmy szeregowania
- prosta implementacja różnych systemów plików, w tym systemu plików QNX6, odpornego na awarie zasilania
- niezwykle szybki, firmowy system komunikacyjny QNX6-Qnet, umożliwiający przejrzysty dostęp do zasobów dyskowych komputerów w sieci lokalnej
- uniwersalny system komunikacyjny IPv4 i IPv6 zrealizowany na bazie protokołów TCP/IP.

4.1. Szeregowanie procesów i ich wątków w systemie QNX6 Neutrino

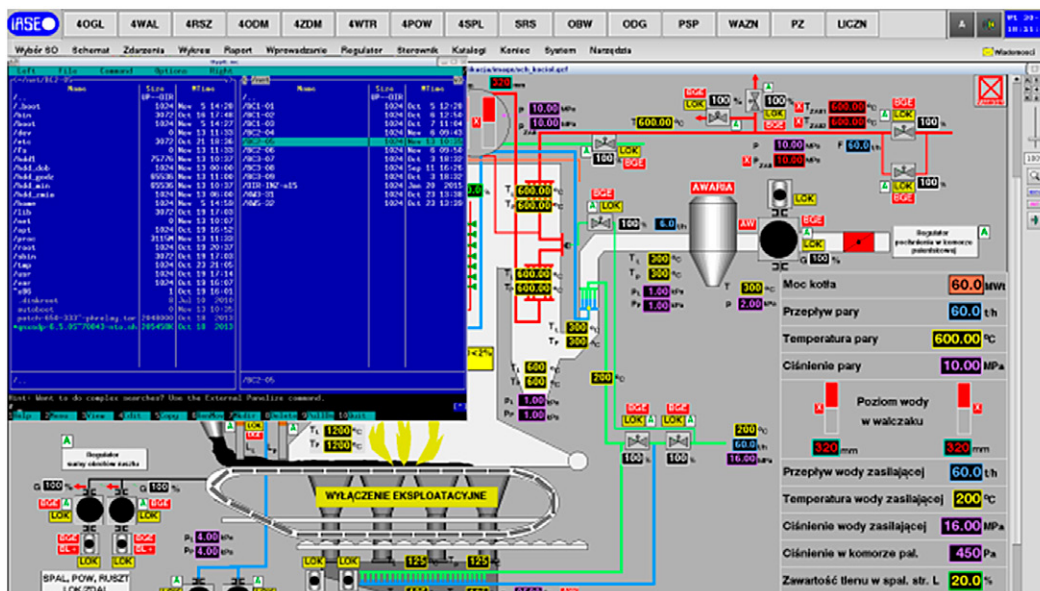
Każdy z procesów użytkowych wykonywanych w systemie ma przyporządkowany priorytet z zakresu 1–63. Najniższy priorytet



Rys. 3. Struktura operacyjnego systemu z mikrojądrem



Rys. 4. Struktura systemu QNX6 z Neutrino



Rys. 5. Protokół QNX6-Qnet – przezroczysty dostęp do plików stacji operatorskich w sieci lokalnej

zero ma systemowy proces jałowy (ang. *idler*), podejmowany, gdy w systemie nie ma żadnych gotowych do wykonania wątków. W systemie może być więcej procesów i ich wątków na tym samym priorytecie, dlatego wprowadzona została dodatkowo strategia szeregowania wątków.

W systemie QNX6 możliwe jest:

- **szeregowanie karuzelowe** (ang. *Round Robin scheduling*), polegające na przydzieleniu kwantu czasu dla wykonującego się wątku
- **szeregowanie FIFO** (ang. *FIFO scheduling*), przypominające szeregowanie karuzelowe, z tym że po wyczerpaniu kwantu czasu wątek nie jest wyłączone, aż samoistnie zwolni procesor lub zostanie wyłączone przez wątek o wyższym priorytecie

- **szeregowanie sporadyczne** (ang. *sporadic scheduling*), z oscylującym priorytetem w trakcie wykonywania wątku od uruchomieniowego priorytetu do zadanego, obniżonego priorytetu.

4.2. System plików

W systemie QNX6 Neutrino zaimplementowano wiele różnych systemów plików mogących współistnieć równocześnie. Obsługiwane są one przez niezależne procesy systemowe, tzw. administratory zasobów, które obsługują standardowe polecenia obsługi plików, takie jak: open, read, write czy close. Każdy z systemów plików obejmuje fragment przestrzeni nazw, obsługuje drzewo katalogów i plików poniżej punktu jego montowania. Taka konstrukcja systemu plików charakteryzuje się tym, że:

- dowolne systemy plików mogą być startowane i zatrzymywane dynamicznie w trakcie pracy systemu
- system plików wykonywany w jednym węźle sieciowym może być dostępny w sposób przezroczysty w innym węźle.

5. Protokół komunikacyjny QNX6-QNET oraz standard sieciowy TCP/IP

Oba systemy komunikacyjne w systemie QNX6 współlistnieją na tych samych mediach komunikacyjnych w zakresie sieci lokalnych. Uniwersalny system TCP/IP może wykraczać poza media lokalne do sieci rozległej. Systemowy protokół QNX6-Qnet używany jest do przekazywania komunikatów w ramach zasobów lokalnych komputera i sieciowych.

W systemie QNX Neutrino zaimplementowano standardowe protokoły (TCP,UDP)/IP z kompletem ogólnie znanych, między-systemowych usług (typu m.in. ftp, telnet, time) oraz systemowe usługi QNX6 (phindows, phditto, phrelay). Usługi systemowe QNX, wyłącznie lub w powiązaniu z ogólnie znanymi usługami systemu komunikacyjnego TCP, stosowane są m.in. do obsługi wyświetlaczy wielkogabarytowych oraz również wykonywania lokalnych lub zdalnych prac diagnostyczno-serwisowych.

6. Interfejs użytkownika systemu DCS MASTER w środowisku graficznym PHOTON

Środowisko graficzne Photon MicroGUI (ang. *Photon Micro Graphical User Interface*) to rewelacyjne osiągnięcie firmy QNX. Jest bardzo małe i szybkie (45 kB), stanowiąc jednocześnie kompletne rozwiązanie interfejsu graficznego, przeznaczonego dla systemów wbudowanych oraz systemów komputerowych.

6.1. Ogólne uwagi o interfejsie użytkowym systemu DCS MASTER

Funkcją centrów sterowania procesami technologicznymi jest obserwacja i kontrola różnych procesów oraz możliwość wydawania poleceń regulacyjno-sterowniczych. Najczęściej to operatorzy są odpowiedzialni za rozpoznanie potencjalnych problemów i inicjowanie właściwych akcji, dlatego odpowiednie zaprojektowanie centrów sterowania, zwanych też nastawniami lub dyspozytorniami, jest sprawą istotnej wagi. Powszechność stosowania komputerów w życiu prywatnym zasadniczo zwiększyła wymagania użytkowników w zakresie funkcjonalności i prostoty obsługi systemów automatyki. Rozwój systemu DCS MASTER kontynuowany jest do dziś we wszystkich jego obszarach, tj. aktualnych technologii obiektowych, technik przesyłania danych, sprzętu komputerowego i sieciowego, praktyk programistycznych i możliwości funkcjonalnych, w tym rozwoju interfejsu obsługi systemu MASTER. Prosty, funkcjonalny i przyjazny interfejs użytkownika jest zwieńczeniem wszystkich atutów systemu automatyki, który procentuje aprobatą bezpośrednich użytkowników, tj. operatorów obsługujących procesy technologiczne. Umożliwia on m.in. szybkie reagowanie i uzyskanie istotnych informacji o sytuacji obiektowej w krytycznych momentach, związanych z awaryjnym zachowaniem obsługiwanych urządzeń i procesów.

6.2. Przykładowe implementacje interfejsu użytkowego DCS MASTER w zakresie wyświetlaczy graficznych

Efektowną i miarodajną prezentacją interfejsu użytkownika systemu DCS MASTER są stosowane w nastawniach różnego rodzaju wyświetlacze graficzne, w tym:

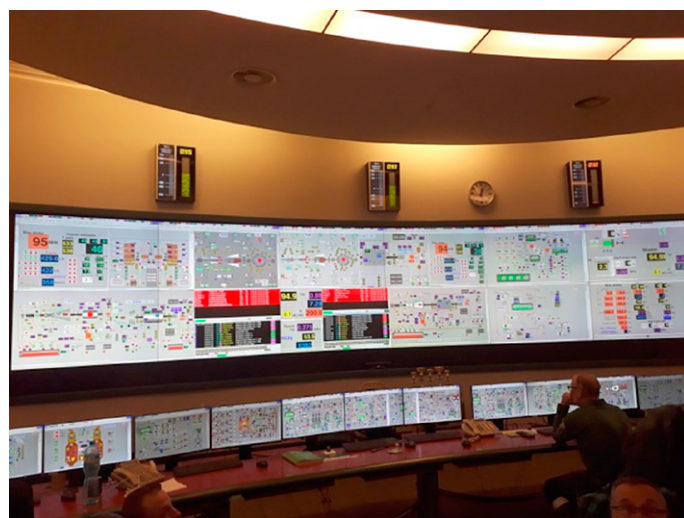
- ściany graficzne wielkogabarytowe (fot. 2)
- monitory LCD, pulpityowe i naścienne (fot. 3).

Dla porównania dawnych i aktualnych rozwiązań zamieszczono fragment dawnej nastawni (fot. 1).

Jednym z kluczowych elementów nowoczesnych nastawni (choć kosztownym) staje się **wielkoformatowa wizualizacja** monitorowanych procesów. Wizualizacja wielkoformatowa wymaga skomplikowanych systemów projekcyjnych, nazywanych ścianami graficznymi. Najważniejszą zaletą ścian graficznych jest możliwość projekcji dużych obrazów o bardzo wysokiej rozdzielczości. Całością ścian graficznych sterują przeznaczone do tego komputery z odpowiednim oprogramowaniem obsługi.



Fot. 1. Fragment dawnej nastawni z aparaturą kontrolno-pomiarową



Fot. 2. Fragment nowoczesnej nastawni systemu DCS MASTER z implementacją ściany graficznej



Fot. 3. Fragment nowoczesnej nastawni systemu DCS MASTER z monitorami LCD oraz widok panelu dotykowego

Alternatywnym, tańszym rozwiązaniem dla nastawni są powszechnie używane monitory LCD średnie i wielkogabarytowe (fot. 3). W małych instalacjach systemu DCS MASTER, dotyczących powszechnie znanych specjalizowanych systemów IASE, tj. regulatorów turbin UNIMAT, zabezpieczeń blokowych KUZB i pomiarów specjalnych UNIKONT, na drzwiach szaf procesowych systemów montowane są panele dotykowe.

7. Podsumowanie

Presja użytkowników, przyzwyczajonych do pracy z systemami Windows, niemających doświadczenia w eksploatacji systemów automatyki na bazie systemów unixowych, w tym QNX, zwłaszcza w na nowo pozyskiwanych rynkach, może spowodować ograniczenie zapotrzebowania na systemy DCS MASTER z bazą QNX. Z tych powodów aktualnie w IASE wykonywana jest migracja systemu DCS MASTER z systemu QNX na platformę systemu Windows. Nie zmienia to faktu, że aktualnie dostępny system QNX 6.5 Neutrino jest w pełni funkcjonalnym i bezpiecznym systemem operacyjnym z możliwością realizacji dowolnie skalowanych, użytkowych systemów automatyki różnych kategorii, od systemów wbudowanych po duże kompleksowe systemy automatyki „pod klucz”. Wieloletnie, pozytywne doświadczenie w instalacjach obiektowych systemu MASTER na bazie QNX oraz uznanie jego walorów funkcjonalnych i niezawodnościowych upewniło pracowników IASE do zastosowania najnowszej wersji systemu QNX7 jako platformy operacyjnej dla nowej generacji sterowników MASTER, opracowywanej w IASE.

BIBLIOGRAFIA

1. Zejma J., Systemy czasu rzeczywistego, Wydział Fizyki, Astronomii i Informatyki Stosowanej, Uniwersytet Jagielloński, Kraków 2010 [online], http://users.uj.edu.pl/~zejma/PPT_Prac_09.pdf [dostęp: 12.04.2019].
2. Patnaik A., QNX i 35 przykładów jak bardzo wpływa na nasze życie, BBNews.pl. Nowości ze świata technologii, 2015 [online], <https://www.bbnews.pl/2015/03/qnx-i-35-przykladow-jak-bardzo-wplywa-na-nasze-zycie/> [dostęp: 12.04.2019].

The Advantages of the QNX Operating System and its Network Systems in Distributed Object Installations of the Master DCS

Keywords

QNX operating system, real-time systems, automation systems, user interface

Abstract

The article presents the most important properties of the QNX system, used in the service of the MASTER DCS. Operation systems with a monolithic structure and microkernel systems, to which the QNX system belongs, are discussed. QNX supports its system processes as well as the MASTER DCS system processes with the ability to manage their execution. Different file systems are presented, including the QNX6 file system resistant to power failures and reliable corporate and universal communication systems based on protocols (TCP, UDP)/IP. These systems enable access to distributed hard drive resources of operator stations and controllers of the MASTER system. They provide tools to support large-sized graphic displays and to implement local and remote diagnostics and maintenance.

KONTAKT

Antonina Kieleczawa

Institut Automatyki Systemów Energetycznych sp. z o.o., Wrocław

tel.: +48 71 348 42 21

e-mail: antonina.kieleczawa@iase.wroc.pl

Radosław Izakiewicz

Institut Automatyki Systemów Energetycznych sp. z o.o., Wrocław

tel.: +48 71 348 42 21

e-mail: radoslaw.izakiewicz@iase.wroc.pl

Piotr Pietras

Institut Automatyki Systemów Energetycznych sp. z o.o., Wrocław

tel.: +48 71 348 42 21

e-mail: piotr.pietras@iase.wroc.pl

Michał Białecki

Institut Automatyki Systemów Energetycznych sp. z o.o., Wrocław

tel.: +48 71 348 42 21

e-mail: michal.bialecki@iase.wroc.pl

Roman Skakowski

Institut Automatyki Systemów Energetycznych sp. z o.o., Wrocław

tel.: +48 71 348 42 21

e-mail: roman.skakowski@iase.wroc.pl

Wojciech Szubert

Institut Automatyki Systemów Energetycznych sp. z o.o., Wrocław

tel.: +48 71 348 42 21

e-mail: wojciech.szubert@iase.wroc.pl

Edward Ziaja

Institut Automatyki Systemów Energetycznych sp. z o.o., Wrocław

tel.: +48 71 348 42 21

e-mail: edward.ziaja@iase.wroc.pl

Modelowanie obiektów danych zgodnych z IEC 61850 w układach regulacji napięcia i mocy biernej

Autorzy

Dariusz Kołodziej
Ksawery Opala
Tomasz Ogryczak

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

norma IEC 61850, regulacja napięcia i mocy biernej, ARST, ARNE

Streszczenie

W artykule opisano przykład modelowania prototypowego układu regulacji napięcia i mocy biernej zgodnie z rozwiązaniami zawartymi w normach IEC 61850 (PN-EN 61850). Typowe urządzenia stosowane w energetyce oraz funkcje przez nie realizowane (m.in. zabezpieczenia, regulatory) zostały ustandaryzowane i ujęte w normach jako kompatybilne klasy węzłów logicznych. Wiele urządzeń, zwłaszcza prototypowych lub stosowanych w mniejszej skali, nie posiada swojej reprezentacji w normach IEC 61850. Autorzy tych układów samodzielnie tworzą modele obiektów danych, a następnie własne definicje węzłów logicznych, postępując zgodnie z określonymi w normach zasadami. W Polsce takim przykładem są układy regulacji napięcia i mocy biernej dla stacji najwyższych napięć oraz elektrowni (ARST lub ARST/ARNE).

1. Wprowadzenie

W Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) szeroko stosowane są od wielu lat układy regulacji napięcia i mocy biernej ARST oraz ARST/ARNE. Układy te wielokrotnie były opisywane w krajowej literaturze, przykładowo w [1–3]. Coraz bardziej powszechne stosowanie normy IEC 61850 oznacza konieczność opracowania modeli obiektów danych odzwierciedlających funkcje realizowane przez ww. układy regulacji.

2. Modelowanie obiektów danych zgodne z IEC 61850

Modelowanie obiektów danych oparte jest na następujących częściach normy IEC 61850:

- IEC 61850-5 [4] – określa wymagania komunikacyjne dla funkcji i modeli urządzeń
- IEC 61850-7-1 [5] – określa podstawowe zasady i metody modelowania klas węzłów i obiektów danych
- IEC 61850-7-3 [6] – definiuje wspólne klasy danych (CDC)
- IEC 61850-7-4 [7] – definiuje klasy węzłów logicznych i obiektów danych dla dziedziny systemów automatyzacji stacji.

2.1. Podstawowe pojęcia

Norma IEC 61850 posługuje się wieloma terminami i definicjami [4]. Poniżej skrótowo omówiono niektóre z nich, istotne w kontekście niniejszego artykułu.

Funkcje, zgodnie z normą, są zadaniami realizowanymi przez system automatyki stacyjnej. Składają się z części nazywanych **węzłami logicznymi** (ang. *logical nodes* – LN). Węzły logiczne

posiadają właściwość umożliwiającą im wymianę danych z innymi węzłami logicznymi. Funkcja może być rozproszona, gdy jest realizowana za pomocą kilku węzłów logicznych zlokalizowanych w różnych fizycznych urządzeniach.

W układach regulacji napięcia i mocy biernej (ARST oraz ARST/ARNE) mamy przykładowo do czynienia z takimi funkcjami, jak: regulacja wybranej wielkości (napięcie, moc bierna, sterowanie pozycją przełącznika zaczepek transformatora) z wykorzystaniem transformatorów i generatorów, blokowanie działania w pewnych sytuacjach, sygnalizacja niesprawności czy tworzenie danych niezbędnych dla SCADA i ośrodków dyspozytorskich do wizualizacji przebiegu procesu regulacji oraz do zdalnego sterowania. Jak to zostanie w dalszej części artykułu przedstawione, funkcje układu regulacji będą reprezentowane przez wiele węzłów logicznych. Funkcje mogą być rozproszone pod względem fizycznej lokalizacji, gdy są realizowane przez układ regulacji obejmujący transformatory w stacji (ARST) oraz generatory do niej przyłączone (ARNE) z pobliskiej elektrowni.

Norma określa trzy poziomy, na których mogą być realizowane funkcje: procesu, pola i stacji. Generalnie układ regulacji napięcia i mocy biernej ARST lub ARST/ARNE realizuje funkcje poziomu stacji, a w wybranych przypadkach przekracza go poprzez współpracę z pobliskimi elektrowniami i farmami wiatrowymi. Układy regulacji korzystają z wybranych danych (pomiarów, stanów łączników) dotyczących całej stacji, zmieniają przekładnie transformatorów w stacji i wpływają na poziom generacji mocy biernej w generatorach przyłączonych do poszczególnych rozdzielni stacji. Funkcje dotyczące interfejsu generują wiele informacji

niezbędnych do wizualizacji działania układu na terminalach SCADA w stacji i ośrodkach dyspozytorskich.

2.2. Dekompozycja funkcji i kompozycja węzłów logicznych

Dekompozycja funkcji realizowanych w systemach automatyki stacyjnej lub w innych dziedzinach prowadzi do uzyskania węzłów logicznych, czyli najmniejszych jednostek, które są wykorzystywane do wymiany informacji w ramach działania funkcji [4].

W procesie dekompozycji funkcji uzyskuje się różnorodne informacje: jednobitowe, dwubitowe, analogowe i inne, również takie, które mogą być wyłącznie monitorowane albo również sterowane.

Proces kompozycji to działanie mające na celu uzyskanie klasy węzła logicznego z obiektów danych powstałych po dekompozycji. Klasa węzła logicznego następnie posłuży do budowy **urządzeń logicznych** (ang. *logical device* – LD).

2.3. Tworzenie nowych klas węzłów logicznych

Układy regulacji napięcia i mocy biernej dla stacji najwyższych napięć oraz elektrowni (ARST lub ARST/ARNE) są dość powszechnie stosowane w Polsce. Funkcje przez nie realizowane nie mają bezpośredniej reprezentacji w standardowych węzłach logicznych zdefiniowanych w normie IEC 61850. Autorzy stanęli przez koniecznością zaadaptowania istniejących standardowych węzłów lub stworzeniem nowych.

Rozdział 14 normy IEC 61850-7-1:2011 [5] przedstawia szczegółowo zasady postępowania, jakimi należy się kierować przy doborze istniejących klas, rozszerzaniu istniejących lub definiowaniu nowych. Zasady te dotyczą klas węzłów logicznych, klas obiektów danych i wspólnych klas danych (CDC). Wprowadzono pojęcie klasy ustandaryzowanej, oznaczającej kompatybilne klasy węzłów logicznych, zdefiniowane w normie IEC 61850-7-4:2011 [7].

Ogólna zasada postępowania jest następująca:

- jeżeli istnieje standaryzowana klasa węzła logicznego, która odpowiada modelowanej funkcji, to należy ją użyć
- można tę istniejącą klasę węzła rozszerzyć o nowe obiekty danych
- jeżeli modelowana funkcja nie jest możliwa do realizacji na podstawie standaryzowanych klas węzłów logicznych, to konieczne jest zdefiniowanie nowej klasy węzła logicznego
- modelowana funkcja, jeżeli jest realizowana za pomocą nowo zdefiniowanej klasy węzła logicznego, powinna posiadać obiekty danych, jeżeli to tylko możliwe na podstawie standardowych nazw klas obiektów.

2.4. Dekompozycja funkcji układów ARST i ARST/ARNE

Funkcje, w dużym uproszczeniu, realizowane przez układ ARST lub ARST/ARNE można podzielić następująco:

- odbiór ze SCADA danych odwzorowujących stan stacji, na tej podstawie analiza topologii stacji i wybór pomiarów do wykorzystania w procesie regulacji i do wizualizacji pracy układu

- realizacja procesu regulacji napięcia i mocy biernej, sterowania przekładniami transformatorów i mocą bierną generatorów, sygnalizacja blokad regulacji
- wykrywanie i sygnalizacja stanów awaryjnych
- obsługa wartości zadanych napięć, mocy biernych i zaczepek oraz zadanych kryteriów regulacji.

Szczegółowo analizując działanie algorytmu ARST, można zauważyć, że poszczególne liczne funkcje układu, na które można podzielić zadania układu regulacji, są związane (na zasadzie wyłączności) z transformatorami, generatorami, pojedynczymi systemami szyn lub ich sekcjami albo z całymi rozdzielniami. Ponadto część z nich jest związana wyłącznie z całością układu regulacji ARST i nie zależy od liczby transformatorów i systemów szyn.

Funkcje bardziej szczegółowo są opisane w dalszej części artykułu, w kontekście obiektów danych im odpowiadających w poszczególnych klasach węzłów logicznych.

3. Klasy węzłów logicznych reprezentujących układy regulacji ARST i ARST/ARNE

Autorzy zdecydowali się na utworzenie sześciu nowych klas węzłów logicznych do modelowania układów regulacji napięcia i mocy biernej (ARST i ARST/ARNE): ARSA (model transformatora), ARSB (system szyn lub sekcji), ARSC (rozdzielnia), ARSG (generator), ARST (całość układu regulacji w stacji) i ARNE (całość układu regulacji w pobliskiej elektrowni). Pierwsze litery nazw – „A” oznaczają, że węzły należą do grupy regulacji automatycznej zgodnie z normą [7]. Pozostałe litery (od drugiej do czwartej) nawiązują w znacznym stopniu do nazwy automatyk ARST i ARNE.

Istniejące standardowe klasy węzłów logicznych zdefiniowane w [7], takie jak: ARCO (ang. *reactive power control*), ATCC (ang. *automatic tap changer controller*), AVCO (ang. *voltage control*) czy GAPC (ang. *generic automatic process control*) w niewystarczającym stopniu nadają się do reprezentacji opisywanego układu regulacji. W nowo zdefiniowanych klasach węzłów logicznych wykorzystano jednak (tam, gdzie to było możliwe) standardowe nazwy obiektów danych, pochodzące z wyżej wymienionych węzłów grupy A, lub zachowano do nich pewne podobieństwo.

3.1. Węzeł logiczny modelujący transformator lub autotransformator

Funkcje realizowane przez ARST związane z transformatorami (lub autotransformatorem):

- analiza topologii stacji w zakresie transformatorów
- sygnalizacja załączenia transformatora do regulacji automatycznej prowadzonej przez układ ARST
- sygnalizacja blokad napięciowych, przeciążeniowej, sygnalizacja skrajnej dolnej lub skrajnej górnej pozycji przełącznika zaczepek transformatora
- sygnalizacje stanów awaryjnych
- pozycja przełącznika zaczepek transformatora
- statystyka przełączeń przełącznika zaczepek
- wartość blokady przeciążeniowej
- wielkość strefy nieczułości przy regulacji mocy biernej

- zapis i odczyt kryterium regulacji transformatora
- zapis i odczyt wartości zadanej mocy biernej i wartość zadanej pozycji przełącznika zaczeptów (zadany numer zaczeptu)
- kasowanie niektórych błędów regulacji.

Definicja klasy węzła logicznego, odpowiadającego realizacji funkcji układu regulacji związanych z transformatorem, jest przedstawiona w tab. 1. Dla lepszego zrozumienia zastosowania poszczególnych obiektów danych, w kolumnie wyjaśniającej znaczenie (ang. *explanation*) poszczególnych obiektów danych skorzystano z terminologii pochodzącej ze standardowych list sygnałów wprowadzonych przez operatora systemu przesyłowego PSE SA.

3.2. Węzeł logiczny modelujący pojedynczy system szyn lub jego sekcję

Funkcje realizowane przez ARST, związane z pojedynczymi systemami szyn to:

- analizy topologii stacji w zakresie systemu szyn
- bieżąca wartość mierzonego napięcia na systemie szyn
- zapis i odczyt wartości zadanej napięcia dla systemu.

3.3. Węzeł logiczny modelujący rozdzielnię

Funkcje realizowane przez ARST, związane z rozdzielniami to:

- analiza topologii stacji w zakresie całej rozdzielni
- zakres dopuszczalnych wartości zadanych napięcia (minimum i maksimum)
- wartości blokad napięciowych
- wielkość strefy nieczułości regulacji napięcia.

3.4. Węzeł logiczny modelujący generator

Funkcje realizowane przez ARST/ARNE, związane z generatorem w pobliskiej elektrowni pracującym pod kontrolą układu ARNE (w elektrowni) to:

- analiza topologii stacji w zakresie generatora

ARSA class				
Data object name	Common data class	Explanation	T	M/O/C
LNNName		The name shall be composed of the class name, the LN-Prefix and LN-Instance-ID according to IEC 61850-7-2, Clause 22.		
Data objects				
<i>Status information</i>				
Auto	SPS	ARST - AT# Załączony do regulacji ARST		M
ParOp	SPS	ARST - AT# Praca równoległa (wiodący/śledzący)		O
AreaOp	SPS	ARST - AT# Załączony do regulacji obszarowej (feedback)		O
OpModeZ	SPS	ARST - AT# Pracuje w kryterium regulacji Z (feedback)		M
OpModeQ	SPS	ARST - AT# Pracuje w kryterium regulacji Q (feedback)		M
OpModeD	SPS	ARST - AT# Pracuje w kryterium regulacji D (feedback)		M
OpModeG	SPS	ARST - AT# Pracuje w kryterium regulacji G (feedback)		M
OpModeA	SPS	ARST - AT# Pracuje w kryterium regulacji A (feedback)		C1
OpModeR	SPS	ARST - AT# Pracuje w kryterium regulacji R (feedback)		C1
IndRsErr	SPS	ARST - AT# Kasowanie błędów (feedback)		M
IndHiMin	SPS	ARST - AT# R###kV Blokada podnapięciowa (strona wyższa AT#)		M
IndHiMax	SPS	ARST - AT# R###kV Blokada nadnapięciowa (strona wyższa AT#)		M
IndLoMin	SPS	ARST - AT# R###kV Blokada podnapięciowa (strona niższa AT#)		M
IndLoMax	SPS	ARST - AT# R###kV Blokada nadnapięciowa (strona niższa AT#)		M
IndVAMax	SPS	ARST - AT# Blokada przeciążeniowa		M
IndTapMin	SPS	ARST - AT# Blokada - skrajny dolny zaczept		M
IndTapMax	SPS	ARST - AT# Blokada - skrajny górny zaczept		M
ErrTapChg	SPS	ARST - AT# Awaria przełącznika zaczeptów		M
ErrRatioChg	SPS	ARST - AT# Błąd zmiany przekładni - awaria sterowania		M
ErrRatio	SPS	ARST - AT# Błąd przekładni - blokada regulacji		M
ErrArea	SPS	ARST - AT# Błąd pracy obszarowej		O
ChgTms	INS	ARST - AT# Czas do przełączenia zaczeptu		M
ChgDayNum	INS	ARST - AT# Dobowa liczba przełączeń zaczeptów		M
ChgMonthNum	INS	ARST - AT# Miesięczna liczba przełączeń		M
BusHiConn1	SPS	ARST - AT# R###kV połączony z systemem # (strona wyższa AT#)		M
BusLoConn1	SPS	ARST - AT# R###kV połączony z systemem # (strona niższa AT#)		M
<i>Measured and metered values</i>				
TotW	MV	ARST - AT# wartość mocy czynnej P		M
TotVAr	MV	ARST - AT# wartość mocy biernej Q		M
Tap	MV	ARST - AT# Numer zaczeptu Z		M
SptVAr	MV	ARST - AT# Wartość zadanej mocy biernej Q (feedback)		M
SptTap	MV	ARST - AT# Wartość zadanej numeru zaczeptu (feedback)		M
LimVArMin	MV	ARST - AT# Min. wartość zadanej mocy biernej Q		M
LimVArMax	MV	ARST - AT# Max. wartość zadanej mocy biernej Q		M
LimTapMin	MV	ARST - AT# Min. wartość zadanej numeru zaczeptu Z		M
LimTapMax	MV	ARST - AT# Max. wartość zadanej numeru zaczeptu Z		M
BlkVAMax	MV	ARST - AT# Wartość blokady przeciążeniowej		M
BndWidVAr	MV	ARST - AT# Wartość strefy nieczułości regulacji Q		M
<i>Controls</i>				
AreaOpSORNOn	SPC	ARST - AT# Załączenie do regulacji obszarowej (SORN)		M
AreaOpSORNOff	SPC	ARST - AT# Wylączenie do regulacji obszarowej (SORN)		M
OpModeSSINZ	SPC	ARST - AT# wybór kryterium regulacji Z (SSIN)		M
OpModeSSINQ	SPC	ARST - AT# wybór kryterium regulacji Q (SSIN)		M
OpModeSSIND	SPC	ARST - AT# wybór kryterium regulacji D (SSIN)		M
OpModeSSING	SPC	ARST - AT# wybór kryterium regulacji G (SSIN)		M
OpModeSSINA	SPC	ARST - AT# wybór kryterium regulacji A (SSIN)		C1
OpModeSSINR	SPC	ARST - AT# wybór kryterium regulacji R (SSIN)		C1
SptVArSSIN	APC	ARST - AT# Wartość zadana - moc bierna (SSIN)		M
SptTapSSIN	APC	ARST - AT# Wartość zadana - numer zaczeptu Z (SSIN)		M
RsErrSSIN	SPC	ARST - AT# Kasowanie błędów (SSIN)		M
...
<i>Settings</i>				
Condition C1: Wymagane dla systemów, do których przyłączone są generatory pracujące w ARNE lub fanny wiatrowe współpracujące z ARST				

Tab. 1. ARSA – węzeł logiczny reprezentujący (auto)transformator w układzie ARST

ARSB class				
Data object name	Common data class	Explanation	T	M/O/C
LNName		The name shall be composed of the class name, the LN-Prefix and LN-Instance-ID according to IEC 61850-7-2, Clause 22.		
Data objects				
<i>Status information</i>				
BusCtl	SPS	ARST - R###kV System # załączony do regulacji		M
BusConn1	SPS	ARST - R###kV System # połączony z systemem #		M
<i>Measured and metered values</i>				
Vol	MV	ARST - R###kV Wartość napięcia UL12 na sys. #		M
SptVol	MV	ARST - R###kV Wartość zadanego napięcia na sys. # (feedback)		M
SptDVol	MV	ARNE - R###kV Wartość odchyłki napięcia na sys. # (feedback)		C1
SumW	MV	ARNE - R###kV Wartość sumarycznej generacji mocy czynnej P do sys. #		C2
SumVAr	MV	ARNE - R###kV Wartość sumarycznej generacji mocy biernej Q do sys. #		C2
VArMin	MV	ARNE - R###kV Wartość sumarycznej generacji minimalnej mocy biernej Qmin do sys. #		C2
VArMax	MV	ARNE - R###kV Wartość sumarycznej generacji maksymalnej mocy biernej Qmaks do sys. #		C2
VArKMin	MV	ARNE - R###kV Wartość sumarycznej generacji minimalnej ograniczonej mocy biernej Qkmin do sys. #		C2
VArKMax	MV	ARNE - R###kV Wartość sumarycznej generacji maksymalnej ograniczonej mocy biernej Qkmaks do sys. #		C2
DVol	MV	ARNE - R###kV Wartość zadana nachylenia charakterystyki DU na sys. #		C1
<i>Controls</i>				
SptVolSSIN	APC	ARST - R###kV Wartość zadana - napięcie na sys. # (SSIN)		M
SptDVolSSIN	APC	ARST - R###kV Wartość zadana nachylenia charakterystyki DU na sys. # (SSIN)		C1
...
Condition C1: Wymagane dla systemów, do których przyłączone są generatory pracujące w ARNE lub farmy wiatrowe współpracujące z ARST				
Condition C2: Wymagane dla systemów, do których przyłączone są generatory pracujące w ARNE				

Tab. 2. ARSB – węzeł logiczny reprezentujący pojedynczy system szyn lub sekcję w układzie ARST

ARSC class				
Data object name	Common data class	Explanation	T	M/O/C
LNName		The name shall be composed of the class name, the LN-Prefix and LN-Instance-ID according to IEC 61850-7-2, Clause 22.		
Data objects				
<i>Measured and metered values</i>				
LimVolMin	MV	ARST - R###kV Min. wartość zadawanego napięcia		M
LimVolMax	MV	ARST - R###kV Maks. wartość zadawanego napięcia		M
LimDVolMin	MV	ARNE - R###kV Min. wartość nachylenia charakterystyki DU		C1
LimDVolMax	MV	ARNE - R###kV Max. wartość nachylenia charakterystyki DU		C1
BlkVolMin	MV	ARST - R###kV wartość blokady podnapięciowej		M
BlkVolMax	MV	ARST - R###kV wartość blokady nadnapięciowej		M
BndVidVol	MV	ARST - R###kV wartość strefy nieczułości regulacji U		M
Condition C1: Wymagane dla systemów, do których przyłączone są generatory pracujące w ARNE lub farmy wiatrowe współpracujące z ARST				

Tab. 3. ARSC – węzeł logiczny reprezentujący w układzie ARST wszystkie systemy szyn rozdzielni o tym samym napięciu

- sygnalizacja załączenia generatora do regulacji automatycznej, prowadzonej przez układ ARNE w elektrowni, oraz regulacji obszarowej
- sygnalizacja blokad
- pomiary mocy brutto czynnej i biernej, napięcia generatora, prądu wzbudzenia, dostępnej mocy biernej i zakresu ograniczeń mocy biernej.

3.5. Węzły logiczne modelujące układy regulacji ARST i ARNE

Funkcje aplikacji układów ARST i ARST/ARNE, wspólne dla całości układu regulacji to:

- sygnalizację awarii sterownika układu regulacji ARST, komunikacji ARST ze SCADA (systemem sterowania i nadzoru SSIN)
- sygnalizacja braku zasilania lub awarii zasilacza
- sygnalizacja ogólna awarii pomiarów
- sygnalizacja ogólna blokady procesu regulacji
- sygnalizacja odrzucenia przez ARST zmiany wartości zadanej lub zmiany kryterium regulacji.

3.6. Implementacja węzłów w układzie regulacji napięcia i mocy biernej

Implementację nowych klas węzłów logicznych dla układu regulacji ARST/ARNE w przykładowej stacji przedstawiono na rys. 1. Nazwy instancji węzłów logicznych, związanych z poszczególnymi elementami stacji elektroenergetycznej, umieszczono w prostokątach.

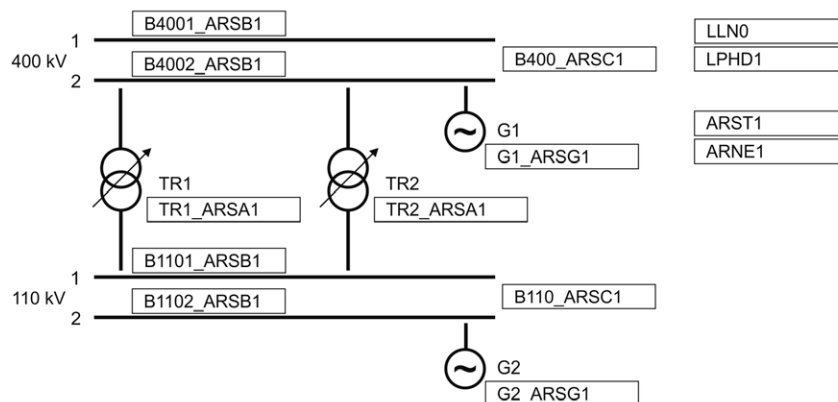
Uproszczony przykład powiązań węzłów logicznych reprezentujących fragment układu regulacji napięcia i mocy biernej ARST ze SCADA w stacji przedstawiono na rys. 2. Układ ARST jako klient pobiera ze SCADA, pełniąc rolę serwera, niezbędne informacje do realizacji swoich funkcji. To przede wszystkim stany łączników i pomiary z wybranych pól stacji, które są dostępne w obiektach danych odpowiednich węzłów logicznych (CSWI, MMXU). Sterowanie zmianą pozycji przełącznika zaczeptów transformatora również odbywa się poprzez oddziaływanie na węzeł logiczny reprezentujący przełącznik zaczeptów (ATCC lub YLTC). SCADA, pełniąc rolę klienta, pobiera niezbędne informacje z obiektów danych węzłów logicznych reprezentujących funkcje

ARST class				
Data object name	Common data class	Explanation	T	M/O/C
LNName		The name shall be composed of the class name, the LN-Prefix and LN-Instance-ID according to IEC 61850-7-2, Clause 22.		
Data objects				
<i>Status information</i>				
ErrARST	SPS	ARST - Awaria sterownika układu ARST		M
ErrMea	SPS	ARST - Awaria – błąd pomiaru blokujący regulację		M
ErrCTVT	SPS	ARST – Pomiar bezpośredni - Zanik		O
ErrSCADA1	SPS	ARST - Kanał łączności z SSIN1 - Zanik		M
ErrSCADA2	SPS	ARST - Kanał łączności z SSIN2 - Zanik		O
ErrSORN	SPS	ARST - Kanał łączności z MK-SORN - Zanik		O
DCAIm1	SPS	ARST – Napiecie 220 V DC zasilania 1 - Zanik		O
DCAIm2	SPS	ARST – Napiecie 220 V DC zasilania 2 - Zanik		O
IndBlkCtl	SPS	ARST – Blokada regulacji		M
IndStpLoSSIN	SPS	ARST – Wartość zadana z terminala za niska (SSIN)		M
IndStpHiSSIN	SPS	ARST – Wartość zadana z terminala za wysoka (SSIN)		M
IndIllegalSSIN	SPS	ARST – Niedozwolona zmiana parametru/kryterium (SSIN)		M
...

Tab. 4. ARST – węzeł logiczny reprezentujący sygnały dotyczące całości urządzenia w układzie ARST

ARNE class				
Data object name	Common data class	Explanation	T	M/O/C
LNName		The name shall be composed of the class name, the LN-Prefix and LN-Instance-ID according to IEC 61850-7-2, Clause 22.		
Data objects				
<i>Status information</i>				
ErrCom1	SPS	ARST - Kanał łączności ARNE 1 – Zanik		M
ErrCom2	SPS	ARST - Kanał łączności ARNE 2 - Zanik		O
NotOp	SPS	ARNE - Nieczynne		M

Tab. 5. ARNE – węzeł logiczny reprezentujący sygnały dotyczące całości układu ARNE

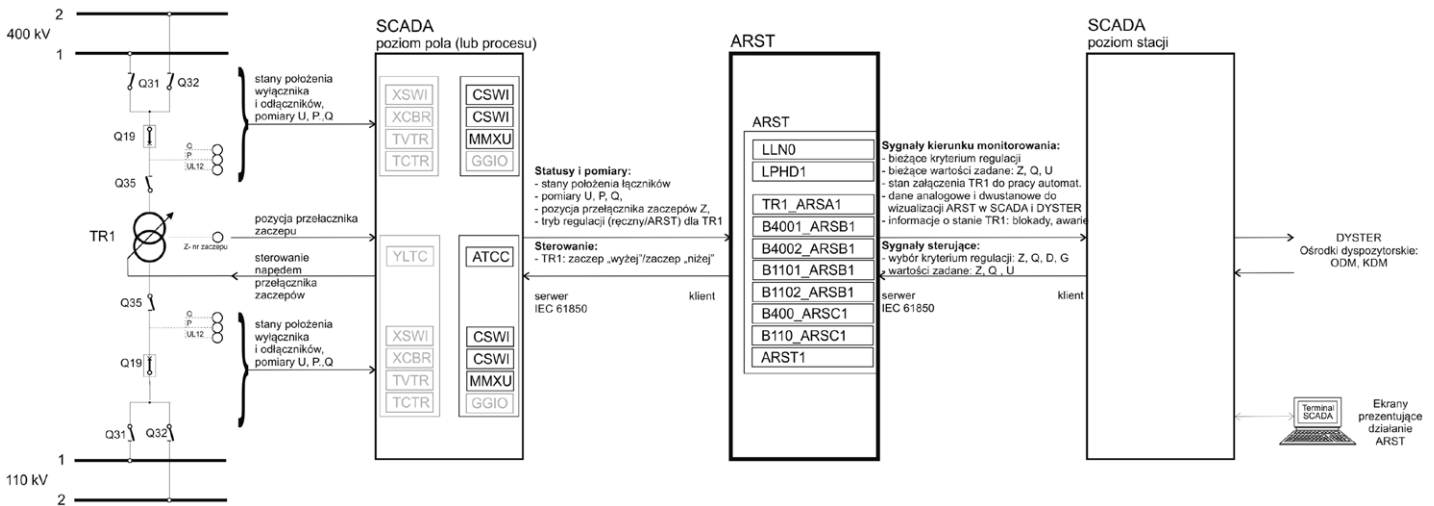


Rys. 1. Węzły logiczne reprezentujące funkcjonalność układu regulacji w przykładowej stacji i elektrowni

realizowane przez układ ARST (klasy ARSA, ARSB, ARSC, ARST). Jak wcześniej zostało opisane, są to informacje o stanie pracy układu, awariach i blokadach, wartości binarne i analogowe do wizualizacji stanu stacji i prowadzonego procesu regulacji w SCADA i zdalnych ośrodkach dyspozytorskich (węzły klasy ARSA, ARSB, ARSC, ARST). Zmiana kryterium regulacji (napiecie, moc bierna, sterowanie pozycją przełącznika zaczepów), zmiana wartości zadanej mocy biernej czy zmiana pozycji przełącznika zaczepów jest realizowana poprzez oddziaływanie na odpowiednie obiekty danych węzła klasy ARSA. Zmiana napięcia zadane dla określonego systemu dokonuje się poprzez odpowiedni obiekt danych węzła klasy ARSB. Węzeł klasy ARST dostarcza informacji o ewentualnym odrzuceniu zmiany wartości zadanej czy kryterium regulacji.

4. Wnioski końcowe

Poprawność modeli i ich kompletność zostanie zweryfikowana w najbliższym czasie w realizowanym obecnie układzie regulacji ARST/ARNE dla stacji 220 kV/110 kV Praga. Praca będzie kontynuowana w kierunku rozszerzenia modeli o farmy wiatrowe i statyczne źródła mocy biernej. Może to być realizowane poprzez definicję kolejnych klas węzłów logicznych lub ewentualnie dodatkowe obiekty danych w istniejących już węzłach.



Rys. 2. Powiązania układu regulacji ARST ze SCADA

BIBLIOGRAFIA

1. Dolny R., Madajewski K., Mazur M., Automatyka regulacji napięcia w krajowym systemie elektroenergetycznym, *Przegląd Elektrotechniczny* 2009, nr 9.
2. Kowalak R. i in., Węzły sieci przesyłowej i rozdzielczej [w:] Automatyka systemowa a bezpieczeństwo energetyczne kraju, red. Z. Szczerba, t. 3, Politechnika Gdańska, 2013.
3. Powroźnik M., Kołodziej D., Nowe algorytmy regulacji napięcia i mocy biernej stosowane w układach ARNE/ARST dla autotransformatorów pracujących w przyelektrownianych stacjach elektroenergetycznych najwyższych napięć – część 1, *Przegląd Elektrotechniczny* 2013, nr 11.
4. PN-EN 61850-5:2013. Systemy i sieci komunikacyjne automatyzacji przedsiębiorstw energetycznych – Część 5: Wymagania komunikacyjne dla modeli funkcji i urządzeń.
5. PN-EN 61850-7-1:2011. Systemy i sieci telekomunikacyjne do automatyzacji przedsiębiorstw energetycznych – Część 7-1: Podstawowa struktura komunikacyjna – Zasady i modele.
6. PN-EN 61850-7-3:2011. Systemy i sieci komunikacyjne w stacjach elektroenergetycznych – Część 7-3: Podstawowa struktura komunikacyjna – Wspólne klasy danych.
7. PN-EN 61850-7-4:2011. Systemy i sieci komunikacyjne w stacjach elektroenergetycznych – Część 7-4: Podstawowa struktura komunikacyjna – Kompatybilne klasy węzłów logicznych i danych.

Data Objects Modelling of Voltage and Reactive Power Control Systems According to Standard IEC 61850

Keywords

standard IEC 61850, voltage and reactive power control, ARST, ARNE

Abstract

The paper presents the example of modelling prototype voltage and reactive power control device according to the solutions contained in the standards IEC 61850 (PN-EN 61850). Typical devices used in power engineering and their implemented functions (protections, controllers, etc.) have been standardized and defined in the standards as a compatible class of logical nodes. Many devices, especially prototype devices or those used on a lesser scale, do not have their representation in IEC 61850 standards. The authors of these systems create models of data objects independently and next, their own definitions of logical nodes following the rules defined in the standards. In Poland, such examples are voltage and reactive power control systems for the highest voltage substations and power plants (ARST or ARST/ARNE).

KONTAKT

Dariusz Kołodziej

Instytut Energetyki Oddział Gdańsk

tel.: +48 58 349 81 66

e-mail: d.kolodziej@ien.gda.pl

Ksawery Opala

Instytut Energetyki Oddział Gdańsk

tel.: +48 58 349 81 66

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

Tomasz Ogryczak

Instytut Energetyki Oddział Gdańsk

tel.: +48 58 349 81 60

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

Dwukryterialna optymalizacja kolejności faz w wybranych układach linii elektroenergetycznych NN w Krajowym Systemie Przesyłowym

Autorzy

Jacek Wasilewski
Paweł Kubek

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

asymetria napięcia, optymalizacja kolejności faz, układy przesyłowe, algorytmy ewolucyjne

Streszczenie

W artykule przedstawiono model i wyniki dwukryterialnej optymalizacji kolejności faz dla wybranych układów ciągów liniowych NN w Krajowym Systemie Przesyłowym (KSP), w kontekście minimalizacji wartości współczynników asymetrii napięć i prądów. Scharakteryzowano szczegółowo funkcję celu, zmienne decyzyjne, parametry zadania oraz zmienne stanu. Rozważono kryteria, takie jak: nakład inwestycyjny konieczny do wykonania przeplotu symetryzacji linii (przeplotu) i współczynniki asymetrii napięć. Do rozwiązania przedstawionego wyżej modelu optymalizacyjnego wykorzystano algorytm ewolucyjny. W celu priorytetyzacji rozważanych kryteriów zastosowano podejście quasi-leksykograficzne. Przedstawiono szczegółową analizę otrzymanych wyników wraz z analizą wpływu niepewności danych wejściowych na otrzymane wyniki.

1. Wprowadzenie

W układach przesyłowych występowanie asymetrii napięć i prądów wynika z różnych impedancji własnych i wzajemnych poszczególnych faz, co jest spowodowane określonym rozłożeniem przewodów fazowych (torów prądowych) na konstrukcji wsporczej linii. Zgodnie ze standardem KSE poziom zawartości składowej przeciwnej napięcia w sieciach 400 kV, 220 kV i 110 kV nie powinien przekraczać 1% [1]. W wyjątkowych sytuacjach dopuszcza się maksymalny udział składowej przeciwnej do wartości 2%. Jako wyjątkowe sytuacje należy rozumieć układy sieci inne niż normalne (stany remontowe, stany awaryjne, skutkujące np. wyłączeniem toru linii) [2].

2. Przedstawienie problemu i założenia ogólne

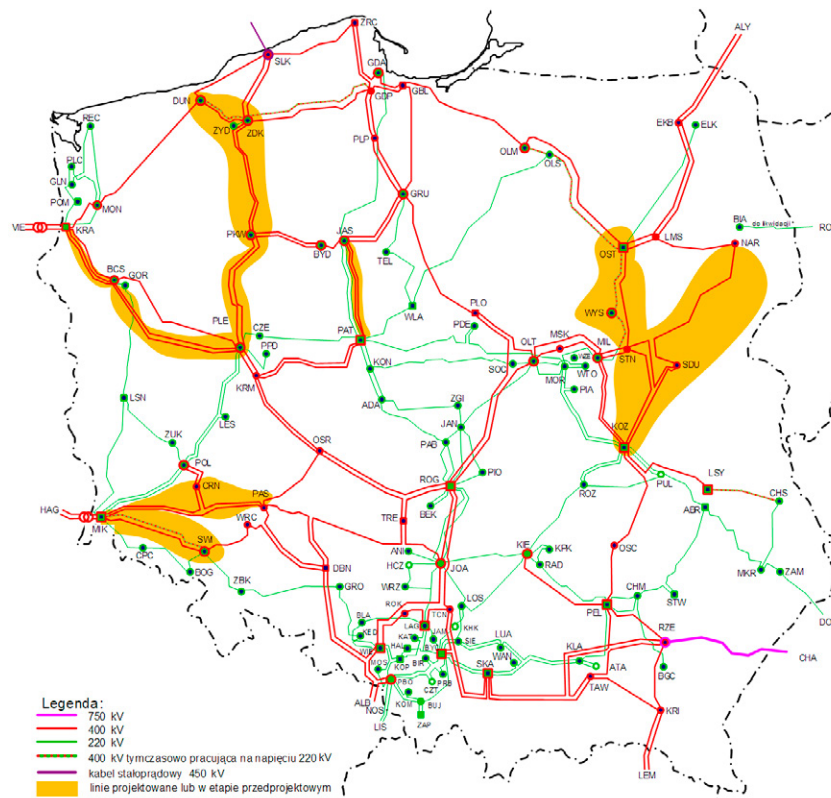
Celem przeprowadzonej analizy była optymalizacja układów (kolejności) faz dla wybranych projektowanych ciągów liniowych NN, w kontekście asymetrii napięć i prądów.

Obiektem prowadzonej analizy jest Krajowy System Przesyłowy (KSP) w procesie jego rozwoju do 2025 roku [3]. Dla wybranych planowanych inwestycji liniowych należało dokonać doboru kolejności faz lub zdecydować o konieczności zastosowania przeplotu w kontekście zachowania dopuszczalnych wartości współczynników asymetrii napięć i prądów, są to następujące ciągi liniowe:

- linia dwutorowa 400 kV: Baczyna Systemowa – Krajnik – inwestycja w realizacji (2020 rok)
- linia dwutorowa 400 kV: Mikułowa – Pasikurowice (z wcięciem jednego toru do SE Czarna) – inwestycja w realizacji (2020 rok)

- linia dwutorowa 400 kV: Piła Krzewina – Plewiska – inwestycja w realizacji (2020 rok)
- linia dwutorowa 400 kV: Jasiniec – Pątnów – inwestycja w realizacji (2018 rok)
- linia dwutorowa 400 kV: Mikułowa – Świebodzice – inwestycja w przygotowaniu przedinwestycyjnym (2022 rok)
- linia dwutorowa 400 kV: Baczyna Systemowa – Plewiska – inwestycja w przygotowaniu przedinwestycyjnym (2022 rok)
- linia jednotorowa/dwutorowa 400 kV: Siedlce – Narew oraz 400 kV: Kozienice – Stanisławów i Siedlce – Stanisławów – inwestycja częściowo w przygotowaniu przedinwestycyjnym (2020 rok), częściowo wybudowana
- linia dwutorowa 400 kV: Piła Krzewina – Dunowo (z wcięciem jednego toru do SE Żydowo Kierzkowo) – inwestycja w przygotowaniu przedinwestycyjnym (2022 rok)
- linia dwutorowa 400 kV: Ostrołęka – Stanisławów (z wcięciem jednego toru do SE Wyszaków) – inwestycja w przygotowaniu przedinwestycyjnym (2022 rok).

W wyżej wymienionej liście podano w nawiasie przyjęty rok oddania linii do ruchu w KSE. Rok ten wynika z umowy między operatorem systemu przesyłowego (OSP) a wykonawcą inwestycji (inwestycje w realizacji) lub z planu rozwoju sieci przesyłowej, jeśli linia jest w przygotowaniu przedinwestycyjnym. Zakłada się, że dla linii, na które jest już podpisana umowa z wykonawcą, dobiera się wyłącznie układ faz. Tym samym nie dopuszcza się możliwości zastosowania przeplotu przewodów fazowych. W liniach, które są planowane do budowy, rozważa się zarówno możliwość zastosowania przeplotów, jak również



Rys. 1. Schemat układu analizowanej sieci przesyłowej – etap 2022

odpowiedniego doboru układu faz. Niektóre z wymienionych linii 400 kV zawierają tory pracujące czasowo na napięciu 220 kV. Na podstawie przedstawionej wyżej listy inwestycji liniowych wraz z rokiem ich uruchomienia rozważa się trzyetapowy proces rozwoju KSP: etap 2018, etap 2020, etap 2022. Na rys. 1 przedstawiono schemat układu analizowanej sieci przesyłowej w etapie 2022.

Podstawą analizy były modele rozptyłowe KSE odpowiadające poszczególnym etapom rozwoju w okresie zimowym, podczas szczytu obciążenia i z minimalną generacją z farm wiatrowych. W rozpatrywanych modelach występują największe przepływy w rozważanych liniach przesyłowych, co determinuje najbardziej niekorzystne warunki asymetrii napięciowej i prądowej.

Ze względu na minimalizację czasu rozwiązania zadania rozptyłu mocy we współrzędnych fazowych zdecydowano o zredukowaniu modelu sieci KSP do ekwiwalentu zawierającego projektowane linie i ich otoczenie sieciowe.

Modele linii NN w układzie fazowym zostały opracowane na podstawie danych dotyczących konstrukcji rozważanych linii (budowanych, planowanych do budowy oraz istniejących) oraz przewodów fazowych i odgromowych.

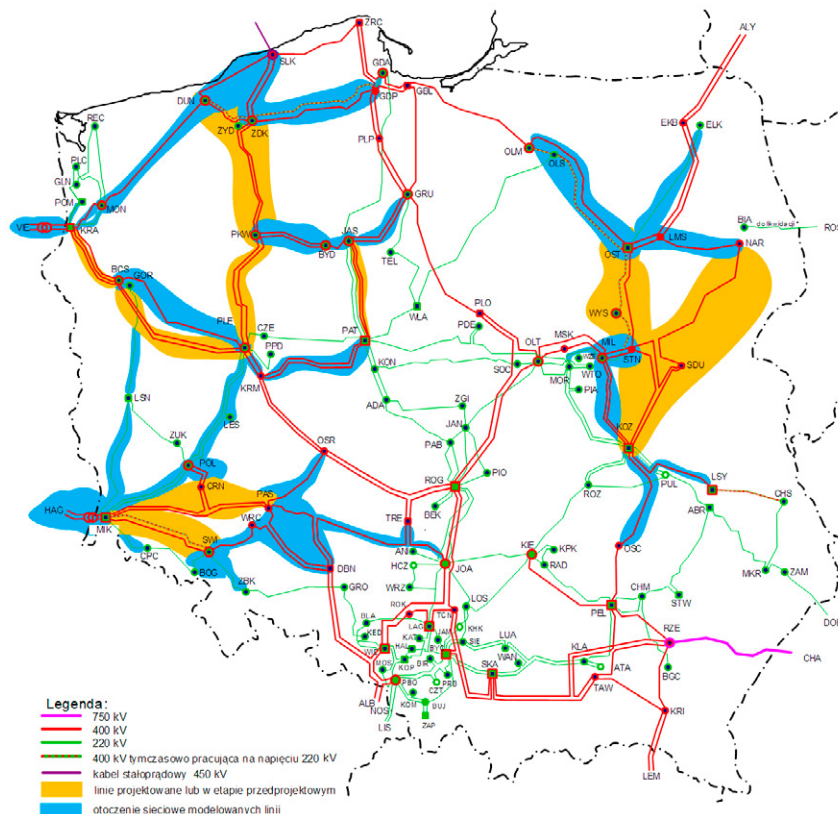
Linie NN, będące elementami modelowanego otoczenia sieciowego, a posiadające niewielkie długości, zostały odwzorowane jako elementy symetryczne (modele dla składowej zgodnej zaczerpnięte z modeli rozptyłowych).

Dla nowo budowanych linii, dla których nie zostały dotąd określone parametry konstrukcyjne, przyjęto następujące założenia:

- jednorodny odcinek na słupach serii E33 i ich pokrewnych
- udział słupów przelotowych i mocnych – (50/50)%
- przewody fazowe typu 408-AL1F/34-UHST
- przewody odgromowe typu OPGW-2S 2/24 (M121/R70-110); odpowiednik przewodu AFL-1,7 95
- rezystywność gruntu równa 300 Ω m.

W raporcie [4] wykazano, że zmiana typu przewodu fazowego lub przewodu odgromowego nie wpływa istotnie na wartości współczynnika asymetrii napięciowej i prądowej. Brak istotnego wpływu wykazano również po zmianie rezystywności gruntu oraz zmianie proporcji udziału słupów przelotowych i mocnych [4]. Z kolei udział w linii słupów nadleśnych jest umiarkowanie istotny, tj. wartość względna współczynnika asymetrii może się zmniejszyć lub zwiększyć do ok. 20% dla konstrukcji odpowiednio: nadleśnych i beczkowych [4]. Fakt ten został uwzględniony przy omawianiu wyników doboru układów fazowych rozważanych dwutorowych linii 400 kV.

Zakładając, że w KSP układy faz linii dochodzących do węzła kompensują warunki asymetrii napięciowej, odwzorowanie niesymetrii otoczenia sieciowego linii sprowadza się do uwzględnienia wszystkich elementów gałęziowych sieci mających wspólny węzeł z projektowaną linią. Jeśli nowe linie są zlokalizowane względnie blisko siebie (łączy je co najwyżej dwie szeregowo połączone gałęzie), to można określić wspólne otoczenie sieciowe wokół wszystkich projektowanych linii. Zakres obszaru otoczenia sieciowego dla etapu rozwoju 2020 przedstawiono na rys. 2.



Rys. 2. Schemat otoczenia sieciowego analizowanego układu przesyłowego – etap 2022

3. Sformułowanie modelu optymalizacyjnego

Problem doboru układu faz w układach sieci NN opisano w postaci zadania optymalizacyjnego, w którym wyróżniono:

- zmienne decyzyjne: brak lub przeplecenie przewodów fazowych na trasie linii w określonych cyklach oraz przyporządkowanie poszczególnych przewodów fazowych do określonych miejsc na głowicach krańcowych słupów linii napowietrznych
- parametry zadania: geometria konstrukcji wsporczych linii, geometria przewodów fazowych (wiązki) i odgromowych, długość linii, napięcia fazowe symetryczne, prądy fazowe symetryczne, parametry otoczenia sieciowego oraz jego topologia i konfiguracja
- zmienne stanu: napięcia i prądy fazowe niesymetryczne, prądy w przewodach odgromowych, rozkład pola elektromagnetycznego wokół rozpatrywanej linii NN.

Rozważa się wariant z wieloma inwestycjami liniowymi, budowanymi w wielu etapach, a zatem układ faz jest optymalizowany jednocześnie dla wielu linii w wielu etapach rozwoju KSP.

Niech T jest rozważanym przedziałem czasu w procesie rozwoju sieci NN z interwałami dwuletnimi. Innymi słowy, jest to zbiór lat, w których planuje się oddać linie do ruchu. W analizowanym wariantcie zbiór ten przyjmuje postać $T = \{2018, 2020, 2022\}$. W nawiązaniu do zbioru T określa się zbiór linii w postaci $B = \{B_t\}$, gdzie $t \in T$. A zatem:

- $B_{2018} \{JAS-PAT\}$
- $B_{2020} \{JAS-PAT, PKW-PLE, BCS-KRA, MIK-CRN-PAS, SDU-NAR-STN-KOZ\}$

- $B_{2022} \{JAS-PAT, PKW-PLE, BCS-KRA, MIK-CRN-PAS, SDU-NAR-STN-KOZ, PKW-ZDK-DUN, BSC-PLE, MIK-SWI, STN-WYS-OST\}$.

Ze względu na większą złożoność struktur linii MIK-CRN-PAS, SDU-NAR-STN-KOZ, PKW-ZDK-DUN oraz STN-WYS-OST linie te stanowią podzbiory ich fragmentów pozwalających na zamodelowanie ich geometrii.

Niech $m_i = (m_1, m_2, m_3, m_4, m_5, m_6)_i$ oznacza zbiór zmiennych decyzyjnych w zakresie miejsc wprowadzenia przewodów fazowych na słup krańcowy i -tej linii, gdzie $i \in B$. Jednocześnie rozważa się rodzaj zastosowanego przeplotu (lub jego brak) w każdej z rozważanych linii, tj. ξ_i .

Rozważa się następujący zbiór celów:

- nakład inwestycyjny konieczny do wykonania przeplotu – nakład ten dla każdej linii jest ponoszony jednorazowo, zatem koszt sumaryczny sumuje się po liniach, tj.: $f_K = \sum_{i \in B} K_i$ gdzie $K_i = \{0, 1, 2, 3\}$
- asymetria napięcia – $f_{\alpha_U} = \sum_{i \in \mathcal{H}_U} \alpha_{U,2\%,i}^2$ gdzie \mathcal{H}_U jest zbiorem rozważanych węzłów SEE, w których wyznacza się wektory napięć we współrzędnych fazowych. Zbiór \mathcal{H}_U uwzględnia kategorię czasu, a zatem $\mathcal{H}_U = \{\mathcal{H}_{U,t}\}$, gdzie $t \in T$, a zatem niektóre węzły będą występować w funkcji celu współczynnika α_U więcej niż jeden raz, jeśli istnieją w rozważanym procesie rozwoju NN dłużej niż przez jeden etap rozwoju.

Formalnie model optymalizacyjny zadania można zapisać w następujący sposób:

$$\min_{\substack{\{m_i\} \in \mathcal{L}^{|B|}, \\ \{\xi_i\} \in \{0, 1, 2, 3\}^{|B|}}} [f_K(\{\xi_i\}), f_{\alpha_U}(\Delta, \mathcal{E}, Y)]^T \quad (1)$$

zgodnie z porządkiem:

$$(\min f_K(\{\xi_i\}), \min f_{\alpha U}(\Delta, \mathcal{E}, Y))$$

przy ograniczeniach nierównościowych:

$$\alpha_{U2\%,i} \leq 1\%, \forall i \in \mathcal{H}_U \text{ oraz układ normalny}$$

$$\alpha_{U2\%,i} \leq 2\%, \forall i \in \mathcal{H}_U \text{ oraz układ inny niż normalny}$$

$$\alpha_{I2\%,i} \leq 10\%, \forall i \in \mathcal{H}_I$$

$$\alpha_{I0\%,i} \leq 10\%, \forall i \in \mathcal{H}_I$$

$$\max_{x \in \{-35,35\}} E_i(x, y) \leq 1,0 \text{ V/m}, \forall i \in \mathcal{E} \text{ oraz } y = 2 \text{ m}$$

$$\max_{x \in \{-35,35\}} H_i(x, y) \leq 60 \text{ A/m}, \forall i \in \mathcal{B} \text{ oraz } y = 2 \text{ m}$$

przy ograniczeniach równościowych:

$$E_i(x, y) = f_{E_i}(\Delta, \mathcal{E}, Y), \forall i \in \mathcal{E}$$

$$H_i(x, y) = f_{H_i}(\Delta, \mathcal{E}, Y), \forall i \in \mathcal{B}$$

oraz:

- układ równań napięciowo-mocowych w postaci admitancyjnej rozwiązywany zadaniem rozptyłu mocy w analizowanej sieci
- model obwodowy ziemnopowrotny linii elektroenergetycznej (relacje między geometrią linii a elementami macierzy admitancyjnej)
- współczynniki asymetrii napięć i prądów wyznaczone wg następujących zależności:

$$\alpha_{U2\%} = \frac{U_2}{U_1} 100\%$$

$$\alpha_{I2\%} = \frac{I_2}{I_1} 100\%$$

$$\alpha_{I0\%} = \frac{I_0}{I_1} 100\%$$

W zależnościach (1–10) posłużono się następującymi oznaczeniami: f_K – funkcja celu wyznaczająca nakład inwestycyjny na wykonanie przeplotu, $f_{\alpha U}$ – funkcja celu wyznaczająca miarę asymetrii napięcia, f_{E_i} – dwuwymiarowy rozkład składowej elektrycznej pola elektromagnetycznego, f_{H_i} – dwuwymiarowy rozkład składowej magnetycznej pola elektromagnetycznego, \mathcal{H}_I – zbiór rozważanych węzłów w KSP, w których wyznacza się wektory prądów we współrzędnych fazowych, Δ – zbiór zmiennych decyzyjnych w zadaniu, \mathcal{E} – zbiór parametrów zadania, Y – zbiór zmiennych stanu w zadaniu.

Do rozwiązania przedstawionego wyżej modelu optymalizacyjnego wykorzystano algorytm ewolucyjny, którego zasadę działania przedstawiono w szeroko dostępnej literaturze, np. [5, 6].

Zakładając w optymalizację dwukryterialną i hierarchiczność celów zastosowano podejście quasi-leksykograficzne, rozwiązując zadanie w etapach, których liczba jest równa liczbie kryteriów wg kolejności założonych priorytetów [7].

Uwzględniając wszystkie rozważane odcinki budowanych i planowanych do budowy linii dwutorowych, osobnik AE (utworzona przez algorytm pojedyncza reprezentacja zmiennych decyzyjnych w problemie optymalizacyjnym) stanowi 22-elementowy wektor przyjmujący wartości całkowite w zakresie od 0 do 5. W procesie strojenia AE, z uwzględnieniem akceptowalnego czasu jego działania, uzyskano następujące wartości parametrów algorytmu: liczba pokoleń: 40, liczba osobników w jednym pokoleniu: 20, prawdopodobieństwo krzyżowania osobników: 0,3, prawdopodobieństwo mutacji osobników: 0,05, metoda skalowania: deterministyczna, metoda selekcji: liniowa.

4. Wyniki i spostrzeżenia

Na rys. 3 i 4 przedstawiono wynikowe schematy poglądowe wybranych dwóch inwestycji liniowych. Na schematach zaznaczono otrzymane układy faz, przyjmując określony kierunek patrzenia oraz odpowiadające im wartości współczynników asymetrii napięcia oraz etapu rozwoju KSP (2018, 2020, 2022). Kolory na rysunkach odwołują się do napięć znamionowych sieci: czerwony – 400 kV, zielony – 220 kV, niebieski – 110 kV.

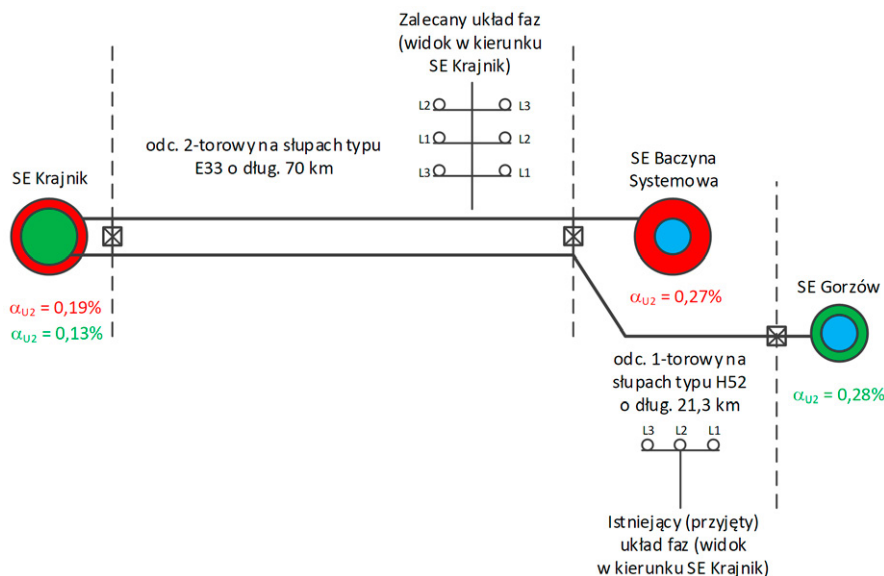
Otrzymane układy faz, wyznaczone jako optymalne, pozwalają na uzyskanie wyników współczynnika asymetrii poniżej 0,3% (przy dopuszczalnej wartości równej 1%). Wartości tych współczynników zależą przede wszystkim od układów faz linii istniejących (komentarz w pkt 3.3). W SE Baczyna Systemowa prawie wszystkie linie są przedmiotem optymalizacji, a zatem współczynnik asymetrii napięciowej wynosi w tym węzle (rozdzielnia 400 kV) ok. 0,04%. W dalszej kolejności można założyć wpływ mocy zwarciowej (bliskości elektrycznej elektrowni będących źródłem napięcia symetrycznego) na asymetrię napięcia, co można zaobserwować po niskich wartościach współczynnika asymetrii napięcia w stacjach przyelektrownianych: Krajnik, Mikułowa, Pątnów, Ostrołęka.

Należy zaznaczyć, że wartości wszystkich zmiennych decyzyjnych ξ_i wynoszą 0, co oznacza, że żadna linia nie wymaga stosowania przeplotu w analizowanych warunkach pracy (zarówno w stanie pracy N, jak i N-1).

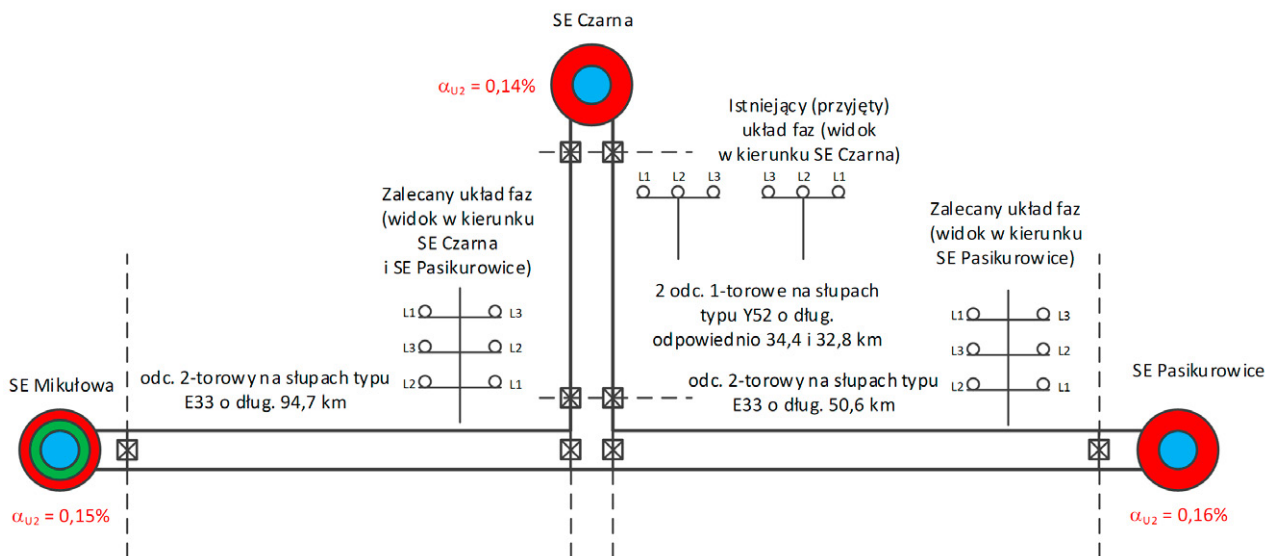
5. Wnioski

Przeprowadzono obliczenia optymalizacyjne polegające na takim doborze układów faz w analizowanych liniach NN (w tym zastosowania ewentualnych przeplotów), aby zminimalizować umowny nakład inwestycyjny konieczny do wykonania przeplotu oraz wartości współczynników asymetrii napięciowej, przy spełnieniu założonych ograniczeń technicznych. Wyniki optymalizacji wskazują, że nie istnieje potrzeba stosowania przeplotów w żadnej z rozważanych linii.

Obliczenia w zakresie analizy asymetrii w liniach NN prowadzono w warunkach niepewności, co każe uwzględnić jej margines podczas podejmowania decyzji dotyczących narzucania określonych układów faz i stosowanie ewentualnych przeplotów. Istotnymi czynnikami mającymi wpływ na wartości



Rys. 3. Schemat poglądowy linii dwutorowej 400 kV: Baczyzna Systemowa – Krajnik wraz z zalecanym układem faz



Rys. 4. Schemat poglądowy linii dwutorowej 400 kV: Mikułowa – Pasikurówice (z wcięciem jednego toru do SE Czarna) wraz z zalecanym układem faz

współczynników asymetrii są parametry linii będących przedmiotem optymalizacji, jak również parametry linii planowanych do budowy, a stanowiących otoczenie sieciowe analizowanego układu.

BIBLIOGRAFIA

- Standardowa Specyfikacja Funkcjonalna: Krajowy System Elektroenergetyczny. Numer Kodowy PSE-SF.KSE1/2015, PSE SA, Warszawa, listopad 2015.
- Robak S., Wasilewski J., Analiza asymetrii napięć i prądów w układzie sieci elektroenergetycznego połączenia Polska – Litwa, *Energetyka. Problemy energetyki i gospodarki paliwowo-energetycznej* 2012, nr XXIII [zestyt tematyczny], s. 61–65.
- Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2016–2025, uzgodniony z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki, pismo DRE – 4310 – 35(17)/2015/2016/ŁM z dnia 15 stycznia 2016.
- Wasilewski J., Kubek P., Analiza asymetrii napięć i prądów w układach sieci NN. Etap I: Badania metodologiczne w zakresie analizy asymetrii projektowanych linii elektroenergetycznych, PSE Innowacje sp. z o.o., Warszawa, kwiecień 2017 [praca badawcza dla PSE SA, praca niepublikowana].
- Fogel D.B., *Evolutionary Computing: The Fossile Record*, IEEE Press, Piscataway, NJ, 1998.
- Goldberg D.E., *Algorytmy genetyczne i ich zastosowania*, WNT 1995.
- Deb K., *Multi-objective Optimization Using Evolutionary Algorithms*, Wiley, 2001.

Two-Objective Phasing Optimisation for Selected Power Lines in Polish Power System

Keywords

voltage unbalance, phasing optimisation, transmission power lines, evolutionary algorithms

Abstract

In transmission power networks, voltage and current unbalance results from different self and mutual impedances of phase conductors, i.e. a distribution of phase conductors along line tower geometry. The paper presents model and results of two-objective phasing optimisation for selected extra high voltage power lines in Polish power system. According to the standard

of Polish power system operation, the voltage unbalance factor cannot exceed 1% for transmission power lines. Minimizing the voltage and current unbalance is considered in the stated optimisation problem. Different groups of functions and variables have been described, such as objective function, decision variables and constraints. Two criteria have been considered: cost of line transposing and voltage unbalance ratio defined as the ratio of the negative sequence component to the positive sequence component. In order to solve the stated optimisation problem, an evolutionary algorithm has been applied. In order to prioritize the considered objectives, a quasi-lexicographic approach has been used. The obtained optimisation results have been widely discussed including an impact of uncertain input data to obtained optimisation results.

KONTAKT

Jacek Wasilewski

PSE Innowacje sp. z o.o.

tel.: +48 22 242 13 02

e-mail: jacek.wasilewski@pse.pl

Paweł Kubek

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

tel.: +48 32 257 86 37

e-mail: pawel.kubek@pse.pl

Analiza konstrukcyjnych możliwości ograniczania szerokości strefy oddziaływania linii przesyłowych

Autorzy

Konrad Kochanowicz
Wiesław Nowak
Waldemar Szpyra
Rafał Tarko
Tadeusz Wszolek

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

napowietrzne linie elektroenergetyczne, pole elektryczne, hałas, strefa oddziaływania elektromagnetycznego

Streszczenie

Strefa oddziaływania linii elektroenergetycznej rozumiana jest jako powierzchnia części nieruchomości, na której prawo własności doznaje uszczerbku z powodu ograniczeń w zagospodarowaniu terenu oraz konieczności zapewnienia bezpieczeństwa osób i mienia. Szerokość tej strefy determinuje wiele czynników, wśród których podstawowe znaczenie ma składowa elektryczna pola elektromagnetycznego (pole elektryczne) o częstotliwości sieciowej. Na wartości natężenia pola elektrycznego wpływa, oprócz napięcia linii, rozmieszczenie przestrzenne przewodów roboczych. Przedmiotem artykułu jest analiza wpływu parametrów projektowych określających przestrzenne rozmieszczenie przewodów na szerokość strefy oddziaływania linii. Ma ona na celu określenie możliwości redukcji szerokości strefy oddziaływania linii elektroenergetycznych o napięciu 400 kV.

1. Wprowadzenie

Ograniczanie negatywnego oddziaływania napowietrznych linii elektroenergetycznych na środowisko jest zagadnieniem wieloaspektowym. Działania w kierunku redukcji tych oddziaływań czynione są, praktyczne rzecz biorąc, od początków przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej liniami napowietrznymi – zmieniają się jedynie kierunki i priorytety działań, które dostosowują się do aktualnych problemów. Wśród nich szczególne znaczenie ma obecnie zagadnienie korytarzy infrastrukturalnych (korytarzy przesyłowych) jako wyodrębnionych pod względem prawnym terenów niezbędnych do posadowienia i eksploatacji linii elektroenergetycznych. Jednym z elementów takiego korytarza jest strefa oddziaływania linii elektroenergetycznej rozumiana jako powierzchnia części nieruchomości, na której prawo własności doznaje uszczerbku z powodu ograniczeń w zagospodarowaniu terenu oraz konieczności zapewnienia bezpieczeństwa osób i mienia. Szerokość tej strefy determinuje wiele czynników, wśród których podstawowe znaczenie ma składowa elektryczna pola elektromagnetycznego (pole elektryczne) o częstotliwości sieciowej. Na wartości natężenia pola elektrycznego wpływa, oprócz napięcia linii, rozmieszczenie przestrzenne przewodów roboczych, zdeterminowane kształtem konstrukcji wsporczej i sposobem ich zawieszenia.

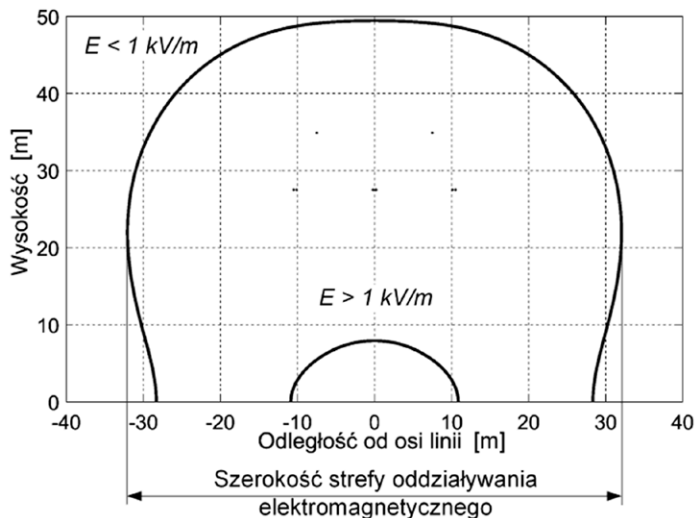
Zasięg strefy wynika z przestrzennego rozkładu pola elektrycznego (rys. 1) i ograniczony jest miejscem występowania wartości

dopuszczalnej wynoszącej 1 kV/m [1]. Obraz pola elektrycznego nie jest jednakowy wzdłuż całego przęsła linii, dlatego szerokość strefy oddziaływania elektromagnetycznego zmienia się wzdłuż przęsła (rys. 2). Na rysunku tym przedstawiono również strefy oddziaływania hałasu [2], którego dopuszczalny poziom nie powinien przekraczać wartości określonych w rozporządzeniach ministra środowiska w sprawie dopuszczalnych poziomów hałasu w środowisku [3]. Najczęściej występujące na typowych trasach przebiegu linii wartości to poziom 45 dBA w porze nocnej i 50 dBA w dzień (m.in. tereny zabudowy zagrodowej, rekreacyjno-wypoczynkowe, mieszkaniowo-usługowe). Lokalnie mogą to być wartości niższe o 5 dB (np. tereny w pobliżu szkół, szpitali, domów opieki społecznej), jednak w dużej części są to tereny w ogóle niechronione (np. tereny rolnicze, przemysłowe, lasy).

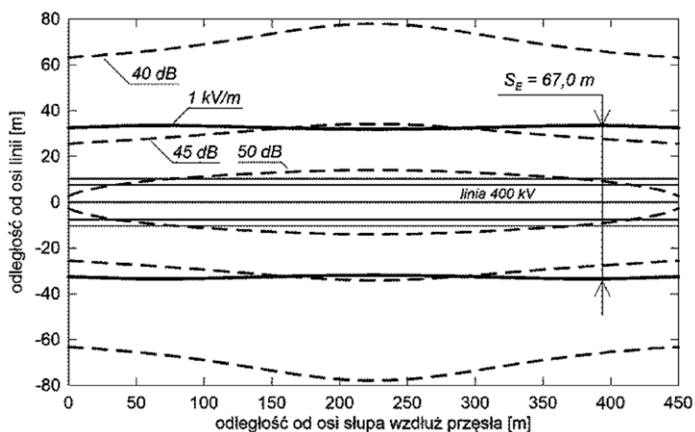
Przedmiotem artykułu jest analiza wpływu parametrów projektowych określających przestrzenne rozmieszczenie przewodów, mająca na celu zbadanie możliwości redukcji szerokości strefy oddziaływania linii elektroenergetycznych o napięciu 400 kV.

2. Metodyka i zakres badań

Analizę możliwości ograniczania szerokości strefy oddziaływania elektromagnetycznego linii przesyłowych 400 kV przeprowadzono dla wybranych parametrów konstrukcyjnych linii, przedstawionych w tab. 1 oraz zilustrowanych na rys. 3. Badania



Rys. 1. Przykładowy obraz pola elektrycznego w przekroju poprzecznym jednotorowej linii 400 kV



Rys. 2. Przykładowe zasięgi stref oddziaływania pola elektrycznego i oddziaływania akustycznego w przęśle jednotorowej linii 400 kV, S_E – szerokość strefy oddziaływania

wykonano dla jedno- i dwutorowych linii 400 kV, z uwzględnieniem różnych konfiguracji rozmieszczenia przewodów na symetrycznych konstrukcjach wsporczych, przy różnej liczbie przewodów w wiązce. Zakres zmian tych parametrów określono z uwzględnieniem technicznych możliwości realizacji i ograniczeń wynikających ze stosowanych norm.

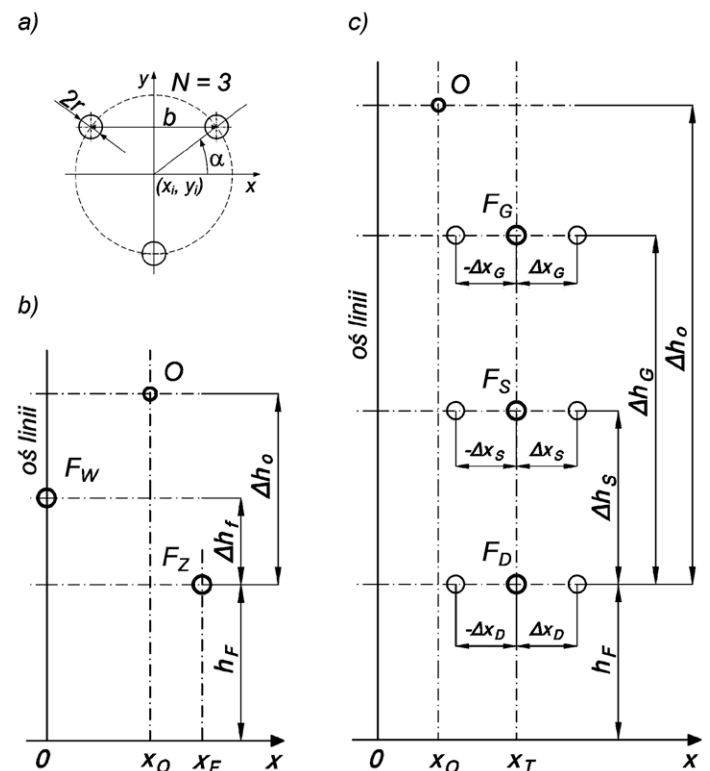
Badania przeprowadzono, obliczając wartości natężenia pola elektrycznego [4, 5] w przekrojach poprzecznych wzdłuż analizowanego przęsła linii. Na ich podstawie wyznaczano obrazy izoliny o wartości 1 kV/m oraz szerokości strefy oddziaływania w danym przekroju (rys. 1). Jako szerokość strefy oddziaływania S_E w danym przęśle przyjmowano największą szerokość strefy ze wszystkich przekrojów.

3. Wyniki obliczeń

Wyniki obliczeń w postaci wykresów szerokości strefy oddziaływania S_E od wybranych parametrów przedstawiono na rys. 4–8 dla linii jednotorowej oraz na rys. 9–11 dla linii dwutorowej.

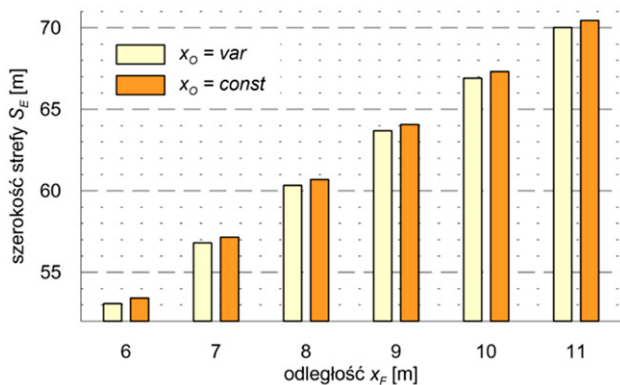
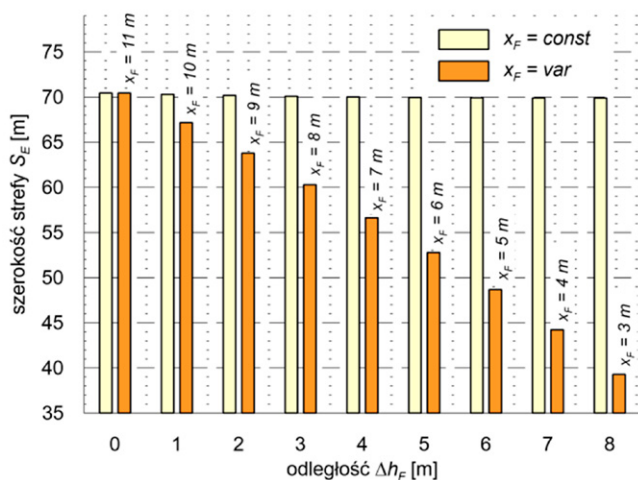
Symbol	Opis parametru
x_F	odległość pozioma fazy zewnętrznej od osi linii jednotorowej
x_O	odległość pozioma przewodu odgromowego od osi linii
h_F	wysokość zawieszenia faz dolnych na słupie
Δh_F	odległość pionowa fazy wewnętrznej od faz zewnętrznych w linii jednotorowej
Δh_O	odległość pionowa przewodów odgromowych od faz dolnych
x_T	odległość pozioma osi toru od osi linii dwutorowej
Δx_D	odległość pozioma fazy dolnej od osi toru
Δx_S	odległość pozioma fazy środkowej od osi toru
Δx_G	odległość pozioma fazy górnej od osi toru
Δh_S	odległość pionowa fazy środkowej od fazy dolnej w linii dwutorowej
Δh_G	odległość pionowa fazy górnej od fazy dolnej w linii dwutorowej
f	zwis przewodów
h_{\min}	minimalna odległość przewodów fazowych od ziemi
N	liczba przewodów w wiązce
b	odległość przewodów w wiązce

Tab. 1. Oznaczenia parametrów konstrukcyjnych linii



Rys. 3. Analizowane parametry konstrukcji linii 400 kV: a) budowa przewodu fazowego, b) linia jednotorowa, c) linia dwutorowa F_Z , F_W – odpowiednio faza zewnętrzna i wewnętrzna linii jednotorowej, F_D , F_S , F_G – odpowiednio faza dolna, środkowa i górna w torze linii dwutorowej, O – przewód odgromowy

Na rys. 4 przedstawiono wpływ odległości poziomej x_F fazy zewnętrznej od osi linii jednotorowej na szerokość strefy S_E . Zmniejszanie x_F w zakresie 11–6 m powoduje zmniejszenie S_E z ok. 70–53 m. Zbadano również wpływ zmiany położenia

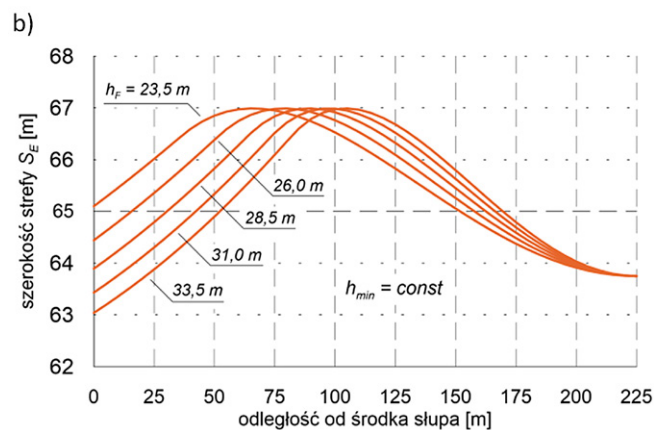
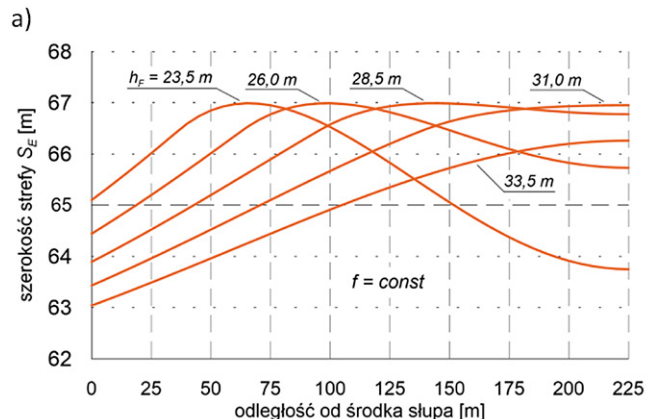
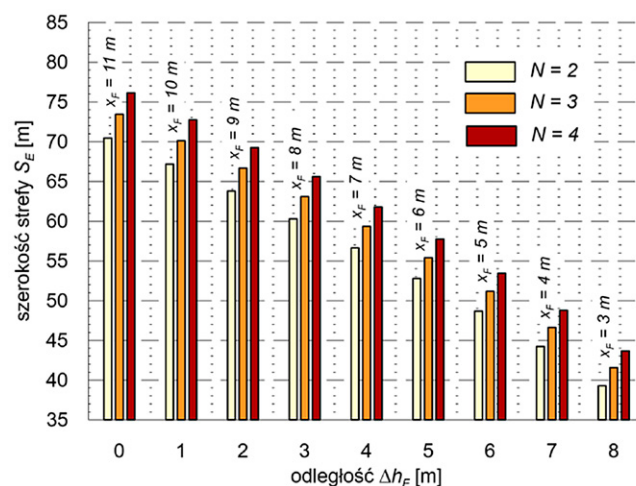

 Rys. 4. Wpływ odległości x_F na szerokość strefy S_E

 Rys. 5. Wpływ odległości Δh_F na szerokość strefy S_E

przewodów odgromowych ($x_O = var$), wynikającej ze zmiany szerokości słupa. Można zauważyć, że położenie przewodów odgromowych nieznacznie wpływa na szerokość strefy.

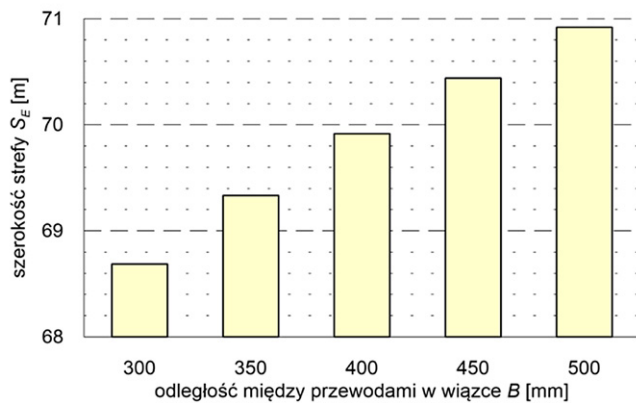
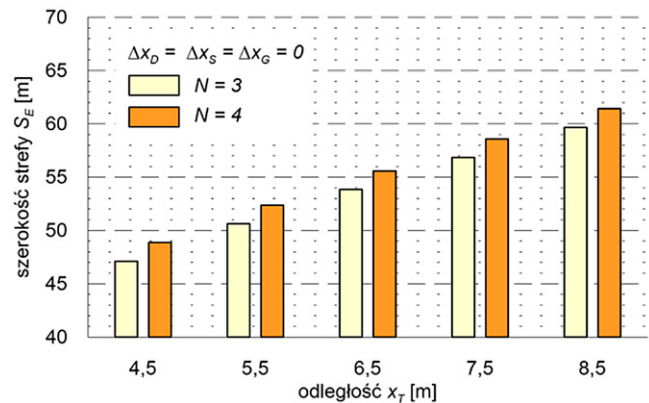
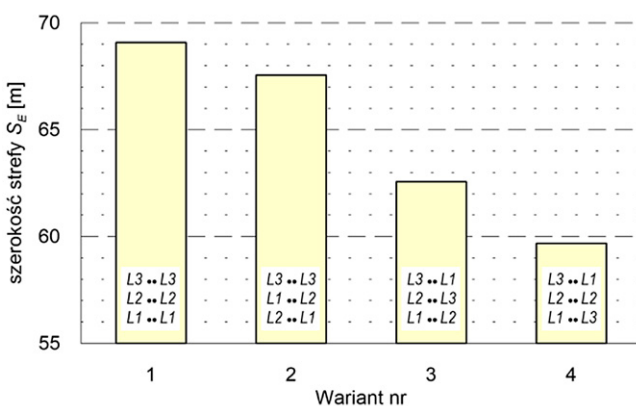
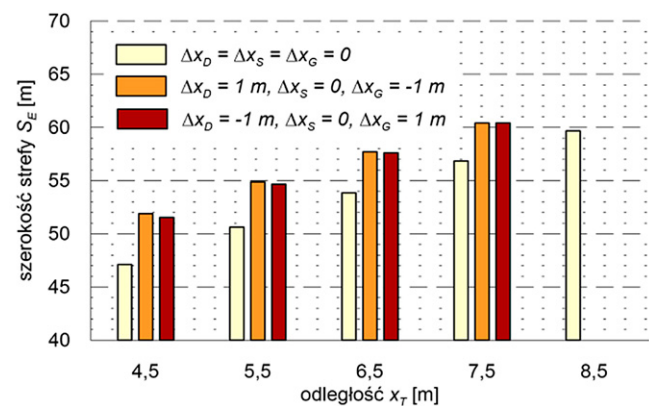
Na rys. 5 pokazano wpływ odległości pionowej Δh_F fazy wewnętrznej od faz zewnętrznych w linii jednorodnej na szerokość strefy S_E . Przy stałym położeniu przewodów faz zewnętrznych ($x_F = const$) zwiększanie Δh_F nie wpływa na szerokość strefy S_E . Natomiast równoczesna zmiana obu wymienionych parametrów pozwala zmniejszyć szerokość strefy S_E poniżej 40 m.

Na rys. 6 przedstawiono wpływ wysokości h_F na kształt strefy S_E wzdłuż przęsła linii jednorodnej: a) przy stałym zwisie $f = 13,5$ m, oraz b) przy stałej minimalnej odległości od ziemi przewodów w środku przęsła $h_{min} = 10$ m. Z wykresów wynika, że zarówno w jednym, jak i drugim przypadku zmiana wysokości zawieszenia przewodów na słupie nie wpływa na szerokość strefy S_E . Powoduje to jedynie przesunięcie maksymalnego zasięgu strefy w kierunku środka przęsła.

Na rys. 7 pokazano wpływ liczby przewodów N w wiązce na zależność szerokości strefy S_E od odległości Δh_F . Natomiast na rys. 8 przedstawiono zależność szerokości strefy od odległości między przewodami w wiązce b . Z rys. 7 i 8 wynika, że zarówno zwiększanie liczby, jak i odległości przewodów


 Rys. 6. Wpływ odległości h_F na kształt strefy S_E wzdłuż przęsła: a) przy stałym zwisie f , b) przy stałej minimalnej odległości przewodów w środku przęsła od ziemi

 Rys. 7. Wpływ liczby przewodów N w wiązce na zależność szerokości strefy S_E od odległości Δh_F

w wiązce powoduje zwiększenie szerokości strefy oddziaływania S_E . Należy jednak zaznaczyć, że takie zmiany wpływają na zmniejszenie natężenia pola elektrycznego na powierzchni przewodów, skutkując zmniejszeniem emisji akustycznej oraz strat wywołanych ulotem elektrycznym.

Rys. 8. Wpływ odległości między przewodami w wiązce B na szerokość strefy S_E Rys. 10. Wpływ odległości x_T na szerokość strefy S_E dla różnej liczby N przewodów w wiązceRys. 9. Wpływ układu przewodów fazowych w linii dwutorowej na szerokość strefy S_E Rys. 11. Wpływ odległości x_T na szerokość strefy S_E dla różnego „pochylenia” przewodów fazowych

Na rys. 9 przedstawiono wpływ układu przewodów fazowych w linii dwutorowej na szerokość strefy S_E . Z rysunku wynika, że najkorzystniejszy jest układ przewodów jak w wariantcie 4, dla którego szerokość strefy jest o blisko 10 m mniejsza niż dla wariantu 1.

Na rys. 10 pokazano wpływ odległości x_T na szerokość strefy S_E dla różnej liczby N przewodów w wiązce. Natomiast na rys. 11 pokazano wpływ odległości x_T na szerokość strefy S_E dla różnego „pochylenia” przewodów fazowych. Z obliczeń wynika, że dla układu pionowego zmniejszenie wysunięcia przewodów z 8,5 m do 4,5 m powoduje zmniejszenie szerokości strefy o ok. 12 m, niezależnie od liczby przewodów w wiązce (rys. 10 i 11). Natomiast pochylenie przewodów, niezależnie od kierunku, zwiększa szerokość strefy S_E (rys. 11).

4. Podsumowanie

Przeprowadzone badania wykazały, że dla linii jednotorowych parametrem najbardziej wpływającym na szerokość strefy oddziaływania elektromagnetycznego jest odległość między fazami zewnętrznymi i wysokość zawieszenia fazy wewnętrznej względem faz zewnętrznych. Biorąc pod uwagę konstrukcyjne możliwości ograniczania szerokości strefy oddziaływania linii

przesyłowych, należy więc dążyć do rozwiązań z trójkątnym układem przewodów. Natomiast szerokość strefy oddziaływania elektromagnetycznego praktycznie nie zależy od wysokości zawieszenia oraz od zwisu przewodów.

W liniach dwutorowych zasadniczym czynnikiem decydującym o szerokości strefy jest odległość między torami linii. Ponadto istotne znaczenie ma również kolejność faz w obu torach linii. Najkorzystniejszy jest układ, w którym środkowe fazy torów są jednoimienne, natomiast górne i dolne są różnoimienne.

Zastosowanie wiązek o większej liczbie przewodów powoduje zmniejszenie maksymalnego natężenia pola na powierzchni i w otoczeniu przewodów. Powoduje to zmniejszenie szerokości oddziaływania akustycznego, ale zwiększa szerokości strefy oddziaływania elektromagnetycznego.

Aby zminimalizować oddziaływanie linii elektroenergetycznych na środowisko, konieczne jest kompleksowe ujęcie problemu oddziaływań elektromagnetycznych i akustycznych, bowiem redukcji pola elektrycznego i szerokości strefy oddziaływania elektromagnetycznego towarzyszy na ogół wzrost natężenia pola elektrycznego na powierzchni przewodów, a w efekcie ulotu elektrycznego i zjawisk mu towarzyszących.

BIBLIOGRAFIA

1. Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 30 października 2003 r. w sprawie dopuszczalnych poziomów pól elektromagnetycznych w środowisku oraz sposobów sprawdzania dotrzymania tych poziomów, Dz.U. z 2003 r., nr 192, poz. 1883.
2. Wszolek T., Modelowanie zjawisk wibroakustycznych w systemach przesyłowych najwyższych napięć, WNITE-PIB, Radom – Kraków 2013.
3. Obwieszczenie Ministra Środowiska z dnia 15 października 2013 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu rozporządzenia MŚ w sprawie dopuszczalnych poziomów hałasu w środowisku, Dz.U. z 2014 r., poz. 112.
4. Tarko R., Nowak W., Computer analysis of electric field in high voltage power lines, *Poznan University of Technology Academic Journals. Electrical Engineering* 2010, No. 61, s. 117–127.
5. Bąchorek W. i in., Problemy projektowania i eksploatacji napowietrznych linii elektroenergetycznych w aspekcie pól elektromagnetycznych, V Konferencja Naukowo-Techniczna „Elektroenergetyczne linie napowietrzne”, PTPIREE Poznań – Dźwirzyno, maj 2012, s. 6–11.

Analysis of Constructional Possibilities of Limiting the Width of the Electromagnetic Interaction Zone of Transmission Lines**Keywords**

overhead power lines, electric field, noise, electromagnetic interaction zone

Abstract

The zone affected by the power line is understood as the area of the part of the land on which the right of ownership is adversely affected due to restrictions in land development and the need to ensure the safety of persons and property. The width of this zone is determined by many factors, among which the electric field with a frequency of 50 Hz has a basic importance. The value of the electric field strength is determined by the line voltages and the arrangement of the wires. The subject of this paper is the analysis of the influence of construction parameters determining the arrangement of wires. The aim of the analysis is to determine the possibility of reducing the width of the impact zone of 400 kV power lines. Minimising the environmental impact of power lines requires a comprehensive approach to the problem of electromagnetic and acoustic effects. Reducing the width of the electromagnetic interaction zone generally increases the intensity of the electric field on the surface of the wires and, as a result, the corona effect.

KONTAKT**Konrad Kochanowicz**

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza, Katedra Elektrotechniki i Elektroenergetyki
BSiPE Energoprojekt Kraków SA
tel.: +48 12 299 73 20
e-mail: k.kochanowicz@energo.krakow.pl

Wiesław Nowak

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza, Katedra Elektrotechniki i Elektroenergetyki
tel.: + 48 12 617 28 24
e-mail: wieslaw.nowak@agh.edu.pl

Waldemar Szpyra

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza, Katedra Elektrotechniki i Elektroenergetyki
tel.: +48 12 617 32 47
e-mail: wszpyra@agh.edu.pl

Rafał Tarko

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza, Katedra Elektrotechniki i Elektroenergetyki
tel.: +48 12 617 36 53
e-mail: rtarko@agh.edu.pl

Tadeusz Wszolek

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza, Katedra Mechaniki i Wibroakustyki
tel.: +48 12 617 35 12
e-mail: tadeusz.wszolek@agh.edu.pl

Sterowanie bilansem mocy biernej wielkiego odbiorcy przemysłowego w układzie regulacji grupowej ARNE/ARST

Autorzy

Piotr Kolendo
Jarosław Klucznik
Mateusz Drop
Marek Powroźnik

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

układy regulacji grupowej ARNE, sterowanie bilansem mocy biernej, układy ARST

Streszczenie

W ostatnich latach niektórzy wielcy odbiorcy (WO) przemysłowi przyłączeni do Krajowej Sieci Elektroenergetycznej (KSE) budują bloki energetyczne dużych mocy przeznaczone do zasilania własnych zakładów przemysłowych, jak również produkcji energii na sprzedaż do sieci elektroenergetycznej. Nowe bloki połączone są więc równocześnie z zakładem przemysłowym, jak i z siecią nadrzędną, co powoduje znaczną komplikację algorytmów regulacji dla układów automatyki. Pomimo zmiany profilu zakładów przemysłowych z odbioru na wytwarzanie zakłady te zmuszone są do utrzymywania odpowiedniego bilansu mocy biernej z SEE ze względu na wymagania rozliczeniowe. W artykule autorzy przedstawiają sposób sterowania bilansem mocy biernej oraz sposób koordynacji algorytmów w układach regulacji grupowej dla istniejącego węzła elektroenergetycznego w KSE.

1. Wstęp

W KSE powszechnie stosowane są układy regulacji ARNE/ARST [1–3], których konieczność stosowania wynika z zapisów IRIESP [4]. Ich zadaniem jest przede wszystkim utrzymywanie napięcia oraz mocy biernej w poszczególnych węzłach KSE.

W ostatnich latach rośnie stopień skomplikowania algorytmów regulacji węzłów elektroenergetycznych, m.in. ze względu na sposób przyłączenia jednostek wytwórczych dużej mocy, zastosowanie coraz większej liczby transformatorów z możliwością podobciążeniowej zmiany zaczepów, jak również zastosowanie przesuwników fazowych [1] z regulacją podłużną i poprzeczną.

Powoduje to konieczność modyfikacji dotychczas stosowanych algorytmów regulacji układów ARNE/ARST, tak aby umożliwiły one jednoczesne utrzymywanie zadanego napięcia w poszczególnych punktach układu, sterowanie żądanym przepływem mocy czynnej i biernej, jak również utrzymywanie odpowiedniego bilansu wymiany mocy biernej z siecią nadrzędną.

W artykule przedstawiono algorytm odpowiedzialny za utrzymywanie odpowiedniej wartości bilansu mocy biernej z SEE oraz koordynację jego pracy z pozostałymi algorytmami w układzie regulacji grupowej, na podstawie jednego z węzłów w KSE. Weryfikację zaproponowanych algorytmów przedstawiono, wykorzystując dane pomiarowe z obiektu.

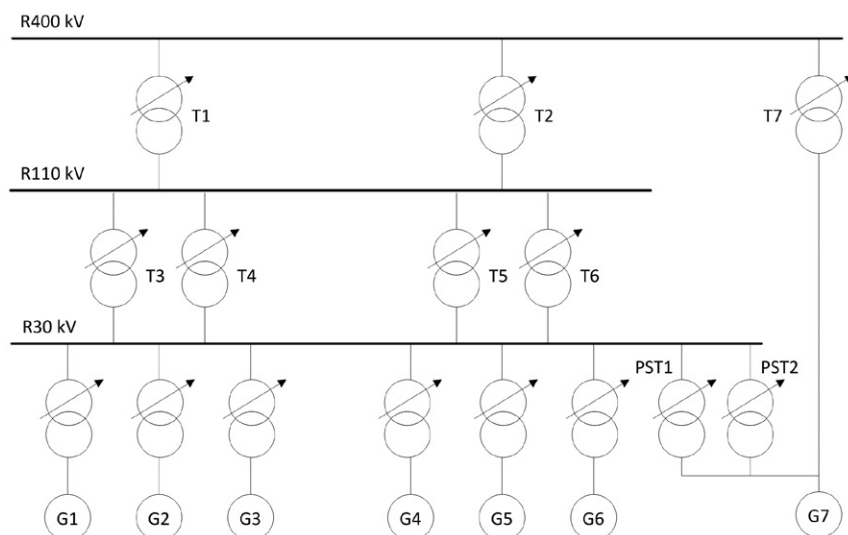
2. Sterowanie bilansem mocy biernej wielkiego odbiorcy przemysłowego na podstawie jednego z rozwiązań w KSE

Jeśli wielki odbiorca (WO) świadczy usługi systemowe na rzecz operatora sieci przesyłowej, należy opracować algorytmy sterowania dla układów automatyki, które priorytetowo będą utrzymywały ciągłość i bezpieczeństwo produkcji dla swoich zakładów przemysłowych.

W opisywanej sytuacji WO jest zobowiązany do zapewnienia odpowiedniego bilansu mocy biernej przepływającej przez transformatory T3-T6 (rys. 1). Priorytetem dla algorytmów regulacji jest jednak utrzymywanie ciągłości produkcji poprzez zapewnienie odpowiednich warunków napięcia w rozdzielni 30 kV. Zbliżony problem – z tą różnicą, że WO wspomaga utrzymanie napięcia po stronie SEE, zmieniając wartość bilansu mocy biernej – został przedstawiony w [5].

Ze względu na duży pobór mocy przez WO generatory G1-G6 z rys. 1 bardzo szybko wyczerpują swój zakres regulacji mocy biernej. Sytuacja pogarsza się dodatkowo w okresie letnim, kiedy z powodu przegrzewania się elementów generatorów dodatkowo ogranicza się zakres dostępnej mocy biernej.

Ponieważ możliwości sterowania przepływem mocy biernej przez przesuwniki fazowe PST1, PST2 są ograniczone, zachodzi konieczność regulacji napięcia w rozdzielni 30 kV przy użyciu transformatorów T3-T6 (domyślnie mają one za zadanie utrzymywać



Rys. 1. Schemat rozpatrywanego węzła [1]

odpowiedni bilans wymiany mocy biernej). Regulacja mocy biernej przez PST1, PST2 jest ograniczona z powodu konieczności przesyłu przez nie mocy czynnej o wartości zbliżonej do mocy znamionowej.

Algorytmy układu regulacji grupowej ARNE/ARST powinny uwzględniać wszystkie możliwe stany połączeń rozdzielni, jak również stan załączenia oraz możliwości regulacyjne poszczególnych urządzeń. Na tej podstawie układ automatyki powinien wybrać właściwy tryb regulacji dla poszczególnych urządzeń, uwzględniając jako priorytet utrzymanie napięcia na R30 kV.

3. Sposób sterowania pracą przykładowego węzła w układzie ARNE/ARST

Poniżej został przedstawiony opis pracy całego układu, możliwe kryteria pracy transformatorów T3-T6 oraz warunki przełączania pomiędzy poszczególnymi kryteriami.

W ramach rozdzielni 30 kV znajduje się 6 generatorów o mocy ok. 60 MW/każdy, zasilających duży zakład przemysłowy podłączony do tej rozdzielni. Zakład ten jest połączony z siecią nadrzędną poprzez transformatory T3-T6, które posiadają możliwość zmiany zaczepek pod obciążeniem. Układ został rozbudowany o generator G7, który poprzez transformator T7 ma możliwość oddawania mocy do SEE, jednocześnie zasilając zakład przemysłowy przez przesuwники fazowe PST1 oraz PST2. Pomimo że G7 ma możliwość sprzedawania energii do sieci, w dalszym ciągu istnieje konieczność utrzymywania odpowiedniego bilansu mocy biernej z SEE w transformatorach T3-T6. Skrócony opis regulacji całego węzła przedstawia się następująco:

- Generator G7 oraz transformator T7 utrzymują napięcie zadane w rozdzielni 400 kV w sposób opisany w [1]
- Przesuwники fazowe PST1 oraz PST2 utrzymują zadany przepływ mocy czynnej lub bilansują ilość mocy czynnej, pobieranej przez zakład przemysłowy zgodnie z opisem w [1], wykorzystując przekładnię poprzeczną. Przekładnia podłużna steruje odpowiednim przepływem mocy biernej
- Transformatory T1 oraz T2 utrzymują napięcie zadane w rozdzielni 110 kV

- Generatory G1-G6 oraz transformatory T3-T6 utrzymują zadany poziom napięcia rozdzielni 30 kV oraz odpowiedni bilans wymiany mocy biernej z SEE.

3.1. Algorytmy regulacji dla urządzeń w rozdzielni 30 kV

Zadaniem generatorów G1-G6 jest utrzymanie napięcia w rozdzielni 30 kV według charakterystyki statycznej opisanej w [6], natomiast transformatory T3-T6 regulują bilans mocy. Priorytetowo zadaniem układu ARNE/ARST jest utrzymanie napięcia w rozdzielni 30 kV, dlatego też, jeżeli do któregoś z systemów 30 kV nie załączono generatora lub załączony generator wyczerpał swój zakres regulacyjny, transformator podłączony do tego systemu przechodzi w tryb regulacji napięcia. Jeżeli sumaryczna moc czynna przepływająca przez T3-T6 jest mniejsza od 20 MW, to układ ARNE/ARST pracuje w kryterium utrzymywania mocy biernej przepływającej przez T3-T6 w okolicach 0.

Tryb automatyczny dla transformatorów T3-T6 ustawiany jest więc w zależności od aktualnego stanu sieci i może przyjmować trzy kryteria:

a) Regulacja napięcia w rozdzielni 30 kV

System ARNE wysyła impulsy sterujące „wyżej”/„niżej” do przełącznika zaczepek transformatora, tak aby utrzymać zadane napięcie.

$$U_s - \varepsilon_U > U_m \rightarrow Z_T \uparrow \quad (1)$$

$$U_s + \varepsilon_U < U_m \rightarrow Z_T \downarrow \quad (2)$$

gdzie: U_s – wartość napięcia zadanego, U_m – wartość napięcia mierzonego, Z_T – zaczepek transformatora, ε_U – strefa nieczułości regulacji napięcia.

Warunek wyboru kryterium regulacji napięcia transformatorów T3-T6 w układzie ARNE/ARST:

- Na system 30 kV, do którego podłączony jest transformator, nie pracuje żaden generator lub też pracujący generator nie posiada zakresu regulacyjnego.

b) Regulacja bilansu mocy biernej z SEE

Regulacja bilansu mocy realizowana jest w następujący sposób:

$$|tg_{\varphi}| = \frac{\sum_{i=3}^{i=6} Q_{Ti}}{\sum_{i=3}^{i=6} P_{Ti}} < 0,4 \quad (3)$$

gdzie: tg_{φ} – bilans mocy, P_{Ti} – wartość mocy czynnej i -tego transformatora, Q_{Ti} – wartość mocy biernej i -tego transformatora.

Jeżeli warunek (3) nie jest dotrzymany, następuje przełączenie zaczełów jednego z transformatorów. Wybór transformatora, w którym nastąpi przełączenie zaczełów, jest realizowany według warunków (4), (5):

$$\text{Jeżeli: } tg_{\varphi} > 0,4 \text{ i } \sum_{i=3}^{i=6} Q_{Ti} < 0 \quad (4)$$

→ regulacja transformatorem o minimalnym przepływie mocy biernej Q_{min}

$$\text{Jeżeli: } tg_{\varphi} > 0,4 \text{ i } \sum_{i=3}^{i=6} Q_{Ti} > 0 \quad (5)$$

→ regulacja transformatorem o maksymalnym przepływie mocy biernej Q_{max}

Warunek wyboru kryterium regulacji bilansu mocy biernej T3-T6:

- Na system 30 kV, do którego podłączony jest transformator, pracuje co najmniej jeden generator posiadający zakres regulacyjny
- Sumaryczna moc czynna pobierana przez T3-T6 jest większa od 20 MW.

c) Regulacja przepływu mocy biernej

Regulacja przepływu mocy biernej jest realizowana w następujący sposób:

$$\text{Jeżeli } \sum_{i=3}^{i=6} Q_{Ti} < \pm \varepsilon \rightarrow Z_T \uparrow \quad (6)$$

$$\text{Jeżeli } \sum_{i=3}^{i=6} Q_{Ti} > \pm \varepsilon \rightarrow Z_T \downarrow \quad (7)$$

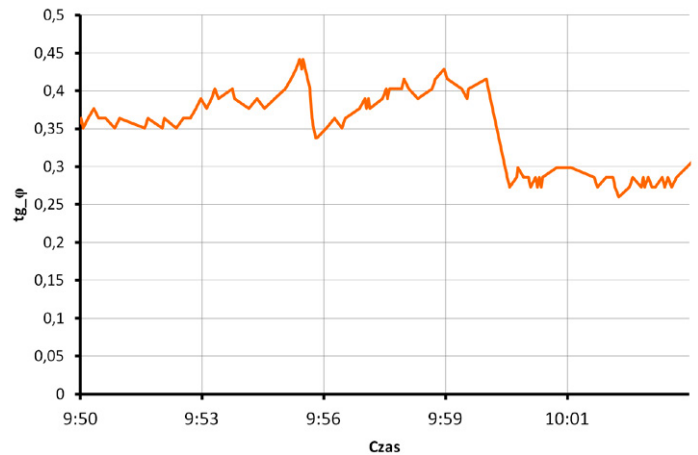
Wybór transformatora, który realizuje sterowanie, dokonywany jest analogicznie jak w podpunkcie b).

Warunek wyboru kryterium regulacji przepływu mocy biernej T3-T6:

- Na system 30 kV, do którego podłączony jest transformator, pracuje co najmniej jeden generator posiadający zakres regulacyjny
- Sumaryczna moc czynna pobierana przez T3-T6 jest mniejsza od 20 MW.

4. Weryfikacja pracy algorytmów na podstawie danych pomiarowych z obiektu

Poniżej została przedstawiona praca układu na podstawie algorytmów omówionych w podpunkcie 3.1. W pierwszym przykładzie przedstawiono sytuację, w której w rozdzielni 30 kV dotrzymane jest napięcie zadane i załączone są generatory



Rys. 2. Przebiegi wartości tg_{φ} w rozpatrywanym przedziale czasowym

G1-G6 posiadające odpowiedni zapas regulacji. Moc czynna pobierana przez T3-T6 przekracza 20 MW. Dlatego też transformatory T3-T6 pracują w trybie regulacji bilansu mocy biernej. Rysunek 2 przedstawia przebieg wartości tg_{φ} w rozpatrywanym przedziale czasowym.

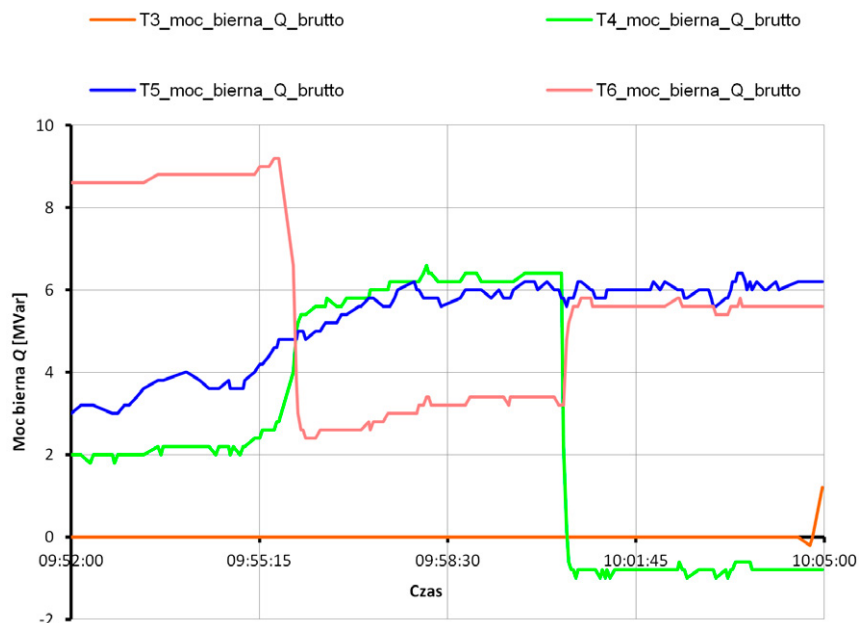
Jeżeli zadana wartość zostaje przekroczona (3), następuje zmiana zaczełu w odpowiednim transformatorze (przez który aktualnie przepływa największa wartość mocy biernej (T6)). Ponieważ wartość tg_{φ} pozostaje w dalszym ciągu przekroczona, następuje zmiana zaczełu w kolejnym transformatorze (T4), przez który w danym momencie przepływa najwyższa wartość mocy biernej. Przebiegi mocy biernej przepływającej przez poszczególne transformatory, jak również pozycje zaczełów zostały przedstawione rys. 3 i 4.

W drugim przykładzie przedstawiono sytuację z innego dnia, kiedy napięcie w rozdzielni 30 kV jest dotrzymane, generatory posiadają zapas regulacji, natomiast sumaryczna moc czynna pobierana przez T3-T6 wynosi poniżej 20 MW. Transformatory pracują więc w kryterium regulacji przepływu mocy biernej ze strefą nieczułości ± 5 Mvar.

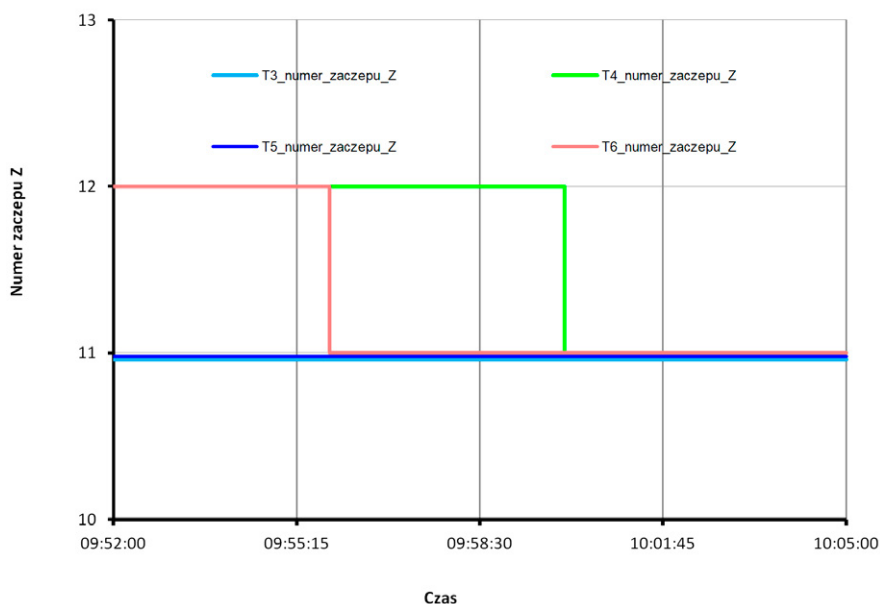
Na rys. 5 przedstawiono przebieg mocy biernej przepływającej przez poszczególne transformatory. Jeżeli sumaryczna wartość mocy przekroczy ± 5 , następuje przełączenie zaczełu transformatora wybranego zgodnie z zasadą przedstawioną w punkcie 3.1.

Na rys. 5 można zaobserwować, że przełączenie następuje najpierw na TS1 (największa wartość bezwzględna mocy), potem na TS3, natomiast po zmianie warunków w rozdzielni dochodzi do przełączenia zaczełu w odwrotnym kierunku przez te same transformatory.

W trzecim przykładzie pokazano sytuację, w której w jednym z systemów 30 kV nie ma załączonego żadnego z generatorów, natomiast podpięty jest transformator T6. W tej sytuacji zadaniem T6 jest regulacja napięcia w tym systemie, natomiast za regulację tg_{φ} odpowiadają T3-T5. Na rys. 6 przedstawiono napięcie zadane i mierzone w opisywanym systemie, a na rys. 7 – pozycje zaczełów transformatora T6.



Rys. 3. Przebiegi mocy biernej przepływającej przez poszczególne transformatory



Rys. 4. Pozycje przełącznika zaczeptów poszczególnych transformatorów

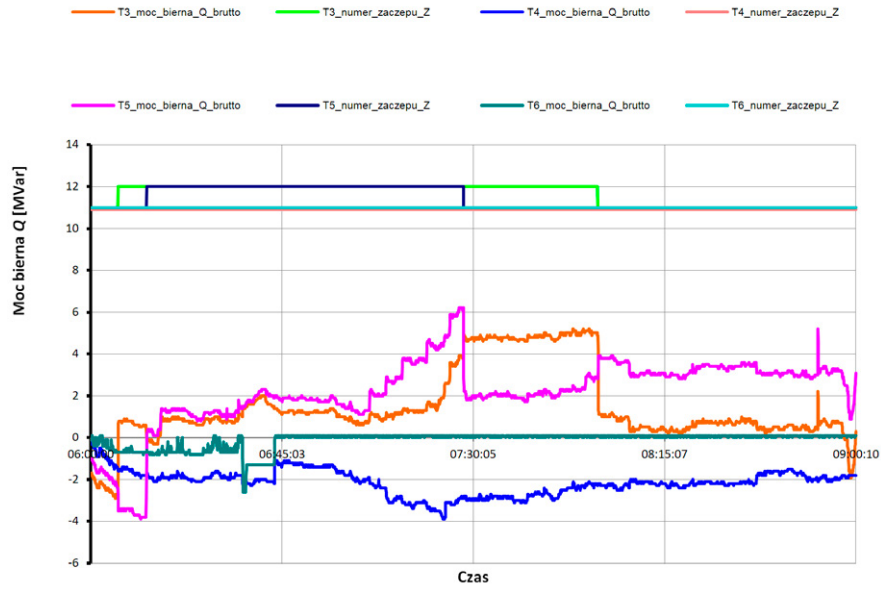
5. Podsumowanie

Ze względu na stale rozbudowujący się KSE i związany z tym wzrost komplikacji poszczególnych węzłów wymagane jest rozszerzenie funkcjonalności układów ARNE/ARST, tak aby spełniały nowe wymagania. Układ ARNE/ARST zobligowany jest do jednoczesnego spełnienia kilku kryteriów regulacji, takich jak: utrzymywanie napięcia, sterowanie przepływem mocy czynnej i biernej, jak również regulację bilansu mocy biernej zakładu przemysłowego z SEE.

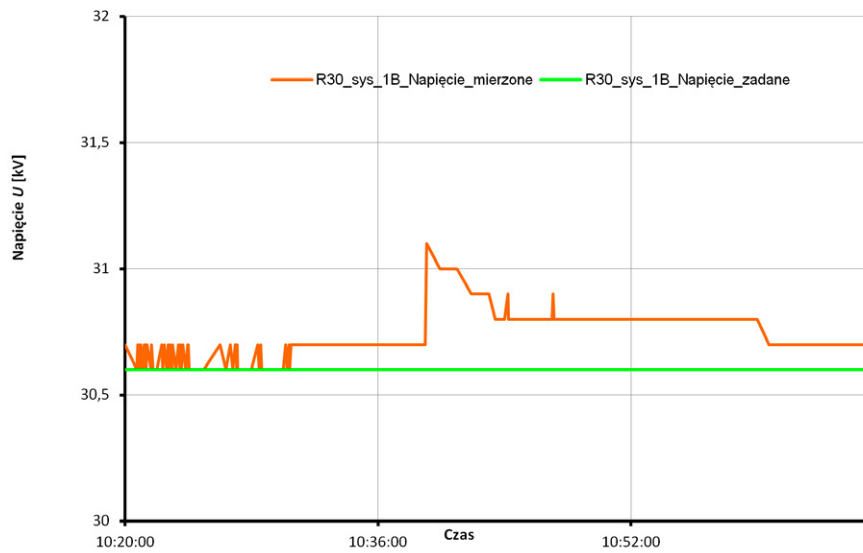
Zagadnienie to jest bardzo skomplikowane, ponieważ układ ARNE sam musi rozpoznać aktualny stan połączeń topologii, wywnioskować, które urządzenia pracują równolegle, jak

również przypisać im odpowiednie kryteria regulacji w zależności od stanu systemu elektroenergetycznego. Musi także skoordynować pracę poszczególnych urządzeń. W rozpatrywanym węźle możliwych jest co najmniej kilkaset konfiguracji, gdyż poszczególne rozdzielnie posiadają od 4 do 8 systemów szyn, urządzenia mogą być załączone na teoretycznie dowolny system lub też nie posiadać zakresu regulacyjnego.

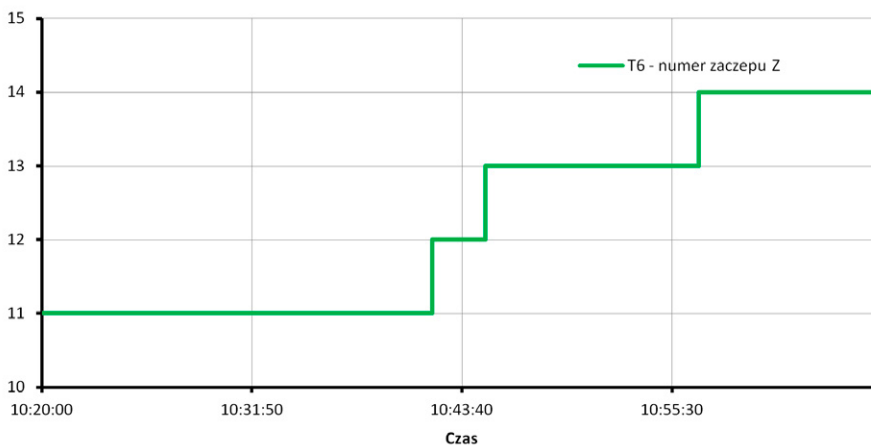
W artykule został przedstawiony fragment regulacji węzła, dotyczący regulacji bilansu mocy biernej w połączeniu z regulacją napięcia i sposobem wyboru algorytmów dla urządzeń rozdzielni 30 kV. Nowością w tego typu rozwiązaniach jest uwzględnienie regulacji bilansu mocy biernej zakładu przemysłowego z SEE



Rys. 5. Przebieg mocy biernej przepływającej przez poszczególne transformatory oraz pozycje zaczeów tychże transformatorów



Rys. 6. Napięcie zadane i mierzone w jednym z systemów 30 kV



Rys. 7. Pozycja zaczeów transformatora T6

w układzie regulacji grupowej oraz koordynacja algorytmu z pozostałymi funkcjonalnościami układu regulacji grupowej. Rozwiązanie to pozwala na całkowicie automatyczną pracę węzła (względem przedstawionych kryteriów), który podlega częstym zmianom zapotrzebowania na moc oraz dynamicznie zmieniającej się konfiguracji topologii stacji.

Na podstawie przebiegów z rejestracji można wywnioskować poprawną pracę układu, jak również założonych algorytmów.

BIBLIOGRAFIA

1. Kolendo P., New methods of power nodes automatic operation in scope of voltage regulation, reactive power and active power control. *Advances in Intelligent Systems and Computing*, 2019 [przyjęto do druku].
2. Kolendo P. i in., Current Issues of Group Control in the Example of Solutions for the Włocławek Node, *Acta Energetica* 2017, No. 3/32.
3. Opala K., Rozenkiewicz P., Kolendo P., Opracowanie algorytmów lokalnej współpracy automatyki przesuwnika fazowego z układem ARST/ARNE w węzle regulacyjnym. Etap I [praca badawcza] Instytut Energetyki, 2015.
4. PSE SA, Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, 2017.
5. Kowalak R. i in., Węzły sieci przesyłowej i rozdzielczej [w:] Automatyka systemowa a bezpieczeństwo energetyczne kraju, t. 3, Gdańsk 2013.
6. Dolny R. i in., Analiza wpływu zmian programów i algorytmów ARNE ARST na możliwości regulacyjne i bezpieczeństwo pracy KSE. Etap I [praca badawcza], Instytut Energetyki, 2008.

Controlling of the Reactive Power Balance by a Great Industrial Receiver in ARNE/ARST Group Control System

Keywords

ARNE group control systems, control of reactive power balance, ARST systems

Abstract

In recent years, some Great Industrial Receivers connected to the National Power System (NPS) have been building high-power energy blocks intended to supply their own industrial factories as well as to sell energy to the transmission network. The new blocks are thus connected at the same time with an industrial plant as well as with a transmission network, which causes a significant complication of regulation algorithms for automation systems. Despite the change in the profile of industrial factories to production, these factories are forced to maintain an adequate balance of reactive power with transmission network due to settlement requirements. As part of the work, the authors will present the method of controlling the reactive power balance and the method of algorithms coordination in group control systems for the existing power node in NPS.

KONTAKT

Piotr Kolendo

Instytut Energetyki Oddział Gdańsk
tel.: +48 58 349 81 68
e-mail: p.kolendo@ien.gda.pl

Jarosław Klucznik

Instytut Energetyki Oddział Gdańsk
tel.: +48 58 349 81 68
e-mail: j.klucznik@ien.gda.pl

Mateusz Drop

Instytut Energetyki Oddział Gdańsk
tel.: +48 58 349 81 68
e-mail: m.drop@ien.gda.pl

Marek Powroźnik

Instytut Energetyki Oddział Gdańsk
tel.: +48 58 349 81 68
e-mail: m.powroznik@ien.gda.pl

Układ pomiaru symetrycznych i asymetrycznych prądów zwarciovych z zastosowaniem wielozakresowych przekładników prądowych w warunkach laboratorium zwarciovego

Autorzy

Michał Babiuch
Jan Olak

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

badania zwarciovie, pomiary prądów zwarciovych, przekładnik prądowy

Streszczenie

W artykule przedstawiono różne wymagania zawarte w normach przedmiotowych, dotyczące parametrów probierczych dla aparatury elektroenergetycznej i różnych rodzajów badań wykonywanych w laboratorium zwarciovym. Opisano wyposażenie badawczo-pomiarowe Zwarciovni Instytutu Elektrotechniki w Warszawie (IEL). Przedstawiono układ pomiaru prądów zwarciovych przy użyciu nowo opracowanych przekładników. Opisano metodę sprawdzenia dokładności przekładników prądowych do pomiaru prądów zwarciovych i zamieszczono przykładowe wyniki i oscylogramy z badań. Układ został wdrożony i jest eksploatowany w Zwarciovni IEL.

1. Wstęp

Instalowana w systemie elektroenergetycznym aparatura, w tym szczególnie aparatura rozdzielcza, musi być przystosowana do pracy w sytuacjach awaryjnych. Symulowanie stanów awaryjnych i badanie odporności urządzeń na sytuacje awaryjne przeprowadza się w specjalistycznych laboratoriach wielkiej mocy, tzw. zwarciovniach. Podstawowe badania, jakie przeprowadza się w zwarciovni, to: a) badanie zdolności łączeniowej (np. łączenie w szeregu SPZ, w opozycji faz, zwarc pobliskich, baterii kondensatorów, linii długich itp.), b) badania wytrzymałości zwarcioviej cieplnej, tzw. obciążalności zwarcioviej prądem krótkotrwałym wytrzymywanym i szczytowym wytrzymywanym, c) próby łukowe – badanie odporności urządzeń na wystąpienie wewnętrznego zwarcia łukowego. Badania te dotyczą m.in. rozdzielnic, stacji prefabrykowanych, przekładników, transformatorów, kabli, skrzynek przyłączowych, silników. Jednym z podstawowych parametrów, który podczas tych badań musi być uwzględniony i wiarygodnie pomierzony, jest prąd zwarciovy. Prąd zwarciovy składa się ze składowej symetrycznej (sinusoidalnej) oraz składowej asymetrycznej (nieokresowej), której zanikanie charakteryzuje tzw. stała czasowa tłumienia składowej nieokresowej prądu zwarciovego – τ . W praktyce stała czasowa to wartość czasu, w którym chwilowa wartość składowej nieokresowej wynosi $e^{-1} = 0,3678$ początkowej wartości tej składowej.

Podstawowy wzór określający składową nieokresową

$$i_d = I_{d0} e^{-\frac{R}{L}t} = I_{d0} e^{-\frac{t}{\tau}} \quad (1)$$

gdzie: i_d – wartość chwilowa składowej nieokresowej, I_{d0} – wartość początkowa składowej nieokresowej, $\tau = L/R$ – stała czasowa obwodu, e – podstawa logarytmu naturalnego.

O ile pomiar prądu symetrycznego nie stwarza trudności, to wiarygodny pomiar prądu asymetrycznego wymaga szczególnej uwagi, zwłaszcza przy pomiarze prądu zwarciovego przekładnikami. Składowa stała obwodu może powodować nasycanie się rdzenia przekładnika, co prowadzi do powstawiania błędów transformacji. Chcąc ograniczyć te błędy, należy dążyć do tego, aby przekładnik się nie nasycał.

2. Wymagania dotyczące stałej czasowej prądów niesymetrycznych dla różnych badań

Stać czasowa jest jednym z parametrów charakteryzujących przebieg składowej nieokresowej prądu zwarciovego. Znajomość stałej czasowej ma istotne znaczenie na etapie przygotowywania układu probierczego do badań.

Normy przedmiotowe charakteryzują obwód zwarciovy między innymi poprzez wymaganie ustawienia konkretnego $\cos(\varphi)$ obwodu, współczynnika udaru prądu zwarciovego k (stosunek wartości pierwszego szczytu prądu zwarciovego do wartości skutecznej składowej okresowej) lub czasami stosunku wielkości X/R w obwodzie). Wielkości te są ściśle powiązane ze stałą czasową. Dla 50 Hz ilościowe zależności przedstawiono w tab. 1. W przeważającej części badań, szczególnie aparatury rozdzielczej średniego napięcia, wymagany współczynnik udaru wynosi $k = 2,5$. Jednocześnie dla wielu prób wymagany współczynnik k jest różny. Dla transformatorów kategorii I (25 kVA do 2,5 MVA) współczynnik udaru zmienia się w zakresie 1,51–2,51, dla

X/R	1	2	3	4	5	6
cos(φ)	0,707	0,447	0,316	0,243	0,196	0,164
τ [ms]	3,2	6,4	9,6	12,7	15,9	19,1
k	1,510	1,760	1,950	2,090	2,190	2,270

8	10	12	14	20	25
0,124	0,100	0,083	0,071	0,050	0,040
25,5	31,8	38,2	44,6	63,7	79,6
2,380	2,460	2,529	2,550	2,739	2,831

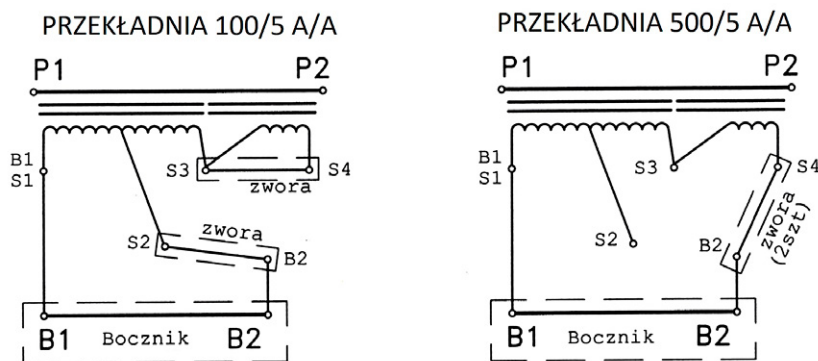
Tab. 1. Podstawowe zależności parametrów obwodu i prądu zwarciovego dla 50 Hz

transformatorów kategorii II (2,5–100 MVA) wynosi 2,55, natomiast dla kategorii III (powyżej 100 MVA) $k = 2,69$. Dla aparatury niskiego napięcia wymagany współczynnik udaru zmienia się w przedziale $k = 1,5–2,2$. Również w próbach łukoodporności współczynnik może być różny, np. w badaniu rozdzielnic czy stacji spodziewany współczynnik wymagany wynosi $k = 2,5$ (w czasie próby dopuszcza się jego zmniejszenie o 10%), ale w badaniu odporności na zwarcie wewnętrzne przekładnika wysokonapięciowego współczynnik jest stosunkowo niski i wynosi $k = 1,7$. Stałej czasowej najwięcej uwagi poświęca się w normie dotyczącej badania wyłączników (2001). W normie zacytowana jest też obszerna dyskusja przeprowadzona przez Grupę Roboczą CIGRE WG13-04. Przyjmuje się standardową „znamionową stałą czasową”, która wynosi $\tau = 45$ ms i nazywa się ją „wartością

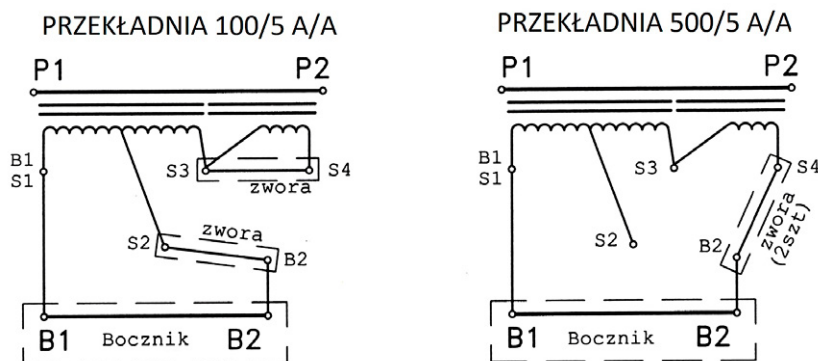
znormalizowaną”. Ta wartość stałej czasowej jest właściwa dla większości realnych przypadków. Rozważa się również inne wartości stałej czasowej $\tau = 60$ ms, 75 ms, 120 ms, ale traktowane są one jako „szczególny przypadek stałych czasowych”. Ponieważ stałe czasowe uzyskiwane w laboratoriach zwarciovych różnią się między sobą, to norma precyzuje i podaje procedury postępowania w sytuacji, kiedy stała czasowa obwodu probierczego jest większa lub mniejsza od wartości przypisanej. Badania wykonane przy większej wartości dla przypisanych wartości mniejszych uznaje się pod warunkiem, że składowa okresowa ma tę samą wartość lub większą i zachowane są wymagane parametry napięcia powrotnego. W laboratorium zwarciovym IEL naturalna stała czasowa, związana z maksymalnym prądem zwarciovym przy napięciu generatorowym, wynosi ok. 50 ms.

	Typ PL-30/E2		Typ PL-30/E1	
I_{1n}	2000 A	10 000 A	100 A	500 A
zakres pomiarowy	1–10 kA	5–65 kA	50–500 A	250–2500 A
I_{2n}	5 A	5 A	5 A	5 A
S_{2max}	2,5 VA	2,5 VA	2,5 VA	2,5VA
klasa	0,1	0,1	0,1	0,1
zaciski	S1–S2	S1–S3	S1–S2	S1–S3
napięcie na boczniku 50 m Ω	0,125–1,25 V	0,125–1,625 V	0,125–1,25 V	0,125–1,25 V

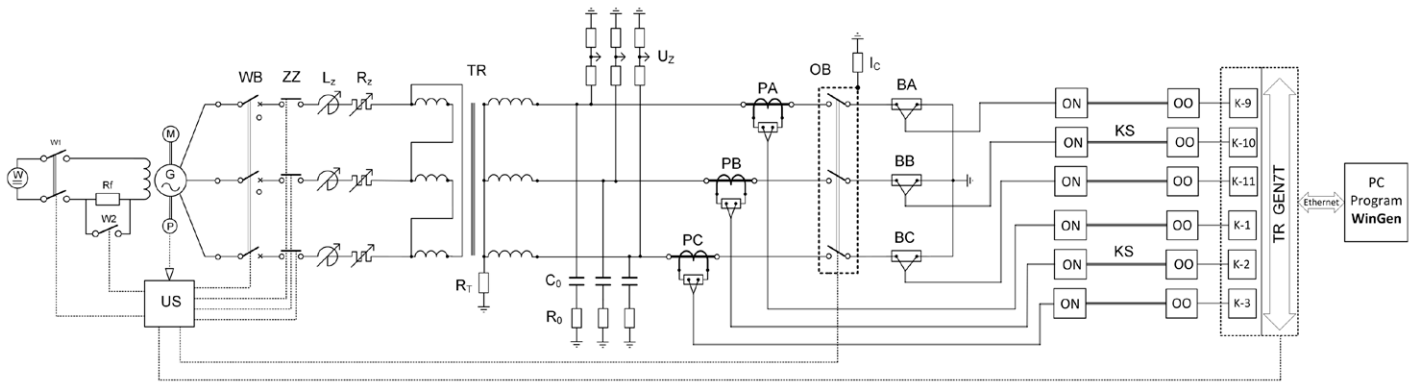
Tab. 2. Parametry znamionowe przekładników



Rys. 1. Schemat uzwojeń przekładnika typu PL-30/E1



Rys. 2. Schemat uzwojeń przekładnika typu PL-30/E2

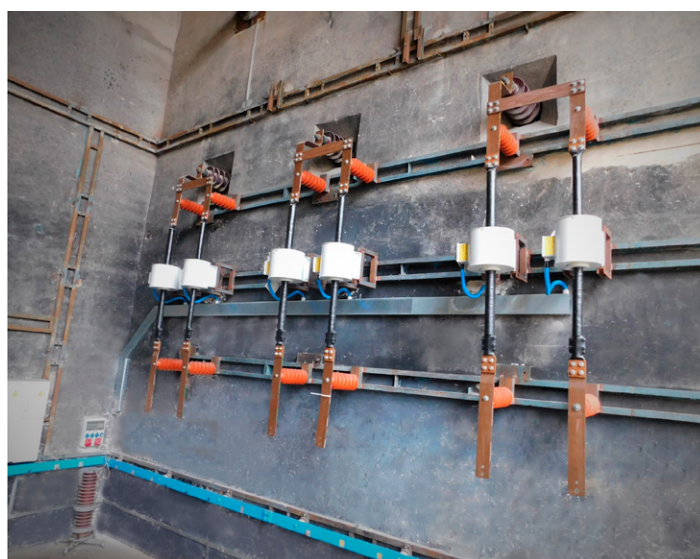


G – generator zwarciový o mocy 31,5 MVA (500 MVA) lub 100 MVA (2500 MVA); M – silnik generatora; P – pilot generatora; W – wzbudnica generatora; Rf – zespół rezystorów w obwodzie wzbudzenia; W1, W2 – wyłączniki w obwodzie wzbudzenia; WB – wyłącznik bezpieczeństwa; ZZ – załączniki zwarciový; Rz – zespół regulowanych rezystorów; Lz – zespół regulowanych dławików; R_T – rezystor 5 kΩ; TR – zespół trzech transformatorów zwarciových 3 x 33,3 MVA (3 x 750 MVA); R₀, C₀ – układ do regulacji parametrów napięcia powrotnego; BA, BB, BC – boczniki koncentryczne WSM-6000 – Hilo-Test; PA, PB, PC – przekładniki prądowe PL-30/E1, PL-30/E2 – Transformex; U_z – dzielniki WN; US – urządzenie sterujące próbą i pomiarami; OB – obiekt badany; ON – nadajnik optoelektroniczny; OO – odbiornik optoelektroniczny; KS – kabel światłowodowy; TR GEN7t – Transient Recorder typu GEN7t-2 GENESIS rejestrator (14–16 bit, 25MHz, RAM 200 MB/kanał); PC komputer z oprogramowaniem WinGen

Rys. 3. Układ probierczy i pomiarowy stosowany do badań zdolności łączeniowej aparatury rozdzielczej w Zwarcowni IEL, w którym przeprowadzono sprawdzenie dokładności przetwarzania prądów zwarciových przez przekładniki

3. Założenia i wybór konstrukcji przekładników

W laboratorium zwarciovým Instytutu Elektrotechniki, gdy jest to tylko możliwe, wykonuje się pomiary prądu zwarciového za pomocą boczników. Uzasadnione to jest wysokimi walorami pomiarowymi boczników – bezproblemowy pomiar prądów probierczych stałych, w tym składowej stałej prądu zwarciového, oraz przemiennych. Kiedy w układzie nie można zamontować i bezpośrednio uziemić boczników, konieczny jest pomiar prądu pod wysokim potencjałem, a więc np. za pomocą przekładników. W Zwarcowni IEL założono, że w procesie projektowania przekładników prądowych do modernizowanego układu probierczego nie będą się one nasycaly przy przepływie prądu probierczego w pełnym zakresie pomiarowym (tab. 2), dla maksymalnej wartości stałej czasowej $\tau = 60$ ms.



Fot. 1. Układ przekładników zamontowanych w obwodzie zwarciovým IEL (komora VI)

Opracowano i wykonano przekładniki, po 2 szt. na każdą fazę, o tak dobranych parametrach znamionowych, aby obejmowały pełen zakres prądów probierczych, bez potrzeby rozmontowywania toru prądowego. Tor probierczy ma dwie gałęzie równoległe, z zaciskami do przyłączenia obiektu badanego (fot. 1). Jedna gałąź służy do badań prądem symetrycznym o wartości od 50 A do 2500 A, a druga od 1 kA do 65 kA. Obciążenie przekładników stanowią bezindukcyjne boczniki o rezystancji 50 mΩ.

4. Opis konstrukcji przekładnika

Przekładniki zaprojektowane i wykonane w firmie Transformex mają konstrukcję przepustową, rdzenie pierścieniowe bezszczelinowe. Uzwojenia pierwotne stanowią przepusty na napięcie znamionowe 30 kV i prąd zwarciový 1 sek. 65 kA. Przełączanie zakresów znamionowego prądu pierwotnego każdego przekładnika odbywa się po stronie wtórnej, w skrzynce przełączeniowej zainstalowanej w korytarzu szynowym zwarciovýni. Przyjęte wartości znamionowych prądów pierwotnych I_{1n} oraz zakresy pomiarowe przekładników (tab. 2) umożliwiają, w zależności od rodzaju próby, właściwy dobór przekładni przekładników i dokładny pomiar prądu zwarciového w bardzo szerokim zakresie prądów probierczych zwarciových, tj. od 50 A do 65 kA.

5. Układ badawczy i pomiarowo-rejestrujący

W celu sprawdzenia dokładności przetwarzania prądów zwarciových przez przekładniki zastosowano typowy układ probierczy i pomiarowy, eksploatowany w Zwarcowni IEL podczas badań zdolności łączeniowej aparatury rozdzielczej tych konkretnych wyłączników. Układ przedstawiono schematycznie na rys. 3. Laboratorium zwarciový IEL dysponuje dwoma generatorami zwarciovými G o mocy typowej 31,5 MVA oraz 100 MVA i odpowiednio o mocy zwarciových 500 MVA oraz 2500 MVA. Generatory napędzane są silnikiem M (pierścieniowy indukcyjny z wielostopniowym samoczynnym rozruchem wiropędowym), którego zadaniem jest doprowadzenie generatora do znamionowej prędkości synchronicznej i utrzymanie go w ruchu na biegu jałowym.

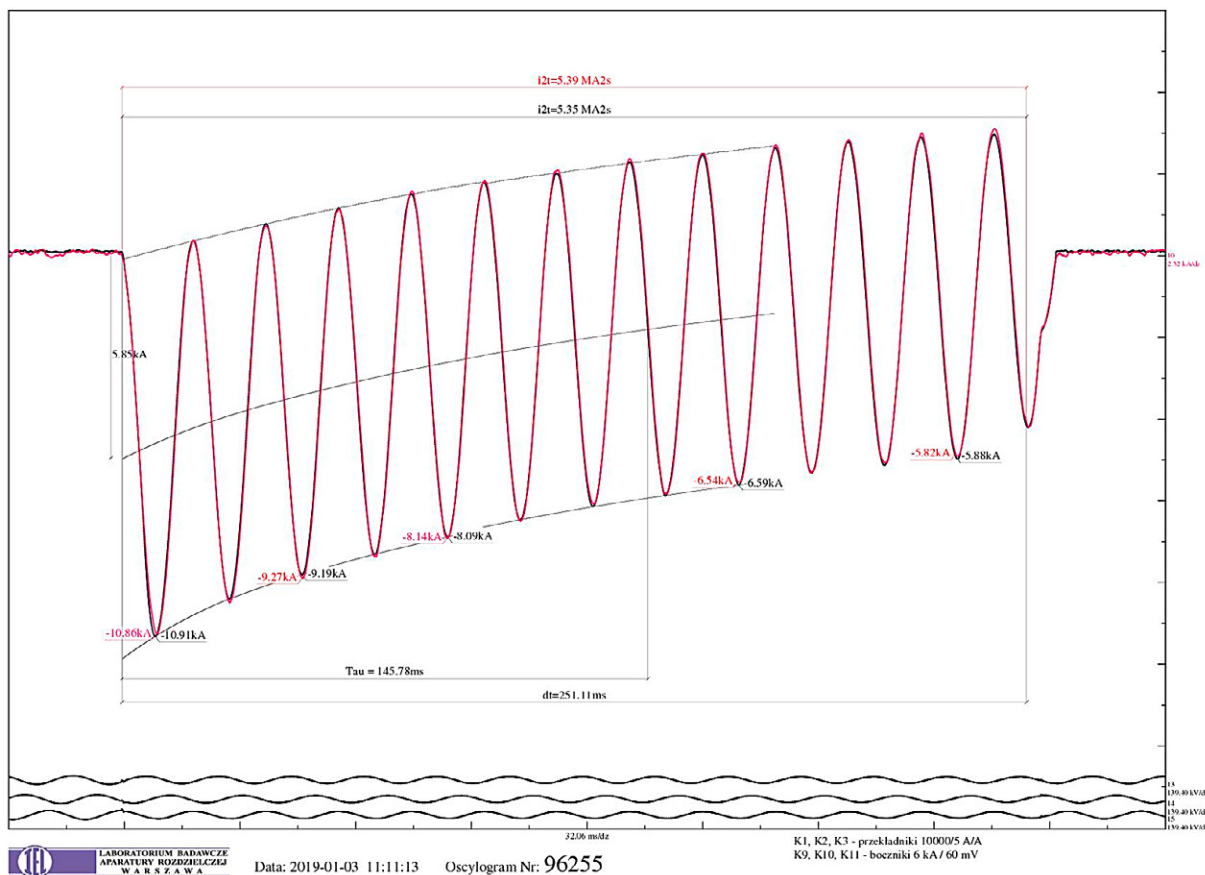
Energia elektryczna potrzebna do uzyskania żądanych parametrów probierczych uzyskiwana jest kosztem energii kinetycznej mas wirujących (ok. 45 ton) układu generator – silnik napędowy. Z wałem generatora sprzężona jest mała prądnica P (tzw. pilot generator), która współpracuje z urządzeniem synchronizującym próby (US). 24-kanalowe urządzenie synchronizujące US wysyła impulsy w odpowiednio wybranej fazie napięcia zasilania i służy do sterowania urządzeniami zwarciovni. W celu zapewnienia stabilnego przebiegu prądu zwarciovego stosuje się układ forsowania wzbudzenia oraz koło zamachowe w układzie napędowym wzbudnicy. Do nastawiania prądu probierczego i współczynnika mocy służy zespół dławików powietrznych L_z oraz rezystorów R_z . Parametry probiercze mogą być również zmieniane poprzez odpowiednie połączenie transformatorów zwarciovych TR i dobór przekładni transformatorów. Transformatory – trzy jednostki 1-fazowe, każda o mocy nominalnej 33,3 MVA i mocy zwarcioviej 750 MVA oraz uzwojeniach 10 kV/15–30–60–120 kV, mogą być różnie kojarzone w układach 3 – i 1-fazowych (w sumie można uzyskać kilkadziesiąt różnych przekładni). Pomiary wykonano w układzie pomiarowym, jak jest stosowany – jak wspomniano wyżej – podczas badań zdolności łączeniowej aparatury, wykonywanych w laboratorium zwarciovym IEL. Podstawowymi elementami układu są: przetworniki światłowodowe (ON – nadajnik, OO – odbiornik), zespół światłowodów KŚ, 24-kanalowy Transient Recorder typu GEN7T-2 GENESIS firmy HBM Inc. USA (wzmacniacz DIF25M128, wejście różnicowe 20 mV-100 V, 14/16 bit, 200MB RAM, próbkowanie 25 Ms/s).

Przekładnik PL-30/E2 – zakres 10 kA. Oscylogram nr 96255			
Mierzona wielkość	Przekładnik	Bocznik	Błąd [%]
Wartość szczytowa I_p	10,91 kA	10,86 kA	0,46
Wartość skuteczna I_1	3,77 kA	3,79 kA	0,26
Współczynnik udaru k	2,886	2,885	0,73
Wartość $i2f$	5,35 MA ² s	5,39 MA ² s	0,75
Wartość początkowa składowej nieokresowej I_{d0}	5,83 kA	5,85 kA	0,35
Przekładnik PL-30/E2 – zakres 2 kA. Oscylogram nr 96264			
Wartość szczytowa I_p	9,19 kA	9,25 kA	0,65
Wartość skuteczna I_1	3,22 kA	3,25 kA	0,93
Współczynnik udaru k	2,863	2,846	0,59
Wartość $i2f^*$	1,59 MA ² s	1,57 MA ² s	1,26
Wartość początkowa składowej nieokresowej I_{d0}	4,80 kA	4,76 kA	0,83

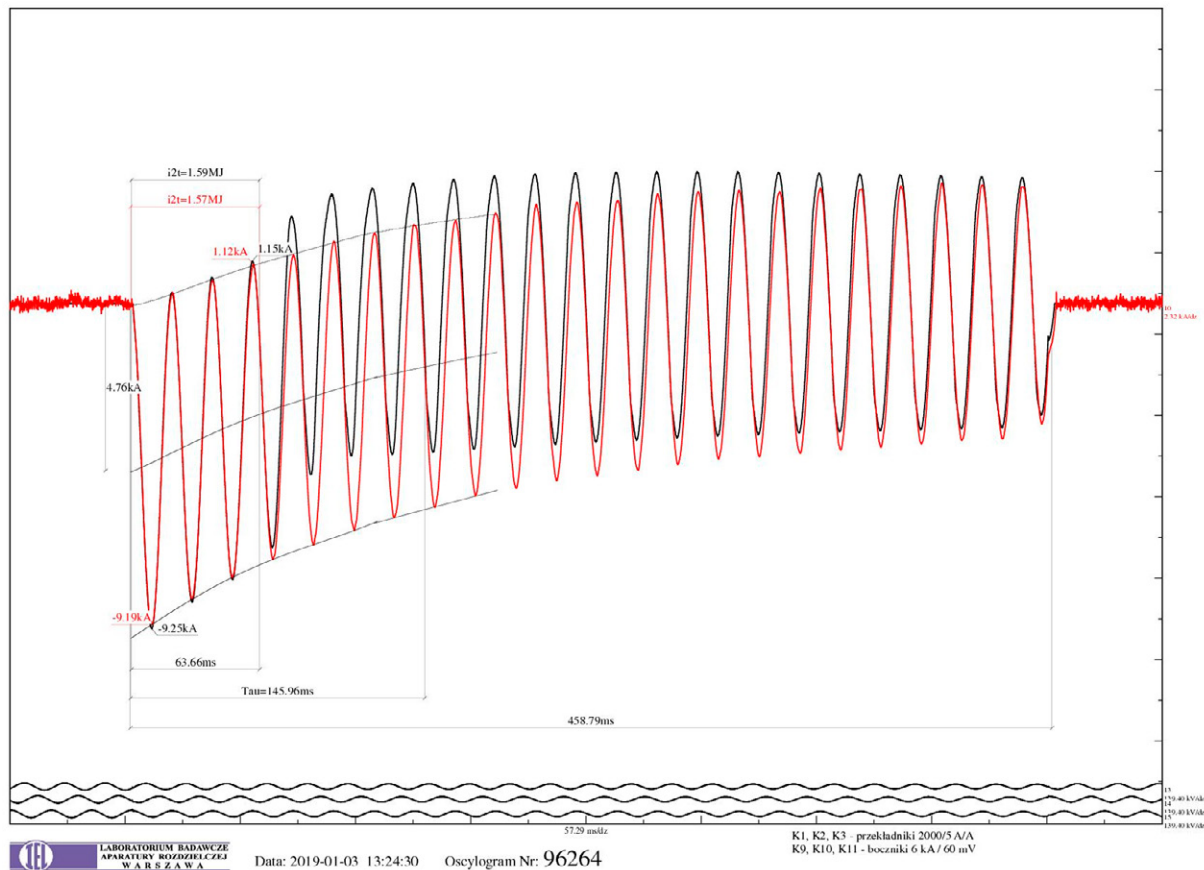
^{*)} wartość wyznaczona dla czasu $t = 63$ ms

Tab. 3. Zestawienie wybranych wyników pomiarów. Stała czasowa obwodu $\tau = 146$ ms

Rejestrator przez łącze Ethernet jest połączony z komputerem. Obróbka danych, oscylogramów i tworzenie dokumentacji odbywa się za pomocą autorskiego oprogramowania WinGen. W tle programu WinGen pracuje program Perception (dostarczony przez producenta) obsługujący rejestrator.



Rys. 4. Oscylogram z próby sprawdzania dokładności pomiarowej przekładników przy braku nasycenia



Rys. 5. Oscylogram z próby sprawdzania dokładności pomiarowej przekładników w przypadku nasycenia

6. Wyniki badań

Badania przeprowadzono w układzie probierczym 3-fazowym (rys. 3) przy różnych stałych czasowych obwodu. Dla poszczególnych zakresów wykonano po dwie próby, w tym jedną dla wartości prądu bliskiej maksymalnej danego zakresu, łącznie wykonano ponad 20 prób. Mierzono następujące wielkości: wartość szczytową (udar) – I_p , wartość skuteczną prądu symetrycznego (1 okres) – i_1 , wartość początkową prądu asymetrycznego – I_{d0} , współczynnik udaru – k oraz wartość – i^2t dla wybranego przedziału. Przykładowe wyniki dla pomiarów przekładnikiem oraz bocznikiem, wraz z błędami pomiaru, zestawiono w tab. 3. Wybrano przypadek nienasycenia (oscylogram nr 96255) i nasycenia (oscylogram nr 96264) się przekładnika.

Na zamieszczonych oscylogramach zaprezentowano tylko pomiary 1 fazy, tej w której wystąpił najwyższy udar, przebiegi umieszczono na wspólnej osi czasowej – przebieg z bocznika (kolor czerwony) i przebieg z przekładnika (kolor czarny). Gdy wartość mierzonego prądu jest stosunkowo mała, przekładnik mierzy prąd poprawnie w całym rejestrowanym przedziale, mimo że stała czasowa obwodu przekracza założoną wartość (rys. 4) – wizualnie przebiegi praktycznie się pokrywają w całym rejestrowanym przedziale. Dla mierzonych wartości bliskich maksymalnego zakresu przekładnik już mierzy poprawnie (z założonym błędem), tylko w przedziale dla założonej stałej czasowej (60 ms). Można zaobserwować, że po zakończeniu stanów przejściowych przekładnik „wychodzi” z nasycenia – przebiegi zaczynają się pokrywać (rys. 5).

7. Wnioski końcowe

Przeprowadzane badania i pomiary prądu zwarciovego w laboratorium zwarciovym IEL, za pomocą wielozakresowych przekładników prądowych, potwierdziły poprawność rejestracji przebiegów w granicach założonych parametrów. Układ pomiarowy został wdrożony i jest eksploatowany.

Poprawiły się parametry eksploatacyjne zwarciovni, wzrosła jakość wykonywanych pomiarów, zdecydowanie skrócił się czas przygotowania układów probierczych do badań.

The System of Measurement of Symmetrical and Asymmetric Short Circuit Current with Multi Range Current Transformers in Conditions of Short-Circuit Testing Laboratory

Keywords

short-circuit tests, short-circuit current measurements, current transformer

Abstract

The article contains an overview of various requirements for the parameters of the Short-Circuit Testing Laboratory: symmetrical and asymmetrical short-circuit currents, time constant for the disappearance of the constant short-circuit component, asymmetrical peak factor and various types of short-circuit tests

performed on various devices operating in power systems, contained in different subject standards . The equipment of the Short-Circuit Testing Laboratory of the Electrotechnical Institute and the modernized test chamber No. 6 is described, equipped with new multi range current transformers and a modern measuring system for short-circuit current. The method of checking the accuracy of current transformers for measuring

short-circuit currents is described and example oscillograms are given. The values of the adopted parameters of the transformers and the way of designing the test track are highlighted, enabling the simplification of preparatory works to carry out short-circuit tests and research organization. The article contains electrical diagrams of measurement systems, diagrams of transformer windings and photograph of modernized test chamber No. 6.

KONTAKT

Michał Babiuch

Instytut Elektrotechniki w Warszawie

tel.: +48 604 579 722

e-mail: m.babiuch@iel.waw.pl

Jan Olak

Transformex sp. z o.o. w Warszawie

tel.: +48 502 360 346

e-mail: janolak@transformex.pl

Nowe uzwojenie stojana turbogeneratorskiego przeznaczonego do pracy elastycznej

Autor

Roman Krok

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

rewitalizacja bloków energetycznych, elastyczna praca bloku, modernizacja turbogeneratorskiego

Streszczenie

W artykule przedstawiono nowe uzwojenie stojana turbogeneratorskiego o mocy 200 MW, umożliwiające elastyczną pracę bloku po podwyższeniu mocy. Wykonane obliczenia oraz pomiary nagrzewania turbogeneratorskiego zmodernizowanego i fabrycznego wykazały bardzo duże obniżenie temperatury nowego uzwojenia stojana w porównaniu z fabrycznym, pomimo znacznego podwyższenia mocy turbogeneratorskiego z 200 do 240 MW. Bardzo niska temperatura uzwojenia stojana oraz wykonanie wszystkich przewodów elementarnych, pełnych i drażonych, z jednego materiału (miedzi) zapewniają bezawaryjną pracę zmodernizowanego turbogeneratorskiego przy pracy elastycznej. Innowacyjne rozwiązanie prętów uzwojenia stojana wykorzystano w modernizacjach turbogeneratorskiego związanych z realizacją programu dla polskiej energetyki „Bloki 200+”.

1. Wprowadzenie

W polskim systemie elektroenergetycznym ciągle wzrasta całkowita moc wytwarzana przez generatory napędzane energią wiatru oraz panele fotowoltaiczne. Ponieważ nie ma możliwości regulacji mocy wydawanej z tych źródeł energii, zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju wymaga zainstalowania w systemie odpowiedniej liczby źródeł o regulowanej mocy. Program dla energetyki „Bloki 200+” przewiduje, że regulowanymi źródłami energii w polskim systemie elektroenergetycznym będą zmodernizowane bloki węglowe o mocy 200 MW. Obecnie na szeroką skalę prowadzone są badania mające na celu opracowanie innowacyjnych rozwiązań wdrażanych przy modernizacji bloków energetycznych. Zmniejszenie emisji dwutlenku węgla oraz zapewnienie elastycznej pracy bloku wymagają nie tylko modernizacji kotła i turbiny, ale również dokonania znacznych zmian w turbogeneratorskiego. Opracowanie nowych rozwiązań konstrukcyjnych elementów bloku energetycznego

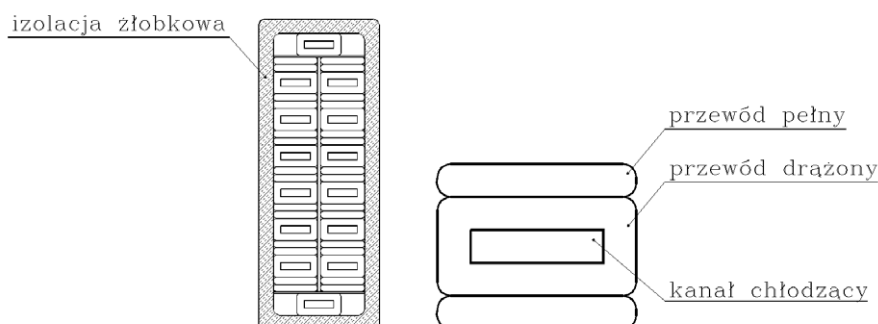
dotąd utrudnia fakt, że w założeniach projektowych przewidziano znaczne podwyższenie mocy.

W artykule przedstawiono nowe rozwiązanie jednego z najważniejszych elementów turbogeneratorskiego, jakim jest uzwojenie stojana. Umożliwia ono znaczne podwyższenie mocy przy jednoczesnym dostosowaniu turbogeneratorskiego do pracy elastycznej. Pomiary zmodernizowanych turbogeneratorskiego w pełni potwierdziły realizację postawionych celów.

2. Uzwojenie stojana turbogeneratorskiego fabrycznego o mocy 200 MW

2.1. Budowa uzwojenia stojana

Uzwojenie stojana turbogeneratorskiego wykonane jest z prętów chłodzonych wodą destylowaną. Na rys. 1 przedstawiono przekrój pręta uzwojenia stojana, na którym widoczne są elementarne przewody pełne oraz drażone, którymi przepływa woda



Rys. 1. Przekrój pręta uzwojenia stojana turbogeneratorskiego fabrycznego

chłodząca. W rozwiązaniu fabrycznym przewody elementarne – zarówno pełne, jak i drażone – wykonane są z miedzi, przy czym na jeden przewód drażony przypadają dwa przewody pełne.

2.2. Model do obliczeń pola temperatury

Obliczenia rozkładu temperatury w uzwojeniu stojana turbogenerators wykonano, wykorzystując autorską metodę zmodyfikowanych sieci cieplnych [1]. Metoda sieci cieplnych w ujęciu klasycznym [2, 3] umożliwia jedynie wyznaczenie średniej temperatury elementów maszyny elektrycznej. Zmodyfikowana metoda sieci cieplnych pozwala obliczyć pole temperatury w elementach maszyny elektrycznej. W uzwojeniu stojana dużego turbogenerators różnica pomiędzy maksymalną i minimalną temperaturą wynosi nawet kilkadziesiąt K [4, 5], a w konsekwencji ocena stanu cieplnego wymaga wyznaczenia rozkładu temperatury.

W rozpatrywanym turbogenerators kolektory wodne wlotowe i wylotowe w uzwojeniu stojana zainstalowane są od strony turbiny. Zmodyfikowaną sieć cieplną wystarczy zatem opracować dla dwóch prętów uzwojenia stojana (odległych o poskok uzwojenia) połączonych szeregowo. W modelu uwzględniono:

- straty dodatkowe wywołane zjawiskiem wypierania prądu w przewodach elementarnych
- zależność strat mocy w przewodach uzwojenia od ich temperatury
- nagrzewanie się wody przepływającej w kanałach chłodzących usytuowanych wewnątrz przewodów drażonych
- zjawisko unoszenia ciepła w strugach wody chłodzącej.

W celu utworzenia zmodyfikowanej sieci cieplnej pręty uzwojenia stojana turbogenerators podzielono wzdłuż kierunku przepływu wody na obszary różnicowe. Następnie elementom uzwojenia oraz strudze wody chłodzącej w obrębie wydzielonych obszarów różnicowych przyporządkowano węzły sieci cieplnej (rys. 2).

Na schemacie cieplnym występują następujące wielkości:

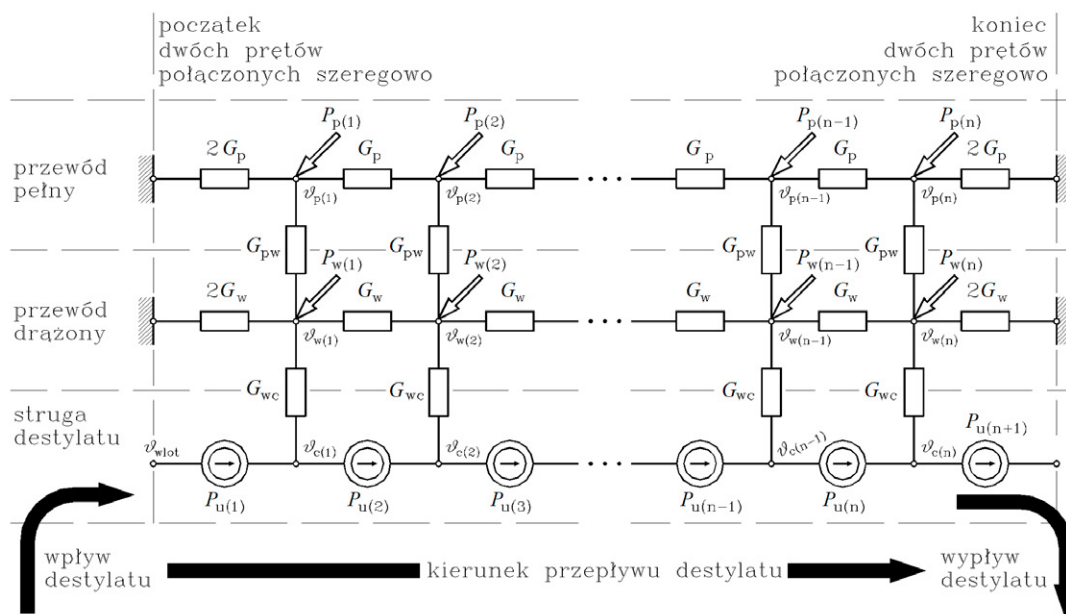
- przewodności dla strumieni ciepła przepływających odpowiednio wzdłuż przewodu pełnego (G_p) oraz drażonego (G_w)
- przewodności dla strumieni ciepła przepływających pomiędzy przewodem pełnym i drażonym (G_{pw})
- przewodności dla strumieni ciepła przepływających na skutek konwekcji wymuszonej z powierzchni kanału w przewodzie drażonym do strugi wody chłodzącej (G_{wc})
- straty mocy odpowiednio w przewodzie pełnym (P_p) oraz drażonym (P_w)
- moc cieplna unoszona przez strugę wody przepływającej przez ścianki obszarów różnicowych wydzielonych w kanałach chłodzących (P_u).

Na podstawie sieci cieplnej wykonano program komputerowy do obliczeń pola temperatury w uzwojeniu stojana turbogenerators. Umożliwia on wyznaczenie rozkładu przyrostu temperatury w przewodach elementarnych, pełnych i drażonych, oraz w strudze wody przepływającej w kanałach chłodzących. Przyrosty temperatury określone są w odniesieniu do temperatury zimnej wody na wpływie do uzwojenia stojana.

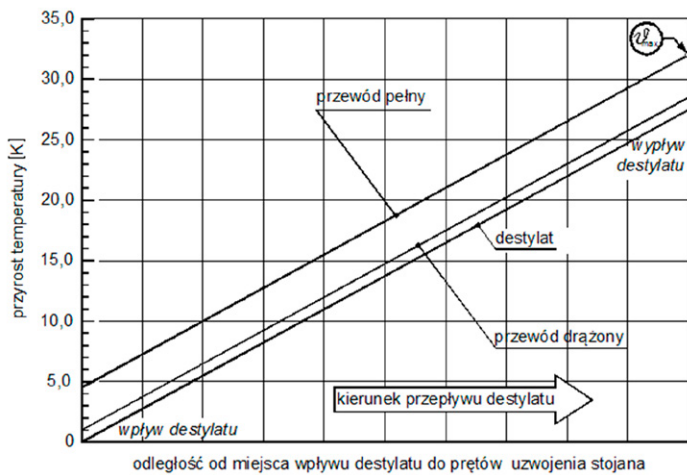
2.3. Wyniki obliczeń cieplnych

Na rys. 3 przedstawiono obliczony rozkład przyrostu temperatury w dwóch prętach uzwojenia stojana, połączonych szeregowo w znamionowym stanie pracy turbogenerators fabrycznego. Rozkład przyrostu temperatury w strudze wody chłodzącej odbierającej ciepło wytwarzane w przewodach elementarnych jest liniowy, a w konsekwencji rozkładu przyrostu temperatury w przewodach elementarnych, pełnych i drażonych, są również liniowe. Największy przyrost temperatury mają przewody pełne na końcu pręta, na którym wypływa woda chłodząca.

Wyniki obliczeń porównano z wynikami pomiarów. Różnica pomiędzy temperaturami obliczonymi i zmierzonymi czujnikami zabudowanymi w uzwojeniu stojana nie przekracza 3 K.



Rys. 2. Zmodyfikowana sieć cieplna dla uzwojenia stojana turbogenerators fabrycznego o mocy 200 MW



Rys. 3. Rozkład przyrostu temperatury w uzwojeniu stojana turbogeneratora fabrycznego przy mocy 200 MW

3. Koncepcja nowego uzwojenia stojana turbogeneratora

Badania dotyczące doskonalenia konstrukcji turbogeneratorów są prowadzone na Wydziale Elektrycznym Politechniki Śląskiej od 1991 roku. Przedmiotem badań jest opracowanie nowych rozwiązań głównych węzłów konstrukcyjnych turbogeneratorów, w tym przeznaczonych dla jednostek o mocy 200 MW. Większość z tych rozwiązań została wdrożona do produkcji w EthosEnergy Poland SA w Lublińcu.

Pierwsze prace, dotyczące modernizacji turbogeneratorów o mocy 200 MW, rozpoczęte w 1993 roku, dotyczyły opracowania zmian zapewniających możliwość podwyższenia mocy o kilkanaście MW przy zachowaniu znamionowego współczynnika mocy. Całkowita moc generowana wtedy przez odnawialne źródła energii zainstalowane w systemie elektroenergetycznym była niewielka, a w konsekwencji bloki węglowe pracowały przy stałym obciążeniu. Modernizacja uzwojenia stojana turbogeneratorsa polegała jedynie na niewielkim zwiększeniu przekroju czynnego prętów, przez zastosowanie cieńszych warstw izolacji wykonanych z nowych materiałów elektroizolacyjnych.

Dalsze podwyższenie mocy turbogeneratorsa z 200 do 220 MW, przy zachowaniu znamionowego współczynnika mocy, wymagało zmiany konstrukcji prętów uzwojenia stojana. Trzeba było też pamiętać o tym, że zmodernizowane turbogeneratorsy miały być zainstalowane w elektrowni w Bułgarii, a warunki klimatyczne tego kraju powodują, iż temperatura wody destylowanej chłodzącej uzwojenie stojana osiąga latem wartości maksymalne wyższe niż w Polsce. Zaprojektowano nowe pręty uzwojenia stojana, w których zmniejszono liczbę przewodów drążonych oraz zwiększono liczbę przewodów pełnych, pomiędzy przewodami drążonymi w kolumnie umieszczono po trzy przewody pełne. Należy zwrócić uwagę na fakt, że zmniejszenie liczby przewodów drążonych powoduje zmniejszenie powierzchni oddawania ciepła do wody, co jest zjawiskiem niekorzystnym. Maleją jednak znacznie straty dodatkowe, powodowane wypieraniem prądu w przewodach

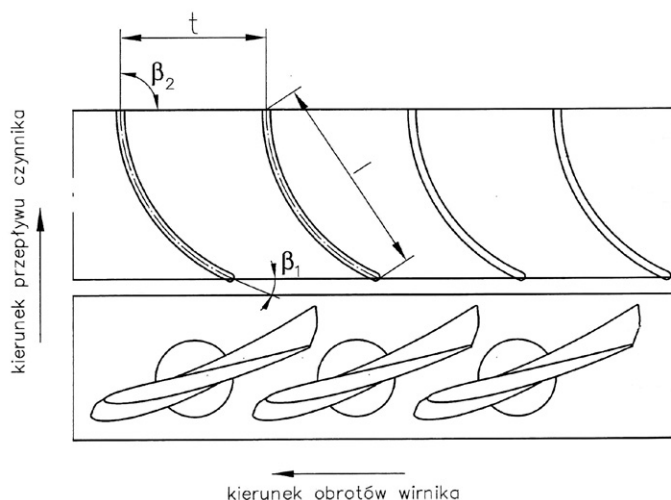
elementarnych. Straty te zależą od wysokości przewodów elementarnych i są bardzo duże dla wysokich przewodów drążonych. Ostatecznie wprowadzone zmiany spowodowały obniżenie temperatury uzwojenia stojana turbogeneratorsa. Do wyznaczenia wymiarów przewodów elementarnych wykorzystano autorskie programy komputerowe do obliczeń pola temperatury w uzwojeniu stojana [1]. Sprawdzające pomiary cieplne, wykonane przy dopuszczeniu turbogeneratorsów do pracy, wykazały uzyskanie założonych w projekcie celów. Temperatura uzwojenia stojana po zwiększeniu mocy turbogeneratorsa do 220 MW, przy zachowanym znamionowym współczynnikiem mocy oraz podwyższonej temperaturze zimnej wody destylowanej, nie przekroczyła wartości dopuszczalnej.

Kolejne podwyższenie mocy modernizowanych turbogeneratorsów do 240 MW wymagało dalszej zmiany konstrukcji uzwojenia stojana. Wykonane autorskie programy komputerowe do badań wpływu liczby oraz wymiarów przewodów elementarnych, pełnych i drążonych, na rozkład przyrostu temperatury [1] umożliwiły zaprojektowanie nowego uzwojenia stojana, w którym znacznie zmniejszono straty mocy. Nowe pręty uzwojenia stojana turbogeneratorsa zawierają dwie kolumny przewodów elementarnych, przy czym pomiędzy przewodami drążonymi znajdują się po cztery pełne przewody. Przy dużych zmianach obciążenia turbogeneratorsa zmienia się w szerokim przedziale temperatura uzwojenia stojana. Różnica wartości współczynników wydłużalności termicznej miedzi oraz izolacji skutkuje powstawaniem naprężeń w prętach uzwojenia stojana. Efektem przejścia turbogeneratorsa z pracy ze stałym obciążeniem do pracy elastycznej są częste uszkodzenia uzwojenia stojana. Rozwiązaniem tego problemu jest bardzo duże obniżenie temperatury uzwojenia stojana turbogeneratorsa. Cel ten można zrealizować poprzez zmianę konstrukcji prętów uzwojenia stojana, zapewniając obniżenie strat mocy połączonej z poprawą chłodzenia rdzenia stojana.

Pręty uzwojenia stojana umieszczone są w żłobkach rdzenia stojana. Straty wytwarzane w uzwojeniu stojana odprowadzane są do wody destylowanej przepływającej w przewodach drążonych oraz do rdzenia stojana. Temperaturę uzwojenia stojana można zatem obniżyć, poprawiając skuteczność chłodzenia rdzenia. Rdzeń stojana jest wykonany w formie pakietu blach. W kanałach w rdzeniu stojana przepływa wodór chłodzący, którego przepływ wymuszają wentylatory osadzone na wale wirnika. Wykorzystując programy komputerowe do obliczeń wentylacyjnych, wykonano projekty nowych wentylatorów o różnej liczbie łopatek, a następnie zbudowano w skali modele fizyczne [6, 7]. Modele te badano następnie w tunelu aerodynamicznym. Dzięki możliwości nastawiania łopatek znaleziono optymalny kąt natarcia zapewniający maksymalny wzrost wydajności wentylatora. Na podstawie wyników badań modelowych zaprojektowano nowe wentylatory wirnika dla turbogeneratorsa o mocy 200 MW (fot. 1). Przeprowadzone badania wykazały również, że możliwy jest dodatkowy wzrost wydajności wentylatorów poprzez zastosowanie tylnych łopatek kierowniczych. Wentylatory wirnika zmodernizowanego turbogeneratorsa wyposażono w tylne łopatki kierownicze (rys. 4).



Fot. 1. Nowe wentylatory wirnika turbogenerators



Rys. 4. Nowy wentylator wyposażony w tylne łopatki kierownicze

4. Pomiary cieplne nowego uzwojenia i rdzenia stojana turbogenerators

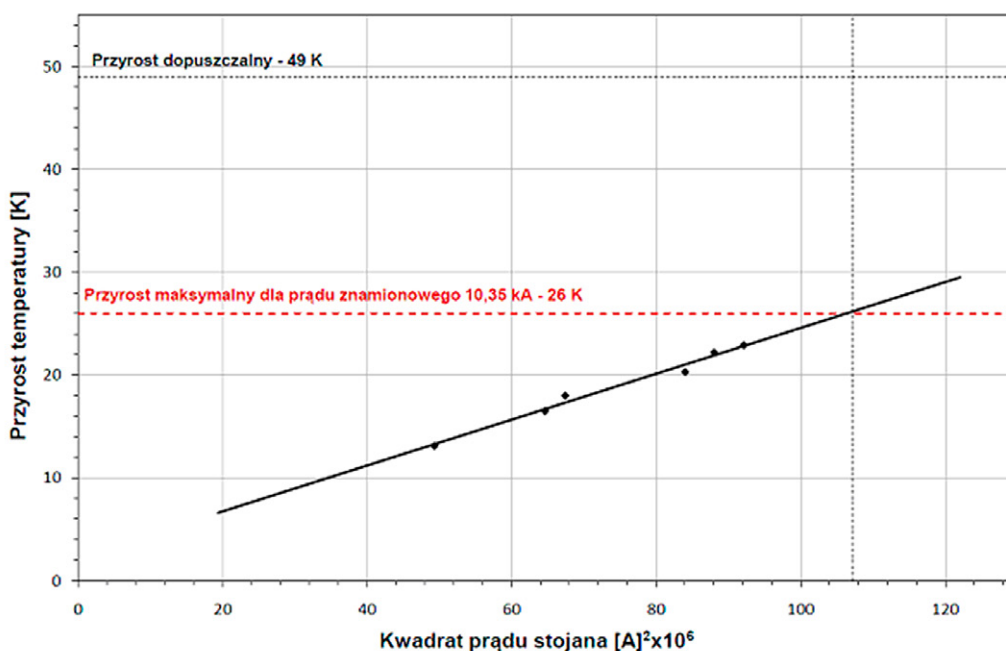
Po modernizacji turbogenerators wykonano sprawdzające pomiary cieplne, mające na celu dopuszczenie do pracy przy mocy znamionowej podwyższonej do 240 MW i znamionowym współczynnikiem mocy.

Na rys. 5 przedstawiono ekstrapolację zmierzonej zależności maksymalnego przyrostu temperatury uzwojenia stojana od kwadratu prądu stojana. Przy znamionowym prądzie stojana 10,35 kA (odpowiadającym obciążeniu turbogenerators znamionową mocą podwyższoną do 240 MW), maksymalny przyrost temperatury uzwojenia stojana wynosi zaledwie 26 K i jest aż o 23 K mniejszy od dopuszczalnego.

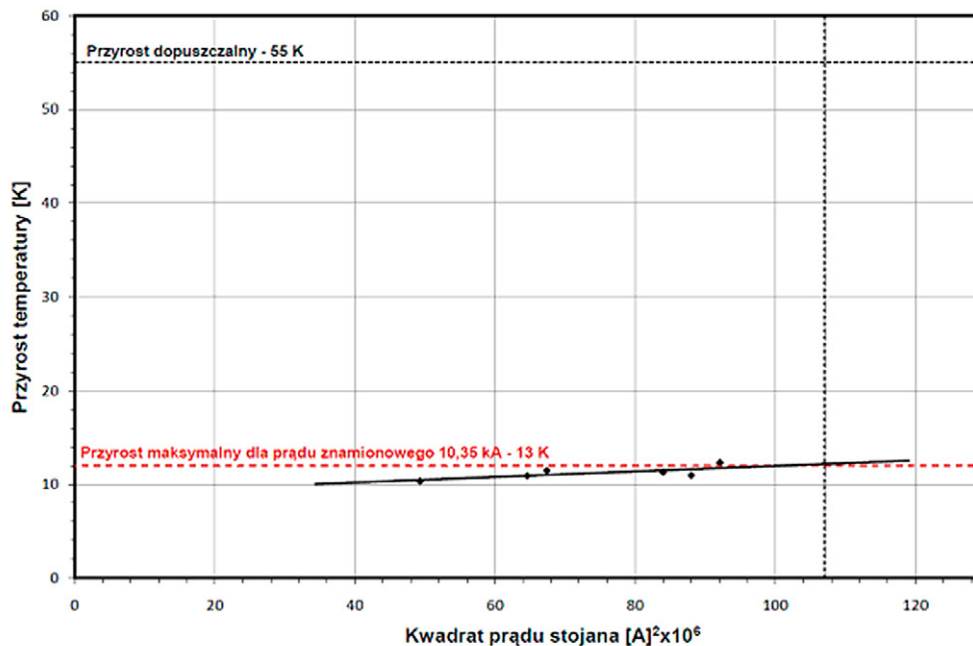
W wyniku wprowadzonych zmian konstrukcyjnych uzyskano znaczne zmniejszenie maksymalnego przyrostu temperatury

uzwojenia stojana. Dla porównania – w turbogenerators fabrycznym przy obciążeniu mocą 200 MW maksymalny przyrost temperatury uzwojenia stojana wynosi 32 K (rys. 3).

Uzyskane zmniejszenie przyrostu temperatury uzwojenia stojana po modernizacji turbogenerators jest spowodowane nie tylko zmniejszeniem strat mocy po zmianie konstrukcji prętów, ale również znaczną poprawą skuteczności chłodzenia rdzenia stojana dzięki zastosowaniu nowych wentylatorów wirnika o zwiększonej wydajności. Bardzo dobre odprowadzanie ciepła z rdzenia stojana potwierdzają pomiary cieplne turbogenerators. Na rys. 6 przedstawiono zależność zmierzonego maksymalnego przyrostu temperatury rdzenia stojana zmodernizowanego turbogenerators od kwadratu prądu stojana. Maksymalny przyrost temperatury rdzenia stojana, odpowiadający obciążeniu turbogenerators mocą 240 MW, wynosi zaledwie 13 K



Rys. 5. Zależność zmierzonego maksymalnego przyrostu temperatury uzwojenia stojana od kwadratu prądu stojana



Rys. 6. Zależność zmierzonego maksymalnego przyrostu temperatury rdzenia stojana od kwadratu prądu stojana

i jest aż o 42 K mniejszy od dopuszczalnego. Należy zaznaczyć, że pomiar nagrzewania wykonano w kilku zmodernizowanych turbogeneratorach, uzyskując powtarzalność wyników.

5. Wnioski końcowe

Nowe uzwojenie stojana umożliwia podwyższenie mocy oraz elastyczną pracę turbogeneratorsa. Zastosowanie nowych prętów do budowy uzwojenia stojana oraz nowych wentylatorów wirnika o zwiększonej wydajności skutkuje bardzo małym przyrostem maksymalnej temperatury uzwojenia stojana, który po podwyższeniu mocy turbogeneratorsa do 240 MW wynosi jedynie 26 K. Powoduje to znaczne zawężenie przedziału zmiany długości prętów uzwojenia stojana przy zmianie obciążenia turbogeneratorsa, co w konsekwencji zapobiega uszkodzeniom powodowanym elastyczną pracą bloku.

Zmodernizowane turbogeneratorsy z nowym uzwojeniem stojana pracują bezawaryjnie od wielu lat w elektrowniach w Polsce i krajach Unii Europejskiej, przy podwyższonej mocy znamionowej i elastycznej pracy bloku.

BIBLIOGRAFIA

1. Krok R., Sieci ciepłe w modelowaniu pola temperatury w maszynach elektrycznych prądu przemiennego, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej [monografia habilitacyjna], Gliwice 2010.
2. Mukosiej J., Universal program for thermal calculation of electric machines by the method of equivalent thermal networks (ETN), Proceedings of ICEM'96, Vigo, Spain 1996, s. 377–381.
3. Swift G., Molinski T.S., Lehn W., A fundamental approach to transformer thermal modeling – Part I: Theory and equivalent circuit, *IEEE Transactions on Power Delivery* 2001, No. 16, s. 171–175.

4. Gurazdowski D., Zawilak J., Rozkład temperatury w pręcie uzwojenia stojana turbogeneratorsa, *Maszyny Elektryczne – Zeszyty Problemowe* 2006, nr 75, s. 177–184.
5. Gurjewicz E.I., Filin A.G., Pole temperatury w uzwojeniu stojana dużego turbogeneratorsa przy lokalnych uszkodzeniach wewnętrznego wodnego systemu chłodzenia, *Elektryczestwo* 2010, nr 3, s. 23–29.
6. Otte J. i in., Intensyfikacja chłodzenia generatorów dużej mocy, *Przegląd Elektrotechniczny* 2013, nr 8, s. 351–357.
7. Sieradzki S. i in., Możliwości wzrostu mocy znamionowej turbogeneratorsów typu TWW-230 TWW-220-2A/L po modernizacji wentylatorów, *Przegląd Elektrotechniczny* 2012, nr 4a, s. 68–72.

New Stator Winding of Turbogenerator Dedicated to Elastic Operation

Keywords

revitalization of power units, elastic operation of power unit, turbogenerator modernization

Abstract

A proposal for changing the construction of turbogenerator stator winding is set forth in the paper. This is a winding of turbogenerator rated at 200 MW and proposed modernization should ensure elastic operation of the power unit and, at the same time, significant increase of power. This proposed design leads to reduction of power losses in stator winding bars (in relation to the original winding). In order to achieve a significant decrease of stator winding temperature it is additionally proposed to use new rotor fans (with improved efficiency) to enhance cooling of turbogenerator stator core. The conducted calculations and thermal (heating) measurements of original and modernized turbogenerators show a significant decrease of new stator

winding temperature in relation to the original winding, even though turbogenerator's power has been raised from 200 to 240 MW (power factor has been maintained at its nominal value). The innovative design of stator winding bars and rotor fans was used in modernizing Polish turbogenerators in the framework of the Polish power industry programme "Bloki 200+" ("200+ power

units"). New stator winding and fans have also been assembled into many turbogenerators operating not only in Poland, but in EU countries as well. Experimental verification of modernized turbogenerators operating in power plants and long-term periods of reliable, failure-free operation fully confirm the correctness of design assumptions.

KONTAKT

Roman Krok

Politechnika Śląska, Instytut Elektrotechniki i Informatyki

tel.: +48 32 237 12 29

e-mail: roman.krok@polsl.pl

Niepewność parametrów modeli matematycznych generatorów synchronicznych źródeł rozproszonych

Autorzy

Adrian Nocoń
 Piotr Białkiewicz
 Łukasz Majka

POWRÓT
 DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

modelowanie matematyczne, niepewność parametrów, metoda Monte Carlo

Streszczenie

W trakcie badania elektromechanicznych stanów nieustalonych źródeł rozproszonych może pojawić się problem braku wiarygodnych parametrów modeli matematycznych źródeł nowo projektowanych i już działających w systemie elektroenergetycznym. Problem ten można rozwiązać, uwzględniając niepewność parametrów w badaniach symulacyjnych. Niepewność tę można uwzględnić, stosując symulację Monte Carlo. Jednym z warunków uzyskania wiarygodnych wyników metodą Monte Carlo jest wykorzystanie odpowiednio dobranych zakresów zmian niepewnych parametrów modeli matematycznych. W tym celu w artykule przeprowadzono analizę kart katalogowych różnych producentów generatorów synchronicznych, stosowanych w źródłach rozproszonych. Dokonano analizy statystycznej parametrów i porównano je z parametrami zawartymi w literaturze i programach symulacyjnych.

1. Wprowadzenie

Badania elektromechanicznych stanów nieustalonych źródeł rozproszonych mogą ujawnić problem braku wiarygodnych parametrów modeli matematycznych dla źródeł nowo projektowanych i już działających w systemie elektroenergetycznym (SEE). Brak wiarygodnych parametrów modeli matematycznych może być traktowany jako niepewność redukowalna [1].

Niepewność parametrów modeli matematycznych może być uwzględniona w badaniach symulacyjnych. Jedną z metod jej uwzględnienia jest symulacja metodą Monte Carlo [2–5]. Warunkiem uzyskiwania wiarygodnych wyników wskazaną metodą jest wykorzystanie odpowiednio dobranych zakresów zmian niepewnych parametrów modeli matematycznych [3, 5]. W tym celu zebrano dane zawarte w kartach katalogowych różnych producentów generatorów synchronicznych stosowanych w źródłach rozproszonych [6]. Na ich podstawie określono rozkłady częstości wybranych parametrów modelu matematycznego generatora synchronicznego.

Alternatywnym źródłem nieznanych (niepewnych) parametrów modeli matematycznych generatorów synchronicznych może być literatura naukowo-techniczna, jak np. [7, 8], lub systemy pomocy programów do badań symulacyjnych, np. PSLF firmy GE [9], albo przybornik Matlab SimPowerSystems [10]. W tym celu porównano wartości parametrów modeli matematycznych uzyskanych z analizy kart katalogowych z parametrami prezentowanymi w literaturze i proponowanymi w programach do symulacji elektromechanicznych stanów nieustalonych.

Wyznaczone zakresy zmian parametrów modeli matematycznych zweryfikowano, przeprowadzając badania symulacyjne elektromechanicznego stanu nieustalonego generatorów synchronicznych pracujących w sieci dystrybucyjnej średniego napięcia.

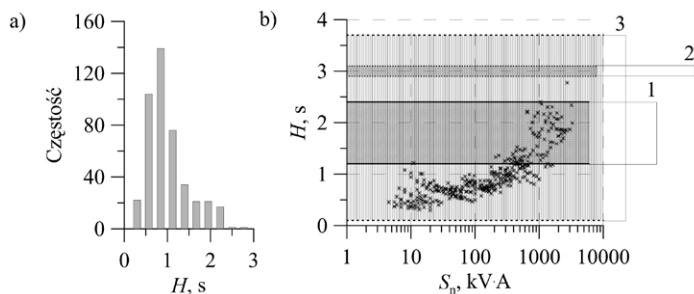
2. Analiza parametrów modeli matematycznych

Założono, że analizowane będą dane generatorów przeznaczonych do pracy w sieciach dystrybucyjnych. W związku z tym przyjęto, że zbierane dane będą dotyczyć maszyn 3-fazowych jedno – lub dwubiegunów, o częstotliwości znamionowej równej 50 Hz i napięciu znamionowym równym 400 V. Dla tak przyjętych ograniczeń zebrano dane z 429 kart katalogowych siedmiu producentów generatorów synchronicznych [6]. Moce znamionowe S_n analizowanych maszyn wynosiły 4,5–3300 kV·A. Górna wartość mocy znamionowych generatorów wynika z przyjęcia ograniczenia napięcia znamionowego.

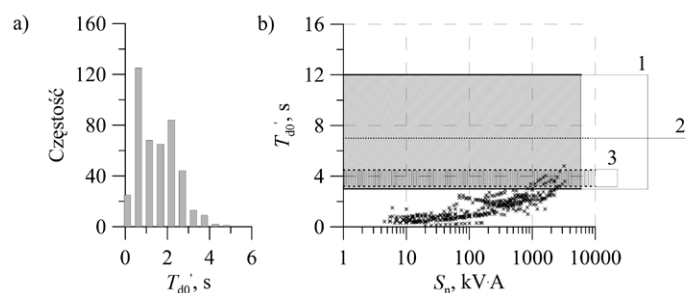
Dostępne karty katalogowe zawierają różne parametry modeli matematycznych. W związku z tym w przeprowadzanej analizie wzięto pod uwagę tylko te parametry modeli matematycznych, które występowały we wszystkich zebranych kartach katalogowych, są to:

- stała czasowa inercji mechanicznej (H), której wartość wyznaczono na podstawie wartości momentu bezwładności
- stała czasowa przejściowa w osi wzdłużnej dla otwartego obwodu twornika (T_{d0}')

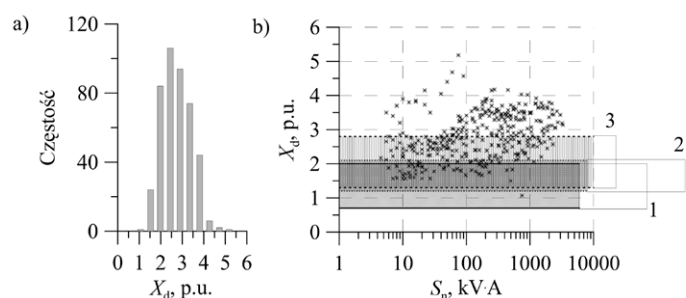
- reaktancja synchroniczna w osi wzdłużnej (X_d)
- reaktancja synchroniczna w osi poprzecznej (X_q)
- reaktancja przejściowa w osi wzdłużnej (X_d')
- reaktancja podprzejściowa w osi wzdłużnej (X_d'').



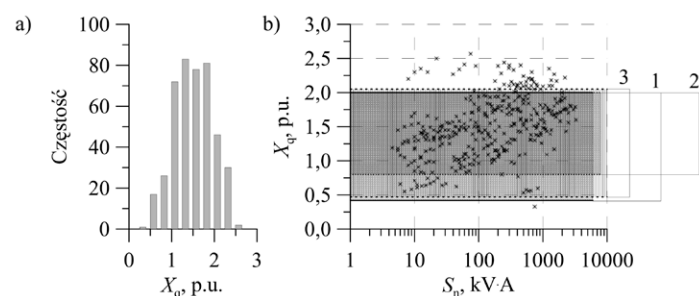
Rys. 1. Rozkład częstości (a) i wartości (b) stałej czasowej inercji mechanicznej generatora synchronicznego



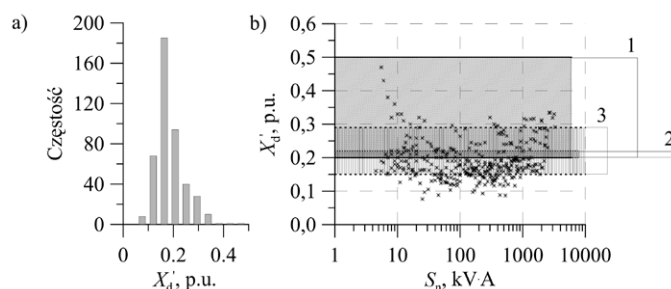
Rys. 2. Rozkład częstości (a) i wartości (b) stałej czasowej przejściowej w osi wzdłużnej dla otwartego obwodu twornika



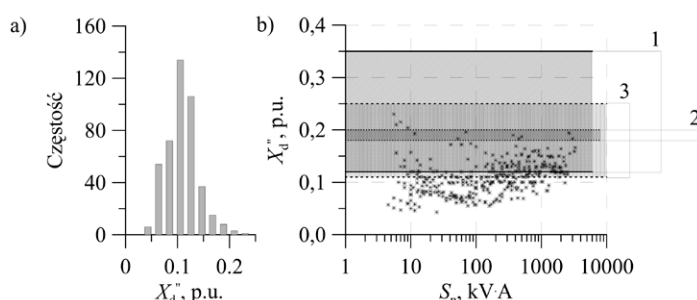
Rys. 3. Rozkład częstości (a) i wartości (b) reaktancji synchronicznej w osi wzdłużnej



Rys. 4. Rozkład częstości (a) i wartości (b) reaktancji synchronicznej w osi poprzecznej



Rys. 5. Rozkład częstości (a) i wartości (b) reaktancji przejściowej w osi wzdłużnej

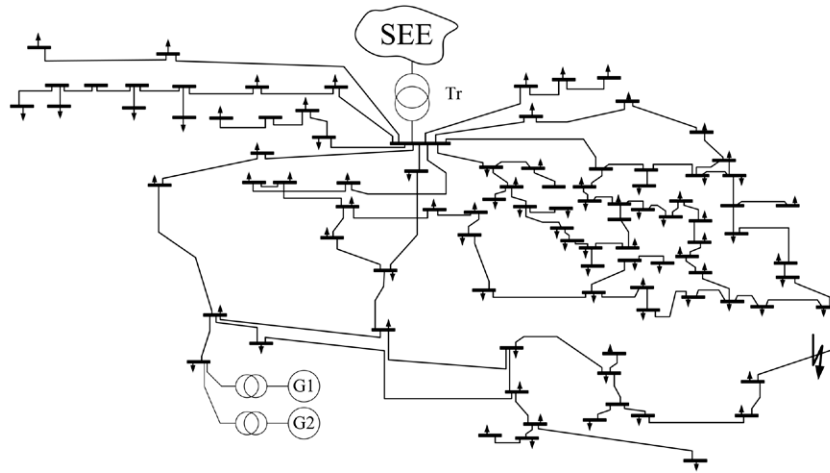


Rys. 6. Rozkład częstości (a) i wartości (b) reaktancji podprzejściowej w osi wzdłużnej

Na podstawie danych zebranych z kart katalogowych wyznaczono rozkłady częstości poszczególnych parametrów modeli matematycznych. Rozkłady te przedstawiono na rys. 1–6 i oznaczono je literą (a). Na rys. 1–6 oznaczonych literą (b) przedstawiono zaś porównanie wartości parametrów modeli matematycznych generatorów synchronicznych, zawartych w poszczególnych kartach katalogowych, z zakresami zmian tychże parametrów prezentowanymi w literaturze i oprogramowaniu do badań symulacyjnych elementów SEE. Na rysunkach zakresy zmian oznaczono odpowiednio: 1 – dla danych z literatury [7, 8], 2 – wg programu PSLF [9], 3 – wg programu SimPowerSystems [10].

3. Badania symulacyjne z uwzględnieniem niepewności parametrów

Badania wpływu niepewności na przebiegi w stanie nieustalonym przeprowadzono na przykładzie analizy oddziaływania nowo projektowanego źródła na istniejącą sieć elektroenergetyczną. W badaniach symulacyjnych rozważono sieć dystrybucyjną o napięciu znamionowym 15 kV z zainstalowanymi dwiema jednostkami wytwórczymi G1 i G2 [11, 12]. Założono, że jednostka wytwórcza G1 jest źródłem istniejącym, a G2 jest źródłem nowo projektowanym. Strukturę sieci przedstawiono na rys. 7. Na analizowaną sieć elektroenergetyczną składa się 191 linii kablowych i napowietrznych o łącznej długości 60 km oraz 181 węzłów, w tym 85 węzłów odbiorczych. W głównym punkcie zasilania sieci zainstalowany jest transformator Tr o mocy 16 MV·A. Przyjęto, że w analizowanym fragmencie SEE pracują dwa generatory synchroniczne o mocy 500 kW każdy i są zainstalowane w biogazowni. Generator G2 stanowi część nowo projektowanego źródła wytwórczego.



Rys. 7. Struktura analizowanego fragmentu sieci terenowej

Na potrzeby prowadzonych badań symulacyjnych linie napowietrzne zamodelowano z pominięciem gałęzi poprzecznych, natomiast w liniach kablowych uwzględniono pojemności doziemne. Wartości impedancji wzdłużnych i pojemności doziemnych wyznaczono na podstawie danych o przekrojach i długościach poszczególnych odcinków linii dostarczonych przez operatora dystrybucyjnego analizowanego fragmentu sieci.

Założono, że SEE (rys. 7) stanowi sieć sztywną. Źródło napięcia reprezentujące SEE przyłączono od strony wysokiego napięcia transformatora Tr reprezentowanego modelem obwodowym z pominiętą gałęzią magnesowania.

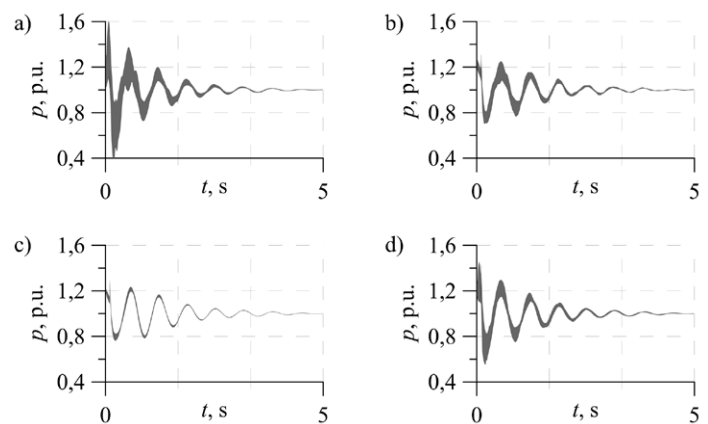
We wszystkich węzłach odbiorczych zamodelowano odbiorniki kompleksowe, stanowiące odwzorowanie przyłączonych w tych węzłach transformatorów SN/nN , sieci dystrybucyjnych i odbiorników niskiego napięcia. Pominięto właściwości dynamiczne odbiorników, które były reprezentowane impedancjami o stałej wartości, wyznaczonymi na podstawie mocy pobieranej w danym węzle.

W modelach źródeł wytwórczych pominięto oddziaływanie biogazowych silników spalinowych. Generatory synchroniczne zamodelowano za pomocą modelu GENROU [9]. Przyjęto, że uzwojenia magnesnic generatorów są zasilane przez elektromaszynowe układy wzbudzenia z regulatorami napięcia typu PI. Badania symulacyjne przeprowadzono dla elektromechanicznego stanu nieustalonego wywołanego przemijającym symetrycznym zwarcie o czasie trwania równym 150 ms. Miejsce zwarcia zaznaczono na rys. 7.

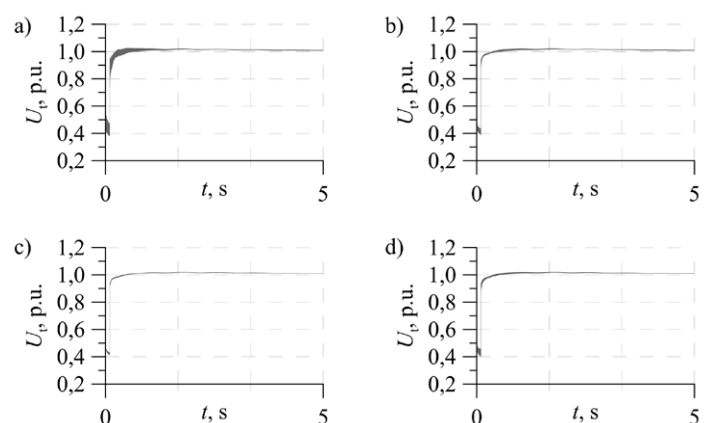
W badaniach symulacyjnych uwzględniono niepewność parametrów modelu matematycznego generatora synchronicznego G2. Niepewność uwzględniono, wykorzystując metodę Monte Carlo. Wynikiem badań symulacyjnych prowadzonych tą metodą jest zbiór rozwiązań prawdopodobnych – rodzina przebiegów, np. napięć, mocy chwilowych. Rodzina ta jest wynikiem symulacji wielokrotnej. W każdej z symulacji następuje losowa zmiana wartości parametrów, dla których uwzględniana jest niepewność, przy niezmiennych pozostałych parametrach. Wyznaczona w ten sposób rodzina przebiegów jest ograniczona przebiegami skrajnymi (górnym – maksymalnym

i dolnym – minimalnym), wyznaczanymi dla każdej chwili czasu t . Obszar pomiędzy przebiegami skrajnymi można określić mianem pasma przebiegów [2].

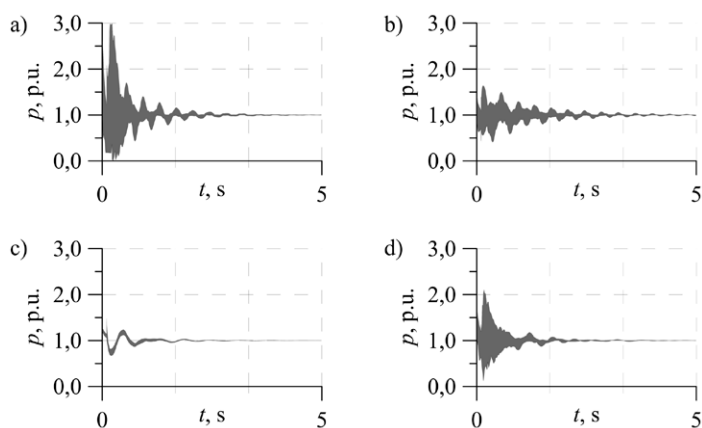
Przyjęto, że niepewnymi parametrami modelu matematycznego są wybrane parametry generatora G2 nowo projektowanego źródła wytwórczego, tj.: stała czasowa inercji mechanicznej (H), stała czasowa przejściowa w osi wzdłużnej dla otwartego obwodu



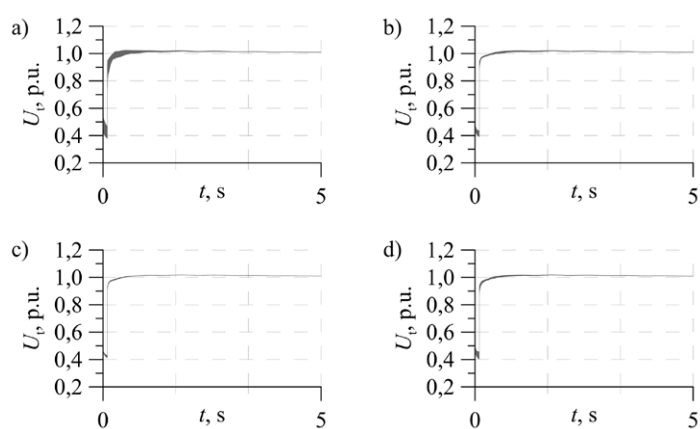
Rys. 8. Pasma przebiegów mocy chwilowych generatora G1



Rys. 9. Pasma przebiegów napięcia twornika generatora G1



Rys. 10. Pasma przebiegów mocy chwilowych generatora G2



Rys. 11. Pasma przebiegów napięcia twornika generatora G2

twornika (T_{d0}'), reaktancje synchroniczne w osi wzdłużnej i poprzecznej (X_d , X_q), reaktancja przejściowa w osi wzdłużnej (X_d') oraz reaktancja podprzejściowa w osi wzdłużnej (X_d'').

Wyniki badań symulacyjnych przeprowadzonych metodą Monte Carlo zaprezentowano na rys. 8–11. Przedstawiono pasma przebiegów mocy chwilowych p i napięcia twornika U_t generatorów G1 i G2. Rozważono cztery różne zakresy zmienności parametrów niepewnych (por. rys. 1–6), wyznaczone na podstawie: kart katalogowych (rys. 8–11 a), literatury (rys. 8–11 b) oraz systemów pomocy programów symulacyjnych, takich jak PSLF (rys. 8–11 c) i SimPowerSystems (rys. 8–11 d).

4. Podsumowanie

Z przedstawionych wyników analizy danych zawartych w kartach katalogowych wynika, że rozkłady częstości poszczególnych parametrów modelu matematycznego generatora synchronicznego nie mają charakteru rozkładu normalnego. Ponadto parametry zmieniają się wraz ze zmianą mocy znamionowej, przy czym każdy z parametrów wykazuje inny rodzaj zmiany.

Uwzględnienie niepewności parametrów modelu matematycznego w badaniach symulacyjnych wymaga dokładnej analizy jej przyczyn i ustalenia zakresów zmienności parametrów niepewnych. Różne zakresy zmienności (np. określone na podstawie kart katalogowych lub literatury) wykorzystane w symulacji Monte

Carlo prowadzą do różnych wyników (rys. 8–11). W związku z tym błędnie wyznaczone zakresy zmienności mogą być przyczyną braku wiarygodności uzyskanych wyników. W konsekwencji mogą prowadzić do błędnych wniosków, np. odnośnie wpływu nowo projektowanych jednostek wytwórczych na istniejące elementy SEE.

Wyniki przeprowadzonej analizy danych zawartych w kartach katalogowych mogą posłużyć do przeprowadzenia wiarygodnych badań symulacyjnych metodą Monte Carlo, w szczególności poprzez [4]:

- określenie granic przedziałów zmian parametrów modelu matematycznego
- określenie rozkładów prawdopodobieństwa wartości parametrów w ich przedziałach zmienności, tzn. modelu niepewności poszczególnych parametrów
- określenie korelacji pomiędzy zakresem zmian parametrów a mocą znamionową.

Zaproponowana metoda symulacji Monte Carlo, zastosowana do badań symulacyjnych stanów nieustalonych rozproszonych źródeł energii elektrycznej, cechuje się następującymi zaletami:

- prostotą pojęciową
- łatwością implementacji w programach symulacyjnych
- łatwością interpretacji uzyskanych wyników
- możliwością stosowania dowolnych rodzajów modeli (w tym modeli nieliniowych), łącznie z modelami zaimplementowanymi w programach symulacyjnych.

Jej wadą jest konieczność przeprowadzania wielokrotnych badań symulacyjnych. Należy przy tym podkreślić, że im więcej zostanie przeanalizowanych wariantów – zestawów parametrów modeli matematycznych – tym bardziej wiarygodny wynik zostanie osiągnięty.

BIBLIOGRAFIA

1. Robak S., Źródła niepewności w analizie systemów elektroenergetycznych, *Przeгляд Elektrotechniczny* 2008, nr 1, s. 54–57.
2. Nocoń A., Analiza stanów nieustalonych systemu elektroenergetycznego z wykorzystaniem symulacji Monte Carlo [w:] 40th Conference on Fundamentals of Electrotechnics and Circuit Theory. SPETO 2017, red. P. Holajn, K. Sztymelski, G. Wegiera, Gliwice – Ustroń 17–20.05.2017, s. 67–68.
3. Kalos M.H., Whitlock P.A., Monte Carlo methods, WILEY Verlag GmbH & Co., Weinheim 2008.
4. Raychaudhuri S., Introduction to Monte Carlo simulation [w:] Proceedings of the 2008 Winter Simulation Conference, red. S.J. Mason i in., s. 91–100.
5. Nocoń A., Transient State Analysis in a Power Grid Including Under Frequency Load Shedding, *Acta Energetica* 2017, Vol. 2, No. 31, s. 137–143.
6. Dokumentacja techniczna generatorów synchronicznych firm: Leroy Somer [online], www.leroy-somer.com [dostęp: 12.12.2018]; Mirelli Motori [online] www.marellimotori.com [dostęp: 10.12.2018]; Stamford [online], stamford-avk.com [dostęp: 12.12.2018]; Mecc Alte [online], www.meccalte.com [dostęp: 4.12.2018]; Linz Electric [online], www.linzelectric.com [dostęp: 7.12.2018];

- WEG Electronic Corp. [online], www.weg.net [dostęp: 4.12.2018];
DBT SA – Cramaco [online], dbtsa.com [dostęp: 3.12.2018].
7. Krause P.C., Analysis of electric machinery, McGraw-Hill Book Company, New York 1986.
 8. Paszek W., Dynamika maszyn elektrycznych prądu przemiennego, Wydawnictwo Helion, Gliwice 1998.
 9. Dokumentacja techniczna programu PSLF firmy GE.
 10. Dokumentacja techniczna programu Matlab – Powersys Toolbox.
 11. Kacejko P., Adamek S., Pijarski P., Ocena oddziaływania generacji rozproszonej na statyczne wskaźniki jakości napięcia w terenowych sieciach rozdzielczych, Konferencja Naukowa „Aktualne problemy w elektroenergetyce”, APE '09, t. IV, s. 87–96.
 12. Nocoń A., Stabilizacja pracy źródeł rozproszonych w sieci dystrybucyjnej z wykorzystaniem wiatrowo-gazowej elektrowni hybrydowej, *Przebieg Elektrotechniczny* 2012, r. 88, nr 9a, s. 42–45.

Uncertainty of Mathematical Model Parameters of Synchronous Generators in Distributed Generation System

Keywords

mathematical modeling, parameter uncertainty, Monte Carlo method

Abstract

During the analysis of an electromechanical transient state of a distributed power system, a problem with reliable values of the parameters of a mathematical model of a newly designed or operating sources may occur. Solution to this problem is to include parameters' uncertainty into the simulation process, using the Monte Carlo method. To obtain a trustworthy results of the Monte Carlo simulation, a properly selected range of the parameters' values is a key requirement. For this purpose, statistical analysis of the data sheets of various manufacturers' synchronous generators has been carried out. Afterwards, the data sheet parameters were compared to the parameters in technical literature and simulation programs, such as SimPowerSystems and PSLF.

KONTAKT

Adrian Nocoń

Politechnika Śląska, Instytut Elektrotechniki i Informatyki
tel.: +48 32 237 12 29
e-mail: adrian.nocon@polsl.pl

Piotr Białkiewicz

Politechnika Śląska, Instytut Elektrotechniki i Informatyki
tel.: +48 32 237 12 29
e-mail: p.bialkiewicz@gmail.com

Łukasz Majka

Politechnika Śląska, Instytut Elektrotechniki i Informatyki
tel.: +48 32 237 12 29
e-mail: lukasz.majka@polsl.pl

Sieci dystrybucyjne i generacja rozproszona

STEROWANIE MIKROELEKTROWNIĄ WIATROWĄ W WARUNKACH ZMIENNEGO WIATRU Zbigniew Krzemiński, Elżbieta Bogalecka	227
EFEKTYWNOŚĆ EKONOMICZNA HYBRYDOWEJ MIKROINSTALACJI OZE Elżbieta Bogalecka, Zbigniew Krzemiński	232
PROJEKT BADAWCZO-ROZWOJOWY SORAL – SYSTEM OCENY STANU TECHNICZNEGO I RYZYKA AWARII LINII KABLOWYCH SN OPARTY NA BADANIACH DIAGNOSTYCZNYCH WYKONYWANYCH W TRYBIE <i>OFFLINE</i> Sławomir Noske, Katarzyna Zasada-Chruścińska	237
METODYKA OCENY WARIANTÓW ROZBUDOWY SIECI DYSTRYBUCYJNYCH SN Z UWZGLĘDNIENIEM ANALIZ NIEZAWODNOŚCI PRACY SIECI Mikołaj Czerwonka, Andrzej Kąkol, Jan Smoter	243
KOMPENSACJA ASYMETRII POWODOWANEJ NISKOEMISYJNYMI ODBIORNIKAMI I ODNAWIALNYMI ŹRÓDŁAMI ENERGII W SIECIACH NISKICH NAPIĘĆ Łukasz Topolski, Zbigniew Hanzelka	248
ŁADOWANIE AUTOBUSÓW ELEKTRYCZNYCH A MIEJSKI SYSTEM ELEKTROENERGETYCZNY Piotr Biczal, Łukasz Sosnowski	253
WYKORZYSTANIE LOGIKI ROZMYTEJ DO REGULACJI NAPIĘCIA W SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM Z WYBRANYMI ODNAWIALNYMI ŹRÓDŁAMI ENERGII Bartosz Tarakan, Marcin Sarnicki, Stanisław Czapp, Krzysztof Dobrzyński, Ryszard Zajczyk	257
PRZEPIĘCIA WYSTĘPUJĄCE W STANACH ŁĄCZENIOWYCH DLA LINII PRZESYŁOWEJ WSPÓŁPRACUJĄCEJ Z PODSYSTEMEM LOKALNYM Daria Macha, Paweł Sowa	262
BADANIA I ANALIZA ZWARĆ DOZIEMNYCH W SIECI ŚREDNIEGO NAPIĘCIA INNOGY STOEN OPERATOR DLA DOBORU REZYSTORA UZIEMIAJĄCEGO Wiesław Nowak, Waldemar Szpyra Rafał Tarko, Marek Witkowski	268

Sterowanie mikroelektrownią wiatrową w warunkach zmiennego wiatru

Autorzy

Zbigniew Krzemiński
Elżbieta Bogalecka

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

mikroelektrownia wiatrowa, regulacja, optymalizacja

Streszczenie

Duże elektrownie wiatrowe pracują przy małej zmienności prędkości i kierunku wiatru. Odmienna sytuacja występuje w tych mikroelektrowniach, których turbiny pracują w strudze powietrza o dużej zmienności prędkości i kierunku. W artykule określono warunki zainstalowania mikroelektrowni i pokazano algorytm sterowania elektrownią działający przy zmiennym wietrze. Wykorzystano pomiary na testowanej elektrowni. Pokazano, że algorytm sterowania umożliwiający szybkie dostosowanie prędkości turbiny do wartości optymalnej zapewnia znaczne zwiększenie ilości wytworzonej energii elektrycznej. Szybkie ustawienie gondoli turbiny we właściwym kierunku zapewnia zwiększenie ilości wyprodukowanej energii. Efektem zastosowania zaproponowanych algorytmów jest produkcja energii elektrycznej w ilości równej lub większej od energii obliczanej na podstawie krzywej mocy.

1. Wstęp

Metody sterowania dużymi elektrowniami wiatrowymi są szeroko znane i stosowane. Podstawowym założeniem przyjmowanym przy tworzeniu układu regulacji dużej elektrowni wiatrowej jest mała zmienność prędkości i kierunku wiatru. Założenie to jest słuszne ze względu na dużą wysokość zainstalowania i dużą omiataną powierzchnię turbiny. Odmienna sytuacja występuje w tych mikroelektrowniach, których turbiny pracują w strudze powietrza o dużej zmienności prędkości i kierunku. W literaturze zaproponowano kilka możliwych strategii sterowania elektrownią wiatrową małej mocy, o stałym kącie ustawienia łopaty i obrotowej gondoli. W [1] zaproponowano regulację prędkości turbiny zadawanej na podstawie prędkości wiatru. Uwzględnianie zakłóceń w prędkości wiatru zaproponowano w [2]. Inną koncepcją jest zadawanie i regulacja prędkości kątowej turbiny w funkcji mocy lub momentu [3]. Tego typu algorytmy zapewniają zbieżność punktu pracy do optymalnego, nie uwzględniają jednak dynamiki zmian prędkości wiatru. Badania symulacyjne i eksperymentalne [4] wykazały, że nieuwzględnienie dynamiki wiatru w algorytmie znacznie obniża ilość wytworzonej energii.

Algorytmy sterowania elektrownią wiatrową badane są symulacyjnie z wykorzystaniem modeli wiatru. Proponowane są złożone modele z uwzględnieniem szerokiego spektrum harmonicznymi i stochastycznymi przesunięciami kątowymi [McIver] oraz proste modele z wybranymi harmonicznymi [3].

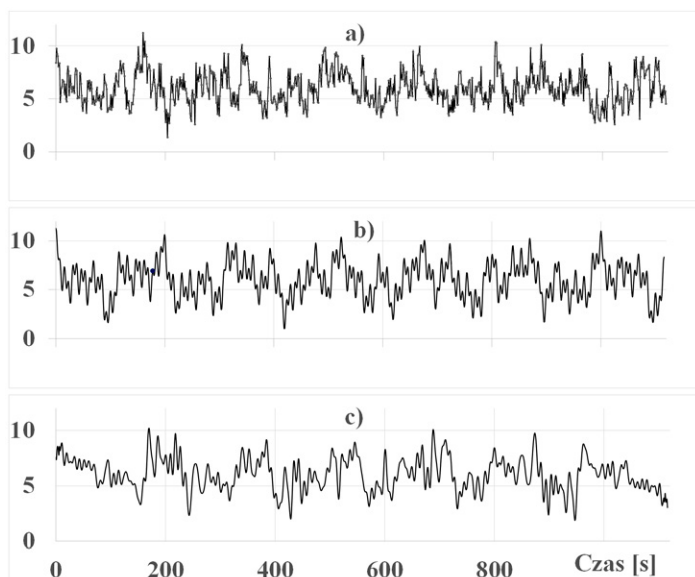
Dynamika zmian prędkości wiatru uwzględniana jest w algorytmie zaproponowanym w [4]. W niniejszym artykule określono

warunki występujące w miejscu zainstalowania mikroelektrowni i wyznaczono podstawowe częstotliwości zmian prędkości i kierunku wiatru. Opisano działanie algorytmu sterowania elektrownią przy zmiennym wietrze o małej średniej prędkości. Pokazano również, że zmiany prędkości wiatru wiążą się ze zmianami jego kierunku. Szybkie ustawienie gondoli turbiny we właściwym kierunku zapewnia zwiększenie ilości wyprodukowanej energii.

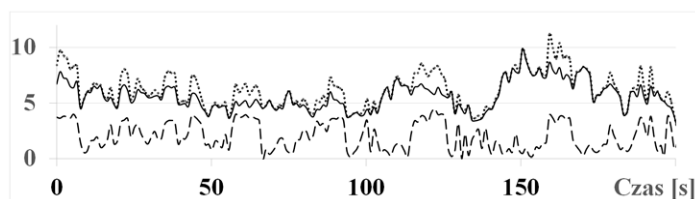
2. Modelowanie wiatru

Badania efektywności działania algorytmów sterowania elektrownią wiatrową przeprowadzono z wykorzystaniem modelu prędkości wiatru, opartego na danych pomiarowych. Na rys. 1a) pokazano dane pomiarowe prędkości wiatru w czasie 1116 s. Przebieg z rys. 1a) poddano transformacji Fouriera i wybrano dominujące częstotliwości, uzyskując przebieg zawierający 5 harmonicznymi, pokazany na rys. 1b), i przebieg zawierający 21 harmonicznymi, pokazany na rys. 1c). Porównanie przebiegów z rys. 1 prowadzi do stwierdzenia, że uwzględnienie małej liczby harmonicznymi w modelu wiatru jest wystarczające do badania działania układów regulacji. Założenie jest tym bardziej uzasadnione, że energia niesiona przez wyższe harmoniczne wiatru jest odpowiednio mniejsza, a bezwładność wirnika elektrowni ogranicza/tłumi ich oddziaływanie na ruch wirnika.

Istotny wpływ na produkcję energii elektrycznej ma kąt wiatru nacierającego na turbinę. Istnieje zależność/korelacja pomiędzy zmierzoną prędkością wiatru, pokazaną na rys. 2 linią kropkowaną,



Rys. 1. Prędkość wiatru [m/s] a) zmierzona, b) z modelu o zmniejszonej liczbie harmonicznych (5), c) z modelu o zwiększonej liczbie harmonicznych (21)



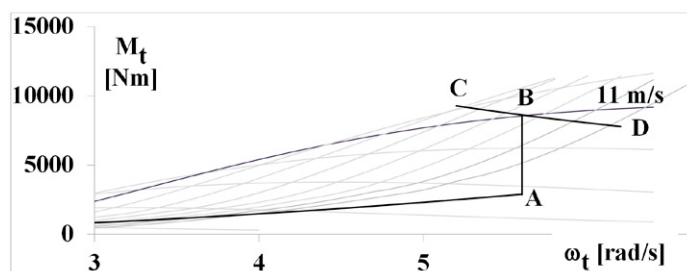
Rys. 2. Prędkość wiatru [m/s] (linia kropkowana), składowa prostopadła do turbiny [m/s] (linia ciągła), moduł kąta wiatru dzielony przez 10 [stopnie] (linia przerywana)

a modułem kąta wiatru względem gondoli (linia kreskowana, wartości podzielone przez 10). Linia ciągłą pokazano składową prędkości wiatru prostopadłą do płaszczyzny turbiny. Kąt wiatru został zmierzony w elektrowni z działającym układem regulacji kąta położenia gondoli. Z rys. 2 wynika, że szybka zmiana prędkości wiatru wiąże się często ze zmianą kierunku wiatru. Zbyt wolne nadążanie za kierunkiem wiatru zmniejsza ilość uzyskiwanej energii, ponieważ moment obrotowy generuje składowa prędkości wiatru prostopadła do płaszczyzny turbiny.

3. Układ sterowania elektrownią wiatrową

3.1. Struktura układu sterowania elektrownią

Zaproponowany układ sterowania prędkością małej elektrowni wiatrowej działa odmiennie w każdym z trzech zakresów prędkości wiatru. Pierwszy zakres obejmuje prędkości wiatru od wartości startowej do wartości, przy której układ przechodzi do trybu regulacji prędkości. Punkt ten oznaczono jako A na rys. 3 i jest to zakres optymalnej pracy elektrowni, czyli z maksymalną sprawnością aerodynamiczną. Drugi zakres obejmuje prędkości wiatru od punktu A do punktu B, wyznaczonego



Rys. 3. Zakresy regulacji turbiny wiatrowej na tle funkcji momentu względem prędkości kątowej, przy różnych prędkościach wiatru

przez znamionową prędkość wiatru wynoszącą 11 m/s. W drugim zakresie regulowana jest prędkość kątowa turbiny. Powyżej znamionowej prędkości wiatru znajduje się trzeci zakres sterowania, wyznaczony przez punkty C i D, w którym moc turbiny jest regulowana na stałej wartości, równej mocy znamionowej. Warunkiem przejścia pomiędzy poszczególnymi stanami sterowania jest osiągnięcie odpowiedniej prędkości wiatru.

Regulowana moc turbiny wiatrowej obliczana jest z wykorzystaniem obserwatora, w którym odtwarzany jest moment i prędkość kątowa turbiny.

Niezależnie od regulacji prędkości turbiny regulowany jest kąt położenia gondoli względem wiatru.

Sterowanie stanami pracy elektrowni, takimi jak start, wyłączenie i włączanie podzespołów, hamowanie, obsługa stanów awaryjnych, realizuje program sterownika. Zapewnia również trzy poziomy zabezpieczeń awaryjnych. Szczególnym stanem jest praca elektrowni przy zaniku napięcia sieci zasilającej z oddawaniem energii do rezystora.

3.2. Sterowanie elektrownią wiatrową w zakresie małych prędkości wiatru

Powszechnie stosowanym algorytmem sterowania elektrownią wiatrową w zakresie małych prędkości wiatru (do punktu A na rys. 3 jest regulacja momentu generatora w funkcji prędkości kątowej według zależności:

$$M_g = M_{gA} \omega_r^2 \quad (1)$$

gdzie: M_g – zadany moment generatora, M_{gA} – optymalny moment generatora w punkcie A, ω_r – względna prędkość kątowa turbiny.

Statyczna zależność (1) zapewnia maksymalną moc przy stałej prędkości wiatru. Elektrownia pracuje przy tym na stabilnej części charakterystyki momentu turbiny względem prędkości wiatru. Wzrost prędkości wiatru powoduje zwiększenie momentu wiatru i turbina przyspiesza. Prędkość turbiny zmienia się jednak powoli i nie nadąża wystarczająco szybko za optymalnym punktem pracy, co przy silnie zmiennym wietrze skutkuje małą sprawnością elektrowni. W artykule [4] zaproponowano modyfikację algorytmu sterowania, która wymusza szybkie nadążanie za zmiennym wiatrem. Jeżeli wiatr rośnie,

to elektrownia jest chwilowo odciążana, a przy malejącym wietrze dociążana zgodnie z zależnością:

$$M_g = kM_{gA} \omega_r^2 \quad (2)$$

gdzie:

$$k = \begin{cases} \lambda_w^4 & \text{jeżeli } \lambda_w \leq 1 \\ 2 - (2 - \lambda_w)^4 & \text{jeżeli } \lambda_w > 1 \end{cases} \quad (3)$$

$$\lambda_w = \frac{\lambda}{\lambda_{opt}} \quad (4)$$

gdzie: λ – wyróżnik szybkobieżności, λ_{opt} – wyróżnik szybkobieżności, dla którego współczynnik mocy turbiny osiąga maksymalną wartość.

Czwarta potęga we wzorze (3) została przyjęta arbitralnie na podstawie badania efektywności algorytmu.

Zastosowanie zależności (2) prowadzi przy zmiennej prędkości wiatru do zwiększenia produkcji energii elektrycznej o kilka do kilkunastu procent, zależnie od charakteru zmian prędkości wiatru w porównaniu ze sterowaniem według zależności (1).

3.3. Regulacja prędkości kątowej turbiny przy średnich prędkościach wiatru

Dla średnich prędkości wiatru, przy których optymalna prędkość turbiny przekracza wartość znamionową, następuje włączenie układu regulacji prędkości turbiny. Najprostszym sposobem sterowania prędkością turbiny jest regulacja ze stałą wartością zadaną. Przy przełączeniu układu regulacji na regulację prędkości wartość zadana prędkości jest równa aktualnej prędkości turbiny, a następnie stopniowo zmieniana. Na wejście regulatora prędkości dodatkowo doprowadzany jest wzmacniony sygnał dodatniej odchyłki mocy turbiny, co zapobiega generowaniu dużej nadwyżki mocy. Zastosowano miękkie przełączanie między strefami regulacji, którego celem jest ograniczenie skoków mocy oddawanej do sieci.

Najprostszym sposobem sterowania prędkością turbiny jest regulacja ze stałą wartością zadaną. Dla mniejszych prędkości wiatru prędkość turbiny może być zwiększana, co zwiększa produkcję energii elektrycznej.

3.4. Regulacja mocy turbiny przy dużych prędkościach wiatru

Po przekroczeniu przez prędkość wiatru prędkości znamionowej, równej dla małych elektrowni 11 m/s, układ sterowania przechodzi w tryb regulacji mocy turbiny. Działanie układu regulacji mocy opiera się na odtwarzaniu momentu turbiny i obliczaniu mocy z wykorzystaniem aktualnej prędkości turbiny. Na charakterystykach pokazanych na rys. 3 widać, że zwiększanie się prędkości wiatru powyżej prędkości znamionowej powoduje początkowo zmniejszanie prędkości turbiny w celu zachowania stałej mocy. Regulacja w tym zakresie jest bezpieczna,

ponieważ zapas momentu generatora jest wystarczający do stabilizacji mocy turbiny. Przy większych prędkościach wiatru układ regulacji pracuje w zakresie od punktu C do punktu D. W tym zakresie zwiększanie prędkości wiatru powoduje zmniejszanie mocy turbiny i praca układu jest bezpieczna. Natomiast zmniejszanie się prędkości wiatru powoduje zwiększanie mocy turbiny, a więc układ sterowania turbiną musi zapewniać wytworzenie nadwyżki momentu zapewniającej stabilizację prędkości. Chwilowa moc generatora może przekroczyć moc znamionową elektrowni. Ograniczanie mocy oddawanej do sieci zapewnia rezystor zrzutowy.

3.5. Regulacja kąta położenia gondoli względem kierunku wiatru

Moc turbiny zależy od trzeciej potęgi składowej prędkości wiatru prostopadłej do płaszczyzny turbiny:

$$P_t = P_{t0} (\cos \rho)^3 \quad (5)$$

gdzie: P_t – moc turbiny, P_{t0} – moc turbiny przy wietrze wiejącym prostopadle do płaszczyzny wirowania, ρ – kąt pomiędzy kierunkiem wiatru a prostopadłą do płaszczyzny wirowania.

Duża zmienność kierunku wiatru na małej wysokości powoduje, że jest to czynnik istotnie wpływający na produkcję energii przez małą elektrownię wiatrową. Ustawianie gondoli na podstawie średniego kierunku wiatru, obliczanego na podstawie wskazań mało czułego miernika kierunku wiatru, prowadzi do dużych opóźnień i małej produkcji energii. Wyposażenie elektrowni w szybko działający anemometr umożliwia ustawianie gondoli względem wiatru bez opóźnień i zwiększenie produkcji energii elektrycznej o 50% w porównaniu z ustawianiem na podstawie średniego kierunku wiatru, obliczanego w długim przedziale czasu.

4. Wyniki badania małej elektrowni wiatrowej

4.1. Symulacyjne badania efektywności algorytmu sterowania elektrownią przy małych prędkościach wiatru

Jeżeli nie podano jednostek fizycznych, wielkości na wykresach podano jako względne. Dla prędkości wiatru wielkością odniesienia jest znamionowa prędkość wiatru wynosząca dla badanej turbiny 11 m/s. Dla prędkości kątowej turbiny wielkością odniesienia jest znamionowa prędkość kątowa turbiny wynosząca 5,2 rad/sek lub 49,7 obr/min odpowiadająca synchronicznej prędkości generatora wynoszącej 1500 obr/min. Dla mocy turbiny i generatora wielkością odniesienia jest moc pozorna generatora wynosząca 56,1 kVA.

Energia elektryczna wyprodukowana przy małych prędkościach wiatru ma duże znaczenie ze względu na małą wysokość zainstalowania elektrowni. Badania porównawcze zaproponowanego algorytmu sterowania przy małych prędkościach wiatru mogą być przeprowadzone tylko symulacyjnie ze względu na możliwość zapewnienia powtarzalności przebiegów prędkości wiatru.

Wariant zmian prędkości	Algorytm według wzoru	Średnia prędkość względna turbiny	Energia wytworzona w czasie 200 s [kJ]
1	1	0,62	698
1	2	0,67	721
2	1	0,62	691
2	2	0,675	717

Tab. 1. Energia wytworzona w dwóch wariantach

Wyniki badań elektrowni wiatrowej przy małych prędkościach wiatru pokazano w tab. 1. Zastosowano sterowanie zgodnie z zależnościami (1) i (2) oraz z zastosowaniem modeli zawierających dwie harmoniczne prędkości wiatru. W pierwszym wariantcie modelu wiatru harmoniczna o mniejszej częstotliwości ma większą amplitudę, a w drugim wariantcie mniejszą. Do obliczenia energii wytworzonej przez elektrownię wykorzystano dane zarejestrowane w przedziale 200 s dla średniej prędkości wiatru wynoszącej 4,5 m/s.

W tab. 1 można zauważyć, że zastosowanie wzoru (2) powoduje kilkuprocentowe zwiększenie produkcji energii elektrycznej w porównaniu z zastosowaniem wzoru (1). Na podstawie szerszych badań stwierdzono, że efektywność algorytmu może być zoptymalizowana przez uzależnienie wielkości λ_{opt} od zmienności prędkości wiatru.

4.2. Symulacyjne badania przełączeń zakresów pracy elektrowni

Wyniki symulacyjnego badania algorytmów regulacji w zakresie średnich i dużych prędkości wiatru pokazano na rys. 4. Przełączenia pomiędzy regulacją prędkości i regulacją mocy odbywają się bez widocznych zaburzeń.

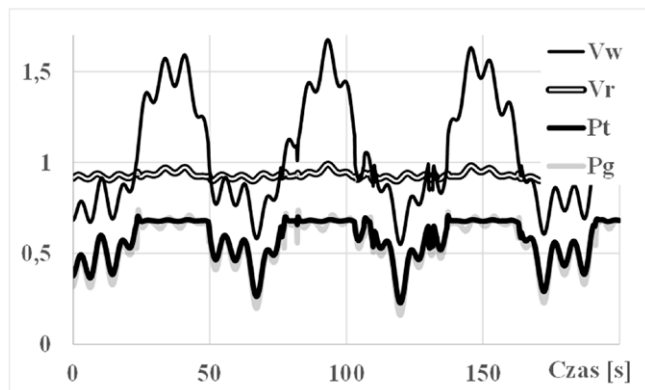
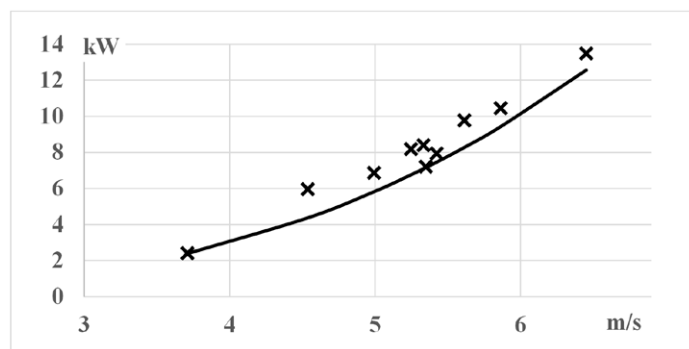
4.3. Wyniki badania elektrowni o mocy 40 kW

Przedstawione wyżej algorytmy zastosowano w układzie regulacji elektrowni wiatrowej o znamionowej mocy równej 40 kW. Dane pomiarowe rejestrowano co 1 s w odcinkach czasu długości 200 s. Ograniczenie prędkości turbiny wynosiło 0,92 j.w., a ograniczenie mocy 0,68 j.w., co odpowiada ograniczeniom zastosowanym w eksperymentach. Wyznaczano średnią prędkość wiatru i średnią moc elektrowni. Wyniki pokazano na rys. 5. Zmierzona moc średnia jest większa od mocy turbiny obliczanej z krzywej mocy dla danej prędkości wiatru, co wskazuje na prawidłowe działanie algorytmu sterowania w zakresie małych prędkości wiatru.

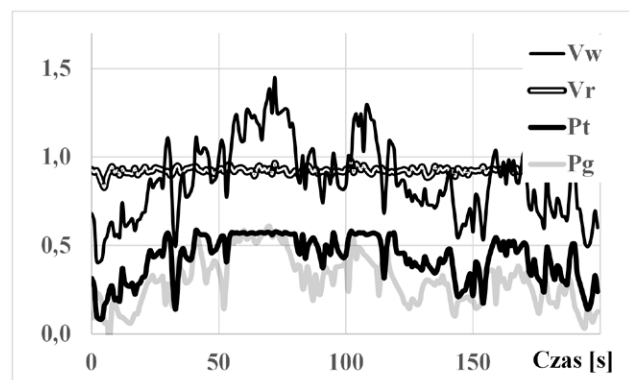
Wyniki badania elektrowni pracującej przy średnim i dużym wietrze pokazano na rys. 6. Ograniczono moc i prędkość turbiny w celu pokazania działania układu regulacji przy występujących warunkach pogodowych.

5. Wnioski

Zaproponowano algorytmy sterowania elektrownią wiatrową działające dla trzech zakresów prędkości wiatru. Pokazano, że algorytm sterowania, zapewniający szybkie dostosowanie


 Rys. 4. Symulacyjne przebiegi prędkości wiatru V_w , prędkości obrotowej turbiny V_r , mocy turbiny P_t i mocy generatora P_g , wielkości w jednostkach względnych


Rys. 5. Średnia moc zmierzona w trzyminutowych odcinkach czasu (znaczniki) dla małych prędkości wiatru i moc obliczona z krzywej mocy (linia ciągła)


 Rys. 6. Eksperymentalne przebiegi prędkości wiatru V_w , prędkości obrotowej turbiny V_r , mocy turbiny P_t i mocy generatora P_g , wielkości w jednostkach względnych

prędkości turbiny do wartości optymalnej, zapewnia zwiększenie ilości wytworzonej energii elektrycznej. Wskazano, że szybkie ustawienie gondoli turbiny we właściwym kierunku względem wiatru zapewnia dalsze zwiększenie ilości wyprodukowanej energii. Efektem zastosowania zaproponowanych

algorytmów jest produkcja energii elektrycznej w ilości równej, a w niektórych przypadkach większej od energii obliczanej na podstawie statycznej krzywej mocy. Badanie działania algorytmów sterowania i analizę ilości wytwarzanej energii oparto na danych zgromadzonych podczas pracy elektrowni wiatrowej o mocy 40 kW, testowanej przez czas przekraczający jeden rok.

Projekt finansowany ze środków RPOWP w ramach projektu RPPM.01.01.01-22-0076/16-00.



URZĄD MARSZAŁKOWSKI
WOJEWÓDZTWA POMORSKIEGO



BIBLIOGRAFIA

1. McIver A., Holmes D.G., Freere P., Optimal control of a variable speed wind turbine under dynamic wind conditions, IAS '96, Conference Record of the 1996 IEEE Industry Applications Conference Thirty-First IAS Annual Meeting, Vol. 3, 1996, s. 1692–1698.
2. Zhao C. i in., L1 Adaptive Speed Control of a Small Wind Energy Conversion System for Maximum Power Point Tracking, *IEEE Transactions on Energy Conversion* 2014, Vol. 29, Issue 3, s. 576–584.
3. Mirecki A., Roboam X., Richardeau F., Architecture Complexity and Energy Efficiency of Small Wind Turbines, *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 2007, Vol. 54, s. 660–670.
4. Krzemiński Z., Szewczyk J., Bogalecka E., Sterowanie małą elektrownią wiatrową z wykorzystaniem efektu przeciągnięcia, XIII Krajowa Konferencja Naukowa „Sterowanie w energoelektronice i napędzie elektrycznym”, SENE 2017, Łódź: Politechnika Łódzka, Instytut Automatyki, 2017, s. 1–6.

Micro Windmill Control in Variable Wind Conditions

Keywords

micro windmill, control, optimization

Abstract

Large wind turbines are working at low variability of wind speed and direction. A different situation exists in the case of micro windmills, which turbine works in the stream of air of variable speed and direction. The paper specifies the conditions for installing a micro windmill and shows the control algorithm of a power plant operating in a variable wind. The measurements on the tested power plant were used. It was shown that the control algorithm ensuring fast adaptation of the turbine speed to the optimal value ensures a significant increase in the amount of electricity generated. The rapid placement of the turbine nacelle in the right direction increases the amount of energy produced. The effect of using the proposed algorithms is to produce electricity in an amount equal to or greater than energy calculated on the basis of the power curve.

KONTAKT

Zbigniew Krzemiński

MMB Drives sp. z o.o.; Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki
tel.: +48 605 068 292; +48 58 347 23 48
e-mail: zkrzem@mmb-drives.com.pl; zbikrzem@pg.edu.pl

Elżbieta Bogalecka

Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki
tel.: +48 58 347 29 36
e-mail: elzbogal@pg.edu.pl

Efektywność ekonomiczna hybrydowej mikroinstalacji OZE

Autorzy

Elżbieta Bogalecka
Zbigniew Krzemiński

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

mikroelektrownia hybrydowa, efektywność, moc bierna, czas zwrotu nakładów

Streszczenie

W artykule przedstawiono warunki pracy mikroelektrowni hybrydowej zainstalowanej w małej firmie mieszczącej się na terenie przemysłowym. Pokazano strukturę i parametry elektrowni składającej się z paneli fotowoltaicznych i elektrowni wiatrowej. Przeanalizowano odbiorniki energii oraz warunki pobierania mocy biernej. Dla wybranego okresu czasu pokazano zużycie oraz produkcję energii elektrycznej i energię zużytą na potrzeby firmy oraz oddaną do sieci. Na podstawie cen energii określono czas zwrotu już poniesionych nakładów inwestycyjnych. Zbadano celowość modernizacji przekształtników w elektrowni, polegającej na wymianie tranzystorów IGBT na tranzystory SiC, i celowość zakupu magazynu energii. Wykazano, że poniesione nakłady zwrócą się po ponad 10 latach. Nieuchronny wzrost cen energii spowoduje skrócenie czasu zwrotu nakładów inwestycyjnych do mniej niż 10 lat.

1. Wstęp

W ostatnich 10 latach w Polsce widoczny był gwałtowny wzrost mocy instalowanych elektrowni wiatrowych i słonecznych. Zmiana warunków instalowania i mechanizmów wsparcia instalacji odnawialnych źródeł energii (OZE) [1, 2] spowodowały spadek liczby instalowanych dużych farm wiatrowych i słonecznych w Polsce. Zmiany te skłaniają inwestorów do budowy małych elektrowni hybrydowych [3], których głównym celem jest zaspokojenie potrzeb własnych. Inwestorami są małe przedsiębiorstwa albo osoby fizyczne. Koszt takich instalacji jest na tyle niski, że firmy są w stanie sfinansować inwestycje ze środków własnych, bez wsparcia kredytowego. Osobnym problemem jest dobór parametrów instalacji hybrydowej, tak aby zaspokoić wymagania użytkownika [4]. Dobór parametrów elektrowni, a także sposób wykorzystania zasobów [5] mają istotny wpływ na czas zwrotu inwestycji.

Przedmiotem artykułu jest mikroelektrownia hybrydowa typu *ongrid*, na którą składa się elektrownia wiatrowa i elektrownia słoneczna zainstalowane w małej firmie produkcyjnej, celem artykułu zaś jest analiza wpływu instalacji hybrydowej na ilość energii elektrycznej pobranej z sieci, na pobór mocy biernej, a także ocena okresu zwrotu nakładów i ocena celowości modernizacji instalacji. Celem badanej instalacji jest pokrywanie potrzeb własnych i ewentualna sprzedaż nadwyżek do sieci elektroenergetycznej w cenie [6, 7] zapewniającej rozsądny czas zwrotu inwestycji. Ograniczeniem jest moc mikroinstalacji, wynosząca obecnie 50 kW. Jest to moc sumaryczna źródeł energii elektrycznej, czyli w tym przypadku elektrowni słonecznej i wiatrowej. Analizę oparto na wynikach pomiarów zaabrany okres. Krótki

czas działania instalacji nie pozwala na przedstawienie skumulowanych wyników za dłuższy okres, np. jednego roku.

W rozdziale 2 przedstawiono strukturę i parametry elektrowni składającej się z paneli fotowoltaicznych i elektrowni wiatrowej oraz produkcję energii elektrycznej w wybranym przedziale czasu, przeanalizowano odbiorniki energii oraz warunki pobierania mocy biernej, zaprezentowano zużycie energii elektrycznej w wybranym przedziale czasu. W rozdziale 3 przeanalizowano ceny energii i określono wartości energii zużytej na potrzeby firmy oraz oddanej do sieci, określono czas zwrotu już poniesionych nakładów inwestycyjnych. W badaniu efektywności ekonomicznej przeważnie brana jest pod uwagę tylko moc czynna, a zapomina się o możliwości kompensacji mocy biernej przez przekształtniki mikroelektrowni, co skutkuje zmniejszeniem opłat za moc bierną do wartości nieistotnej w bilansie. Przekształtniki w elektrowni zbudowane są z krzemowych tranzystorów IGBT. Coraz powszechniejsza staje się technologia wytwarzania elementów półprzewodnikowych z węgla krzemu (SiC). W rozdziale 4 przeanalizowano celowość modernizacji przekształtników zainstalowanych w elektrowni przez wymianę tranzystorów IGBT na tranzystory SiC. Ponieważ sprzedaż energii z mikroinstalacji jest mniej korzystna niż zużycie energii na potrzeby własne, to zbadano celowość zainwestowania w magazyn energii.

2. Elektrownia hybrydowa i warunki jej pracy

Analizowana eksperymentalna elektrownia hybrydowa przyłączona do sieci elektroenergetycznej nn, przedstawiona na fot. 1,

jest zainstalowana na terenie małego przedsiębiorstwa produkcyjno-badawczego. Elektrownia składa się z elektrowni wiatrowej o mocy 40 kW i modułów PV o mocy 10 kWp. Odnawialne źródła energii wraz z odbiornikami energii w przedsiębiorstwie są włączone do sieci przez dwukierunkowy licznik energii.

W elektrowni wiatrowej – usytuowanej na wieży o wysokości 21 m, o średnicy 16 m i stałym kącie ustawienia łopatek, prędkości znamionowej 60 obr/min – generatorem jest maszyna asynchroniczna klatkowa z przekładnią. Generator przyłączony jest do sieci przez dwukierunkowy falownik napięcia zbudowany z krzemowych tranzystorów IGBT. W procesorze sterującym zaimplementowany jest oryginalny algorytm sterowania, przeznaczony dla małych elektrowni wiatrowych [8]. Celem algorytmu jest zapewnienie bezpieczeństwa elektrowni przy silnym wietrze i zwiększenie jej sprawności przy mniejszych wartościach wiatru. Ponieważ elektrownia wiatrowa służy do badań, a algorytmy sterowania elektrownią są modyfikowane i testowane, jest ona włączana w godzinach pracy (nie działa całą dobę).

Moduły fotowoltaiczne podzielone są na dwa łańcuchy, z których każdy ma swoją przetwornicę DC/DC typu BOOST, o napięciu wyjściowym 700 V, zbudowaną z tranzystorów z węgla krzemu. W przetwornicach zaimplementowany jest algorytm śledzenia punktu pracy z maksymalną sprawnością (MPPT). Przetwornice DC/DC są umieszczone blisko modułów, co przy wyższym napięciu DC na przewodach łączących z falownikiem zmniejsza straty energii elektrycznej. Przekształtnik DC/AC jest falownikiem napięcia zbudowanym z krzemowych tranzystorów IGBT. Algorytm sterowania zapewnia transport energii do sieci, kontroluje napięcie DC i może być także kompensatorem mocy biernej. Przekształtnik do modułów fotowoltaicznych jest beztransformatorowy.

Firma, w której są zainstalowane oba źródła, jest małym zakładem produkującym urządzenia energoelektroniczne i układy napędowe. Istotną częścią działalności są prace badawczo-rozwojowe i projektowe. Firma nie ma więc bardzo dużych potrzeb energetycznych, nie ma dużych odbiorników energii pracujących w sposób ciągły. Duża część produkcji to urządzenia eksperymentalne albo prototypy, więc moc zamówiona jest stosunkowo duża, aby uwzględnić okresowe próby obciążenia urządzeń. Praca w firmie jest jednozmianowa, czyli do poboru energii dochodzi głównie w godz. 7–18. Średnie stałe obciążenie to ok. 2–3 kW (serwer, oświetlenie, alarm, lodówki). W godzinach pracy, jeżeli nie są prowadzone próby, obciążenie jest na poziomie ok. 10 kW. Ze względu na zabezpieczenia moc zamówiona przekracza 40 kW.

Poza godzinami pracy włączonych pozostaje kilka komputerów (z filtrami składowej wspólnej) i UPS (z filtrem). Urządzenia te oraz kable są źródłem mocy biernej pojemnościowej o wartości ok. 2100 var, co skutkuje dodatkową opłatą za moc bierną. Cena energii biernej pojemnościowej to trzykrotność ceny oddanej do sieci energii czynnej.

W godzinach pracy firmy energia produkowana przez źródła odnawialne zużywana jest na potrzeby własne, a nadwyżki są



Fot. 1. Badana elektrownia hybrydowa

oddawane do sieci. Poza godzinami pracy energia wyprodukowana przez elektrownię słoneczną jest niewielka lub zerowa, a produkowana przez elektrownię wiatrową jest oddawana do sieci.

3. Potencjał energetyczny elektrowni hybrydowej

Wielkości zainstalowanych w firmie elektrowni wiatrowej i słonecznej nie wynikły z procesu optymalizacji. Elektrownia wiatrowa jest dopuszczalną, małą elektrownią wiatrową, a moc elektrowni słonecznej jest wypadkową dostępnej powierzchni dachu. Potencjał energetyczny hybrydowego układu zasilania wynika z miejsca zainstalowania oraz parametrów i charakterystyk źródeł.

Dobrze usytuowana elektrownia słoneczna może w Polsce wyprodukować rocznie ok. 1000 kWh/kWp/rok. Badana elektrownia znajduje się na dwóch częściach dachu o małym kącie pochylecia względem ziemi, wystawionych na wschód i zachód. Uwzględniając nieoptymalne ustawienie modułów względem słońca, można oszacować, że elektrownia słoneczna o mocy 10 kWp może wyprodukować rocznie ok. 7800 kWh.

Energia wyprodukowana przez elektrownię wiatrową wynika ze średniej prędkości wiatru (z rozkładu Weibulla) oraz charakterystyki elektrowni (moc w funkcji prędkości wiatru). Badana

elektrownia służy głównie celom badawczym i została usytuowana w dzielnicy przemysłowej, na niedużej wysokości i terenie o dużej szorstkości, z budynkami i przeszkodami terenowymi. Na podstawie częściowych pomiarów i analizy terenu można przyjąć średnią prędkość wiatru równą 4,5–5 m/s. Jak podano w [8], przy tej prędkości wiatru roczna produkcja energii wynosi ok. 60–80 MWh. Po uwzględnieniu sprawności generatora z przekształtnikiem i przekładnią (0,83), strat wynikających z nieoptymalnego ustawienia względem wiatru (ok. 20°) i strat wynikających z przestojów (15%) można oszacować ostrożnie roczną produkcję energii na 40–54 MWh. Sumaryczna ilość energii produkowanej przez źródła odnawialne może być oszacowana na wartość 47,8–63,7 MWh.

Roczne potrzeby energetyczne firmy wynoszą ok. 25 MWh. Po pełnym pokryciu potrzeb własnych ze źródeł odnawialnych pozostałaby nadwyżka ok. 23–38 MWh. Badana instalacja jest w stosunku do potrzeb małego przedsiębiorstwa znacznie przewymiarowana.

Zwymiarowanie małej elektrowni i sposób wykorzystania energii mają fundamentalny wpływ na czas zwrotu inwestycji. Koszt badanej instalacji wynosi ok. 350 tys. zł.

Aktualna cena sprzedaży energii wynosi 0,18 zł/kWh, a cena zakupu 0,31 zł/kWh powiększona o opłatę zmienną (0,07–0,27 zł/kWh) i stawkę jakościową 0,0125 zł/kWh. Roczne koszty zakupu energii czynnej i biernej, bez instalacji OZE (i bez innych składników opłat), wynoszą ok. 20 tys. zł.

Przekształtniki do elektrowni słonecznej mają wbudowaną funkcję kompensacji mocy biernej. Uruchomienie elektrowni słonecznej spowodowało opłaty za moc bierną z ok. 6000 zł/rok do ok. 60 zł/rok.

Pełne wykorzystanie zasobów źródeł odnawialnych pozwala na oszczędność opłat za moc czynną i sprzedaż nadwyżek do sieci. W takiej sytuacji czas zwrotu nakładów na tę badaną instalację wyniósłby ok. 16 lat. W obliczeniu uwzględniono tylko przychody ze sprzedaży nadwyżek energii czynnej i brak zakupu mocy czynnej. Ceny zakupu i sprzedaży energii różnią się średnio o 0,332 zł/kWh, a zatem sprzedaż energii jest nieopłacalna. Gdyby zużyć całą energię z OZE (64 MWh) na swoje potrzeby, to czas zwrotu wyniósłby ok. 9,5 roku. Warunkiem jednak pełnego pokrycia potrzeb własnych z OZE jest magazyn energii. Przewidywany znaczny wzrost cen energii powinien skompensować ten dodatkowy koszt.

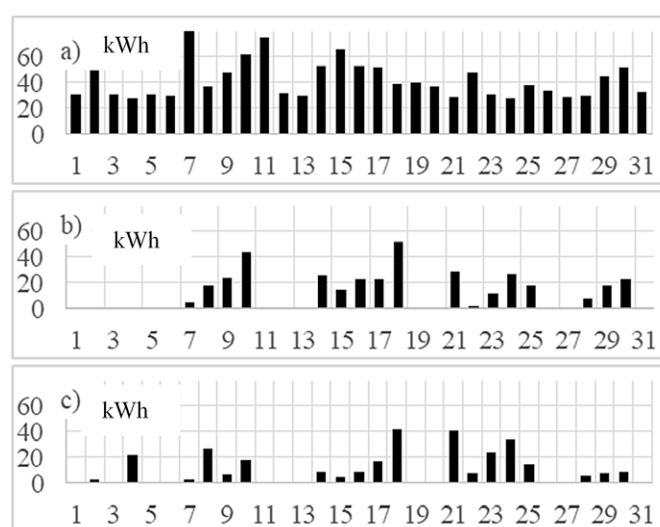
4. Badania instalacji OZE w wybranych okresach

Dane pomiarowe z elektrowni hybrydowej były dostępne w wybranych okresach ze względu na prowadzone prace badawczo-rozwojowe. W tab. 1 zapisano ilość energii wytworzonej w elektrowni wiatrowej i czas jej pracy. Elektrownia była włączana w godzinach pracy firmy. Podano również ilość energii oddanej do sieci. Z danych podanych w tab. 1 wynika, że znaczna część wytworzonej energii, nawet 84% (maj), jest oddawana do sieci.

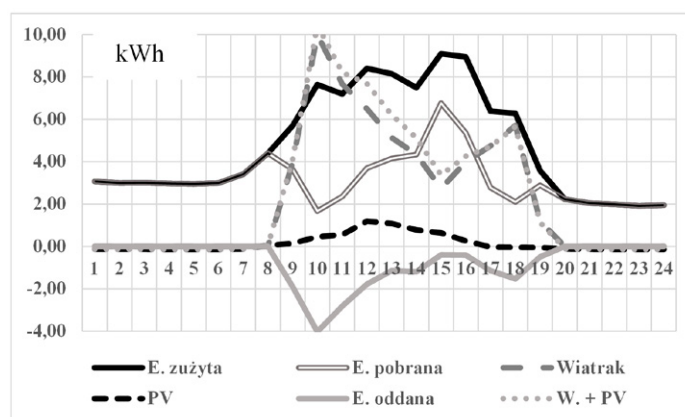
Jednocześnie rejestrowano czas pracy elektrowni wiatrowej i dokonano prognozy produkcji energii przez elektrownię

Miesiąc	Czas pracy	Energia wytworzona	Energia pobrana z sieci	Energia oddana do sieci	Prognoza na rok
	-- h -- m	kWh	kWh	kWh	MWh
Styczeń	89 h 27 m	223	2929	20	22,3
Luty	42 h 50 m	43	3221	3	8,1
Marzec	152 h 47 m	440	3627	98	25,8
Kwiecień	144 h 31 m	531	2232	197	31,7
Maj	119 h 40 m	365	1425	306	27,3
Czerwiec	132 h 56 m	699	1315	488	45,4

Tab. 1. Zestawienie czasu pracy i energii wytworzonej w elektrowni wiatrowej z energią pobraną i oddaną do sieci przez firmę



Rys. 2. Rejestracja dziennej energii: a) pobranej z sieci (1425 kWh), b) wytworzonej w elektrowni wiatrowej (365 kWh), c) oddanej do sieci (306 kWh) w maju 2018; pobrana z sieci 2 maja 118 kWh, 7 maja 143 kWh



Rys. 3. Godzinowa energia: zużyta 5 lutego 2019 (E. zużyta), pobrana z sieci (E. pobrana), wytworzona przez elektrownię wiatrową (Wiatrak), wytworzona przez instalację fotowoltaiczną (PV), oddana do sieci (E. oddana), wytworzona łącznie przez instalację OZE (W. + PV)

wiatrową załączoną przez cały dostępny w roku czas. Z danych podanych w tab. 1 wynika, że zdarzają się warunki pogodowe pozwalające na produkcję energii oszacowaną w rozdziale 3.

Ponieważ elektrownia hybrydowa pracuje w wybranych przedziałach czasu, na rys. 2 pokazano energię pobraną i oddaną do sieci oraz wytworzoną w elektrowni wiatrowej w ciągu jednego miesiąca. Na rys. 2 widać, że energia jest w ciągu jednego dnia wytwarzana i oddawana do sieci. Brak odpowiedniej mocy włączonych odbiorników powoduje, że dochodzi do sprzedaży energii po niekorzystnych cenach.

Dane z rys. 2 pozwalają częściowo ocenić pojemność magazynu energii niezbędnego do zapewnienia zaspokojenia pełnego zapotrzebowania firmy na energię elektryczną. Dokładniejszą ocenę należy przeprowadzić na podstawie analizy godzinowej energii wytwarzanej, pobieranej z sieci energetycznej i oddawanej. Na rys. 3 pokazano energię zużytą w firmie, pobraną z sieci, wyprodukowaną przez wiatrak i fotowoltaikę oraz oddaną do sieci. Z rys. 3 wynika, że nawet jeżeli wiatrak i fotowoltaika wytwarzają łącznie w ciągu godziny więcej energii, niż zużywa się w firmie, to energia i tak jest pobierana z sieci. Przyczyną są chwilowe wzrosty produkcji energii z elektrowni wiatrowej związane z nierównomiernością prędkości wiatru.

5. Modernizacja elektrowni hybrydowej

Oszacowania i dane podane w rozdziałach 3 i 4 wskazują na celowość inwestycji w magazyn energii. Można oszacować, że magazyn energii pozwoli na całkowite wyeliminowanie oddawania energii do sieci, co pozwoli na rozliczenie ok. 15 MWh energii po 332 zł/kWh, łącznie 4980 zł rocznie. Koszt zakupu akumulatora zwróci się po ok. 3 latach.

Wytwarzanie, magazynowanie i oddawanie energii z magazynu jest związane z przetwarzaniem ok. 60 MWh w falowniku DC/AC lub AC/DC. Zastosowanie tranzystorów z węgla krzemu zwiększy sprawność falowników o ok. 2%, czyli zredukuje straty energii o 1,2 MWh, rozliczane po 512 zł/kWh, czyli 614 zł. Dodatkowy koszt związany z zastosowaniem tranzystorów SiC wyniesie ok. 6120 zł, co zwróci się po ok. 10 latach.

Podane wyżej szacunki zwrotu nakładów inwestycyjnych są przybliżone, nie uwzględniają stopy dyskontowej i zmiany cen energii elektrycznej. Aktualnie ceny energii zostały zamrożone na poziomie cen z 2018 roku. Należy przypuszczać, że w następnych latach nastąpi wzrost cen, co spowoduje dalszy wzrost efektywności małych elektrowni hybrydowych.

6. Wnioski końcowe

Artykuł dotyczy określenia efektywności małej elektrowni hybrydowej dokonanego na podstawie danych oszacowanych z charakterystyk elektrowni wiatrowej i elektrowni fotowoltaicznej. Oszacowane wartości zostały częściowo zweryfikowane na podstawie danych zarejestrowanych podczas pracy elektrowni. Uzyskane rezultaty są obciążone znaczną niepewnością wynikającą ze zmienności warunków atmosferycznych oraz wprowadzanych modyfikacji algorytmów sterowania.

Na podstawie uzyskanych rezultatów można stwierdzić, że inwestycja w elektrownię hybrydową, produkującą energię

elektryczną przeznaczoną do sprzedaży, jest nieopłacalna. Natomiast całkowite zużycie energii z elektrowni hybrydowej na potrzeby firmy pozwala na uzyskanie zwrotu nakładów inwestycyjnych w okresie mniejszym niż 10 lat. Wymaga to dodatkowych inwestycji w magazyny energii elektrycznej. Dalsze dodatkowe inwestycje w zamianę tranzystorów IGBT tranzystorami SiC nie powodują zmiany czasu zwrotu nakładów.

Przedstawiona analiza efektywności elektrowni hybrydowej jest oparta na aktualnych cenach energii elektrycznej. Zwiększenie cen energii doprowadzi do poprawy efektywności ekonomicznej mikroelektrowni hybrydowych.

Przedstawione w artykule wyliczenia mają charakter przybliżony i nie mogą być podstawą decyzji inwestycyjnych. Rozważania dotyczą jednej małej firmy i nie mogą być uogólniane. Wnioski dotyczące konieczności zastosowania magazynu energii, otrzymane na podstawie przedstawionych danych, są w pełni uzasadnione.

Projekt finansowany ze środków RPOWP w ramach projektu RPPM.01.01.01-22-0076/16-00.



URZĄD MARSZAŁKOWSKI
WOJEWÓDZTWA POMORSKIEGO

Unia Europejska
Europejskie Fundusze
Strukturalne i Inwestycyjne



BIBLIOGRAFIA

1. Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, Dz.U. 2015, poz. 478 z późn. zmianami.
2. Ptak M., Public support for renewable energy in Poland, *Economic and Environmental Studies* 2017, Vol. 17, No. 4 (44/2017), s. 707–724.
3. Rekordowa liczba przyłączonych mikroinstalacji do sieci PGE [online], <http://seo.org.pl/rekordowa-liczba-przylaczonych-mikroinstalacji-do-sieci-pge/> [dostęp: 24.02.2019].
4. Bogalecka E., Michoński A., Optimizing the Parameters of a Small Standalone Hybrid Power Plant, *Acta Energetica* 2017, nr 2/31, s. 4–10.
5. Maleki A., Rosen M.A., Pourfayaz F., Optimal operation of a grid connected hybrid renewable energy system for residential applications, *Sustainability* 2017, No. 9(8), s. 1314.
6. Cennik standardowy dla przedsiębiorstw, Energa Obrót SA [online], file:///C:/Users/Admin/Downloads/Standardowy%20cennik%20energii%20elektrycznej%20dla%20przedsiębiorstw%20(obowiązujący%20od%2001.07.2018).pdf [dostęp: 24.02.2019].
7. Ile właściciele instalacji OZE dostaną za energię od 2018 r.? [online], <http://gramwzielone.pl/trendy/27700/ile-wlasciciele-instalacji-oze-dostana-za-energie-od-2018-r/> [dostęp: 24.02.2019].
8. Krzemiński Z., Elektrownie wiatrowe MMB Drives 40 [online], http://www.mmb-drives.com.pl/produkty/folder_mmb_elektrownia_wiatrowa_v2.pdf [dostęp: 3.03.2019].

Efficiency of Hybrid Microinstallation with Renewable Energy Sources

Keywords

small hybrid power plant, efficiency, reactive power, payback period

Abstract

The article presents the working conditions of a hybrid micro-plant installed in a small company located in an industrial area. The structure and parameters of a power plant consisting of photovoltaic panels and a wind power plant are shown. The energy receivers and the conditions of reactive power consumption were analyzed. For the selected period of time,

the consumption and production of electricity and energy consumed for the needs of the company and sent to the network were shown. On the basis of energy prices, the payback period of investment outlays was determined. When examining economic efficiency, usually only active power is taken into account. The analysis takes into account the possibility of reactive power compensation by wind turbine and solar power converters. The purposefulness of modernization of converters in a power plant relying on the replacement of IGBT transistors by SiC transistors and the purposefulness of purchasing an energy storage was examined. It has been shown that the expenditure incurred will pay back after more than 10 years. The inevitable increase in energy prices will shorten the payback period of investment outlays to less than 10 years.

KONTAKT

Elżbieta Bogalecka

Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki

tel.: +48 58 347 29 36

e-mail: elzbogal@pg.edu.pl

Zbigniew Krzemiński

MMB Drives sp. z o.o.; Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki

tel.: +48 605 068 292; +48 58 347 23 48

e-mail: zkrzem@mmb-drives.com.pl; zbikrzem@pg.edu.pl

Projekt badawczo-rozwojowy SORAL – system oceny stanu technicznego i ryzyka awarii linii kablowych SN oparty na badaniach diagnostycznych wykonywanych w trybie *offline*

Autorzy

Sławomir Noske
Katarzyna Zasada-Chruścińska

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

pomiary diagnostyczne kabli, pomiary wyładowań niezupełnych (PD), pomiary tangensa delta (TD), Health Index

Streszczenie

Sieć kablowa SN stanowi istotny element sieci dystrybucyjnej. Dotychczasowe zarządzanie tą częścią sieci jest głównie oparte na analizach awaryjności, tzn. wzrost liczby awarii na danej linii świadczy o pogarszającym się stanie technicznym. Jest to system mało efektywny, wiąże się z dodatkowymi kosztami usuwania awarii, przerwami w dostawie energii, utrudnionym planowaniem inwestycji i prac eksploatacyjnych. Planowane, w ramach projektu SORAL, prace badawczo-rozwojowe mają doprowadzić do wdrożenia zarządzania siecią kablową SN opartą na ocenie stanu technicznego poszczególnych elementów linii. Analizy rynku i doświadczenia ENERGA-OPERATOR SA (EOP) z pracy w międzynarodowych stowarzyszeniach wskazują, że projekt ma charakter innowacyjny na poziomie światowym. Jest on wielkim wyzwaniem badawczym i rozwojowym.

1. Wstęp

Dążenie do wzrostu efektywności zarządzania siecią jest wyzwaniem dla każdego operatora sieci elektroenergetycznej. Szczególnym i bardzo ważnym elementem sieci są linie kablowe SN. Za pomocą tych linii zasilane są obszary zurbanizowane, gdzie pewność i jakość dostaw energii elektrycznej jest szczególnie istotna. W tych obszarach koszty modernizacji i rozwoju tej sieci są szczególnie wysokie.

Najstarszą część linii kablowych SN, zarządzanych przez ENERGA-OPERATOR SA, stanowią linie wybudowane kablami PILC. To te linie kablowe będą w najbliższym czasie stwarzały największe ryzyko awarii. Procesy starzenia się poszczególnych odcinków kabli i akcesoriów w poszczególnych liniach kablowych mogą być na różnych etapach. Stwarza to kolejną trudność w efektywnym zarządzaniu tą siecią.

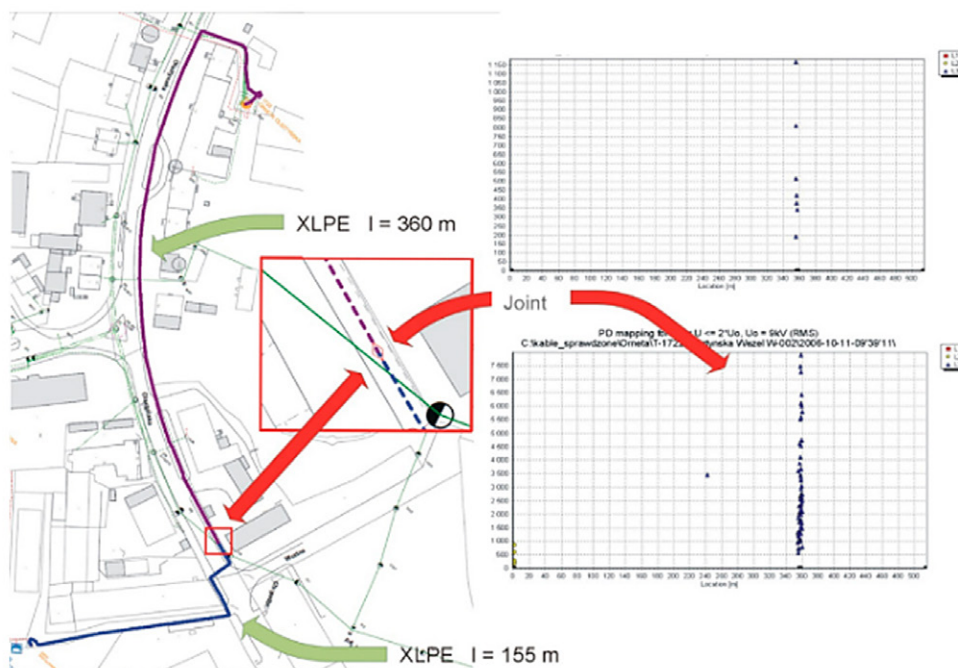
W ostatnich kilku dekadach zaproponowano wiele nowatorskich metod diagnostycznych dla systemów kablowych SN. Obecnie stosowane są dwie podstawowe techniki pomiarowe: systemy diagnostyczne oparte na pomiarze wyładowań niezupełnych (PD) i pomiarze tangensa delta (TD). Dostępne systemy diagnostyczne umożliwiają wykonywanie pomiarów *offline* w obsługiwanych liniach kablowych. Informacje uzyskane z pomiarów PD i TD mogą dostarczyć wiedzy wspierającej ocenę stanu technicznego kabli i osprzętu. W pomiarach diagnostycznych zwykle stosuje się jako napięcia probiercze: napięcie wolnozmiennne (VLF) 0,1 Hz oraz napięcie przemienne tłumione (DAC). Dzięki

zastosowaniu takich napięć mogły powstać niewielkie systemy pomiarowe umożliwiające dokonywanie pomiarów linii kablowych w terenie. Obecnie problem nie polega na poprawnym wykonaniu pomiarów, ale na interpretacji ich wyników i diagnozie stanu technicznego linii kablowych na podstawie uzyskanego zestawu informacji. Nowe możliwości analizy procesów starzeniowych w poszczególnych liniach kablowych dają pomiar wyładowań niezupełnych. Obecne systemy pomiarowe umożliwiają lokalizację miejsca występowania wyładowań niezupełnych (wnz) z dokładnością nawet do 1 m. To jedyne takie badanie, które pozwala analizować dane w funkcji długości kabla.

2. Dotychczasowe doświadczenia

Dotychczasowe prace badawcze skupiały się na zdefiniowaniu kluczowych parametrów świadczących o zaawansowanym procesie starzeniowym. Badania prowadzone były w obszarze pilotażowym obejmującym ok. 1000 linii kablowych SN o łącznej długości 600 km. W obszarze tym ponad 50% sieci wykonana jest przy użyciu kabli PILC. Badania obejmowały pomiar wyładowań niezupełnych przy użyciu napięcia DAC. W zakresie kabli PILC stwierdzono, że:

- podstawowe parametry wskazujące na ryzyko niepowodzenia to: zmniejszone napięcie zapłonu PD i występowanie zwiększonej intensywności PD w kablu; z badania wynika, że im niższe napięcie zapłonu PD, tym wyższy odsetek odcinków kabli o zwiększonej intensywności PD



Rys. 1. Wykryta wadliwa mufa na nowej linii kablowej

- nie stwierdzono korelacji między wzrostem wartości PD a wzrostem prawdopodobieństwa wystąpienia awarii.

Zdobyta dotychczas wiedza i doświadczenie pozwoliły w sposób ekspercki wykorzystać wyniki pomiarów diagnostycznych do wspierania zarządzania siecią. W zakresie przyłączania do sieci nowych linii kablowych pomiar wzn pozwala wykrywać błędy montażu i wady izolacji, które dotychczas były niemożliwe do wykrycia. Na rys. 1 pokazano przykład badania wzn nowej linii kablowej po pozytywnej próbie napięciowej. Na jednej fazie pojawiły się wzn w miejscu montażu mufy. Wadliwie wykonana mufa została wymieniona przed załączeniem linii.

Bez wymiernych zasad oceny, szczegółowa analiza wykonanych badań wzn nie może wspomagać zarządzanie siecią. Na rys. 2 pokazano przykład wsparcia decyzji zakresu prac po wystąpieniu awarii w kablu. W okresie przed awarią dokonano pomiaru diagnostycznego. W kablu występowały skupione wzn o napięciu poniżej U_0 . Na podstawie tych danych podjęto decyzję o wymianie odcinka kabla. Bez tej wiedzy naprawa ograniczyłaby się do montażu mufy. To nie zlikwidowałoby ryzyka kolejnej awarii.

2.1. Projekt SORAL

Systemy diagnostyczne, pozwalające na dokonanie pomiarów wzn i tangensa delta w liniach kablowych SN, wykorzystywane są w ENERGA-OPERATOR SA od początku XXI w. Zasady dokonywania pomiarów zostały zdefiniowane w instrukcjach eksploatacji linii kablowych SN. Pomiary w ENERGA-OPERATOR SA wykonywane są w trzech sytuacjach:

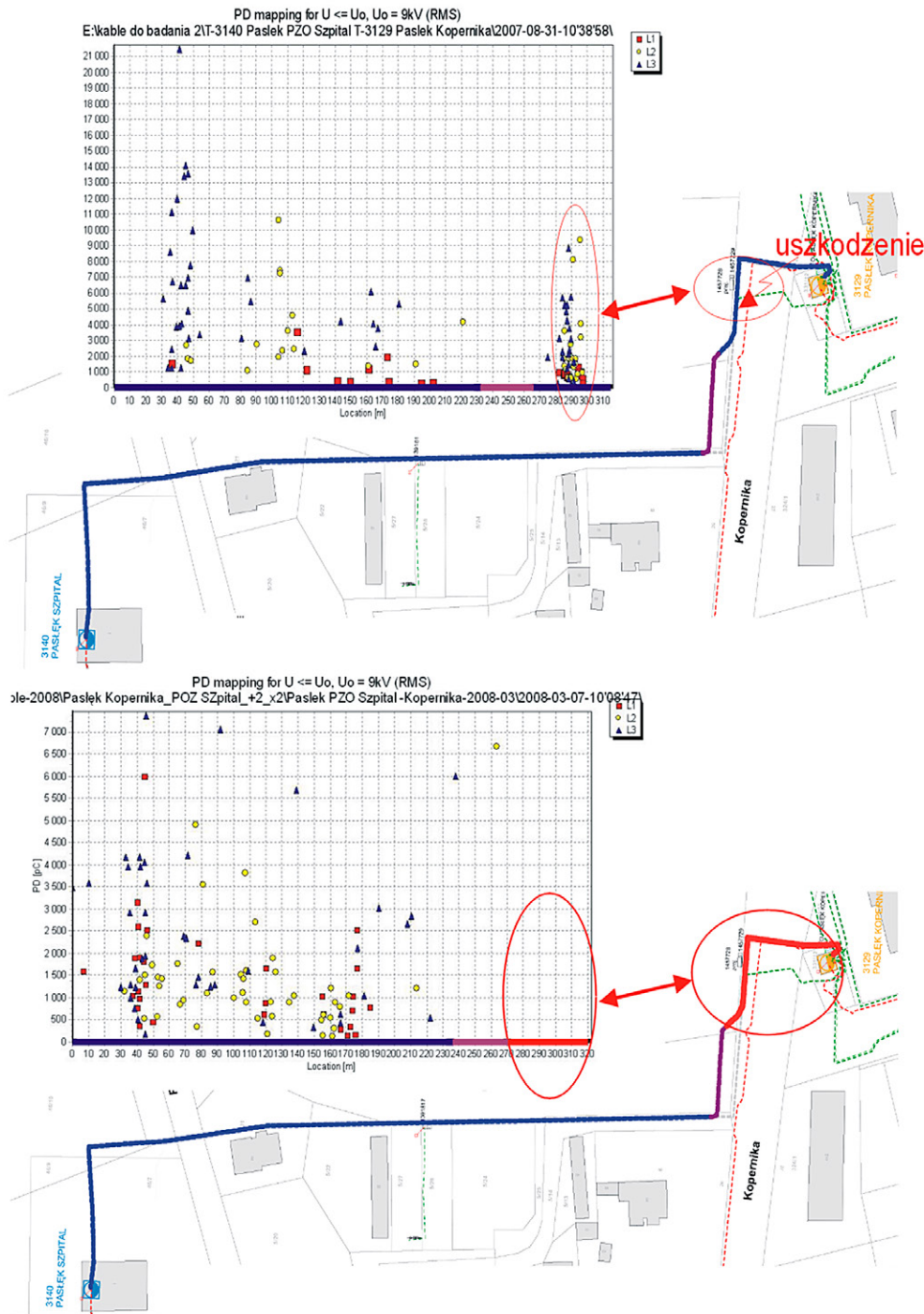
- po wybudowaniu nowej linii kablowej, przed załączeniem (Obecnie budowane są wyłącznie linie kablowe z izolacją XLPE. Wymaga się, aby w nowych liniach poziom wyładowań przy napięciu U_0 nie przekroczył 100 pC. Praktycznie wyładowania niepełne nie powinny występować poza poziomem

szumów. Dodatkowo dla nowych linii kablowych dokonywane są pomiary tangensa delta. W tym wypadku wartość przy U_0 nie powinna być większa niż $1,2 \cdot 10^{-3}$, a przyrost przy wzroście napięcia do $2U_0$ nie powinien być większy niż $0,6 \cdot 10^{-3}$

- po naprawie kabli (Pomiary te mają zweryfikować jakość prac montażowych. Dla kabli z izolacją XLPE stosuje się podobne zakresy oceny jak dla nowych kabli. Analiza wyników pomiaru i ocena kabli PILC jest – mimo że wstępnie zdefiniowano podstawowe kryteria oceny stanu kabla – przeprowadzana indywidualnie dla każdego kabla)
- pomiary eksploatacyjne wykonywane na wybranych liniach kablowych (Prowadzone są w sieci od 2003 roku. Szczególnie dużo pomiarów wykonano w latach 2003–2010. Wyniki pomiarów diagnostycznych są indywidualnie oceniane. Brak jest jednak wymiernych standardów, które mogłyby wspierać proces zarządzania siecią kablową SN. Brak jest także systemu informatycznego, który umożliwiłby gromadzenie i analizę danych pomiarowych).

Kolejnym krokiem we wdrażaniu i wykorzystywaniu pomiarów diagnostycznych, w szczególności liniach kablowych w eksploatacji, jest projekt SORAL. Projekt ten otrzymał dofinansowanie z Centrum Badań i Rozwoju (umowy o dofinansowanie projektu „SORAL – System oceny stanu technicznego i ryzyka awarii linii kablowych SN oparty o badania diagnostyczne wykonywane w trybie offline”, wniosek o dofinansowanie nr POIR.01.02.00-00-0250/17).

Realizacja projektu została zaplanowana na lata 2018–2021. Projekt będzie realizowany przez konsorcjum firm ENERGA-OPERATOR SA i Globema sp. z o.o. Projekt SORAL obejmuje badania przemysłowe i prace rozwojowe. Dwa kluczowe rezultaty prac zostaną dostarczone odpowiednio na zakończenie badań przemysłowych i zakończenie prac rozwojowych. Rezultatem badań przemysłowych będą kryteria oceny stanu technicznego

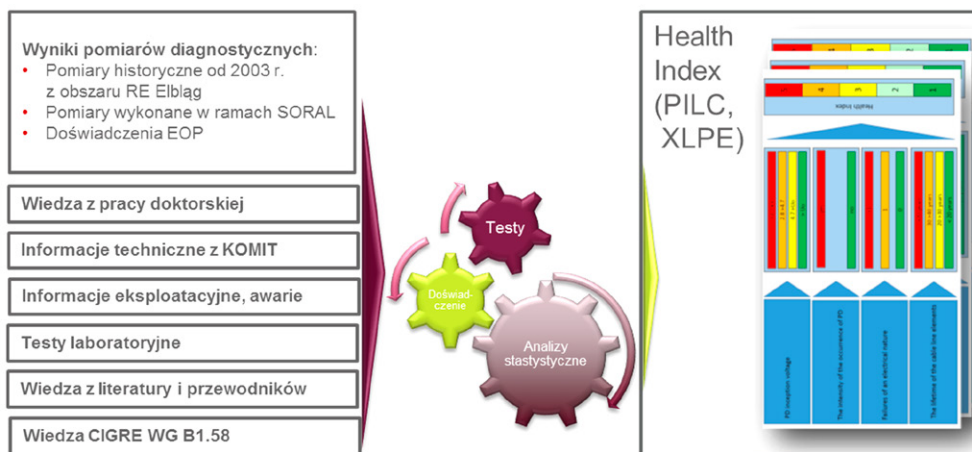


Rys. 2. Wsparcie decyzji eksploatacyjnej, zamiast mufy naprawczej podjęta wymiana odcinka kabla

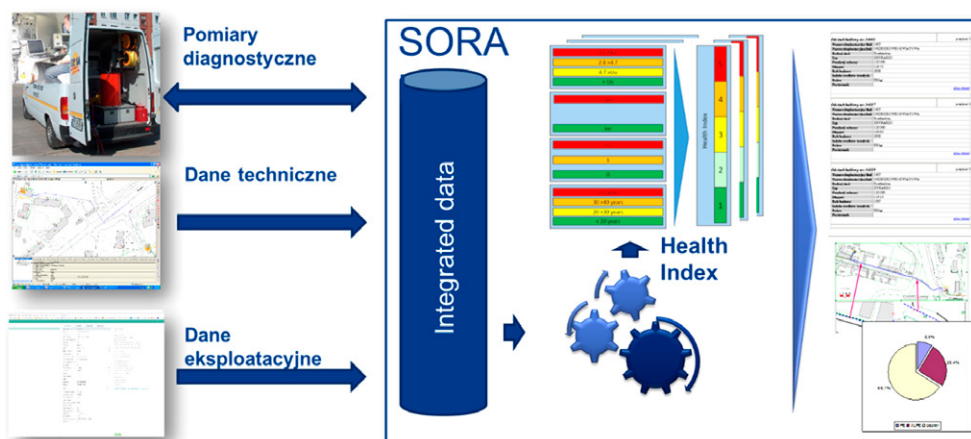
elementów linii kablowych SN oparte na danych technicznych i eksploatacyjnych oraz danych diagnostycznych, otrzymanych z pomiaru wyładowań niepełnych i tangensa delta. Na podstawie wieloletnich doświadczeń z badań diagnostycznych oraz zgromadzonych w systemie informatycznym GIS informacji technicznych i eksploatacyjnych zostanie zdefiniowana klasyfikacja (ang. *Health Index*) dla poszczególnych elementów linii kablowych, pozwalająca określić ryzyko wystąpienia awarii związanej z pogarszającym się stanem izolacji. Istotne jest wykorzystanie pomiarów wyładowań. Tylko te pomiary dostarczają informacji o zjawiskach zachodzących wzdłuż długości kabla. Pomiar ten umożliwia ocenę poszczególnych fragmentów linii

kablowej. Health Index zostanie wyznaczony z wykorzystaniem wiedzy i doświadczeń zdobytych w badaniach statystycznych. Weryfikacja i ewentualna kalibracja systemu zostanie przeprowadzona z wykorzystaniem badań laboratoryjnych wybranych próbek kabli.

W ramach prac rozwojowych będzie opracowany system informatyczny oceny ryzyka awarii sieci kablowej SN, oparty na ocenie stanu technicznego poszczególnych elementów linii kablowych. Opracowane w części badań przemysłowych modele oceny ryzyka awarii poszczególnych elementów linii kablowych SN zostaną zaimplementowane w systemie SORAL.



Rys. 3. Schemat procesu określania Health Index



Rys. 4. Schemat blokowy systemu SORAL

System zapewni:

- integrację danych technicznych, eksploatacyjnych i diagnostycznych pozyskiwanych z wielu źródeł
- możliwość wprowadzania zmian w zaimplementowanych w systemie modelach oceny ryzyka awarii poszczególnych elementów linii, tak aby umożliwić ich ulepszanie wraz ze zdobywaniem dodatkowej wiedzy w procesie eksploatacji
- archiwizację danych historycznych, nawet o liniach zlikwidowanych
- wspieranie wymiany danych z systemami diagnostycznymi, ograniczając pracochłonność gromadzenia danych
- możliwość dokonywania analiz wielokryterialnych, służących do wsparcia zarządzania siecią kablową SN.

2.2. Obszar demonstracyjny

Obszar pilotażowy został wybrany w taki sposób, aby nowe rozwiązanie można było zastosować w końcowym etapie dla całej sieci kablowej SN. Obszar pilotażowy obejmuje blisko 700 km linii kablowych SN (Rejon Dystrybucyjny Elbląg, Polska). Rejon ten zapewnia dostęp do linii kablowych wszystkich typów używanych obecnie w sieci ENERGA-OPERATOR SA (PILC, XLPE), w różnym wieku i pracujących w różnych warunkach

technicznych. Częściowy pomiar wyładowania przeprowadzany jest na obszarze demonstracyjnym od 2003 roku. W tym obszarze przeprowadzono pierwsze pomiary diagnostyczne w sieci kablowej w Polsce.

Ważnym elementem badawczym projektu jest wykonanie uzupełniających pomiarów diagnostycznych. Pomiary te zostały zaplanowane na 12 miesięcy. Pomiary rozpoczęto już w styczniu 2019 roku wg przygotowanego wcześniej planu pomiarów diagnostycznych w sieci kablowej SN. Minimalna liczba linii kablowych poddanych pomiarom wynosi 250. Plan obejmuje pomiary różnych rodzajów kabli. Po wstępnej analizie historycznych danych pomiarowych, informacji o awariach i informacjach technicznych wybrano linie o wysokim prawdopodobieństwie pogorszenia stanu izolacji w wyniku procesu starzenia. Pod koniec 2018 roku zakupiono nowy system diagnostyczny do pomiaru wyładowań niepełnych i tangens delta. VLF i DAC są używane do pomiaru napięć.

Badania diagnostyczne są uzupełnieniem doświadczenia zdobytego podczas wcześniejszych pomiarów diagnostycznych, przeprowadzanych od 2003 roku. Wraz z danymi historycznymi dostarczą one zbiorów danych obejmujących bardzo długi okres konserwacji linii, tj. lata 2003–2019.



Fot. 1. Wóz pomiarowy do prób napięciowych DAC i VLF

Chcąc przygotować pracowników do wykonywania pomiarów i analiz danych, przeszkolono ich z obsługi nowego sprzętu pomiarowego i systemu informatycznego, wspierającego działanie sprzętu i analizującego wyniki pomiarów. Pomiary są wykonywane przy użyciu dwóch napięć testowych (VLF i DAC). Aby sprawdzić, czy ocena jest prawidłowa – zarówno z automatycznym, jak i ręcznym przetwarzaniem – pomiary są wykonywane z obu stron linii kablowej.

Pomiary dostarczają danych, które przy kolejnym zadaniu pozwalają m.in. na obserwację zmian parametrów wyładowań niepełnych (wynikających ze starzenia procesów izolacji linii kablowych), weryfikację kryteriów oceny stanu izolacji za pomocą pomiaru tangens delta, weryfikację możliwości porównania wyników pomiaru wyładowań niepełnych, otrzymanych przy użyciu dwóch różnych napięć testowych (VLF, DAC).

W związku z tym, że danych technicznych jest dużo, a zwłaszcza danych pomiarowych, będą one gromadzone w systemie informatycznym. Zebrane w ten sposób dane umożliwią prowadzenie analizy i badań statystycznych.

W kolejnym etapie zostaną przeprowadzone dodatkowe badania laboratoryjne próbek izolacji kabli w celu oceny skali procesów starzenia. Prace będą wykonywane przez instytut naukowy jako podwykonawcę.

Zakres zebranych danych diagnostycznych, wraz z danymi technicznymi i pomiarami diagnostycznymi linii kablowych, ma umożliwić określenie kryteriów oceny stanu technicznego poszczególnych linii kablowych SN. Modele zostaną opracowane dla ważniejszych elementów linii kablowych. Kluczowe znaczenie będzie miało określenie takich modeli dla sekcji kablowych izolowanych PILC i XLPE. W tych dwóch typach kabli procesy starzenia odbywają się inaczej i mają różne wartości zmierzonych parametrów podczas testów diagnostycznych.

2.3. System IT

Głównym produktem projektu będzie system informatyczny SOLAR, który ma być odpowiedzialny za:

- przygotowanie danych wejściowych
- przechowywanie pomiarów i modelu sieci
- obsługę modelu obliczeniowego

- analizę danych
- geograficzną wizualizację wyników.

Dzięki systemom GIS i SCADA dane będą wymieniane w standardzie CIM, natomiast dedykowany interfejs będzie przygotowany do automatycznej wymiany danych między systemem SORAL a sprzętem diagnostycznym.

Oprócz przechowywania i prezentacji aktualnych danych SORAL umożliwi mapowanie zmian wprowadzonych w sieci. Wizualizowane są zarówno zmiany lokalizacji przebiegu sieci, jak i miejsca wymiany odcinków kablowych. Dzięki temu możliwe będzie przechowywanie danych historycznych o sieci, a także danych pomiarowych i obliczeń dokonanych w różnych punktach czasowych skorelowanych z odpowiednim stanem sieci.

Docelowo system będzie gromadził dane pomiarowe i informacje o zmianach w sieci. Umożliwi to utworzenie historii pomiarów skorelowanych z odpowiednim układem sieci. Dane te będą podstawą do analizy i systematycznej poprawy oceny stanu sieci, a także dokładniejszego przewidywania wystąpienia awarii.

Kolejną zaletą systemu będzie możliwość zapamiętania zmian zachodzących w sieci, zarówno tych związanych z parametrami technicznymi, jak i przebiegiem lub rekonfiguracją. Dzięki temu będzie możliwe zaprezentowanie sieci, poza obecnym stanem, w dowolnym momencie w przeszłości. Daje to możliwość szczegółowej analizy nie tylko danych historycznych i bieżących, ale także prognozowania i przewidywania przyszłych zdarzeń.

Ważnym elementem systemu SORAL będzie model obliczeniowy, który na podstawie pomiarów (częściowe wyładowania i tangens delta) będzie rejestrował zdarzenia w sieci. Zostanie także zaprezentowany model fizyczny oraz dane nominalne i operacyjne, które umożliwią ocenę stanu technicznego całej sieci i jej poszczególnych sekcji. Przewiduje się, że w przyszłości, oprócz danych wspomnianych powyżej, uwzględnione zostaną również warunki środowiskowe, reprezentowane przez takie parametry, jak na przykład rodzaj gleby lub pH gleby.

Zbiór tych danych pozwoli na wdrożenie mechanizmu znormalizowanego Health Index dla poszczególnych elementów linii kablowych, pozwalając określić ryzyko awarii ze względu na stan izolacji. Daje to możliwość przejścia z modelu o awaryjności do zarządzania opartego na stanie (strategia oparta na działaniach prewencyjnych zależnych od stanu technicznego linii kablowych SN). Prezentacja wyników na mapie i faktycznego przebiegu sieci kablowej ułatwi planowanie prac operacyjnych i modernizację sieci energetycznej.

3. Podsumowanie

Obecna strategia Corrective Maintenance zostanie zastąpiona przez strategię Condition Based Maintenance, opartą na prewencyjnych działaniach zależnych od stanu technicznego linii kablowych SN. System umożliwi podejmowanie działań prewencyjnych ograniczających liczbę awarii. Działania te będą polegały na wymianie elementów o największym ryzyku awarii. Linie kablowe będą mogły być planowane do wymiany na podstawie analizy ryzyka awarii (przed wystąpieniem awarii). Prace będą mogły być ograniczone do fragmentów o złym stanie, a nie całej linii kablowej. Mając wiedzę o stanie kabla, będzie można

prognozować dalszy czas życia kabla. W obszarach zurbanizowanych będzie możliwe skorelowanie prac modernizacyjnych z innymi pracami budowlanymi w celu ograniczenia kosztów, jeśli wymiana kabla będzie potrzebna w przewidywalnym czasie.

BIBLIOGRAFIA

1. Noske S., Rakowska A., Siodła K., Investigation of MV Power Cable Lines Using DAC Method for Assessment of the Technical Conditions of the Lines, ICHVE 2018, Athena, September 2018.
2. Noske S., Rakowska A., Off-line partial discharge measurements as a new data source about the technical condition of MV cables, ICHVE September 2014, Poznan, Poland.
3. Noske S., Rakowska A., Partial discharge measurements as a source of information about the technical condition of PILC insulated MV cables, CIREC, Stockholm, June 2013.
4. Noske S., Rakowska A., Application of diagnostics based on partial discharge measurements to assess the technical condition of PILC insulated MV cables, CIGRE International Conference on Electricity Distribution, Paris 2012.

SORAL – System for Condition Monitoring and Failure Risk Assessment of MV Cable Lines Based of Off-Line Diagnostic Methods

Keywords

diagnostic measurements of cables, partial discharges, tangent delta measurements, Health Index

Abstract

The article describes the current experience in applying the diagnostics of MV cable lines in the DSO and the ongoing SORAL project. Diagnostic systems which measure partial discharges and tan delta in MV lines have been used in Poland since the turn of the century. Research work so far has focused on MV cables and on attempts to define key parameters which would indicate advanced ageing processes. The measurements and analyses conducted so far have not enabled the formulation of assessment criteria for failure risk. However, key parameters indicating the increase in the failure risk have been identified. The research up to now is a valuable contribution to the process of creating assessment criteria for failure risk, using the IT system which automates this process. This task is carried out now in the SORAL project. The project is implemented by DSO (ENERGA-OPERATOR) and IT Company (Globema) consortium and is financed from EU funds.

KONTAKT

Sławomir Noske

ENERGA-OPERATOR SA

tel.: +48 609 460 108

e-mail: slawomir.noske@energa.pl

Katarzyna Zasada-Chruścińska

ENERGA-OPERATOR SA

tel.: +48 781 850 371

e-mail: katarzyna.zasada-chruscinska@energa.pl

Metodyka oceny wariantów rozbudowy sieci dystrybucyjnych SN z uwzględnieniem analiz niezawodności pracy sieci

Autorzy

Mikołaj Czerwonka
 Andrzej Kąkol
 Jan Smoter

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

sieci dystrybucyjne SN, koncepcja rozwoju, niezawodność

Streszczenie

W artykule zaprezentowano algorytm postępowania przy wyszukiwaniu zbioru najefektywniejszych inwestycji w sieciach średnich napięć (SN). Inwestycje są wybierane w celu ograniczenia liczby i czasu trwania przerw w zasilaniu oraz eliminacji lub ograniczenia istniejących lub przyszłych zagrożeń napięciowych i obciążeniowych. Rozpatrywane są inwestycje sieciowe w postaci budowy nowych punktów redukcyjnych, budowy nowych elementów sieciowych SN, modernizacji istniejących obiektów czy zastosowania technologii teleinformatycznych do zwiększenia obserwowalności i sterowalności pracy sieci SN.

Niniejsza praca to efekt doświadczeń Instytutu Energetyki Oddział Gdańsk przy realizacji koncepcji rozwoju sieci SN dla jednego z operatorów systemu dystrybucyjnego (OSD).

1. Informacje ogólne

1.1. Prezentacja problemu

Zasady oceny działalności OSD zostały zdefiniowane w regulacji jakościowej [1]. W dokumencie tym zobligowano OSD do ograniczenia częstości występowania i czasu trwania przerw w dostawie energii elektrycznej dla odbiorców końcowych, czyli do obniżenia wartości wskaźników SAIFI i SAIDI wyliczanych dla przerw długich i bardzo długich. Sposób wyznaczania tych wskaźników podano poniżej [2]:

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^Z N_i}{N_T} \left[\frac{1}{\text{rok}} \right] \quad (1)$$

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^Z T_i \cdot N_i}{N_T} \left[\frac{\text{min}}{\text{rok}} \right] \quad (2)$$

gdzie: SAIFI – średnia systemowa częstość występowania przerw długich i bardzo długich w dostawach energii elektrycznej, SAIDI – średni systemowy czas trwania przerwy długiej i bardzo długiej w dostawach energii elektrycznej, N_i , T_i – liczba odbiorców pozbawionych zasilania i czas trwania i -tej przerwy w zasilaniu, N_T – sumaryczna liczba odbiorców energii elektrycznej, Z – liczba długich i bardzo długich przerw w zasilaniu.

Wraz z wprowadzeniem regulacji jakościowej został wprowadzony wymóg systematycznego obniżania wskaźników ciągłości zasilania. Niedotrzymanie (przekroczenie) wartości referencyjnych będzie skutkowało naliczeniem kar finansowych dla

OSD. W rezultacie wzrosło zaangażowanie OSD w opracowanie koncepcji rozwoju systemu dystrybucyjnego wraz z analizą niezawodności pracy sieci. Rozmiar modelu, zakres prac oraz liczba wariantów analizowanych w koncepcjach rozwoju sieci wpływają na znaczące nakłady pracy, niezbędne do przygotowania modeli obliczeniowych, przeprowadzenie symulacji i ocenę wyników. Opracowanie planów rozbudowy sieci wymaga przygotowania następujących modeli obliczeniowych:

- model do obliczeń rozptylowych (R)
- model do obliczeń zwarciovych (Z)
- model do obliczeń niezawodnościowych (N).

Inwestycje proponowane w celu zmniejszenia zagrożeń w jednym z modeli mają wpływ na wyniki otrzymane w pozostałych modelach. W związku z tym wskazane jest opracowanie metodyki przeprowadzania badań symulacyjnych i syntezy otrzymanych z różnych modeli wyników w taki sposób, aby proponowany zestaw inwestycji sieciowych był zestawem najefektywniejszym.

1.2. Założenia dla procedury badawczej

W dalszej części artykułu zaprezentowano założenia do opracowania procedury planowania i rozbudowy sieci SN. Procedura ta charakteryzuje się uniwersalnością i może zostać przeprowadzona dla dowolnego fragmentu sieci SN. Główne cechy procedury to:

- skoordynowanie planów rozbudowy sieci elektroenergetycznej z działaniami zmierzającymi do zwiększenia obserwowalności i sterowalności pracy sieci dystrybucyjnej

- wykorzystanie rocznych profili zapotrzebowania ze stacji SN/nn do wyznaczenia charakterystycznych wartości obciążeń
- wykorzystanie danych o niezawodności pracy sieci elementów sieciowych i uwzględnieniu czynnika starzeniowego, tj. wzrostu awaryjności elementów w modelach obliczeniowych dla analizowanych kolejnych horyzontów czasowych
- uwzględnienie liczby odbiorców przyłączonych do sieci po stronie niskiego napięcia stacji transformatorowej SN/nn wraz z ich mocą przyłączeniową
- uwzględnienie rozwoju generacji rozproszonej w sieciach SN i nn
- szeregowanie pod kątem efektywności proponowanych inwestycji sieciowych z uwzględnieniem ich lokalnego i globalnego wpływu na poprawę niezawodności pracy sieci elektroenergetycznej
- przeprowadzenie analiz optymalizacyjnych w zakresie doboru punktów podziału sieci i instalacji łączników zdalnie sterowalnych.

2. Modelowanie

2.1. Zakres analiz

Na potrzeby przygotowania koncepcji rozbudowy sieci SN przeprowadzono:

- analizy rozplływowe do oceny napięć i obciążeń w stanach podstawowych i awaryjnych
- analizę zwarciową i ocenę wytrzymałości zwarciowej aparatury pierwotnej z uwzględnieniem planów rozbudowy sieci WN i NN oraz rozwojem generacji rozproszonej
- analizy niezawodności pracy sieci elektroenergetycznej w celu (1) identyfikacji obszarów o obniżonej pewności zasilania oraz (2) rozmieszczenia łączników zdalnie sterowanych.

W zależności od typu przeprowadzanych analiz wpływ na wyniki mają różne czynniki, natomiast wspólna jest struktura sieci. Badania symulacyjne są przeprowadzane dla wskazanego przez OSD horyzontu czasowego (+15, +20 lat). Dlatego w modelu należy odwzorować:

- wartość zapotrzebowania:
 - bieżącą zmienność zapotrzebowania
 - prognozowaną zmienność zapotrzebowania
- generację:
 - generację istniejącą
 - generację prognozowaną
 - zmienność dobową, zmienność sezonową generacji
- awaryjność pracy sieci elektroenergetycznej:
 - awaryjność poszczególnych elementów sieci
 - szybkość działania pogotowia energetycznego
 - czasy napraw
 - efekt starzenia elementów sieci SN
- planowane inwestycje w sieci SN i WN.

Sposób uwzględnienia powyższych danych w modelu jest uzależniony od oczekiwań OSD i od dostępności danych. Konieczne jest m.in. zdefiniowanie założeń w zakresie uwzględnianej generacji i jednoczesności jej występowania. Proponowane rozstrzygnięcie zamieszczono w [3]. Prezentowane tam założenia to urealnienie

warunków, przy których są przeprowadzane obliczenia rozplływowe na potrzeby wyznaczenia zbioru inwestycji sieciowych.

Ostatnią grupą analiz są:

- analizy ekonomiczne
- szacowanie efektywności inwestycji.

2.2. Kryteria oceny

Do oceny pracy sieci elektroenergetycznej wykorzystano parametry (wskaźniki) i uwzględniono w proponowanym algorytmie:

1. wartości napięć w zakresie napięć dopuszczalnych w sieci SN, tj. $0,9 \cdot U_n \leq U_i \leq 1,1 \cdot U_n$
2. wartości obciążeń nie większe niż wartości dopuszczalne długotrwale
3. zachowanie wytrzymałości zwarciowej
4. wskaźnik SAIFI – wzór (1)
5. wskaźnik SAIDI – wzór (2).

Kryteria napięciowe i obciążeniowe muszą być spełnione we wszystkich modelach zapotrzebowania i generacji podczas pracy w układzie normalnym. W takim układzie pracy są wyszukiwane inwestycje przeznaczone do eliminacji zidentyfikowanych zagrożeń. Dla stanów $n-1$ sporządzany jest wykaz przekroczeń dopuszczalnych napięć i obciążeń, jednak nie jest on wyznacznikiem inwestycji, dopóki w układzie pracy bez wyłączeń będą występowały przekroczenia.

Powyższe kryteria 1–5 są wykorzystywane do oceny warunków pracy sieci, a dla zidentyfikowanych zagrożeń są proponowane inwestycje sieciowe. Inwestycje te, poza eliminacją zagrożeń obciążeniowych i napięciowych, mają wpływ na SAIDI i SAIFI. Osobną grupę inwestycji tworzą inwestycje przeznaczone do poprawy ciągłości zasilania. Do oceny tych inwestycji zdefiniowano parametry 6 i 7:

6. koszt realizacji inwestycji sieciowej – koszty inwestycyjne i eksploatacyjne instalacji K_n
7. wskaźnik efektywności inwestycji (3)

$$\forall_{n \in N} \gamma_n = \frac{K_n}{\text{SAIDI}_n - \text{SAIDI}_{\text{ref}}} \left[\frac{\text{PLN}}{\text{min}} \right] \quad (3)$$

gdzie: n – identyfikator inwestycji w zbiorze inwestycji N , $\text{SAIDI}_{\text{ref}}$ – wartość wskaźnika wyznaczona w modelu odniesienia, SAIDI_n – wartość wskaźnika wyznaczona przy uwzględnieniu wskazanej inwestycji.

2.3. Analiza niezawodności pracy sieci

Podatność elementu na uszkodzenia jest uzależniona od jego wieku, stanu czy warunków eksploatacji [3]. Dlatego do wyznaczenia intensywności uszkodzeń elementu sieci zastosowano wzór (4).

$$\lambda_j = \lambda_{\text{typu}} \cdot k_{\text{stan}} \cdot k_{\text{teren}} \cdot k_{\text{wiek}} \quad (4)$$

gdzie: λ_j – intensywność uszkodzeń j -tej gałęzi, λ_{typu} – intensywność uszkodzeń typu (linia napowietrzna, kablowa, rodzaj izolacji), k_{stan} , k_{teren} , k_{wiek} – współczynniki korygujące.

Wskaźniki intensywności uszkodzeń zostały uzależnione m.in. od wieku elementu. Jest to o tyle uzasadnione, że istniejące sieci SN są w znacznej mierze w wieku powyżej 30 lat [4]. Po uwzględnieniu horyzontu czasowego obliczeń (15–20 lat) projektowany czas eksploatacji tych linii zostanie przekroczony, a ich awaryjność znacząco wzrośnie. Założono, że awaryjność linii napowietrznych i kablowych w okresie początkowym jest stała, natomiast wraz z czasem eksploatacji – zwiększa się. Trendy zmian awaryjności elementów sieciowych, linii napowietrznych z lat 70., 80. i 90. XX w. w kolejnych modelach obliczeniowych zostały pokazane na rys. 1.

Doświadczenia opisywane w publikacji [5] dowodzą, że intensywność uszkodzeń elementów sieciowych zależy także od obszaru (terenu), w którym są eksploatowane. Stąd obecność współczynnika k_{teren} we wzorze (4). Współczynnik k_{stan} został wprowadzony w celu uwzględnienia jakościowej oceny stanu elementu w analizach niezawodnościowych. Ocena ta dokonywana jest przez brygady techniczne podczas prac remontowych czy okresowych oblotów linii. Wartości współczynników korygujących k_{index} są dobierane z wykorzystaniem danych o awaryjności zgromadzonych przez OSD na terenie modelowanym.

3. Koncepcja

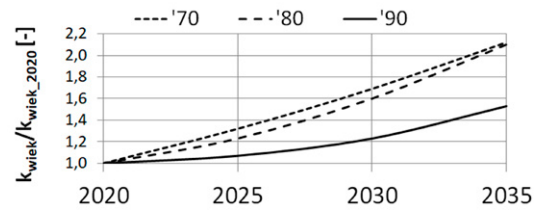
3.1. Zakres analiz

Modele obliczeniowe do celów koncepcji rozwoju sieci dystrybucyjnej SN mogą obejmować swoim zakresem różne okresy analizy. Na potrzeby niniejszego artykułu wyszczególniono następujące modele:

- RT0 – model dla roku początkowego. Wybierany jest rok aktualny bądź taki rok, dla którego są dostępne dane pomiarowe za okres całego roku kalendarzowego
 - RTH – model dla przyjętego horyzontu czasowego (H).
- Pomiędzy RT0 a RTH są przyjmowane dwa bądź trzy modele pośrednie. Liczba modeli pośrednich jest uzależniona od przyjętego horyzontu czasowego – im dłuższy horyzont czasowy, tym większa liczba modeli pośrednich.
- RT0+ – model sieci elektroenergetycznej uwzględniający inwestycje sieciowe w sieci SN będące w trakcie realizacji. Jest to model przyszłościowy, w którym wartości obciążeń i generacji uwzględniają: 1) prognozowany wzrost zapotrzebowania oraz 2) zmiany wynikające z przyłączenia nowych odbiorców i nowych źródeł wytwórczych do sieci.

Definicja inwestycji w trakcie realizacji nie jest precyzyjna. Potrzebna jest ekspercka ocena, które inwestycje z bieżącego planu rozwoju uwzględnić w modelu RT0+. Uwzględniana jest realność realizacji inwestycji do roku, dla którego opracowano model RT0+.

Model RT0+ jest modelem bazowym do weryfikacji wszelkich niezdeterminowanych inwestycji sieciowych w zdefiniowanym horyzoncie czasowym. Oprócz tego wskazane jest przygotowanie przejściowych modeli obliczeniowych uwzględniających m.in. realizację planów rozwojowych sieci WN i NN, które są opracowywane w innym cyklu i z dłuższym horyzontem czasowym. W prezentowanym w artykule przypadku będzie to jeden model: RT1.



Rys. 1. Względne zmiany wartości współczynnika starzeniowego w modelach dla 2025, 2030 i 2035 roku [3]

3.2. Ocena stanu istniejącego

Badania symulacyjne na modelu RT0 mogą zostać wykorzystane do weryfikacji modelu w zakresie odwzorowania aktualnego stanu pracy sieci. Symulacje są wykorzystywane do weryfikacji modeli obliczeniowych, do potwierdzenia zagrożeń napięciowych lub obciążeniowych.

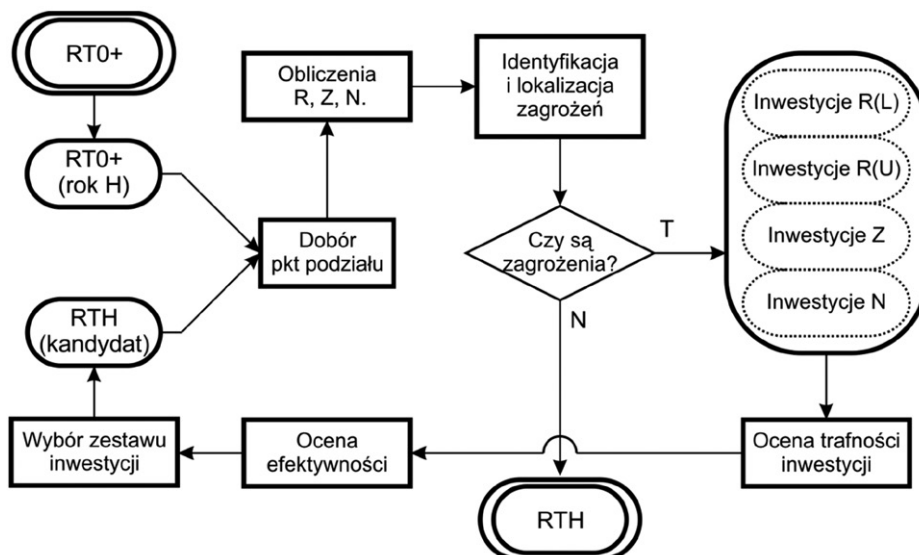
3.3. Ocena warunków pracy sieci SN z uwzględnieniem zaplanowanych inwestycji sieciowych

Model RT0+ uwzględnia inwestycje z aktualnego planu rozwoju sieci oraz inne (dodatkowe) rezultaty działań realizowanych w odpowiedzi na aktualne potrzeby. Do modelu RT0+ mogą zostać wprowadzone również inwestycje spoza planu rozwoju, które z powodu ograniczonych ram czasowych i krótkiego okresu pomiędzy RT0 i RT0+ mogą zostać realnie zrealizowane w tak krótkim czasie. Takimi inwestycjami są np. połączenia łączące linie równoległe lub połączenia na skrzyżowaniach. Uwzględniane inwestycje to również nowe wyprowadzenia z rozdzielni SN GPZ, prowadzone po trasie istniejącej linii do pierwszego rozgałęzienia, czy wymiana przewodów w istniejącej linii. W modelu RT0+ uwzględniane są prognozowane zmiany zapotrzebowania na energię elektryczną.

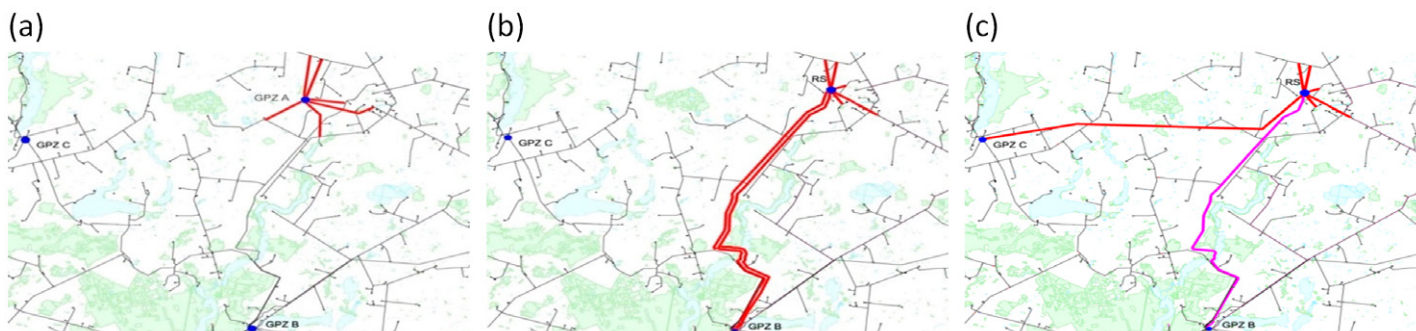
3.4. Metodyka wyznaczania inwestycji sieciowych w zdefiniowanym horyzoncie czasowym

Model docelowy – RTH jest modelem wypracowywanym iteracyjnie. Metodyka kształtowania modelu RTH została pokazana na rys. 2.

W pierwszej iteracji jako model RTH jest przyjmowany zaadaptowany model RT0+. Przez adaptację należy rozumieć uwzględnienie zmian zapotrzebowania i generacji w prognozowanym horyzoncie czasowym H, spowodowane rozbudową sieci WN i NN, zmiany wartości mocy i prądów zwarciovych oraz aktualizację parametrów modelu niezawodnościowego jako efekt starzenia. W rezultacie, w pierwszej iteracji ocenie poddawane są warunki pracy sieci SN przy założeniu braku ingerencji OSD w strukturę sieci elektroenergetycznej. Przeprowadzane są analizy rozpyłowe (R) oraz zwarciovowe (Z) dla przyjętych modeli obliczeniowych dla układu normalnego pracy sieci, sprawdzane są kryteria 1–3 (z rozdziału 2.2). Przeprowadzana jest analiza niezawodności (N) w celu identyfikacji obszarów podatnych na częste przerwy w zasilaniu. Każde ze zidentyfikowanych zagrożeń jest poddawane ocenie.



Rys. 2. Idea iteracyjnego wyznaczania zbioru inwestycji sieciowych dla przewidzianego horyzontu czasowego



Rys. 3. Warianty rozbudowy sieci elektroenergetycznej

Następuje etap wyszukiwania inwestycji sieciowych eliminujących zagrożenia: przeciążeniowe – R(L), napięciowe – R(U), zwarciove – Z oraz inwestycji przeznaczonych do zwiększenia ciągłości dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych – N. Każda z inwestycji ma wpływ na warunki pracy sieci elektroenergetycznej, dlatego też każda jest poddawana ocenie ze względu na wszystkie rozpatrywane kryteria.

Opisywana interakcja komplikuje proces wypracowywania zestawu najkorzystniejszych inwestycji. Proponowane inwestycje są poddawane ocenie trafności oraz ocenie efektywności zgodnie ze wzorem (3).

Ze zbioru inwestycji wybierane są te najefektywniejsze, jeśli chodzi o eliminację zagrożeń. Inwestycje te są wprowadzane do zaadaptowanego modelu RT0+. Tak przygotowany model sieci jest poddawany ocenie, czy spełnia oczekiwania OSD. W tym celu są przeprowadzane analizy mające ocenić wystarczalność proponowanego zestawu inwestycji. Na skutek zmiany struktury sieci oraz punktów podziału mogą wystąpić nowe zagrożenia dla pracy sieci SN. W razie zidentyfikowania zagrożeń dla pracy sieci lub niewystarczalności proponowanych wcześniej działań zbiór inwestycji do wprowadzenia jest aktualizowany. Procedura oceny wystarczalności i efektywności proponowanych inwestycji

jest realizowana cyklicznie, aż zostanie zidentyfikowany model wolny od zagrożeń. Tak wypracowany model jest modelem docelowym (RTH) dla analizowanego horyzontu czasowego.

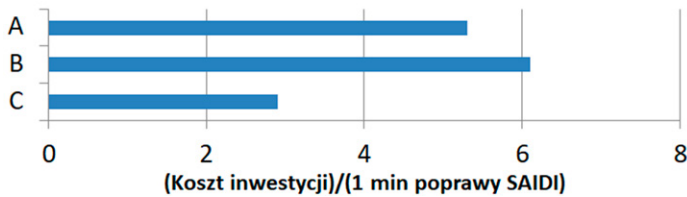
4. Prezentacja wyników symulacji

Na analizowanym obszarze sieci SN zidentyfikowano problemy z zapewnieniem wymaganego poziomu ciągłości dostaw energii elektrycznej. Dodatkowo w stanach zwiększonego zapotrzebowania wartości napięć były obniżone. Dla tego obszaru rozpatrzono trzy warianty rozbudowy sieci SN w następującej postaci:

- GPZ 110 kV/SN z wyprowadzeniami liniowymi do istniejących ciągów SN, rys. 3a
- dwusekcyjny RS zasilany z GPZ B nową, dwutorową linią SN, rys. 3b
- dwusekcyjny RS zasilany z GPZ C (nowa linia kablowa) i GPZ B (wykorzystanie istniejącej linii SN), rys. 3c.

Rezultat przeprowadzonych analiz w postaci oceny efektywności inwestycji został pokazany na rys. 4.

Oceniając daną inwestycję poprzez jej wpływ na wartość wskaźnika SAIDI, najkorzystniejszym rozwiązaniem byłby wariant A. Jest to wariant najdroższy. Pomiędzy wariantami B i C nie zaobserwowano istotnej różnicy we wpływie na wartość wskaźnika SAIDI.



Rys. 4. Ocena efektywności rozpatrywanych wariantów rozbudowy sieci elektroenergetycznej SN

Jednocześnie wariant B jest wariantem droższym od wariantu C, dlatego w analizowanym przypadku najefektywniejszym rozwiązaniem jest wariant C rozbudowy sieci – wariant ten został wybrany do zbioru inwestycji do wprowadzenia w modelu RTH. Warto zwrócić uwagę, że wariant A, mimo iż jest najdroższy, jest wariantem efektywniejszym niż wariant B. Stosunkowo duże koszty inwestycyjne są rekompensowane spodziewanym ograniczeniem liczby i czasu trwania przerw w zasilaniu.

5. Wnioski końcowe

W artykule przedstawiono metodykę iteracyjnego wypracowywania modelu sieci dla wskazanego horyzontu czasowego, w celu wyznaczenia najefektywniejszego zbioru inwestycji sieciowych do redukcji SAIDI. Każda inwestycja jest oceniana indywidualnie, aby można było wybrać najkorzystniejsze rozwiązanie. Przeprowadzona w ten sposób ocena warunków pracy sieci jest niezbędna do przygotowania koncepcji rozwoju sieci SN operatora oraz spełnienia wymogu systematycznego obniżania wskaźników ciągłości zasilania.

Z powodu ograniczeń edycyjnych pozostałe fragmenty metodyki, m.in. przygotowanie harmonogramu inwestycji, analiza modeli przejściowych, stanów $n-1$, zostały pominięte w niniejszym artykule.

BIBLIOGRAFIA

1. Regulacja jakościowa w latach 2016–2020 dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych, Urząd Regulacji Energetyki, 2015.
2. IEEE 1366-2012: Guide for electric power distribution reliability indices, 2012.
3. Opracowanie nowego, efektywnego algorytmu do poprawy niezawodności pracy sieci SN, Instytut Energetyki Oddział Gdańsk, Gdańsk 2017.
4. Tomczykowski J., Sieci elektroenergetyczne pięciu największych operatorów, *Energia Elektryczna* 2015, nr 5.
5. Brown R.E., *Electric Power Distribution Reliability*, Second Edition, CRC Press 2009.

Medium Voltage Grid Development Concept with Consideration of the Reliability Analysis

Keywords

distribution system, MV grid development, reliability analysis

Abstract

The article presents the algorithm for determination optimal sets of investments in MV grids with the consideration of the expected voltage profile, loading and, most importantly, ageing of the MV grid components. The final set of the MV grid investment is appointed iteratively in order to achieve the best performance.

KONTAKT

Mikołaj Czerwonka

Instytut Energetyki Oddział Gdańsk
 tel.: +48 58 349 81 32
 e-mail: m.czerwonka@ien.gda.pl

Andrzej Kąkol

Instytut Energetyki Oddział Gdańsk
 tel.: +48 58 349 81 32
 e-mail: a.kakol@ien.gda.pl

Jan Smoter

Instytut Energetyki Oddział Gdańsk
 tel.: +48 58 349 81 32
 e-mail: j.smoter@ien.gda.pl

Kompensacja asymetrii powodowanej niskoemisyjnymi odbiornikami i odnawialnymi źródłami energii w sieciach niskich napięć

Autorzy

Łukasz Topolski
Zbigniew Hanzelka

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

asymetria, składowe symetryczne, transformator symetryzujący, odnawialne źródła energii

Streszczenie

Gwałtowny wzrost przyłączanych do sieci niskich napięć 1-fazowych, niskoemisyjnych odbiorników i źródeł odnawialnych, takich jak: pompy ciepła, fotowoltaika oraz układy mikrogeneracyjne, znacząco wpływa na wzrost asymetrii prądowej i napięciowej, co często prowadzi do przekraczania dopuszczalnych wartości dla napięć fazowych i nieprawidłowej pracy tych urządzeń. W artykule przedstawiono wyniki pomiarów skuteczności kompensacji asymetrii za pomocą transformatora symetryzującego w dwóch różnych sieciach niskiego napięcia zasilających odbiorców i prosumentów zlokalizowanych na terenie jednego z operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD).

1. Wprowadzenie

Intensywny rozwój energetyki rozproszonej, wynikający z postępującego wyczerpywania się zasobów złóż paliw kopalnych, konieczności ograniczenia emisji substancji szkodliwych do atmosfery oraz rosnących cen energii elektrycznej, powoduje, że obserwowany jest coraz większy udział przyłączanych do sieci niskich napięć 1-fazowych, niskoemisyjnych odbiorników i odnawialnych źródeł energii (OZE). Niestety, przyłączanie tych urządzeń do sieci niskich napięć znacząco wpływa na wzrost asymetrii prądowej i napięciowej, głównie poprzez duże zróżnicowanie w produkcji (zależnej od warunków atmosferycznych) i popycie (zależnym od funkcjonowania odbiorców) na energię elektryczną w danej chwili czasu oraz poprzez nierównomierne rozłożenie i przypadkowe (losowe) załączanie tych urządzeń w tym samym czasie do poszczególnych faz układu 3-fazowego [1]. Z kolei wzrost asymetrii napięć często prowadzi do przekraczania dopuszczalnych wartości dla napięć fazowych i nieprawidłowej pracy urządzeń zasilanych z tych sieci.

Wdrożenie skutecznych metod kompensacji asymetrii znacząco przyczyniłoby się do przyłączania większej liczby odbiorników i źródeł odnawialnych, przy zachowaniu poprawnych warunków dostawy energii elektrycznej.

W niniejszym artykule przedstawiono wyniki pomiarów skuteczności kompensacji asymetrii za pomocą transformatora symetryzującego w dwóch różnych sieciach niskiego napięcia zasilających odbiorców i prosumentów zlokalizowanych na terenie jednego z OSD.

2. Asymetria

2.1. Źródła asymetrii

Źródłami asymetrii w sieciach niskich napięć mogą być: źródło zasilania, linia dystrybucyjna oraz odbiorniki lub odnawialne źródła energii. Z reguły, w normalnych warunkach pracy sieci, źródło zasilania jest symetryczne. Pewną asymetrią charakteryzują się linie dystrybucyjne, co jest wynikiem rozmieszczenia przewodów fazowych w układzie różnym od trójkąta równobocznego [2]. Natomiast głównym źródłem asymetrii w sieciach niskich napięć są obecnie 1-fazowe odbiorniki, a w niedalekiej przyszłości będą nim również 1-fazowe odnawialne źródła energii.

Rozpatrując asymetrię powodowaną przez niesymetryczne odbiorniki i źródła odnawialne, można wyróżnić dwa stany [1]:

- stan asymetrii deterministycznej, powodowany nierównomiernym przyłączeniem odbiorników (źródeł odnawialnych) do poszczególnych faz
- stan asymetrii probabilistycznej, powodowany przypadkowym (losowym) załączaniem i wyłączaniem odbiorników i zmienną produkcją energii elektrycznej przez źródła odnawialne.

2.2. Skutki asymetrii

Skutków długotrwałego występowania asymetrii prądów i napięć jest wiele, a do najpoważniejszych z nich zalicza się [1, 3, 4]:

- obniżenie sprawności przesyłu energii elektrycznej spowodowane przepływem dodatkowych prądów składowej

symetrycznej kolejności zerowej i przeciwnej przez linie elektroenergetyczne i transformatory

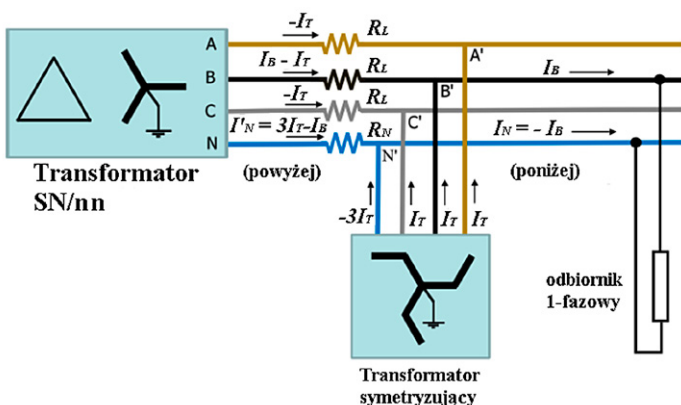
- skrócenie czasu życia linii elektroenergetycznych i transformatorów powodowane zwiększonym obciążeniem cieplnym izolacji tych urządzeń
- problemy z ustawieniem przełącznika zaczeptów transformatora w celu utrzymania napięcia na obwodzie w dopuszczalnych wartościach
- brak możliwości oddawania nadwyżek energii elektrycznej do sieci przez źródła OZE w przypadku wzrostu któregośkolwiek napięcia fazowego poza dopuszczalną wartość, co skutkuje wyłączeniem falownika w celu jego ochrony przed uszkodzeniem
- problemy z poprawną pracą 3-fazowych maszyn elektrycznych (np. generatorów, silników, pomp, wentylatorów), co objawia się nierównomierną pracą powodowaną drganiami i wibracjami układu, problemami z rozruchem, utykaniem w trakcie pracy
- nieprawidłowe działanie lub zniszczenie odbiorników RTV i AGD powodowane zasilaniem tych urządzeń małym lub zbyt dużym napięciem fazowym.

3. Kompensacja asymetrii za pomocą transformatora symetryzującego

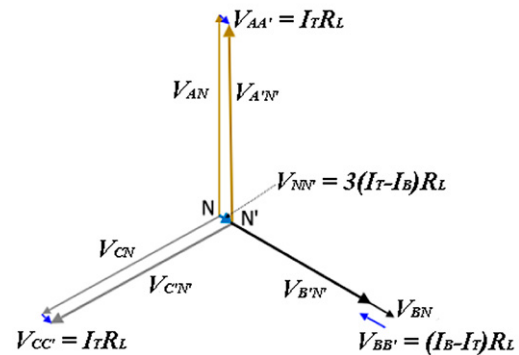
Jednym ze sposobów kompensacji asymetrii prądów i napięć w sieciach 3-fazowych czteroprzewodowych, zasilających odbiorniki i odnawialne źródła energii, jest zainstalowanie na problematycznym obwodzie tzw. transformatora symetryzującego. Transformator symetryzujący jest to 3-fazowy transformator o układzie połączeń uzwojeń w zygzak, który przyłącza się równolegle w wybranym miejscu sieci. Urządzenie to konstrukcyjnie jest bardzo podobnie do tradycyjnego transformatora dystrybucyjnego SN/nn [4].

Zasada symetryzacji prądów i napięć za pomocą transformatora symetryzującego została przedstawiona na rys. 1.

Załączenie transformatora symetryzującego powoduje, że część prądu I_N wracającego przewodem neutralnym N płynie przez transformator symetryzujący (dzieje się tak, ponieważ połączenie uzwojeń transformatora w zygzak charakteryzuje się małą impedancją dla składowej symetrycznej kolejności



Rys. 1. Przykład obrazujący zasadę symetryzacji prądów i napięć za pomocą transformatora symetryzującego [4]



Rys. 2. Gwiazda napięć fazowych przed (a) i po (b) załączeniu transformatora symetryzującego [4]

Znamionowa moc pozorna S_N	35 [kVA]
Napięcie znamionowe U_N	400 [V]
Układ sieci	3-fazowy TN/TT
Stożek ochrony obudowy	IP55
Masa	125 [kg]

Tab. 1. Zestawienie podstawowych danych znamionowych transformatora symetryzującego wykorzystanego do testów [5]

zerowej prądu), a następnie jest on równomiernie rozdzielany na poszczególne fazy. Skutkuje to zmniejszeniem spadku napięcia w fazie B , ponieważ zmniejszeniu uległ prąd płynący tą fazą ($I_B - I_T$), oraz zmniejszeniem spadku napięcia w przewodzie neutralnym N o wyrażenie $3I_T - I_B$ [4]. Dzięki temu napięcia fazowe stają się bardziej symetryczne, tak jak zostało to pokazane na rys. 2.

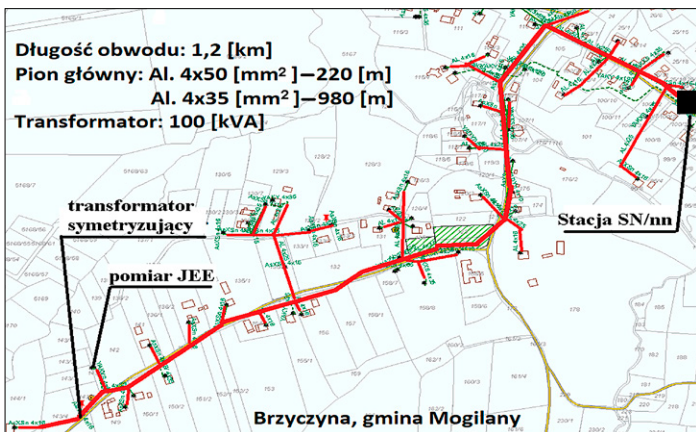
Parametry znamionowe urządzenia wykorzystanego do testów zostały przedstawione w tab. 1.

4. Ocena skuteczności kompensacji asymetrii za pomocą transformatora symetryzującego

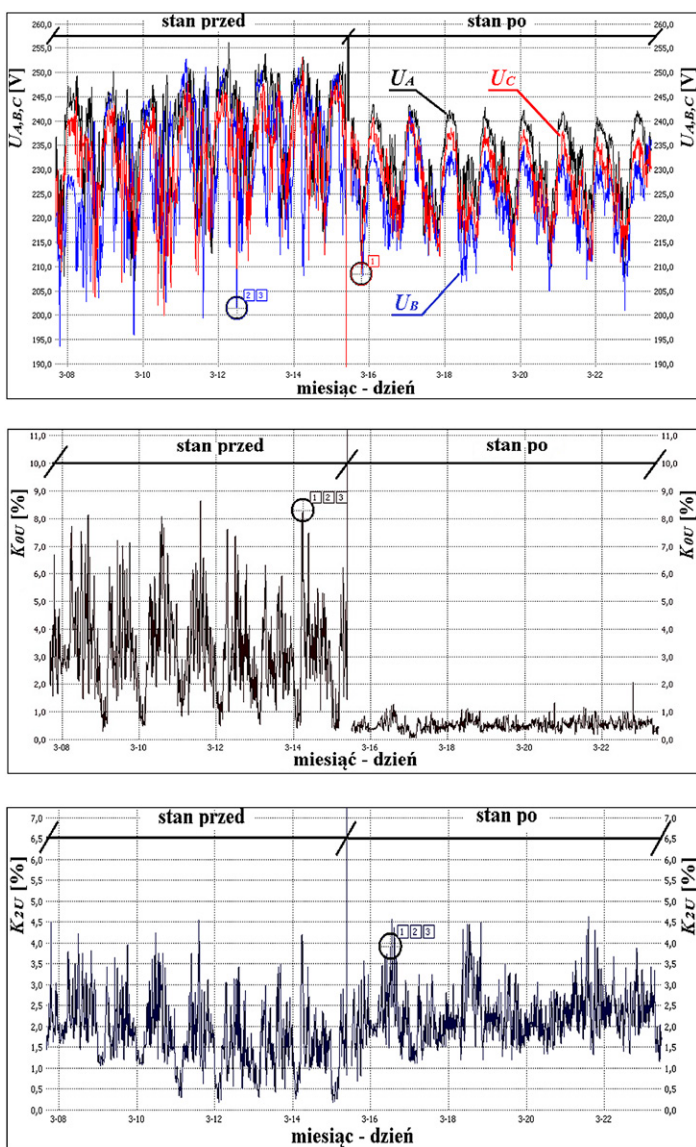
4.1. Kompensacja asymetrii w sieci niskiego napięcia bez udziału odnawialnych źródeł energii

Do przeprowadzenia pierwszego testu skuteczności kompensacji asymetrii za pomocą transformatora symetryzującego wybrano pewną sieć niskiego napięcia zlokalizowaną w miejscowości A, charakteryzującą się dużym udziałem składowej symetrycznej kolejności przeciwnej i zerowej w napięciu zasilającym. Mapa układu sieci została zaprezentowana na rys. 3.

Na lokalizację transformatora symetryzującego wybrano przedostatni słup na obwodzie. Pomiar wskaźników jakości energii elektrycznej został przeprowadzony za pomocą analizatora klasy A w złączu kablowym zlokalizowanym powyżej urządzenia symetryzującego. Czas uśredniania mierzonych parametrów został ustawiony na 10 min. Pomiar został przeprowadzony w dniach 7–23 marca 2018 roku, a transformator symetryzujący



Rys. 3. Mapa układu sieci niskiego napięcia w miejscowości A



Rys. 4. Wykres napięć fazowych i współczynnika asymetrii składowej symetrycznej kolejności zerowej K_{0U} i przeciwnej K_{2U} napięcia przed i po załączeniu urządzenia symetryzującego

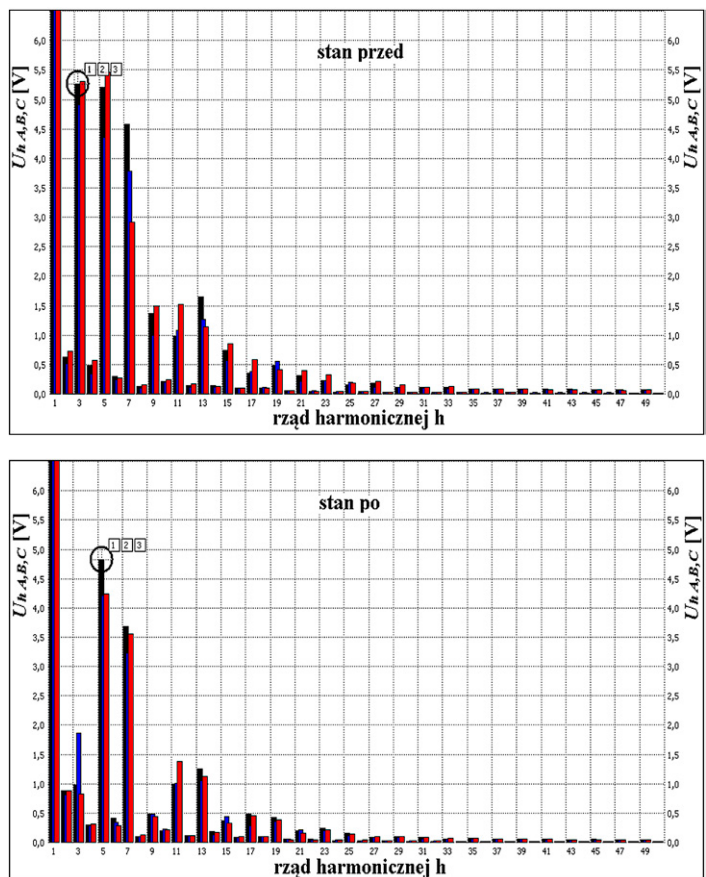
został załączony pod napięcie 15 marca 2018 roku. Wyniki pomiarów przedstawiono na rys. 4 i 5.

4.2. Kompensacja asymetrii w sieci niskiego napięcia z udziałem 1-fazowych źródeł odnawialnych

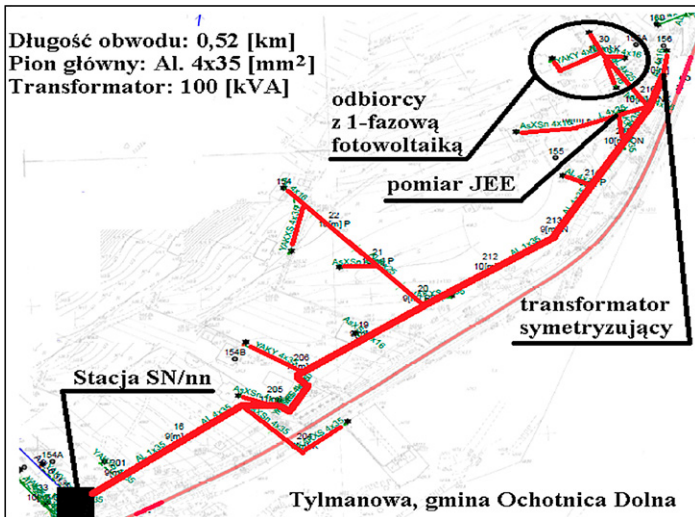
Do drugiego eksperymentu wybrano pewną sieć niskiego napięcia zlokalizowaną w miejscowości B, w gminie Ochotnica Dolna. Gmina ta w 2016 roku, w ramach Programu Priorytetowego Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej „Wspieranie rozproszonych, odnawialnych źródeł energii”, otrzymała dofinansowanie na budowę 1-fazowych mikroinstalacji fotowoltaicznych do grzania wody z możliwością oddawania nadwyżek energii elektrycznej do sieci [6].

Układ sieci niskiego napięcia przedstawiono na rys. 6.

Na lokalizację transformatora symetryzującego wybrano ostatni słup ciągu głównego obwodu. Pomiar wskaźników jakości energii elektrycznej wykonano za pomocą analizatora klasy A w jednym ze złączy kablowych, powyżej urządzenia symetryzującego. W celu uwidocznienia krótkotrwałych zmian napięcia zmniejszono czas uśredniania mierzonych parametrów z 10 min do 10 s. Pomiar został przeprowadzony w dniach 12 października – 13 listopada 2018 roku, a urządzenie



Rys. 5. Wykres widma harmonicznych napięcia przed i po załączeniu urządzenia symetryzującego



Rys. 6. Mapa układu sieci niskiego napięcia w miejscowości B

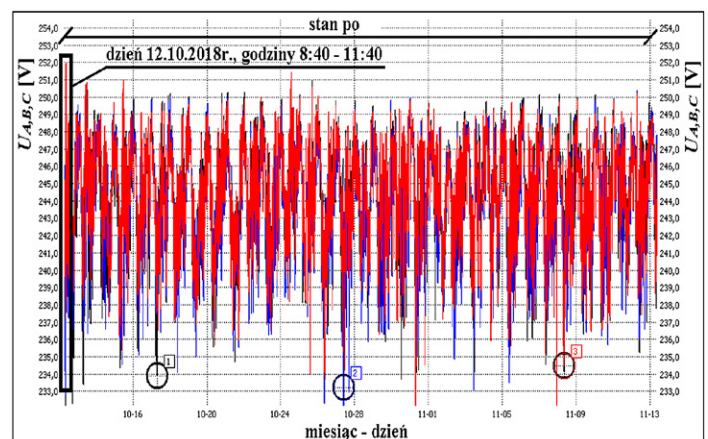
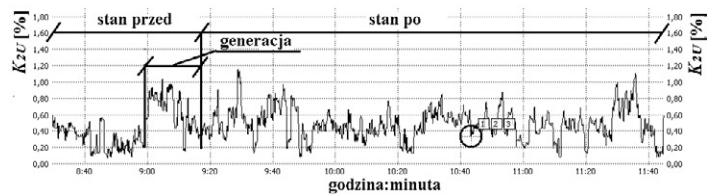
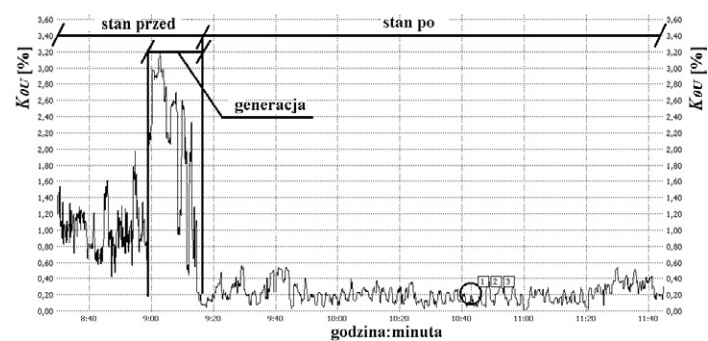
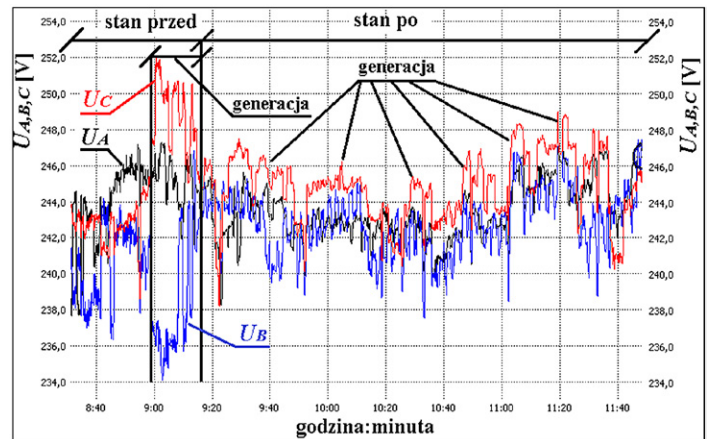
symetryzujące zostało podane pod napięcie 12 października 2018 roku o godz. 9.15. Na rys. 7 przedstawiono wyniki pomiarów zawężone do chwili wystąpienia generacji energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznych i momentu załączenia urządzenia symetryzującego oraz z całego okresu pomiarowego.

5. Wnioski końcowe

Wzrost zainteresowania 1-fazowymi, niskoemisyjnymi odbiornikami i odnawialnymi źródłami energii elektrycznej sprawia, że przyłączanie dużej liczby tych urządzeń do sieci niskich napięć powoduje gwałtowny wzrost asymetrii prądowej i napięciowej, co często skutkuje przekraczaniem dopuszczalnych wartości dla napięć fazowych i nieprawidłową pracą urządzeń zasilanych z tych sieci.

Urządzeniem kompensującym składową symetryczną kolejności zerowej prądu i napięcia jest transformator symetryzujący o układzie połączeń uzwojeń w zygzak. Wysoka skuteczność kompensacji składowych symetrycznych kolejności zerowej napięcia została pomiarowo potwierdzona w przeprowadzonych testach urządzenia, dla dwóch różnych sieci niskiego napięcia, bez udziału źródeł odnawialnych i z ich udziałem. W obu przypadkach po załączeniu urządzenia napięcia fazowe stały się bardziej symetryczne, a w sieci z 1-fazowymi źródłami odnawialnymi dodatkowo zauważalny jest korzystny wpływ urządzenia na wzrosty napięcia w fazie, w której trwa generacja. Dużą zaletą urządzenia jest również kompensacja harmonicznych prądu i napięcia kolejności zerowej, czyli harmonicznych, które zazwyczaj w znacznych ilościach występują w sieciach niskich napięć. Urządzenie to jest dobrym rozwiązaniem dla sieci mocno nasyconych 1-fazowymi źródłami odnawialnymi i niskoemisyjnymi odbiornikami.

Dalszych badań wymaga natomiast kompensacja składowych przeciwnych prądu i napięcia, które to nie są kompensowane przez to urządzenie, a mają negatywny wpływ na poprawną pracę urządzeń 3-fazowych.



Rys. 7. Wykres napięć fazowych i współczynnika asymetrii składowej symetrycznej kolejności zerowej K_{0U} i przeciwnej K_{2U} napięcia, zawężony do godz. 8.40–11.40 z 12 października 2018 roku, oraz napięć fazowych z całego okresu pomiarowego przed i po załączeniu urządzenia symetryzującego

BIBLIOGRAFIA

1. Kowalski Z., Asymetria w układach elektroenergetycznych, Państwowe Wydawnictwo Naukowe, Warszawa 1987, s. 19–22.
2. Robak S., Pawlicki A., Pawlicki B., Asymetria napięć i prądów w elektroenergetycznych układach przesyłowych, *Przegląd Elektrotechniczny* 2014, nr 7, s. 23–26.
3. Hanzelka Z., Jakość dostawy energii elektrycznej, zaburzenia wartości skutecznej napięcia, Wydawnictwo AGH, Kraków 2013, s. 201–204, 210–230.
4. Beharrysingh Shiva, Phase unbalance on low-voltage electricity networks and its mitigation using static balancers [doctoral thesis], Loughborough University, 2014.
5. Strona internetowa firmy ENSTO [online], <https://www.ensto.com/pl/produkty/jako-energii/ensto-phase-balancer/pb50a-3p-200adv> [dostęp: 1.02.2019].
6. Strona internetowa gminy Ochotnica Dolna [online], <http://www.ochotnica.pl/pl/211/1915/nabor-do-programu-budowy-mikroinstalacji-fotowoltaicznych.html> [dostęp: 1.02.2019].

Artykuł powstał w ramach projektu Gospostrateg1/385085/21/NCBR/2019, pt. „Rozwój energetyki rozproszonej w klastrach energii”, w ramach I konkursu na projekty otwarte, w ramach Strategicznego Programu Badań Naukowych i Prac Rozwojowych „Społeczny i gospodarczy rozwój Polski w warunkach globalizujących się rynków”.

KONTAKT**Łukasz Topolski**

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza, Wydział Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Inżynierii Biomedycznej
tel.: +48 695 048 757
e-mail: lukas.topolski@gmail.com

Zbigniew Hanzelka

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza, Wydział Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Inżynierii Biomedycznej
tel.: +48 12 617 28 78
e-mail: hanzel@agh.edu.pl

Mitigation of Asymmetry Caused by Low-Carbon Technologies on Low-Voltage Electricity Network

Keywords

asymmetry, symmetrical components, balancing transformer, renewable energy sources

Abstract

The rapid development of dispersed generation resulting from the progressive depletion of fossil fuel deposits, the need to limit the emission of harmful substance to the atmosphere and the rising prices of electricity cause that an increasing share of single phase photovoltaic (PV), heat pumps and micro-cogeneration (μ CHP) technologies are connected to the low-voltage electricity network. Connecting such low-carbon technologies significantly increase the current and voltage asymmetry, mainly due to large variations in production (depending on weather conditions) and demand for electricity at given time, which leads to exceeding statutory limits for phase-neutral voltages and often cause failures of these devices. The paper presents measurements of asymmetry mitigation efficiency using a balancing transformer in two different low-voltage network, supplying consumers and prosumers at one of the Distribution System Operators (DSO) in Poland.

Ładowanie autobusów elektrycznych a miejski system elektroenergetyczny

Autorzy

Piotr Biczel

Łukasz Sosnowski

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

elektromobilność, stacja ładowania, autobusy elektryczne, ładowanie autobusów elektrycznych

Streszczenie

W artykule omówiono zagadnienia związane z oddziaływaniem układów ładowania autobusów elektrycznych na warszawski system elektroenergetyczny, jak również dokonano próby analizy zastosowania układów zasobników energii w celu minimalizacji oddziaływania tych układów na sieć. Na podstawie rzeczywistych pomiarów stacji ładowania autobusów, jak również symulacji, dokonano próby oceny potencjalnych skutków wprowadzenia znacznej liczby stacji ładowania autobusów na miejski system energetyczny. Dodatkowo, ze względu na ograniczenia przestrzenne i techniczne, autorzy dokonali próby oceny zasadności implementacji magazynów energii w stacjach SN/nN zasilających układy ładowania.

1. Wstęp

Wraz ze wzrostem znaczenia jakości powietrza istotne stają się wszelkie metody redukcji zanieczyszczeń w każdej gałęzi gospodarki, a szczególnie w dziedzinie transportu. Problem zanieczyszczenia powietrza przez transport zbiorowy został zauważony przez Komisję Europejską, która w 2014 roku wydała dyrektywę w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych [1]. Nakazuje ona krajom członkowskim ustanowienie odpowiednich aktów prawnych, zwanych krajowymi ramami polityki rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych. Dążąc do wypełnienia tego obowiązku, Rada Ministrów w Polsce przyjęła 29 marca 2017 roku *Krajowe ramy polityki rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych* [2], które wprowadzają główne założenia dotyczące funkcjonowania transportu opartego na energii elektrycznej, gazie ziemnym i wodorze. Dodatkowo, w *Ustawie z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych* [3], dokonano kompleksowego wdrożenia regulacji w zakresie zasilania paliwami alternatywnymi zarówno pojazdów prywatnych, jak i transportu zbiorowego.

Zgodnie z art. 36, ust. 1 ww. ustawy każde miasto, w którym mieszka co najmniej 50 tys. osób, musi posiadać w swej flocie transportu zbiorowego minimum 30% autobusów zeroemisyjnych. Jest to bardzo ambitny cel, który stanowi wyzwanie zarówno dla organizatorów transportu zbiorowego, jak również dla operatorów infrastruktury zasilającej układy ładowania tych pojazdów (w tym operatora systemu dystrybucyjnego, OSD) [4]. Chcąc dokonać analizy, założono, że w stolicy udział w realizacji wyznaczonego przez ustawę obowiązku będą miały wyłącznie Miejskie Zakłady Autobusowe (MZA). Jest to jedna z dużych firm świadczących usługi transportu zbiorowego na zlecenie

miasta stołecznego Warszawy – posiada w swojej flocie ponad 1300 autobusów [6]. Odnosząc te dane do wymogu zapisanego w art. 36 ust. 1 ustawy [3], w Warszawie liczba autobusów zasilanych paliwami alternatywnymi powinna wynosić minimum 408.

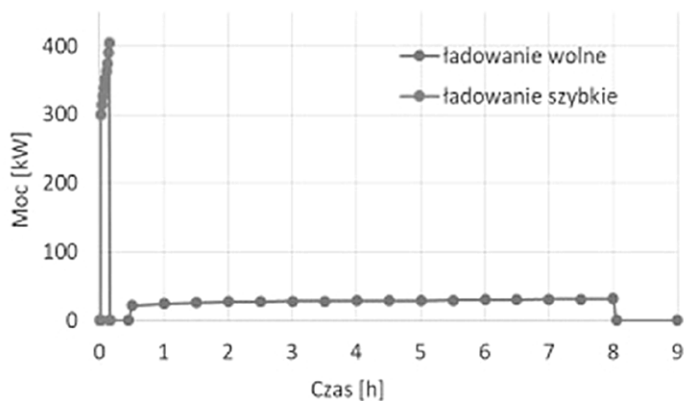
2. E-bus jako nietypowy odbiór elektryczny

Zapotrzebowanie stacji ładowania, zlokalizowanych wzdłuż trasy przejazdu autobusów, na moc i energię jest ściśle powiązane z:

- częstością kursowania pojazdów
- rodzajem i wielkością baterii w autobusach
- mocą ładowarki.

Obecnie wśród operatorów transportu zbiorowego najbardziej popularne jest ładowanie statyczne. Taki sposób ładowania unieruchamia pojazd na pewien okres. Czas takiego ładowania możemy podzielić na trzy fazy: czas niezbędny na podłączenie autobusu do ładowarki, czas związany z procesem ładowania, czas rozłączania autobusu od ładowarki. Czas ładowania dłuższy niż przeciętny czas postoju autobusu na przystanku jest wadą ładowania statycznego. Chcąc zminimalizować liczbę czasu niezbędnego do ładowania na przystankach, dąży się do zwiększenia mocy ładowania, co podraża przede wszystkim koszt infrastruktury ładowania, jak i przyłączenia obiektu do sieci OSD. Problemem po stronie operatora systemu dystrybucyjnego może być dostarczenie odpowiedniej porcji energii w krótkim czasie.

Przyjmując moc typowej ładowarki do ładowania autobusu jako 400 kW oraz czas jednego ładowania wynoszący średnio 7 min (przeciętny czas postoju na przystanku końcowym w Warszawie), można wyznaczyć średnią moc ładowania (1) i liczbę ładowań (2) oraz stopień wykorzystania mocy transformatora stacji SN/nN zasilającej ładowarkę (3). Dla prowadzenia analizy przyjęto, że dla



Rys. 1. Przykładowy profil ładowania baterii LTO i NMC autobusu [5]

układu ładowania 400 kW odpowiedni będzie transformator SN/nN o mocy 400 kVA.

$$P_n = \frac{E_n}{\Delta T} \quad (1)$$

gdzie: P_n – moc średnia w n -tej godzinie [h], E_n – energia w n -tej godzinie [kWh], ΔT – okres uśredniania, tu 1 godzina

$$N = \left(\frac{P_n}{P_{\text{lad}}} \cdot \frac{60}{T_{\text{lad}}} \right) \quad (2)$$

gdzie: N – liczba ładowań w n -tej godzinie, P_{lad} – moc ładowarki, T_{lad} – czas jednego ładowania

$$k = \frac{P_n}{P_{\text{tr}}} \cdot 100\% \quad (3)$$

gdzie: k – stopień wykorzystania mocy transformatora [%], P_{tr} – moc transformatora.

Warto zauważyć, że obciążenie stacji ładowania będzie silnie zależne od przyjętych przez organizatora transportu rozkładów jazdy poszczególnych autobusów. Na podstawie danych dotyczących szacowanych rozkładów godzinowych poboru energii

dla dwóch ładowarek (lokalizacja A i lokalizacja B) dokonano analizy wykorzystania transformatorów SN/nN w stacjach, z których takie układy będą zasilane. Średniodobowe zapotrzebowanie na energię dla badanej stacji ładowania wynosi ok. 5000 kWh. Analizowany dobowy profil mocy wykazuje dwa szczyty, poranny i popołudniowy, który jest zgodny ze wzrostem pracy przewozowej przez przewoźników. Należy się spodziewać, że w dni wolne od pracy zarówno zapotrzebowanie, jak i częstość ładowań będą odmienne. Roczny profil obciążenia będzie miał przebieg odmienny od typowego dla odbiorców przemysłowych lub indywidualnych.

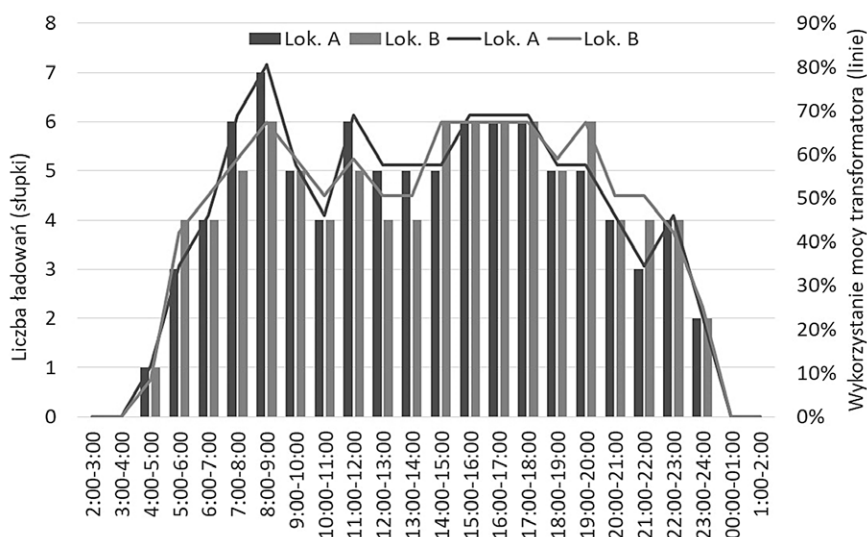
3. Wpływ ładowarki autobusowej na sieć OSD

Wpływ ładowarki autobusowej na sieć elektroenergetyczną może mieć następujący charakter:

- wynikać z pracy samej ładowarki
- wynikać z częstości ładowania
- wynikać ze stosunku mocy ładowarki do mocy sieci.

W pierwszym przypadku oddziaływanie ma przede wszystkim charakter zakłóceń elektromagnetycznych, wynikających głównie z poboru prądu okształconego lub poboru mocy biernej. Możliwe są również zakłócenia związane z nieprawidłowościami procesu ładowania, takimi jak tętnienia na styku pantograf – ładowarka. W drugim przypadku częstość i długość czasu ładowania może powodować zmiany napięcia, skutkujące pojawieniem się efektu migotania światła. W trzecim przypadku może się pojawić obniżenie napięcia w trakcie ładowania, wynikające z długich linii zasilających innych odbiorców przyłączonych do tej samej stacji.

Ładowarki autobusowe mogą generować zaburzenia wysokiej częstotliwości, jak każde urządzenie, którego istotą działania jest impulsowe przetwarzanie mocy. Zakłócenia te mogą oddziaływać na inne odbiory zlokalizowane w pobliżu. Odształcenia prądu to najczęściej zakłócenia elektromagnetyczne z zakresu częstotliwości od 50 Hz do 2 kHz. Zgodnie



Rys. 2. Rozkład liczby ładowań i wykorzystania transformatorów

z wytycznymi w zakresie przyłączania obiektów do sieci OSD urządzenia nie mogą pobierać prądu silnie odkształconego i wprowadzać zakłóceń do sieci. Dla badanego obiektu przyłączonego do miejskiej stacji transformatorowej całkowity, zmierzony współczynnik zniekształcenia prądu THD_i wynosił ok. 4,5%. Wbrew oczekiwaniom wartość ta jest bardzo mała. Współczynnik ten pozostawał w trakcie badań praktycznie bez zmian w szerokim zakresie mocy ładowarki. Zmierzone odkształcenie napięcia wynosiło ok. 1,5% i nie można było stwierdzić, czy wartość ta wynikała z poboru odkształconego prądu, czy też jest to odkształcenie wynikające z pracy sieci.

4. Zastosowanie zasobników w celu minimalizacji wpływu ładowarek na sieć

Ze względu na to, że ładowanie pojazdów ma charakter obciążen impulsowych, należy założyć, iż w skrajnych wypadkach, zależnie od częstości ładowania, odbiór, jakim dla OSD jest ładowarka, może mieć charakter bądź prawie stały (pojazd za pojazdem), bądź wybitnie impulsowy (ładowanie okazjonalne, np. co 2 godziny). W wariancie, gdy obciążenie będzie miało charakter impulsowy, średnia moc obiektu będzie znacząco niższa niż maksymalna. W miejscach, gdzie taka sytuacja będzie zachodzić regularnie, z punktu widzenia operatora może pojawić się problem zapadów napięcia, jak również obniżenia napięcia. Aby zminimalizować skutki oddziaływania efektu ładowania autobusów, może być zasadna budowa stacji SN/nN wyposażonych w zasobnik energii. Analizując proces ładowania autobusów elektrycznych, należałoby zastosować zasobnik o stosunkowo dużych mocach i średniej pojemności, wykonujący w ciągu doby dużą liczbę cykli. W sytuacji, gdy liczba ładowań znacząco zmienia się w ciągu dnia, a nocą ich nie ma, zasadne wydaje się rozważenie dobowej kompensacji przepływów do wartości mocy średniej lub do założonego współczynnika szczytu mocy stacji transformatorowej. Zasada działania zasobnika powinna w tym przypadku polegać na przeniesieniu szczytów dziennych obciążenia w porę nocną.

5. Wnioski końcowe

Włączenie do sieci energetycznej układów ładowania pojazdów oraz zapewnienie ciągłości dostaw odbiorcom narzuca OSD konieczność rekonfiguracji sieci energetycznej. Podejmowanie właściwych decyzji przełączeniowych wymaga zastosowania technologii Smart Grid, w tym gromadzenia przesyłanych zdalnie danych oraz ich analizy z zastosowaniem elementów sztucznej inteligencji.

Automatyzacja oraz nieustanny monitoring urządzeń w głębi sieci SN i nn są podstawowymi elementami inteligentnych sieci dystrybucyjnych [7], dlatego obecnie realizowane są liczne projekty związane z systemami zdalnego nadzoru nad elementami sieci w zakresie telesygnalizacji, telepomiarów i telesterowania.

Wzrost liczby elementów monitorowanych w sieci przełoży się na szybkość identyfikowania i izolowania elementów uszkodzonych, w wyniku tego będzie następować zmniejszenie współczynnika SAIDI. Szczególnie w sieciach o charakterze terenowym

wskaźnik ten powinien ulec znacznemu obniżeniu. Oczekuje się jednak, że omawiany wzrost obserwowalności elementów sieci przy wykorzystaniu odpowiednich algorytmów wspierających systemy SCADA pozwoli na zminimalizowanie liczby i czasu przełączeń do wartości akceptowalnych przez odbiorcę końcowego. Wzrost obserwowalności pozwoli na wdrażanie systemów do analizowania przepływów w sieci pod kątem przeciążeń elementów – dzięki temu zostanie zapewniona prewencja przed uszkodzeniami, co w efekcie przełoży się na obniżenie wskaźników niezawodnościowych.

Wprowadzenie pełnego monitoringu przepływów, bilansów lokalnych, parametrów stacji i stworzenie możliwości kształtowania popytu (mechanizmy DSM, DSR) umożliwi większą kontrolę i integrację generacji energii ze źródeł rozproszonych, w tym źródeł odnawialnych, magazynów energii, a także układów ładowania pojazdów elektrycznych.

BIBLIOGRAFIA

1. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/94/UE z dnia 22 października 2014 r. w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych [online], <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32014L0094&from=NL> [dostęp: 18.04.2019].
2. Krajowe ramy polityki rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych [online], <http://bip.me.gov.pl/node/26450> [dostęp: 18.04.2019].
3. Ustawa z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych, Dz.U. 2018, poz. 317.
4. Kłos M. i in., Problematyka przyłączania do sieci dystrybucyjnej stacji ładowania autobusów elektrycznych, *Przegląd Elektrotechniczny* 2019, nr 1.
5. Biczek P., Brodzicki M., Sosnowski Ł., Obciążenie rozdzielczej sieci elektroenergetycznej ładowarkami autobusów, X Jubileuszowa Konferencja Naukowo-Techniczna Innowacyjne Materiały i Technologie w Elektrotechnice i-MITEL 2018, „Innowacje szansą rozwoju gospodarki”, Oddział Gorzowski SEP, Sulęcín, 18–20.04.2018
6. Doświadczenia eksploatacyjne taboru niskoemisyjnego w Miejskich Zakładach Autobusowych w Warszawie [online], http://wde.warszawa.pl/wp-content/uploads/2019/04/Prezentacja_elektromobilno-%C5%9B%C4%87-Vo.pdf [dostęp: 27.04.2019].
7. Paska J., Niezawodność systemów elektroenergetycznych, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, 2005.

Charging Electric Buses and the Distribution Power System

Keywords

electromobility, EV charging station, electric buses, charging of electric buses

Abstract

This paper presents issues related to the impact of electric bus charging systems on the distribution power system as well as the analysis of the use of energy storage systems to minimize

the impact of these systems on the network. On the basis of real measurements of bus charging stations as well as simulations, an attempt was made to assess the potential effects of introducing a significant number of bus charging stations for the distribution

power system. Additionally, due to spatial and technical limitations, the authors will analyze the reasonableness of the implementation of energy storage in MV/LV stations.

KONTAKT

Piotr Biczek

Politechnika Warszawska, Instytut Elektrotechniki Teoretycznej i Systemów Informatycznych-Pomiarowych

tel.: +48 22 621 98 25

e-mail: piotr.biczek@ee.pw.edu.pl

Łukasz Sosnowski

Innogy Stoen Operator;

Politechnika Warszawska, Instytut Elektrotechniki Teoretycznej i Systemów Informatycznych-Pomiarowych

tel.: +48 22 821 34 80

e-mail: lukasz.sosnowski@innogy.com

Wykorzystanie logiki rozmytej do regulacji napięcia w systemie elektroenergetycznym z wybranymi odnawialnymi źródłami energii

Autorzy

Bartosz Tarakan
 Marcin Sarnicki
 Stanisław Czapp
 Krzysztof Dobrzyński
 Ryszard Zajczyk

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

system elektroenergetyczny, odnawialne źródła energii, regulacja napięcia, logika rozmyta

Streszczenie

W ostatnich latach w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) liczba i moc odnawialnych źródeł energii znacząco wzrosły. Źródła te można wykorzystać nie tylko do produkcji tzw. czystej energii elektrycznej, ale również do poprawy warunków napięciowych w tym systemie. W artykule przedstawiono koncepcję układu regulacji napięcia w systemie elektroenergetycznym z przyłączonymi w pewnym obszarze: farmą wiatrową, farmą fotowoltaiczną, elektrownią wodną i zespołem elektrowni biogazowych. Jest to nadrzędny układ regulacji wykorzystujący logikę rozmytą, który analizuje warunki napięciowe w wybranych punktach systemu i steruje mocą bierną m.in. grupy odnawialnych źródeł energii. Jak pokazują wyniki symulacji, działanie układu przyczynia się do poprawy poziomów napięć w systemie elektroenergetycznym.

1. Wprowadzenie

Podczas rozwiązywania większości problemów inżynierskich pojawia się konieczność wykonania optymalizacji [1]. W dziedzinie programowania dotyczącego optymalizacji największe trudności występują przy tzw. programowaniu nieliniowym, które dzieli się na wypukłe (dotyczące optymalizacji lokalnej) oraz niewypukłe (dotyczące optymalizacji globalnej). W celu rozwiązywania zadań dotyczących programowania zaproponowano dotychczas wiele skutecznych metod optymalizacyjnych, m.in. metodę programowania kwadratowego czy metodę programowania gradientowego.

Jedną z metod wykorzystywanych do rozwiązywania złożonych zagadnień optymalizacyjnych jest logika rozmyta (ang. *fuzzy logic*), która jest narzędziem do modelowania niepewności związanej z niejasnością, niedokładnością lub brakiem informacji na temat konkretnego elementu analizowanego złożonego problemu. Logika rozmyta jest logiką, którą odnosi się do analizy metod i zasad ludzkiego rozumowania. Jej celem jest zapewnienie podstaw do przybliżonego rozumowania przy użyciu nieprecyzyjnych wyrażen opartych na teorii zbiorów rozmytych. Regulatory rozmyte stosuje się przede wszystkim w sterowaniu takimi obiektami, dla których metody analityczne nie dają dobrych wyników lub dla których trudno przedstawić model za pomocą równań różniczkowych bądź algebraicznych. Metody

oparte na regułach rozmytych są najbardziej przydatne w modelowaniu złożonych systemów, które mogą być obserwowane przez ludzi, ponieważ systemy te wykorzystują zmienne lingwistyczne, a one mogą być naturalnie reprezentowane przez zbiory rozmyte i logiczne połączenia ich zestawów [2].

Teoria zbiorów rozmytych umożliwia wykorzystanie zarówno dokładnych, jak i niedokładnych (rozmytych) wypowiedzi. Jest to bardzo ważne m.in. w prognozowaniu obciążeń w sieciach elektroenergetycznych, gdy jest wiele czynników rozmytych, które są trudne do jednoznacznego scharakteryzowania przez liczbę [1, 3].

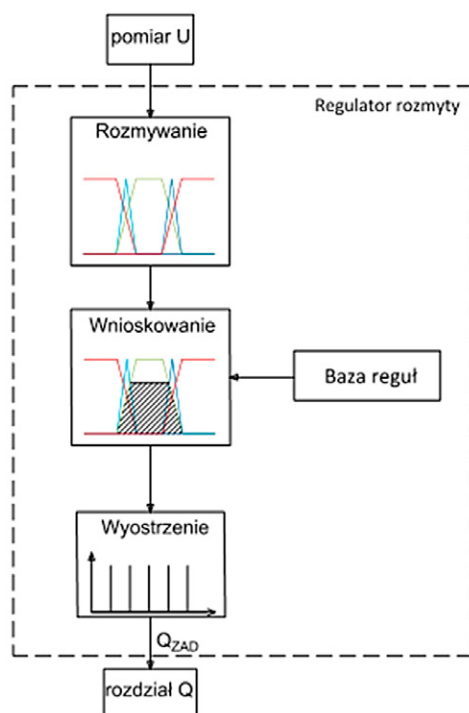
Zasada logiki rozmytej została wykorzystana przez autorów artykułu do analizy i poprawy warunków napięciowych w systemie elektroenergetycznym, do którego przyłączono następujące odnawialne źródła energii:

- farmę fotowoltaiczną o mocy 35,6 MW
- farmę wiatrową o mocy 36 MW
- elektrownię wodną o mocy 32 MW
- zespół elektrowni biogazowych o mocy 32 MW.

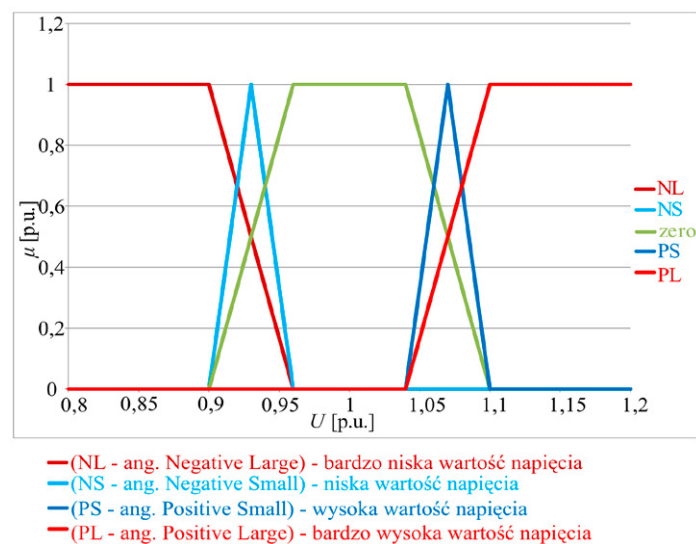
Poprawa warunków napięciowych jest tu realizowana przez nadrzędny układ regulacji, który steruje mocą bierną źródeł energii, z uwzględnieniem ich możliwości technicznych i uwarunkowań ekonomicznych, aby osiągnąć wymagany poziom napięcia w określonych węzłach.

2. Układ regulacji mocy biernej

Do prawidłowej pracy układ regulacji mocy biernej powinien otrzymywać informację o aktualnie generowanej mocy czynnej przez wszystkie źródła odnawialne. Na podstawie tych danych regulator mocy biernej wyznacza dostępne wartości mocy biernej poszczególnych źródeł, wykorzystując w tym celu obszary dopuszczalnych stanów pracy źródeł wytwarzania. Głównym zadaniem regulatora jest określenie wartości mocy biernej potrzebnej do utrzymywania napięcia w wybranym węźle (wybranych węzłach) systemu. Strukturę regulatora rozmytego przedstawia rys. 1.



Rys. 1. Struktura układu regulacji mocy biernej [4]



Rys. 2. Funkcje przynależności dotyczące napięcia w wybranym węźle systemu

Znając wartość napięcia w wybranym węźle, regulator przekształca wartość tego napięcia na wielkości jakościowe reprezentowane przez zbiory rozmyte na podstawie określonych funkcji przynależności [5], zgodnie z rys. 2.

Kolejnym etapem jest wnioskowanie, czyli wyznaczenie w dziedzinie jakościowej wartości wyjściowych na podstawie bazy reguł i wartości wejściowych dla zbioru rozmytego.

Korzystając z powyższych danych oraz następującego wyrażenia [6]:

$$Q_{ZAD} = \frac{\mu_{NL} \cdot Q_{NL} + \mu_{NS} \cdot Q_{NS} + \mu_{zero} \cdot Q_{zero} + \mu_{PS} \cdot Q_{PS} + \mu_{PL} \cdot Q_{PL}}{\mu_{NL} + \mu_{NS} + \mu_{zero} + \mu_{PS} + \mu_{PL}} \quad (1)$$

gdzie: Q_{NL} – moc bierna ujemna duża (generowana przez źródła), Q_{NS} – moc bierna ujemna średnia (generowana przez źródła), Q_{zero} – moc bierna zerowa, Q_{PS} – moc bierna dodatnia średnia (pobierana przez źródła), Q_{PL} – moc bierna dodatnia duża (pobierana przez źródła), μ_{NL} – funkcja przynależności dla bardzo niskiej wartości napięcia względem napięcia nominalnego, μ_{NS} – funkcja przynależności dla niskiej wartości napięcia względem napięcia nominalnego, μ_{zero} – funkcja przynależności dla napięcia nominalnego, μ_{PS} – funkcja przynależności dla wysokiej wartości napięcia względem napięcia nominalnego, μ_{PL} – funkcja przynależności dla bardzo wysokiej wartości napięcia względem napięcia nominalnego, przekształcone zostają sygnały wyjściowe z dziedziny jakościowej na dziedzinę ilościową, tzn. że za pomocą środka ciężkości określana zostaje wartość mocy biernej Q_{ZAD} , która potrzebna jest do utrzymywania napięcia w zadanym zakresie w wybranym węźle. Wyrażenia dotyczące poszczególnych mocy singletonu [5] dla określonych funkcji przynależności zostały opisane następująco:

$$Q_{NL} = Ks1 \cdot Q_{indmax}$$

$$Q_{NS} = Ks1 \cdot \frac{Q_{indmax}}{2}$$

$$Q_{zero} = 0 \quad (2)$$

$$Q_{PS} = Ks1 \cdot \frac{Q_{pojmax}}{2}$$

$$Q_{PL} = Ks1 \cdot Q_{pojmax}$$

gdzie: $Ks1$ – współczynnik regulujący wartość mocy biernej indukcyjnej Q_{ind} i pojemnościowej Q_{poj} (dotyczy wszystkich źródeł w pierścieniu 110 kV – linie niebieskie na rys. 3).

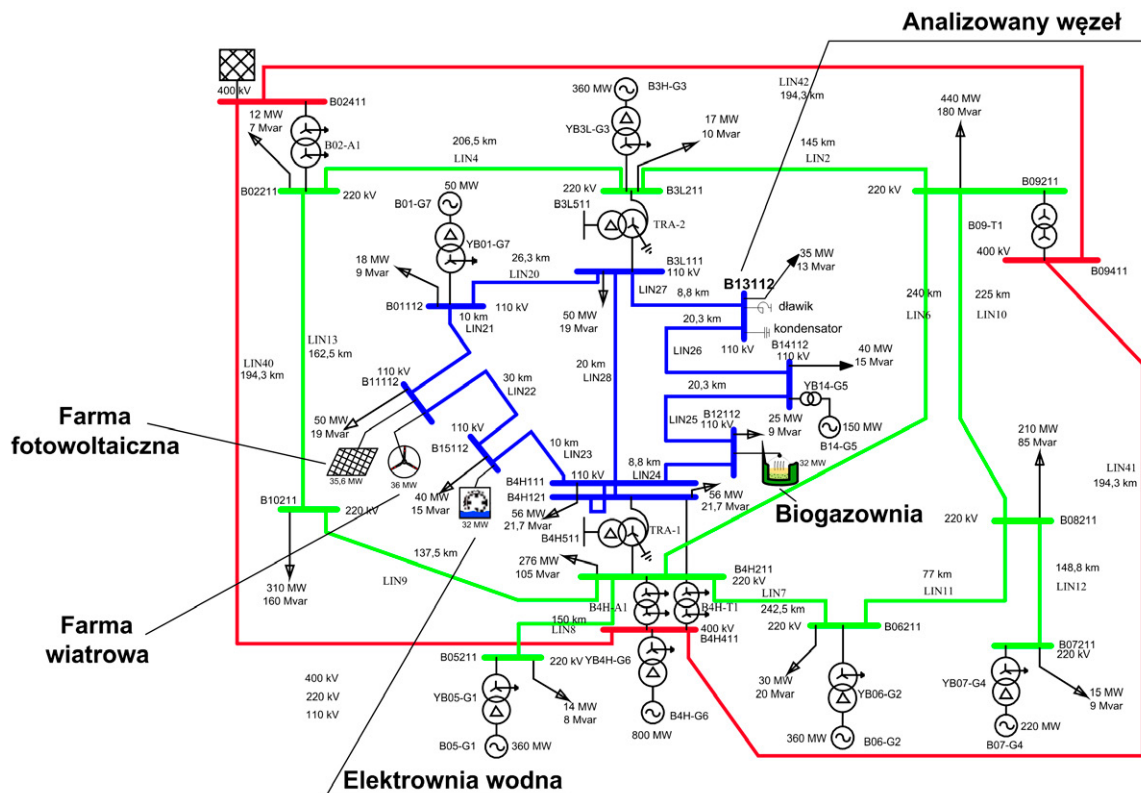
W badanym systemie testowym (rys. 3) regulator ten określa wartość mocy biernej niezbędną do poprawy sytuacji napięciowej w węźle, do którego nie przyłączono odnawialnych źródeł energii (węzeł B13112 na rys. 3).

Wartość zadanej mocy biernej Q_{ZAD} regulator mocy biernej rozdziela pomiędzy wszystkie elektrownie, z uwzględnieniem dostępnych obszarów pracy generatorów oraz aktualnych wartości mocy biernej, z którymi źródła pracują (rys. 4).

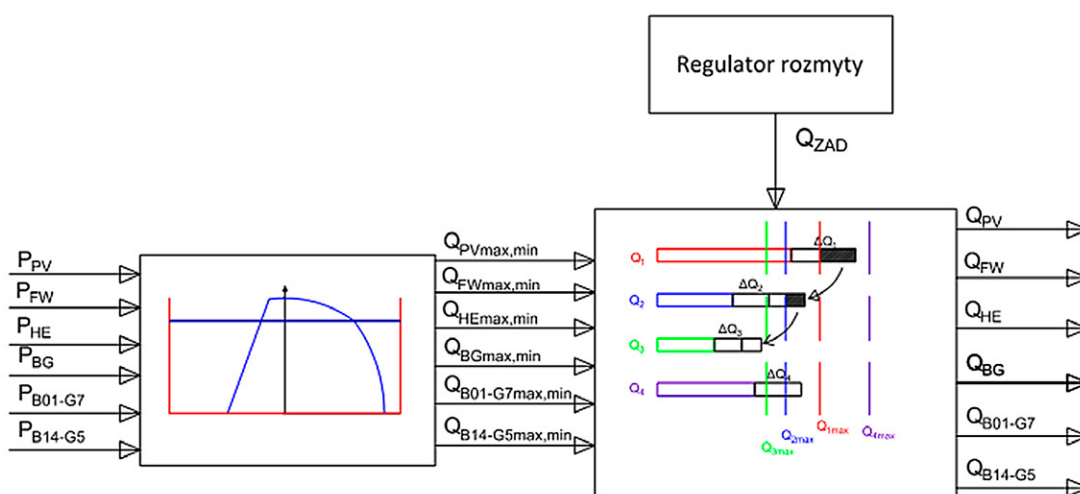
3. Badania układu regulacji mocy biernej

Badanie działania regulatora mocy biernej przeprowadzono, obliczając rozprędy w modelowanym systemie i poddając wyniki analizie zbiorów rozmytych, w celu określenia mocy biernej potrzebnej do regulacji napięcia we wskazanym węźle systemu. W badanej sieci układ regulacji mocy biernej warunkował wyznaczenie jednej wartości zadanej Q_{ZAD} w zależności od sytuacji napięciowej w węźle B13112. Ta wartość mocy biernej zostawała

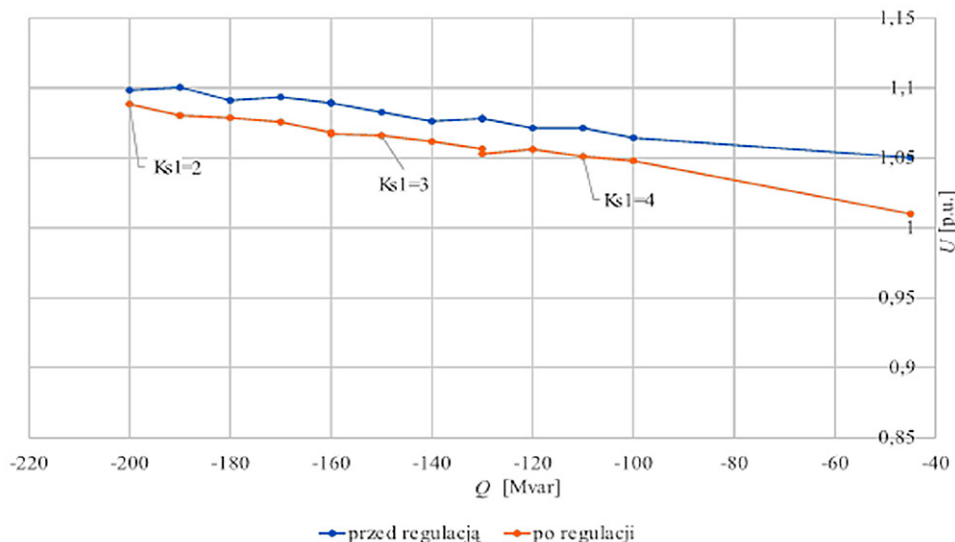
rozdzielona pomiędzy wszystkie elektrownie odnawialne w sieci 110 kV oraz elektrownie konwencjonalne B01-G7 i B14-G5. Zwiększając możliwości generacyjne mocy biernej przez przyłączenie tych dwóch elektrowni konwencjonalnych, spowodowano, że układ regulacji mógł w większym stopniu oddziaływać na węzeł B13112, do którego nie przyłączono żadnego źródła. Zaburzenia napięcia realizowano przez załączanie w tym węźle układów statycznych, tj. baterii kondensatorów oraz



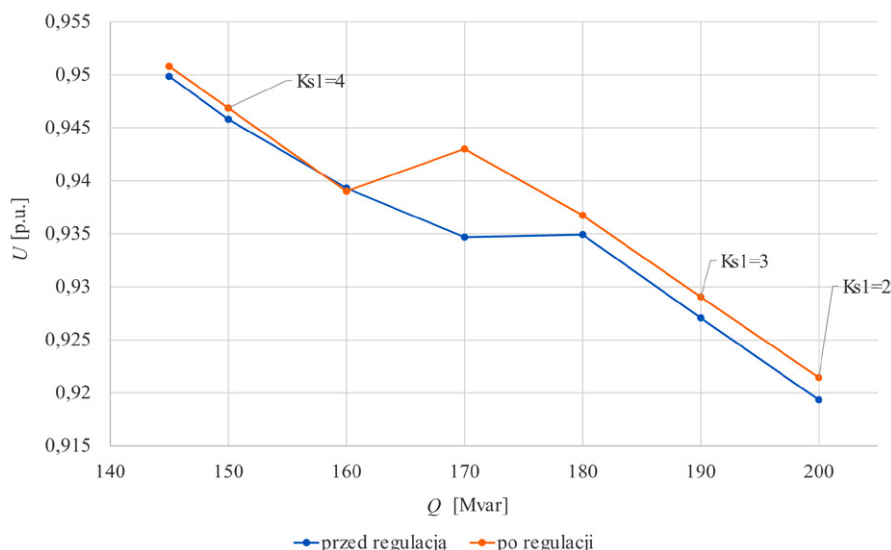
Rys. 3. Badany system elektroenergetyczny



Rys. 4. Część „nierozmyta” regulatora mocy biernej [7]; P_{PV} , P_{FW} , P_{HE} , P_{BG} , P_{B01-G7} , P_{B14-G5} – aktualne wartości mocy czynnej jednostek wytwórczych, $Q_{PVmax,min}$, $Q_{FWmax,min}$, $Q_{HEmax,min}$, $Q_{BGmax,min}$, $Q_{B01-G7max,min}$, $Q_{B14-G5max,min}$ – wartości mocy biernej jednostek wytwórczych wynikające z dopuszczalnych obszarów pracy generatorów, Q_{PV} , Q_{FW} , Q_{HE} , Q_{BG} , Q_{B01-G7} , Q_{B14-G5} – wyznaczone wartości mocy biernej jednostek wytwórczych, z którymi mają one pracować, Q_{ZAD} – zadana wartość mocy biernej wyznaczona przez regulator rozmyty



Rys. 5. Zależność napięcia od mocy bierniej uzyskiwanej w wyniku załączenia baterii kondensatorów w węźle B13112



Rys. 6. Zależność napięcia od mocy bierniej uzyskiwanej w wyniku załączenia dławików w węźle B13112

dławików. Na rys. 5 i 6 przedstawiono, jak układ regulacji wpływa na napięcie w węźle B13112. Na tych rysunkach zaznaczono punkty, w których zmieniono współczynnik wzmocnienia K_{s1} rozważanego regulatora, aby poprawić działanie układu regulacji. Zarówno w przypadku załączenia baterii kondensatorów, jak i dławików zadziałanie układu regulacji wymusiło zmianę mocy bierniej źródeł wytwórczych, skutkującą poprawą warunków napięciowych w wyznaczonym punkcie sieci – napięcia te po regulacji są bliżej wartości nominalnej U_n (1,0 p.u.).

4. Wnioski końcowe

Opisywany w artykule nadrzędny układ regulacji sterujący mocą bierną rozproszonych jednostek wytwórczych, działający wg logiki rozmytej, może zostać wykorzystany do regulacji napięć w wybranych węzłach systemu elektroenergetycznego. Otrzymane wyniki badań wskazują, że zaproponowany układ regulacji mocy bierniej poprawia warunki napięciowe w badanym węźle systemu elektroenergetycznego. Niekorzystne zmiany

napięcia spowodowane zmianami mocy bierniej, np. załączeniem elementów pojemnościowych, są ograniczone w wyniku działania układu regulacji. Dzięki niemu wartości napięć w analizowanym węźle są bliższe napięciu nominalnemu systemu. Metoda wykorzystująca logikę rozmytą w rozwiązywaniu zagadnień nieliniowych problemów pracy sieci (problemów napięciowych) jest skuteczna, a czas wykonywanych obliczeń niewielki.

BIBLIOGRAFIA

1. Ross T.J., Fuzzy logic with engineering applications, Wiley 2017.
2. Klir G.J., Yuan B., Fuzzy Sets and Fuzzy Logic: Theory and Applications, 1st edition, Prentice Hall, Upper Saddle River, N.J., 1995.
3. Kowalak R., Zajczyk R., Zbroński A., Lokalizacja źródeł mocy bierniej w systemie elektroenergetycznym z wykorzystaniem metody zbiorów rozmytych, *Wiadomości Elektrotechniczne* 2013, nr 1, s. 4–8.

4. Chen G., Pham T.T., Introduction to Fuzzy Sets, Fuzzy Logic, and Fuzzy Control Systems, CRC Press, 2000.
5. Keller J.M., Fundamentals of computational intelligence neural networks, fuzzy systems, and evolutionary computation, Wiley 2016.
6. Modern heuristic optimization techniques: theory and applications to power systems, ed. K.Y. Lee, M.A. El-Sharkawi, IEEE Press, Wiley-Interscience, Piscataway, N.J., Hoboken, N.J., 2008.
7. Tarakan B., Analiza wpływu współdziałania grupy odnawialnych źródeł energii na system elektroenergetyczny [rozprawa doktorska], Politechnika Gdańska, Gdańsk 2018.

Application of Fuzzy Logic for Voltage Control in a Power Network With Selected Renewable Energy Sources

Keywords

power system, renewable energy sources, voltage control, fuzzy logic

Abstract

Recently, the number and rated power of renewable energy sources have significantly increased in the Polish Power System. These sources can be used not only for the production of clean energy, but also for improving unbalanced grid voltage conditions. The article presents the concept of a voltage control system for the power system with a wind farm, a photovoltaic farm, a hydroelectric power plant and a biogas power plant. It is a fuzzy logic control system, which analyzes the voltage conditions at selected nodes in the system, and controls the reactive power of a group of renewable energy sources. The presented control system contributes to the improvement of voltage levels in the power system.

KONTAKT

Bartosz Tarakan

Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki
tel.: +48 58 347 15 81
e-mail: bartosz.tarakan@pg.edu.pl

Marcin Sarnicki

Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki
tel.: +48 58 347 15 81
e-mail: marcin.sarnicki@pg.edu.pl

Stanisław Czapp

Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki
tel.: +48 58 347 13 98
e-mail: stanislaw.czapp@pg.edu.pl

Krzysztof Dobrzyński

Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki
tel.: +48 58 347 17 98
e-mail: krzysztof.dobrzynski@pg.edu.pl

Ryszard Zajczyk

Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki
tel.: +48 58 347 20 98
e-mail: ryszard.zajczyk@pg.edu.pl

Przebiegi występujące w stanach łączeniowych dla linii przesyłowej współpracującej z podsystemem lokalnym

Autorzy

Daria Macha
Paweł Sowa

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

przebiegi, stany łączeniowe, stany przejściowe, lokalne podsystemy

Streszczenie

W artykule przeprowadzono badania dotyczące przebiegów występujących podczas stanów łączeniowych w linii współpracującej z podsystemem lokalnym. Przeanalizowano przebiegi pojawiające się w linii połączonej z podsystemem lokalnym podczas operacji łączeniowych, wymuszanych przez zmianę warunków pracy sieci. Badane były elektromagnetyczne przebiegi przejściowe w nieobciążonej linii po jej nagłym odłączeniu od zasilania. W badaniach szczególną uwagę zwrócono na warunki wyłączania linii (moment oraz niejednoczesność odłączania), wpływ urządzeń przeciwprzebiegowych, rodzaj przekładnika oraz moc zwarciovą podsystemów zasilających.

1. Wstęp

Pod koniec ubiegłego wieku w liniach 400 kV odnotowywano dość często występowanie zbyt wysokich poziomów napięcia. Podstawowymi przyczynami były: słabe obciążenie sieci i relatywnie długie ciągi przesyłowe. Linie, szczególnie w stanach słabego obciążenia, są źródłem mocy biernej, a wskutek tego podwyższają poziom napięcia. Z upływem lat linie uległy skróceniu, a sieć 400 kV stopniowo była coraz bardziej dociążana. Jednak następująca ostatnio rozbudowa lokalnych źródeł wytwórczych powoduje odciążenie sieci przesyłowej. Sieci lokalne zasilane z tych źródeł mają dodatkowe połączenie z systemem elektroenergetycznym za pomocą linii WN. Może to powodować zmiany w obciążeniu linii, a co za tym idzie prawdopodobieństwo wystąpienia (wskutek nagłego odłączenia od systemu lokalnego) przekroczeń dopuszczalnych wartości napięcia na końcu nieobciążonej lub słabo obciążonej linii. Sytuację dodatkowo komplikuje to, że w rzeczywistości, w stanach normalnych, w większości lokalizacji są utrzymywane napięcia wyraźnie wyższe, co jest podyktowane przede wszystkim chęcią zmniejszenia strat przesyłowych, a częściowo dążeniem do stworzenia lepszych warunków równowagi (silniejsze wzbudzenie generatorów). W rezultacie przewidywany margines wzrostu napięcia jest znacznie zredukowany. Nagłe zmiany warunków pracy w lokalnym systemie mogą powodować powstawianie stanów podwyższonego napięcia w sieci – przebiegów trwałych. W artykule przeprowadzono analizę warunków powstawiania przebiegów na końcu linii podczas zakłóceń w zasilanym systemie lokalnym. Analiza obejmowała wiele zmiennych czynników wpływających na wielkość przebiegów: moment wyłączania linii, niejednoczesność odłączania, wpływ urządzeń przeciwprzebiegowych, rodzaj przekładnika oraz wielkość mocy zwarciovą podsystemów zasilających.

2. Cel analizy

Artykuł zawiera analizę przebiegów zjawisk, jakie występują w linii 400 kV (nieobciążonej lub słabo obciążonej) po jej jednostronnym wyłączeniu. Na podstawie analiz stwierdzono, że w modelowanej linii występują typowe zjawiska zachodzące w odłączanych liniach przesyłowych 400 kV, pracujących w takich warunkach. Moc bierna generowana przez pojemności linii przesyłowych jest znacznie mniejsza niż tracona na indukcyjnościach wzdłużnych. Linie przesyłowe stanowią więc w systemie elektroenergetycznym impedancję o wypadkowym charakterze pojemnościowym. Jednostronne wyłączenie linii napowietrznej o znacznej długości może spowodować duży wzrost wartości napięcia, znacznie przekraczający dopuszczalne napięcie robocze.

W urządzeniach pierwotnych o napięciu znamionowym 400 kV z zasady dopuszcza się długotrwałą wartość napięcia nie większą od 420 kV. Jeśli opisane zjawisko się powtarza, może stanowić jednak zagrożenie dla urządzeń pierwotnych.

Problem przebiegów łączeniowych, powstałych przy wyłączaniu nieobciążonej lub słabo obciążonej linii o znacznej długości, jest szeroko opisany w literaturze. Nagłe zmiany konfiguracji sieci skutkują wystąpieniem przebiegów łączeniowych, mających charakter silnie tłumionych szybkozmiennych przebiegów wyrównawczych. Czas trwania przebiegów wyrównawczych jest zawarty w przedziale od 10 ms do 100 ms. Wystąpienie przebiegów łączeniowych jest istotnym zagrożeniem dla izolacji urządzeń zainstalowanych w sieciach o napięciu znamionowym 400 kV, a ochrona przed tym zjawiskiem nie należy do zadań automatyki przeciwprzebiegowej.

3. Metodyka badań

3.1. Model linii

Właściwe odwzorowanie linii przesyłowej jest zagadnieniem podstawowym przed przystąpieniem do wykonania symulacyjnych przebiegów przejściowych. Zastosowany model musi spełniać wymagania uzyskiwania wyników o określonej dokładności. W rzeczywistości linia przesyłowa stanowi element układu elektroenergetycznego o równomiernie rozłożonych parametrach, należy zatem zastosować odpowiednie modele oraz metody numeryczne. Model linii opisuje podstawowe równanie macierzowe (1) zawierające macierze napięć u , prądów i , impedancji Z oraz admitancji Y .

$$\left. \begin{aligned} -\frac{du}{dx} &= Z \cdot i \\ -\frac{di}{dx} &= Y \cdot u \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

Przy wyborze modelu linii należy uwzględnić wymaganą dokładność obliczeń dla analizowanego zjawiska (wyjaśnienie tab.1). W badaniach stanów przejściowych, podczas jednostronnego odłączania linii, w niniejszym artykule przyjęto model Martiego [1] jako odwzorowanie bazowe.

3.2. Modele aparatury pierwotnej

Aby uzyskać wiarygodne rezultaty badań elektromagnetycznych zjawisk przejściowych, należy – oprócz zastosowania modelu linii napowietrznej – właściwie odwzorować elementy urządzeń pierwotnych, tj. przekładniki napięciowe i ograniczniki prądów. Podczas stanów przejściowych przekładniki napięciowe dokładnie przenoszą sygnał napięciowy. Udział składowej nieokresowej w sygnale napięciowym jest niewielki – nie występuje groźba nasycenia przekładnika. Wszystkie znaczące harmoniczne są odwzorowywane dokładnie po stronie wtórnej, zaś udar prądów magnesujących, pojawiający się podczas załączania przekładników, jest bardzo szybko tłumiony. Błędy przenoszenia sygnałów mogą się pojawić tylko dla sygnałów o bardzo wysokich częstotliwościach.

Przebiegi powstające podczas wyłączania nieobciążonej linii napowietrznej mogą spowodować zniszczenie izolacji i innych elementów sieci. Do ochrony aparatury elektrycznej przed przejściowymi przebiegami służą ograniczniki prądów (odgromniki), ograniczające czas trwania i częstotliwość prądu następczego.

Analiza Parametr	Przebiegi zwarciowe i łączeniowe	Badanie sygnałów elektromagnetycznych wejściowych dla EAZ
Model bazowy	Parametry rozłożone	Parametry rozłożone
Zależność parametrów od f	Bardzo ważna	Bardzo ważna
Modele przekładników	Napięciowe pojemnościowe oraz indukcyjne	Napięciowe i prądowe z uwzględnieniem nieliniowego modelu nasycenia rdzenia

Tab. 1. Wymagania modelu linii przesyłowej w zależności od celu badań

W większości oprogramowań komputerowych gotowe modele odgromników są do dyspozycji użytkownika. Model ogranicznika prądów musi być uwzględniany w obliczeniach prowadzonych w ramach niniejszego projektu.

W tym artykule opisano symulacje komputerowe przeprowadzone za pomocą oprogramowania MicroTranz University of British Columbia w kanadyjskim Vancouver [2].

3.3. Ekwiwalentowanie struktur systemu

Określenie schematu zastępczego rozległego systemu elektroenergetycznego jest bardzo trudne, biorąc pod uwagę złożoność układu, nieliniowe właściwości poszczególnych obiektów, rozłożenie przestrzenne parametrów w modelu linii, jak również zależność parametrów linii, transformatorów, generatorów oraz wielu innych elementów od częstotliwości. Określenie schematu zastępczego za pomocą tradycyjnych metod jest niemożliwe.

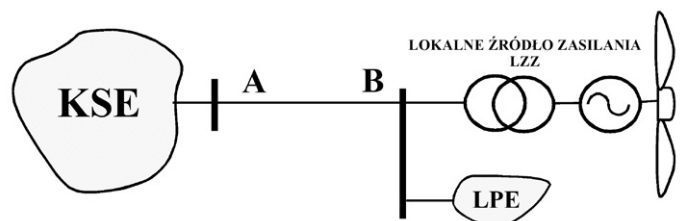
Najczęściej nie znamy topologii systemu zewnętrznego, niezbędne parametry określane są na podstawie pomiarów lub szacowania. Wykorzystuje się także systemy eksperckie. Aby zminimalizować błędy wynikające z założonej struktury zastępczej, należy w kolejnym etapie dokonać identyfikacji parametrów występujących w tych strukturach [3].

W Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) częstym rozwiązaniem jest połączenie lokalnego podsystemu z KSE linią (liniami) sprzęgającą. Na rys. 1 pokazano możliwy układ pracy lokalnych źródeł generacji zdecentralizowanej względem KSE, który może mieć wpływ na zmianę topologii systemu w sensie poszukiwania schematu zastępczego.

4. Analiza warunków powstawania przebiegów

Dla zbadania warunków powstania przebiegów wykonano symulację odłączania linii przesyłowej (rys. 1) nieobciążonej – pomiary dokonywano na jej początku w stacji A. Skupiono się na warunkach, podczas których mogą występować maksymalne wartości współczynników przebiegów. Dokonano weryfikacji otrzymanych badań symulacyjnych za pomocą programu Netomac (ang. *Network Torsion Machine Control*) [4].

Na rys. 2 zaprezentowano przebiegi napięć w stacji A po odłączeniu linii od zasilania, gdy na początku linii podłączone są ograniczniki modelowane za pomocą dwóch dostępnych odwzorowań. W pierwszym stosuje się modelowanie nieliniowej rezystancji (linearyzacja odcinkowa), w drugim wykorzystuje się charakterystykę prądowo-napięciową warystorów ZnO.



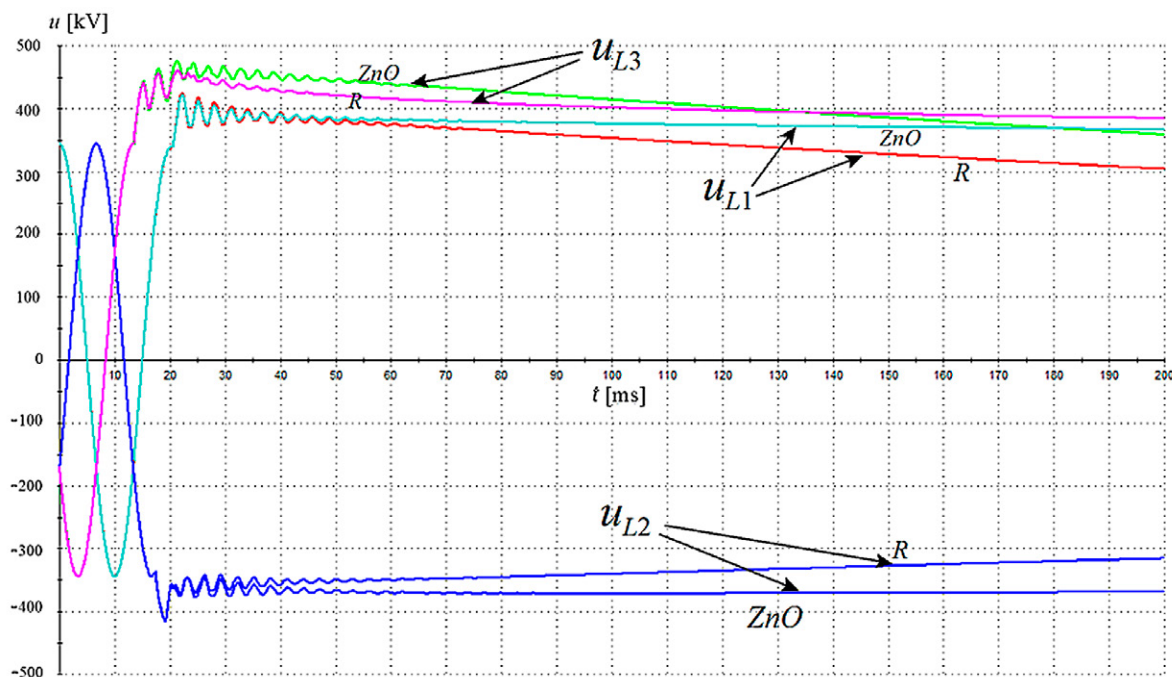
Rys. 1. Możliwy układ pracy lokalnych źródeł generacji zdecentralizowanej względem KSE

Zauważalne jest szybsze tłumienie w przypadku wykorzystania modelu rezystancyjnego, jednak nie ma większej różnicy w uzyskanych współczynnikach przebiegów.

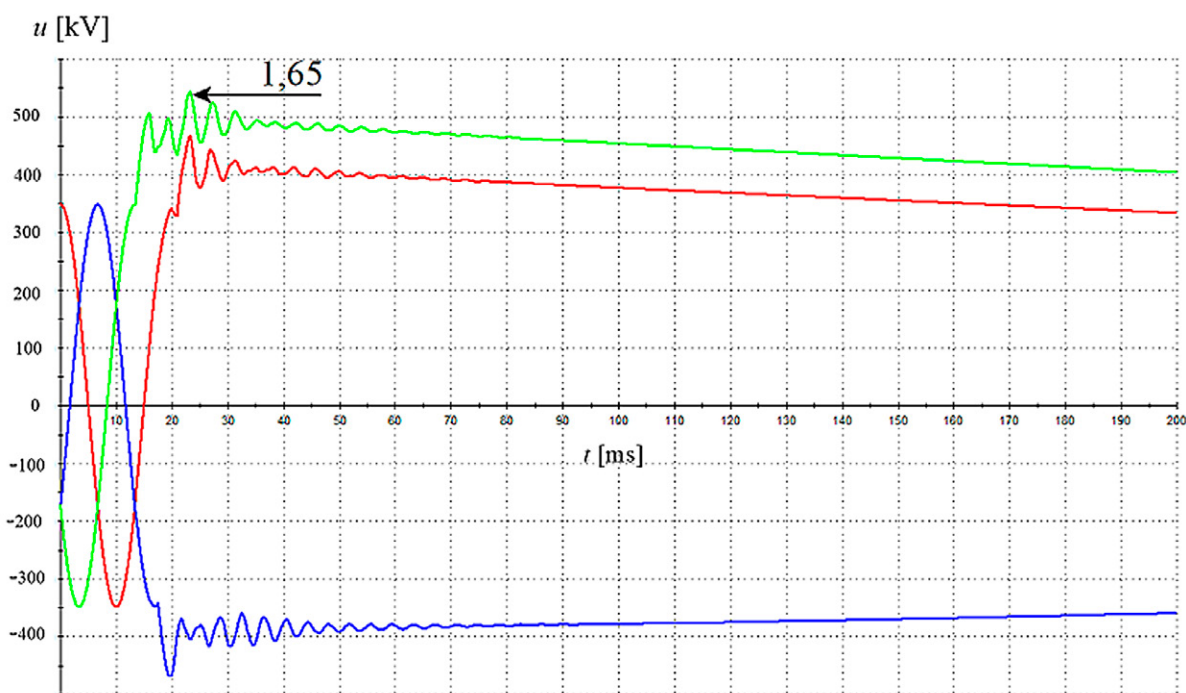
Przebiegi przejściowe, pojawiające się po stronie wtórnej przekładników napięciowych pojemnościowych, nie zmieniają swojego charakteru wraz ze zmianą sposobu odwzorowania ograniczników przebiegów w układzie przesyłowym po stronie pierwotnej. Przebiegi te w obu przypadkach są szybciej tłumione niż napięcie po stronie pierwotnej, pojawiają się jednak oscylacje będące konsekwencją składowych swobodnych wyższych

częstotliwości. Nakładanie się tych składowych powoduje występowanie dużych krotności napięć po stronie wtórnej przekładników napięciowych pojemnościowych. W ekstremalnych warunkach napięcie po stronie wtórnej nie przekraczało wartości 300 V.

Wnioski dotyczące wzrostu wartości napięć po stronie wtórnej przekładników pojemnościowych nie są jednak tak optymistyczne dla strony pierwotnej, ponieważ ich reakcja na zjawiska przejściowe powoduje występowanie oscylacji w przebiegach pierwotnych, co może powodować powstawanie przebiegów w linii



Rys. 2. Przebiegi napięć na początku linii dla różnych modeli ograniczników przebiegów



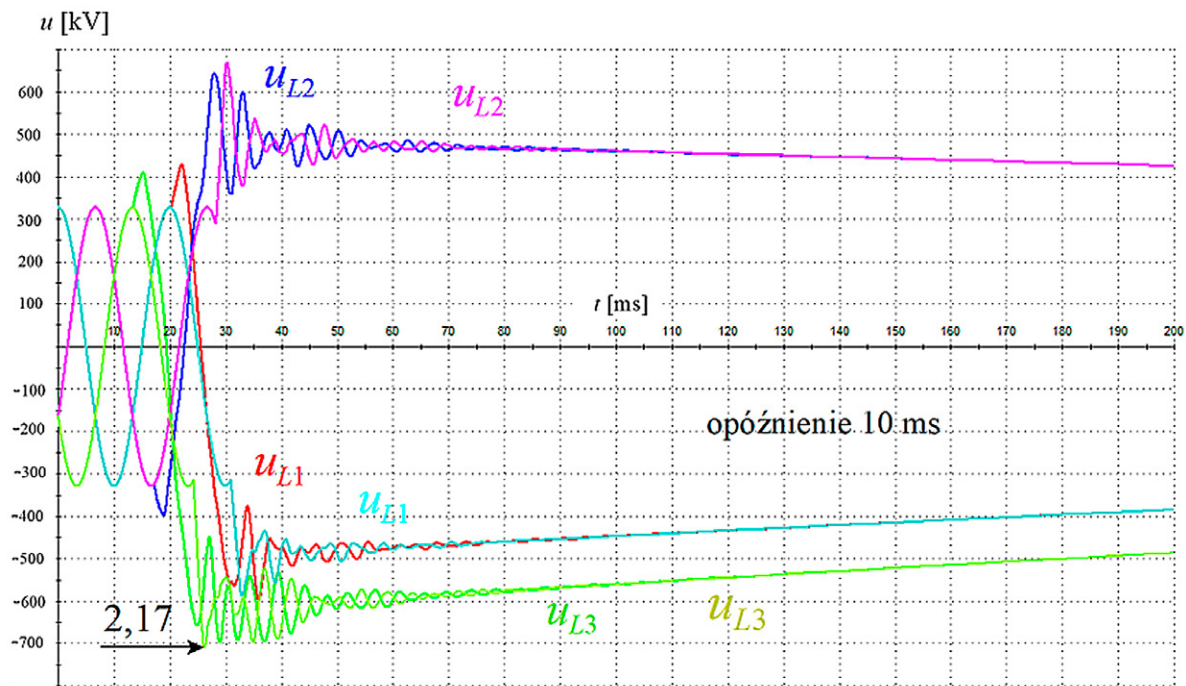
Rys.3. Przebiegi napięć po stronie pierwotnej przekładnika pojemnościowego, zainstalowanego na początku linii

przesyłowej 400 kV (rys. 3). Wartość szczytowa napięcia w linii może osiągnąć 1,65-krotną amplitudę napięcia w stanie ustalonym $= 326,6 \text{ kV}(\sqrt{2} \cdot 400/\sqrt{3})$, czyli prawie 539 kV.

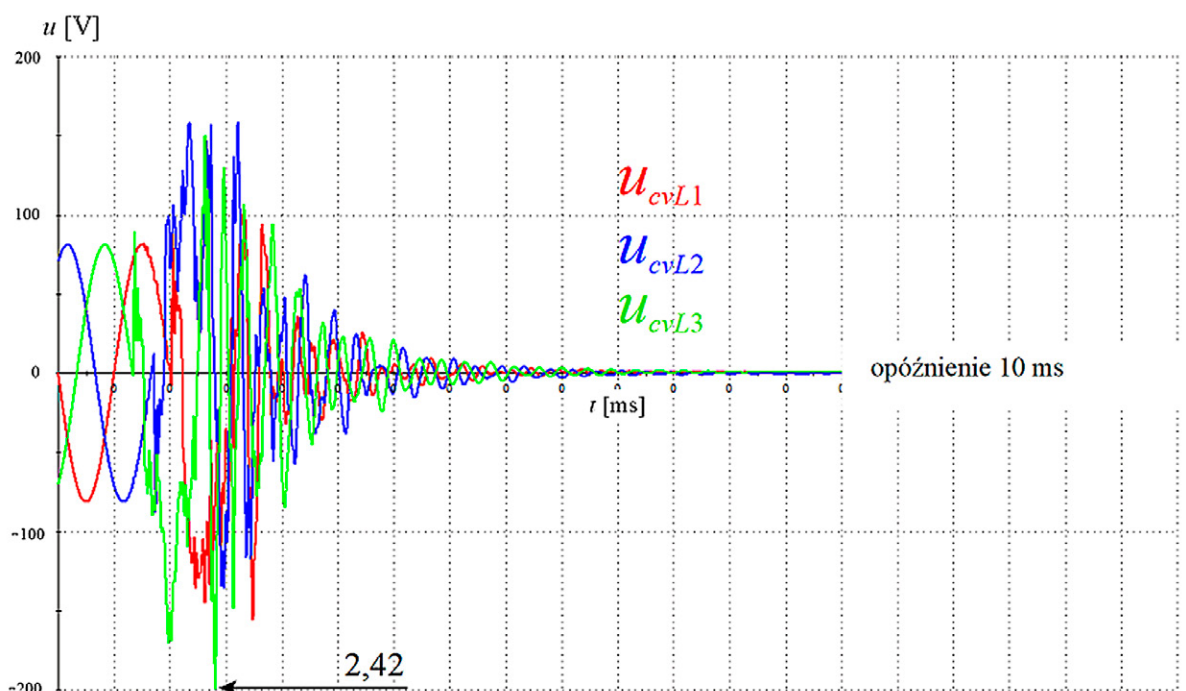
Składowe swobodne, występujące podczas elektromagnetycznych stanów przejściowych, są szczególnie ważne dla ultraszybkich układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i zakłóceń oraz właściwego doboru aparatury i urządzeń wysokonapięciowych. Znajomość zjawisk związanych

z przebiegami łączeniowymi wymaga znajomości amplitudy, częstotliwości i tłumienia składowych swobodnych wyższych częstotliwości, które w istotny sposób wpływają na możliwość występowania przebiegów w układach przesyłowych. Analiza badań symulacyjnych wykazała ogromną liczbę czynników wpływających na współczynniki przebiegów.

Maksymalne amplitudy składowych swobodnych występują w fazie, której napięcie w momencie wyłączania osiąga wartość



Rys. 4. Przebiegi napięć po stronie pierwotnej przekładnika pojemnościowego, zainstalowanego na początku linii, przy opóźnieniu wyłączenia drugiego systemu wynoszącym 10 ms



Rys. 5. Przebiegi napięć po stronie wtórnej przekładnika pojemnościowego, zainstalowanego na początku linii, przy opóźnieniu wyłączenia drugiego systemu wynoszącym 10 ms

maksymalną. Z krańcowo odmiennych warunków występowania maksymalnych wartości przejściowych napięć wynika, że praktycznie zawsze podczas zakłóceń pojawiają się składowe swobodne o zróżnicowanych amplitudach i czasach tłumienia. Uwzględnienie zjawiska nakładania się składowych swobodnych podczas zakłóceń niejednoczesnych powoduje wzrost wartości szczytowych oraz czasów tłumienia w stosunku do wartości obliczonych dla zakłóceń jednoczesnych. Niejednoczesność zakłóceń łączeniowych powoduje znaczny wzrost współczynników przebiegów w stosunku do maksymalnie występujących podczas zakłóceń jednoczesnych.

Na rys. 4–5 przedstawiono przebiegi przejściowe po stronie pierwotnej oraz wtórnej przekładników pojemnościowych, zainstalowanych na początku linii, podczas wyłączania niejednoczesnego w linii przesyłowej.

W przebiegach trwałych oraz dorywczych stosuje się tzw. znamionowy współczynnik napięciowy. Zgodnie ze standardami PSE-Operator [6] dla przekładników napięciowych 400 kV współczynnik ten wynosi (dla ciągłego oraz 30-sekundowego trybu pracy) odpowiednio 1,2 oraz 1,5 [7].

Współczynniki przebiegów otrzymane podczas niejednoczesnego wyłączania znacznie przekraczają te wartości. Występujące przebiegi mają charakter przejściowy, jednak powtarzalność tego zjawiska może stanowić zagrożenie dla aparatury pierwotnej. Wśród innych czynników wpływających na wartości współczynników przebiegów, niezależnych od uwzględnienia niejednoczesności zakłóceń, należy wyróżnić strukturę układu i parametry linii przesyłowych, ale także układów zasilających [5].

Wzrost współczynników przebiegów występuje dla bardzo szerokiego zakresu opóźnień wyłączania faz, ale także dla różnych kombinacji zakłóceń niejednoczesnych. Nakładające się składowe swobodne powodują zniekształcenie przebiegu napięciowego, którego wartość szczytowa jest zależna od ogromnej liczby parametrów oraz warunków panujących w układzie podczas zakłócenia.

5. Wnioski końcowe

Składowe swobodne wyższej częstotliwości, zanikające stosunkowo szybko, mają istotny wpływ na wartości szczytowe napięć chwilowych po obu stronach przekładników napięciowych pojemnościowych. Podczas stanu zakłócenia po stronie pierwotnej przekładnika pojemnościowego energia zmagazynowana w pojemnościach oraz indukcyjnościach powoduje powstanie oscylacji przejściowych po jego stronie wtórnej. Przebiegi przejściowe stanowią kombinację oscylacji sygnałów niskiej częstotliwości (2–15 Hz) oraz sygnałów oscylacyjnych wysokiej częstotliwości (900–4000 Hz). Nakładanie się składowych swobodnych, powstałych po stronie pierwotnej przekładnika, oraz oscylacji własnych może spowodować zafałszowanie sygnałów odwzorowywanych po stronie wtórnej. Dotyczy to przede wszystkim składowych swobodnych wyższej częstotliwości, decydujących o amplitudzie wywołanych przebiegów.

Najgroźniejsze przebiegi na linii występują podczas wyłączeń niejednoczesnych linii nieobciążonej. Wyniki przeprowadzonych badań symulacyjnych dla wybranej linii pokazują, że maksymalne

współczynniki przebiegów podczas wyłączania linii nieobciążonej mogą osiągać wartość od 1,5 do 2,5-krotnej wartości szczytowej napięcia chwilowego w stanie ustalonym. Dodatkowym czynnikiem wpływającym na wartości szczytowe oraz zanikanie składowych może być możliwość pojawienia się zjawiska chaosu ferorezonansowego.

BIBLIOGRAFIA

1. Marti J.R., Accurate modelling of frequency-dependent lines in electromagnetic transient simulations, *IEEE Trans. PAS-101* 1982, s. 147–157.
2. MicroTran, Transients Analysis Program for Personal Computers, MicroTran Power System Analysis Corporation, Published, Vancouver, B.C., Canada, June, 1991.
3. Sowa P., Search of Optimum Equivalent Representation for Transient Investigations during non-Simultaneous Faults, Proceedings of the IASTED, Int. Conference Modeling and Simulation, Pittsburgh, USA, 1998, IASTED/ACTA Press, s. 466–470.
4. Kulicke B., Simulationsprogram Netomac: Differenzenleitwertverfahren bei kontinuierlichen und diskontinuierlichen Systemen, *Siemens Forschungs- und Entwicklungsberichte* 1981, Vol. 10, nr. 5, s. 299–302.
5. Analiza możliwości wystąpienia zjawiska ferorezonansu na linii 400 kV Tucznowa – Rzeszów po wymianie przekładników na indukcyjne typu SVS 420, praca wykonana na zlecenie PSE Południe SA, Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechnika Śląska, Gliwice 2013.
6. Przekładniki napięciowe 400 kV, 220 kV, 110 kV indukcyjne i pojemnościowe, Departament Eksploatacji, PSE SA, 2014
7. PSE jako operator systemu przesyłowego, Polskie Sieci Elektroenergetyczne 2018 [online], <http://raport.pse.pl/pl/pse#pse-jako-operator-systemu-przesylowego> [dostęp: 9.05.2019].

Overvoltages occurring in Switching States in Transmission Line Cooperating With a Local Subsystem

Keywords

overvoltages, switching states, transient states, local subsystems

Abstract

In the paper the overvoltages occurring during switching states in the line cooperating with a local subsystem were investigated. Overvoltages appearing in the line connected to the local subsystem during switching operations, were analyzed, forced by the change of network operation conditions. Electromagnetic transients in the unloaded line were tested after its sudden disconnection from the power supply. In the research, particular attention was paid to the conditions of switching off the line (moment and non-simultaneous disconnection), the influence of surge protection devices, the type of voltage transformer and the short-circuit power of the power subsystems.

KONTAKT

Daria Macha

Politechnika Śląska, Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów

tel.: +48 694 704 185

e-mail: daria.macha@polsl.pl

Paweł Sowa

Politechnika Śląska, Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów

tel.: +48 608 574 638

e-mail: pawel.sowa@polsl.pl

Badania i analiza zwarć doziemnych w sieci średniego napięcia innowy Stoen Operator dla doboru rezystora uziemiającego

Autorzy

Wiesław Nowak
Waldemar Szpyra
Rafał Tarko
Marek Witkowski

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

zwarcia doziemne, rezystor uziemiający, zagrożenie porażeniowe, przepięcia ziemnozwarciowe

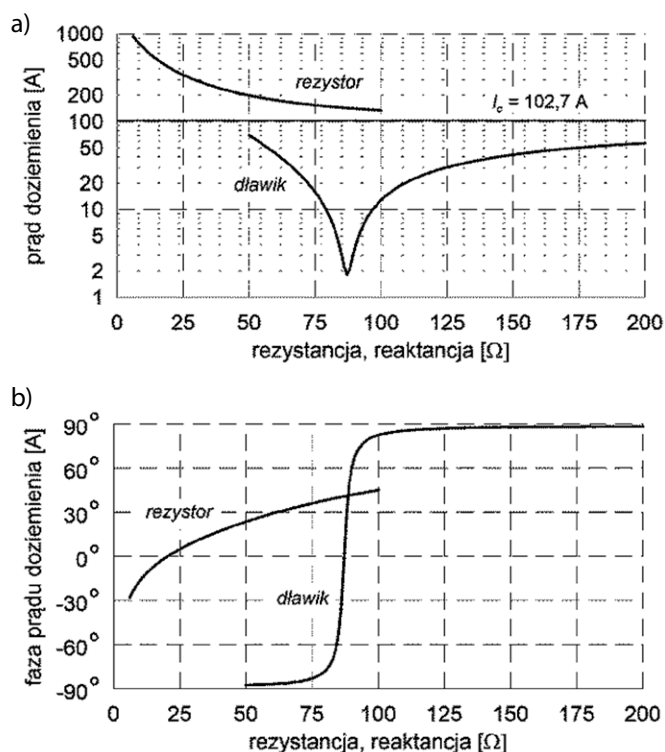
Streszczenie

Przedmiotem artykułu jest analiza doboru parametrów zespołów uziemiających, którą przeprowadzono dla wybranych obszarów sieci 15 kV eksploatowanej przez innowy Stoen Operator. Omówiono wybrane zagadnienia problematyki ziemnozwarciowej w sieciach z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor, takie jak: zagrożenie porażeniowe, warunki działania zabezpieczeń ziemnozwarciowych oraz przepięcia. Przedstawiono wyniki obliczeń uzyskanych za pomocą opracowanych modeli komputerowych, których celem były: analiza zagrożenia porażeniowego, działania ziemnozwarciowej automatyki zabezpieczeniowej oraz przepięć ziemnozwarciowych. Przeprowadzone pomiary i symulacje pozwoliły na sformułowanie wniosków i rekomendacji odnośnie wymaganych parametrów zespołów uziemiających oraz nastaw automatyki zabezpieczeniowej w stacjach zasilających.

1. Wprowadzenie

Wybór sposobu połączenia z ziemią punktu neutralnego sieci elektroenergetycznych średnich napięć należy do stale aktualnych problemów elektroenergetyki [1]. Wynika to przede wszystkim z wielu możliwych aspektów oceny sposobu połączenia punktu neutralnego w danej sieci, wśród których do najistotniejszych należą: możliwość wystąpienia zagrożenia porażeniowego, niezawodność działania zabezpieczeń ziemnozwarciowych oraz poziom przepięć ziemnozwarciowych. W polskich sieciach średnich napięć stosowane są trzy podstawowe sposoby pracy punktu neutralnego sieci: izolowany, uziemiony przez dławik kompensacyjny oraz uziemiony przez rezystor.

Istotą kompensacji jest zmniejszanie wartości prądu doziemienia w stopniu umożliwiającym samoczynne gaśnięcie palącego się w powietrzu łuku elektrycznego w miejscu doziemienia. Ten sposób połączenia punktu neutralnego jest więc zalecany dla sieci czysto napowietrznych oraz dla sieci napowietrzno-kablowych. Istotą połączenia punktu neutralnego sieci przez rezystor polega na zwiększaniu prądu doziemienia w takim stopniu, aby przy doziemieniach bezporowych w rozdzielniach średniego napięcia prąd ten nie przekroczył wartości 500 A. Ten sposób pracy jest szczególnie korzystny w sieciach kablowych. Ilustruje to rys. 1, na którym przedstawiono zależności prądu doziemienia od reaktancji dławika kompensacyjnego i rezystancji



Rys. 1. Zależność wartości prądu doziemienia (a) oraz fazy prądu doziemienia (b) od rezystancji rezystora uziemiającego i reaktancji dławika kompensacyjnego

rezystora uziemiającego, wyznaczone dla przykładowej sieci 15 kV o prądzie pojemnościowym ok. 100 A.

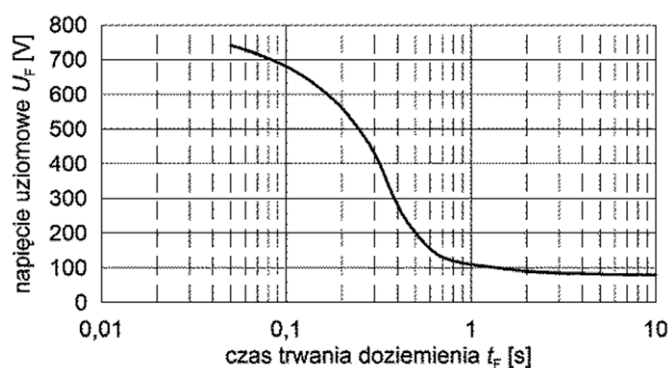
2. Problematyka ziemnozwarciowa w sieciach z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor

2.1. Zagrożenie porażeniowe

Stopień zagrożenia porażeniowego zależy od czasu trwania oraz miejsca doziemienia i odmiennie kształtuje się na terenach stacji 110 kV/SN oraz w głębi sieci SN. Na terenie stacji WN/SN zagrożenie porażeniowe, występujące podczas zwarcia w rozdzielni SN, jest wielokrotnie mniejsze od zagrożenia występującego podczas zwarcia w rozdzielni WN. Natomiast w głębi sieci zagrożenie należy rozpatrywać oddzielnie dla stacji SN/nn oraz dla linii SN. Spływająca do uziomów stacji SN/nn oraz uziomów słupów część prądu doziemienia jest przyczyną powstawania napięć uziomowych, których wartości określają stopień zagrożenia porażeniowego w danym miejscu sieci. Ponieważ wartości napięć uziomowych zależą również od wartości rezystancji rezystora uziemiającego, determinują one możliwość akceptacji takiego sposobu połączenia z ziemią punktu neutralnego.

Uziemienia w stacjach SN/nn najczęściej wykonywane są jako wspólne dla urządzeń wysokiego napięcia i sieci niskiego napięcia. Wystąpienie doziemienia po stronie SN stacji skutkuje przeniesieniem się napięcia uziomowego do sieci niskiego napięcia, a w konsekwencji wystąpieniem również w niej zagrożenia porażeniowego [1, 2]. W takim przypadku sprawdzeniu powinny podlegać wymagania stawiane urządzeniom wysoko- i niskonapięciowym. Aby nie występowało zagrożenie porażeniowe, napięcie uziomowe nie powinno przekraczać wartości przedstawionych na rys. 2.

Oceny zagrożenia porażeniowego w stacji, w której uziemienia ochronne urządzeń wysokiego napięcia i uziemienia robocze urządzeń niskiego napięcia nie są połączone, oraz oceny ochrony przeciwporażeniowej w liniach elektroenergetycznych wysokiego napięcia dokonuje się, porównując spodziewane napięcia dotykowe z określonymi w normach wartościami dopuszczalnymi.



Rys. 2. Największe dopuszczalne napięcia uziomowe U_F w zależności od czasu trwania doziemienia t_F [3].

2.2. Warunki działania zabezpieczeń

Specyfika pracy punktu neutralnego sieci SN powoduje, że mała wartość prądu doziemienia implikuje istotne trudności w realizacji skutecznych zabezpieczeń ziemnozwarciowych. Większość doziemień w liniach napowietrznych to zwarcia oporowe poprzez rezystancje o wartościach dochodzących nawet do kilku kiloomów [4]. Duże wartości rezystancji przejścia mogą spowodować, że sygnały pomiarowe podawane do zabezpieczeń będą miały wartości zbliżone do poziomu wynikającego z naturalnej asymetrii linii oraz uchybów pomiarowych prądu składowej symetrycznej zerowej doziemionej linii. W tych warunkach zapewnienie właściwej skuteczności działania zabezpieczeń może być trudne lub wręcz niemożliwe [2].

W sieciach z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor zapewnienie skutecznego i selektywnego działania zabezpieczeń nadprądowych jest względnie łatwe. Składowa czynna prądu przepływa tylko w doziemionej linii, a w pozostałych liniach przyłączonych do tych samych szyn w rozdzielni płyną tylko ich własne prądy pojemnościowe. Selektywność działania zabezpieczenia nadprądowego można więc uzyskać, nastawiając jego prąd rozruchowy na wartość większą od własnego prądu pojemnościowego linii. Możliwość zastosowania zabezpieczenia określa nierówność [4, 5]:

$$3I_{0L}k_b + I_u \leq I_{rp} \leq \frac{3I_{0d} - I_u}{k_c} \quad (1)$$

gdzie: I_{rp} – próg rozruchowy zabezpieczenia; I_{0d} – prąd zerowy płynący w doziemionej linii; I_{0L} – prąd zerowy płynący w analizowanej linii podczas doziemienia w innych liniach, zasilanej z tej samej sekcji rozdzielni; k_b – współczynnik bezpieczeństwa (wg [5] $k_b = 2$ dla zabezpieczenia zwłocznego oraz $k_b = 4$ dla zabezpieczenia bezzwłocznego); k_c – współczynnik czułości (wg [5] $k_c = 1,5-2$); I_u – prąd uchybowy.

W zabezpieczeniach ziemnozwarciowych stosowane jest również kryterium nadnapięciowe, wykorzystujące napięcie zerowe jako wartość kryterialną. Kryterium to stosowane indywidualnie z zasady nie może zapewnić selektywności działania zabezpieczeń. Jego zastosowanie ogranicza się tylko do sygnalizacji doziemienia albo jako kryterium rozruchowe w zabezpieczeniach kierunkowych.

Sygnały wejściowe zabezpieczeń $3U_0$ i $3I_0$ zależą od rezystancji przejścia R_F w miejscu zwarcia. Większym wartościom rezystancji przejścia odpowiadają mniejsze wartości sygnałów $3U_0$ i $3I_0$. W tych warunkach lepsze właściwości mogą mieć zabezpieczenia ziemnozwarciowe admitancyjne, wykorzystujące jako kryterium wzrost, w warunkach doziemienia, modułu mierzonej admitancji zerowej lub jej części rzeczywistej (w zabezpieczeniach konduktancyjnych) albo części urojonej (w zabezpieczeniach susceptancyjnych) [6]. Charakterystyczną cechą jest, praktycznie stały i niezależny w szerokim zakresie wartości rezystancji R_F , stosunek sygnałów $3U_0$ i $3I_0$. Czułość działania tych zabezpieczeń jest więc ograniczona jedynie napięciowym progiem rozruchowym dla składowej zerowej.

2.3. Przepięcia ziemnozwarciowe

Wartości przepięć ziemnozwarciowych ustalonych w sieciach SN praktycznie nie zależą od sposobu pracy punktu neutralnego oraz wartości reaktancji dławika lub wartości rezystancji rezystora uziemiającego. Ich poziom, określony wartością współczynnika przepięć, nie przekracza wartości $k_p = 1,73$. W stanie nieustalonym przepięcia ziemnozwarciowe mają kształt tłumionych oscylacji nałożonych na składową harmoniczną o częstotliwości sieciowej.

3. Badania w sieci rzeczywistej

3.1. Charakterystyka sieci i zakres badań

Badania wykonano w sieciach zasilanych z trzech stacji 110 kV/15 kV, oznaczonych jako: RPZ A, RPZ B oraz RPZ C, w których punkt neutralny jest połączony z ziemią przez rezystor. Sieci zasilane z RPZ A oraz RPZ B są to sieci kablowo-napowietrzne, natomiast sieć zasilana z RPZ C jest siecią kablową. W sieci kablowej występuje duża różnorodność zarówno typów kabli, jak i przekrojów (zarówno kable 1-, jak i 3-żyłowe). W sieci napowietrznej dominują linie z przewodami AFL-6 o przekrojach 25–70 mm². Długości linii oraz liczbę stacji SN/nN zasilanych z poszczególnych RPZ zestawiono w tab. 1.

Badania obejmowały:

- opracowanie modeli cyfrowych poszczególnych linii w programie ATP-EMTP
- wykonanie zwarć 1-fazowych w rozdzielniach 15 kV i w wybranych stacjach SN/nN w głębi sieci
- obliczenia wartości prądów $3I_0$, I_{Ru} i napięć $3U_0$
- obliczenia wartości przepięć przejściowych (w stanie nieustalonym) oraz wartości skutecznych przepięć ustalonych.

Podczas zwarć rejestrowano przebiegi prądów $3I_0$ i I_{Ru} oraz napięć $3U_0$. Ze względów bezpieczeństwa układu pomiarowego i obsługi pomiary prądów i napięć wykonywane były w obwodach wtórnych przekładników prądowych i napięciowych. Przebiegi czasowe mierzonych wielkości rejestrowano za pomocą oscyloskopów cyfrowych. Przed wykonaniem prób zwarciowych obliczono spodziewane wartości prądów zwarciowych. Na podstawie zarejestrowanych przebiegów wyznaczono wartości skuteczne mierzonych wielkości. Celem pomiarów było zweryfikowanie opracowanych modeli cyfrowych analizowanych sieci oraz działania zabezpieczeń ziemnozwarciowych. Łącznie wykonano 18 prób zwarciowych w polach liniowych w RPZ oraz 10 prób w stacjach SN/nN. Ze względów logistycznych pomiary były wykonywane w rozdzielniach SN RPZ.

RPZ	Liczba zasilanych linii	Długość linii			Liczba stacji SN/nN
		kablowych	napowietrznych	razem	
	szt.	km	km	km	szt.
A	24	116,2	23,8	140,0	166
B	22	114,7	27,4	142,1	171
C	27	34,0	0,0	34,0	87
Razem	73	264,9	51,2	316,1	434

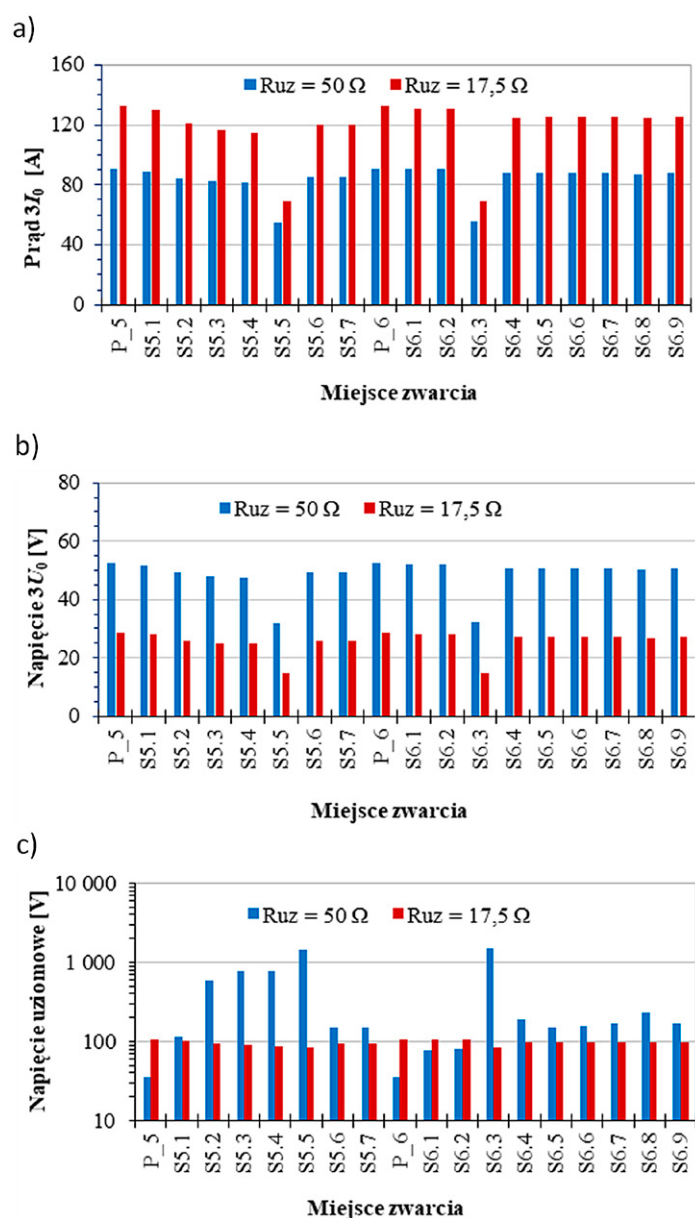
Tab. 1. Liczba i długości linii SN oraz liczba stacji SN/nN

3.2. Wyniki obliczeń i analiz

Obliczenia wartości prądów $3I_0$, I_{Ru} i napięć $3U_0$ wykonano w programie ATP-EMTP, przy założeniu, że zwarcia doziemne występują kolejno w polach liniowych rozdzielni 15 kV oraz we wszystkich stacjach 15/04 kV zasilanych z tych linii, dla założonych czterech wartości rezystancji rezystora uziemiającego: $R_{uz} = \{17,5; 24; 35; 50\} \Omega$ oraz indywidualnej rezystancji uziemienia każdej stacji SN/nN $R_{us} = 10 \Omega$.

Czas trwania zwarcia t_f , s	0,4	0,3	0,2
Napięcie uziomowe U_f , V	270	430	560

Tab. 2. Dopuszczalne napięcia uziomowe U_f w stacji SN/nN w zależności od czasu trwania doziemienia t_f [3]



Rys. 3. Zależności prądu $3I_0$, napięcia $3U_0$ oraz napięcia uziomowego od rezystancji rezystora uziemiającego i miejsca zwarcia. Oznaczenia: P_5 – zwarcie w rozdzielni SN w polu nr 5; S5.1 – zwarcie w stacji nr 1 zasilanej z linii zasilanej z pola nr 5

W zależności od rodzaju uziomu różne są wymagania dotyczące dopuszczalnych napięć uziomowych i dopuszczalnych napięć rażeniowych. Ich wartość zależy przede wszystkim od spodziewanego czasu trwania zwarcia doziemnego, wynikającego z czasu działania zabezpieczeń ziemnozwarciowych. W tab. 2 przedstawiono dopuszczalne napięcia uziomowe dla uziomów stacji SN/nN w sytuacji, gdy uziom ochronny sieci niskiego napięcia jest wspólny z uziomem stacji średniego napięcia. Jest to sytuacja najczęściej spotykana oraz dająca najniższe dopuszczalne napięcia uziomowe.

Czasy wyłączeń, wynoszące 0,3 s oraz 0,4 s, wynikają z obecnych nastaw czasów zwłoki 0,2 s w zabezpieczeniach konduktancyjnych oraz 0,3 s w zabezpieczeniach nadprądowych zerowych, przy założonych czasach własnych wyłączników 0,1 s. Natomiast skrócenie czasu zwłoki do 0,1 s skróciłoby czas wyłączenia zwarcia do 0,2 s, a w efekcie zwiększyło dopuszczalną wartość napięcia uziomowego do 560 V.

Na rys. 3 przedstawiono wybrane wyniki obliczeń wykonanych dla sekcji B rozdzielni SN w stacji B (dla linii zasilanych z pól P_5 i P_6 oraz wszystkich stacji SN/nN zasilanych z tych linii), dla dwóch wartości rezystancji rezystora uziemiającego.

Można zauważyć, że im większa wartość rezystancji rezystora uziemiającego, tym mniejsza wartość prądu $3I_0$ (rys. 3a), natomiast mniejszym wartościom rezystancji rezystora odpowiadają mniejsze wartości $3U_0$ (rys. 3b).

Wartość rezystora uziemiającego wpływa również na wartości napięć uziomowych – im większa wartość jego rezystancji, tym mniejsza wartość napięcia uziomowego pojawiającego się na uziomach stacji SN/nN (rys. 3c). Należy również zauważyć, że napięcia uziomowe są największe i przekraczają wartości dopuszczalne w stacjach zasilanych liniami napowietrznymi lub w stacjach, w których linia zasilająca ma w swoim ciągu nawet niewielki odcinek linii napowietrznej. Wynika to z braku ciągłości w powłokach kabli zasilających pomiędzy uziomem stacji zasilającej i stacji SN/nN.

Analiza napięć w stanach nieustalonych pozwoliła wyznaczyć największe chwilowe wartości napięć doziemnych występujące w fazach nieobjętych zwarciami. Poziomą przepięć bardzo słabo zależy od rezystancji rezystora uziemiającego R_{RU} . Zmianie R_{RU} w zakresie od 17,5 Ω do 50 Ω towarzyszy wzrost przepięć o ok. 10%.

Podczas zwarć w pobliżu stacji RPZ wartość przepięć ustalonych nie przekracza 16,97 kV (współczynnik zwarcia doziemnego $k_{zd} = 1,68$) i praktycznie nie zależy od rezystancji rezystora uziemiającego.

4. Podsumowanie

Właściwy dobór rezystora jest uwarunkowany spełnieniem wymagań wielu kryteriów, spośród których do najistotniejszych należą: zagrożenie porażeniowe, niezawodność działania zabezpieczeń ziemnozwarciowych oraz poziom przepięć ziemnozwarciowych.

Zaletami stosowania uziemienia punktu neutralnego sieci przez rezystor są: ograniczanie przepięć ziemnozwarciowych i ferorozonansowych, a przede wszystkim zwiększenie skuteczności działania ziemnozwarciowej automatyki zabezpieczeniowej.

Jednak jest to okupione wzrostem zagrożenia porażeniowego. Dotyczy to w szczególności sieci napowietrznej i kablowo-napowietrznej. Potwierdziła to przeprowadzona analiza, z której płyną następujące wnioski:

- Współczynnik przepięć ziemnozwarciowych w analizowanych obszarach sieci nie przekracza wartości 1,94.
- Stwierdzono wysoką skuteczność działania ziemnozwarciowej automatyki zabezpieczeniowej dla wszystkich rozpatrywanych wartości rezystancji rezystora uziemiającego.
- W sieci kablowej zasilanej z RPZ C oraz w czysto kablowych ciągach liniowych zasilanych z pozostałych RPZ poziom napięć uziomowych zapewnia skuteczną ochronę przeciwporażeniową. Warunek ten jest spełniony dla wszystkich analizowanych wartości rezystancji rezystora uziemiającego i przy założeniu rezystancji uziemień w stacjach SN/nN wynoszącej 10 Ω . Natomiast w ciągach zawierających odcinki linii napowietrznych napięcia uziomowe osiągają duże wartości. Poprawę tego stanu można uzyskać poprzez zapewnienie małych wartości rezystancji uziemienia stacji SN/nN oraz skrócenie czasów działania zabezpieczeń. Można również rozważyć zwiększenie rezystancji rezystora uziemiającego powyżej 50 Ω .

Na podstawie analizy otrzymanych wyników zarekomendowano dla sieci kablowo-napowietrznych stosowanie rezystorów uziemiających o rezystancji $R_{RU} = 35 \Omega$, przy jednoczesnym zmniejszeniu nastaw zabezpieczeń nadprądowych w wybranych polach do wartości 35 A oraz zmniejszeniu nastaw zabezpieczeń konduktancyjnych do wartości 3 mS. Natomiast dla sieci czysto kablowych zaproponowano stosowanie rezystorów uziemiających o rezystancji $R_{RU} = 24 \Omega$, bez zmiany nastaw zabezpieczeń, lub też rozważenie stosowania rezystorów uziemiających o rezystancji $R_{RU} = 35$, przy zmniejszeniu nastaw zabezpieczeń nadprądowych w wybranych polach do wartości 35 A oraz zmniejszeniu nastaw zabezpieczeń konduktancyjnych do wartości 3 mS.

BIBLIOGRAFIA

1. Hoppel W., Sieci średnich napięć. Automatyka zabezpieczeniowa i ochrona od porażen, Wydawnictwo Naukowe PWN, 2017.
2. Czapp S., Ocena stanu instalacji uziemiającej w stacjach elektroenergetycznych wysokiego napięcia, *INPE Informacje o Normach i Przepisach Elektrycznych. Miesięcznik Stowarzyszenia Elektryków Polskich* 2011, nr 145 (rok XVII), s. 3–38.
3. PN-HD 60364-4-442:2012. Instalacje elektryczne niskiego napięcia. Ochrona dla zapewnienia bezpieczeństwa. Ochrona instalacji niskiego napięcia przed przepięciami dorywczymi powstającymi wskutek zwarć doziemnych w układach po stronie wysokiego i niskiego napięcia (oryg.).
4. Bąchorek W. i in., Skuteczność działania zabezpieczeń ziemnozwarciowych w przypadku wysokooporowego zwarcia doziemnego w napowietrznej linii SN, V Konferencja „Elektroenergetyczne linie napowietrzne”, 15 maja 2012, Dźwirzyno, PTPIRE, s. 15-1–15-8.
5. Winkler W., Wiszniewski A., Automatyka zabezpieczeniowa w systemach elektroenergetycznych, wyd. 2, WNT, Warszawa 2017.

6. Lorenc J., Admitancyjne zabezpieczenia ziemnozwarciowe, Komitet Elektrotechniki PAN, Wydawnictwo Politechniki Poznańskiej, Poznań 2007.

Tests and Analysis of Earth Faults in the Medium Voltage Network of Innogy Stoen Operator for Selection of Earthing Resistor

Keywords

earth fault, earthing resistor, shock hazard, temporary overvoltage

Abstract

The article discusses the analysis aimed to select proper parameters of earthing sets. It was carried out for selected areas of the 15 kV network operated by the innogy Stoen Operator. The article discusses selected issues of earth fault problems in networks with a neutral point grounded by a resistor, such as shock hazard,

operating conditions of earth fault protections and overvoltages. Results of calculations obtained with use of computer models developed for analysis of shock hazard and earth fault overvoltages as well as operation of earth fault protection are presented. The measurements and simulations made it possible to formulate conclusions and recommendations regarding the required parameters of earthing units and settings of protection automatics in power substations. Among other things, high efficiency of the applied earth fault protection automatics for all considered values of earthing resistors has been confirmed. In the analyzed pure cable networks, the determined values of ground voltages confirmed effective protection against electric shock. This condition is fulfilled with all analyzed earthing resistors and assuming that the earth resistance of the MV/LV substations is equal to 10 Ω . However, in overhead line sections, the ground voltages can reach high values. Improvement of this state can be achieved by low earth resistance of MV/LV substations and reduction of protection operation times.

KONTAKT

Wiesław Nowak

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza, Katedra Elektrotechniki i Elektroenergetyki

tel.: +48 12 617 28 24

e-mail: wieslaw.nowak@agh.edu.pl

Waldemar Szpyra

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza, Katedra Elektrotechniki i Elektroenergetyki

tel.: +48 607 985 345

e-mail: wszpyra@agh.edu.pl

Rafał Tarko

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza, Katedra Elektrotechniki i Elektroenergetyki

tel.: +48 12 617 36 53

e-mail: rtarko@agh.edu.pl

Marek Witkowski

innogy Stoen Operator sp. z o.o.

tel.: +48 22 821 47 28

e-mail: marek.witkowski@innogy.com

Rynek energii elektrycznej i problemy ekonomiczne w elektroenergetyce

KONCEPCJA WYCENY KOSZTÓW ŚWIADCZENIA USŁUGI KOMPENSACJI MOCY BIERNEJ PRZEZ JEDNOSTKI WYTWÓRCZE Bogdan Czarnecki, Rafał Magulski	275
OPTIMALIZACJA PORTFELI CENOWYCH NA RYNKU SPOT ENERGII ELEKTRYCZNEJ Grażyna Zuzanna Dąbrowska-Kauf	280
ROLA ŹRÓDEŁ GENERACJI ROZPROSZONEJ W EKONOMICZNYM ASPEKCIE PRACY GENERATORA ENERGII ZASILANEGO PALIWEM Konrad Zuchora	285
OCENA WYBRANYCH ELEMENTÓW MECHANIZMU WSPARCIA PROSUMENTÓW Maciej Sołtysik, Joanna Wróbel	290
ANALIZA PROFILI ZUŻYCIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ ODBIORCÓW W SIECI NISKIEGO NAPIĘCIA Joachim Bargiel, Adrian Halinka, Marcin Niedopytański	295
DEFINICJA STREF CZASOWYCH WIELOSTREFOWEJ TARYFY DYNAMICZNEJ DLA ODBIORCÓW GRUPY TARYFOWEJ G12 Kinga Bojda, Piotr Saługa	300
ANALIZA OPŁACALNOŚCI WYKORZYSTANIA ŹRÓDEŁ REZERWOWYCH NA PODSTAWIE BADANIA RYNKOWYCH CEN ENERGII ELEKTRYCZNEJ Edmund Ciesielka, Paweł Dybowski, Jakub Wójcik, Zbigniew Hanzelka	305
MOŻLIWOŚCI ZWIĘKSZENIA WARTOŚCI RYNKOWEJ PRODUKCJI POPRZEZ OPTIMALIZACJĘ HARMONOGRAMÓW PRACY ELEKTROWNI WODNEJ NA NASTĘPNĄ DOBĘ Tomasz Pakulski	310

Koncepcja wyceny kosztów świadczenia usługi kompensacji mocy biernej przez jednostki wytwórcze

Autorzy

Bogdan Czarnecki
Rafał Magulski

[POWRÓT
DO SPISU TREŚCI](#)

Słowa kluczowe

regulacja napięcia i mocy biernej, usługi systemowe, koszty świadczenia usług, wymagane przychody

Streszczenie

Rozwój krajowej struktury wytwarzania energii oraz związanej z nią topologii sieci przesyłowej może skutkować w szczególnych przypadkach problemami z utrzymaniem wymaganych poziomów napięć i zwiększonym zapotrzebowaniem na regulację mocy biernej. Zapotrzebowanie na regulację mocy biernej ma charakter lokalny i wobec ograniczonej liczby potencjalnych dostawców kontraktacja usługi przez operatora systemu przesyłowego (OSP) na zasadach konkurencyjnych jest trudna do przeprowadzenia. Jednostki wytwórcze zlokalizowane w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) mają neodpłatny obowiązek zapewnienia zdolności do generacji mocy biernej w określonym przepisami zakresie. Płatną usługą jest grupowa regulacja napięcia i mocy biernej w systemie ARNE. Obecny katalog usług regulacyjnych nie przewiduje zachęt ekonomicznych do oferowania zwiększonego w stosunku do wymagań zakresu regulacji mocy biernej. Mając na uwadze powyższe względy, w artykule przedstawiono koncepcję wynagradzania za gotowość jednostek wytwórczych do udostępnienia szerszego zakresu regulacji mocy biernej, opartą na wycenie kosztów związanych z utrzymaniem i eksploatacją majątku produkcyjnego, zaangażowanego w świadczenie usługi.

1. Wstęp

Ograniczenia sieciowe występujące w KSE w znacznym stopniu warunkowane są rozkładem geograficznym przyłączonych jednostek wytwórczych oraz ich technologią wytwarzania. Większość konwencjonalnych elektrowni zawodowych jest zlokalizowana w centralnym lub południowym obszarze Polski, sieci przesyłowe NN rozbudowywane były w taki sposób, aby umożliwić transport energii w kierunku północnym i zasilić odbiorców w tej części kraju, relatywnie słabiej wyposażonej w infrastrukturę wytwórczą. Rozwój energetyki wiatrowej na obszarze północnej Polski wprowadził zmiany do powyższego schematu pracy sieci przesyłowej. W niesprzyjających generacji wiatrowej warunkach meteorologicznych i przy wysokim zapotrzebowaniu na moc odbiorców przepływ mocy odbywa się w kierunku z południa na północ. W okresach wysokiej generacji wiatrowej, której towarzyszy niskie zapotrzebowanie na moc odbiorców zlokalizowanych w północnej części kraju, produkcja energii z elektrowni wiatrowych jest w stanie pokryć lokalnie dużą część potrzeb tych odbiorców, co wpływa na zmniejszenie obciążenia w liniach 400 kV, łączących północny obszar sieci z częścią centralną. Słabo obciążone linie przesyłowe generują większą moc bierną, która nieskompensowana w odpowiednim stopniu może doprowadzić do nadmiernego wzrostu napięć w systemie przesyłowym, a w konsekwencji

również w systemach dystrybucyjnych. Na Pomorzu Środkowym i Zachodnim jest stosunkowo niewiele elektrowni systemowych mogących kompensować wzrost napięć na północy kraju (ESP Żarnowiec, ESP Żydowo, Dolna Odra), jednocześnie ze względu na ryzyko obniżenia niezawodności dostaw wyłączenie części tych linii traktowane jest jako ostateczność. Ograniczenia systemowe występują również w południowej części kraju, gdzie mniejsze zapotrzebowanie na moc z jednostek wytwórczych (przejęte przez farmy wiatrowe) skutkuje redukcją obciążenia linii przesyłowych i zwiększonym zapotrzebowaniem na regulację mocy biernej. Efektem jest zmniejszenie elastyczności w dysponowaniu jednostkami wytwórczymi i koniecznością utrzymania w ruchu niektórych bloków, np. w elektrowniach Jaworzno i Łagisza. Planowany rozwój morskiej energetyki wiatrowej w wyłącznej strefie ekonomicznej Bałtyku (8–10 GW) będzie pociągał za sobą dalszą rozbudowę sieci w części lądowej i może zwiększyć problemy z bilansowaniem mocy biernej w KSE [3]. Zgodnie z rozporządzeniem Komisji Europejskiej [1] OSP monitoruje poziom i lokalizację usług systemowych, zapewniających bezpieczeństwo pracy systemu. W zakresie usług regulacji mocy biernej OSP jest odpowiedzialny za planowanie, uruchamianie i zarządzanie procesem ich zamawiania. W tym celu ma on możliwość wykorzystać wszystkie dostępne, technicznie możliwe i efektywne kosztowo środki, zapewniające pozyskanie

niezbędnego poziomu usług regulacyjnych. Jeśli poziom rezerwy w regulacji mocy biernej nie jest wystarczający, OSP ma obowiązek zaplanować i wdrożyć działania zaradcze.

Wyzwania związane z regulacją mocy biernej w KSE i utrzymaniem poziomów napięć w dopuszczalnych zakresach mogą w przyszłości powodować zwiększone zapotrzebowanie na wykorzystanie zasobów regulacyjnych, zaś dotychczas stosowane zasady ich pozyskiwania mogą się okazać niewystarczająco efektywne. Przesłanki te przemawiają za rozważeniem zasadności wprowadzenia płatnej usługi regulacji napięcia i mocy biernej w rozszerzonym w stosunku do obligatoryjnych wymogów zakresie.

2. Regulacja napięcia i mocy biernej w KSE

Bezpieczeństwo i jakość dostaw energii wymaga m.in. utrzymania poziomu napięcia w każdym z węzłów sieci przesyłowej i dystrybucyjnej w określonych przedziałach. Obecnie za regulację napięć w sieci najwyższych napięć odpowiadają przede wszystkim generatory systemowe. OSP wymaga w instrukcji [2], aby jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej nie mniejszej niż 50 MW były wyposażone w regulator napięcia zdolny do współpracy z automatycznymi układami regulacji napięć w węzłach wytwórczych (ARNE). Ponadto jednostki te przy obciążeniu mocą osiągalną powinny posiadać zdolność do generacji mocy biernej przy znamionowym współczynniku mocy $\cos \varphi = 0,85$ (o charakterze indukcyjnym) i poboru mocy biernej przy współczynniku mocy $\cos \varphi = 0,95$ (o charakterze pojemnościowym), mierzonych na napięciu generatorowym. W pracy z mocą czynną poniżej znamionowej powinny one być w stanie dostarczyć całą dostępną moc bierną, zgodnie z wykresem kołowym generatora. Wymóg gotowości do współpracy z nadrzędnym układem regulacji dotyczy również farm wiatrowych (FW). W trybie interwencyjnym FW powinny być gotowe do zdalnego sterowania i regulacji w pełnym zakresie dopuszczalnych obciążeń mocą bierną. W punkcie przyłączenia farmy wiatrowej wymagany jest dla mocy osiągalnej współczynnik mocy w zakresie $\cos \varphi = \pm 0,95$. Przy obciążeniu mocą czynną poniżej mocy osiągalnej do regulacji powinna być przeznaczona cała dostępna moc bierna w zakresie poza $\cos \varphi = \pm 0,95$, zgodnie z możliwościami technicznymi FW.

Układy ARNE są wykorzystywane do regulacji napięcia po stronie wysokiego napięcia transformatora blokowego, przy wykorzystaniu zakresu generacji mocy biernej generatorów przyłączonych do tej rozdzielni systemowej. Wartości napięć zadanych dla układów ARNE są określane centralnie przez OSP na podstawie aktualnego rozkładu obciążeń w sieci 110 kV. Zdolność do udziału w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej (utrzymanie sprawnego układu ARNE) oraz udział w regulacji są obligatoryjnym wymogiem dla jednostek wytwórczych uczestniczących na rynku bilansującym w sposób aktywny. Przedmiotem zakupu przez OSP jest wyłącznie udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej, polegający na pracy jednostki z załączonym na polecenie operatora poprawnie działającym układem ARNE. Zakres regulacji mocy biernej dla każdej jednostki wytwórczej określa wytwórca w uzgodnieniu z OSP. Polecenie załączenia układu ARNE jest wydawane przez OSP w procesie planowania

bieżącego planu koordynacyjnego dobowego (BPKD). Cena za udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej jest określona w umowie przesyłania lub przyjmowana jako maksymalna cena obowiązująca w danym okresie rozliczeniowym. Stawki godzinowe za usługę kalkulowane są na podstawie kosztów eksploatacyjnych układów ARNE. Płatność za udział w regulacji jest określana na podstawie ceny oraz czasu pracy z załączonymi i poprawnie działającymi układami regulacji.

3. Regulacja napięcia i mocy biernej w krajach europejskich oraz USA

W europejskich systemach elektroenergetycznych można zaobserwować zróżnicowane podejście do kwestii obligatoryjności gotowości oraz świadczenia regulacji mocy biernej i napięcia przez jednostki wytwórcze oraz płatności za tę usługę [6]. W niemal wszystkich krajach europejskich obowiązujące kodeksy sieciowe nakładają na jednostki wytwórcze obowiązek zapewnienia zdolności do regulacji mocy biernej w wymaganym zakresie. W części krajów obligatoryjne jest również świadczenie regulacji w sposób nieodpłatny. System taki obowiązuje m.in. we Włoszech, Hiszpanii i Szwecji. W wielu krajach (np. we Francji i Norwegii) obowiązkowe świadczenie tej usługi na rzecz OSP podlega wynagrodzeniu w pełnym bądź częściowym zakresie (zależnie od typu regulacji). Niektórzy europejcy OSP nie nakładają na wytwórców obowiązku uczestnictwa w regulacji mocy biernej, niezbędne zasoby regulacyjne są pozyskiwane przez operatora na organizowanych aukcjach bądź poprzez indywidualne negocjacje z dostawcami (Belgia, Holandia). Część operatorów określa minimalny wymagany zakres regulacji, świadczony obowiązkowo i bezpłatnie, zaś zakres rozszerzony stanowi usługę płatną. W tab. 1 zaprezentowano charakterystykę usługi regulacji napięcia i mocy biernej w systemach elektroenergetycznych krajów europejskich ze względu na obowiązek świadczenia przez jednostki wytwórcze oraz odpłatność.

Dodatkowo funkcjonują zróżnicowane systemy wyceny usługi. W części krajów obowiązują ceny regulowane, zaś w pozostałych krajach stosowane są ceny wyznaczone na podstawie złożonych przez dostawców ofert lub w drodze dwustronnych negocjacji. W tab. 2 zestawiono charakterystykę usługi regulacji napięcia

Obowiązek świadczenia	
Brak	Belgia, Czechy, Holandia
Tak	Austria, Estonia, Finlandia, Grecja, Litwa, Łotwa, Norwegia, Portugalia, Serbia, Szwajcaria, Włochy
Ograniczony	Chorwacja, Hiszpania, Francja, Niemcy, Słowacja, Słowenia, Szwecja, Dania, Węgry
Płatność	
Brak	Bośnia i Hercegowina, Finlandia, Grecja, Hiszpania, Łotwa, Portugalia, Szwecja, Włochy
Tak	Belgia, Czechy, Norwegia, Serbia, Słowacja, Słowenia, Szwajcaria, Węgry
Częściowa	Austria, Chorwacja, Dania, Estonia, Francja, Holandia, Litwa, Niemcy, Wielka Brytania

Tab. 1. Obowiązek świadczenia oraz płatność za usługę regulacji napięcia i mocy biernej w systemach elektroenergetycznych krajów europejskich

Sposób wyceny	
Brak	Bośnia i Hercegowina, Estonia, Finlandia, Grecja, Łotwa, Portugalia, Szwecja, Włochy
Cena regulowana	Austria, Francja, Hiszpania, Litwa, Norwegia, Serbia, Słowacja, Szwajcaria
Cena ofertowa/negocjowana	Czechy, Holandia, Niemcy, Słowenia, Węgry, Wielka Brytania
System mieszany	Belgia, Chorwacja, Dania

Tab. 2. Sposób wyceny usługi regulacji napięcia i mocy biernej w systemach elektroenergetycznych krajów europejskich

i mocy biernej w systemach elektroenergetycznych krajów europejskich ze względu na sposób dokonywania jej wyceny.

Przykładem kraju, w którym regulacja mocy biernej i napięcia stanowi nieobowiązkową płatną usługę świadczoną przez wytwórców na rzecz OSP (Elia) jest Belgia. Zgodnie z zapisami Kodeksu Sieciowego do obowiązków OSP należy regulacja napięcia w zarządzanym przez niego systemie. Kodeks określa również procedurę zakupu i wymagania wobec postanowień umowy, które OSP musi przestrzegać, aby zrealizować zakup usług regulacji napięcia. Chcąc zapewnić dostępność odpowiedniego zakresu regulacji mocy biernej na potrzeby regulacji napięcia, OSP ogłasza zaproszenia do składania ofert na świadczenie usługi. Kodeks wymaga, aby każda jednostka wytwórcza o mocy nominalnej nie mniejszej niż 25 MW była zdolna do automatycznej regulacji mocy biernej (regulacji pierwotnej). Umowy na świadczenie regulacji napięcia są podpisywane na okres nie krótszy niż rok i określają kwotę należną za świadczenie usługi, wypłacaną przez OSP. OSP płaci wytwórcom za zarezerwowany zakres regulacji, poziom wynagrodzenia zależy od ustalonej jednostkowej ceny, zakontraktowanego wolumenu MVar oraz czasu prowadzenia regulacji. OSP sprawdza, czy jednostka wytwórcza jest w ruchu i ma możliwość generacji mocy biernej. Jeśli odbiór lub dostawa mocy biernej na polecenie OSP (centralna regulacja) lub zmierzona (regulacja pierwotna) wykracza poza zakres określony w umowie, płatność dokonywana jest na podstawie zmierzonej ilości energii biernej. Centralna regulacja napięcia aktywowana jest przez OSP po otrzymaniu sygnału z centrum dyspozycyjnego OSP. Do realizacji zcentralizowanej regulacji wykorzystywane są zakresy mocy biernej zdefiniowane w umowie z wytwórcą. Proces regulacji odbywa się poprzez zmianę poleceń wydawanych jednostce wytwórczej. OSP wydaje instrukcje aktywacji dolnego lub górnego poziomu w zdefiniowanym zakresie, może też polecić generację mocy biernej spoza zakresu, o ile nie zagraża to bezpieczeństwu pracy jednostki wytwórczej.

Brytyjski operator systemu przesyłowego (ESO) wprowadził możliwość świadczenia na zasadach rynkowych regulacji mocy biernej w rozszerzonym zakresie w stosunku do obowiązujących wymagań minimalnych (ang. *Enhanced Reactive Power Service* – ERPS). Usługę mogą świadczyć jednostki wytwórcze lub instalacje odbiorcze będące w stanie dostarczyć lub odebrać moc bierną niezależnie od miejsca przyłączenia. Zdolności regulacyjne jednostki wytwórczej, świadczącej usługę ERPS,

muszą być większe od minimalnego wymaganego zakresu regulacji, wynikającego z obowiązującego kodeksu sieciowego. Świadczenie usługi jest możliwe po zaakceptowaniu oferty na aukcji i zawarciu odpowiedniej umowy. Jednostka wytwórcza jest wówczas zobowiązana do udostępnienia w ciągu 2 minut oferowanego zakresu regulacji (MVar). Aukcje, w których wytwórcy mogą składać oferty na świadczenie usługi ERPS, są przeprowadzane co 6 miesięcy. Wytwórca określa w ofercie ceny za:

- gotowość do udostępnienia zakresu regulacji (GBP/MVar/h)
- aktywację zakresu regulacji (GBP/MVar/h)
- energię bierną dostarczoną/odebraną (GBP/MVarh).

Jeśli oferta wytwórcy pozytywnie przejdzie procedurę oceny, zgodnie z określonymi kryteriami podpisywana jest umowa na świadczenie usługi. Kryteria oceny obejmują m.in. opłacalność ekonomiczną (cena ofertowa w porównaniu z ceną referencyjną), wielkość oferowanego potencjału regulacyjnego w porównaniu z alternatywnymi zasobami będącymi w dyspozycji OSP. Ze względu na to, że wyniki przeprowadzanych dotychczas aukcji nie wypełniały w oczekiwanym stopniu potrzeb operatora, planowane jest przeprowadzenie zmian w warunkach świadczenia usługi. Celem tych zmian będzie stworzenie silniejszych zachęt do oferowania zasobów regulacyjnych w obszarach sieci, w których operator rejestruje zwiększone zapotrzebowanie.

Wśród OSP działających na terenie USA również występuje zróżnicowane podejście w kwestii obligatoryjności oraz zakresu odpłatności za regulację mocy biernej realizowaną przez wytwórców. Krajowy organ regulacyjny (ang. *Federal Energy Regulatory Commission* – FERC) przyjął stanowisko, że jednostki wytwórcze powinny otrzymywać płatność, jeśli dostawa lub pobór mocy biernej wpływa na zmniejszenie osiągalnej mocy czynnej, zaś praca w obligacyjnym zakresie współczynnika mocy może nie podlegać gratyfikacji. Stąd część operatorów systemów przesyłowych (m.in. PacifiCorp, Alabama Power, Arizona Public Service) nie płaci za regulację mocy biernej przy współczynniku mocy w ustalonych granicach, uznając, że jest to wymóg obligacyjny. Inni operatorzy (np. ISO-NE, PJM, MISO) dokonują płatności na podstawie kosztów utrzymania zdolności do regulacji, aby zrefundować wytwórcom koszty poniesione w wyniku świadczenia usług i stworzyć zachęty finansowe do pracy regulacyjnej zgodnej z oczekiwaniami OSP. Od wytwórców, którzy otrzymują płatność za regulację mocy biernej, FERC wymaga, aby rozliczenia były dokonywane na podstawie udokumentowanych kosztów świadczenia usługi, wyznaczonych zgodnie z zatwierdzoną metodyką, opracowaną przez American Electric Power Corp. (AEP). AEP określił podzespoły jednostki wytwórczej związane z generacją mocy biernej. Ponieważ elementy te wytwarzają zarówno moc czynną, jak i bierną, w celu rozdzielenia strumieni wymaganych przychodów AEP opracował współczynnik alokacji kosztów utrzymania tej części infrastruktury, zdefiniowany jako stosunek kwadratów maksymalnej zdolności do dostawy/odbioru mocy biernej (MVar) i mocy pozornej generatora (MVA).

4. Konceptcja wyceny kosztów kompensacji mocy biernej w ramach regulacji w rozszerzonym zakresie

Obligatoryjną zdolność do regulacji mocy biernej i napięcia oraz ustalony obowiązkowy i nieodpłatny zakres świadczenia tej usługi przez jednostki wytwórcze należy uznać za zasadne jako ich wkład w zapewnienie niezawodności i bezpieczeństwa pracy sieci, od których zależy również ciągłość prowadzonej przez jednostki wytwórcze działalności gospodarczej. Jak opisano we wstępie, możliwe jest wystąpienie sytuacji, w których dostępne zasoby regulacyjne, wynikające z obowiązków nałożonych na jednostki wytwórcze, w pewnych obszarach sieci będą niewystarczające do zapewnienia bezpiecznej i niezawodnej pracy KSE. W dłuższym horyzoncie OSP ma możliwość przeciwdziałać takim zdarzeniom poprzez instalację statycznych kompensatorów mocy biernej. W krótkim horyzoncie, w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa, możliwe jest interwencyjne ograniczenie generacji mocy czynnej w celu zwiększenia dostępnego zakresu regulacji mocy biernej. Jednak to ostatnie rozwiązanie nie powinno być nadużywane, gdyż generuje dodatkowe koszty lub utracone korzyści po stronie wytwórcy. Z tego względu celowe wydaje się stworzenie mechanizmu zachęty do oferowania zwiększonego zakresu regulacji mocy biernej przez jednostki wytwórcze w ramach płatnej regulacyjnej usługi systemowej. Mechanizm ten mógłby być wsparty nowymi rozwiązaniami w systemie rozliczeń za moc bierną odbiorców, co szerzej przedstawiono w [4].

Regulacja mocy biernej ma charakter lokalny, przesył mocy biernej na duże odległości generuje straty. W sieci NN pozyskanie odpowiedniego wolumenu zasobów w regulacji napięcia i mocy biernej na zasadach rynkowych może być utrudnione. Taka sytuacja może zaistnieć, gdy w danym obszarze regulacyjnym będzie występować zbyt mała liczba potencjalnych dostawców. Skutkiem tego może być zbyt mały wolumen w zgłoszonych ofertach lub nadmiernie wysokie ceny za udostępnienie pasma regulacji oferowane przez wytwórców korzystających ze swojej siły rynkowej.

Mając to na względzie, formuła wyceny kosztów gotowości do świadczenia usługi powinna się opierać na formule wyceny kosztów stałych jednostki wytwórczej, związanych z utrzymaniem i eksploatacją majątku produkcyjnego zaangażowanego w kompensację mocy biernej. W opracowaniu szczegółowych zasad można wykorzystać doświadczenia amerykańskie, związane ze stosowaniem metodyki wypracowanej przez AEP. Dodatkowo formuła powinna uwzględniać komponent przenoszący korzyści utracone, wynikające z ograniczenia możliwości sprzedaży energii czynnej na rynku energii.

Zaletą tego rozwiązania jest zapewnienie możliwości odzyskania kosztów stałych, poniesionych na udostępnienie rozszerzonego zakresu regulacji mocy biernej, poprzez stabilne i przewidywalne dochody z tytułu gotowości do świadczenia regulacji, niezależne od ilości odebranej/dostarczonej energii biernej i faktycznego czasu świadczenia usługi. Mechanizm taki powinien stanowić wystarczająco silny bodziec do oferowania rozszerzonego zakresu z istniejących jednostek wytwórczych i planowania

w nowych jednostkach. Pewne niedogodności może powodować konieczność prowadzenia wieloletniej ewidencji kosztów i nakładów na elementy elektrowni uczestniczące w kompensacji mocy biernej, na potrzeby rzetelnego określenia poziomu wymaganych przychodów ze świadczenia usługi, oraz nadzór prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nad weryfikacją poprawności kalkulacji wymaganego poziomu przychodów. Konieczne będzie również opracowanie odrębnej metodyki do określania poziomu wymaganych przychodów w nowych jednostkach wykorzystujących nowe technologie, dla których brak informacji o poniesionych kosztach.

Kalkulacja kosztów świadczenia usługi powinna również uwzględniać koszty zmienne jej świadczenia, np. koszty zakupu zużytej energii czynnej (istotne w świadczeniu usług przez magazyny energii oraz elektrownie szczytowo-pompowe pracujące w trybie kompensatorowym).

Wprowadzenie odpłatnej, nieobligatoryjnej usługi regulacji mocy biernej i napięcia powinno przynieść wiele korzyści zarówno OSP, jak i użytkownikom sieci. Właściciele konwencjonalnych jednostek wytwórczych w warunkach kurczącego się rynku energii (ekspansja OZE) będą mieli większe możliwości dywersyfikowania źródeł przychodów i optymalnej alokacji zasobów pomiędzy rynkami energii i usług systemowych. Właściciele źródeł odnawialnych (zwłaszcza farm wiatrowych i parków fotowoltaicznych) uzyskają możliwość osiągnięcia dodatkowych źródeł przychodów na rynku usług systemowych.

Usługa rozszerzonego zakresu regulacji mocy biernej, oferowana przez wytwórców, odbiorców i magazyny energii, może stanowić alternatywę dla instalacji w sieci przesyłowej statycznych kompensatorów mocy biernej. Taka alternatywa stworzyłaby OSP możliwość optymalizacji kosztów i nakładów ponoszonych na regulację napięcia w KSE.

Usługa ta może również przyczynić się do poprawy elastyczności planowania pracy sieci poprzez redukcję ograniczeń sieciowych, w postaci minimalnej liczby pracujących jednostek wytwórczych w węzłach wytwórczych, wynikających z konieczności dotrzymania wymaganych warunków napięciowych (wówczas, gdy jedna jednostka świadcząca usługę kompensacji mocy biernej w rozszerzonym zakresie będzie w stanie zastąpić dwie jednostki o obligatoryjnym zakresie regulacji). Usługa pozwoliłaby na zmniejszenie liczby działań interwencyjnych, mających na celu usunięcie ograniczeń systemowych, co prowadziłoby do zmniejszenia kosztów utrzymania bezpiecznej i niezawodnej pracy systemu.

BIBLIOGRAFIA

1. Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej, Dz. Urz. UE L 220/1 z 25.08.2017.
2. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej. Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci, PSE SA, tekst obowiązujący od 1 grudnia 2017.

3. Bronk L., Czarnecki B., Magulski R., Elastyczność krajowego systemu elektroenergetycznego. Diagnoza, potencjał, rozwiązania, Forum Energii, luty 2019.
4. Bielecki S., Skoczkowski T., Potrzeba zmian rozliczeń za moc bierną, Rynek Energii 2015, nr 4 (119).
5. Payment for Reactive Power, Federal Energy Regulatory Commission (FERC), Commission Staff Report AD14-7, April 22, 2014.
6. Survey on Ancillary Services Procurement, Balancing Market Design 2017. ENTSO-E WGAS, May 2018.

The Concept for Valuation of the Costs for the Provision of Reactive Power Compensation Service by Manufacturing Units

Keywords

voltage and reactive power control, system services, costs of providing services, required revenues

Abstract

The development of the national energy generation structure (the concentration of wind energy in the northern part of

Poland at the location majority of conventional power plants in the central and southern part) and the related topology of the transmission network may result in specific problems with maintaining the required voltage levels and increased demand for reactive power regulation. The planned implementation of projects for the construction of offshore wind farms in the Baltic Sea may deepen the above challenges. The demand for reactive power regulation is local and due to a limited number of potential suppliers that may use their market power, contracting a service by a TSO on a competitive basis is difficult to implement. The generating units located in the National Power System have a free obligation to ensure the capability of reactive power generation in the specified scope. Paid service is group regulation of voltage and reactive power in the ARNE system, provided by centrally available units. The current catalog of regulatory services does not provide for economic incentives to offer increased reactive power control in relation to the requirements. Bearing in mind the above considerations, the paper presents the concept of rewarding for the readiness of generating units to provide a wider range of reactive power regulation, based on the valuation of costs related to the maintenance and operation of the productive assets involved in providing the service.

KONTAKT

Bogdan Czarnecki

Instytut Energetyki Oddział Gdańsk
tel.: +48 58 349 82 20
e-mail: bczarnecki@ien.gda.pl

Rafał Magulski

Instytut Energetyki Oddział Gdańsk
tel.: +48 58 349 82 11
e-mail: r.magulski@ien.gda.pl

Optymalizacja portfeli cenowych na rynku spot energii elektrycznej

Autor

Grażyna Zuzanna Dąbrowska-Kauf

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

optymalizacja, rynek spot, portfel, ryzyko cenowe

Streszczenie

Brak możliwości fizycznego magazynowania energii elektrycznej i jej sezonowość zużycia powodują, że rynki energii elektrycznej znacznie różnią się od rynków finansowych. Co najważniejsze, nie ma żadnych analitycznych formuł dla większości instrumentów pochodnych opartych na cenach energii elektrycznej i wszystkie analizy muszą być oparte na metodach numerycznych. W artykule pokazano, że poprzez odpowiednią modyfikację niektórych metod rynku finansowego można je zastosować na rynku energii elektrycznej. Klasycznym problemem w obszarze zarządzania ryzykiem jest optymalny wybór portfela. Rozważany problem optymalizacji portfela zostanie sprowadzony do maksymalizacji oczekiwanej użyteczności. Procedury numeryczne są wykorzystywane do aproksymacji ogólnych funkcji użyteczności, w których problem maksymalizacji stochastycznej funkcji użyteczności zostaje przekształcony w problem programowania nieliniowego, z wykorzystaniem symulacji Monte Carlo.

1. Wprowadzenie

Rynek energii elektrycznej jest bardzo zmienny w porównaniu z rynkiem praw majątkowych lub innych towarów. Uczestnicy rynku są narażeni na znaczne ryzyko spowodowane zmiennymi warunkami rynkowymi. Artykuł prezentuje podstawowy model stochastyczny, w którym statyczny portfel instrumentów rynkowych jest symulowany w czasie. Stochastycznymi procesami modelującymi niepewność rynkową są np.: ceny energii elektrycznej na rynku spot, marginalne koszty produkcji lub zapotrzebowanie na energię elektryczną.

Ponadto założono, że niekompletny rynek spot energii elektrycznej jest uzupełniany instrumentami pochodnymi w taki sposób, że dla każdej przyszłej ceny spot istnieją kontrakty futures [3, 7]. Natomiast pominięto, w celu uproszczenia modelu stochastycznego, inne wydatki rynkowe, np.: koszty transakcji i podatki, co spowodowało, że uzyskane wyniki stanowią podstawę do dalszego doskonalenia modelu.

2. Ceny spot energii elektrycznej

Dokładne formułowanie rozkładu stochastycznego cen spot wykracza poza zakres tego artykułu. Rozkład ten jest przedmiotem prac [4] i [6]. Ogólną dyskusję o rozkładzie cen instrumentów giełdowych można znaleźć na przykład w [8]. Inne podejście wykorzystano w modelu rynkowym obliczania teoretycznej ceny równowagi rynkowej [5]. Niemagazynowana fizycznie energia elektryczna nie jest aktywem handlowym i nie podlega związkowi arbitrażowemu pomiędzy oczekiwanymi przyszłymi cenami spot a odpowiadającymi im cenami kontraktów futures. Jednakże można twierdzić, że jeśli cena futures jest wyższa

(niższa) niż odpowiadająca jej oczekiwana cena spot, wówczas uczestnik rynku sprzedaje (kupuje) kontrakty futures, nadwyżka na sprzedaży (kupnie) będzie niwelowała różnice między oczekiwaną ceną spot i ceną futures [3]. W tym artykule założono, że oczekiwana cena spot w czasie $T - E(x(T))$ jest równa bieżącej cenie futures $f(t, T)$ w chwili t dla tego samego okresu czasu T . Następnie założono, że rozkład cen wokół wartości oczekiwanej jest logarytmiczno-normalny. W obliczeniach numerycznych występuje konieczność użycia wartości średniej do opisu cen spot w dyskretnych okresach czasu i wówczas założenie logarytmiczno-normalne znajduje uzasadnienie.

Proces zmian cen wymaga nie tylko ich oszacowania na podstawie danych historycznych, ale obliczeń pośrednich z dostępnych notowań opcji [7]. Przykład numeryczny, dotyczący odbiorcy końcowego energii elektrycznej, zamieszczony w tym artykule bazuje na historycznych zmianach.

3. Model finansowy cen spot energii elektrycznej

Model finansowy wykorzystywany do modelowania cen spot energii elektrycznej jest modelem przestrzeni probabilistycznej (Ω, \mathcal{F}, P) czasu ciągłego w przedziale czasowym $[0, T]$, gdzie: Ω jest zbiorem możliwych realizacji cen spot, \mathcal{F} jest σ -algebrą w danym zbiorze Ω , P jest miarą prawdopodobieństwa zdefiniowanego na zbiorze \mathcal{F} . N wymiarowy wektor rynkowych czynników stochastycznych $x(t) = (x_0(t), x_1(t), \dots, x_N(t))$ charakteryzuje następujący proces ciągły:

$$dx(t) = \mu_x(t, \omega)dt + \sigma_x(t, \omega)dz(t) \quad (1)$$

gdzie: $\mu_x(t, \omega): [0, T] \times \Omega \rightarrow R^N$ jest lokalnym wzrostem $x(t)$ i $\sigma_x(t, \omega): [0, T] \times \Omega \rightarrow R^N \times R^N$ jest lokalną zmiennością $x(t)$. Obie funkcje z założenia spełniają zależność pomiędzy technicznym wzrostem i warunkami Lipschitza, co oznacza, że funkcje te, uwzględniające wzrost i zmienność losowych czynników, są skończone i wystarczająco gładkie [8]. Wektor $z(t)$ składa się z N nieskorelowanych procesów Wienera, które określają niepewności rynkowe. Zmiana wartości zmiennej $z(t)$ w nieskończenie małym przedziale czasu dt jest równa $\epsilon\sqrt{dt}$, gdzie ϵ jest zmienną losową Gaussa. Składniki $x(t)$ zawierają np.: ceny spot, koszty marginalne, proces zużycia energii elektrycznej. Jednym z możliwych procesów spełniających warunek określony wzorem (1) jest model cen rynkowych dla rynku spot energii elektrycznej. Założono, że notowania rynkowe, które umożliwiają wyznaczenie wartości oczekiwanej cen spot $E(x(t))$ i oszacowanie wariancji $var(x(t))$ są znane dla wszystkich czasów $t \in [0, T]$. Model rynkowych cen zakłada, że zwrot z cen ma rozkład logarytmiczno-normalny. Wartość oczekiwana i wariancja określone na podstawie prognozy przyjmują postać:

$$E(x(t)) = x(0)e^{t\mu(0,t)} \quad (2)$$

$$var(x(t)) = x(0)^2 e^{2t\mu(0,t)} [e^{\sigma(0,t)^2} - 1] \quad (3)$$

gdzie: $x(0)$ jest bieżącą ceną spot, $\mu(0, t)$ jest stopą wzrostu, $\sigma(0, t)$ jest zmiennością instrumentów bazowych od bieżącego czasu do czasu t .

Stopę wzrostu $\mu(0, t)$ jest łatwo wyznaczyć z równania (2). Zastąpienie równania (2) równaniem (3) i dokonanie kilku przekształceń algebraicznych daje następującą zależność:

$$\sigma(0, t)^2 = \ln[var(x(t))/E(x(t))^2 + 1] \quad (4)$$

Istnieje zatem możliwość wyznaczenia w konkretnym czasie zależnej stopy wzrostu $\mu(t)$ na podstawie krzywej forward, ponieważ wzrost od czasu bieżącego do czasu t musi wynikać z lokalnego wzrostu w przedziale czasu $[0, t]$, to samo dotyczy lokalnej zmienności.

4. Portfel instrumentów

Na rynku jest M instrumentów pochodnych, których ceny są podane przez wektor stanu cen $s(x(t), t) \in R^M$. Zgodnie z lematem Itô proces stochastyczny $s(x(t), t)$ spełnia równanie różniczkowe:

$$ds(x(t), t) = \mu(x(t), t)dt + \sigma(x(t), t)dz(t) \quad (5)$$

gdzie: $\mu(x(t), t): R^N \times [0, T] \rightarrow R^M$ i $\sigma(x(t), t): R^N \times [0, T] \rightarrow R^M \times R^N$ są funkcjami ciągłymi, które spełniają warunki wzrostu i Lipschitza, a $z(t)$ zawiera takie same procesy Wienera jak czynniki procesu opisanego równaniem (1). Fizyczne i finansowe kontrakty na energię elektryczną i inne finansowe instrumenty są łączone w portfel. Wektor $\pi \in R^M$ określa skład portfela, który jest utrzymywany statycznie przez

cały okres czasu. Ceny instrumentów dane są w postaci wektora cen $s(x(t), t)$ i rynkowych zmiennych bazowych ujętych w $x(t)$. Bogactwo portfela na koniec okresu symulacji wyraża się zależnością:

$$W = \pi^T s(x(T), T) \quad (6)$$

gdzie: $s(x(T), T) \in R^M$ składa się z cen instrumentów na koniec okresu kontrolowanego i π^T jest transpozycją π .

5. Optymalizacja portfela

Optymalizacja portfela zależy od preferowanego ryzyka agenta optymalizującego portfel uczestnika rynku energii elektrycznej. Wykorzystanie funkcji użyteczności umożliwia modelowanie preferencji w zakresie ryzyka [7]. Funkcja użyteczności U jest ściśle rosnąca, wklęsła i podwójnie różniczkowalna. Szacowanie preferencji ryzyka decydentów i funkcji użyteczności na poziomie ilościowym jest trudnym wyzwaniem. Optymalny portfel wiąże się z przeszukiwaniem portfeli, zaczynając od początkowego (startowego) portfela π_0 [5]. Optymalizacja jest przeprowadzana w odniesieniu do zmian pozycji portfela $\theta \in R^M$, gdzie:

$$\theta = \pi - \pi_0 \quad (7)$$

Celem funkcji optymalizacji jest oczekiwana użyteczność wyrażona bogactwem portfela. Bogactwo portfela zależy od zawartości portfela i instrumentów cenowych oraz płatności. Problem optymalizacji sprowadza się do:

$$\max_{\theta} E\{U[W]\} \quad (8)$$

$$A\theta \leq b \quad (9)$$

gdzie: macierz A i wektor b określają ograniczenia w zakresie zmian.

Dopuszczalny obszar określony przez ograniczenia jest zbiorem wypukłym. Podsumowując, analityczne rozwiązanie problemu optymalizacji danego wzorami (8) i (9) jest nieosiągalne z powodu złożoności zarówno procesów cenowych, jak i instrumentów pochodnych, zatem w tej sytuacji jest wymagana numeryczna aproksymacja. Aproksymacja odbywa się w dwóch etapach: pierwszy etap to konwersja na problem programowania nieliniowego, drugi etap to szacowanie niezbędne do rozwiązania problemu optymalizacji z wykorzystaniem symulacji Monte Carlo [2].

Przybliżenie Taylora $U[W]$ wokół początkowego bogactwa portfela startowego $W_0 = \pi_0^T s$ wynosi odpowiednio:

$$U(\pi^T s) \approx U(\pi_0^T s) + \theta^T \frac{\partial U}{\partial \pi} (\pi_0^T s) + \frac{1}{2} \theta^T \frac{\partial^2 U}{\partial^2 \pi} (\pi_0^T s) \theta + \epsilon(\theta^3) \quad (10)$$

gdzie: reszta $\epsilon(\theta^3)$ spełnia warunek:

$$\lim_{\theta \rightarrow 0} \frac{\epsilon(\theta^3)}{\|\theta\|^3} = 0 \quad (11)$$

Reszta jest z założenia niewielka, z niewielkimi zmianami wokół pozycji wyjściowej i jest pomijana.

Po podstawieniu przybliżenia Taylora (wzór 10) do problemu optymalizacji (wzór 8) otrzymuje się:

$$\max_{\theta} E \left[U(\boldsymbol{\pi}_0^T \mathbf{s}) + \theta^T \frac{\partial U}{\partial \boldsymbol{\pi}} (\boldsymbol{\pi}_0^T \mathbf{s}) + \frac{1}{2} \theta^T \frac{\partial^2 U}{\partial^2 \boldsymbol{\pi}} (\boldsymbol{\pi}_0^T \mathbf{s}) \theta \right] \quad (12)$$

Wielkość $U(\boldsymbol{\pi}_0^T \mathbf{s})$ ma wartość stałą, nie ma wpływu na optymalizację i jest pomijana. Można zdefiniować wektor $\mathbf{a} \in \mathbf{R}^N$ w następujący sposób:

$$\mathbf{a} = E \left[\frac{\partial U}{\partial \boldsymbol{\pi}} (\boldsymbol{\pi}_0^T \mathbf{s}) \right] \quad (13)$$

oraz macierz $\mathbf{V} \in \mathbf{R}^{N \times N}$ jako

$$\mathbf{V} = E \left[\frac{\partial^2 U}{\partial^2 \boldsymbol{\pi}} (\boldsymbol{\pi}_0^T \mathbf{s}) \right] \quad (14)$$

Założono, że macierz \mathbf{V} jest odwracalna. Założenie te jest słuszne prawie zawsze, jeśli obrót zbywalnymi towarami jest liniowo niezależny, tj. jeśli wypłaty za instrumenty są niejednakowe lub prawie identyczne. Zgodnie z definicjami (13) i (14) problem optymalizacji można przedstawić jako maksymalizację następującego wyrażenia:

$$J(\theta) = \theta^T \mathbf{a} + \frac{1}{2} \theta^T \mathbf{V} \theta \quad (15)$$

dla θ spełniających warunek (9). Funkcja celu jest wklęsła z powodu wklęsłości funkcji użyteczności. Jeśli wartości wektorów \mathbf{a} i \mathbf{V} są znane, wówczas problem optymalizacji może być rozwiązany przy wykorzystaniu tradycyjnych metod. Do szacowania wartości wektorów \mathbf{a} i \mathbf{V} wykorzystuje się metodę Monte Carlo.

Jeśli nie ma żadnych ograniczeń, niezbędne warunki dla optymalnego rozwiązania dostarcza rozwiązanie następującego problemu:

$$\theta^* = -\mathbf{V}^{-1} \mathbf{a} \quad (16)$$

Poprawnie postawiony problem wiąże się z zastosowaniem łatwo rozwiązywalnych różnorodnych metod programowania nieliniowego [1].

Oszacowanie funkcji celu danej wzorem (15) przyjmuje postać:

$$J(\theta) = \theta^T \tilde{\mathbf{a}} + \frac{1}{2} \theta^T \tilde{\mathbf{V}} \theta \quad (17)$$

gdzie: wektor $\tilde{\mathbf{a}}$ i macierz $\tilde{\mathbf{V}}$ są określone następująco:

$$\tilde{\mathbf{a}} = \frac{1}{I} \sum_{i=1}^I \left[\frac{\partial U}{\partial \boldsymbol{\pi}} (\boldsymbol{\pi}_0^T \mathbf{s}_i) \right] \approx E \left[\frac{\partial U}{\partial \boldsymbol{\pi}} (\boldsymbol{\pi}_0^T \mathbf{s}) \right] \quad (18)$$

$$\tilde{\mathbf{V}} = \frac{1}{I} \sum_{i=1}^I \left[\frac{\partial^2 U}{\partial^2 \boldsymbol{\pi}} (\boldsymbol{\pi}_0^T \mathbf{s}_i) \right] \approx E \left[\frac{\partial^2 U}{\partial^2 \boldsymbol{\pi}} (\boldsymbol{\pi}_0^T \mathbf{s}) \right] \quad (19)$$

Pojedyncza seria symulacji i dostarcza pojedynczą realizację cen instrumentów w \mathbf{s}_i . Funkcja użyteczności instrumentów pochodnych określa pojedyncze realizacje $\tilde{\mathbf{a}}_i$ i $\tilde{\mathbf{V}}_i$. Uaktualnione zasady rekurencyjne dla $\tilde{\mathbf{a}}_i$ i $\tilde{\mathbf{V}}_i$ stosowane w trakcie symulacji mają następującą postać:

$$\tilde{\mathbf{a}}_i = \tilde{\mathbf{a}}_{i-1} + \frac{1}{i} (\mathbf{a}_i - \tilde{\mathbf{a}}_{i-1}) \quad (20)$$

$$\tilde{\mathbf{V}}_i = \tilde{\mathbf{V}}_{i-1} + \frac{1}{i} (\mathbf{V}_i - \tilde{\mathbf{V}}_{i-1}) \quad (21)$$

Na początku symulacji $\tilde{\mathbf{a}}_0$ i $\tilde{\mathbf{V}}_0$ są równe zerowemu wektorowi i zerowej macierzy. Wyniki \mathbf{a}_i i \mathbf{V}_i i -tej serii symulacji są niezależne i mają identyczne rozkłady zmiennych losowych oraz dwa pierwsze momenty \mathbf{a}_i i \mathbf{V}_i są skończone. Symulacja wartości średnich $\tilde{\mathbf{a}}_i$ opisanych równaniem (20) i $\tilde{\mathbf{V}}_i$ równaniem (21) przybliża do wartości oczekiwanych określonych zależnościami (18) i (19), zgodnie z prawem dużych liczb, kiedy liczba serii symulacji dąży do nieskończoności.

6. Przykład obliczeniowy

Przykład dotyczy końcowego odbiorcy przemysłowego energii elektrycznej, który charakteryzuje się stałym obciążeniem wynoszącym 60 MW w okresie od początku drugiego tygodnia do końca 52 tygodnia rozważanego roku. Końcowy odbiorca kupuje fizycznie energię elektryczną na rynku spot po cenie spot w pierwszym tygodniu rozważanego roku. Problem optymalizacji końcowego odbiorcy sprowadza się do podjęcia decyzji, ile energii należy kupić na rynku spot, a ile uprzednio zabezpieczyć przy użyciu finansowych kontraktów futures. Odbiorca odnosi korzyści z pozostania na niezabezpieczonym rynku kasowym zakupów, jeśli realizacja ceny spot jest mniejsza niż bieżąca cena futures, lecz jest narażony na straty, jeśli realizacja ceny spot jest wyższa niż cena futures. Wartości oczekiwane cen spot są wykorzystywane do obliczania lokalnych parametrów dryftu procesu cen spot zgodnie ze wzorem (2). Zmienności lokalne są szacowane bezpośrednio z lat historycznych, poprzez obliczenie wariancji z pięciu próbek wartości dla każdego tygodnia. Obliczenie tych wartości umożliwia symulacja procesu cen spot, wykorzystująca metodologię Monte Carlo. Konkretnie wyniki optymalizacji są optymalne w aspekcie funkcji użyteczności i wyboru parametrów ryzyka. Funkcja użyteczności w przykładach ma postać:

$$U(W) = -e^{-\lambda(W-W_0)/W_0} \quad (22)$$

gdzie: λ jest wartością parametru, W – bogactwem portfela, W_0 – bogactwem portfela inicjującego.

Funkcja użyteczności jest wklęsła kiedy λ jest nieujemna. Większy parametr ryzyka odzwierciedla większe preferencje awersji do ryzyka, natomiast mniejszy parametr ryzyka prezentuje bardziej neutralne podejście do ryzyka. W przykładach parametr ryzyka $\lambda = 2,0$ odpowiada dość zachowawczej postawie wobec ryzyka.

Jako pierwszy będzie rozważany przypadek całkowitego braku zabezpieczenia cen spot. Portfel końcowego odbiorcy składa

się tylko z zapotrzebowania na moc na stałym poziomie wynoszącym 60 MW pomiędzy 2 i 52 tygodniem rozważanego roku. Oczekiwana wartość ceny spot w tym okresie wynosi ok. 14,8 EUR/MWh, a całkowite zapotrzebowanie na energię elektryczną wynosi 514 GWh. Zatem oczekiwana analityczna wartość zapotrzebowania wynosi – 7,61 mln EUR, lecz nie ma możliwości bezpośredniego obliczenia wartości analitycznej miary ryzyka. Oczekiwany wynik i ryzyko odbiorcy końcowego są szacowane na podstawie 10 000 serii symulacji Monte Carlo. Oczekiwana wartość portfela wynosi 7,6 mln EUR, która jest zbieżna do wartości analitycznej i stwierdzono, że wartość ryzyka wynosi 1,7 mln EUR przy poziomie ryzyka 5%. Co oznacza, że w 95% przypadków portfela nie przewiduje się większego obniżenia w dół wartości oczekiwanej niż do wartości 1,7 mln EUR.

Drugi przykład dotyczy zabezpieczenia cen spot. Ze względu na ryzyko cenowe energii elektrycznej odbiorca przyjmie początkową pozycję zabezpieczającą na 36 MW, którą zabezpieczy kontraktami futures w całym okresie w celu zminimalizowania niepewności swojej pozycji. Na podstawie 10 000 serii symulacji oszacowano oczekiwany wynik i ryzyko dla portfela zawierającego zarówno 60 MW stałego obciążenia, jak i 36 MW obciążenia wynikającego z kontraktów futures. Oczekiwana wartość portfela po zabezpieczeniu wynosi 7,6 mln EUR, a wartość ryzyka dostaw 0,7 mln EUR. Wartość oczekiwana portfela nie zmienia się, ponieważ ceny futures są równe wartościom oczekiwany prognozowanych cen spot.

Model optymalizacji prezentowany w tym artykule wykorzystano do znalezienia optymalnego poziomu zabezpieczenia dla końcowego odbiorcy, podając: wybraną pozycję początkową, funkcję użyteczności (22), dwie wartości parametru ryzyka, tzn. $\lambda = 1,0$ oraz $\lambda = 2,0$, które reprezentują dwie różne postawy wobec ryzyka. W tab. 1 przedstawiono wyniki optymalizacji portfela. Zmiany zapotrzebowania na energię odbiorcy są ograniczone do zera, lecz wyniki optymalizacji pokazują, że dalsze 7 MW powinno być zabezpieczone kontraktami futures, jeśli postawa wobec ryzyka jest bardziej neutralna, tj. dla $\lambda = 1,0$. Natomiast jeśli preferencje ryzyka charakteryzują się większą niechęcią wobec ryzyka, tj. $\lambda = 2,0$, wówczas powinno być zabezpieczone dodatkowo 20 MW. Pozycja zabezpieczenia zmienia się, ponieważ arbitralnie wybrana początkowa pozycja zabezpieczająca nie

Wielkość	Przed optymalizacją	Optymalizacja dla $\lambda = 1,0$	Optymalizacja dla $\lambda = 2,0$
Obciążenie [MW]	-60	-60	-60
Pozycja zabezpieczająca [MW]	36	43	56
Wartość oczekiwana [mln EUR]	-7,6	-7,6	-7,6
Wartość narażona na ryzyko [mln EUR]	0,7	0,5	0,1

Tab. 1. Skład portfela, oczekiwane wyniki oraz wartość narażona na ryzyko zmierzona dla portfela startowego i optymalizowanych portfeli odbiorcy końcowego dla parametrów ryzyka $\lambda = 1,0$ i $\lambda = 2,0$

odpowiada zajęciu wyraźnej postawy wobec ryzyka. Zmiany wartości oczekiwanej i wartości ryzyka portfela są ponownie symulowane na podstawie 10 000 serii symulacji. Niepewność portfela jest zredukowana przez redukcję niezabezpieczonych pozycji, tzn. poprzez wybór dwóch wartości preferencji ryzyka. Wartość ryzyka dostaw na poziomie 5% przy uwzględnieniu większych zdolności podejmowania ryzyka wynosi 0,5 mln EUR, a dla bardziej konserwatywnej postawy: 0,1 mln EUR [1].

7. Wnioski

W artykule przedstawiono zintegrowane podejście do optymalnego zarządzania portfelem na rynku energii elektrycznej. Jak zilustrowano przykładami, model ten można używać na rynku energii elektrycznej. Bezpośrednie zastosowanie teorii finansów do rynku energii jest niemożliwe. Energia elektryczna jest niewymienialnym aktywem, którego nie można magazynować. Natomiast kontrakty futures dla każdego okresu mogą być używane jako wymienne aktywa i wówczas rynek energii elektrycznej staje się bardziej podobny do finansowego. Jednakże analityczne formuły z rynku finansowego muszą być ciągle stosowane ostrożnie. W tym artykule instrumenty rynku energii są oceniane za pomocą metod numerycznych, które przystosowano do właściwości rynku energii elektrycznej.

Nie ma wystarczającego zbioru danych historycznych do przeprowadzenia wiarygodnych oszacowań parametrów modelu dla rynku spot w Polsce, jednak przyszłe badania modeli procesów cenowych są konieczne. Przykładowe wyniki obliczeniowe otrzymane w podejściu zaprezentowanym w artykule posiadają aspekt praktyczny ich wykorzystania, a dane niezbędne do wykonania obliczeń uzyskano z rynku Nord Pool.

BIBLIOGRAFIA

1. Bazaraa M.S., Sherali D.H., Shetty C.M., *Nonlinear Programming: Theory and Algorithms*, second ed., Wiley, New York 1993.
2. Boyle P., Broadie M., Glasserman P., Monte Carlo methods for security pricing, *Journal of Economic Dynamics and Control* 1997, No. 21, s. 1267–1321.
3. Dąbrowska-Kauf G., Kontrakty futures na Towarowej Gieldzie Energii, *Acta Energetica* 2018, No. 1/34.
4. Deng S., Pricing electricity derivatives under alternative spot price models [w:] *Proceedings of the 33rd Hawaii International Conference on System Sciences*, 2000.
5. Dębski W., *Rynek finansowy i jego mechanizmy. Podstawy teorii i praktyki*, Warszawa 2014.
6. Pilipovic D., *Energy Risk*, Irwin Professional Publishing, Homewood, IL, 1997.
7. Keppo J., Vehavilian I., Managing electricity market price risk, *European Journal of Operation Research* 2003, No. 145, s. 136–147.
8. Øksendal B., *Stochastic Differential Equations: An Introduction with Applications*, fifth ed., Springer, Berlin 1998.

Optimization Pricing Portfolios in the Electricity Spot Market

Keywords

optimization, spot market, portfolio, risk price

Abstract

Futures contracts play an important role as a standard tool used to hedge price volatility in the electric spot market. The Polish Power Exchange launched financial instrument market in 2015, but after the few transaction for futures were concluded after the market was launched, there is currently no trading. The non-storability of physical electricity and the seasonal effects make the electricity market different from financial markets. Most

importantly, there are no analytical formulas for the majority of electric derivatives process and all analysis must rely on numerical methods. This paper presents a basic stochastic model for the electricity spot price. It is assumed that the incomplete electricity spot market is completed with the derivatives market and that there are electricity futures for each future spot quote. A classical problem in the risk management field is that of the optimal portfolio selection. The portfolio optimization framework of this paper is capable of covering wide range of instruments, for example, end consumer tariff sales. The optimization model presented in this paper is used to find an optimal hedge level for end user, given an optimal initial position, the utility function and two risk parameters representing two different attitudes towards risk. The model gives one possible starting point for further analysis.

KONTAKT

Grażyna Zuzanna Dąbrowska-Kauf

Politechnika Wroclawska, Katedra Energoelektryki

tel.: +48 71 320 26 05

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

Rola źródeł generacji rozproszonej w ekonomicznym aspekcie pracy generatora energii zasilanego paliwem

Autor

Konrad Zuchora

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

kogeneracja, energetyka rozproszona, regulacja mocy

Streszczenie

W artykule zaprezentowano wypracowane doświadczenia oraz poglądy na temat wykorzystania odnawialnych źródeł energii (OZE) w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE). Poglądy te uwzględniają potrzebę współpracy różnych źródeł i sposobów wytwarzania energii oraz wyróżniają potrzeby organizacyjne, które przystosowują funkcjonowanie generacji rozproszonej do aktualnych systemowych standardów. Efektami wykonanej pracy są stworzone charakterystyki kosztów wytwarzania energii w modelowym generatorze. W referacie odwołano się do funkcji i sposobów funkcjonowania kogeneracji i OZE w energetyce rozproszonej.

1. Wstęp

Używanie odnawialnych źródeł energii w systemie elektroenergetycznym wywoła potrzebę wykorzystania pośrednich technik wytwarzania energii, łączących zalety źródeł odnawialnych i paliw kopalnych. Spodziewane rezultaty zespołowej współpracy energetyki ze źródłami generacji rozproszonej dają nadzieję korzystnego wpływu wzajemnych zalet na funkcjonowanie KSE i gospodarki [1, 2]. Aktualnie techniczne problemy dotyczące rosnącej liczby jednostek generacji rozproszonej i systematycznie gromadzone doświadczenia uzasadniają opinię, że wytwarzanie energii w instalacjach, które mogą konkurować z krajowym systemem elektroenergetycznym ceną i efektywnością, jest szczególnym problemem dotyczącym wytwarzania energii w skali mikroenergetycznej.

W związku z technicznymi problemami, które wynikają z korzystania z OZE, konsekwentne instalowanie w strukturach krajowych systemów elektroenergetycznych odnawialnych rozproszonych źródeł energii jest pod wieloma względami programem wielowymiarowym [3, 4].

Istotna, w aspektach dotyczących wytwarzania energii i regulacji mocy, jest cena paliwa, obecnie głównie cena węgla kamiennego i gazu ziemnego, którymi można zasilać systemy elektroenergetyczne różnej konfiguracji. Istotne są również koszty transportowania oraz magazynowania gazu.

Na forum międzynarodowym wyrażany jest obecnie pogląd, że używanie paliw kopalnych do wytwarzania energii ma negatywny wpływ na środowisko i zdrowie ludzi. W konsekwencji tej opinii obserwujemy społeczne uznanie dla źródeł odnawialnych, co sprzyja systematycznemu zastępowaniu w energetyce paliw kopalnych odnawialnymi źródłami energii.

2. Rola kogeneracji w energetyce rozproszonej

Kogeneracja to skojarzenie wytwarzania ciepła i energii elektrycznej. Główną zaletą kogeneracji jest wyższa sprawność w przemianie energii zawartej w paliwie na sumę energii elektrycznej i ciepła.

Jedną z zalet rozproszonych systemów energetycznych jest możliwość transportu i akumulowania w sieci cieplnej nadmiaru ciepła wytworzonego z agregatów pracujących w kogeneracji. Sieci cieplne w elektroenergetycznej infrastrukturze, oprócz funkcji przesyłowej, mogą pełnić funkcję zasobnika lub bufora energii, który jednocześnie może być ładowany i rozładowywany energią. Gdy w systemie cieplnym w ciągu roku warunki pogodowe powodują, że temperatura wody sieciowej nie spełnia normy i jest za niska, kogeneracja rozproszona może w sieci cieplnej pełnić funkcję regulującą, która podwyższa temperaturę wody sieciowej.

W mikrosystemach, które używają agregatów kogeneracyjnych i pracują w generacji rozproszonej, warunki pracy sieci cieplnej wpływają na ilość energii elektrycznej transportowanej z agregatów do sieci elektroenergetycznej. Zarządzana infrastruktura generacji rozproszonej, która w pompach ciepła wytwarza ciepło z energii elektrycznej, może przekierowywać nadmiar energii elektrycznej z sieci elektroenergetycznej do sieci cieplnej, gdy w sieci elektroenergetycznej zaistnieje zjawisko wzrostu napięcia [5], którego pierwotnym źródłem mogą być niekontrolowane źródła energii odnawialnej.

Kryterialne zarządzanie zasobami energii odnawialnej z użyciem zasobników oraz zintegrowane użycie technik skojarzonego wytwarzania energii stwarza podstawy do efektywnego wykorzystania pierwotnych źródeł energii w strukturach krajowych systemów elektroenergetycznych [6, 7]. Proporcjonalnie rosnąca ilość energii wytwarzanej w kogeneracji z udziałem odnawialnych

źródeł sprawi, że aktualnie pasywne infrastruktury energetyki rozproszonej w nieodległej przyszłości zostaną uznane za infrastruktury aktywne, biorące czynny udział w procesach dystrybucji, produkcji energii i regulacji mocy w KSE.

3. Metoda obliczeń

Obliczenia wykonano na podstawie modelowych cząstkowych charakterystyk sprawności (rys. 1), sporządzonych dla silnika cieplnego, który wytwarza ciepło i energię elektryczną, pracując w kogeneracji.

Modelowa funkcja mocy paliwa $P_{pg}(P_{cag})$ uwzględnia wewnętrzne początkowe straty energii w silniku i reprezentuje energię doprowadzoną do silnika wraz z paliwem. W artykule funkcja $P_{pg}(P_{cag})$ na skutek podzielenia energii zawartej w paliwie przez czas została przekształcona do funkcji mocy paliwa. Argumentem funkcji $P_{pg}(P_{cag})$ jest całkowita użyteczna moc wyjściowa, którą w pracy osiąga modelowy silnik cieplny.

Ceny paliwa w rachunkach ustalono w zakresie od 0,4 zł/m³ dla c_{pa0} do 2 zł/m³ dla c_{pa4} . Charakterystyki (rys. 3) zostały sporządzone dla wartości opałowej paliwa 34 MJ/m³ i dla równych odstępów między pięcioma różnymi cenami paliwa.

Moc całkowita modelowego generatora wytwarzającego energię jest sumą mocy elektrycznej i mocy cieplnej:

$$P_{cag} = P_{eg} + P_{cg} \quad (1)$$

gdzie: P_{eg} – moc elektryczna, P_{cg} – moc cieplna.

Sprawność całkowitą silnika można obliczyć z następującego równania:

$$s_{cag}(P_{cag}) = \frac{P_{cag}}{P_{pg}(P_{cag})} \quad (2)$$

gdzie: $P_{pg}(P_{cag})$ – moc doprowadzona do silnika wraz z paliwem.

Funkcje od $C_{Eca0}(P_{cag})$ do $C_{Eca4}(P_{cag})$ (rys. 3) odwzorowują ceny energii całkowitej, wytwarzanej w silniku cieplnym, dla różnych cen paliwa. Przywołane funkcje w modelowych rachunkach uwzględniają sprawność całkowitą silnika cieplnego.

$$C_{Eca0}(P_{cag}) = c_{pa0} \cdot (2 - s_{cag}(P_{cag})) \quad (3)$$

gdzie: c_{pa0} – cena paliwa równa 0,4 zł/m³.

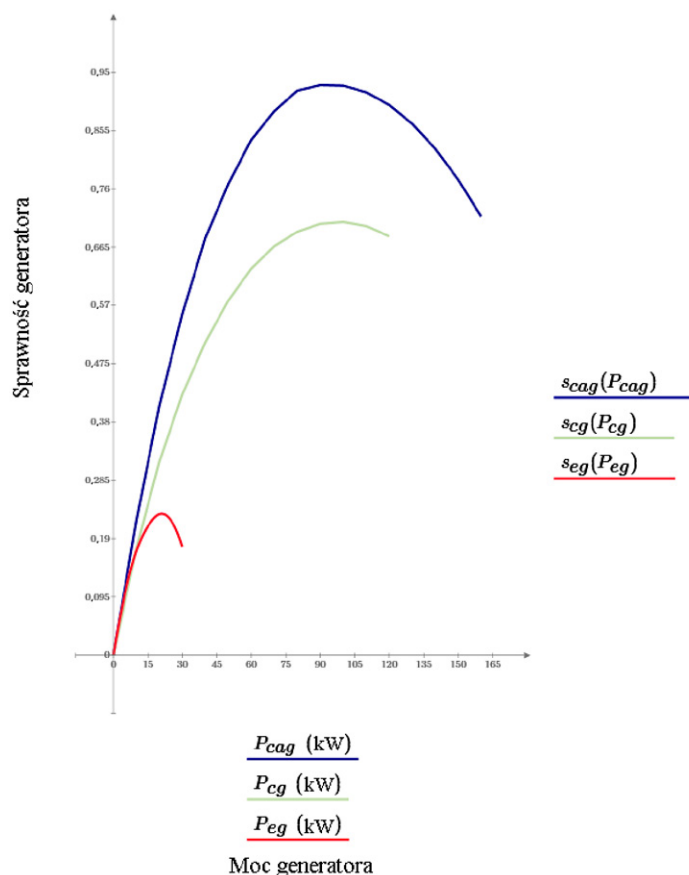
Referencyjna funkcja $C_{Eca5}(P_{cag})$ jest stała dla całego zakresu regulacji mocy generatora i co do wartości przyjmuje liczbę odpowiadającą cenie paliwa c_{pa0} .

Referencyjne koszty wytworzenia energii całkowitej w modelowym silniku reprezentuje poniższa funkcja. Referencyjna funkcja uwzględnia tylko cenę i zużycie paliwa.

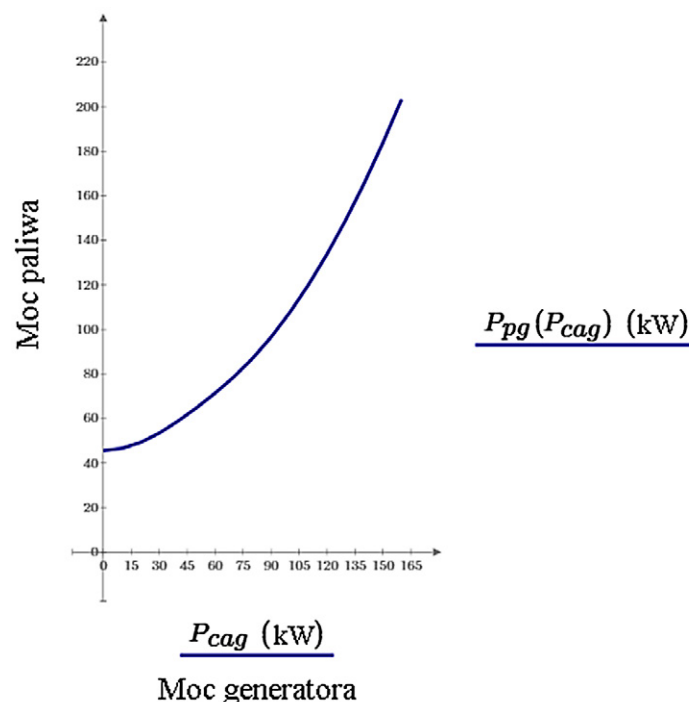
$$K_{Eca5}(P_{cag}) = c_{pa4} \cdot P_{pg}(P_{cag}) \cdot h \quad (4)$$

gdzie: h – oznacza 3600 sekund.

Koszty wytworzenia energii, które uwzględniają straty energii w modelowym silniku, reprezentują funkcje znajdujące się



Rys. 1. Modelowe sprawności cząstkowe silnika cieplnego



Rys. 2. Funkcja mocy doprowadzonej do modelowego silnika wraz z paliwem

na rys. 3. Model kosztów wytworzenia energii całkowitej, który uwzględnia sprawność całkowitą, reprezentują równania (5) i (6).

$$K_{Eca0}(P_{cag}) = c_{pa0} \cdot (2 - s_{cag}(P_{cag})) \cdot P_{pg}(P_{cag}) \cdot h \quad (5)$$

$$K_{Eca4}(P_{cag}) = c_{pa4} \cdot (2 - s_{cag}(P_{cag})) \cdot P_{pg}(P_{cag}) \cdot h \quad (6)$$

4. Wyniki badań

Rysunek 3, dla różnych cen paliwa, reprezentuje rodzinę charakterystyk cen wytwarzanej w silniku energii całkowitej. Najniższa cena paliwa na rys. 3 jest reprezentowana przez funkcję bliższą kartezjańskiemu układowi współrzędnych.

Różnica pomiędzy ceną sprzedaży energii do sieci a ceną wytwarzanej energii całkowitej w silniku (rys. 3) jest ekonomicznym zyskiem dla właściciela generatora.

Z rys. 3 wynika, że dla stałej wartości ceny wytwarzanej energii im niższa cena paliwa, tym silnik ma większy zakres regulacji mocy przy cenie produkcji energii niższej od ceny sprzedaży.

Z rys. 3 wynika również, że silnik ma tym większy zakres regulacji mocy, im większa jest cena sprzedaży energii do sieci przy stałej cenie paliwa i stałych zyskach. Obniżenie lub podwyższenie mocy całkowitej maszyny i przekroczenie poziomu ceny sprzedaży energii do sieci dla właściciela silnika skutkuje nieekonomicznym stanem pracy generatora.

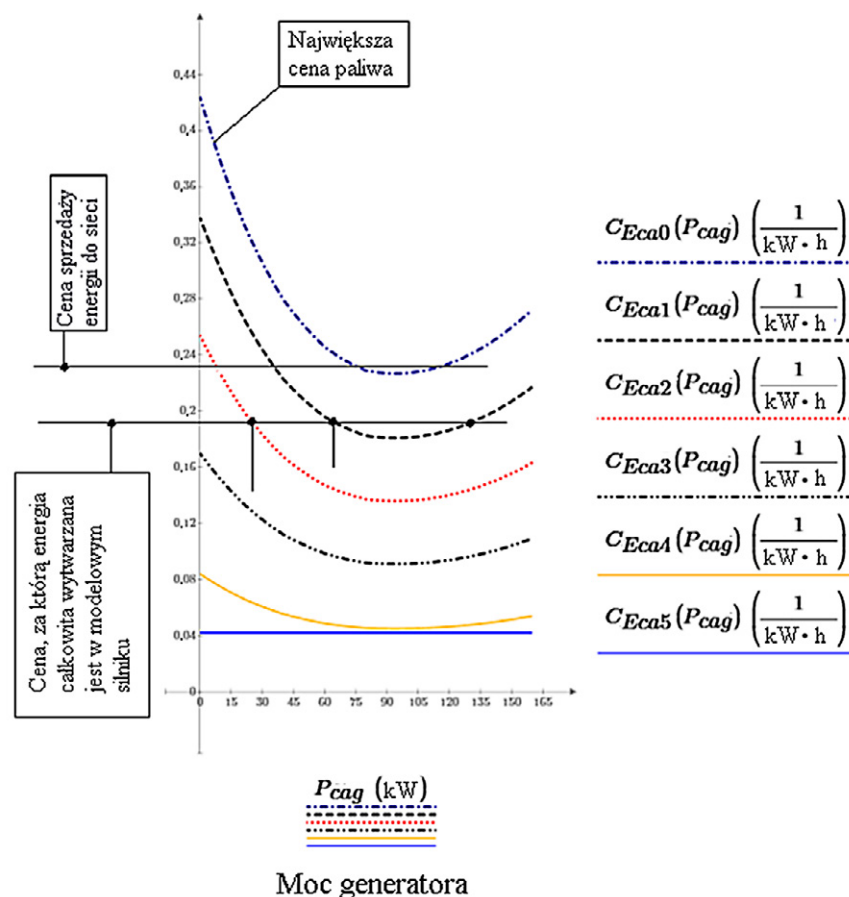
Wpływ pracy silnika z małą mocą na cenę wytwarzanej energii jest szczególnie widoczny na rys. 3. Funkcja $C_{Eca0}(P_{cag})$ dla małych mocy jest bardziej nieliniowa niż funkcja $C_{Eca4}(P_{cag})$. Całkowite koszty wytworzenia energii bazujące na modelu silnika cieplnego zużywającego energię zawartą w paliwie i modelu cen wytwarzania energii ilustruje rys. 4.

Dla mocy elektrycznej maszyny 90 kW oraz ceny paliwa 2 zł/m³ koszty wynikające z zużycia paliwa i uwzględnienia sprawności całkowitej generatora osiągają wartość 22 zł, a cena energii całkowitej wytwarzanej w maszynie osiąga wartość $6,3 \cdot 10^{-8}$ zł/J, ta wartość w zaokrągleniu jest równoważna cenie 0,23 zł/kWh, za którą suma energii elektrycznej i ciepła jest wytwarzana w modelowym generatorze. Na rys. 4 jednostką całkowitych kosztów wytworzenia energii jest polski złoty.

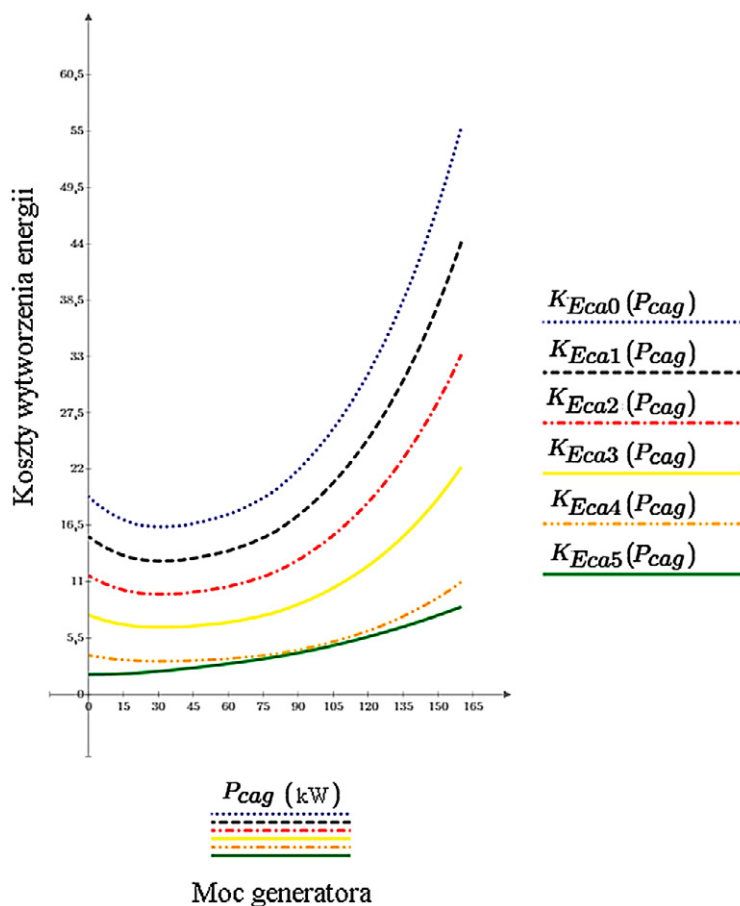
Z rys. 4 wynika, że funkcje całkowitych kosztów od $K_{Eca0}(P_{cag})$ do $K_{Eca4}(P_{cag})$ mają minima. Wyjątek stanowi funkcja $K_{Eca5}(P_{cag})$, która nie uwzględnia strat energii wynikających ze sprawności generatora.

5. Podsumowanie

Proporcje między ceną paliwa i ceną wytworzonej energii oraz ceną sprzedaży (rys. 3) wpływają na ekonomicznie opłacalny zakres regulacji mocy generatora. Z przeprowadzonych analiz wynika, że im większy zysk ekonomiczny osiąga właściciel generatora energii, tym generator dysponuje w pracy mniejszym zakresem regulacji mocy.



Rys. 3. Wpływ ceny paliwa i mocy całkowitej na zakres regulacji mocy i cenę energii całkowitej, wytwarzanej w modelowym silniku cieplnym



Rys. 4. Koszt wytworzenia energii całkowitej, który wynika z zużycia paliwa i sprawności modelowego silnika

Dla właściciela generatora energii funkcje (rys. 3) wynikają z ekonomicznej opłacalności uwzględnienia w cenie wytwarzanej energii kosztów zakupu paliwa i strat energii, uzależnionych od sprawności generatora. W wykonanej analizie wykazano, że minima i maksima techniczne pracy generatorów dotyczące mocy są zależne od cen paliwa zasilającego generator oraz od zysków i ceny sprzedaży wytwarzanej w generatorze energii. Rozwiązaniem problemu regulacji mocy ograniczonej cenami energii w mikrosystemach elektroenergetycznych jest użycie zasobników energii ładowanych energią pochodzącą z odnawialnych źródeł, przy założeniu, że OZE wytwarzają energię tańszą niż modelowy generator i mogą wytwarzać energię dla odbiorców w tych stanach pracy, w których praca generatora zużywającego paliwo jest ekonomicznie nieopłacalna.

BIBLIOGRAFIA

1. Dvořák P. i in., Renewable energy investment and job creation; a cross-sectoral assessment for the Czech Republic with reference to EU benchmarks, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2017, Vol. 69, s. 360–368.
2. Connolly D., Lund H., Mathiesen B.V., Smart Energy Europe: The technical and economic impact of one potential 100% renewable energy scenario for the European Union, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2016, Vol. 60, s. 1634–1653.
3. Zuchora K., Miller P., Wybrane aspekty optymalizacji mikrosystemu elektroenergetycznego wykorzystującego odnawialne źródła energii i technologie kogeneracji, *Zarządzanie Energią i Telekomunikacja. Materiały i studia ZET* 2016, s. 83–93.
4. Skoczkowski T., Bielecki S., Rafał K., Rozwój zasobów rozproszonych energii – desygnat pojęcia i problematyka krajowa, *Przegląd Elektrotechniczny* 2016, nr 92/6, s. 190–195.
5. Kowalak R., Zmiany poziomów napięć w sieci niskiego napięcia z przyłączonymi źródłami generacji rozproszonej, *Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej* 2017, nr 53, s. 179–182.
6. Marnay C. i in., Optimal Technology Selection and Operation of Commercial-Building Microgrids, *IEEE Transactions on Power Systems* 2008, Vol. 23, No. 3, s. 975–982.
7. Pfeiffer R., Verstege J., Committing and dispatching power units and storage devices in cogeneration systems with renewable energy sources, *Fourth International Conference on Power System Control and Management (Conf. Publ. No. 421)*, London, 1996, s. 21–25.

The Role of Distributed Generation Sources in the Economic Aspect of the Fuel-powered Generator

Keywords

cogeneration, distributed power generation, power regulation

Abstract

The article addresses the impact of energy prices on the economic range of power regulation in the fuel-powered generator. The effect of the sale prices of energy generated in the model on the economic work of the generator is included in the results. The result of the work done in the article are families of price characteristics produced in the model. The article

resorts to the use of renewable energy sources as a complement to the generator consuming fossil fuel. The calculated families of energy price characteristics take into account the overall efficiency of the model generator. The use of renewable energy sources in the national power system is considered. The characteristics obtained in the article are based on a simplified model of a thermal engine operating in combined heat and power generation. Energy costs and prices including energy losses and energy costs without losses in the generator are compared. The publication also discusses the role of cogeneration in distributed power generation and considers different possibilities of using cogeneration. In the summary, the article gives a way of calculating the costs of energy production, with allowance for energy losses resulting from total efficiency in the engine.

KONTAKT

Konrad Zuchora

Politechnika Lubelska, Wydział Elektrotechniki i Informatyki

tel.: +48 510 643 982

e-mail: k.zuchora@wp.pl; zuchorakonrad@gmail.com

Ocena wybranych elementów mechanizmu wsparcia prosumentów

Autorzy

Maciej Sołtysik
Joanna Wróbel

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

prosument, system wsparcia, współczynnik ilościowy, PV

Streszczenie

Ustawa o odnawialnych źródłach energii (OZE) wprowadziła mechanizmy mające na celu wsparcie rozwoju energetyki rozproszonej, w tym prosumentów. Zakłada ona m.in. możliwość wykorzystania sieci dystrybucyjnej jako magazynu energii, który w ramach określonego cyklu rozliczeniowego może służyć do oddawania i pobierania energii elektrycznej. Ponad 2-letni okres obowiązywania mechanizmu pozwolił na przeprowadzenie analiz i dokonanie oceny poprawności jego funkcjonowania. Szczególnie istotne stają się kwestie oceny poprawności doboru poziomu współczynnika ilościowego, związania korzyści z bilansowania handlowego uzyskiwanych przez sprzedawców zobowiązanych, bilansowania międzyfazowego, czy przewymiarowania instalacji prosumenckich. Kalkulacje i wnioski przedstawiono w artykule na podstawie scenariuszowej analizy rzeczywistych danych odbiorczych i wytwórczych prosumenta z grupy taryfowej G11, produkującego energię ze źródła fotowoltaicznego.

1. Otoczenie regulacyjne

Rynek energii w Polsce podlega ciągłemu procesowi zmian ukierunkowanych na wzrost bezpieczeństwa energetycznego zarówno w wymiarze wspólnotowym, jak i lokalnym. Z tej perspektywy konieczna staje się budowa i rozwój tanich, niezawodnych i zdywersyfikowanych paliwowo źródeł wytwórczych, ze szczególnym uwzględnieniem odnawialnych źródeł energii (OZE). Rozwój tego segmentu wymaga *wsparcia procesów innowacyjnych przekładających się na rozwój technologiczny, a także stymulacji odpowiednich systemów redukujących koszty inwestycji, czy też zwiększających stopę jej zwrotu. Jednym z elementów wpisujących się w tę politykę była implementacja ustawy z 20 lutego 2015 roku o odnawialnych źródłach energii [1], która wniosła wiele obietnic i zapewnień, a także scharakteryzowała i określiła ramy działania oraz poruszania się po rynku OZE. Wejście w życie ustawy w 1 lipca 2016 roku wprowadziło oficjalnie pojęcie prosumenta – określając jego obowiązki i formalizując uprawnienia. Prosument to podmiot, który jako odbiorca finalny dokonujący zakupu energii elektrycznej na podstawie umowy kompleksowej wytwarza jednocześnie energię elektryczną w mikroinstalacji, wyłącznie z odnawialnych źródeł energii, w celu jej zużycia na potrzeby własne, niezwiązane z wykonywaną działalnością gospodarczą. Ustawa wraz z zapisami stymulującymi sektor prosumencki wpisywała się w sprawdzony i realizowany od lat kierunek wsparcia funkcjonujący w innych krajach europejskich. Przykładem wartym uwagi jest rynek niemiecki, zarówno pod względem analogicznych do panujących w Polsce warunków klimatycznych, jak i stopnia oraz skali rozwoju sektora OZE.*

W 2018 roku w Niemczech wszystkie źródła energii odnawialnej pokryły 43% zużycia energii elektrycznej netto, przy udziale źródeł fotowoltaicznych stanowiącym 8,7% [2]. Przy sprzyjających warunkach pogodowych energia z tych źródeł może tymczasowo pokryć do 45% zapotrzebowania na energię w dniach roboczych i do 60% w niedziele i święta. Statystycznie, na koniec 2018 roku odnotowano w systemie niemieckim obecność i funkcjonowanie modułów fotowoltaicznych o mocy nominalnej 45,9 GW, skupionej w ponad 1,6 mln instalacji [2]. Warto także podkreślić, że źródła o mocy do 100 kW stanowiły 97% wszystkich źródeł fotowoltaicznych zainstalowanych w systemie, a ich moc wynosiła 52% łącznej mocy wszystkich źródeł PV.

W nieco odmiennym stadium znajduje się segment OZE w Polsce. Zgodnie z dostępnymi, wstępnymi informacjami podsumowującymi bilans mocy w 2018 roku, w systemie elektroenergetycznym funkcjonowały źródła fotowoltaiczne o mocy zainstalowanej na poziomie 300 MW, co daje ok. 3,4% udział w polskiej strukturze wytwarzania OZE [3].

Konieczność dążenia do osiągnięcia celu indykatywnego w zakresie udziału energii elektrycznej ze źródeł OZE w bilansie wytwórczym sprawia, że z tej perspektywy zasadna staje się analiza wybranych elementów systemu wsparcia prosumentów, z których szczególnie istotnym wydaje się poprawność doboru współczynnika ilościowego.

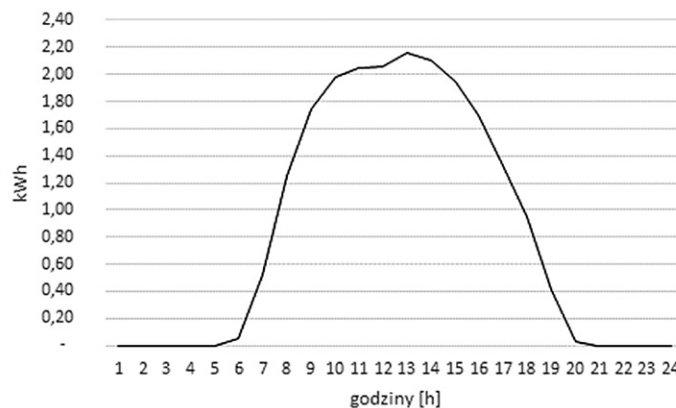
2. Współczynnik ilościowy

Jedną z głównych zasad działania mechanizmu wsparcia funkcjonowania gospodarki prosumenckiej, określonej ustawą zarówno

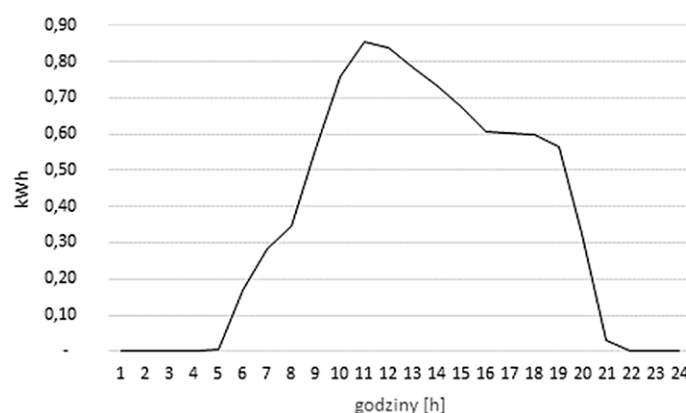
w jej pierwotnym [1], jak i znowelizowanym kształcie [4], dotyczy rozliczenia energii elektrycznej wprowadzonej przez prosumenta do sieci elektroenergetycznej w stosunku do ilości energii elektrycznej pobranej z tej sieci. W aktualnych regulacjach obowiązuje stosunek 1 do 0,7 dla instalacji 10–50 kW oraz 1–0,8 dla instalacji do 10 kW mocy zainstalowanej. Struktura podziału była przyczynkiem dyskusji wywołanej już na etapie projektu przedstawionego podczas posiedzenia sejmowej Komisji ds. Spraw Energii i Skarbu Państwa [5]. Zaproponowano wówczas, iż przedstawiony podział może być efektem błędu obliczeniowego, a realny, tożsamy z rzeczywistością stosunek powinien oscylować, wg wyliczeń członków Rady Programowej Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Słonecznej, w granicach 1 do 0,85–0,88. Odmienne zdania byli przedstawiciele Towarzystwa Obrotu Energią sugerujący, że podział 1 do 0,7 nie pokryje kosztów związanych z dystrybucją energii pobieranej przez prosumenta. Skrajnie odmienny był również głos środowisk opozycyjnych, wskazujący na poprawność proporcji 1 do 1 lub 1 do 0,9.

W kontekście tak istotnych rozbieżności celowe i zasadne staje się przeprowadzenie analiz opartych na rzeczywistym, dobowo-godzinowym profilu generacji i poboru energii przez przykładowego prosumenta z grupy taryfowej G11. Analizy powinny odpowiedzieć na pytanie, czy aktualnie obowiązujące poziomy współczynnika ilościowego przekładają się na pokrycie kosztów magazynowania energii prosumenckiej z udziałem sieci dystrybucyjnej, które ponoszone są przez sprzedawców zobowiązanych i spółki dystrybucyjne. Parametry analizowanej instalacji prosumenckiej przedstawiają się następująco:

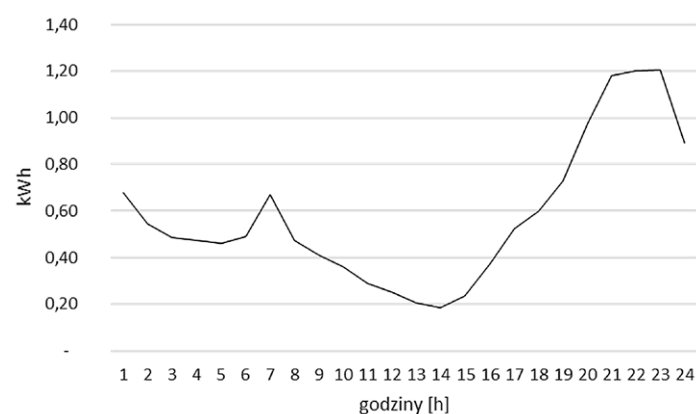
- moc zainstalowana 8,1 kW (27 x 300 W), ekspozycja południowa z generacją na poziomie 9366 kWh/rok (2018) i profilem uwzględniającym samobilansowanie przedstawionym na rys. 1 i 2
- zapotrzebowanie na energię na poziomie 7790 kWh/rok (2018), o profilu nieregularnym, wynikającym z czasowego wykorzystania energii elektrycznej na cele grzewcze i klimatyzację, którego kształt uwzględniający samobilansowanie przedstawiono na rys. 3
- przewymiarowanie instalacji gwarantujące 20-proc. nadwyżkę wygenerowanej energii względem zapotrzebowania. W ramach analiz wyliczono:
 - wolumetryczny poziom samobilansowania, rozumianego jako pokrycie zapotrzebowania na energię w czasie rzeczywistym przez własną generację, zilustrowany na rys. 4
 - wolumetryczny poziom energii elektrycznej oddanej do sieci dystrybucyjnej
 - wolumetryczny poziom energii elektrycznej pobranej z sieci dystrybucyjnej
 - przychody i koszty uzyskiwane przez sprzedawcę zobowiązanego z tytułu odpowiednio odsprzedaży nadwyżek energii wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej oraz zakupu energii na potrzeby dostawy prosumentowi, wyliczone na podstawie rzeczywistych cen rozliczeń odchylenia rynku bilansującego w 2018 roku
 - koszty dystrybucji energii ponoszone przez przedsiębiorstwo sieciowe, na podstawie stawek taryfowych Tauron Dystrybucja SA, obowiązujących w 2018 roku



Rys. 1. Uśredniony z danych rocznych dobowy profil generacji PV oddawanej do sieci dystrybucyjnej



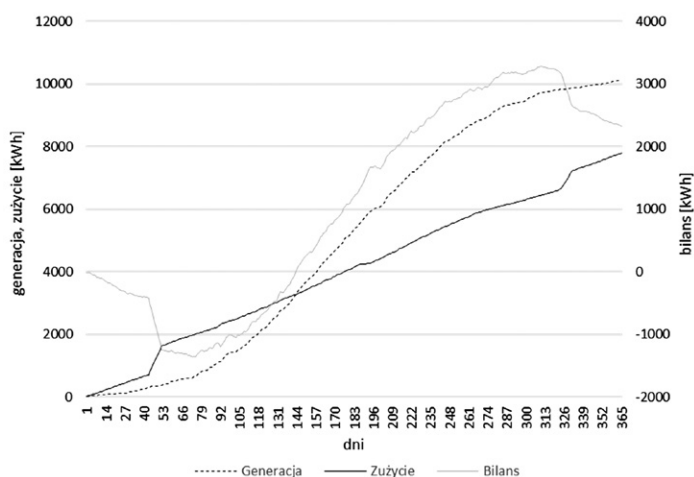
Rys. 2. Uśredniony z danych rocznych dobowy profil samobilansowania



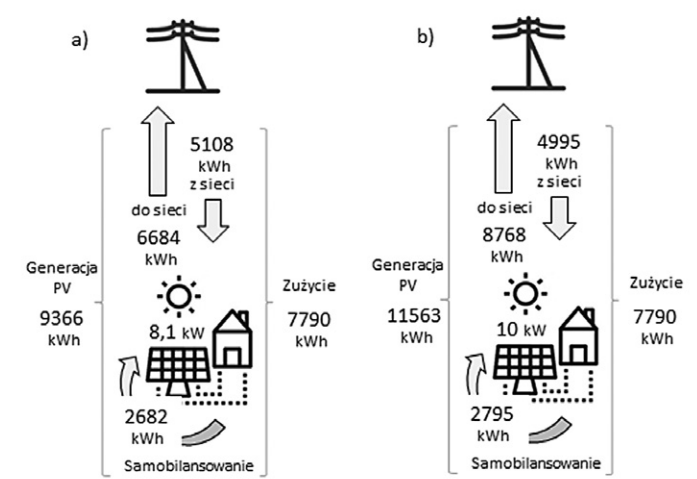
Rys. 3. Uśredniony z danych rocznych dobowy profil zapotrzebowania na energię pobieraną z sieci dystrybucyjnej

- średnie poziomy cen odsprzedaży i zakupu energii z udziałem rynku bilansującego.

Analizowana instalacja prosumencka cechowała się przewymiarowaniem, dzięki czemu uzyskany został w ramach bilansu rocznego efekt samokompensacji, determinujący brak konieczności ponoszenia przez prosumenta kosztów związanych z zakupem energii elektrycznej i jej dostawą. Dodatkowo dokonano przeskalowania profilu generacji, aby uzyskać odzwierciedlenie źródła PV o mocy 10 kW, by móc przeprowadzić analizę



Rys. 4. Generacja, zużycie i bilans energii w ujęciu narastającym w skali roku



Rys. 5. Bilans wymiany energii między prosumentem a siecią dystrybucyjną dla dwóch mocy źródła PV: a) 8,1 kW, b) 10 kW

dla przewymiarowanej generacji sięgającej poziomu 45%. Oba scenariusze wraz z wynikami zostały przedstawione na rys. 5. W scenariuszu przedstawionym na rys. 5a) wart podkreślenia jest fakt stosunkowo wysokiego wskaźnika pokrycia zapotrzebowania w czasie rzeczywistym z własnej generacji, wynoszącego 2682 kWh i stanowiącego 29% łącznego zapotrzebowania na energię. Pokrycie pozostałych potrzeb wiąże się z koniecznością dokonania wymiany energii z udziałem sieci. Generacja przez źródło wytwórcze realizowana jest w godzinach 6.00–19.00, ze szczytem przypadającym w przedziale 10.00–15.00. Nadwyżki energii wprowadzane do sieci i wynoszące 6684 kWh/rok można wycenić, przeliczając je w ujęciu dobowo-godzinowym przez ceny rozliczeniowe rynku bilansującego. Uzyskany w ten sposób przez sprzedawcę zobowiązanego przychód wynosi dla tego konkretnego przypadku 1706 zł, co daje jednostkową, średnią ważoną cenę sprzedaży energii z nadwyżek wynoszącą 255,22 zł/MWh. Pobór energii dokonywany przez prosumenta przypada głównie na godziny pozaszczytowe, co przedstawiono na rys. 3. Ilość energii pobrana z sieci nie przekracza 80% wolumenu

wprowadzonego do sieci, przez co pobór ten obciążony jest po stronie prosumenta jedynie składowymi stałymi stawek dystrybucyjnych. Koszt sprzedawcy zobowiązanego, zabezpieczającego energię elektryczną pobierają przez prosumenta, wynosi 1233 zł i odzwierciedla zakup 5108 kWh na rynku bilansującym po średniej cenie 241,40 zł/MWh. W ramach współczynnika ilościowego wynoszącego 20% pokrywane są również koszty dystrybucji, wynoszące 998 zł. Łączny koszt magazynowania energii z udziałem sieci dystrybucyjnej, ponoszony przez sprzedawcę i spółkę dystrybucyjną, wynosi 2231 zł. Wyniki z przeprowadzonej analizy wskazują, że przychód z odsprzedanej energii z nadwyżki produkcyjnej nie pokrywa łącznego kosztu, a różnica obciążająca sprzedawcę zobowiązanego i dystrybutora energii wynosi 525 zł.

Odmierna sytuacja występuje, gdy dochodzi do znacznego przewymiarowania mocy zainstalowanej źródła. Na potrzeby symulacji założono, że moc zainstalowana źródła wyniesie 10 kW, a przepływy energii przedstawiono na rys. 5b. Nadwyżka wyprodukowanej energii, wynosząca 3773 kWh, pokrywa wolumen odpowiadający 20-proc. współczynniki ilościowemu i dodatkowo generuje 2197 kWh wprowadzanych do sieci, bez możliwości późniejszego jej poboru. Łączny poziom nadwyżki generacji względem energii pobranej wynosi 48%. W tym scenariuszu wymiana za pośrednictwem sieci dystrybucyjnej wynosi 8768 kWh energii wprowadzonej i 4995 kWh energii pobranej. Wprowadzone nadwyżki sprzedawane są przez sprzedawcę zobowiązanego po średniej ważonej wolumenem cenie rynku bilansującego, wynoszącej 255,27 zł/MWh, dając przychód na poziomie 2238 zł. Zakup energii na potrzeby dostawy prosumentowi jest realizowany po średniej cenie 240,92 zł/MWh, generując koszt wynoszący 1203 zł. Obciążenie przedsiębiorstwa sieciowego, związane z zapewnieniem dostawy energii prosumentowi w godzinach poboru energii z sieci, wynosi 976 zł. Łączny koszt sprzedawcy i spółki dystrybucyjnej sprowadza się do 2179 zł, co w konfrontacji z przychodem generuje zysk na poziomie 59 zł.

Z przeprowadzonych analiz można wysnuć następujące wnioski: Przewymiarowanie instalacji prosumenckiej wpływa korzystnie na bilans przychodowo-kosztowy widziany przez pryzmat sprzedawcy zobowiązanego. Opłacalność magazynowania energii prosumenckiej za pośrednictwem sieci dystrybucyjnej jest w głównej mierze pochodną profilu odbiorczego, skali przewymiarowania źródła prosumenckiego oraz poziomu cen rynkowych, po których realizowane są procesy sprzedaży i zakupu energii. Warto podkreślić, że analiza wybranego przypadku ze współczynnikiem ilościowym wynoszącym 1 do 0,8 wskazuje na jego niewystarczalność przy pokryciu kosztów magazynowania. Opłacalność ta istotnie rośnie dla wskaźnika 1 do 0,7. Przewymiarowanie nie poprawia w sposób istotny poziomu samobilansowania zapotrzebowania z generacją w czasie rzeczywistym.

3. Bilansowanie międzyfazowe

Kolejnym istotnym elementem wsparcia prosumenta było ustawowe zagwarantowanie tzw. bilansowania międzyfazowego. Przeważająca większość urządzeń stanowiących wyposażenie

gospodarstw domowych to urządzenia 1-fazowe. Powszechną praktyką jest podłączanie ich do wewnętrznej sieci zasilającej bez pomiaru równomierności obciążenia faz. Zastosowanie inwertera 3-fazowego w sieci o wyraźnej asymetrii odbiorów będzie oddawanie energii do sieci, a na innej jej pobór. W tym samym czasie odbiorca zmuszony będzie pobierać energię, tracąc 20% lub 30% wolumenu ze względu na obowiązujący mechanizm opustowy i poziomy współczynnika ilościowego. Brak bilansowania międzyfazowego prowadziłyby do ograniczenia samobilansowania w czasie rzeczywistym i do nadmiernej wymiany energii z udziałem sieci dystrybucyjnej. Ustawodawca przewidział powyższą okoliczność i na poziomie ustawy wprowadził zapis mówiący o tym, że „sprzedawca dokonuje rozliczenia ilości energii elektrycznej wprowadzonej i pobranej z sieci przez prosumenta na podstawie wskazań urządzenia pomiarowo-rozliczeniowego dla danej mikroinstalacji, po uzyskaniu danych pomiarowych od operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, przekazanych przez tego operatora w taki sposób, aby ilość wprowadzonej i pobranej przez prosumenta energii była rozliczona po wcześniejszym sumarycznym bilansowaniu ilości energii z wszystkich faz dla trójfazowych mikroinstalacji” [1].

W praktyce mechanizm ten, za sprawą nieprzystosowanych układów pomiarowo-rozliczeniowych i niewłaściwej interpretacji ustawy przez operatorów sieci dystrybucyjnych, okazał się nietykalny w implementacji. Przytoczone zapisy poparte interpretacją Ministerstwa Energii wskazują, że ilość wprowadzonej i pobranej przez prosumenta energii powinna być rozliczona po wcześniejszym sumarycznym bilansowaniu ilości energii z wszystkich faz dla 3-fazowych mikroinstalacji. Pierwszym krokiem poprawnego rozliczenia powinna być zatem agregacja danych pochodzących z każdej z faz. Niestety, ze względu na brak tak szczegółowych danych nie jest możliwe przeprowadzenie analizy wpływu tego zjawiska na bilans przychodowo-kosztowy, a problem ten można jedynie nakreślić w ogólnej formule.

4. Wnioski końcowe

Polska elektroenergetyka stoi u progu wielu istotnych decyzji, implikujących przyszły kształt rynku oraz sektora elektroenergetycznego, a także relacje między jego uczestnikami. Perspektywa deficytów mocy, ograniczeń importowych energii elektrycznej, starzejącego się i awaryjnego parku wytwórczego powoduje, że rozwój systemu elektroenergetycznego coraz częściej i chętniej będzie opierał się na fundamentach energetyki rozproszonej, w wymiarze obywatelskim skoncentrowanej w ramach klastrów energii, spółdzielni energetycznych i źródeł prosumenckich. W artykule przeprowadzona została scenariuszowa analiza poprawności doboru współczynników ilościowych w modelu wsparcia prosumenckiego, potwierdzająca, że poziom 20% opustu może nie gwarantować pokrycia kosztów magazynowania energii w sieci dystrybucyjnej. Należy podkreślić, że dążeniem sprzedawcy zobowiązanego jest pokrycie kosztów wynikłych z tego procesu. Na bilans popytowo-podażowy

i tym samym stopień pokrycia kosztów mechanizmu mają wpływ przede wszystkim: (1) poziomy współczynników ilościowych, (2) stopień przewymiarowania instalacji prosumenckiej, (3) poziom cen rynkowych sprzedaży i zakupu energii elektrycznej (np. w ramach rynku bieżącego lub bilansującego), determinujący poziom różnicy między poziomami cen sprzedaży i zakupu, (4) bilansowanie międzyfazowe. Dzięki tak wielu czynnikom, charakteryzującym się zmiennością oraz wzajemnymi powiązaniem, istnieje prawdopodobieństwo, że w globalnym rozrachunku dla całej populacji prosumenckich przyjęcie współczynników ilościowych na ustawowym poziomie będzie wystarczające do pokrycia kosztów magazynowania energii w sieci.

BIBLIOGRAFIA

1. Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, Dz.U. z 2015 r. poz. 478.
2. Fraunhofer ISE, Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, 18.03.2019.
3. Rynek Fotowoltaiki w Polsce 2018, Instytut Energetyki Odnawialnej, Warszawa 2018.
4. Ustawa z dnia 7 czerwca 2018 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw, Dz.U. z 2018 r. poz. 1276.
5. Zapis przebiegu posiedzenia Komisji ds. Energii i Skarbu Państwa, 31 maja 2016, nr 22 [online], <http://www.sejm.gov.pl> [dostęp: 23.02.2019].

Assessment of Chosen Elements of Prosumer's Support Mechanism

Keywords

prosumer, support mechanism, quantitative factor, PV

Abstract

The RES Act introduced mechanisms to support the development of distributed generation including also prosumers. It assumes i.a. the possibility of using structure of the electric power distribution network as an energy storage, which can be used to generate and consume power within a framework of specific billing cycle. Over a two-years period of validity of the mechanism allowed to carry out analyzes and assess the correctness of its functioning. The issues of assessing the correctness of the selection of the quantitative coefficient, the dimensioning of benefits from the commercial balancing obtained by the obliged sellers, the inter-phase balancing, and oversizing of prosumer installations become particularly important. The calculations and conclusions presented in the paper are based on a scenario analysis of the actual consumption and production data of the prosumer from the group G11 tariff producing energy from a photovoltaic source.

KONTAKT

Maciej Sołtysik

PSE Innowacje sp. z o.o.

tel.: +48 32 742 86 05

e-mail: maciej.soltysik@pse.pl

Joanna Wróbel

PSE Innowacje sp. z o.o.

tel.: +48 32 742 86 09

e-mail: joanna.wrobel@pse.pl

Analiza profili zużycia energii elektrycznej odbiorców w sieci niskiego napięcia

Autorzy

Joachim Bargiel
 Adrian Halinka
 Marcin Niedopytalski

POWRÓT
 DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

profile standardowe, odbiorcy nN, charakterystyki obciążeniowe odbiorców

Streszczenie

Tworzone klastry energii, według idei działania, powinny docelowo dążyć do zrównoważenia energii elektrycznej w swoim obszarze aktywności, tak w perspektywie długookresowej (bilansowanie energii), jak i krótkookresowej (bilansowanie mocy). Wymaga to m.in. bardzo dobrego rozpoznania zmienności mocy pobieranej i wytwarzanej w klastrze, a także możliwości regulacyjnych urządzeń w celu zapewnienia bilansowania. W artykule przedstawiono wyniki prowadzonych analiz rzeczywistych i standardowych profili zużycia energii elektrycznej różnych typów odbiorców w sieci nN. Sprawdzono korelację profili standardowych wybranego operatora sieci dystrybucyjnej (OSD) z rzeczywistymi przebiegami obciążeń różnych typów odbiorców komunalnych. Wyniki analiz mogą być przydatne przy tworzeniu klastrów energii.

1. Wstęp

Dobre odwzorowanie zmienności pobieranej energii jest szczególnie istotne dla odbiorców mających rozdzielone usługi dystrybucji i dostawy energii elektrycznej. Wymagania przepisów unijnych (Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z 13 lipca 2009) oraz urządzenia, których cena się obniża, umożliwiają coraz większej grupie odbiorców dostęp do bardziej szczegółowych informacji o zużywanej energii elektrycznej, nie tylko o całkowitej ilości energii pobranej w danym czasie i strefie. Daje to możliwość opracowywania profili obciążeniowych, dzięki którym możliwe będzie świadome zarządzanie kosztami zakupu energii i jej zużycia. Ponadto rozwijana przez Ministerstwo Energii idea klastrów energii w założeniu funkcjonowania ma docelowo dążyć do zrównoważenia energii elektrycznej pobieranej i wytwarzanej w swoim obszarze działania, tak w perspektywie długookresowej (bilansowanie energii), jak i krótkookresowej (bilansowanie mocy). Wiąże się to z koniecznością bardzo dobrego rozpoznania zmienności mocy (czynnej, ale także biernej) zarówno dla strony popytowej, jak i podażowej w klastrze, a także z możliwościami regulacyjnymi urządzeń służących do zapewnienia bilansowania.

Znajomość zmienności czasowej obciążeń jest istotna nie tylko z punktu widzenia nowych struktur energetycznych, jakimi są klastry energii, ale także dla minimalizowania ryzyka uczestnictwa w rynku energii i tworzenia konkurencyjnych tariff energii elektrycznej przez OSD. Do realizacji tych zadań tworzone są standardowe profile zużycia energii elektrycznej (inaczej: standardowe profile obciążeń). Do ich opracowania wykorzystuje się dobowe pomiary zmienności obciążeń wytypowanych odbiorców oraz statystykę matematyczną.

1.1. Standardowe profile obciążeń

Postęp automatyzacji w elektroenergetyce, przekształcanie sieci elektroenergetycznej w sieć inteligentną (ISE), w tym m.in. *smart metering*, umożliwiają opracowywanie coraz większej bazy profili obciążeniowych, zapewniających lepsze ich dopasowanie do właściwości konkretnych typów odbiorców. Przykładowo w Tauron Dystrybucja SA wyróżnionych jest obecnie 11 typów profili (tab. 1) [1, 2].

Profile te obowiązują w różnych sezonach (od jednego do dwunastu) i dniach tygodnia (od jednego do trzech rodzajów). Daje to sumarycznie ponad 120 charakterystyk. Zgodnie z zapisami ustawy *Prawo energetyczne* oraz aktów wykonawczych

Typ	Przydzielona grupa taryfowa	Liczba charakterystyk
Profil A	G11, G13	12
Profil B	G12 (poza G12w i G12as)	12
Profil C	C11 z zasilaniem 1-fazowym	12
Profil D	C11 z zasilaniem 3-fazowym i C13	12
Profil E	C12a	12
Profil F	C12b	6 (2018) / 12 (2019)
Profil G	G12w z zasilaniem 1-fazowym	4 (2018) / 12 (2019)
Profil H	G12w z zasilaniem 3-fazowym	4 (2018) / 12 (2019)
Profil O	odbiorcy typu oświetleniowego	12
Profil R	R	3
Profil S	G12as	12

Tab. 1. Zestawienie przykładowych typów standardowych profili zużycia energii elektrycznej [1, 2]

do niej OSD odpowiedzialny jest m.in. za opracowywanie, aktualizację i udostępnianie odbiorcom oraz ich sprzedawcom standardowych profili zużycia energii elektrycznej, w związku z czym są one sukcesywnie modyfikowane, a ich baza rozbudowywana [1, 2].

2. Badania

W artykule przedstawiono wyniki analiz możliwości zastosowania standardowych profili obciążeń do odwzorowania właściwości niewielkich grup różnych typów lokalnych odbiorców. Sprawdzone także wpływ ostatniej aktualizacji wybranych standardowych profili na ich korelacje z rzeczywistymi obciążeniami analizowanych odbiorców.

2.1. Opis badań

W badaniach wykorzystano rzeczywiste przebiegi czasowe obciążeń różnych typów odbiorców (punktów poboru energii) z terenu powiatu gliwickiego, m.in. budynków komunalnych użyteczności publicznej, iluminacji zewnętrznej, oświetlenia ulicznego, oczyszczalni ścieków, pływalni. Odbiorcy ci cechują się różnymi właściwościami zmienności mocy, tak dobowymi, tygodniowymi, jak i sezonowymi. Dane pomiarowe obejmują okres co najmniej dwóch lat i dostępne są z rozdzielczością jednogodzinową.

Moce umowne punktów poboru energii wynoszą od kilku do 40 kW dla odbiorców z grup taryfowych C1x i 45 do 150 kW dla odbiorców z grupy C21. Ogólna liczba analizowanych odbiorców wynosi 30.

Ze względu na grupy taryfowe odbiorców, dla których analizowano zmienność obciążeń, oraz właściwy dla punktów przyłączenia odbiorców do sieci OSD w badaniach korelacji wzięto przede wszystkim pod uwagę zawarte w tab. 1 standardowe profile zużycia energii elektrycznej typu: D i O.

Dla odbiorców z grupy taryfowej C21 określono profil standardowy, dla którego korelacja z rzeczywistymi obciążeniami jest największa.

2.2. Kryterium oceny

Do oceny podobieństwa zmienności obciążeń z opracowanymi przez OSD standardowymi profilami obciążenia wykorzystano współczynnik korelacji Pearsona. Określa on stopień zależności liniowej pomiędzy dwoma zbiorami zmiennych x i y o wartościach poszczególnych zmiennych oznaczonych jako X i Y . Współczynnik ten wyznaczany jest jako iloraz kowariancji i iloczynu odchyłeń standardowych dwóch zmiennych:

$$r_{xy} = \frac{\text{cov}(x,y)}{\delta_x \cdot \delta_y} \quad (1)$$

gdzie: $\text{cov}(x,y)$ – kowariancja zmiennych x i y , δ_x , δ_y – odchylenia standardowe zmiennej x i y .

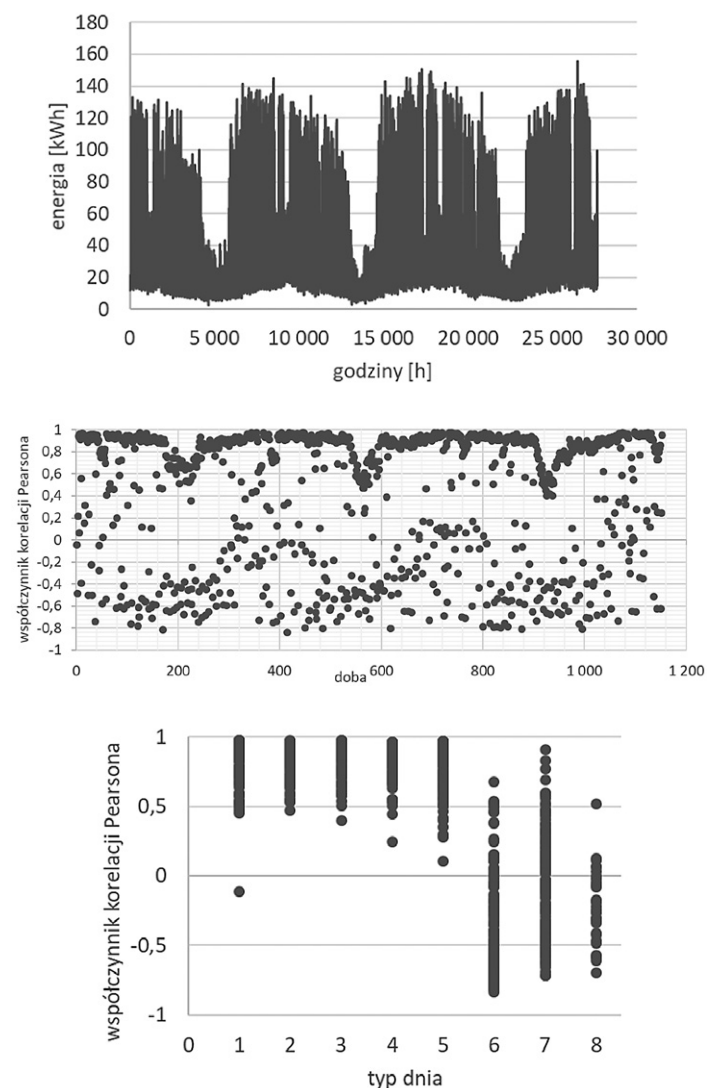
Współczynnik korelacji Pearsona przyjmuje wartości z domkniętego przedziału $[-1; 1]$, przy czym im większa jest jego wartość bezwzględna, tym między zmiennymi istnieje silniejsza zależność liniowa. Dodatnie wartości współczynnika oznaczają dodatnią

liniową zależność między zmiennymi, natomiast ujemne oznaczają odwrotny trend zależności między zmiennymi.

Zgodnie ze skalą Guillforda można przyjąć, że bezwzględne wartości współczynnika r_{xy} od 0 do 0,2 oznaczają słaby związek między zmiennymi, od 0,2 do 0,4 – relację wzajemną niską, od 0,4 do 0,7 – korelację umiarkowaną, natomiast wartości powyżej 0,7 wskazują na wysoką i bardzo wysoką (od 0,9) zależność zmiennych [3].

3. Wyniki

Ze względu na charakter zmienności obciążeń odbiorców podzielono na cztery grupy: odbiorcy oświatowi, odbiorcy oświetleniowi ze sterowaniem zegarami astronomicznymi lub zmierzchowymi, pozostali odbiorcy komunalni i odbiorcy z taryfą C21. W pierwszym obszarze badań oceniano korelację przebiegów czasowych obciążeń dla grupy odbiorców oświatowych o taryfach C11 i obowiązującego dla tej taryfy profilu standardowego D (rys. 1).



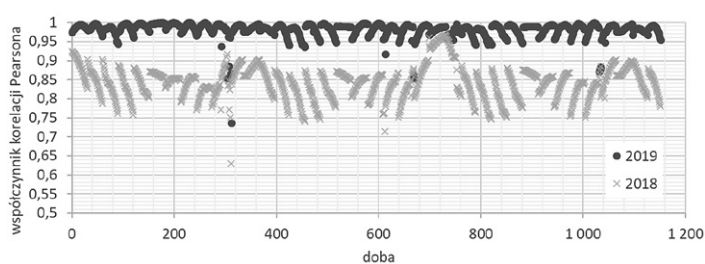
Rys. 1. Grafik obciążenia i współczynniki korelacji dla grupy odbiorców oświatowych o taryfach C11 i profilu standardowego typu D, w układzie dobowym i dni tygodnia (typ dnia: 1 – poniedziałek, 2 – wtorek, 3 – środa, 4 – czwartek, 5 – piątek, 6 – sobota, 7 – niedziela, 8 – święto)

Odbiorców oświatowych cechuje (w dni robocze, w większości roku) wysoka i bardzo wysoka korelacja z profilem opracowanym przez OSD. Najmniejsza wartość korelacji obserwowana jest w weekendy w ciągu całego roku, a w dni robocze mniejsza wartość współczynnika korelacji występuje w okresie lata (rys. 1). Jest to związane z roczną i tygodniową specyfiką wykorzystania takich obiektów. Duże ujemne wartości współczynnika korelacji dla tego typu odbiorców występują w weekendy i święta, co oznacza, że dobowa zmienność obciążenia ma odwrotną tendencję niż w profilu standardowym (zbliżona jest do profilu standardowego O dla miesięcy letnich).

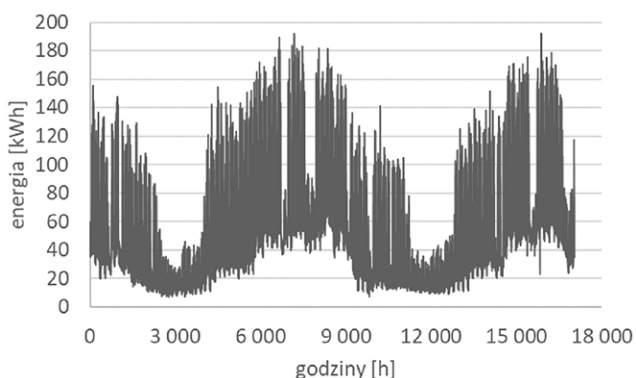
Obowiązująca od początku bieżącego roku aktualizacja IRIEDS Tauron Dystrybucja [2] wprowadziła zmiany części profili standardowych. Zmodyfikowano część typów profili zarówno pod względem liczby charakterystyk, jak i wartości godzinowych.

Wykorzystując rzeczywiste dane pomiarowe z poprzednich lat, porównano ich korelację z profilami zeszłorocznymi i bieżącymi. Przykładowe wyniki dla standardowego profilu obciążenia O, przeznaczonego dla odbiorców oświetleniowych (np. oświetlenie uliczne), przedstawiono na rys. 2.

Profile standardowe dla odbiorców oświetleniowych bardzo dobrze odwzorowują właściwości rzeczywistych odbiorów, na co wpływa przede wszystkim przewidywalność ich pracy. Profile standardowe z 2018 roku najlepiej odwzorowują właściwości odbiorów w początkowych dniach miesiąca, jednak zależne to jest m.in. od przyjętych w danym sterowniku oświetlenia korekt czasów załączania i wyłączenia. Korelacja rzeczywistych profili obciążeń ze standardowymi, zaktualizowanymi w 2019 roku, jest przez cały analizowany okres bliska



Rys. 2. Współczynnik korelacji dla przykładowego oświetlenia ulicznego i profili standardowych typu O z 2018 i 2019 roku



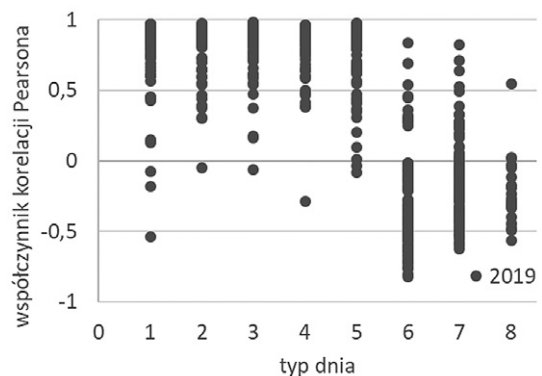
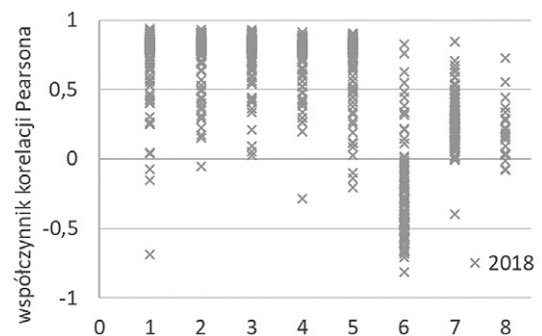
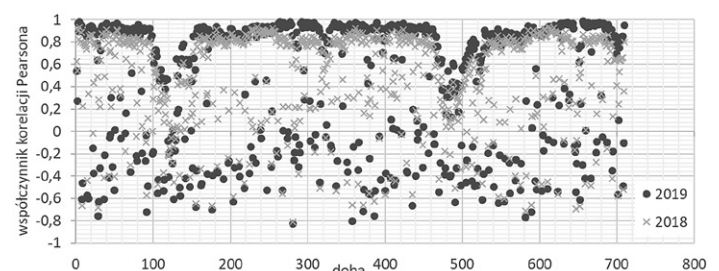
Rys. 3. Grafik obciążenia dla grupy odbiorców o taryfach C11 (budynki komunalne użyteczności publicznej)

maksymalnej wartości, co oznacza bardzo dobre odwzorowanie tego typu odbiorców.

Podobne badania przeprowadzono także dla profilu standardowego D i grupy wszystkich 23 odbiorców o taryfie C11 (budynki komunalne użyteczności publicznej). Zmienność czasową obciążenia tej grupy przedstawiono na rys. 3.

Uzyskane dla tej grupy współczynniki korelacji z profilami: standardowym D z roku bieżącego i poprzedniego przedstawiono na rys. 4.

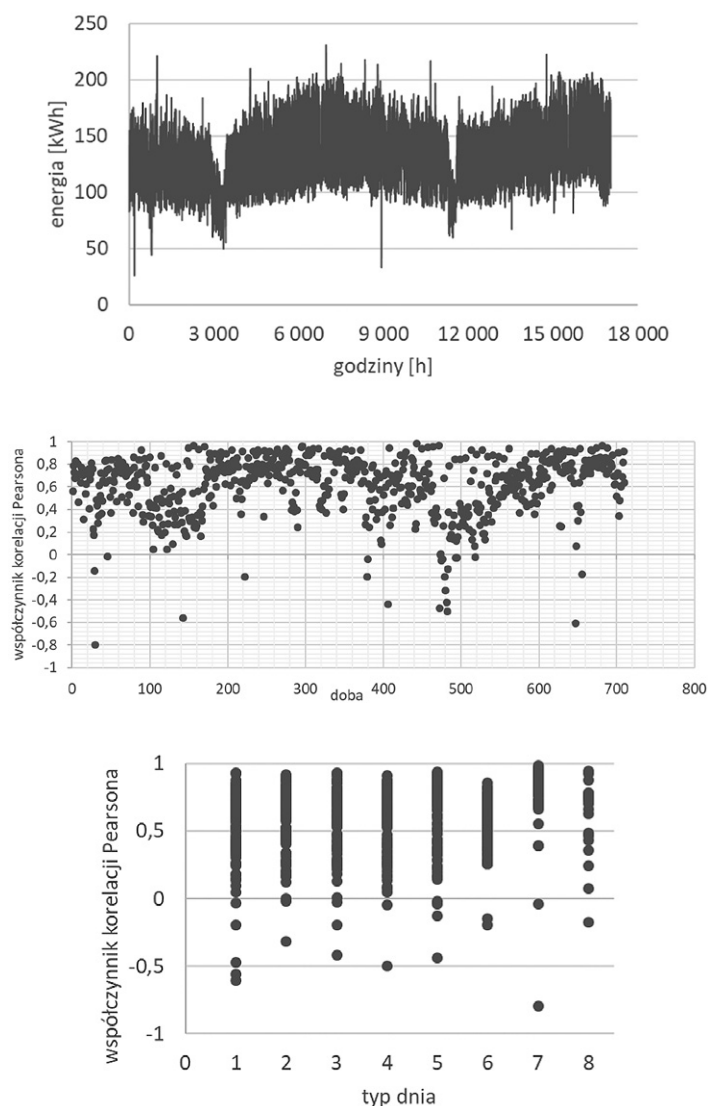
Grupa odbiorców o taryfie C11 (utworzona ze zsumowanych danych pomiarowych) jest lepiej skorelowana z tegorocznym profilem standardowym D dla dni roboczych. Natomiast korelacja z profilem dla niedziel i dni świątecznych uległa znacznemu zmniejszeniu i osiąga istotne wartości ujemne (trend odwrotny), co oznacza, że dla grupy kontrolnej, na podstawie której opracowany został profil standardowy, występująca dobowa zmienność obciążenia jest podobna jak w dni robocze. Uzyskane weekendowe wartości $r_{x,y}$ wynikają z opisywanych wcześniej (rys. 1) właściwości odbiorców oświatowych, których udział w grupie jest znaczny.



Rys. 4. Współczynniki korelacji dla grupy odbiorców o taryfach C11 i profili standardowych typu D z 2018 i 2019 roku, w układzie dobowym i dni tygodnia (typ dnia: 1 – poniedziałek, 2 – wtorek, 3 – środa, 4 – czwartek, 5 – piątek, 6 – sobota, 7 – niedziela, 8 – święto)

W efekcie uzyskanych wyników można stwierdzić, że korelacja przeprowadzona zarówno dla pojedynczych odbiorców, jak i ich grup z profilami standardowymi przyjmuje w znacznej większości wyższe wartości dla obowiązujących profili. Zdecydowana poprawa współczynnika korelacji i w efekcie prawie idealna zbieżność trendów zmian obciążenia i profilu standardowego O w obowiązującej w Tauron Dystrybucja SA IRIESD występuje dla odbiorców typu oświetleniowego. Zauważalne punktowe obniżenia wartości współczynnika korelacji dla odbiorcy oświetleniowego (rys. 2) wynikają z czasowych przerw w działaniu oświetlenia.

W ostatnim etapie badań dla grupy odbiorców o taryfie C21 sprawdzono korelację ich grafików obciążeń z wybranymi profilami standardowymi. Największe wartości współczynnika korelacji dla tego typu odbiorcy uzyskano dla profilu standardowego D (rys. 5).



Rys. 5. Grafik obciążenia i współczynniki korelacji dla grupy odbiorców o taryfach C21 i profili standardowych typu D, w układzie dobowym i dni tygodnia (typ dnia: 1 – poniedziałek, 2 – wtorek, 3 – środa, 4 – czwartek, 5 – piątek, 6 – sobota, 7 – niedziela, 8 – święto)

Dla grupy odbiorców o taryfach C21, w skład której wchodzi: budynki oświatowe, oczyszczalnia ścieków i pływania, uzyskane współczynniki korelacji z profilem standardowym D (rys. 5) mają największą wartość w niedziele i święta. Jest to sytuacja inna niż dla grupy odbiorców o taryfach C11 (rys. 4).

Dla większości dni korelacja obciążenia rzeczywistego z profilem jest co najmniej umiarkowana, co oznacza możliwość wykorzystania profilu standardowego do modelowania tej grupy odbiorców, na przykład w analizowaniu bilansowania energii elektrycznej w klastrach.

4. Podsumowanie

Znajomość profili obciążeń umożliwia zwiększanie zysków zarówno po stronie operatorów handlowych (OH lub OTH), poprzez optymalizację kontraktowanej energii, jak i po stronie odbiorców – optymalizacja kosztów zakupu energii. Aktualizacja analizowanych profili standardowych, ze względu na coraz lepszą dostępność do danych, umożliwia coraz lepsze odwzorowanie zmienności obciążeń, przy czym najlepsze odwzorowanie rzeczywistych odbiorców otrzymano dla profilu standardowego O, co wynika z dużej przewidywalności ich pracy.

W miarę zwiększania grupy odbiorców uzyskiwano większe wartości współczynnika korelacji obciążeń rzeczywistych z profilem standardowym, odpowiednim dla danego typu odbiorców. Z punktu widzenia tworzenia i funkcjonowania klastrów energii możliwe jest wykorzystywanie opracowanych przez danego OSD standardowych profili obciążeniowych, zarówno dla grup odbiorców z taryf C1x, jak i C21. Tworzenie docelowej struktury klastra energii będzie także wymagać bieżącej informacji o odbieranej mocy, aby zapewnić lokalnie równowagę w klastrze energii elektrycznej. Rozdzielczość pomiarowa na poziomie jednej godziny jest w tym celu niewystarczająca. Dostępność do danych licznikowych o godzinowym zużyciu energii elektrycznej umożliwia odbiorcom (świadomym) optymalizację grupy taryfowej zapewniającą minimalizację kosztów dostaw usługi dystrybucji i energii elektrycznej.

BIBLIOGRAFIA

1. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej, Tauron Dystrybucja S.A., tekst jednolity z 16.07.2018 [online], <https://www.tauron-dystrybucja.pl/uslugi-dystrybucyjne/instrukcja-iriesd> [dostęp: 23.04.2019].
2. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej, Tauron Dystrybucja S.A., tekst jednolity z dnia 14.01.2019 [online], <https://www.tauron-dystrybucja.pl/uslugi-dystrybucyjne/instrukcja-iriesd> [dostęp: 23.04.2019].
3. Piwczyński D., Wybrane zagadnienia z korelacji i regresji, 15.05.2006 [online], http://dp.utp.edu.pl/wyklady/sas_cw9.pdf [dostęp: 23.04.2019].

Analysis of Load Profiles of Receivers in the Low Voltage Grid

Keywords

standard profiles, LV loads, load curves

Abstract

The energy clusters created in the idea of operation should aim to balancing electricity in their area of operation in the long-term (energy balancing) and short-term (balancing power) perspective. This requires, among others, a very good recognition of the

variability of the power received and generated in the cluster, as well as the regulatory capabilities of the devices to ensure balancing. The correlation of standard profiles of the selected OSD with the actual load runs of various types of municipal customers was checked.

The paper presents the analyses of real profiles of various types municipal loads compared to standard profiles. The influence of the last update of selected standard profiles on their correlations with the actual loads of the analyzed recipients was also checked. The results of analyzes can be useful in creating an energy cluster to provide balancing electricity in their area of operation.

KONTAKT

Joachim Bargiel

Politechnika Śląska, Wydział Elektryczny, Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów
tel.: +48 32 237 10 85
e-mail: joachim.bargiel@polsl.pl

Adrian Halinka

Politechnika Śląska, Wydział Elektryczny, Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów
tel.: +48 32 237 21 61
e-mail: adrian.halinka@polsl.pl

Marcin Niedopytalski

Politechnika Śląska, Wydział Elektryczny, Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów
tel.: +48 32 237 10 85
e-mail: marcin.niedopytalski@polsl.pl

Definicja stref czasowych wielostrefowej taryfy dynamicznej dla odbiorców grupy taryfowej G12

Autorzy

Kinga Bojda
Piotr Saługa

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

taryfy dynamiczne, definicja stref czasowych, taryfa TOU, analiza skupień

Streszczenie

Rynek energii elektrycznej zmierza się z wyzwaniami wynikającymi z istotnych modyfikacji i przeobrażeń, implikowanych zarówno przez regulatora, jak i uczestników rynku. Zmiany przypadają na obserwowany okres systematycznego wzrostu zapotrzebowania na energię, zmian cen energii na rynku hurtowym, jak i postępującej cyfryzacji elementów sieci elektroenergetycznej. Wyzwania te stwarzają realną szansę na skuteczne wdrażanie mechanizmów strony popytowej, umożliwiających stymulację zarządzania zużyciem energii elektrycznej lub świadome kształtowanie jej poboru przez odbiorców. Jednym z narzędzi umożliwiających realizację tego celu są taryfy dynamiczne. Aby zaproponować taryfę dynamiczną, dopasowaną do realiów polskiego rynku energii za pomocą analizy skupień, dokonano badania definiującego potencjalne strefy czasowe dla dotychczasowych użytkowników grupy taryfowej G12.

1. Wstęp

Obserwowany trend zwiększania się zapotrzebowania na moc w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) wpływa na wzrost dysproporcji między charakterystycznymi okresami szczytów oraz dolin zapotrzebowania. Wynika to z zachodzącego postępu technologicznego, intensyfikacji elektromobilności czy wzrostu liczby urządzeń klimatyzacyjnych. Wyzwania te stwarzają realną szansę na efektywne wdrażanie mechanizmów strony popytowej, umożliwiających skoordynowane i elastyczne zarządzanie zużyciem energii elektrycznej lub czasem jej pobierania przez odbiorców. Do jednego z takich mechanizmów należą taryfy dynamiczne, cechujące się zmiennymi stawkami opłat za energię elektryczną. Zmienność stawek może być realizowana ze względu na rzeczywiste lub sztucznie wykreowane sygnały cenowe, np. pochodzące z hurtowego rynku energii. Dynamiczne systemy ustalania cen mają na celu zmotywowanie konsumentów do zmiany poboru energii lub zmniejszenia jej zużycia.

Aby zaprojektować taryfę dynamiczną, odpowiadającą realiom rynku energii w Polsce, niezbędne jest wykonanie wielu analiz, w celu wypracowania jak najlepszej strategii zarówno dla wytwórców, dystrybutorów, sprzedawców, jak i odbiorców końcowych. Pojawienie się taryfy dynamicznej może umożliwić wybór większej liczby zmiennych determinujących poziom stawek opłat. Obecny mechanizm ustalania taryf koncentruje się głównie na pokryciu kosztów wytwarzania i usług systemowych, bez uwzględnienia faktycznych poziomów cen na rynku hurtowym. Poziomy opłat dla odbiorców zależą od lokalizacji danego dystrybutora i wyboru sprzedawcy, a nie od praw fizyki

i realnych kosztów wynikających z potrzeby zasilnia danego obszaru. Subsydiowanie oraz brak informacji o poziomie zużycia energii nie powodują zwiększania się świadomości energetycznej konsumentów oraz nie generują sygnałów do racjonalnego wykorzystywania energii. Modyfikacja kształtowania stawek opłat, która pozwoliłaby na odzwierciedlenie sytuacji rynkowej, np. aktualnej ceny energii na rynku hurtowym, mogłaby stwarzać zachętę dla odbiorców końcowych do wzrostu efektywności użytkowania energii. Realne sygnały cenowe mogłyby umożliwić przesuwanie poboru energii, tak aby wyrównywać dysproporcje między okresami szczytów oraz dolin zapotrzebowania KSE [2, 3]. W celu osiągnięcia takiego stanu, istotne jest zaprojektowanie taryfy dynamicznej o zmiennych stawkach opłat, umożliwiającej przemodelowanie obecnego podejścia. Jednym z elementów kształtowania taryfy dynamicznej jest określenie definicji stref czasowych na podstawie analizy profilu obciążenia odbiorców. W artykule, na podstawie przeprowadzonej analizy skupień, rozważono definicję stref czasowych ze względu na dane dotyczące standardowych profili zużycia energii dla grupy taryfowej G12 [4–8], kursu średniego ważonego z rynku dnia następnego RDN [9] oraz temperatury otoczenia [10].

2. Charakterystyka taryf

Globalny wybór taryf dla gospodarstw domowych w Polsce ograniczony jest do taryf 1-strefowych (G11) oraz 2-strefowych (G12 oraz jej odmiany, np. G12w, G12r). Tylko jeden operator systemu dystrybucyjnego (OSD) oferuje dodatkowo taryfę G13, w której istnieje podział na trzy okresy: szczytu przedpołudniowego, szczytu popołudniowego oraz pozostałych godzin

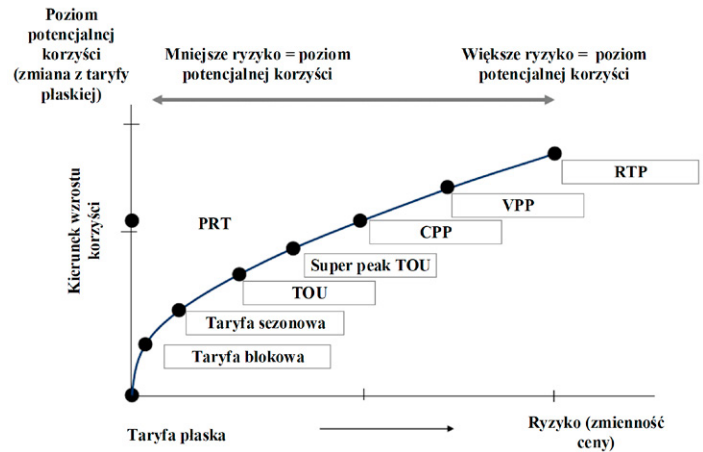
dobry definiowanych w zależności od pory roku (lata lub zimy). Obecnie w ofercie dużych graczy na rynku energii w Polsce nie ma taryf dynamicznych. Odwrotna tendencja zachodzi jednak w innych krajach, które korzystają z nich na szeroką skalę. Do tych krajów należą: Wielka Brytania, USA, Australia czy Nowa Zelandia. Istnieje wiele rodzajów i odmian taryf dynamicznych, do których należą m.in. [11]:

- taryfa wielostrefowa TOU (ang. *Time of Use*) o różnych poziomach stawek w zależności od pory dnia, przy założeniu wysokich stawek w godzinach szczytu i niskich poza szczytem obciążenia, wraz z odmianami TOD (ang. *Time of Day*) oraz *Superpeak TOU*
- taryfa z cenami krytycznymi CPP (ang. *Critical Peak Pricing*) – o cenach krytycznych ustalanych w czasie rzeczywistego maksymalnego szczytu obciążenia oraz o obniżonej stawce w pozostałych godzinach doby
- taryfa ze zmiennymi cenami krytycznymi VPP (ang. *Variable Peak Pricing*) – odmiana taryfy CPP różniąca się rozdzielczością ustalania cen szczytowych z dnia na dzień
- taryfa czasu rzeczywistego RTP (ang. *Real Time Pricing*) – o zmiennych stawkach opłat modyfikowanych w interwałach od godziny do kilku minut, odzwierciedlających faktyczne koszty procesów związanych z energią elektryczną
- taryfa rabatowa w okresach szczytowych PRT (ang. *Peak Time Rabates*) – taryfa będąca przeciwieństwem do taryfy CPP, wprowadzająca rabaty cenowe (do wykorzystania w późniejszym terminie) w momencie ograniczenia zużycia energii w szczycie.
- taryfa sezonowa – taryfa oferująca zróżnicowane stawki opłat w zależności od pór roku z wyższą stawką w okresach wysokiego zapotrzebowania
- taryfa blokowa – taryfa obciążająca użytkowników opłatami o wysokości w zależności od poziomu zużycia energii elektrycznej.

Wprowadzenie wybranego rodzaju taryf dynamicznych na rynek polski będzie powodowało potrzebę dostosowania systemów rozliczeniowych, oprogramowania oraz odpowiedniej kampanii edukacyjnej. Ze względu na zróżnicowany charakter taryf ich implementacja powinna wynikać z rozwoju rynku energii, nasycać sieci opomiarowaniem typu smart czy realizacji analiz i badań w tej tematyce. Wybór taryfy powinien być zależny od stopnia tych modyfikacji, oceny poziomu ryzyka oraz potencjalnej korzyści wynikającej ze zmiany. W zależności od rodzaju taryfy zróżnicowanie dwóch ostatnich czynników zilustrowano na rys. 1. W Polsce taryfą przeznaczoną potencjalnie do wdrożenia w pierwszej kolejności, ze względu na stosunkowo niski poziom ryzyka, może być taryfa TOU, dla której niezbędne jest oszacowanie godzin stref czasowych obowiązywania różnych stawek opłat.

3. Analiza skupień

Analiza skupień, czyli grupowanie obiektowe (ang. *Cluster Analysis*), zalicza się do metod wielowymiarowej analizy statystycznej, wykorzystywanej do wyodrębniania jednorodnych grup obiektów. Jest to nienadzorowana metoda uczenia, polegająca na organizowaniu danych w uzasadnione struktury. Jej głównym zadaniem jest eksploracja danych polegająca



Rys. 1. Mapowanie ryzyka i korzyści dla taryf dynamicznych [11]

na dzieleniu zbioru na grupy w celu wykrycia w zbiorze danych interpretowalnych skupień [12, 13].

Ze względu na specyfikę zarówno kształtu przebiegu zapotrzebowania na energię elektryczną, jak i podziału na strefy czasowe obecnych grup taryfowych w Polsce oraz na świecie do poniższej analizy skupień wybrano metodę *k*-średnich. Należy ona do niehierarchicznych metod grupowania, w których jako założenie *a priori* przyjmuje się liczbę skupień *k*. Założeniem podziału jest maksymalizacja podobieństwa danych wewnątrz grupy przy minimalizacji podobieństwa względem pozostałych grup. Działanie algorytmu oparte jest na wyznaczaniu macierzy odległości euklidesowych między badanymi obiektami.

Algorytm rozpoczyna tworzenie skupień od losowego grupowania danych na podstawie centrów startowych. Kolejnym krokiem jest iteracyjne wykonanie ponownego dopasowania danych do skupień. W przeprowadzonych badaniach analitycznych dobór skupień odbywał się przy założeniu maksymalnie 10 iteracji. Zatrzymanie algorytmu zachodziło w przypadku wykonania maksymalnej liczby iteracji lub braku zmienności położenia środków klastrów z poprzedniej iteracji z iteracją obecną [13].

Grupowanie na podstawie wyboru liczby skupień tworzy *k* skupień, jak najbardziej różniących się od siebie. Początkowego wyboru *k* środków skupień oraz podziału obiektu dokonuje się w sposób arbitralny. Ze względu na specyfikę profilu zapotrzebowania na energię ograniczono się do analizy *k* = 2, 3, 4 skupień. Do oceny otrzymanych wyników posłużono się wskaźnikiem Daviesa-Bouldina, którego minimalizacja wartości determinuje poprawność modelu obliczeniowego [14]. Ze względu na definicję indeksu, jak najniższa jego wartość oznacza najlepszy dobór liczby skupień w zależności od danych wejściowych. Wskaźnik Daviesa-Bouldina określony jest za pomocą zależności (1):

$$DB = \frac{1}{k} \sum_{i=1}^k \max_{k \neq i} \frac{S_i + S_k}{M_{ik}} \quad (1)$$

gdzie: *k* – liczba skupień; *M_{ik}* – miara odległości pomiędzy skupieniami; *S_i*, *S_k* – miara rozrzutu wewnątrz skupienia.

4. Badania

Założeniem analizy był wybór danych wejściowych obejmujących:

- uśrednione standardowe profile zużycia energii dla grupy taryfowej G12 (TAURON, PGE, INNOGY, ENERGA, ENEA) [4–8]
- kurs średni ważony z rynku RDN (TGE) [9]
- temperaturę otoczenia (Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej) [10].

Zmienne wejściowe zostały przyjęte w sposób ekspercki, ze względu na brak potrzeby badania ich istotności statystycznej. Założenie to wynika z eksploracyjnej natury analizy skupień, wykonywanej w momencie nieposiadania hipotez *a priori* odnośnie danego zjawiska [12]. Kolejnymi założeniami przeprowadzonej analizy była losowość oraz brak współliniowości danych [13]. Wybór dni poddanych analizie został wykonany w sposób losowy. Aby wykonać analizę, wylosowano cztery szeregi czasowe, po dwa dla dni roboczych między poniedziałkiem a piątkiem oraz dwa dla sobót, niedziel lub świąt. Analiza została wykonana dla dwóch charakterystycznych okresów roku – lata oraz zimy. Brak współliniowości danych został określony na podstawie współczynnika współliniowości VIF (ang. *Variance Inflation Factor*) ze wzoru (2) [12]:

$$VIF_i = \frac{1}{1 - R_i^2} \quad (2)$$

gdzie: R_i^2 – współczynnik determinacji.

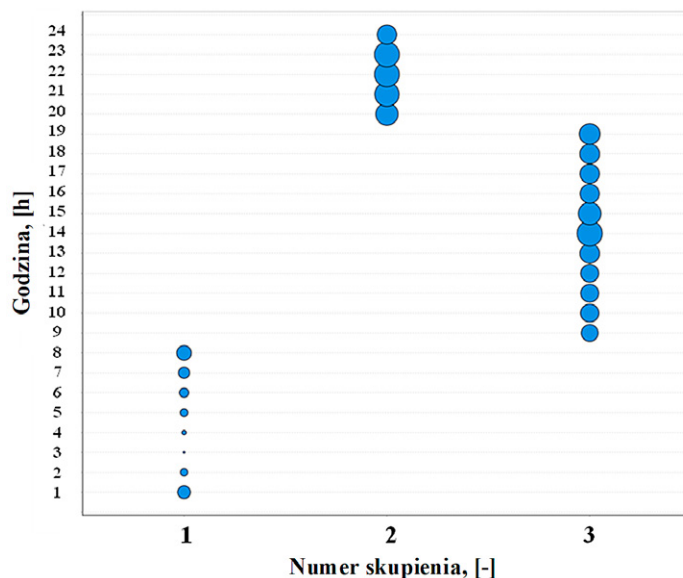
Wszystkie zmienne spełniły warunek konieczny o braku współliniowości (wartości poniżej 10), co uzasadniło ich pozostawienie w modelu obliczeniowym. Następnym krokiem było przeprowadzenie analizy skupień metodą k – średnich w środowisku obliczeniowym RapidMiner Studio. Dla każdego z zestawu danych wejściowych (4 zestawy) wykonano analizę skupień przy iteracyjnym wyborze $k = 2, 3, 4$ skupienia. Elementem oceny było wyznaczenie wskaźnika Daviesa-Bouldina, którego wartości dla każdego z przypadków zestawiono w tab. 1.

Zgodnie z definicją optymalny dobór liczby skupień został oszacowany na podstawie najmniejszego wskaźnika Daviesa-Bouldina (wartości podkreślone i pogrubione w tab. 1). Wizualizacje tych przypadków zostały przedstawione na rys. 2–5. Wykresy bąbelkowe przedstawiają podział godzin doby w zależności od stworzonej liczby skupień. Średnica bąbelków wynika z poziomu zużycia energii w danej godzinie.

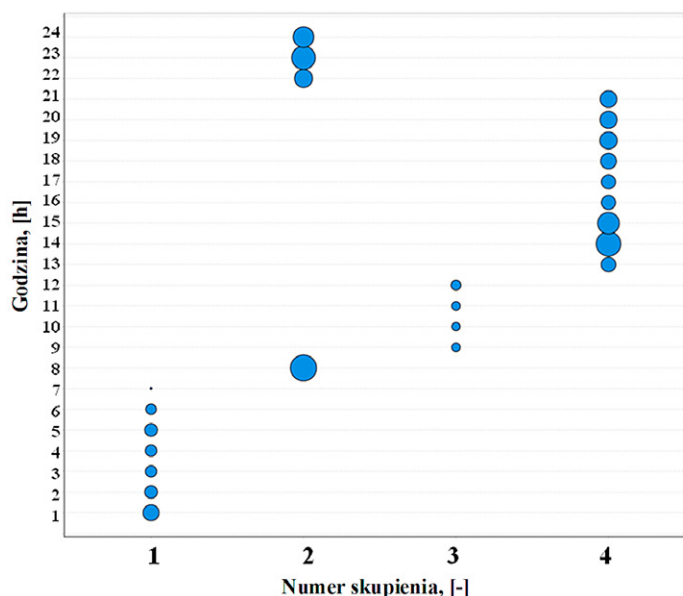
Na podstawie przeprowadzanego badania zauważa się taką samą definicję stref czasowych dla profili letnich (dzień roboczy oraz świąteczny). Znacząca różnica obserwowana jest przy

Typ dnia	Pora roku	$k = 2$	$k = 3$	$k = 4$
Roboczy	Lato	0,730	0,603	0,605
	Zima	0,906	0,776	0,743
Świąteczny	Lato	0,669	0,524	0,707
	Zima	0,626	0,557	0,552

Tab. 1. Zestawienie wskaźników Daviesa-Bouldina



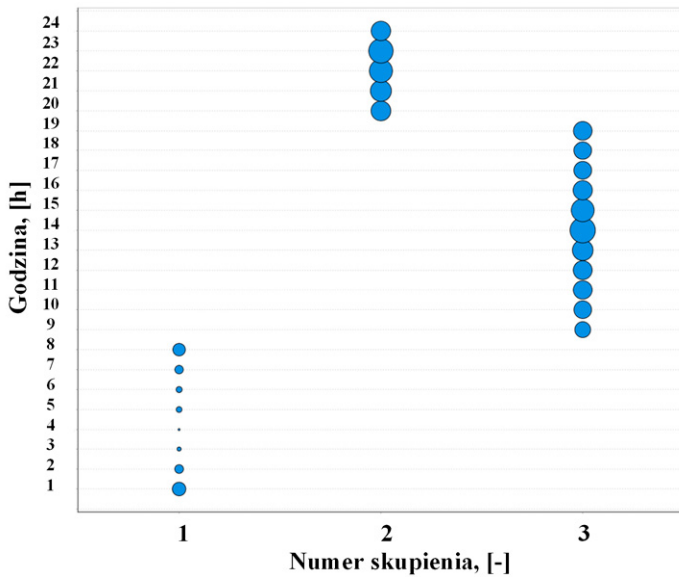
Rys. 2. Wizualizacja skupień dla profilu roboczego (lato)



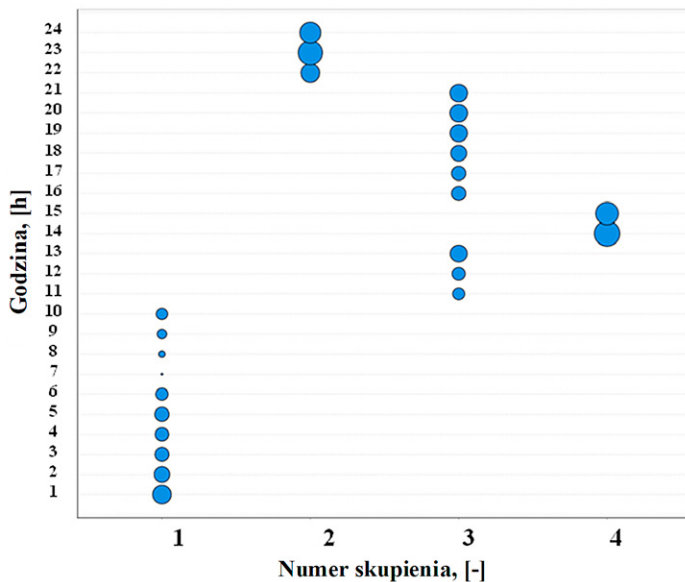
Rys. 3. Wizualizacja skupień dla profilu roboczego (zima)

porównaniu profili zimowych. Zestawienie otrzymanych wyników w zależności od typów dnia wskazuje znaczną rozbieżność w definicji stref czasowych między dniami roboczymi a świątecznymi, co wynika ze zmiennej specyfiki poboru energii w tych szczególnych dniach.

Wyniki przeprowadzonej analizy wskazują, że optymalnym podziałem przebiegu zapotrzebowania w celu zdefiniowania stref czasowych dla taryfy wielostrefowej są 3 strefy czasowe w okresie letnim oraz 4 strefy czasowe w zimie. Zestawienie przyporządkowanych godzin doby w zależności od badanego scenariusza zostało zamieszczone w tab. 2. Pogrubione i podkreślone wartości godzin świadczą o wystąpieniu dobowego szczytu zapotrzebowania w trakcie ich trwania na podstawie historycznego zapotrzebowania KSE. Okresy te cechują się występowaniem najwyższych cen na rynku hurtowym.



Rys. 4. Wizualizacja skupień dla profilu świątecznego (lato)



Rys. 5. Wizualizacja skupień dla profilu świątecznego (zima)

Numer skupienia		1	2	3	4
Typ dnia	Pora roku	Godziny doby			
Roboczy	lato	1–8	20–24	<u>9–19</u>	–
	zima	1–7	8, 22–24	9–12	<u>13–21</u>
Świąteczny	lato	1–8	<u>20–24</u>	9–19	–
	zima	1–10	22–24	<u>11–13,</u> <u>16–21</u>	14–15

Tab. 2. Zestawienie przyporządkowanych godzin doby

5. Wnioski

Wykonana analiza ograniczała się do definicji stref czasowych dla taryfy G12, dla charakterystycznych okresów poziomu zapotrzebowania na energię – lato i zima. Pozwala ona na oszacowanie pewnych trendów – zmienności danych wejściowych

w zimę i stabilności wartości zmiennych dla okresu letniego. Przeprowadzona faza badań powinna być pierwszym etapem tworzenia wielostrefowej taryfy dynamicznej, np. typu TOU. Istotne jest jednak to, by wdrożenie taryfy dynamicznej poprzedzone było przeprowadzeniem bardziej szczegółowych badań, określających definicję stref czasowych przy większej granulacji badanych przypadków, np. kwartalnie czy miesięcznie.

Zwiększenie liczby stref oraz zmienność stawek opłat przy udziale opomiarowania typu smart może w realny sposób wpłynąć na stymulację poboru energii przez gospodarstwa domowe [15]. Dlatego też istotne jest szerokie podejście do omawianego zagadnienia poprzez przeanalizowanie innych metod grupowania, wykonanie większej liczby symulacji lub przebadanie innych grup taryfowych, np. C12a czy C12b.

Z rezultatów przeprowadzonej analizy wynika, że uzyskany podział stref czasowych cechuje się większą szczegółowością niż w taryfie G12. Wnioskuje się, że podział godzin dla taryfy dynamicznej oferowanej gospodarstwom domowym powinien się cechować tym samym poziomem stawek dla danej strefy. Najwyższy poziom opłat powinien być skorelowany ze strefami zawierającymi momenty występowania dobowego szczytowego zapotrzebowania, co wynika bezpośrednio z kształtowania się cen na rynku hurtowym. Warto jednak zauważyć, że pomimo tego samego przyporządkowania godzin dla wylosowanego profilu roboczego i świątecznego stawki opłat w lecie mogą – a nawet powinny – różnić się między strefami.

BIBLIOGRAFIA

- Europejski rynek energii elektrycznej – diagnoza, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., Warszawa, 2018.
- Majka K., Systemy rozliczeń i taryfy w elektroenergetyce, Wydawnictwo Politechniki Lubelskiej, Lublin 2005.
- Korab R., Ceny (i stawki) węglowe – harmonizacja rozwiązań rynkowych z nowymi trendami rozwojowymi, *Acta Energetica* 2009, nr 2/2, s. 31–40.
- Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej. Energa Operator, 2018.
- Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej. Enea Operator, 2018.
- Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej. Tauron Dystrybucja S.A., 2018.
- Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej. Innogy Stoen Operator sp. z o.o., 2018.
- Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej. PGE Dystrybucja S.A., 2018.
- Towarowa Giełda Energii SA [online], <https://tge.pl/pl/541/wyniki-rdn> [dostęp: 12.02.2019].
- Dane Instytutu Meteorologii i Gospodarki Wodnej [online], https://dane.imgw.pl/data/dane_pomiarowo_obserwacyjne/dane_meteorologiczne/terminowe/synop/ [dostęp: 12.02.2019].
- Dutta G., Mitra K., Dynamic Pricing of Electricity: A Survey of Related Research, Indian Institute of Management, Ahmedabad, India 2015.
- StatSoft Polska sp. z o.o. [online], www.statsoft.pl [dostęp: 12.02.2019].

13. Wierzchoń S., Kłopotek S., Algorytmy analizy skupień, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa, 2015.
14. Davies D.L., Bouldin D.W., A Cluster Separation Measure, IEEE Transactions on Pattern Analysis and Machine Intelligence, USA, 1979.
15. Bojda K., Sołtysik M., Wpływ elektromobilności na rozwój gmin i klastrów energii przy wykorzystaniu możliwości stymulacji cennikowej, *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk* 2018, nr 107, s. 119–134.

Definition of Time of Use Tariff Time Zones for G12 Tariff Group Users

Keywords

dynamic tariffs, time zones definition, TOU tariff, cluster analysis

Abstract

The electricity market faces challenges resulting from significant modifications and transformations implied by both Regulator and Market Participants. The changes fall on the observed period of increasing power demand, increase in energy prices on the wholesale market as well as the progressive digitization of the power grid. These challenges create a real chance for effective implementation of demand side mechanisms that enable stimulation of electricity consumption management or modification of its consumption by users. Dynamic tariffs are one of the tools to achieve this goal. To propose a dynamic tariff (e.g. multi-zone) shaped to the realities of the Polish energy market by means of cluster analysis, a study was made to define potential time zones for the previous users of tariff group G12.

KONTAKT

Kinga Bojda

PSE Innowacje sp. z o.o., Biuro w Katowicach

tel.: +48 509 818 925

e-mail: kinga.bojda@pse.pl

Piotr Saługa

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza

tel.: +48 12 617 43 22

e-mail: psaluga@zarz.agh.edu.pl

Analiza opłacalności wykorzystania źródeł rezerwowych na podstawie badania rynkowych cen energii elektrycznej

Autorzy

Edmund Ciesielka
Paweł Dybowski
Jakub Wójcik
Zbigniew Hanzelka

[POWRÓT
DO SPISU TREŚCI](#)

Słowa kluczowe

źródła rezerwowe, rynek bilansujący (RB), Towarowa Giełda Energii (TGE), prognoza opłacalności

Streszczenie

W artykule przedstawiono analizę opłacalności wykorzystania rezerwowych źródeł energii elektrycznej do uzupełnienia produkcji energii w okresach występowania wysokich cen. Jako źródła energii wykorzystano rezerwowe generatory prądotwórcze. Podstawą przeprowadzonych analiz były poziomy cen energii elektrycznej za okres 2015–2018 na rynku energii, ich wzajemne korelacje (rynek bilansujący i Towarowa Giełda Energii), częstotliwość występowania wysokich cen, ich rozkład tygodniowy oraz miesięczny. Powyższa analiza daje również odpowiedź na pytanie, czy istnieje ekonomiczne uzasadnienie funkcjonowania i wykorzystania źródeł rozproszonych na rynku energii elektrycznej. Jest to podstawa do opracowania prognozy zmian opłacalności agregowania źródeł rezerwowych w warunkach zmieniających się (rosnących) cen energii.

1. Wstęp

1.1. Obecna sytuacja na rynku energii

Różnica pomiędzy szczytowym i minimalnym godzinowym zapotrzebowaniem na moc w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) rośnie [3]. Energetyka konwencjonalna w Polsce, oparta na technologii spalania węgla, nie jest przystosowana do wytwarzania energii wyłącznie w wybranych godzinach doby. Przy tym rosnąca wielkość energii wytwarzanej przez niestabilne i uzależnione od warunków atmosferycznych źródła odnawialne potęguje problem zawodowych elektrowni w dostosowaniu swojego profilu wytwórczego do bieżącego zapotrzebowania. W obliczu tych zmian energetyka zawodowa wymaga wsparcia realizowanego innymi formami generacji energii elektrycznej, tańszymi i bardziej powszechnymi ze względu na mniejsze koszty inwestycyjne. Alternatywą dla kapitałochłonnej budowy nowych bloków energetyki zawodowej jest wykorzystanie zasobów wytwórczych rozproszonych na obszarze całego kraju. Odbiorcy przemysłowi i drobni przedsiębiorcy posiadają w swoich zasobach źródła, które obecnie w żadnym stopniu nie podlegają centralnemu sterowaniu. Zasoby te w obliczu problemów KSE w godzinach szczytowych mogą stanowić istotny element wytwórczy.

2. Źródła rezerwowe

Agregaty prądotwórcze pełniące rolę rezerwowych źródeł zasilania obiektów stanowią szczególną grupę źródeł rozproszonych. Źródła rozproszone to pojęcie obejmujące szeroką gamę

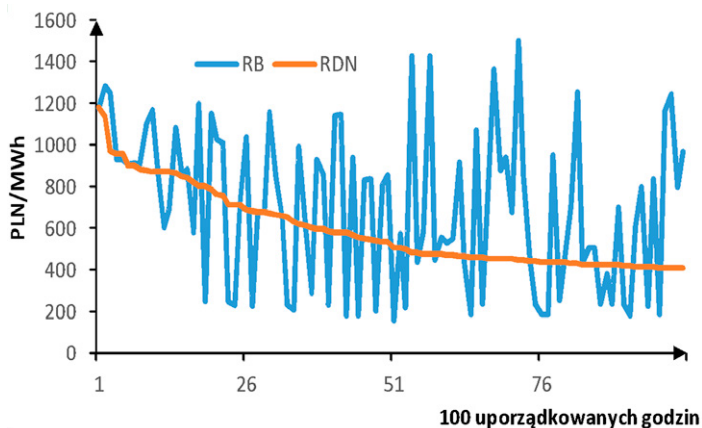
źródeł wytwórczych, głównie o niewielkiej mocy. Zasadniczą ich cechą jest naturalne rozproszenie. Zamiennie stosuje się także termin generacji rozproszonej lub wytwarzania rozproszonego. Generacja rozproszona definiowana jest przez polskich ekspertów rynku energii jako wytwarzanie energii w małych źródłach wytwórczych, o mocy maksymalnej 50–150 MW, przyłączonych do sieci wewnętrznych zakładów przemysłowych lub bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej. Ważną cechą tych źródeł jest brak centralnego planowania i dysponowania [4]. Agregaty prądotwórcze wykorzystywane jako źródła rezerwowe stanowią alternatywę dla budowy nowych elektrowni. Źródła te praktycznie w ogóle nie są wykorzystywane jako zasoby KSE. Według oszacowania dokonanego podczas przeglądu zespołów prądotwórczych w Polsce w 2010 roku sumaryczna moc możliwa do wytworzenia przez te źródła kształtuje się na poziomie 500 MW [1]. Bez zmiany podstawowego charakteru źródeł (jako rezerwowe) możliwość ich wykorzystania szacowana jest na 200–400 godzin rocznie, co pozwoliłoby uzyskać poziom produkcji około 40–60 MW rocznie. Z przyczyn technicznych podłączanie źródeł prądotwórczych do sieci dystrybucyjnych w sposób umożliwiający pracę równoległą dotyczy przede wszystkim nowych lub modernizowanych instalacji.

3. Analiza ekonomiczna działania

3.1. Analiza cen spot

Rynek spot to rynek, w którym papiery wartościowe, towary i surowce lub waluty obce są sprzedawane „od ręki”

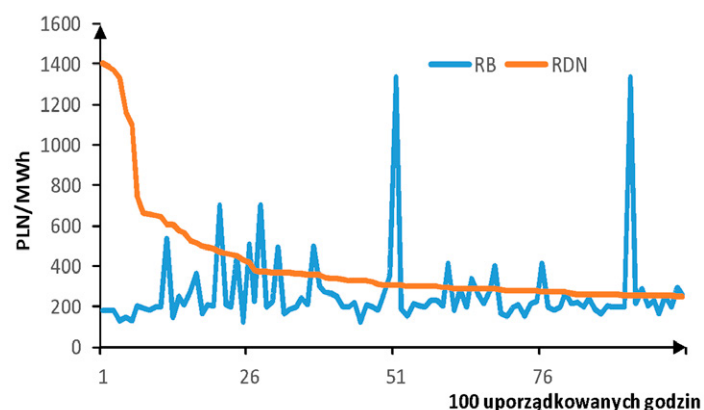
(w transakcjach kasowych) i dostarczane bezpośrednio kupującemu. Terminem „spot” określa się również aktualną cenę towarów i surowców, np. złota i srebra, a także operacje handlowe dokonywane w trybie natychmiastowym, a nie w odroczonym. Istotną z punktu widzenia wykorzystania źródeł rozproszonych jest opłacalność produkcji. Koszty zmienne tego rodzaju źródeł szczególnie w zakresie źródeł rezerwowych zasilanych olejem napędowym lub gazem ziemnym są relatywnie wysokie. W przypadku OZE koszt zmienny nie ma kluczowego znaczenia, jednak też zdolność sterowania jest istotnym parametrem. Na w pełni konkurencyjnym rynku energii elektrycznej (RDN – rynek dnia następnego) i uzupełniającym go rynku technicznym istnieje wysoka korelacja wielkości cen energii elektrycznej kontraktowanych na dzień przed dostawą i powykonawczo na rynku bilansującym. Konsumenci korzystają w tym



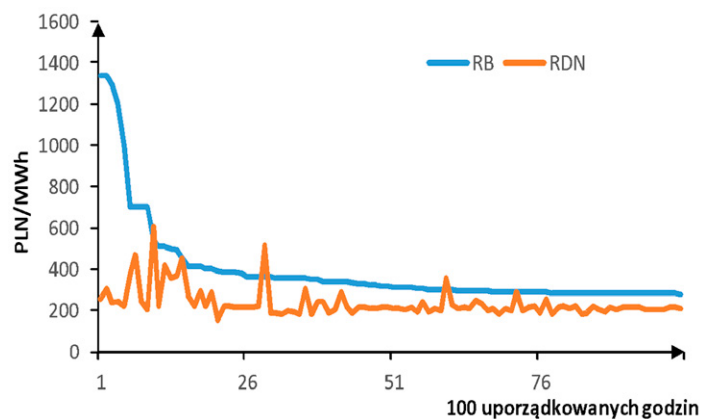
Rys. 3. Porównanie maksymalnych cen RB i RDN w 2016 roku – 100 h z maksymalnym uporządkowaniem RDN

rok	$r(x,y)$
2015	0,48
2016	0,76
2017	0,50
2018	0,75

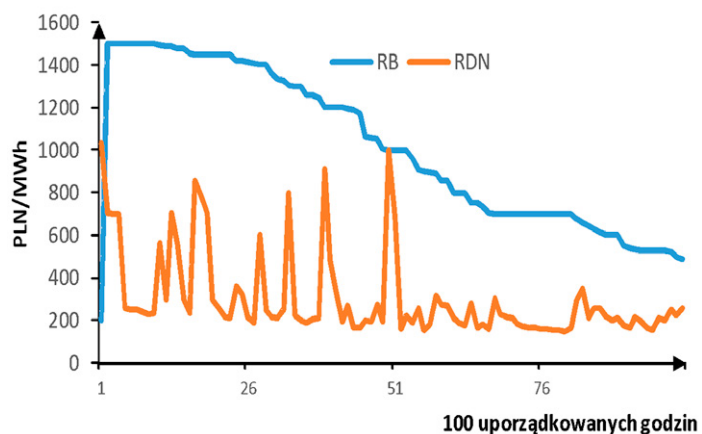
Tab. 1. Miara korelacji Pearsona cen RDN i RB



Rys. 1. Porównanie maksymalnych cen RB i RDN w 2015 roku – 100 h z maksymalnym uporządkowaniem RDN

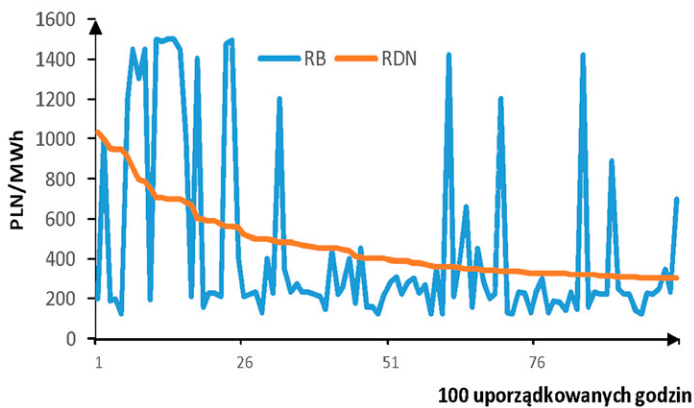


Rys. 2. Porównanie maksymalnych cen RB i RDN w 2015 roku – 100 h z maksymalnym uporządkowaniem RB

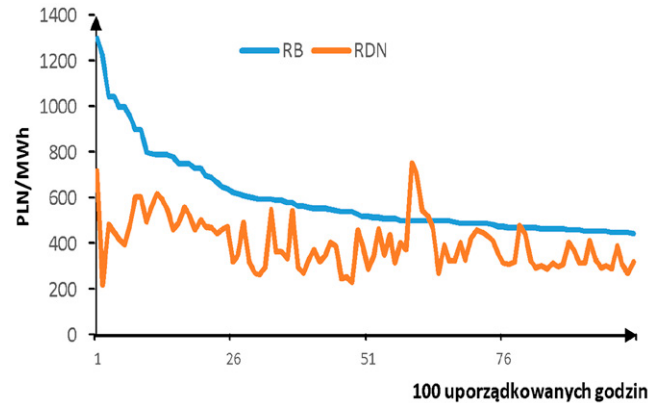


Rys. 4. Porównanie maksymalnych cen RB i RDN w 2016 roku – 100 h z maksymalnym uporządkowaniem RB

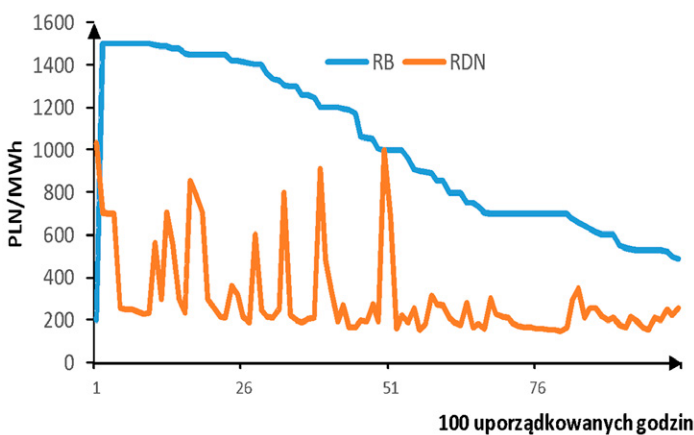
modelu z dóbr oferowanych przez licznych sprzedawców, którzy nie stosują innych niż odkosztowe modele wyceny produktów. Szczególnie istotna jest mnogość dostawców, którzy oferują energię elektryczną w cenach rynkowych – co za tym idzie, stos ofert na rynku jest bardzo rozbudowany i żaden z wytwórców nie ma możliwości kształtowania ceny rynkowej. Rozkłady cen energii elektrycznej na rynku giełdowym i bilansującym (technicznym) nie są zbieżne [5]. Zostało to sprawdzone poprzez obliczenie miar korelacji Pearsona dla lat 2015, 2016, 2017, 2018, których wartości zostały przedstawione w tab. 1. Miara korelacji Pearsona jest miarą bardzo wrażliwą na wartości odstające. Oznacza to, że gdy na jednym rynku występowały skrajnie wysokie ceny (np. powykonawczo na rynku bilansującym), ale w tych samych godzinach rynek spot TGE nie odczytał właściwie sygnałów, miara korelacji zostanie określona jako „słaba”. Sytuacja taka zaistniała w 2015 i 2017 roku, niemniej jednak w 2016 i 2018 roku wystąpiła korelacja na poziomie 0,75–0,76, co należy interpretować jako wysoką współzależność cen rynku bilansującego i rynku spot. Równowaga cen rynku spot i RB potwierdza przede wszystkim transparentność rynku energii – sygnały cenowe są prawidłowo interpretowane przez uczestników rynku i stanowią o jego konkurencyjności.



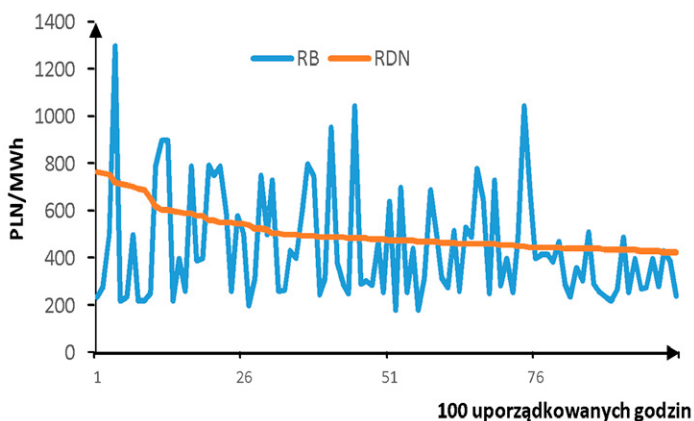
Rys. 5. Porównanie maksymalnych cen RB i RDN w 2017 roku – 100 h z maksymalnym uporządkowaniem RDN



Rys. 8. Porównanie maksymalnych cen RB i RDN w trzech kwartałach 2018 roku – 100 h z maksymalnym uporządkowaniem RB



Rys. 6. Porównanie maksymalnych cen RB i RDN w 2017 roku – 100 h z maksymalnym uporządkowaniem RB



Rys. 7. Porównanie maksymalnych cen RB i RDN w trzech kwartałach 2018 roku – 100 h z maksymalnym uporządkowaniem RDN

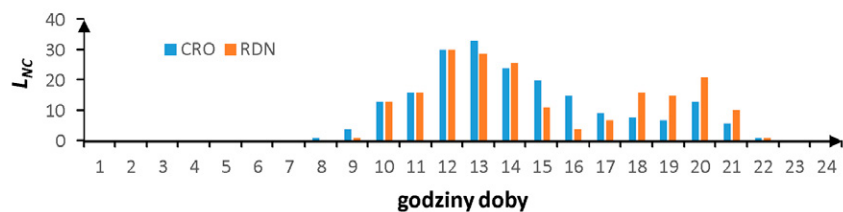
Warunki techniczne systemu (dostępne moce, przyjęte pasma wytwórcze) nie są dostatecznie odzwierciedlone na rynku giełdowym. Liczba niespójnego poziomu cen wzrosła w 2017 roku. Występowały sytuacje, gdy cena ok. 200 zł/MWh na RDN była wyceniana na RB na poziomie 500–1000 zł/MWh. Ponadto w 2018 roku zdecydowanie wzrosły poziomy cen, powszechne na rynku

były godziny, w których megawatogodzina kosztowała ponad 300 zł. Potwierdzeniem rozbieżności mechanizmów wyznaczania cen (rynkowy – RDN i potencjału wytwórczego – RB) są przedstawione na rys. 1 wyniki porównania występujących przez 100 godzin maksymalnych cen, uporządkowanych malejąco wg RDN i na rys. 2 odpowiadające porównanie uporządkowane wg RB w 2015 roku. Na rys. 3 i 4 przedstawiono te same dane dla 2016 roku, na rys. 5 i 6 dla 2017 roku, a na rys. 7 i 8 dla trzech pierwszych kwartałów 2018 roku. Z przedstawionych wykresów wynika, że częściej występuje sytuacja, w której ceny RB kształtują się na poziomie przekraczającym ceny RDN.

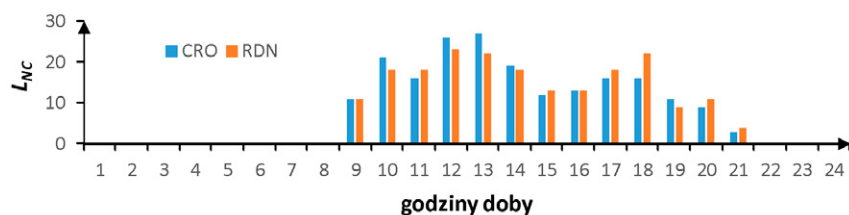
3.2. Analiza czasu wykorzystania cen

Istotnym z punktu widzenia wykorzystania źródeł rozproszonych jest określenie podaży w kontekście dobowo-godzinowym. Przeznaczenie źródeł rozproszonych zgodnie z ich przeznaczeniem zakłada krótkotrwale ich wykorzystanie przy sprzyjających warunkach ekonomicznych. W teorii sprzyjające warunki ekonomiczne powinny być odzwierciedleniem technicznych możliwości KSE. Jednakże w Polsce, gdzie dodatkowo na zdolności techniczne ma wpływ przepływ energii elektrycznej z połączonych systemów krajów ościennych (np. Niemiec), często cena na rynku bilansującym wynika z wykorzystania przez operatora najdroższych ofert wytwórczych, niezbędnych do pokrycia nieplanowanego eksportu energii elektrycznej.

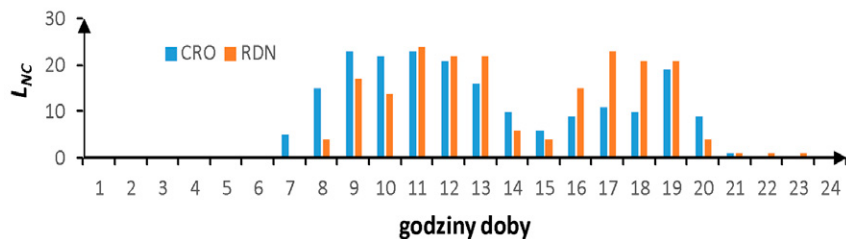
Założono, że warunki ekonomiczne są odzwierciedleniem technicznych możliwości systemu elektroenergetycznego. Na rys. 9–12 zaprezentowano rozkłady 200 maksymalnych godzinowych cen na polskim rynku. Dają one obraz, w których godzinach występują problemy z niedoborem energii w KSE. Z wykresów wynika, że wysokie ceny energii występują najczęściej w godzinach 8–13 i 19–20. Jest to istotne z punktu widzenia działania źródeł rezerwowych, które często mogą wymagać obecności obsługi na miejscu. Okres dnia roboczego w godzinach 8–13 to czas, w którym wytwarzanie energii w źródłach rezerwowych nie wymaga dodatkowego nakładu kosztów operacyjnych. Analiza potwierdza zatem zasadność wykorzystywania tych źródeł. Praca agregatu prądotwórczego jako źródła wytwórczego ma sens jako uzupełnienie produkcji energii elektrycznej w zagregowanej grupie wytwórczej źródeł rozproszonych. Uzyskana



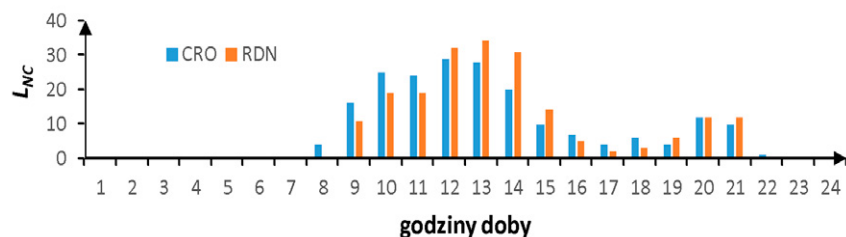
Rys. 9. Rozkład 200 maksymalnych cen CRO-RB i RDN w ujęciu dobowym w 2015 roku



Rys. 10. Rozkład 200 maksymalnych cen CRO-RB i RDN w ujęciu dobowym w 2016 roku



Rys. 11. Rozkład 200 maksymalnych cen CRO-RB i RDN w ujęciu dobowym w 2017 roku



Rys. 12. Rozkład 200 maksymalnych cen CRO-RB i RDN w ujęciu dobowym w trzech kwartałach 2018 roku

wówczas średnia ważona ceny energii elektrycznej w takiej grupie, mimo wysokich kosztów wytwarzania energii w tym źródle, jest niższa niż cena energii na rynku bilansującym RB.

4. Wnioski końcowe

Przedstawiona powyżej analiza potwierdza, że na rynku istnieją warunki do racjonalnego zarządzania źródłami rezerwowymi, przy czym podstawowym problemem jest dysproporcja pomiędzy rynkiem technicznym i rynkiem giełdowym. Wykorzystanie źródeł rozproszonych do wzmocnienia strony podaźowej KSE ma uzasadnienie ekonomiczne już w dzisiejszych warunkach rynkowych (wyniki przetargów na usługi DSR [ang. *Demand Side Response*] i aukcji mocy od 2021 roku). Ceny na rynku hurtowym przyjmują coraz wyższe wartości w niektórych godzinach doby, szczególnie w okresach minimalnej rezerwy systemowej. Prognozuje się przy tym, że ceny nadal

będą rosły ze względu na wzrost zapotrzebowania, brak jednoczesnego wzrostu strony podaźowej i wprowadzenie opłaty stałej za gotowość lub za moc. Wobec tego wykorzystanie źródeł rezerwowych w wybranych godzinach doby może znacząco poprawić bilans dostępnej mocy na poziomie krajowym, jak i lokalnym. Wzmocnienie strony podaźowej na rynku energii może być realizowane w ramach usługi wykorzystania źródeł rozproszonych DSR. Dzięki temu, że uruchomienie źródeł rezerwowych cechuje się szybkim sterowaniem, charakterystycznym dla technologii wytwarzania opartych na oleju napędowym lub gazie ziemnym, oraz dzięki rozwiniętym narzędziom komunikacji możliwa jest bardzo szybka reakcja na nagłe problemy związane z niedoborem energii w sieci. Rozliczenie energii wytwarzanej przez źródła rezerwowe powinno być prowadzone z wykorzystaniem instytucji agregatora usług systemowych w zagregowanej grupie wytwórczej (klaster energetyczny, wirtualna elektrownia,

mikrosieć). Rolą agregatora będzie przede wszystkim wykorzystanie efektu skali drobnych źródeł i oferowanie operatorowi stabilnej generacji realizowanej w przewidywalnej wielkości. Ponadto agregator zapewni operacyjne wsparcie odbiorców biorących udział w programie wykorzystywania generacji rozproszonej, ich rozliczenie względem deklarowanej energii wprowadzanej do sieci oraz zasad uczestnictwa w programie operatorskim. Wykorzystanie generacji rozproszonej, a w tym źródeł rezerwowych, może niskim kosztem inwestycyjnym i przy zachowaniu norm emisyjnych i ekologicznych znacząco poprawić bezpieczeństwo energetyczne kraju.

BIBLIOGRAFIA

1. Popczyk J., Energetyka rozproszona, Polski Klub Ekologiczny, Warszawa 2011.
2. Rączka J., Swora M., Stawiany W., Generacja rozproszona w nowoczesnej polityce energetycznej – wybrane problemy i wyzwania, NFOŚiGW, Warszawa 2012.
3. Prognoza pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016–2035, materiał informacyjny opracowany w Departamencie Rozwoju Systemu PSE S.A., Konstancin-Jeziorna, 20 maja 2016.
4. Paska J., Wytwarzanie rozproszone energii elektrycznej i ciepła, Politechnika Warszawska, Warszawa 2010.
5. Urbanek D. i in., Analiza działania rynku bilansującego. Rynek energii elektrycznej. Rozwój, polityka, ekonomia, Politechnika Lubelska, 2018, s. 121–134.

Artykuł powstał w ramach projektu nr Gospostrateg 1/385085/21/NCBR/2018 pt. „Rozwój energetyki rozproszonej w klastrach energii”, współfinansowanego ze środków Narodowego Centrum Badań i Rozwoju w ramach programu badań naukowych i prac rozwojowych „Społeczny i gospodarczy rozwój Polski w warunkach globalizujących się rynków” GOSPOSTRATEG.

Analysis of the Profitability of the Use of Reserve Sources Based on the Study of Market Prices of Electricity

Keywords

reserve electric energy sources, Balancing Market, Polish Power Exchange, forecast of profitability

Abstract

The article presents an analysis of the profitability of using reserve electric energy sources to complement energy production in periods of high prices. As energy sources, standby generators were used. The electricity price levels for the period 2015–2018 on the energy market were the basis of the analyzes. A mutual correlations of prices (Balancing Market and Polish Power Exchange), the frequency of high prices occurrence, their weekly and monthly distribution were also used. The analysis gives an answer to the question whether is an economic justification for use of dispersed, reserve energy sources on the electricity market. This is the basis for developing a forecast of the profitability of aggregation of reserve sources in the conditions of changing energy prices.

KONTAKT

Edmund Ciesielka

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza
 tel.: +48 12 617 28 23
 e-mail: ciesiel@agh.edu.pl

Paweł Dybowski

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza
 tel.: +48 12 617 28 97
 e-mail: dybowski@agh.edu.pl

Jakub Wójcik

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza
 tel.: +48 12 617 28 23
 e-mail: jakubwojcik@agh.edu.pl

Zbigniew Hanzelka

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza
 tel.: +48 12 617 28 78
 e-mail: hanzel@agh.edu.pl

Możliwości zwiększenia wartości rynkowej produkcji poprzez optymalizację harmonogramów pracy elektrowni wodnej na następną dobę

Autor

Tomasz Pakulski

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

prognozowanie cen energii, sztuczne sieci neuronowe, elektrownia wodna, zwiększenie wartości rynkowej produkcji

Streszczenie

Opracowanie ma na celu przedstawienie możliwości zwiększenia wartości rynkowej produkcji elektrowni wodnych (EW) poprzez cenową optymalizację harmonogramów ich pracy na następną dobę. W artykule przedstawiono koncepcję prognozowania cen energii na Towarowej Giełdzie Energii (TGE) na podstawie warunków popytowo-podażowych, określonych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE). Zaprezentowano wyniki testowania oraz walidacji modeli prognostycznych, wykorzystujących metody sztucznej inteligencji pod kątem poprawności prognozowania oraz odwzorowania dobowych profili cenowych. Wykazano, że poprzez zmianę dobowego harmonogramowania pracy EW istnieje możliwość zwiększenia wartości rynkowej produkcji EW w okresie średniorocznym o ok. 5–7% w stosunku do wariantu aktualnego.

1. Wstęp

Dotychczasowym priorytetem dla pracy EW była maksymalizacja ilości wytwarzanej energii, która wiązała się z maksymalizacją uzyskiwanych przychodów. Dotychczas planowanie pracy zbiornikowych EW było w znacznej mierze oderwane od warunków rynkowych i często uwzględniało statycznie określone, rekomendowane harmonogramy produkcji w zależności od wielkości występującego dopływu naturalnego.

Zmiany w systemie wspierania energetyki odnawialnej spowodowały, że EW o mocy zainstalowanej powyżej 5 MW utraciły wsparcie finansowe w postaci świadectw pochodzenia energii oraz zniesiono obowiązek zakupu energii z tych źródeł [1]. W konsekwencji spowodowało to konieczność sprzedaży i rozliczania energii po cenach rynku energii, które w obrębie doby zmieniają się zgodnie z kosztami jej wytwarzania oraz bilansowania KSE. W efekcie, w celu zwiększenia przychodów ze sprzedaży energii, optymalizacji powinien podlegać nie wolumen ich produkcji, ale jej wartość rynkowa. Maksymalizacja produkcji zbiornikowych EW w godzinach o najwyższych cenach energii pozwoli EW na wygenerowanie dodatkowych środków finansowych na częściowe pokrycie utraconych korzyści ze sprzedaży świadectw pochodzenia energii.

W tab. 1 przedstawiono przykład cenowej optymalizacji harmonogramu pracy EW w wybranej dobie.

2. Modele prognostyczne cen energii

2.1. Koncepcja realizacji prognoz

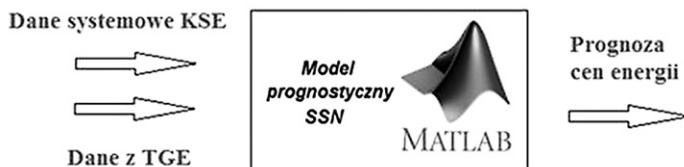
Oszacowanie ryzyka pozycji kontraktowej wymaga zastosowania prognoz o wysokim stopniu dokładności dla każdej godziny doby. W tym celu niezbędne jest generowanie trafnych prognoz cen energii, które umożliwią we właściwy sposób zaplanować pracę hydrozespołów w dobie $n + 1$. Hurtowe ceny energii elektrycznej na giełdzie są kształtowane na zasadach gry rynkowej i charakteryzują się dużą zmiennością w czasie, a w szczególności w obrębie doby.

Zakłada się, że opracowany model prognostyczny będzie wykorzystywany do planowania pracy generacyjnej z dopływem naturalnego. Najistotniejsze znaczenie dla maksymalizacji wartości rynkowej produkcji ma właściwe typowanie godzin, w których spodziewane jest wystąpienie najwyższych cen energii w obrębie doby, tak aby w zależności od możliwości technicznych i ograniczeń hydrologicznych w nich grafikować produkcję w dobie $n + 1$.

Osiągnięcie odpowiedniego poziomu dokładności prognoz cen energii jest trudnym, wysoko złożonym zadaniem. Wymaga nie tylko dysponowania odpowiednimi metodami i narzędziami prognozowania, ale przede wszystkim zgromadzenia dużej bazy danych historycznych, niezbędnych do zbudowania modelu prognostycznego, w otoczeniu zmieniających się warunków funkcjonowania rynku. Złożoność procesów zachodzących na rynku energii elektrycznej, rzutujących na poziom notowanych cen, jest dość znaczna i nie zawsze będzie możliwa

Godzina doby	Cena energii, PLN/MWh	Przed optymalizacją		Po optymalizacji	
		Produkcja energii, MWh	Przychód ze sprzedaży, PLN	Produkcja, MWh	Przychód ze sprzedaży, PLN
0	135,88	0	0	0	0
1	127,60	0	0	0	0
2	127,45	0	0	0	0
3	127,42	0	0	0	0
4	127,09	0	0	0	0
5	127,70	0	0	0	0
6	153,96	0	0	0	0
7	202,02	0	0	0	0
8	405,90	0	0	0	0
9	881,09	0	0	40	35 244
10	667,46	40	26 872	0	0
11	865,88	41	35 536	40	34 635
12	972,35	41	39 886	40	38 894
13	1135,33	20	23 252	40	45 413
14	764,40	0	0	0	0
15	423,22	0	0	0	0
16	285,94	0	0	0	0
17	200,20	0	0	0	0
18	193,60	20	3 882	0	0
19	197,25	0	0	0	0
20	189,87	0	0	0	0
21	184,55	0	0	0	0
22	151,10	0	0	0	0
23	132,24	0	0	0	0
Razem		163	129 427	160	154 186

Tab. 1. Wpływ zmiany harmonogramu pracy EW na zwiększenie wartości rynkowej produkcji



Rys. 1. Idea prognozowania ceny energii na TGE na podstawie historycznych danych opisujących pracę KSE oraz cen TGE

do odwzorowania za pomocą opracowanych modeli prognostycznych [2, 3, 4].

Głównym zadaniem modelu prognostycznego jest predykcja cen energii na TGE w horyzoncie 24 godzin następnej doby ($n + 1$), w rozdzielczości godzinowej. Model prognostyczny opracowano za pomocą metody sztucznej inteligencji, wykorzystując jednokierunkowe sieci neuronowe, zawarte w pakiecie Neural Networks Toolbox środowiska Matlab:

- perceptron 1-warstwowy, zbudowany z wykorzystaniem nieliniowych neuronów (N)
- perceptron wielowarstwowy: 2-warstwowy (BP-2L) oraz 3-warstwowy (BP-3L)
- perceptron wielowarstwowy z kaskadowym podawaniem zmiennych wejściowych: 2-warstwowy (BPC-2L) oraz 3-warstwowy (BPC-3L) w konfiguracji połączeń, dodatkowo z pierwszą warstwą ukrytą (BPC-3L1) oraz z obiema warstwami ukrytymi (BPC-3L12).

Ogólną koncepcję działania modelu przedstawiono na rys. 1.

2.2. Dane wejściowe

Model prognostyczny wyznacza cenę energii elektrycznej na podstawie określonych w systemie dla danej godziny warunków popytowo-podażowych, będących pochodną:

- przewidywanego poziomu zapotrzebowania na moc w KSE
- dostępnego potencjału wytwórczego jednostek generacyjnych, uwzględniającego zakres planowanych odstawień i remontów oraz specyfikę ich pracy
- pracy odnawialnych źródeł energii
- planowanej wymiany międzysystemowej
- cen praw do emisji CO₂.

Do zbudowania i testowania modeli prognostycznych wykorzystano historyczne dane systemowe opisujące pracę KSE [5] oraz dane o hurtowych cenach energii [6] z okresu 1 stycznia 2018 – 31 stycznia 2019.

Dla właściwego odzwierciedlenia charakterystycznych cech poszczególnych elementów składowych zmiennej prognozowanej dokonano podziału danych wejściowych na część uczącą (U) – służącą do trenowania sieci, testującą (T) – odpowiedzialną za sprawdzenie jakości nauczonej sieci oraz walidacyjną (W) – do oceny trafności prognoz (przypadek A). W celu sprawdzenia zachowania sieci przy różnych danych wejściowych czynności powtórzone dla alternatywnego podziału danych wejściowych na poszczególne części (przypadek B). Przedstawiony podział pozwolił na przetestowanie jakości odwzorowania nauczonej sieci dla różnych okresów, w których mogą występować różne poziomy cen energii na TGE. Dodatkowo umożliwił odpowiedni podział danych, tak aby w każdym zbiorze występowały reprezentatywne próbki danych.

2.3. Testowanie i walidacja modeli prognostycznych

Jako miarę błędu prognozowania wykorzystano średni bezwzględny błąd MAE (ang. *Mean Absolute Error*), opisany zależnością:

$$MAE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |x_{R(i)} - x_{P(i)}| \quad (1)$$

gdzie: n – liczba pomiarów, $x_{R(i)}$ – kolejna wartość empiryczna, $x_{P(i)}$ – kolejna wartość prognozowana.

W celu graficznego porównania wielkości prognozowanych z empirycznymi wykorzystano współczynnik determinacji R^2 opisany zależnością:

$$R^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (x_{P(i)} - x_{R(sr)})^2}{\sum_{i=1}^n (x_{R(i)} - x_{R(sr)})^2} \quad (2)$$

gdzie: n – liczba pomiarów, $x_{R(i)}$ – kolejna wartość empiryczna, $x_{P(i)}$ – kolejna wartość prognozowana, $x_{R(sr)}$ – średnia wartość empiryczna.

Wyniki testowania i walidacji modeli przedstawiono w tab. 2 i 3 oraz na rys. 2–4.

Model sieci	Błąd MAE [PLN/MWh]					
	Przypadek A			Przypadek B		
	T	W	T+W	T	W	T+W
N	18,3	21,0	19,2	18,0	20,0	18,7
BP-2L	16,8	16,6	16,7	17,5	17,2	17,4
BPC-2L	16,9	17,8	17,2	17,4	18,0	17,6
BP-3L	16,8	16,7	16,8	17,3	16,9	17,2
BPC-3L1	16,7	17,2	16,8	17,2	16,6	17,0
BPC-3L12	16,6	17,0	16,7	17,1	16,5	16,9

Tab. 2. Porównanie błędu MAE prognozowania cen energii przy użyciu różnych sieci neuronowych

Model sieci	Współczynnik determinacji R^2 , [-]					
	Przypadek A			Przypadek B		
	T	W	T+W	T	W	T+W
N	0,86	0,85	0,86	0,79	0,82	0,79
BP-2L	0,87	0,87	0,87	0,80	0,84	0,81
BPC-2L	0,87	0,87	0,87	0,80	0,83	0,80
BP-3L	0,87	0,86	0,87	0,80	0,84	0,81
BPC-3L1	0,87	0,86	0,87	0,80	0,84	0,81
BPC-3L12	0,87	0,86	0,87	0,80	0,85	0,81

Tab. 3. Porównanie współczynników determinacji R^2 prognozowania cen energii dla różnych sieci neuronowych

W celu sprawdzenia poprawności odwzorowania prognozowanych dobowych profili ceny energii w poszczególnych dobach uszeregowano od najwyższych (liczba 1) do najniższych (liczba 24), tworząc tzw. rankingi cenowe.

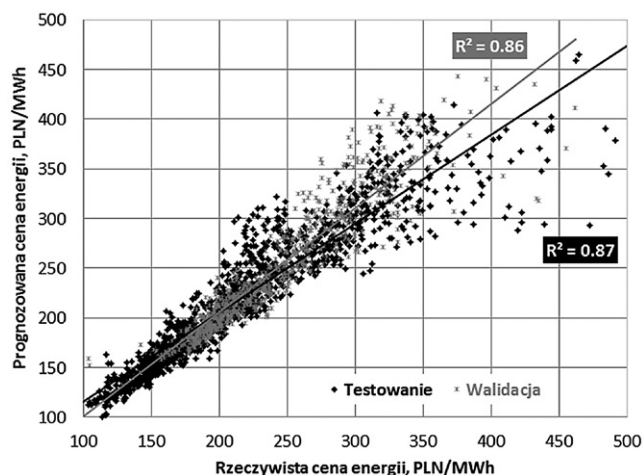
W tab. 4 przedstawiono statystykę rankingów cenowych wykonanych według cen prognozowanych oraz rzeczywiście występujących na TGE w poszczególnych dobach $n + 1$. Wartości liczbowe w macierzy oznaczają prawdopodobieństwo zgodności typowania godzin występowania kolejnych cen w dobie $n + 1$ (od najwyższej do najniższej). W sytuacji idealnej, w której występowałaby pełna zgodność prognozowanych profili cenowych z rzeczywistymi, wartości na przekątnej macierzy miałyby wartość równą 100, a pozostałe byłyby równe 0.

3. Możliwości zwiększenia wartości rynkowej produkcji

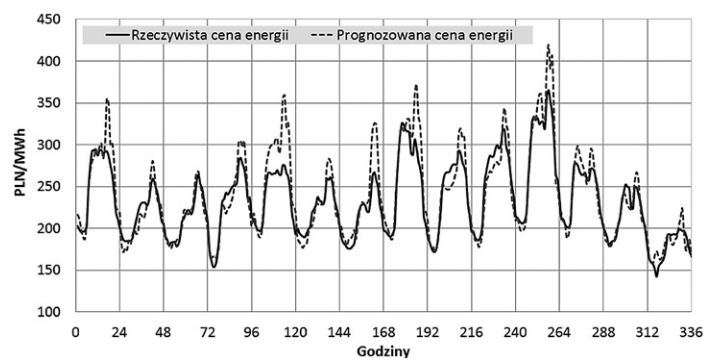
Opracowany model prognostyczny cen energii wykorzystano do oszacowania możliwego wzrostu wartości rynkowej produkcji energii w wybranych EW, na skutek zmiany harmonogramu pracy w dobie $n + 1$, w wariancie:

- idealnym, tj. pełnej wiedzy na temat cen energii na dobę $n + 1$ w momencie ustalania harmonogramu
- realnym, tj. gdy harmonogram pracy EW wynika z cen prognozowanych na dobę $n + 1$.

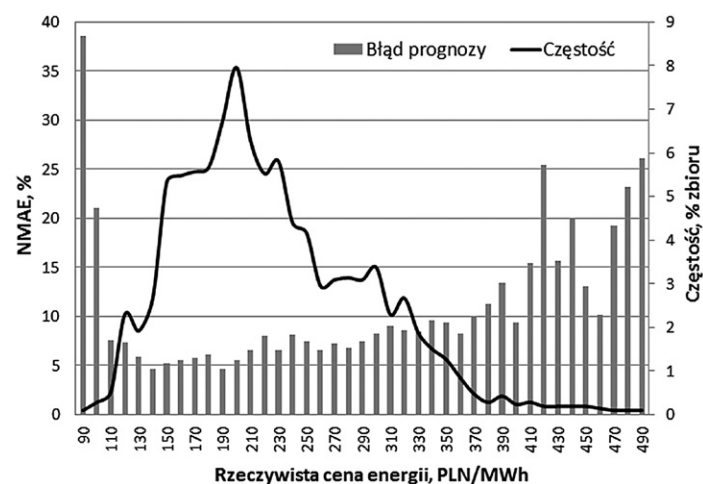
W analizie wykorzystano dane o rzeczywistej produkcji z wybranych elektrowni (EW 1 oraz EW 2) z dni, w których testowano



Rys. 2. Porównanie prognoz cen energii z danymi empirycznymi w okresie testowania i walidacji



Rys. 3. Porównanie prognozy cen energii z danymi empirycznymi w wybranym ciągłym 14-dniowym okresie



Rys. 4. Znormalizowany, względem średniej ceny energii na TGE w poszczególnych przedziałach, błąd prognozy MAE na tle rozkładu częstości występowania cen energii w okresie testowania i walidacji

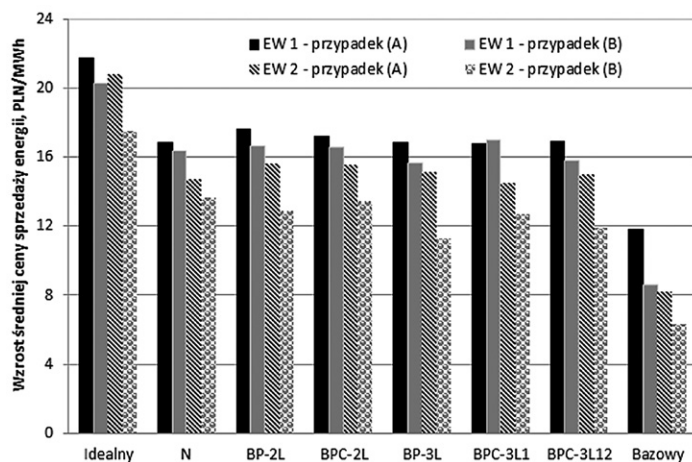
i walidowano moduł prognostyczny cen energii [5]. W rozważaniach założono pracę z mocą optymalną, wynikającą z charakterystyki sprawności hydrozespołów. Każdorazowo zachowywano dobową wielkość produkowanej energii, a pracę hydrozespołów

Ranking prognozowanej ceny energii w dobie: (1) cena najwyższa, (24) cena najniższa

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	49.4	21.3	15.7	3.4	6.7	2.2	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2	23.6	37.1	14.6	9.0	3.4	4.5	2.2	2.2	2.2	1.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
3	13.5	15.7	40.4	11.2	5.6	3.4	3.4	4.5	0.0	2.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4	5.6	9.0	6.7	31.5	16.9	9.0	7.9	1.1	6.7	4.5	0.0	1.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
5	3.4	4.5	3.4	19.1	21.3	13.5	11.2	2.2	6.7	4.5	5.6	1.1	1.1	1.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	0.0	0.0	0.0
6	1.1	2.2	5.6	6.7	18.0	20.2	16.9	15.7	4.5	0.0	2.2	2.2	0.0	1.1	0.0	0.0	2.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1
7	1.1	3.4	4.5	5.6	10.1	11.2	21.3	14.6	9.0	7.9	2.2	1.1	2.2	4.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1
8	1.1	0.0	0.0	4.5	6.7	15.7	12.4	19.1	12.4	11.2	5.6	1.1	3.4	2.2	1.1	0.0	1.1	0.0	1.1	0.0	1.1	0.0	0.0	0.0
9	1.1	2.2	4.5	3.4	3.4	2.2	10.1	11.2	9.0	19.1	11.2	10.1	5.6	2.2	2.2	2.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
10	0.0	2.2	1.1	2.2	2.2	6.7	5.6	6.7	14.6	12.4	15.7	7.9	3.4	7.9	2.2	5.6	0.0	1.1	0.0	1.1	1.1	0.0	0.0	0.0
11	0.0	0.0	0.0	2.2	3.4	4.5	3.4	7.9	10.1	16.9	12.4	11.2	12.4	6.7	4.5	2.2	1.1	0.0	0.0	1.1	0.0	0.0	0.0	0.0
12	0.0	0.0	2.2	0.0	1.1	5.6	3.4	4.5	11.2	6.7	10.1	21.3	18.0	7.9	3.4	1.1	1.1	1.1	1.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
13	0.0	1.1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	4.5	7.9	4.5	14.6	12.4	21.3	18.0	3.4	6.7	1.1	1.1	0.0	0.0	1.1	1.1	0.0	0.0
14	0.0	1.1	1.1	0.0	0.0	0.0	1.1	4.5	3.4	2.2	7.9	10.1	15.7	30.3	14.6	3.4	2.2	1.1	0.0	1.1	0.0	0.0	0.0	0.0
15	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	0.0	0.0	1.1	1.1	3.4	3.4	9.0	11.2	11.2	28.1	20.2	2.2	3.4	1.1	0.0	1.1	1.1	1.1	0.0
16	0.0	0.0	0.0	1.1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	1.1	3.4	3.4	2.2	3.4	23.6	42.7	10.1	3.4	0.0	1.1	1.1	0.0	0.0	2.2
17	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	3.4	2.2	2.2	4.5	9.0	51.7	15.7	4.5	2.2	1.1	1.1	1.1	0.0
18	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	0.0	0.0	0.0	1.1	1.1	1.1	1.1	0.0	4.5	4.5	14.6	39.3	18.0	3.4	7.9	1.1	0.0	1.1
19	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	0.0	0.0	3.4	0.0	4.5	22.5	43.8	14.6	4.5	1.1	3.4	1.1
20	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	1.1	1.1	3.4	10.1	37.1	16.9	13.5	5.6	9.0
21	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	0.0	0.0	1.1	0.0	0.0	3.4	3.4	15.7	33.7	18.0	19.1	4.5
22	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	0.0	0.0	0.0	1.1	0.0	2.2	1.1	9.0	9.0	14.6	19.1	20.2	22.5
23	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	0.0	0.0	2.2	0.0	1.1	3.4	4.5	3.4	6.7	21.3	25.8	30.3
24	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	3.4	0.0	3.4	10.1	7.9	22.5	23.6	27.0

Sprawdzalność prognozy, % zdarzeń

Tab. 4. Statystyka rankingów cenowych wykonanych według cen prognozowanych oraz rzeczywiście występujących na TGE w poszczególnych dobach $n + 1$, w okresie testowania i walidacji



Rys. 5. Możliwości zwiększenia wartości rynkowej produkcji EW poprzez zmianę harmonogramu pracy

przesuwano na okresy, w których prognozowano występowanie najwyższych cen w poszczególnych dobach. Dodatkowo sprawdzono, czy przesunięcie produkcji na inne godziny doby nie będzie wpływało na przekroczenie dopuszczalnych poziomów zbiorników, wynikające z wielkości występującego dopływu naturalnego [7, 8].

Wyniki porównywano z modelem bazowym, w którym założono grafikowanie produkcji w poszczególnych godzinach doby, według stałego harmonogramu, w podziale na sezon zimowy (październik – marzec) oraz letni (kwiecień – wrzesień).

Wyniki analiz przedstawiono w tab. 5 oraz na rys. 5 i 6. Wartości dotyczące zwiększenia wartości rynkowej produkcji odnoszą się do aktualnej pracy wybranych EW.

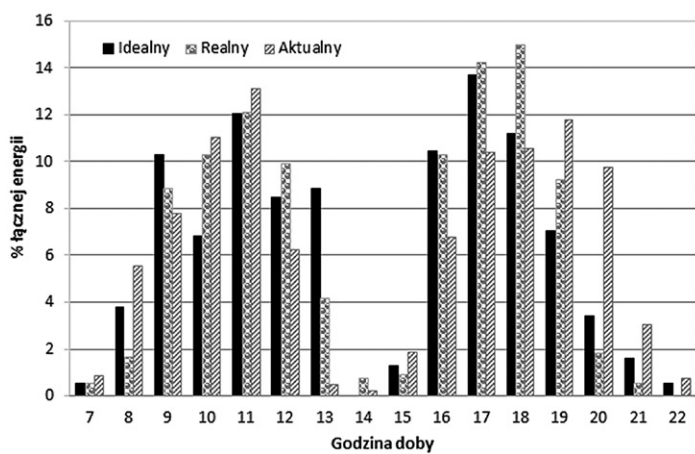
Model	Zwiększenie wartości produkcji, %			
	EW-1		EW-2	
	Przypadek A	Przypadek B	Przypadek A	Przypadek B
Idealny	9,5	8,6	8,7	7,1
N	7,3	6,9	6,2	5,5
BP-2L	7,7	7,0	6,5	5,2
BPC-2L	7,5	7,0	6,5	5,4
BP-3L	7,3	6,6	6,3	4,5
BPC-3L1	7,3	7,2	6,1	5,1
BPC-3L12	7,4	6,7	6,3	4,8
Bazowy	5,2	3,6	3,4	2,6

Tab. 5. Możliwości zwiększenia wartości rynkowej produkcji w wybranych elektrowniach wodnych (EW 1) oraz (EW 2)

4. Podsumowanie i wnioski

Badania modeli prognostycznych wykazały, że:

- istnieje możliwość prognozowania cen energii w dobie $n + 1$, z błędem MAE ok. 17 PLN/MWh (przy średniej cenie energii na poziomie ok. 223 PLN/MWh błąd względny będzie wynosił ok. 8%, a $R^2 > 0,8$ wskazuje na „dobre” dopasowanie modelu)
- wybór modelu neuronowego nie ma istotnego znaczenia dla zwiększenia dokładności prognozy
- zbliżone błędy, uzyskane w okresie testowania i walidacji (dla różnych zestawów danych wejściowych), wskazują na poprawność działania modelu
- wielkość błędu prognozy jest ściśle zależna od liczby próbek w danym zbiorze (zbyt mała liczba danych powoduje,



Rys. 6. Rozkład dobowy energii w poszczególnych godzinach doby

że model nie jest w stanie prawidłowo odwzorowywać zmienności prognozowanej cechy)

- model prognostyczny właściwie odzwierciedla dobowe profile cenowe (z prawdopodobieństwem ok. 75%, przy pracy EW przez 3 godziny na dobę), ze względu na występowanie niewielkich różnic pomiędzy wartościami cen energii możliwe jest wskazanie godzin sąsiednich o nieco niższych cenach.

Wykazano, że poprzez zmianę dobowego harmonogramowania pracy EW istnieje możliwość zwiększenia wartości rynkowej produkcji EW w okresie średniorocznym o ok. 5–7% w stosunku do wariantu aktualnego (przy założonej rzeczywiście występującej produkcji w analizowanym okresie). W rozważaniach założono pełną dostępność zasobów wytwórczych. W niektórych przypadkach niedyspozycyjność hydrozespołów, wynikająca z remontów lub awarii, może powodować, że praca według optymalnego grafiku będzie niemożliwa, co będzie się wiązało ze zmniejszeniem oczekiwanego przychodu. Poziom wzrostu wartości rynkowej będzie zależny od wielkości dopływu naturalnego. Największe możliwości będą istniały w okresach wysokiego dopływu, gdy alokacja pracy EW będzie obejmować większą liczbę godzin w dobie. Dalsza możliwość zwiększenia wartości rynkowej produkcji będzie istniała, gdy zostaną wykorzystane potencjalne zdolności pompowe EW (jeśliby takowe istniały) i po zaplanowaniu dodatkowych cykli generacji – pompowanie w godzinach, w których oczekiwane byłoby duże rozchylenie cen energii oraz spodziewany byłby niewielki dopływ naturalny.

BIBLIOGRAFIA

- 1, Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, Dz.U. 2015 poz. 478 z późn. zmianami.
2. Miller A., Bućko P., Zastosowanie sztucznych sieci neuronowych do prognozowania cen na giełdzie energii, *Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej* 2014, nr 40, XXIV Seminarium „Zastosowanie komputerów w nauce i technice”, Oddział Gdański PTETIS.

3. Nargale K.K., Patil S.B., Day ahead price forecasting in deregulated electricity market using Artificial Neural Network, International Conference on Energy Efficient Technologies for Sustainability (ICEETS), April 2016.
4. Beigaitė R., Krilavičius T., Lok Man K., Electricity Price Forecasting for Nord Pool Data, 2018 International Conference on Platform Technology and Service (PlatCon), January 2018.
5. Polskie Sieci Energetyczne [online], <https://www.pse.pl/> [dostęp: 4.02.2019].
6. Towarowa Giełda Energii SA [online], <https://tge.pl/> [dostęp: 5.02.2019].
7. Dane publiczne IMGW-PIB [online], <https://danepubliczne.imgw.pl/> [dostęp: 5.02.2019].
8. Guerreiro C.A. i in., Operation planning of hydro stations using genetic algorithms considering their impact on the electricity market prices, 11th International Conference on the European Energy Market (EEM14), May 2014.

Possibilities to Increase Production Market Value Through a Day Ahead Hydro Power Plant Schedules Optimization

Keywords

energy prices forecasting, artificial neural network, hydropower plant, market value production increase

Abstract

The study aims at presenting the possibilities of hydropower plants (HPPs) market value production increase through a day ahead pricing schedule optimization. The change of HPPs planning system in Poland results from the new provisions introduced in national legislation, in particular from the validity of the renewable energy sources act. The approach presented in this paper is based on the change of current HPPs schedules by using energy price forecasts. The paper presents the concept of energy price forecasting at the Polish Power Exchange (PPE) based on the demand and supply conditions defined in the National Power System. The results of testing and validation forecast models using artificial intelligence methods were presented. The research was carried out to check correctness of forecasting systems and the mapping of daily price profiles in various conditions. It has been shown that it is possible to increase the HPPs production market value by changing the daily HPPs operation schedule by about 5–7% compared to the present case. The risk factors that may contribute to the reduction of the expected income were indicated. Potential areas for further growth in the production market value were presented.

KONTAKT

Tomasz Pakulski

Instytut Energetyki Oddział Gdańsk

tel.: +48 58 349 82 11

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

Planowanie i perspektywy rozwoju elektroenergetyki w Polsce

EFEKTYWNOŚĆ ENERGETYCZNA I EKONOMICZNA PERSPEKTYWICZNYCH DLA POLSKIEJ ELEKTROENERGETYKI TECHNOLOGII WYTWÓRCZYCH Bolesław Zaporowski	319
WIELOKRYTERIALNA ANALIZA PORÓWNAWCZA LOKALIZACJI ŹRÓDEŁ WYTWÓRCZYCH ENERGII ELEKTRYCZNEJ Alicja Stoltmann, Paweł Bučko, Marcin Jaskólski	324
OPTYMALNA STRUKTURA INSTALACJI WYTWARZANIA I MAGAZYNOWANIA ENERGII W KLASTRZE ENERGII Bogdan Czarnecki	329
MOŻLIWOŚCI ZWIĘKSZENIA ELASTYCZNOŚCI PRACY KRAJOWEGO SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO Leszek Bronk	334
PROSPECTS FOR THE APPLICATION OF THE PLASMA TECHNIQUE IN THE POLISH ENERGY SECTOR Tadeusz Mączka, Halina Pawlak-Kruczek, Wojciech Szubert, Edward Ziąja	340
THE CONCEPT OF AN ENERGY CLUSTER MODEL BASED ON THE PEER-TO-PEER ENERGY TRADING MECHANISM Damian Mrowiec	347

Efektywność energetyczna i ekonomiczna perspektywicznych dla polskiej elektroenergetyki technologii wytwórczych

Autor

Bolesław Zaporowski

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

wytwórcze technologie energetyczne, efektywność energetyczna, efektywność ekonomiczna

Streszczenie

W artykule przedstawiono analizę efektywności energetycznej i ekonomicznej perspektywicznych dla polskiej elektroenergetyki technologii wytwórczych. Analiza została wykonana dla 21 technologii. Jako wielkości charakteryzujące ich efektywność energetyczną zostały wyznaczone: sprawność wytwarzania energii elektrycznej – dla elektrowni systemowych, sprawność wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu, sprawność wytwarzania ciepła w skojarzeniu oraz oszczędność energii pierwotnej – dla elektrociepłowni dużej, średniej i małej mocy. Dla technologii wykorzystujących paliwa kopalne została wyznaczona również jednostkowa emisja CO₂. Jako kryterium oceny efektywności ekonomicznej dla wszystkich analizowanych technologii wytwórczych zostały wyznaczone jednostkowe, zdyskontowane na 2019 rok, koszty wytwarzania energii elektrycznej.

1. Wprowadzenie

Ministerstwo Energii 23 listopada 2018 roku opublikowało dokument *Polityka energetyczna Polski do 2040 roku*. Chcąc móc odnieść się do zawartych w tym dokumencie kierunków rozwoju polskiej energetyki do 2040 roku, a szczególnie do prognoz struktury mocy i struktury produkcji energii elektrycznej, zawartych w załączniku 1, trzeba znać m.in. prognozy jednostkowe kosztów wytwarzania energii elektrycznej [zł/MWh], z uwzględnieniem zawartych w nich kosztów uprawnień do emisji CO₂ [zł/MgCO₂] dla perspektywicznych dla polskiej elektroenergetyki technologii wytwórczych. Znajomość jednostkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej jest również konieczna do oceny aukcji przeprowadzanych w celu sprzedaży energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii (OZE). Powyższe aktualne, praktyczne problemy polskiej elektroenergetyki były powodem podjęcia i wykonania przez autora badań w zakresie efektywności ekonomicznej perspektywicznych dla polskiej elektroenergetyki technologii wytwórczych. Głównym celem wykonanych badań były jednostkowe, zdyskontowane na 2019 rok koszty wytwarzania energii elektrycznej. Aby móc ten cel osiągnąć, niezbędne było wykonanie również badań efektywności energetycznej perspektywicznych technologii wytwórczych oraz jednostkowej emisji CO₂ [kgCO₂/kWh] dla technologii wykorzystujących paliwa kopalne.

2. Perspektywiczne technologie wytwórcze dla polskiej elektroenergetyki

Biorąc pod uwagę bezpieczeństwo pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) oraz obecną w nim strukturę źródeł wytwórczych [2, 3], założono, że dalszy ich rozwój powinien odbywać się w następujących trzech grupach:

- elektrownie systemowe
- elektrociepłownie dużej i średniej mocy, pracujące w miejskich oraz przemysłowych systemach ciepłowniczych
- elektrownie i elektrociepłownie małej mocy (źródeł rozproszonych).

Do analizy wybrano 21 technologii wytwarzania energii elektrycznej, przypisanych do wyżej wymienionych trzech grup źródeł wytwórczych. W grupie elektrowni systemowych (jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych, JWCD) analizie poddano cztery technologie wykorzystujące różne paliwa: węgiel kamienny i brunatny, gaz ziemny oraz paliwo jądrowe. Dla elektrowni opalanych węglem kamiennym i brunatnym przyjęto technologię stosowaną w blokach parowych na parametry nadkrytyczne (ultranadkrytyczne), która jest obecnie jedyną w pełni komercyjnie dojrzałą technologią wytwarzania energii elektrycznej z węgla, charakteryzującą się wysoką efektywnością energetyczną i ekonomiczną. Dla elektrowni opalanych gazem ziemnym wybrano technologię stosowaną w blokach gazowo-parowych, z 3-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym i międzystopniowym przegrzewaniem pary, z turbiną gazową czwartej generacji. Dla elektrowni opalanych paliwem jądrowym wybrano technologię stosowaną w blokach jądrowych z ciśnieniowymi reaktorami wodnymi generacji trzeciej plus.

W grupie elektrociepłowni dużej, średniej i małej mocy do analizy wybrano 12 technologii kogeneracyjnych, które mogą być stosowane w ciepłowniczych blokach o mocy cieplnej w skojarzeniu od kilkudziesięciu kW do kilkuset MW, gdyż pracują one równocześnie w KSE jako źródła energii elektrycznej i w systemach ciepłowniczych o różnej mocy jako źródła ciepła. W grupie wybranych do analizy 12 technologii kogeneracyjnych jest: pięć

technologii wykorzystujących jako paliwo gaz ziemny, pięć technologii wykorzystujących jako paliwo biomasę lub biogaz i dwie technologie węglowe.

Jako jednostki wytwórcze tylko energii elektrycznej, wykorzystujące OZE, analizie poddano:

- lądową farmę wiatrową z jednostkami wytwórczymi o mocy jednostkowej ok. 5 MW
- morską farmę wiatrową z jednostkami wytwórczymi o mocy jednostkowej ok. 8 MW
- elektrownię wodną o mocy ok. 500 kW
- elektrownię fotowoltaiczną o mocy ok. 8 kW
- elektrownię fotowoltaiczną o mocy ok. 1 MW.

3. Efektywność energetyczna technologii wytwórczych

Dla wybranych do analizy perspektywicznych technologii wytwórczych w KSE wyznaczono wielkości charakteryzujące ich efektywność energetyczną. Dla grupy technologii stosowanych w elektrowniach systemowych jako wielkość charakteryzującą ich efektywność energetyczną wyznaczono sprawność

wytwarzania energii elektrycznej, a dla grupy technologii kogeneracyjnych jako wielkości charakteryzujące ich efektywność energetyczną wyznaczono: sprawność wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu, sprawność wytwarzania ciepła w skojarzeniu oraz oszczędność energii pierwotnej [1, 4, 5]. Dla kondensacyjnych i kogeneracyjnych bloków opalanych paliwami kopalnymi wyznaczono również jednostkowe emisje CO₂ (kgCO₂/kWh). Dla elektrowni wiatrowych, wodnych i fotowoltaicznych nie wyznaczano efektywności energetycznej, gdyż ich koszty paliwowe są zerowe. Wyniki obliczeń przedstawiono w tab. 1–3.

4. Efektywność ekonomiczna analizowanych technologii wytwórczych

Inwestycyjne perspektywy realizacyjne wybranych do analizy technologii wytwórczych, omówionych rozdziale 2, zależą przede wszystkim od ich zalet ekonomicznych. Jako kryterium efektywności ekonomicznej poszczególnych technologii wytwórczych wybrano jednostkowe, zdyskontowane na 2019 rok, koszty wytwarzania energii elektrycznej [4]. Pozwalają one porównywać

Lp.	Technologia	Sprawność brutto [%]	Jednostkowa emisja CO ₂ [kg CO ₂ /kWh]
1	Blok parowy na parametry nadkrytyczne opalany węglem brunatnym	47	0,868
2	Blok parowy na parametry nadkrytyczne opalany węglem kamiennym	48	0,685
3	Blok gazowo-parowy opalany gazem ziemnym	61	0,324
4	Blok jądrowy z reaktorem PWR III generacji	37	–

Tab. 1. Wielkości charakteryzujące efektywność energetyczną elektrowni systemowych

Lp.	Technologia	Sprawność wytwarzania energii elektrycznej [%]	Sprawność wytwarzania ciepła [%]	Oszczędność energii pierwotnej [%]	Jednostkowa emisja CO ₂ [kg CO ₂ /kWh]
1	Ciepłowniczy blok parowy na parametry nadkrytyczne opalany węglem kamiennym	38,62	40,8	21,15	0,540
2	Ciepłowniczy blok gazowo-parowy z 3-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym i międzystopniowym przegrzewaniem pary opalany gazem ziemnym	55,61	25,98	16,69	0,274
3	Ciepłowniczy blok gazowo-parowy z 2-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym opalany gazem ziemnym	48,56	32,52	12,41	0,288
4	Ciepłowniczy blok gazowo-parowy z 1-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym	43,80	36,25	10,78	0,294
5	Ciepłowniczy blok parowy średniej mocy opalany węglem	30,52	42,36	10,49	0,613
6	Ciepłowniczy blok parowy średniej mocy opalany biomasą	29,28	41,50	27,00	–

Tab. 2. Wielkości charakteryzujące efektywność energetyczną elektrociepłowni dużej i średniej mocy

Lp.	Technologia	Sprawność wytwarzania energii elektrycznej [%]	Sprawność wytwarzania ciepła [%]	Oszczędność energii pierwotnej [%]
1	Ciepłowniczy blok gazowy z silnikiem gazowym opalany gazem ziemnym	42,50	40,50	14,02
2	Ciepłowniczy blok gazowy z turbiną gazową pracującą w obiegu prostym opalany gazem ziemnym	32,01	53,80	10,92
3	Ciepłowniczy blok ORC opalany biomasą	14,14	68,36	18,26
4	Ciepłowniczy blok parowy opalany biomasą	18,45	64,00	23,27
5	Ciepłowniczy blok gazowy zintegrowany z biologiczną konwersją energii biomasy	26,00	31,00	12,92
6	Ciepłowniczy blok gazowy zintegrowany ze zgazowaniem biomasy	30,59	52,53	34,97

Tab. 3. Wielkości charakteryzujące efektywność energetyczną elektrociepłowni małej mocy

efektywność ekonomiczną różnych technologii wytwarzania energii elektrycznej, stosowanych zarówno w elektrowniach, jak i elektrociepłowniach. W jednostkowych kosztach wytwarzania energii elektrycznej w sposób bezpośredni są uwzględnione również takie ważne właściwości poszczególnych technologii jak efektywność energetyczna oraz wpływ na środowisko (koszty uprawnień do emisji CO₂).

Obliczenia jednostkowych, zdyskontowanych na 2019 rok, kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach i elektrociepłowniach wykonano, przyjmując jako dane wejściowe wielkości charakteryzujące efektywność energetyczną oraz jednostkowe emisje CO₂ poszczególnych technologii wytwórczych, wyznaczone w rozdziale 3 (tab. 1–3) oraz:

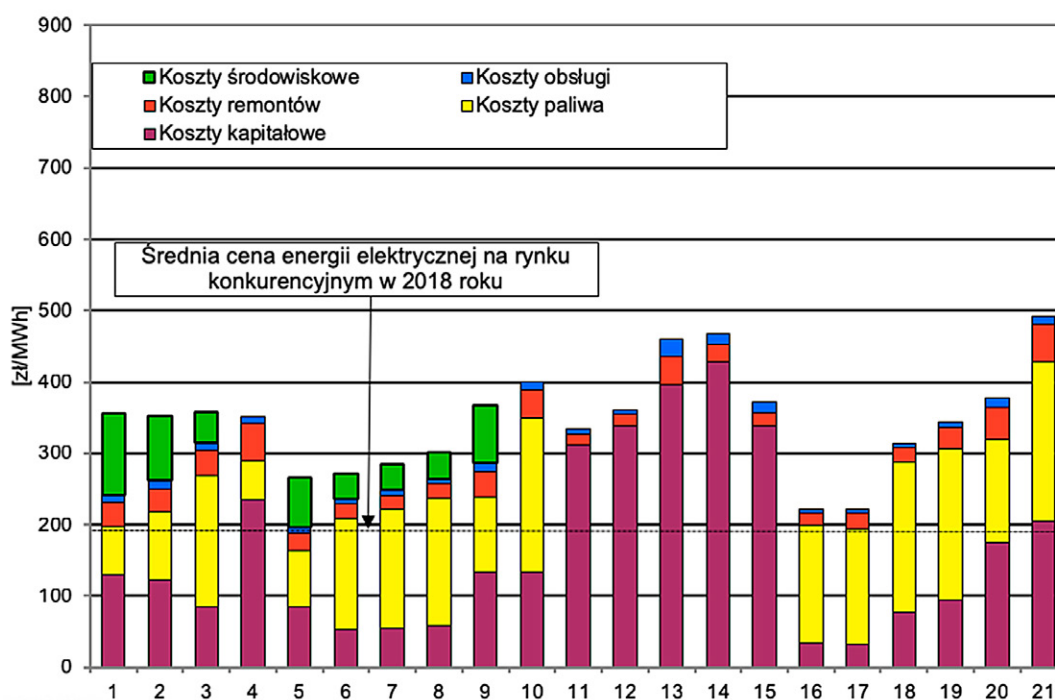
- czas budowy elektrowni jądrowych: 6 lat, elektrowni i elektrociepłowni parowych opalanych węglem i biomasą: 4 lata, elektrowni i elektrociepłowni gazowo-parowych opalanych gazem ziemnym: 2 lata, a źródeł rozproszonych: 1 rok
- cenę sprzedaży ciepła 36,44 zł/GJ

- stopę dyskontową dla elektrowni jądrowych oraz elektrowni i elektrociepłowni parowych opalanych węglem: 8%, elektrowni i elektrociepłowni opalanych gazem ziemnym: 7,5%, a źródeł rozproszonych: 7%.

W jednostkowych kosztach wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach i elektrociepłowniach uwzględniano: koszty kapitałowe, koszty paliwa, koszty remontów, koszty obsługi oraz koszty środowiskowe (koszty uprawnień do emisji CO₂). Koszty uprawnień do emisji CO₂, średnio dla całego okresu eksploatacji elektrowni lub elektrociepłowni, przyjęto w wysokości 126 zł/MgCO₂ (30 euro/MgCO₂). Wyniki obliczeń przedstawiono na rys. 1.

5. Wnioski końcowe

Obliczone wartości prognozowanych jednostkowych, zdyskontowanych na 2019 rok, kosztów wytwarzania energii elektrycznej, z uwzględnieniem kosztów uprawnień do emisji CO₂ dla różnych rodzajów elektrowni systemowych, są na tym samym



Rys. 1. Jednostkowe, zdyskontowane na 2019 rok, koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach systemowych, elektrociepłowniach dużej i średniej mocy oraz elektrowniach i elektrociepłowniach małej mocy [zł/MWh] dla: 1) bloku parowego na parametry nadkrytyczne opalanego węglem brunatnym, 2) bloku parowego na parametry nadkrytyczne opalanego węglem kamiennym, 3) bloku gazowo-parowego opalanego gazem ziemnym, 4) bloku jądrowego z reaktorem PWR, 5) ciepłowniczego bloku parowego na parametry nadkrytyczne opalanego węglem kamiennym, 6) ciepłowniczego bloku gazowo-parowego z 3-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym i międzystopniowym przegrzewaniem pary opalanego gazem ziemnym, 7) ciepłowniczego bloku gazowo-parowego z 2-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym opalanego gazem ziemnym, 8) ciepłowniczego bloku gazowo-parowego z 1-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym opalanego gazem ziemnym, 9) ciepłowniczego bloku parowego średniej mocy opalanego węglem kamiennym, 10) ciepłowniczego bloku parowego średniej mocy opalanego biomasą, 11) lądowej elektrowni wiatrowej, 12) morskiej elektrowni wiatrowej, 13) elektrowni wodnej małej mocy, 14) elektrowni fotowoltaicznej o mocy ok. 10 kW, 15) elektrowni fotowoltaicznej o mocy ok. 1 MW, 16) ciepłowniczego bloku gazowego z silnikiem gazowym opalanego gazem ziemnym, 17) ciepłowniczego bloku gazowego z turbiną gazową pracującą w obiegu prostym opalanego gazem ziemnym, 18) ciepłowniczego bloku ORC opalanego biomasą, 19) ciepłowniczego bloku parowego małej mocy opalanego biomasą, 20) ciepłowniczego bloku zintegrowanego z biologiczną konwersją biomasy i 21) ciepłowniczego bloku zintegrowanego ze zgazowaniem biomasy, z uwzględnieniem kosztów uprawnień do emisji CO₂ (126 zł/MgCO₂)

poziomie 350–360 zł/MWh, a mianowicie dla: bloków parowych na parametry nadkrytyczne opalanych węglem brunatnym: 356 zł/MWh, bloków parowych na parametry nadkrytyczne opalanych węglem kamiennym: 352 zł/MWh, bloków gazowo-parowych opalanych gazem ziemnym: 357 zł/MWh, a bloków jądrowych: 351 zł/MWh. Istotne różnice występują natomiast w wartościach składowej paliwowej tych kosztów, a mianowicie wynoszą one odpowiednio: 67,3; 96,1; 185,6 i 53,5 zł/MWh, czyli najniższe są dla bloków jądrowych, a najwyższe dla bloków gazowo-parowych opalanych gazem ziemnym.

W grupie bloków kogeneracyjnych dużej i średniej mocy najczęściej zalet ekonomicznych i ekologicznych posiadają bloki gazowo-parowe opalane gazem ziemnym [6], dla których jednostkowe, zdyskontowane na 2019 rok, koszty wytwarzania energii elektrycznej, z kosztami uprawnień do emisji CO₂, są w zakresie 271–301 zł/MWh. Ich zaletą są poza tym niskie jednostkowe nakłady inwestycyjne, a wadą wysoka wartość jednostkowych kosztów paliwowych w granicach 155,2–177,8 zł/MWh. Pozostałe technologie kogeneracyjne średniej mocy, wykorzystujące jako paliwo węgiel i biomasę, mają wysokie koszty wytwarzania energii elektrycznej w granicach 368–401 zł/MWh. Tylko kogeneracyjny blok parowy na parametry nadkrytyczne charakteryzuje się niskimi kosztami wytwarzania (266 zł/MWh), jednak dla bardzo dużej mocy w skojarzeniu powyżej 500 MW.

Wśród technologii możliwych do zastosowania w skojarzonych źródłach małej mocy ciepłej (kogeneracyjnych źródłach rozproszonych) najniższymi kosztami wytwarzania energii elektrycznej, zdyskontowanymi na 2019 rok, charakteryzują się kogeneracyjne źródła małej mocy opalane gazem ziemnym, z silnikami gazowymi i z turbinami gazowymi małej mocy pracującymi w obiegu prostym, o nominalnej mocy w paliwie nieprzekraczającej 20 MW, które nie są zobowiązane do zakupu uprawnień do emisji CO₂, dla których jednostkowe, zdyskontowane na 2018 rok, koszty wywarzania energii elektrycznej wynoszą ok. 222 zł/MWh.

W dziedzinie wykorzystania biomasy w kogeneracyjnych źródłach rozproszonych sytuacja jest złożona. Dojrzałość komercyjną uzyskały dotychczas wyłącznie technologie wykorzystujące spalanie biomasy w elektrociepłowniach parowych małej mocy i ORC (ang. *Organic Rankine Cycle*) oraz częściowo technologia wykorzystująca biologiczną konwersję energii chemicznej biomasy. Charakteryzują się one jednak niską efektywnością energetyczną i w związku z tym dość wysokimi kosztami wytwarzania energii elektrycznej (314–493 zł/MWh). Dla uzyskania przez nie względnie wysokiej efektywności ekonomicznej konieczne jest zapewnienie im pracy w trybie pełnej kogeneracji, przy długim czasie wykorzystania zainstalowanej mocy elektrycznej i mocy cieplnej w skojarzeniu (powyżej 7000 godz./rok).

Wśród technologii stosowanych w elektrowniach małej mocy, wykorzystujących OZE, wysoką dojrzałość komercyjną uzyskały lądowe elektrownie wiatrowe, dla których jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej wynoszą ok. 335 zł/MWh. Morskie elektrownie wiatrowe znajdują się na początkowym etapie rozwoju. Najwyższymi kosztami wytwarzania energii

elektrycznej charakteryzują się obecnie w Polsce mikroelektrownie (do 50 kW) fotowoltaiczne (ok. 460 zł/MWh). Koszty te ulegają znacznemu obniżeniu przy wzroście mocy elektrowni fotowoltaicznej. Opłacalność przedsięwzięć inwestycyjnych związanych z budową elektrowni fotowoltaicznych małej mocy można obecnie uzasadnić, stosując rachunek kosztów unikniętych, jeśli wytwarzana w nich energia elektryczna jest zużywana przez producenta (prosumenta).

Przeprowadzone badania jednostkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej pozwalają na stwierdzenie, że w horyzoncie długoterminowym jest uzasadnione w Polsce: wdrożenie elektrowni jądrowych, w miejsce wycofywanych z ruchu kondensacyjnych bloków parowych opalanych węglem, dla zapewnienia bezpieczeństwa pracy KSE, rozwój technologii kogeneracyjnych, wykorzystujących jako paliwo gaz ziemny, oraz rozwój technologii wykorzystujących OZE, w celu umożliwienia wypełnienia międzynarodowych zobowiązań Polski w zakresie redukcji emisji CO₂, w proporcjach wynikających m.in. z kryterium ekonomicznego.

BIBLIOGRAFIA

1. Directive 2012/27/UE of the European Parliament and Council of 25 October 2012 on energy efficiency. Official Journal of the European Union 2012, L 315/1 – L315/56.
2. Informacja statystyczna o energii elektrycznej, Agencja Rynku Energii S.A., nr 12, 2018, Warszawa 2019.
3. Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2017, Agencja Rynku Energii S.A., Warszawa 2018.
4. Zaporowski B., Energy Effectiveness and Economic Performance of Gas and Gas-Steam Combined Heat and Power Plant Fired with Natural Gas, *Acta Energetica* 2016, No. 1/26, s. 152–157.
5. Zaporowski B., Nowoczesne technologie skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, *Polityka Energetyczna* 2017, t. 20, z. 3, s. 41–53.
6. Zaporowski B., Perspektywy rozwoju wytwarzania energii elektrycznej z gazu ziemnego w Polsce, *Rynek Energii* 2018, nr 5(138), s. 2–8.

Energy and Economic Effectiveness of Prospective Generation Technologies for Polish Electric Power Industry

Keywords

energy generation technology, energy effectiveness, economic effectiveness

Abstract

The paper presents the analysis of energy and economic effectiveness of prospective generation technologies for Polish electric power industry. The analysis has been done for 21 electricity generation technologies applied in system power plants, large and medium capacity combined and heat power (CHP) plants, and small capacity power plants, and small capacity CHP plants.

The following quantities to characterize their energy effectiveness have been determined. For the system power plants, it is efficiency of electric energy generation. For large, medium and small capacity CHP plants, it is efficiency of combined electric energy generation, efficiency of combined heat generation,

and primary energy savings. Unitary CO₂ emission has also been determined for the technologies using fossil fuels. Unitary costs of electric energy generation, as discounted for 2019, have been determined for all the analyzed generation technologies as a criterion of economic effectiveness evaluation.

KONTAKT

Bolesław Zaporowski

Politechnika Poznańska, Instytut Elektroenergetyki

tel.: +48 724 246 365

e-mail: boleslaw.zaporowski@put.poznan.pl

Wielokryterialna analiza porównawcza lokalizacji źródeł wytwórczych energii elektrycznej

Autorzy

Alicja Stoltmann
Paweł Bućko
Marcin Jaskólski

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

biogazownia, elektrownia fotowoltaiczna, metody analizy wielokryterialnej, analityczny proces hierarchiczny

Streszczenie

W artykule przedstawiono ranking lokalizacji czterech źródeł wytwórczych energii elektrycznej: biogazowni rolniczej, biogazowni utylizacyjnej oraz dwóch elektrowni fotowoltaicznych, wykonany za pomocą połączonych metod analitycznego procesu hierarchicznego (AHP) oraz taksonomii numerycznej. Omówiono zalety połączenia metod, przedstawiono przykład zastosowania oraz wskazano kryteria o największym i najmniejszym wpływie na realizację celu głównego. Wykazano, że dla proponowanej lokalizacji szanse na realizację inwestycji w elektrownię fotowoltaiczną są największe.

1. Wstęp

1.1. Wprowadzenie

Utrzymanie i poprawa bezpieczeństwa energetycznego oraz zmniejszenie zapotrzebowania na importowane surowce energetyczne są jednymi z głównych celów strategicznych w zakresie rozwoju systemów energetycznych w Unii Europejskiej. Wymagania stawiane energetyce w Polsce na lata 2020 i 2030 spowodują rewolucję sektora wytwarzania energii elektrycznej [1]. Opracowanie niskoemisyjnego miks energetycznego wymaga uwzględnienia: dostępności surowców energetycznych na terenie kraju, kosztów wytworzenia oraz dostawy energii do odbiorców, a także przedsięwzięć mających na celu redukcję wpływu sektora energetycznego na środowisko, czyniąc problemy decyzyjne, związane z lokalizacją nowych źródeł wytwórczych, złożonym zagadnieniem.

Obecny stan polskiej energetyki nie pozwala na zaniechanie działań mających na celu rozwój sektora energetycznego. W niedalekiej perspektywie ponad połowa jednostek wytwórczych energii elektrycznej zostanie wyłączona, powodując powstanie luki pomiędzy zdolnością wytwarzania a zapotrzebowaniem [2]. Zrównoważony rozwój źródeł wytwarzania energii wpływa na zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego kraju oraz zapewnia pewność dostaw energii [3].

W niniejszym artykule przedstawiono wielokryterialną analizę porównawczą lokalizacji biogazowni rolniczej, biogazowni utylizacyjnej oraz dwóch elektrowni fotowoltaicznych, wykonaną hybrydową metodą analitycznego procesu hierarchicznego (ang. *Analytic Hierarchy Process* – AHP) oraz taksonomii numerycznej.

1.2. Przegląd literatury

Proces inwestycyjny związany z budową nowego źródła wytwórczego energii elektrycznej jest skomplikowany i czasochłonny ze względu na konieczność spełnienia licznych wymagań formalno-prawnych. Metody, które pozwalają na uwzględnienie wielu czynników (kryteriów) wpływających na podjęcie decyzji, przyjmują formę problemu wielokryteriowego, do którego rozwiązania wymagane jest istnienie trzech elementów: decydenta, wariantów decyzyjnych oraz kryteriów [4]. Decydent staje przed koniecznością wyboru jednego z co najmniej dwóch wariantów decyzyjnych, które mogą być opisane przez jedno lub wiele kryteriów [5]. Jedną z najczęściej wykorzystywanych metod analizy wielokryterialnej jest metoda AHP, opracowana przez T.L. Saaty'ego [6] w 1980 roku.

Wybór sposobu produkcji energii elektrycznej w technologiach opartych na zużyciu gazu ziemnego lub wodoru, z zastosowaniem metody AHP, zaproponowano w [7]. Wybrano kryteria optymalizacyjne, uwzględniające emisje gazów cieplarnianych, sprawność produkcji energii, nakłady inwestycyjne oraz koszty eksploatacyjne. Metodę AHP, jako narzędzie do wyboru najlepszego wariantu projektu inwestycyjnego w elektroenergetyce, omówiono również w [8]. Kryteria, które zostały uwzględnione w analizie, to: moc zainstalowana, koszty roczne, zysk netto oraz wskaźnik efektywności operacyjnej.

Taksonomia numeryczna służy do klasyfikacji i pozwala określić poziom zróżnicowania obiektów za pomocą określających je cech. W celu wyznaczenia cech obiektów należy przeprowadzić badania, które dodatkowo poszerzają wiedzę na temat analizowanego przypadku. Metodę tę zastosowano w niniejszym

artykule w celu uzupełnienia metody AHP oraz do zmniejszenia czasochłonności obliczeń.

Z powyższego przeglądu literatury można wywnioskować, że metoda AHP jest wykorzystywana do rozwiązywania problemów decyzyjnych w elektroenergetyce, natomiast metoda taksonomii numerycznej pozwala na przeprowadzenie dodatkowych badań poszerzających wiedzę na temat danej lokalizacji.

2. Opis metody

2.1. Metody analitycznego procesu hierarchicznego oraz taksonomii numerycznej

Wielokryterialną metodę poszukiwania najlepszej lokalizacji instalacji rozproszonego źródła wytwarzania energii elektrycznej należy rozumieć jako algorytm postępowania umożliwiający znalezienie najlepszego rozwiązania spośród dostępnych wariantów lokalizacji, uwzględniający zależności pomiędzy parametrami kryteriów oceny wariantów. Proponowana metoda zawiera w sobie elementy metody AHP oraz taksonomii numerycznej [9].

Zgodnie z metodyką rozwiązywania problemów rozwoju sektora energetycznego analizę należy zacząć od określenia typów źródeł wytwórczych. Metoda pozwala na wyznaczenie rankingu lokalizacji źródeł wytwórczych energii elektrycznej, takich jak: farmy fotowoltaiczne i wiatrowe, biogazownie, elektrownie na biomasę. Możliwe jest wykonanie jednego rankingu dla różnych typów źródeł wytwarzania energii elektrycznej.

Wykorzystując metodę AHP, należy wyznaczyć wagi wszystkich kryteriów głównych X_n i szczegółowych. Metoda AHP jest metodą o strukturze hierarchicznej, dlatego też występuje podział kryteriów na kryteria główne, wpływające w sposób bezpośredni na realizację inwestycji oraz na kryteria szczegółowe, mające pośredni wpływ na realizację inwestycji. Hierarchiczną strukturę problemu lokalizacyjnego w systemie elektroenergetycznym przedstawiono na rys. 1.

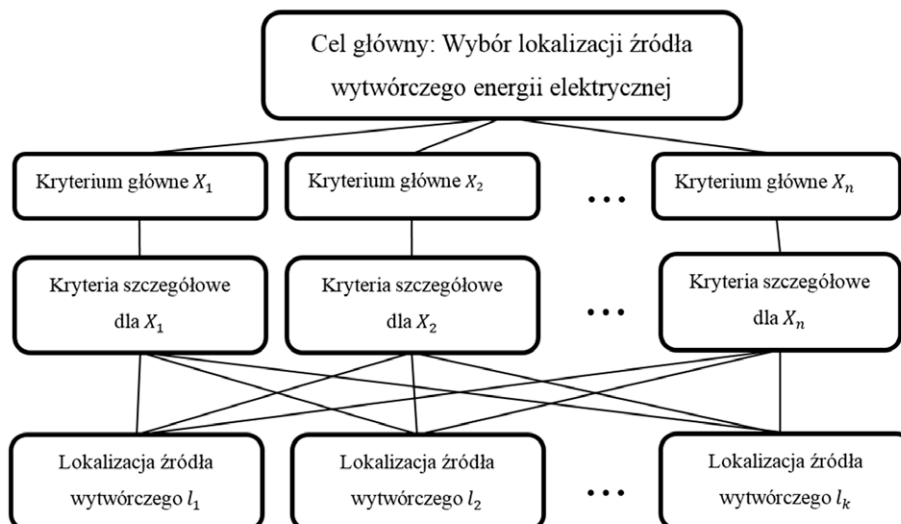
Metoda AHP jest wykorzystywana do wyboru zbioru kryteriów istotnych dla oceny aktualnie analizowanego przypadku decyzyjnego spośród szerokiego zestawu kryteriów. Atutem metody AHP jest możliwość określenia niespójności porównywania parami poprzez eksperta. Bazując na właściwościach macierzy, wyznacza się współczynnik niespójności CI (ang. *Consistency Index*), który wyznacza odchylenie od zgodności ocen decydenta i jest wskaźnikiem poprawności dokonywanych ocen. Współczynnik CI porównany jest z losowym indeksem niezgodności RI (z ang. *Random Index*), co pozwala wyznaczyć współczynnik niezgodności CR (ang. *Consistency Ratio*), który powinien być mniejszy od 0,10, w przeciwnym wypadku należy powtórzyć porównanie parami kryteriów oraz wariantów decyzyjnych [10]. Aby zmniejszyć czasochłonność i poziom skomplikowania struktury matematycznej, czym cechuje się metoda AHP, po wyznaczeniu wag kryteriów szczegółowych wykorzystanie jej się kończy.

Metoda taksonomii numerycznej jest mniej skomplikowana matematycznie od metody AHP, dzięki czemu cechuje się mniejszą czasochłonnością [12]. Wadą taksonomii numerycznej w jej obecnej formie, znanej w literaturze, jest określenie kryteriów jako wartości maksymalnych lub minimalnych spośród wartości opisujących kryteria. Dzięki zastosowaniu metody AHP do wyznaczenia wag kryteriów wada ta została wyeliminowana. Za pomocą metody taksonomii numerycznej należy wytytować wartości wzorcowe i antywzorcowe dla każdego kryterium szczegółowego. Metoda taksonomii numerycznej pozwala na porównanie lokalizacji względem ich odległości metrycznych od wartości wzorcowych i antywzorcowych. Dzięki temu możliwe jest dokładniejsze zbadanie problemu, ale konieczne jest wyznaczenie wartości wzorca i antywzorca.

2.2. Kryteria oceny lokalizacji

Wyszczególniono pięć grup kryteriów głównych X_i :

- X_1 – kryteria techniczne
- X_2 – kryteria ekonomiczne
- X_3 – kryteria społeczne



Rys. 1. Hierarchiczna struktura problemu poszukiwania najlepszej lokalizacji źródła wytwórczego w systemach energetycznych

X_1	Kryteria techniczne	
	$X_{1,1}$	dostępność surowców pierwotnych
	$X_{1,2}$	czas użytkowania mocy zainstalowanej
	$X_{1,3}$	odległość od SEE
	$X_{1,4}$	odległość od sieci ciepłowniczej
	$X_{1,5}$	moc zwarciowa po stronie SN
	$X_{1,6}$	statyczna zmiana napięcia
	$X_{1,7}$	dynamiczna zmiana napięcia
	$X_{1,8}$	dopuszczalne obciążenie elementów SEE
	$X_{1,9}$	sprawność energetyczna
X_2	Kryteria ekonomiczne	
	$X_{2,1}$	nakłady inwestycyjne
	$X_{2,2}$	koszt wytworzenia energii w cyklu życia obiektu
	$X_{2,3}$	zaktualizowana wartość netto (NPV)
	$X_{2,4}$	wewnętrzna stopa zwrotu (IRR)
X_3	Kryteria społeczne	
	$X_{3,1}$	przychylność społeczeństwa
	$X_{3,2}$	przychylność władz lokalnych
	$X_{3,3}$	zgodność inwestycji z polityką lokalną
X_4	Kryteria środowiskowe	
	$X_{4,1}$	wskaźnik unikniętej emisji CO ₂
	$X_{4,2}$	emisja hałasu
	$X_{4,3}$	wpływ na populację zwierząt
	$X_{4,4}$	wpływ na krajobraz
	$X_{4,5}$	wpływ na obszary chronione
	$X_{4,6}$	wskaźnik powierzchni terenu
	$X_{4,7}$	lokalizacja terenu do zagospodarowania odpadów pofermentacyjnych
X_5	Kryteria prawne	
	$X_{5,1}$	dokumenty planistyczne – wyprowadzenie mocy
	$X_{5,2}$	dokumenty planistyczne – obszar inwestycji
	$X_{5,3}$	decyzja środowiskowa – wyprowadzenie mocy
	$X_{5,4}$	decyzja środowiskowa – obszar inwestycji

Tab. 1. Zbiór kryteriów stosowanych do oceny wariantów lokalizacji

- X_4 – kryteria środowiskowe
- X_5 – kryteria prawne.

W ramach każdego kryterium głównego opracowano kryteria szczegółowe $X_{i,sr}$, które przedstawiono w tab. 1.

3. Uwarunkowania lokalizacyjne

3.1. Biogazownia rolnicza i utylizacyjna

Lokalizacja biogazowni uwarunkowana jest odległością elektrowni (lub elektrociepłowni) od systemu elektroenergetycznego oraz istniejących sieci gazowych i ciepłowniczych. Ważnym elementem jest również bliskość dostaw substratów do produkcji biogazu (surowców pierwotnych) oraz terenów utylizacji resztek pofermentacyjnych. Biogazownia, ze względu na charakter surowców pierwotnych, tj. odpady z przemysłu rolno-spożywczego, odpady z produkcji zwierzęcej, powodujące wydzielanie się nieprzyjemnych zapachów, powinna w jak najmniejszym stopniu oddziaływać na siedliska ludzkie, dzięki zachowaniu odpowiednich odległości oraz uwzględnieniu kierunków wiatrów. Również dostawy surowców pierwotnych

powinny w jak najmniejszym stopniu przebiegać przez tereny zabudowane [12]. Bliskość terenów zagospodarowania resztek pofermentacyjnych wymagana jest ze względu na minimalizację kosztów transportu.

3.2. Elektrownia fotowoltaiczna

Lokalizacja elektrowni fotowoltaicznej powinna cechować się wysoką średnioroczną gęstością promieniowania słonecznego, w celu maksymalizacji produkcji energii elektrycznej [13]. Ważnym aspektem lokalizacyjnym jest również ukształtowanie terenu, stopień jego pokrycia oraz czystość powietrza. Przeszkody znajdujące się w pobliżu paneli fotowoltaicznych, rzucając na nie cień, powodują zmniejszenie produkcji energii. Ze względu na niską gęstość promieniowania słonecznego panele fotowoltaiczne zajmują, w porównaniu z innymi źródłami wytwórczymi energii elektrycznej o tych samych mocach, duże powierzchnie terenu.

4. Identyfikacja lokalizacji

Identyfikacji lokalizacji dokonano na podstawie rzeczywistych planowanych inwestycji, realizowanych przez firmę energetyczną, której obszar działalności obejmuje obszar całej Polski. Lokalizacja o symbolu l_1 oznacza elektrownię fotowoltaiczną o mocy zainstalowanej 1 MW. Elektrownia ta zlokalizowana jest na terenach, których nasłonecznienie wynosi powyżej 1250 kWh/m². Odległość od systemu elektroenergetycznego wynosi 3 km. Analiza ekonomiczna wykazała, że inwestycja jest opłacalna ekonomicznie. Rozpoznanie wśród lokalnej społeczności i władz wskazuje na wysokie poparcie dla realizacji inwestycji.

Lokalizacja o symbolu l_2 również oznacza elektrownię fotowoltaiczną. Przewidywana moc zainstalowana elektrowni to 0,5 MW. Lokalizacja elektrowni znajduje się na terenach o nasłonecznieniu 1051–1150 kWh/m². Inwestycja ta cechuje się najwyższym wskaźnikiem opłacalności ekonomicznej NPV oraz najniższym kosztem wytworzenia energii w cyklu życia spośród wszystkich czterech lokalizacji.

Lokalizacje o symbolach l_3 i l_4 oznaczają lokalizacje biogazowni kolejno rolniczej i utylizacyjnej. Biogazownia rolnicza, o mocy elektrycznej zainstalowanej 1,5 MW, której substratem jest wsad z kiszonki kukurydzy i gnojowicy, odległa jest o 5 km od systemu elektroenergetycznego. Biogazownia utylizacyjna wykorzystująca odpady z przemysłu rolno-spożywczego i mięsnego, o mocy elektrycznej zainstalowanej 1,81 MW, odległa jest o 8 km od systemu elektroenergetycznego. Obie biogazownie cechują się opłacalnością ekonomiczną. Spośród wszystkich analizowanych lokalizacji lokalizacja l_4 ma najwyższy wskaźnik unikniętej emisji CO₂.

Lokalizacje elektrowni fotowoltaicznych nie wymagają bliskiej odległości do systemów ciepłowniczych (kryterium $X_{1,4}$), ponieważ nie produkują ciepła użytkowego. Dlatego kryterium związane z zagospodarowaniem resztek pofermentacyjnych (kryterium $X_{4,7}$) nie dotyczy obu elektrowni. Elektrownie fotowoltaiczne podczas eksploatacji nie emitują hałasu słyszalnego, dlatego też ich wartości dla kryterium $X_{4,2}$ są równe zero. Ponieważ wszystkie te kryteria należy traktować jako destymulanty, można

wnioskować, że elektrownie fotowoltaiczne pod względem tych kryteriów okażą się lepsze niż elektrownie na biomasę.

5. Wyniki analizy wielokryterialnej

5.1. Wyznaczenie wag kryteriów

Zgodnie z metodyką opisaną w poprzednich sekcjach kryteria główne porównano parami (tab. 2), w wyniku czego wyznaczono kryterium X_4 jako kryterium o największym wpływie na realizację celu głównego.

W wyniku porównania parami kryteriów szczegółowych uzyskano następujące wyniki:

- Kryterium $X_{1,8}$ otrzymało najwyższą wagę spośród analizowanych technicznych kryteriów szczegółowych, ponieważ przekroczenie dopuszczalnego obciążenia elementów systemu elektroenergetycznego skutkuje niemożliwością przyłączenia źródła wytwórczego do sieci elektroenergetycznej. Najniżej ocenionym kryterium technicznym jest kryterium $X_{1,4}$ ponieważ, ciepło odpadowe z biogazowni ma temperaturę ok. 90°C, dlatego też jego wykorzystanie znacząco zwiększa dochody biogazowni.
- Kryterium $X_{2,3}$ to kryterium o najwyższym wpływie spośród szczegółowych kryteriów ekonomicznych. Jest to spowodowane tym, że obejmuje ono całość przepływów finansowych planowanej inwestycji i na jego podstawie można zdecydować o opłacalności ekonomicznej budowy źródła wytwórczego. Kryterium $X_{2,1}$ otrzymało najniższą wagę wśród kryteriów ekonomicznych, ponieważ uzależnione jest od wielkości źródła wytwórczego i jego typu. Dlatego też, z punktu widzenia analizy wielokryterialnej, kryterium to nie ma znaczącego wpływu na poprawność wykonania rankingu.
- Wśród kryteriów społecznych budowy farmy wiatrowej najwyższą wagę otrzymało kryterium $X_{3,2}$. Lokalne władze planują i realizują określone czynności procesu wdrażania polityki energetycznej, zarówno lokalnej, jak i państwowej. Kierują swoje działania tak, aby zaspokoić potrzeby energetyczne lokalnej społeczności. Brak ich poparcia skutkuje niemożliwością uzyskania wszystkich niezbędnych decyzji i pozwoleń na realizację inwestycji. Kryterium $X_{3,3}$ otrzymało najniższą wagę. Ze względu na możliwość zmiany polityki lokalnej, przy poparciu odpowiednich władz, kryterium to nie blokuje procesu uzyskiwania niezbędnych decyzji i pozwoleń dla realizacji inwestycji.

	X_1	X_2	X_3	X_4	X_5	w_i
X_1	1,00	0,50	2,00	0,33	0,50	0,13
X_2	2,00	1,00	2,00	0,33	0,33	0,16
X_3	0,50	0,50	1,00	0,50	0,50	0,11
X_4	3,00	3,00	2,00	1,00	2,00	0,36
X_5	2,00	3,00	2,00	0,50	1,00	0,25
Σ	8,50	8,00	9,00	2,67	4,33	1,00
$\lambda_{max} = 5,35$	CI = 0,09		RI = 1,12		CR = 0,08	

Tab. 2. Porównanie parami kryteriów głównych

	Miary odległości poszczególnych lokalizacji od wzorca								r_i	R_i
	$X_{1,1}$	$X_{1,2}$...	$X_{4,1}$	$X_{4,2}$...	$X_{5,3}$	$X_{5,4}$		
l_1	0,009	0,005	...	0,028	0,050	...	0,006	0,058	0,526	0,272
l_2	0,005	0,005	...	0,000	0,050	...	0,003	0,015	0,456	0,236
l_3	0,005	0,013	...	0,106	0,030	...	0,008	0,068	0,494	0,256
l_4	0,007	0,013	...	0,133	0,020	...	0,008	0,044	0,455	0,236

Tab. 3. Wyznaczone wartości miary odległości oraz wartości współczynnika rankingu

- Kryterium środowiskowym o najwyższej wadze okazało się kryterium $X_{4,1}$. Jest to związane z korzyściami, jakie niesie ze sobą redukcja emisji zanieczyszczeń do atmosfery, zarówno zdrowotnymi, jak i ekonomicznymi. Kryterium o najniższej wadze okazało się $X_{4,4}$. Zarówno instalacje fotowoltaiczne, jak i biogazownie cechują się nowoczesnym wyglądem i odpowiednio zaprojektowane zwiększają walory krajobrazowe otoczenia.
- Spośród wszystkich kryteriów szczegółowych, kryterium $X_{4,1}$ – wskaźnik unikniętej emisji – cechuje się najwyższą wagą, zaś kryterium $X_{1,4}$ – odległość od sieci ciepłowniczej – wagą najniższą.

5.2. Ranking lokalizacji

W tab. 3 przedstawiono wartości miary odległości od wzorca, przemnożone przez globalne wagi kryteriów szczegółowych, oraz przedstawiono ich sumę r_i , a także wartości znormalizowane rankingu R_i .

Jak wynika z rankingu wykonanego proponowaną metodą, pierwsze miejsce zajęła lokalizacja elektrowni fotowoltaicznej o symbolu l_1 .

6. Podsumowanie

Połączenie metod AHP i taksonomii numerycznej pozwoliło na wyznaczenie rankingu lokalizacji dwóch biogazowni oraz dwóch elektrowni fotowoltaicznych. Metoda taksonomii numerycznej przyczyniła się do zmniejszenia czasochłonności analizy i uproszczenia matematycznego wykonywanych działań. W wyniku przedstawionego zastosowania połączonych metod wskazano ranking lokalizacji oraz wytypowano lokalizację o największych szansach na realizację inwestycji.

BIBLIOGRAFIA

1. Kielerz A., Beuch W., Marzec R., Polski mix energetyczny na tle struktury produkcji energii w Niemczech, Czechach i Słowacji – czy trujemy najbardziej?, materiały XXXI Konferencji z cyklu „Zagadnienia surowców energetycznych i energii w gospodarce krajowej”, Zakopane 15–18 października 2017, s. 15.
2. Ecke J. i in., Polski sektor energetyczny 2050. 4 scenariusze, Forum Energii, 2017, s. 70.
3. Szczerbowski R., Bezpieczeństwo energetyczne Polski – mix energetyczny i efektywność energetyczna, *Polityka Energetyczna* 2013, nr 4, s. 35–47.

4. Zarghami M., Szidarovszky F., *Multicriteria Analysis*, Springer-Verlag, Berlin–Heidelberg, 2011.
5. Książek M., Analiza porównawcza wybranych metod wielokryterialnych oceny przedsięwzięć inwestycyjnych. *Budownictwo i inżynieria środowiska*, 2011, s. 555–561.
6. Saaty T.L., How to make a decision: The Analytic Hierarchy Process, *European Journal of Operational Research* 1990, nr 48, s. 9–26.
7. Pilavachi P. i in., Multi-criteria evaluation of hydrogen and natural gas fuelled power plant technologies, *Applied Thermal Engineering* 2009, nr 11–12, s. 2228–2234.
8. Kamrat W., Zastosowanie hierarchicznej analizy problemowej w badaniach efektywności inwestowania, *Energetyka* 2013, s. 721–725.
9. Stoltmann A., Metoda analizy wielokryterialnej lokalizacji źródeł wytwórczych energii elektrycznej [rozprawa doktorska], Politechnika Gdańska, Gdańsk 2018.
10. Saaty T.L., Vargas L.G., Dellmann K., The allocation of intangible resources: The analytic hierarchy process and linear programming, *Socio-Economic Planning Sciences* 2003, nr 37, s. 169.
11. Stoltmann A., Bućko P., Analiza lokalizacji biogazowni metodami AHP i taksonomii numerycznej – porównanie metod, *Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej* 2017, nr 53, s. 139–142.
12. Madlener R., Kowalski K., Stagl S., New ways for the integrated appraisal of national energy scenarios: The case of renewable energy use in Austria, *Energy Policy* 2007, nr 35, s. 6060–6074.
13. Mendecka B., Stoltmann A., Application of multi-criteria methods to compare different solutions of supplying buildings in electricity from photovoltaic systems, *E3S Web Conf.*, No. 10, 2016, s. 1–8.

Multicriteria Analysis of Distributed Energy Sources Localizations

Keywords

biogas plant, photovoltaic plant, multicriteria analysis, analytic hierarchical process

Abstract

The paper presents the ranking of localizations of four distributed energy sources made by using combined Analytical Hierarchy Process (AHP) and numerical taxonomy. The article discusses the advantages of combining the methods and presents the application and the criteria with the greatest and least impact on the achievement of the main objective. The AHP method is used to select from a set of criteria, a set of criteria relevant to the assessment of the currently analyzed decision case. The numerical taxonomy method allowed to reduce the time of analysis and mathematical simplification of performed calculations. It has been shown that for the proposed location of the photovoltaic plant the chances for the investment are the biggest.

KONTAKT

Alicja Stoltmann

Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki
tel.: +48 58 347 12 54
e-mail: alicja.stoltmann@pg.edu.pl

Paweł Bućko

Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki
tel.: +48 58 347 17 81
e-mail: pawel.bucko@pg.edu.pl

Marcin Jaskólski

Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki
tel.: +48 58 347 12 54
e-mail: marcin.jaskolski@pg.edu.pl

Optymalna struktura instalacji wytwarzania i magazynowania energii w klastrze energii

Autor

Bogdan Czarnecki

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

klaster energii, bilansowanie systemu, elastyczność systemu elektroenergetycznego

Streszczenie

Ustawa o odnawialnych źródłach energii (OZE) wprowadza pojęcie klastrów energii jako narzędzia wspierającego rozwój rozproszonej mikrogeneracji OZE. W artykule zaproponowano model typowego klastra energii oraz metodykę wielokryterialnej analizy optymalnej struktury instalacji wytwarzania i magazynowania energii w obrębie klastra, która uwzględnia realizację ustawowych celów funkcjonowania klastra oraz postulatów technicznych, w szczególności jego wpływ na warunki dobowego bilansowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE), efektywność energetyczną, emisję zanieczyszczeń.

W oparciu o powyższe założenia przeprowadzono symulacje mające za zadanie wyznaczenie optymalnej struktury instalacji wytwarzania i magazynowania energii w klastrze, uwzględniające wielokryterialną funkcję celu realizowaną przez klaster. Symulacje przeprowadzono dla wielu modelowych klastrów różniących się charakterystyką zapotrzebowania odbiorców na moc.

Uzyskane wyniki wskazują, że dla większości modelowanych klastrów energii, niezależnie od ich wielkości, optymalna proporcja pomiędzy mocą zainstalowaną PV i GW wynosi ok. 3:2, a proporcja pomiędzy mocą i pojemnością zasobnika energii wynosi ok. 1:6.

1. Wstęp

Zgodnie z ustawą o OZE mikroinstalacje OZE podlegają szczególnej ochronie, m.in. ze względu na bardzo uproszczony proces pozyskiwania zgody na przyłączenie i pierwszeństwo w dostępie do sieci. Przede wszystkim jednak przewidywane jest dofinansowanie ze środków publicznych inwestycji związanych z mikroinstalacjami OZE, jeżeli powstają one w ramach klastra energii. Przyjmując, że wsparcie ze środków publicznych tego typu inwestycji jest celowe, to dofinansowanie powinno być realizowane w taki sposób, by nie generować dodatkowych kosztów funkcjonowania KSE, związanych z dobowym bilansowaniem podaży i popytu oraz zapewnieniem wymaganego poziomu rezerwy mocy.

Wymagałoby to ustanowienia na poziomie aktów wykonawczych do ustawy o OZE kryteriów oceny klastra energii, zawierających w szczególności aspekty optymalizacji struktury instalacji wytwarzania i magazynowania energii w klastrze.

2. Uwarunkowania funkcjonowania klastrów energii

Kompleksowa nowelizacja ustawy o OZE [1] wprowadziła m.in. pojęcie klastra energii. Klaster jest porozumieniem cywilnoprawnym, zorientowanym na równowagę wytwarzania i zapotrzebowania oraz dystrybucji i obrotu energią z OZE w sieciach o napięciu znamionowym poniżej 110 kV. Członkami klastra energii mogą być osoby fizyczne, osoby prawne, jednostki

naukowe, instytuty badawcze oraz jednostki samorządu terytorialnego. Szczególna rola przypisana jest podmiotowi będącemu koordynatorem klastra energii, mogącemu reprezentować klaster na zewnątrz. Działalność w ramach klastra energii musi być ograniczona terytorialnie. Zgodnie z ustawą nieprzekraczalnym obszarem działania klastra jest powiat lub pięć sąsiednich gmin.

Podstawowym celem działania klastra jest lokalne pokrywanie zapotrzebowania na moc i energię poprzez bieżące bilansowanie podaży i popytu [4]. W przyszłości klastry mogą przyczynić się do zwiększenia elastyczności KSE poprzez tworzenie lokalnych obszarów bilansowania (tzw. Web-of-Cells, WoC), współdziałających z operatorami sieci dystrybucyjnych. Dynamiczny rozwój technologii ICT stwarza możliwości agregacji podmiotów wewnątrz klastra oraz wielu klastrów w celu oferowania operatorowi systemu przesyłowego (OSP) / operatorowi systemu dystrybucyjnego (OSD) usług regulacyjnych [2, 3]. Obecnie jednak, mając na uwadze ograniczoną regulacyjność dostępnych na rynku typowych mikroinstalacji OZE, rozwój klastrów energii może wpływać na niezawodność pracy KSE.

W skład klastra energii mogą wchodzić następujące zasoby, wzajemnie powiązane techniczno-organizacyjnie:

1. Typowi (komunalno-bytowi, przemysłowi) odbiorcy energii, decydujący o dobowo-sezonowym profilu zapotrzebowania na moc w klastrze energii.

2. Sterowalne, stabilne i prognozowalne źródła energii, np. elektrociepłownie (CHP), elektrownie wodne zbiornikowe oraz biogazownie (zwłaszcza gdy posiadają możliwość magazynowania wody lub biogazu). Szczególnym przykładem takich źródeł są zasobniki energii, które mogą pracować jako sterowalne źródło wytwórcze lub sterowalny odbiorca.
3. Źródła niestabilne, o ograniczonych możliwościach prognozowania produkcji, regulowane wyłącznie w zakresie ograniczania mocy oddawanej do sieci, m.in. OZE zależne od warunków atmosferycznych (GW, PV).
4. Sterowalni odbiorcy (najczęściej przemysłowi), mogący w określonym zakresie zmienić (zmniejszyć) zużycie energii, np. ciepłownie.
5. Jako potencjalny przyszły element składowy klastra energii można traktować elektromobilność w wariantach pasywnym (zdalne sterowanie procesem ładowania) lub aktywnym (pobieranie/oddawanie mocy do sieci na żądanie).

O pracy sterowalnych elementów tworzących klastry energii decyduje koordynator (agregator) klastra energii, który zgodnie z realizowanymi przez siebie celami optymalizuje pracę wszystkich jednostek. Koordynatorem klastra może być podmiot władający zasobami regulacyjnymi lub posiadający wiedzę rynkową/techniczną o stanie sieci, umożliwiającą optymalne dysponowanie zasobami regulacyjnymi.

Inwestycje związane z wytwarzaniem energii z OZE są objęte pomocą publiczną w ramach Programu Operacyjnego „Infrastruktura i środowisko”. Ze względu na fakt, że rozwój klastrów energii będzie uwarunkowany zakresem wsparcia ze środków publicznych, optymalizacja struktury klastra powinna przede wszystkim uwzględniać postulowane cele strategiczne rozwoju elektroenergetyki w Polsce, w szczególności:

- maksymalizację lokalnego pokrycia zapotrzebowania odbiorców na moc, z wykorzystaniem lokalnej generacji OZE
- poprawę efektywności energetycznej rozumianą jako minimalizację strat energii w sieci elektroenergetycznej na obszarze klastra energii i poza nim
- maksymalizację udziału OZE w rocznym bilansie zużycia energii elektrycznej.

Z punktu widzenia jakości i niezawodności dostaw energii oraz kosztów funkcjonowania sektora elektroenergetyki celowe jest sformułowanie dodatkowych postulatów technicznych charakteryzujących klastry energii:

- poprawa warunków dobowego bilansowania KSE poprzez dopasowanie profilów generacji i zapotrzebowania w obszarze klastra
- minimalizacja zmienności zapotrzebowania klastra na moc
- maksymalizacja wskaźników wykorzystania zasobów regulacyjnych, w szczególności nowo powstających na podstawie przepisów ustawy, np. magazynów energii.

Obecnie brak jest technicznych możliwości sterowania przez OSD rozproszoną generacją OZE, która najczęściej konstrukcyjnie nie jest przystosowana do zdalnego sterowania mocą czynną, akceptując co najwyżej polecenia załączenia/wyłączenia całej instalacji.

Celem proponowanej optymalizacji struktury źródeł wytwarzania w klastrze jest zastąpienie bezpośredniego sterowania pracą rozproszonych źródeł energii technikami pośrednimi (mechanizmami wsparcia rozwoju OZE ze środków publicznych) w taki sposób, by oprócz celów strategicznych udziału OZE w bilansie energetycznym kraju generacja pochodząca z rozproszonych mikroinstalacji OZE wspierała dotrzymanie standardów jakości i niezawodność dostaw energii oraz obniżała koszty dostaw energii do odbiorców końcowych (lub w najmniejszym z możliwych stopni wpływała na pogorszenie wskaźników jakości dostaw i wzrost kosztów funkcjonowania sektora).

3. Przyjęte założenia

Założono, że model klastra energii powinien być skalowalny, tzn. umożliwiający symulację pracy klastra bez względu na strukturę zapotrzebowania na moc i strukturę wytwarzania energii. Kluczowym elementem dla budowy modelu klastra energii jest również powszechna dostępność danych pomiarowych, na których oparto modelowanie i optymalizację klastra.

W związku z tym na potrzeby modelowania klastra energii przyjęto, że:

- Zapotrzebowanie odbiorców na moc, w szczególności jego zmienność dobowo-sezonowa, jest podstawowym i niepodlegającym optymalizacji elementem składowym bilansu mocy. Horyzont czasowy modelowania zapotrzebowania odbiorców na moc powinien obejmować co najmniej rok kalendarzowy, a dane powinny mieć co najmniej rozdzielczość godzinową. Na potrzeby symulacji wykorzystano roczne profile zapotrzebowania na moc w wybranych stacjach SN/nn, traktowanych jako oddzielne klastry energii. Źródłem danych wykorzystanych w symulacji był system AMI.
- Roczne profile mocy oddawanej do sieci przez niektóre OZE mają indywidualny charakter, związany z dostępnością zasobów odnawialnych w konkretnej lokalizacji. Należą do nich generacje elektrowni wodnych i biogazowych. Jeżeli istnieją, należy je uwzględniać analogicznie do zapotrzebowania odbiorców na moc. Ewentualne zdolności regulacyjne (magazynowanie biogazu lub wody) należy modelować analogicznie jak zasobniki energii. W rozpatrywanym przykładzie nie uwzględniono takich źródeł ze względu na brak danych.
- Przyjęto założenie, że pozostałe OZE (PV, GW) są skalowalne, t.j. ich moc zainstalowana może przyjmować dowolną wartość z zadanego zakresu. W związku z powyższym moc zainstalowana w instalacji może podlegać optymalizacji (można ją kształtować np. poprzez dofinansowanie inwestycji adekwatnie do wyników optymalizacji). W symulacji przyjęto, że moc zainstalowana w obydwu powyższych kategoriach OZE może osiągnąć do 500% szczytowego zapotrzebowania odbiorców na moc.
- Do estymacji mocy oddawanej do sieci przez niestabilne mikroinstalacje OZE wykorzystano dane pomiarowe z systemu DOL (prędkość wiatru i natężenie promieniowania słonecznego mierzone na wysokości 10 m n.p.g.) oraz typowe charakterystyki mocy OZE w funkcji dostępności energii pierwotnej.

Pomiary stacji pogodowej DOL pozwalają na zachowanie korelacji pomiędzy generacją PV i GW w obrębie doby. Założono, że mierzone parametry warunków atmosferycznych są identyczne na terenie całego klastra.

- Regulacyjność klastra energii modelowano za pomocą zasobnika energii. Przyjęto, że technologia magazynowania nie jest istotna w procesie modelowania klastra. Zakres regulacyjności opisano parametrami mocy i pojemności zasobnika. W celu zapewnienia skalowalności modelu klastra i porównywalności wyników symulacji dla różnych klastrów energii moc zasobnika modelowano jako procent szczytowego zapotrzebowania odbiorców na moc (% PODB_MAX), a pojemność jako krotność szczytowego zapotrzebowania odbiorców na moc (ilość energii, którą zasobnik może zmagazynować, wyrażona jako ilość godzin jego pracy z mocą równą szczytowemu zapotrzebowaniu odbiorców na moc).
- Nie modelowano wpływu odpowiedzi strony popytowej oraz elektromobilności na parametry oceny klastra energii ze względu na znikomą (obecnie) reprezentację w sieci dystrybucyjnej.

4. Metodyka symulacji funkcjonowania klastra energii

Do przeprowadzenia symulacji zostały wykorzystane algorytmy ewolucyjne, co zostało podyktowane trudnością wyznaczenia w postaci analitycznej funkcji celu optymalizacji wielokryterialnej oraz możliwością występowania wielu lokalnych maksimów funkcji celu (kombinacji parametrów charakteryzujących klastry). Algorytmy ewolucyjne stanowią atrakcyjne narzędzie optymalizacji zwłaszcza dla problemów, dla których nie ma opracowanych specjalizowanych metod optymalizacji [5, 6]. Do realizacji wyżej sformułowanego zadania zostało wybrane środowisko obliczeniowe Matlab z pakietem narzędziowym Global Optimization Toolbox.

Przyjęty model optymalizacji zakłada, że pojedynczy osobnik, oprócz indywidualnego rocznego (z rozdzielczością godzinową) profilu zapotrzebowania na moc, charakteryzuje się czterema cechami, których wartość podlega optymalizacji:

1. mocą zainstalowaną OZE PV [kW], wyrażoną jako procent szczytowego zapotrzebowania odbiorców na moc
2. mocą zainstalowaną OZE GW [kW], modelowaną analogicznie jak P_{PV}
3. mocą zasobnika energii [kW], modelowaną analogicznie jak P_{PV}
4. pojemnością zasobnika energii [kWh], modelowaną jako godzinowa krotność szczytowego zapotrzebowania odbiorców na moc.

Wyznaczanie optymalnych parametrów klastra energii było przeprowadzane jako iteracyjnie powtarzana sekwencja działań. Punktem wyjścia są pomiary rocznego zapotrzebowania na moc w węzle SN/nn rejestrowane z rozdzielczością godzinową oraz cztery cechy modelu genetycznego: moc zainstalowana OZE (PV i GW) oraz parametry zasobnika energii (moc, pojemność). Algorytm genetyczny inicjuje (pierwsze pokolenie) lub modyfikuje (kolejne pokolenia) cechy osobnicze. Dla wszystkich osobników w danym pokoleniu:

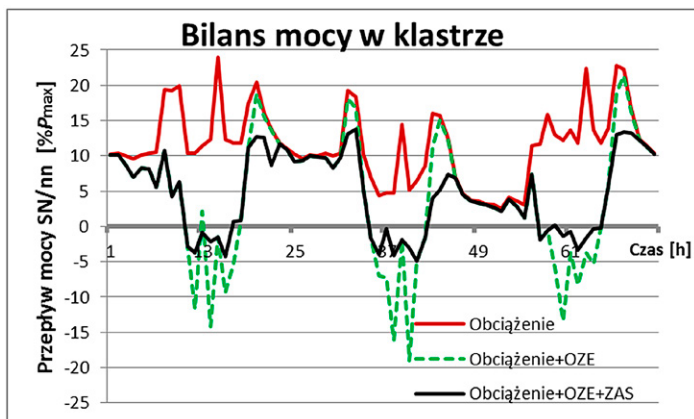
1. Na podstawie danych zapotrzebowania klastra energii na moc [kW] oraz modelowanych stochastycznie czterech cech osobniczych wyznaczane są wartości bezwzględne mocy zainstalowanej OZE [kW] oraz parametry zasobnika energii: [kW], [kWh].
2. Na podstawie mocy zainstalowanych OZE i znormalizowanych roczno-godzinowych serii danych o nasłonecznieniu i wietrzności wyznaczane są moce oddawane do sieci przez OZE [kW].
3. Na podstawie zapotrzebowania odbiorców na moc i generacji OZE modelowany jest roczny bilans energetyczny klastra z rozdzielczością godzinową.
4. Wyznaczany jest roczny harmonogram pracy zasobnika energii. Przyjęto założenie, że nadmiar energii generowanej przez OZE w stosunku do zapotrzebowania odbiorców jest akumulowany w zasobniku energii. W razie braku pokrycia zapotrzebowania odbiorców na moc przez lokalną generację OZE, zasobnik jest rozładowywany.
5. Wyznaczana jest wartość wielokryterialnej funkcji celu [7]. Algorytm genetyczny dokonuje porównania wartości funkcji celu poszczególnych osobników w danym pokoleniu i dla wybranych osobników modyfikuje ich cechy osobnicze (krzyżowanie osobników pomiędzy sobą, mutacje itp.).
6. Dla tak utworzonego nowego pokolenia osobników wykonywana jest sekwencja działań od 1 do 5. Algorytm genetyczny kończy działanie po osiągnięciu jednego z zadanych parametrów terminacji procesu (zbieżność wyników z pokolenia na pokolenie, maks. czas działania, maks. liczba pokoleń). Wyłaniany jest osobnik o cechach pozwalających osiągnąć najlepszą wartość funkcji celu.

Symulacje przeprowadzono dla obciążeń zarejestrowanych przez okres roku w analizowanych stacjach SN/nn. Wykorzystano identyczny zestaw pomiarów meteorologicznych natężenia promieniowania słonecznego i prędkości wiatru zarejestrowanych przez system DOL. W celu porównania optymalnych parametrów analizowanych klastrów energii, wszystkie wyniki zostały znormalizowane na podstawie maksymalnego zarejestrowanego w danym klastrze zapotrzebowania na moc w analizowanym okresie. Poszczególne klastry różniły się pomiędzy sobą wielkością szczytowego zapotrzebowania na moc, ilością energii zużywanej w ciągu roku oraz dobowo-sezonowymi profilami zapotrzebowania na moc, co wynikało z typu odbiorców w danym klastrze. Na rys. 1 przedstawiono wpływ generacji OZE i pracy zasobnika energii na współczynnik dopasowania zapotrzebowania na moc w klastrze (nietypowe zapotrzebowanie przemysłowe, 3 szczyty zapotrzebowania w obrębie doby).

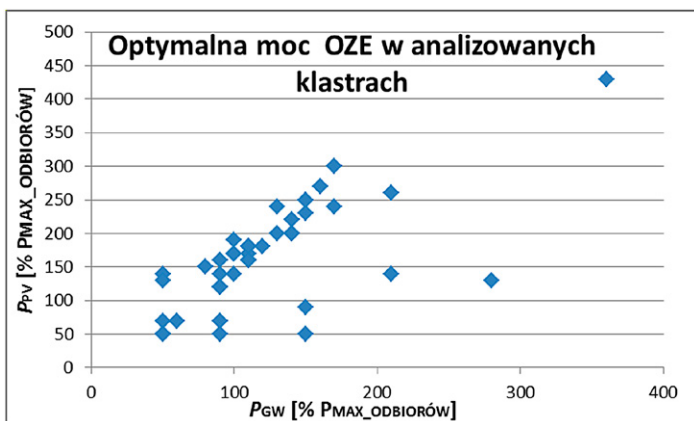
Profil czerwony odpowiada zapotrzebowaniu odbiorców na moc i ma wartość dodatnią (przepływ mocy z sieci SN do nn). Profil zielony (przerywany) odpowiada sumie zapotrzebowania odbiorców na moc i generacji OZE (w rozpatrywanym przypadku dominuje generacja PV w środku dnia). Może przyjmować wartości ujemne, co świadczy o przepływie mocy z sieci nn w kierunku SN i wynika z nadmiaru mocy generowanej w klastrze przez OZE w stosunku do zapotrzebowania odbiorców na moc. Profil czarny odpowiada sumie zapotrzebowania odbiorców

na moc, generacji OZE oraz mocy pobieranej lub oddawanej do systemu przez zasobnik. Zadaniem zasobnika jest zapobieganie przepływowi mocy z klastra do sieci SN w godzinach, gdy generacja OZE przewyższa zapotrzebowanie odbiorców na moc, oraz redukcja szczytowych przepływów mocy z sieci SN do nn

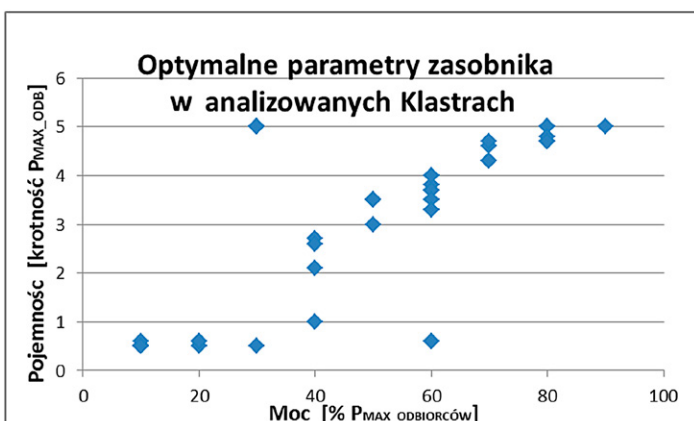
w godzinach, gdy zapotrzebowanie odbiorców na moc w klastrze znacznie przewyższa generację OZE. Ze względu na ograniczone zasoby magazynu energii (moc oraz pojemność) priorytet pracy jest przydzielany godzinom o największych odchyleniach profilu (Odbiorcy + OZE) w kierunkach poboru mocy z KSE i oddawania mocy do KSE.



Rys. 1. Wpływ OZE i zasobnika na dopasowanie profilu zapotrzebowania odbiorców na moc



Rys. 2. Optymalny stosunek mocy zainstalowanej źródeł OZE w technologiach PV i GW



Rys. 3. Optymalna pojemność zasobnika w funkcji mocy zainstalowanej

5. Wyniki symulacji

Na rys. 2 przedstawiono optymalny stosunek mocy zainstalowanej źródeł OZE w technologiach PV i GW odniesionych do szczytowego zapotrzebowania na moc odbiorców w poszczególnych klastrach. Optymalna moc zainstalowana OZE może znacznie różnić się pomiędzy analizowanymi klastrami. W analizowanych przykładach, optymalna moc zainstalowana OZE może zmieniać się w szerokim zakresie i zarówno dla PV, jak GW, przyjmować wartości od 50% do 350% szczytowego zapotrzebowania odbiorców na moc. Dającą się zaobserwować dla większości klastrów prawidłowość, to stała proporcja pomiędzy mocą zainstalowaną PV i GW równa ok. 3:2.

Na rys. 3 zestawiono optymalne parametry zasobników wyznaczone dla poszczególnych klastrów. Optymalna moc zasobnika, w zależności od klastra, przyjmuje wartość od 10% do 90% maksymalnego zapotrzebowania odbiorców mocy, a optymalna pojemność może zmieniać się w zakresie od 0,5 do 6 godzin pracy zasobnika z mocą równą szczytowego zapotrzebowaniu odbiorców na moc. Prawidłowość, którą można obserwować w większości klastrów, to proporcja pomiędzy mocą i pojemnością zasobnika równa ok. 1:6.

6. Wnioski

Uzyskane wyniki wskazują, że dla większości modelowanych klastrów energii, niezależnie od ich wielkości, optymalna proporcja pomiędzy mocą zainstalowaną PV i GW wynosi ok. 3:2, natomiast proporcja pomiędzy mocą i pojemnością zasobnika energii wynosi ok. 1:6. Dofinansowanie instalacji wytwarzania i magazynowania energii ze środków publicznych powinno uwzględniać powyższą prawidłowość oraz dopasowanie mocy instalacji do indywidualnych charakterystyk zapotrzebowania odbiorców na moc w klastrze energii.

BIBLIOGRAFIA

1. Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, Kancelaria Sejmu, tekst jednolity na podstawie Dz.U. z 2018 r., poz. 1269.
2. Energetyka. Dystrybucja i przesył, Raport PTPIREE, 2017 [online], https://www.cire.pl/pokaz-pdf-%252Fplik-%252F2%252F2018%252Fraport_ptpiree_2017.pdf [dostęp: 30.04.2019].
3. Pakulski T., Klucznik J., Expected Range of Cooperation Between Transmission System Operators and Distribution System Operators After Implementation of ENTSO-E Grid Codes, *Acta Energetica* 2015, No. 2/23.
4. Popczyk J., Potencjalna (fundamentalna) rola klastrów energii w transformacji (polskiej) energetyki, Konferencja

„Bezpieczeństwo energetyczne – filary i perspektywy rozwoju”,
Rzeszów, kwiecień 2017.

5. Goldberg D.E., Algorytmy genetyczne i ich zastosowania,
Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa 1995,
ISBN 83-204-1852-6.
6. Abras J., Wykłady z algorytmów ewolucyjnych, Wydawnictwa
Naukowo-Techniczne, Warszawa 2001.
7. Bronk L., Czarnecki B. i inni, Opracowanie metodyki i badanie
wymaganych parametrów technicznych wirtualnej elektrowni
opartej na odnawialnych źródłach energii, działającej
w warunkach rynku energii, Instytut Energetyki o/Gdańsk,
Zadanie Badawcze OGS-87/18, 2018.

Optimal Energy Mix in Energy Cluster

Keywords

energy cluster, system balancing, power system flexibility

Abstract

The Act on renewable energy sources introduces the concept of energy clusters as a tool supporting the development of a dispersed micro-generation of RES. The article proposes a model of a typical energy cluster and methodology for multi-criteria analysis of the optimal structure of energy production sources within the cluster, which takes into account the statutory goals of the cluster and a number of technical postulates, in particular its impact on the energy system balancing conditions, energy efficiency, pollution emissions.

Based on the above assumptions, with the use of artificial intelligence methods using genetic algorithms, simulations have been carried out to determine the optimal structure of energy generation mix in the cluster. Simulations have been carried out for many models of the clusters, that differ in the profiles of consumers' demand for power.

Obtained results indicate, that for the majority of modeled energy clusters, the optimal ratio between installed power PV and GW equal to approx. 3:2, while the optimal power-capacity ratio of energy storage is equal to approx. 1:6. Co-financing of renewable generation (PV, WG) and energy storages development, should take into account the above regularity and tuning the parameters of these resources to the individual characteristics of customers' demand in the energy cluster.

KONTAKT

Bogdan Czarnecki

Instytut Energetyki Oddział Gdańsk

tel.: +48 58 349 82 20

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

Możliwości zwiększenia elastyczności pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego

Autor

Leszek Bronk

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

elastyczność pracy KSE, rynek energii, OZE, magazynowanie energii, zarządzanie popytem, sieci przesyłowe

Streszczenie

W artykule przedstawiono wyzwania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) wynikające ze zmian sposobu zapotrzebowania na moc odbiorców końcowych, wpływu zmian technologicznych, obejmujące każdy segment systemu elektroenergetycznego (SEE) w łańcuchu dostaw: od generacji poprzez przesył oraz dystrybucję do odbiorcy końcowego. Zaproponowano kierunki działań sektora energetyki, które mogą w przyszłości przyczynić się do zwiększenia elastyczności funkcjonowania KSE wobec zmian w strukturze wytwarzania energii. Przedstawione wnioski szerzej zaprezentowano w raporcie *Elastyczność krajowego systemu elektroenergetycznego. Diagnoza, potencjał, rozwiązania*, zrealizowanym przy współudziale Instytutu Energetyki Oddział Gdańsk oraz Forum Energii.

1. Wstęp

Unijne zobowiązania Polski dotyczące energii z odnawialnych źródeł energii (OZE) oraz postęp technologiczny powiązany ze spadkiem kosztów przyczyniły się do rozwoju OZE. Rozwój generacji rozproszonej przyczynia się do stopniowej zmiany roli sieci dystrybucyjnej (SD) – z sieci pasywnej na sieć aktywną. Dotychczasowe funkcjonowanie KSE polegało na jednokierunkowym przepływie mocy od dużych centralnie dysponowanych jednostek wytwórczych (JWCD), przyłączonych do sieci przesyłowej, przez sieci wysokiego, średniego i niskiego napięcia, do odbiorców końcowych.

Obecny, scentralizowany model rynku nie będzie w przyszłości stymulować elastycznej pracy KSE. Coraz większa zmienność i nieprzewidywalność składowych bilansu mocy w KSE wymusi zmianę w sposobie planowania rozwoju i prowadzenia ruchu systemu z deterministycznego na probabilistyczny. Przejście do bardziej elastycznego SEE wymaga nowego podejścia w celu zapewnienia bezpieczeństwa i niezawodności dostaw energii [1, 2].

2. Wyzwania KSE w przyszłości

2.1. Zmiany zapotrzebowania odbiorców na moc

Rozwój urządzeń wykorzystywanych przez odbiorców końcowych wpływa na strukturę zapotrzebowania oraz sposób zużycia energii w budynkach. W centrach handlowo-usługowych, w biurach powszechne staje się użytkowanie klimatyzacji, co wpływa na zwiększenie wartości szczytowego zapotrzebowania na moc w okresie letnim. Szybki rozwój technologii informacyjnych i komunikacyjnych, budowa centrów zarządzania danymi wielkoskalowymi przyczyniły się do wzrostu nieprzewidywalności zapotrzebowania na moc. W konsekwencji wyzwaniem staje się pokrywanie szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną i zapewnienie wymaganego poziomu rezerw mocy, w szczególności w okresie letnim.

W sierpniu 2015 roku długo utrzymujące się wysokie temperatury powietrza przyczyniły się do wysokiego zapotrzebowania na moc w KSE (ok. 22 GW). Wzrost ten wynikał ze zwiększonego



Rys. 1. Tradycyjny model funkcjonowania SEE

wykorzystania urządzeń klimatyzacyjnych, których liczba wg Głównego Urzędu Statystycznego w ostatnich latach zwiększyła się o 200%. Wysokie temperatury spowodowały pogorszenie się warunków hydrologicznych, co przyczyniło się do problemów z chłodzeniem konwencjonalnych bloków ciepłych. Część JW (w tym blok o mocy 858 MW w Elektrowni Bełchatów) pracowała ze zmniejszoną mocą bądź została całkowicie wyłączona. Operator systemu przesyłowego (OSP) w celu pokrycia zapotrzebowania KSE podjął działania polegające na *redispatchingu*, m.in. przy współpracy z operatorami z Czech i Słowacji. Mimo nadwyżki mocy w systemach niemieckim i czeskim (dysponujących znaczącymi mocami z PV) import był utrudniony ze względu na ograniczenia przesyłu. Efektem serii zdarzeń było wystąpienie deficytu mocy w KSE, skutkujące wprowadzeniem administracyjnego ograniczenia zużycia energii elektrycznej.

2.2. Wzrost udziału OZE o zmiennej charakterystyce wytwarzania

W KSE moc OZE wynosi ok. 8,6 GW [3]. W strukturze mocy zainstalowanej w KSE źródła odnawialne stanowią ok. 16%, z dominującym udziałem generacji wiatrowej 13%, natomiast w bilansie produkcji energii OZE ma 8-proc. udział (14 TWh ze 165 TWh).

Zgodnie z zapisami pakietu energetyczno-klimatycznego do 2020 roku Polska powinna osiągnąć 15-proc. udział OZE w bilansie energetycznym. Cel dla sektora elektroenergetycznego wynosi ok. 19%. Po 2020 roku zacznie obowiązywać nowa dyrektywa OZE, przyjęta w 2018 roku, oraz tzw. rozporządzenie *governance* w ramach tzw. pakietu zimowego, którego zadaniem będzie realizacja celu OZE w UE w 2030 roku, tj. osiągnięcie poziomu 32%. OZE w kolejnych latach będzie się więc dynamicznie rozwijać, co pogłębi problemy związane z bilansowaniem KSE.

Generacja OZE o zmiennej charakterystyce wytwarzania, tj. elektrownie wiatrowe i fotowoltaika, jest wyzwaniem dla operatorów sieci ze względu na bezpieczeństwo pracy SEE. Źródła te charakteryzują się zmiennością sezonową i dobową (rys. 2).

Wskaźnik wymaganej regulacyjności dobowej jednostki wytwórczej centralnie dysponowanej (JWCD) wynika z minimum technicznego bloków i wynosi średnio nieco powyżej 50%. Przy

wysokiej generacji wiatrowej i niskim zapotrzebowaniu na moc w KSE obciążenie JWCD spada na tyle, że OSP może być zmuszony do okresowego obniżania mocy oddawanej do sieci przez farmy wiatrowe (FW). Przykładem mogą być zdarzenia, które wystąpiły w okresie świątecznym w grudniu 2018 roku oraz w kwietniu 2018 roku.

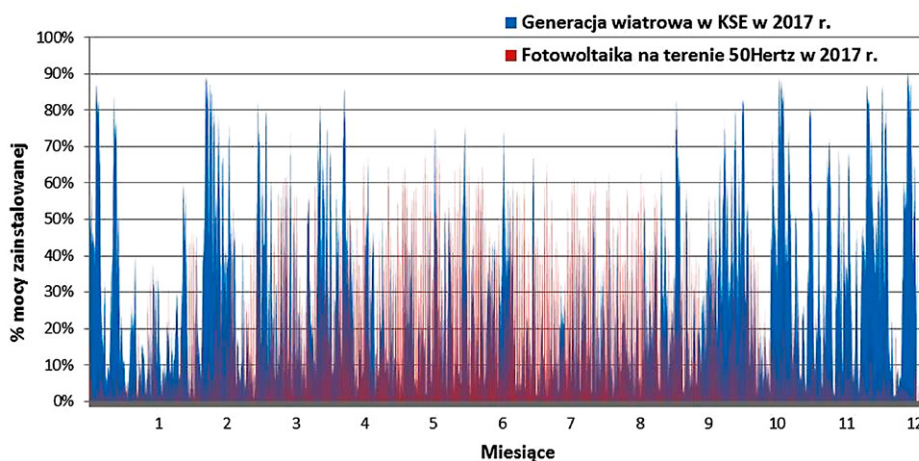
Na rys. 3 przedstawiono bilans mocy w okresie świąt wielkanocnych w 2018 roku. Z zamieszczonych danych wynika, że generacja nJWCD (konwencjonalnych i OZE) przy małym zapotrzebowaniu odbiorców na moc uniemożliwiła utrzymanie w ruchu wymaganej liczby JWCD. Podjęto działania zaradcze, m.in. ograniczono generację z nJWCD konwencjonalnych oraz wyprzedzająco, w szczycie zapotrzebowania wykorzystano zasoby wodne ze zbiorników górnych elektrowni szczytowo-pompowych (ESP). W efekcie, w dolinie obciążenia, elektrownie szczytowo-pompowe mogły zostać uruchomione do pracy pompowej, zwiększając obciążenie w KSE (ok. 1,2 GW przez 6 godz.). W przeciwnym wypadku zapotrzebowanie na moc pokrywane przez JWCD byłoby mniejsze od sumy minimumów technicznych JW o statusie *must run*, co byłoby nie do przyjęcia ze względu na bezpieczeństwo pracy KSE i wymagałoby ograniczenia generacji OZE.

2.3. Systemowe ograniczenia w przesyłach energii

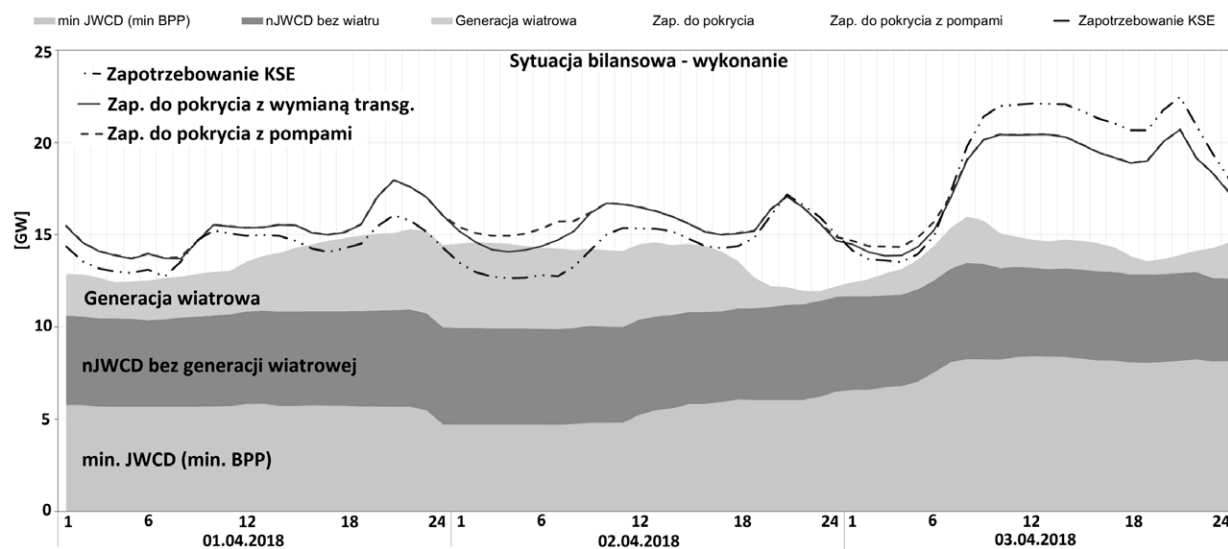
Ograniczenia sieciowe występujące w KSE wynikają z:

- słabo rozwiniętej sieci przesyłowej w północnej części kraju
- nierównomiernej struktury lokalizacyjnej źródeł wytwarzania (większość JWCD jest na południu kraju)
- nieplanowanych przepływów mocy na połączeniach transgranicznych.

Ograniczenia sieciowe wpływają na pracę JW. Niektóre ograniczenia mają charakter stały, co wymusza pracę JW w trybie *must run*. Pozostałe są likwidowane poprzez zmianę topologii sieci lub programów pracy JW, czyli tzw. *redispatching*. Połączenia transgraniczne i możliwości importu energii elektrycznej w szczególnych przypadkach zagrożenia bezpieczeństwa dostaw zwiększają elastyczność pracy SEE. Słabo rozwinięta sieć przesyłowa przyczynia się do braku (przepływy kołowe) lub ograniczenia



Rys. 2. Sezonowa zmienność GW oraz fotowoltaiki, opracowanie własne na podstawie [5, 6]



Rys. 3. Bilans mocy KSE w okresie 1–2 kwietnia 2018 [4]

importu [7], co wpływa na zmniejszenie możliwości reakcji OSP w sytuacjach awaryjnych.

2.4. Konwencjonalne elektrownie węglowe

Elektrownie węglowe stanowią blisko 70% mocy zainstalowanej w KSE, są to JWCD – 90 bloków, z czego 70 przekroczyło zakładany czas eksploatacji. Jednostki te były projektowane do pracy w podstawie obciążenia SEE, z czasem wykorzystania ponad 5 tys. godzin w roku. Ograniczenia techniczne większości użytkowanych obecnie bloków wymuszają pracę z minimum technicznym na poziomie ok. 55%¹ mocy nominalnej, przy nie więcej niż 50 uruchomieniach na rok.

Rosnący udział OZE wpływa na zmianę charakteru pracy bloków konwencjonalnych, które (dotychczas pracowały w podstawie krzywej obciążenia) będą wypierane przez OZE w kierunku pracy jako źródła podszczytowe, zarówno pod względem współczynnika wykorzystania mocy zainstalowanej (czas pracy ok. 1,5–4,5 tys. h/rok), jak i liczby uruchomień w roku [8]. Dlatego w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy KSE wystąpi zwiększone zapotrzebowanie na JW, charakteryzujące się dużą elastycznością pracy, tj.:

- zdolnością do częstego odstawiania i uruchamiania bloku, np. w cyklu dobowym
- zdolnością do pracy nieregularnej bloku (praca z przerwami kilkudniowymi – święta, weekend)
- niskim minimum obciążenia w stosunku do mocy osiągalnej bloku.

2.5. Wpływ zmian technologicznych

Rozwój energetyki obywatelskiej (prosument, klastry energii), a w przyszłości rozwój elektromobilności, przyczynią się do zwiększenia znaczenia odbiorcy końcowego w SEE. Nowe technologie wytwarzania, elektrownie wiatrowe czy słoneczne, obniżyły koszty krańcowe produkcji energii elektrycznej

praktycznie do zera. Prognozowany dalszy spadek cen [10] oraz rozwój technologii magazynowania energii pozwolą indywidualnym odbiorcom na uzyskanie częściowej niezależności energetycznej i przyczynią się do decentralizacji sektora energetyki. Wraz z rosnącym udziałem mikrogeneracji zmieni się specyfika działania SEE. Postępująca digitalizacja sektora wpłynie na optymalizację funkcjonowania sieci elektroenergetycznej (smart grid, smart metering) i zwiększy możliwości aktywnego wykorzystania zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.

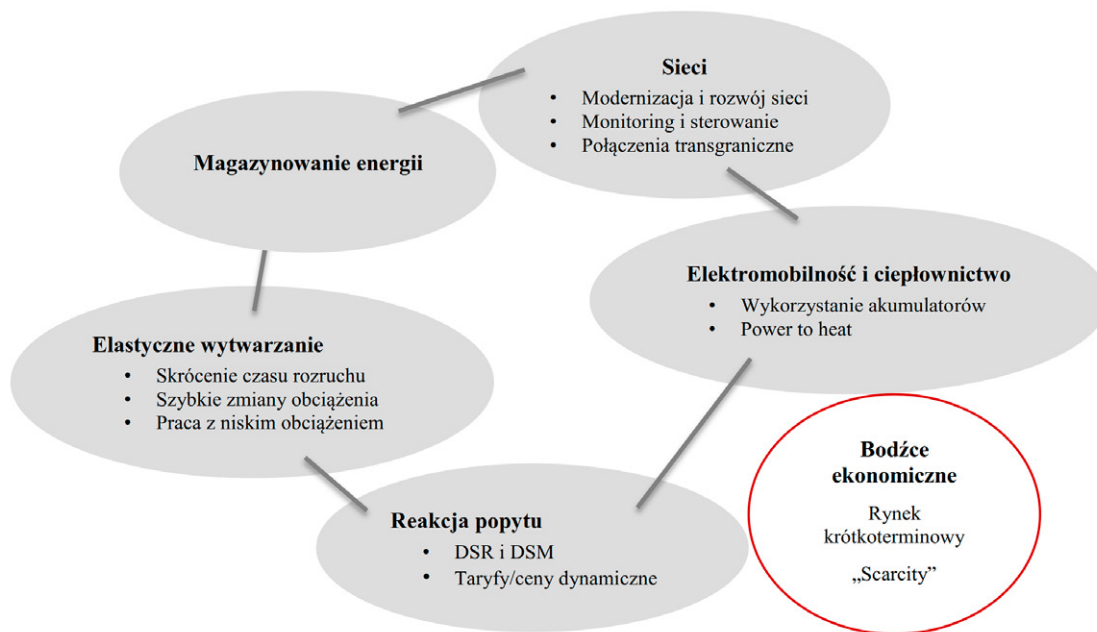
3. Definicja elastyczności

Elastyczność to zdolność SEE do utrzymania ciągłej pracy w warunkach szybkich i dużych wahań generacji i poboru energii elektrycznej. Jest nieodłącznym elementem, uwzględnianym przy projektowaniu i sterowaniu pracą SEE, który zawsze funkcjonował w sposób umożliwiający obszarowe, jak i czasowe równoważenie wytwarzania i poboru. W przeszłości w KSE elastyczność była zapewniana przez JWCD. W nowoczesnym SEE kluczem do zwiększenia elastyczności jest wykorzystanie możliwości wszystkich uczestników SEE (rys. 4). Narzędziem do ich aktywizacji jest rynek energii elektrycznej (REE).

Opcje elastyczności cechują się zróżnicowanym stopniem dopasowania do ram czasowych planowania pracy SEE:

- krótkoterminowa elastyczność (od kilku sekund do około 15 minut) – wymagana do bilansowania energii elektrycznej w czasie rzeczywistym
- średnioterminowa elastyczność (od godziny, kilku godzin do dnia) – wymagana na rynkach dnia bieżącego i dnia następnego, aby zaplanować wolumen generacji w celu zbilansowania prognozowanego popytu lub zaplanowania zasobów wynikających z błędnego prognozowania OZE o zmiennym charakterze pracy
- długoterminowa elastyczność (miesiące, lata) – związana z przewidywaniem długoterminowych zmian, np.: zdolności

¹ Średni wskaźnik dla bloków w KSE.



Rys. 4. Elastyczny system elektroenergetyczny [11]

do długoterminowego: pokrycia szczytowego zapotrzebowania na moc, planowania rozwoju sieci, generacji lub poprawy efektywności (DSM).

4. Kierunki zwiększania elastyczności w KSE

Cechą charakterystyczną obecnego SEE jest koncentracja w systemie przesyłowym zasobów zapewniających jego elastyczność. Procesy zachodzące w KSE – w szczególności rozwój OZE, przyłączanych głównie do sieci dystrybucyjnej (SD), oraz wzrost liczby zastosowań energii elektrycznej u odbiorców końcowych, w tym rozwój elektromobilności, wymagają udziału tych zasobów w zapewnieniu niezbędnego poziomu elastyczności pracy KSE.

W Polsce podejmowane są działania zmierzające do zwiększenia elastyczności pracy KSE, dotyczą one głównie zasobów przyłączonych do sieci przesyłowej. Obejmuje to zarówno rozwój sieci i połączeń transgranicznych [5], jak i zwiększanie elastyczności pracy systemowych JW [9]. Na podstawie już uruchomionych projektów modernizacji istniejących JWCD oczekuje się, że powinny one zostać przystosowane do wielokrotnych uruchomień w ciągu roku (ok. 200), pracy w zmniejszonej liczbie godzin rocznie (ok. 1500–4500) oraz charakteryzować się krótkimi czasami rozruchu, niskimi wartościami minimów technicznych i zdolnością do szybkich zmian obciążenia.

W kolejnych podrozdziałach przedstawiono działania mające na celu poprawę elastyczności SEE.

4.1. Zwiększenie roli odbiorców energii

Część odbiorców energii jest gotowa, za wynagrodzeniem, na chwilowe obniżenie jakości dostaw energii wynikającej z umowy przyłączeniowej. Obecnie OSP posiada zakontraktowany potencjał DSR (ang. *Demand Side Response*), wynoszący ok. 500 MW. Operatywny potencjał redukcji obciążenia przez dużych odbiorców energii w Polsce (na żądanie OSP) szacuje

się na ok. 1,2 GW (ok. 5% obciążenia szczytowego). Agregacja redukcji obciążeń wielu drobnych odbiorców z wykorzystaniem systemu AMI mogłaby stanowić dodatkowy zasób elastyczności w KSE.

4.2. Świadczenie usług systemowych przez OZE

Nowoczesne technologie oparte na OZE, w szczególności turbiny wiatrowe, oferują parametry regulacyjne co najmniej odpowiadające wymaganiom technicznym dla świadczenia regulacyjnych usług systemowych (RUS), zdefiniowanych przez OSP, a dla wybranych usług je przewyższają [11, 12]. Jednocześnie rośnie udział źródeł OZE w pokrywaniu zapotrzebowania na moc i energię elektryczną, a udział jednostek konwencjonalnych – obecnie jedynej dostawcy usług regulacyjnych w KSE – maleje. Niezbędne jest to, aby źródła OZE, zastępując konwencjonalne źródła, przejęły również obowiązek (RUS).

4.3. Zwiększenie roli ciepłownictwa w bilansowaniu KSE

Modernizacja i rozwój jednostek kogeneracyjnych to potencjał zwiększenia mocy zainstalowanej w KSE o ok. 1,7–3,3 GW_e [13] oraz potencjał zwiększenia elastyczności pracy KSE, dzięki wykorzystaniu akumulacji ciepła – komplementarnego do magazynowania energii elektrycznej.

4.4. Usługi regulacyjne na poziomie SD

Wdrożenie rozwiązań proponowanych przez pakiet zimowy oraz zmian wynikających z wprowadzania kodeksów sieciowych, przyczyni się do zwiększenia kompetencji OSD w KSE w zakresie wykorzystania usług regulacji mocy czynnej oraz napięcia i mocy biernej. Pozwoli to na wykorzystanie potencjału regulacyjnego w sieci dystrybucyjnej i zwiększy elastyczność systemu elektroenergetycznego.

4.5. Rynek jako platforma komunikacji pomiędzy użytkownikami KSE

Rynki usług regulacyjnych, bilansujący i energii, staną się platformami, na których OSP (w przyszłości także OSD) będą mogli składać oferty zakupu określonych pod względem technicznym produktów, a pozostali użytkownicy SEE (wytwórcy i odbiorcy) oferty dostawy tych produktów po określonej cenie. Pozwoli to na zapewnienie bezpiecznej i niezawodnej pracy KSE oraz minimalizację kosztów bezpieczeństwa dostaw. Zmiany w dotychczasowym funkcjonowaniu rynków powinny dotyczyć w szczególności:

- rozwoju rynków krótkoterminowych o większej płynności, w których na równoprawnych warunkach mogą uczestniczyć wszyscy, a ceny za energię elektryczną będą odzwierciedlały występujące przypadki niedoboru i nadpodaży energii oraz pozwalały na wycenę elastyczności oferowanej przez poszczególnych użytkowników systemu
- wdrożenia rozwiązań umożliwiających wykorzystanie na rynkach energii, bilansującym oraz usług regulacyjnych (dawniej usług systemowych), potencjału elastyczności (regulacyjnego) wszystkich użytkowników systemu, tj. wytwórców (elektrowni systemowych, elektrociepłowni, OZE) i odbiorców (w tym zagregowanych odbiorców indywidualnych), niezależnie od ich miejsca przyłączenia do sieci elektroenergetycznej
- wdrożenia rozwiązań wykorzystujących infrastrukturę AMI, umożliwiających pośrednie oddziaływanie na zachowania odbiorców za pomocą bodźców cenowych, np.: taryf wielostrefowych i cen czasu rzeczywistego
- uzupełnienia mechanizmu wyceny energii o koszty jej dostarczenia do odbiorcy końcowego (tzw. lokalizacyjny REE). Stworzy to bodźce cenowe dla lokalizacji nowych źródeł energii.

4.6. Działania dodatkowe

W wyniku dynamicznego postępu technologicznego w najbliższej przyszłości należy oczekiwać pojawienia się kolejnych obszarów w elektroenergetyce, które będą mogły partycypować w zwiększaniu elastyczności KSE.

Magazynowanie energii elektrycznej

Obecnie, ze względu na ceny technologii, magazynowanie nie jest rozwiązaniem konkurencyjnym w stosunku do innych opcji zwiększenia elastyczności. W przyszłości należy oczekiwać obniżenia cen technologii magazynowania energii [14], co przy założeniu udziału tych jednostek w rynkach usług regulacyjnych, bilansującym i energii, z pewnością przyczyni się do poprawy elastyczności KSE. W ramach aukcji rynku mocy zgłoszonych zostało 15 instalacji o łącznej mocy 111 MW.

Rozwój elektromobilności

Dostępne komercyjnie rozwiązania pozwalają wyłącznie na pasywne wspieranie elastyczności KSE przez pojazdy elektryczne (podobnie jak to czynią inni odbiorcy energii). W przyszłości należy oczekiwać rozwoju technologii Vehicle to Grid (V2G), umożliwiającej sterowanie poborem/oddawaniem do sieci energii przez pojazdy elektryczne. Wyprzedzając rozwój elektromobilności, należy podjąć działania promujące elastyczne

zachowanie pojazdów elektrycznych, wykorzystujące bezpośrednio lub pośrednio metody wpływania na ich profil zapotrzebowania na moc.

5. Wnioski końcowe

W wyniku zmian technologicznych obecny sposób planowania pracy i prowadzenia ruchu KSE będzie mało wydajny. Dotychczas metodą na pokrycie szczytowego zapotrzebowania była budowa nowych mocy wytwórczych. Jest to rozwiązanie kosztowne, obciążające konsumenta energii kosztami.

W ciągu najbliższych lat, w wyniku zmian technologicznych powstanie SEE, gdzie istotną rolę w bilansie mocy będą spełniały odnawialne źródła o zmiennej generacji, które będą przyłączone do wszystkich poziomów napięć. Dodatkowo postęp technologiczny ICT zwiększy możliwości aktywnego udziału odbiorców końcowych w SEE.

Powyższe zmiany będą wymagały od operatorów systemu zastosowania nowego podejścia w celu zapewnienia bezpieczeństwa i niezawodności dostaw energii. Zwiększą one zapotrzebowanie na zasoby charakteryzujące się dużą elastycznością. Kluczem do zwiększenia elastyczności będzie wykorzystanie możliwości wszystkich uczestników REE oraz integracja energetyki z systemem ciepłowniczym czy transportem (elektromobilność).

BIBLIOGRAFIA

1. Flexibility in the Power System. The need, opportunity and value of flexibility, DNV GL, White Paper 2017.
2. Electric Power System Flexibility Challenges and Opportunities, EPRI 2016 [online], www.epri.com/#/pages/product/3002007374/ [dostęp: 22.02.2019].
3. Raport URE dotyczący mocy zainstalowanej w OZE [online], www.ure.gov.pl [dostęp: 31.12.2018].
4. Kornicki M., Aktualne aspekty prowadzenia ruchu KSE, VII Konferencja „Przyłączenie i współpraca OZE z SEE”, PTPiREE, Warszawa, 19–20.06.2018.
5. Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA [online], www.pse.pl [dostęp: 22.02.2019].
6. 50hertz [online], www.50hertz.com [dostęp: 31.12.2018].
7. Terlikowski P., Paska J., Metodyka wyznaczania transgranicznych zdolności przesyłowego KSE, ze szczególnym uwzględnieniem połączeń transgranicznych, *Przegląd Elektrotechniczny* 2018, nr 3.
8. Przybylski M., Wyzwania stojące przed KSE i JWCD, Konferencja „Flex-E-Elastyczność w energetyce”, 2017.
9. Program rewitalizacji „Blok 200+” zakres techniczny, Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie, Warszawa, 26.10.2017.
10. 8 sposobów integracji OZE. Bezpieczeństwo systemu wobec wzrostu źródeł odnawialnych, Forum Energii 2017.
11. Mačkowiak-Pandera J., Przyszłość-elastyczność w pakiecie zimowym, Konferencja „Elastyczność KSE. Zmiany na REE”, Forum Energii 2018.
12. Socha J., DSR Program Bieżący Uproszczony, PSE, lipiec 2018 [online], www.pse.pl [dostęp: 31.07.2018].
13. FLEX-E. Jak rozwinąć potencjał DSR w Polsce i obniżyć koszty SEE, Forum Energii 2017.

14. Czarniecki B. i in., *Możliwości świadczenia i zapotrzebowanie w KSE na usługi regulacyjne dostarczone przez generację wiatrową w Polsce*, Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk, Gdańsk 2016.
15. Lubośny Z., *Wpływ elektrowni wiatrowych na system elektroenergetyczny*, *Automatyka, Elektryka, Zakłócenia* 2016, Vol. 7, nr 4 (26), s. 54–70.
16. Klepacki A., *Potencjał kogeneracji we wspieraniu Krajowego Systemu Elektroenergetycznego*, Dział Analiz i Rozwoju Energoprojekt Katowice SA [online], https://www.cire.pl/pliki/2/2016/potencjal_kogeneracji_we_wspieraniu_kse.pdf [dostęp: 8.05.2019].
17. *Support to R&D Strategy for battery based energy storage. Initial Implementation Plan 2016–2018 (D8)*, Ecofys 2016 by order of: European Commission Directorate General Energy.

Possibilities to Increase Flexibility of the Polish Power System

Keywords

flexibility of the NPS, energy market, RES, energy storage, demand management, transmission networks

Abstract

The paper presents the challenges of the National Power Systems (NPS) in the future resulting from the changes in the demand for end users, the impact of technological changes covering each segment of the power system throughout the supply chain: from generation, transmission/distribution to the final recipient. The article proposes directions of activities of the energy sector, which may in the future contribute to increasing the flexibility of the operation of the NPS to changes in the energy mix.

KONTAKT

Leszek Bronk

Instytut Energetyki Oddział Gdańsk

tel.: +48 58 349 82 11

e-mail: l.bronk@ien.gda.pl

Prospects for the Application of the Plasma Technique in the Polish Energy Sector

Authors

Tadeusz Mączka
Halina Pawlak-Kruczek
Wojciech Szubert
Edward Ziaja

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Keywords

thermal plasma, plasma reactor/burner, plasma start-up, technical minimum

Abstract

This paper presents a short review of the plasma technologies used in the commercial power industry. The most common thermal plasma sources for the pulverized coal burners and reactors used in solid fuel conversion processes are described. The authors' own experience in the use of the plasma technique in energy applications is briefly presented. Proposals for the use of thermal plasma in the process of fuel conversion in pulverized-fuel power boilers, especially when operating at a lower technical minimum, are formulated.

1. Introduction

Research on the application of plasma in technology began in the 19th century, but it significantly intensified towards the end of the last century. Recently there has been quite a lot of information about the use of plasma technologies in the production of energy from waste, biomass and coal [1–6].

Experimental and theoretical studies have shown that the use of plasma in energy production is a promising alternative to the conventional system as regards efficiency and environmental and economic considerations [4, 7–10]. Since plasma technology is used in the energy sector to produce energy from waste, biomass and even coal one can conclude that it is promoted in developed countries, e.g. European countries and the USA, and preferred in eastern countries, such as China, Kazakhstan and Russia (for coal gasification and coal combustion support in power plants [1–3, 5, 6].

It seems that the properties of plasma technology argue for its increasingly common use in the commercial power industry. Plasma, being a more or less ionized gas, by many researchers is considered to be the fourth state of matter, however the macroscopically, regardless of its type, plasma is electrically neutral. The three different types of plasma can be exhibited: high-temperature (equilibrium) plasma, occurring in, e.g., thermonuclear reactions, low-temperature (quasi-equilibrium, thermal) plasma, occurring, e.g. during a disruptive electrical discharge (electric arc), and nonthermal (non-equilibrium, cold) plasma occurring in electrical discharge (a corona, a discharge in a rarefied gas, a dielectric barrier discharge (DBD)) [11, 12]. Low-temperature plasma is used in most energy applications while no-thermal plasma is used in some atmosphere protection and chemical technologies [1–6, 13].

Thermal plasma is a strongly ionized high-temperature gas medium which causes fast thermal decomposition of organic matter occurs. Result of decomposition organic matter is release gaseous components (e.g. CO, CO₂, CH₄, C₂H₆, N₂), liquid (condensing) and other components (e.g. water, alcohols, acids, aldehydes, tar) as well as and solid components (carbon residue). Obtained gas mixture due to effect of plasma is reactive as a result of the thermal dissociation of many gaseous products to radicals (C, S, CN, OH, NH, CH, CH₃...). Moreover, the decomposition products are ionized, whereby positive ions (C⁺, H⁺, N⁺, CO⁺, O⁺, Si⁺, K⁺ and other) and negative ions (O⁻, H⁻, N⁻ and other) are produced, which has positive effect on pyrolysis process [13, 14]. Intensive research on the use of thermal plasma in the combustion and gasification of municipal wastes (biomass and plastics), including hospital wastes, industrial wastes, especially hazardous organic chemical compounds (phenols, chlorinated biphenyls and dioxins – PCBs, PCDDs) has been conducted in recent years [14–19]. The aim of the current research in this field is to improve the effectiveness and quality of the thermal processing of wastes and consequently, to reduce the emission of dangerous gases, including greenhouse gases. The results of pilot studies indicate that the application of the plasma technique to the acquisition of liquid fuels from biomass and municipal wastes can be effective and safe for the environment [4, 16–19]. Also the rational and economical energy management aspects, stemming from the increase in the amount of generated wastes and from the increased energy demand, argue for the use of the plasma technique. Particularly worthwhile seems to be the use of the plasma techniques of gasification and pyrolysis instead of conventional combustion in the utilization of hazardous wastes. The synthesis gas generated in the process is a potential energy source, which

considerably reduces the utilization costs. The high hydrogen content in the syngas is a further argument for the plasma gasification of refuse-derived fuels [4, 18].

2. Sources of plasma for energy applications

As mentioned above, thermal plasma is particularly widely used in technology. The so-called plasma jets based on the arc discharge are commonly used as the source of plasma in conventional plasma reactors/burners. The electric arc arising between electrodes is generated in a direct (DC) or alternating (AC) electric field whose frequency is usually that of the mains (rarer elevated to a few kilohertz) [12, 13, 20, 24]. Figure 1 shows an arc plasmatron of PW type (a property of the Faculty of Mechanical and Power Engineering at Wrocław University of Science and Technology) with a special cylindrical design of its electrodes.

The power of the arc plasmatrons described in [4, 9, 30–34] is in a range of 10–100 kW. Plasmatrons with a higher power of 100–500 kW are commercially available and their special versions can have power as high as 1 MW (trade offers of PlasmaAir AG and PyroGenesis Canada Inc.).

Considering the development of power engineering, highly promising sources of thermal plasma for industrial uses are radio frequency (RF) plasma generators and microwave plasma generators [4, 25–28]. The advantage of high-frequency plasma generators is the absence of discharge electrodes. The generated

plasma has the character of a volumetric discharge, whereby the pulverized material can be thermally treated in the whole volume of the reaction zone.

Hybrid reactors, combining the advantages of microwave plasma and induction plasma, deserve special attention. Such a reactor generates stable volumetric high-temperature plasma owing to the cascade connection between the microwave part and the induction part. The idea of producing thermal gas plasma under atmospheric pressure is based on the generation of local microcharges (high-temperature charges) within the volume of the gas by means of a concentrated microwave beam (with a frequency of, e.g., 2.45 GHz). Then from the microwave part the plasma channel (ionized gas) is directed into the zone of action of a high-frequency (≥ 100 kHz) field where it is stabilized and maintained thanks to electromagnetic induction (the induction part of the reactor). In the induction part the stabilized plasma assumes the character of an electrodeless ring discharge.

Figure 2 shows the principle of operation of the electrodeless high-frequency plasma reactor (consisting of a microwave part and an induction part) [4].

Figure 3 shows an electrodeless high-frequency plasma reactor (with indicated main components) with a plasma channel power of about 8 kW, generating volumetric thermal plasma (under atmospheric pressure) in its microwave part, which is then stabilized in the inductor action zone, installed in the Department of



Fig. 1. Model and actual cavity plasmatron of PW type on test stand (operating power 12–28 kW) [4]

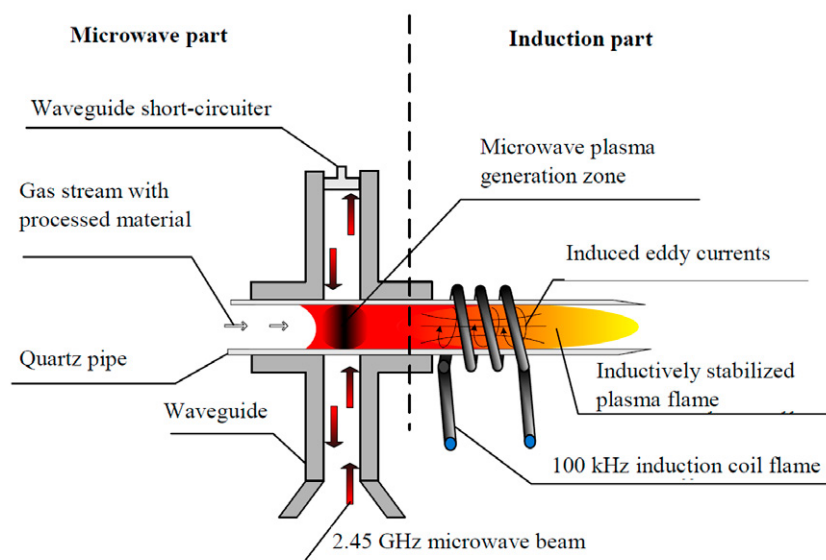


Fig. 2. Idea of electrodeless high-frequency plasma reactor

Boilers, Combustion and Energy Processes at the WUS&T Faculty of Mechanical and Power Engineering.

An electrodeless high-frequency plasma reactor of this design generates volumetric thermal plasma under atmospheric pressure. The material to be converted introduced into the reaction space partly constitutes a plasma-generating agent. Consequently, the fuel conversion proceeds dynamically.

In the authors' opinion, the microwave plasma technology can prove very attractive in the future, considering that microwave radiation sources with a power of up to 100 kW are already commercially available and the results of tests show this technology to be suitable for the combustion of coal dust-air mixtures and the thermal utilization of wastes [1–5, 24–27].

3. Proposed applications of thermal plasma in domestic energy system.

Coal is still considered to be one of the main energy resources in Poland in the 21st century [29]. However, because of the EU's current environmental policy the domestic energy sector must reduce the use of coal in the total energy production. Also the coal quality and energy efficiency indices and the requirements for reducing hazardous pollutants emission into the environment are constantly raised [29].

In some countries in order to improve coal combustion efficiency, plasma technology has begun to be used in thermal power stations. The plasma-assisted coal dust combustion technology has been successfully tested on 27 pulverized-fuel boilers in 16 combined heat and power plants located in Turkey, Russia, Kazakhstan, South Korea, the Ukraine, Slovakia, Mongolia and China. The data contained in the literature show the merits of the plasma system, such as: quick start-up, easy and safe flame stabilization, high efficiency and reduced emission [1–3, 25, 27, 28]. The plasma gasification of coal, as efficient and environmentally friendly, is also mentioned as one of the most important and effective ways of converting coal into high-energy gases (syngases) and useful chemicals [1, 7, 12]. Many authors propose

to use the plasma technique to process the stream of carbon-rich wastes as an alternative to the conventional coal technologies [5, 6, 8, 10, 14, 18].

A study of the literature on the subject indicates that considering the trend towards the minimization of the negative effect on the environment, the plasma technique should be regarded as one of the major techniques which should be applied to assist the conventional coal combustion and gasification technologies used to produce electricity for the domestic power supply system. As mentioned above, technologies based on thermal plasma ensure a high-temperature atmosphere with a large number of active radicals, which improves coal combustion efficiency while reducing or totally eliminating the demand for additional fuels (heating oils and/or gases) [1–3].

3.1. Use of thermal plasma for boiler start-up

The Polish power industry is mainly based on steam power units with boilers fired with coal. In order to start-up such a boiler from its cold state a start-up procedure aimed at warming up the combustion chamber and ensuring stable operating conditions for the burners needs to be carried out. Typically, the start-up is conducted with the use of auxiliary mazout burners. This way of starting up the boiler is arduous to the environment due to the high emission of heavy hydrocarbons and soot into the atmosphere. The use of mazout is also quite expensive [3, 9]. As the environmental protection standards become more rigorous, it seems very reasonable to look for a method alternative to the mazout start-up. Currently, in some of the power plants the mazout start-up and support installations are being replaced with gas installations.

From the economic, energy and environmental points of view, it would be most advantageous to start-up boilers, using exclusively coal dust. But this is difficult when the boiler is cold since coal dust needs to be fed (e.g. from the boiler bunker), the ignition must be reliable and the operation of the pulverized-fuel burner must be stable. Therefore it is necessary to use an

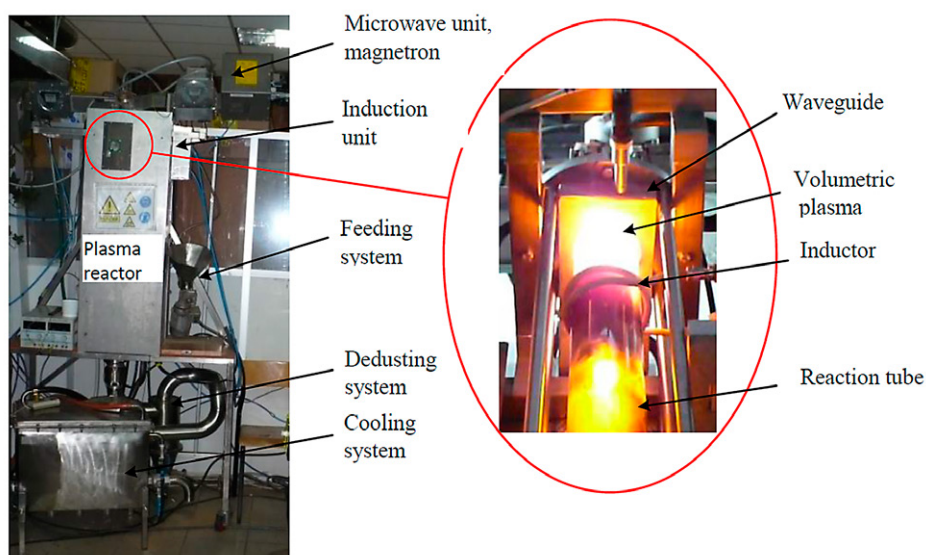


Fig. 3. Electrodeless plasma reactor and burning high-frequency plasma [4]



Fig. 4. Plasma pulverized-fuel burner during combustion of coal dust-air mixture [34]

additional high-power ignition source sufficient to cover the loss of energy to the environment and to ensure the reliable ignition of the coal dust-air mixture. Plasma generators (plasmatron) mounted directly on coal dust burners can be used as such an ignition source. Analyses indicate that this solution can bring about a reduction in both the investment and operational costs and can reduce the boiler start-up environmental nuisance [1–5]. A literature survey shows that currently variously advanced (laboratory, pilot and full industrial scale) plasma start-up installations are in operation in the world [1–3, 9, 12, 25, 27, 28].

Also in Poland research (in which one of the co-authors took part) on the application of the plasma technique in the direct start-up of coal-dust power boilers has been carried out [9, 30–33]. It was conducted on the laboratory scale and the pilot scale on coal-dust boiler OP 130 in the Czechnica heat and power plant [9, 30–33]. Figure 4 shows the results of the operation of the plasma coal dust burner during experiments conducted on the OP 130 boiler.

The focus of the experiments was on the design and implementation of a boiler plasma start-up installation based on the air-fed cavity plasmatron. The operation of the plasma coal dust burner consisted in introducing a thermal plasma stream into the conduit in which a coal dust-air mixture flowed. Under the physicochemical action of the plasma on the coal dust the volatiles would be rapidly liberated, the particles would disintegrate and ignition would follow. As a result, a stable dusty flame was obtained. An important task was to ensure coal dust supply. The existing start-up burner (after a slight modification) was used as the plasma pulverized-fuel burner.

The aim of the experiments was to verify the functioning of the plasma ignition installation and its components in real conditions, to check the coal dust ignition capability and to determine the characteristics of the plasma burner. Also the problem of electromagnetic compatibility was highly important for the correct and failure-free operation of the power unit's automatic control and protection system [32, 33]. The test results showed that the plasmatron functioned correctly and properly interacted with the muffle coal dust burner. All the components of the plasma start-up installation functioned correctly and consistently with the assumptions.

It should be noted that the trials were conducted on the working (hot) boiler. In order to more precisely examine the phenomena

involved, to determine the stability of the boiler and to compare the start-up characteristics, trials must be carried out on the cold boiler. Only then it will be possible to verify whether the number of plasmatrons and their locations (depending mainly on the thermal output and type of the coal-dust boiler and the power of the plasmatrons) are proper.

3.2. Conception of the use of thermal plasma for boiler operation stabilization at lowered technical minimum

Power unit flexibility and operation at a lowered technical minimum is currently one of the key issues for operational power services. Considering the technical constraints and the changing regulations concerning start-up times, power generating capacity increases and pollution emission, it seems that thanks to the use of thermal plasma these (often conflicting) requirements for power units of output 200 MWe can be satisfied.

3.3. Cold start-up

A survey of the literature on the subject and an analysis of the results of the research presented in [9, 30–34 and in P. Kobel's PhD thesis] indicate that starting the boiler from cold through the use of thermal plasma and the primary fuel (coal dust) is possible. Therefore it can be concluded that it is also possible to stabilize boiler operation at a lowered technical minimum. In order to achieve this it is proposed first to install plasmatrons (thermal plasma sources) directly in the principal powdered fuel burners (after the latter have been slightly modified). Preliminary analyses show that in this case the plasmatron's power should amount to about 10% of the dust fuel burner. This is advantageous considering that the electric power of plasmatrons can be relatively low (up to about 100 kW) and one can use arc plasmatrons of one's own design [4, 30–34].

3.4. Improving temperature distribution in boiler, especially in second boiler pass

When implementing operation plans for power units of 200 MWe output at a lowered technical minimum (operation at $\leq 40\%$ of the rated power), the temperature distribution in the boiler will be disturbed, especially in the second boiler pass. One of the ways of evening out the distribution of temperature in the boiler can be to use plasma burners to regulate the temperature of the

primary and secondary steam (when underheated) by installing them in the primary and secondary steam superheating passes.

3.5. Using plasma burners to reduce emission of harmful gases

By properly locating plasma burners and using them in boiler operation one can effectively reduce the emission of such gases as: NO_x , SO_x , CO and CH_4 , and higher hydrocarbons, including dioxins. The synergic effect of the high temperature gradient, UV radiation emission and the production of active radicals (C, S, CN, OH, NH, CH, CH_3 ...), positive ions (C^+ , H^+ , N^+ , CO^+ , O^+ , Si^+ , K^+ and other) and negative ions (O^- , H^- , N^- and other), produced by thermal plasma contributes to a reduction in the emission of harmful gases. Moreover, catalytic substances, which in plasma conditions enhance the decomposition of harmful gas compounds, can be added to the plasma generating gases. Also steam can be a plasma generating gas, which can have an advantageous effect on the thermal conversion of the fuel, whereby ultimately total and complete fuel combustion at possibly the lowest emissions will be achieved.

3.6. Using plasma burners to consume energy surpluses produced by renewable energy sources

As a result of the introduction of renewable energy sources (RES), especially wind turbines, into the EU's and Poland's electric power systems, instantaneous (fast-changing and with a local reach) energy surpluses occur in certain (sometimes difficult to predict) periods. Managing such energy often poses difficulties. In the authors' opinion, the alternative here can be its consumption directly in plasma burners to ensure the flexible operation of power units, especially at a lowered technical minimum. This approach can also contribute to an improvement in the stability of the domestic electric power system. Moreover, this approach can be used in cross-border energy exchange clearing and settlement.

4. Conclusion

Summing up, the analysis of the research carried out by us and by other researchers [1–3, 27, 28, 30–34] has shown that the plasma technique used to start-up coal-dust boilers and stabilize their operation is relatively new and so there are no operational data on such solutions. There are many doubts and unknowns concerning, for instance, the operational reliability of plasma start-up/stabilizing burners and their lifetime. Nevertheless, the positive results of the experiments and the survey of the literature on the subject suggest that plasma technologies based on thermal plasma can be particularly useful in ensuring the flexible operation of power units, especially at a lowered technical minimum. This analysis shows that in Poland there is a lack of wider experience relating to the use of thermal plasma in power plant operation conditions. However, the results of the preliminary studies are promising. The steps taken by the authors to implement the plasma technique in the domestic energy sector should result in its commercial implementation. It seems that if the R&D work receives proper support and appropriate regulations are

introduced, the implementation of plasma technologies can turn out to be an undertaking profitable for the energy sector. It should be noted that this research team has the necessary resources to conduct trials on laboratory combustion process testing installations equipped with arc plasmatrons and microwave volumetric thermal plasma reactors. It can also carry out specialist tests and analyses of the zone downstream of the burners, including the chemical composition of the substrates and the products. Thus thanks to the available plasma installations and the advanced control and measurement apparatus one can carry out all kinds of simulations and analyses of the quality of plasma combustion/combustion assistance and to determine the energy balance of the process.

Considering the above, several R&D tasks, including simulations of the thermal/flow processes taking place in the boiler during thermal plasma generation (first, laboratory tests on designed and built stands and then, on-site trials), should be carried out in order to unequivocally determine the usefulness of plasma technologies for the domestic energy sector. Helpful in this regard will be the research programs launched by the National Centre for Research Development and the willingness of the energy sector to make energy facilities available for conducting relevant on-site trials. Once the trials are carried out, a technical-economic analysis can be carried out to unequivocally determine the profitability of the use of the above technologies, including the replacement of the currently used mazout burners with plasma burners for boiler start-up, combustion process stabilization (especially at a technical minimum) and fast making up for the power unit's power shortages connected with the current demand.

REFERENCES

1. Yazicioğlu Ö., Yağar Katircioğlu T., *Applications of Plasma Technology in Energy Sector*, *Kirklareli University Journal of Engineering and Science*, 3 (2017), pp. 18–44.
2. Zhang K. et al., Plasma ignition system for oil free power plant Zetes in Turkey and its advantages for the changed circumstance of energy market, *VGB PowerTech*, 7/2017, pp. 77–81 [on-line], <http://www.lypower.com/WebEditor/UploadFile/201791815494116.pdf> [access: 5.11.2018].
3. Karpenko E.I. et al., Use of plasma fuel systems at thermal power plants in Russia, Kazakhstan, China, and Turkey, *High Energy Chemistry*, May 2009, Vol. 43, Issue 3, pp. 224–228.
4. Maczka T., *Technologia plazmowego zgazowania biomasy i odpadów organicznych dla wytwarzania paliw płynnych*, Wydawnictwo Książkowe Instytutu Elektrotechniki, Warsaw 2014.
5. Pawlak-Kruczek H., Maćzka T., Niedźwiecki Ł., Przegląd i porównanie termicznych technologii utylizacji odpadów. Spalanie biomasy i paliw alternatywnych w energetyce i przemyśle cementowym, II Forum Paliw Alternatywnych, Złotniki Lubańskie, 19–22 September 2012.
6. Young G.C., *Municipal Solid Waste to Energy conversion processes*, New Jersey: John Wiley & Sons Inc., 2010.
7. Blumberg A. et al., *Cost-benefit analysis of plasma-based*

- technologies, International Scientific Conference Environmental and Climate Technologies – CONECT 2014, *Energy Procedia*, 72 (2015), pp. 170–174.
8. Ducharme C., Technical and economic analysis of Plasma-assisted Waste-to-Energy processes, In partial fulfilment of requirements for M.S. Degree in Earth Resources Engineering, Department of Earth and Environmental Engineering, Fu Foundation of Engineering and Applied Science, Columbia University, September 2010.
 9. Bukowski P. et al., Use of cavity plasmatron in pulverized coal muffle burner for start-up of a boiler, *Rynek Energii*, No. 1, 2010, pp. 132–136.
 10. Ducharme C., Themelis N., Analysis of Thermal Plasma – Assisted Waste-to-Energy Processes, Proceedings of the 18th Annual North American Waste-to-Energy Conference NAWTEC18 May 11–13, 2010, Orlando, Florida, USA.
 11. Huang H., Tang L., Treatment of organic waste using thermal plasma pyrolysis technology, *Energy Conversion and Management*, No. 48, 2007, pp. 1331–1337.
 12. Samal S., Thermal plasma technology: The prospective future in material processing, *Journal of Cleaner Production*, No. 142 (2017), pp. 3131–3150.
 13. Bonizzoni G., Vassallo E., Plasma physics and technology; industrial applications, *Vacuum*, No. 64, 2002, pp. 327–336.
 14. Hiroshi N. et al., Effect of DC steam plasma on gasifying carbonized waste, *Vacuum*, No. 80, 2006, pp. 1311–1315.
 15. Falcoz L., Plasma Treatments and Biomass Gasification, IOP Conf. Series, *Materials Science and Engineering*, No. 29, 2012.
 16. Rutberg G., Plasma pyrolysis of toxic waste, *Plasma Phys. Control. Fusion*, No. 45, 2003, pp. 957–969.
 17. Seok-Wan K., Hyun-Seo P., Hyung-Jin K., 100 kW steam plasma process for treatment of PCBs (polychlorinated biphenyls) waste, *Vacuum*, No. 70, 2003, pp. 59–66.
 18. Tendler M., Rutberg P., Oost G., Plasma based waste treatment and energy production, *Plasma Phys. Control. Fusion*, No. 47, 2005, pp. A219–A230.
 19. Abdulkarim B.I., Abu Hassan M.A., Ali A.M., Thermal Plasma Treatment of Municipal Solid Waste Incineration Residue: A Review, *Asian Journal of Engineering and Technology*, Vol. 04, Issue 05, October 2016, pp. 92–101.
 20. Tendero C. et al., Atmospheric pressure plasmas: A review, *Spectrochimica Acta*, Part B 61, 2006, pp. 2–30.
 21. Nicpoń A. et al., Influents of thermal and high voltage treatments on some functional properties of liquid whole eggs whit additives, European Symposium On The Quality of Eggs and Egg Products. 19–23 September 1999, Bologna, Italy, pp. 339–345.
 22. Mazurek B. et al., Wysokonapięciowa metoda pasteryzacji cieczy spożywczych, V Ogólnopolskie Seminarium, Inżynieria Wysokich Napięć, IW-2000, Poznań-Kiekrz, May 2000.
 23. Gajewski J.B. et al., Some Hydrocarbon Derivative Compounds Decomposition Using the HV Impulse Discharges, *Journal of Electrostatics*, No. 62, 2004, pp. 269–275.
 24. Szałatkiewicz J., Safety and Intelligent Control System for Plasmatron Application, *Journal of KONES Powertrain and Transport*, Vol. 24, No. 2, 2017, pp. 247–251.
 25. Lester E., Kingman S., The effect of microwave pre-heating on five different coals, *Fuel*, No. 83, 2004, pp. 1941–1947.
 26. Herdrich G., Auweter-Kurtz M., Inductively heated plasma sources for technical applications, *Vacuum*, No. 80, 2006, pp. 1138–1143.
 27. Wenjiao L., Induction-heating ignition of pulverized coal stream, *Fuel*, No. 83, 2004, pp. 2103–2107.
 28. Kanilo P.M. et al., Microwave plasma combustion of coal, *Fuel*, No. 82, 2003, pp. 187–193.
 29. Konkluzje Bat dla LCP. Trudny czas dla energetyki [online], <https://www.kierunekenergetyka.pl/artukul,52028,konkluzje-bat-dla-lcp-trudny-czas-dla-energetyki.html> [access: 5.10.2018].
 30. Kobel P. et al., Zastosowanie plazmotronu wnekowego w muflonowym palniku pyłowym do rozruchu kotła energetycznego. Aktualne problemy budowy i eksploatacji kotłów, Jubileuszowa Konferencja Kotłowa 2009 z okazji 60-lecia Fabryki Kotłów RAFAKO SA w Raciborzu, Szczyrk, 13–15 października 2009 [in:] *Prace Naukowe. Monografie. Konferencje – Politechnika Śląska, Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych*, z. 23, 2009, pp. 33–46.
 31. Kobel P., Kordylewski W., Mączka T., Plasma-assisted kindling of pulverized coal fired boilers, XXI-st International Symposium on Combustion Processes, Międzyzdroje, Poland, 14–17 September 2010, Szczecin, Wydawnictwo Uczelniane Zachodniopomorskiego Uniwersytetu Technologicznego, 2010, pp. 33–34.
 32. Kordylewski W., Mączka T., Kordas R., Urządzenia rozruchowe plazmotronu dużej mocy, *Przegląd Elektrotechniczny*, Vol. 85, No. 10, 2009, pp. 116–119.
 33. Kordylewski W. et al., Eliminacja zakłóceń elektromagnetycznych podczas plazmowego rozruchu kotłów [in:] *Systemy, technologie i urządzenia energetyczne: praca zbiorowa*, Vol. 1, ed. J. Talera, Wydawnictwo Politechniki Krakowskiej, 2010. pp. 235–244.
 34. Kordylewski W. et al., Plazmowy rozruch i stabilizacja spalania w kotłach pyłowych, XII Międzynarodowa Konferencja Naukowo-Techniczna: Forum Energetyków GRE 2010, Szczyrk, 31 maja – 2 czerwca 2010, *Zeszyty Naukowe, Politechnika Opolska – Elektryka*, No. 64, 2010.

Perspektywy zastosowania techniki plazmowej w krajowym sektorze energetycznym

Słowa kluczowe

plazma termiczna, reaktor/palnik plazmowy, rozruch plazmowy, minimum techniczne

Streszczenie

W artykule przedstawiono, na podstawie literatury, krótki przegląd technologii plazmowych stosowanych w energetyce zawodowej. Scharakteryzowano najczęściej stosowane źródła plazmy termicznej, wykorzystywane w palnikach pyłowych i reaktorach stosowanych w procesach przetwarzania paliwa stałego. Krótko zaprezentowano doświadczenia własne z wykorzystania techniki plazmowej w zastosowaniach energetycznych. Przedstawiono propozycje wykorzystania plazmy termicznej w cyklu technologicznym przetwarzania paliwa w pyłowych kotłach

energetycznych, ze szczególnym uwzględnieniem ich pracy przy obniżonym minimum technicznym.

Z przeprowadzonej analizy wynika, że w kraju brak jest szerszych doświadczeń z wykorzystania plazmy termicznej w warunkach ruchu obiektu. Na podstawie analizy wstępnie wykonanych badań można uznać takie zastosowanie plazmy za korzystne przede wszystkim ze względu na stabilność płomienia oraz

regulacyjność palnika. Realizacja podjętych przez autorów działań na rzecz wdrożenia techniki plazmowej do krajowego sektora energetycznego powinny zaowocować jej komercyjnym wdrożeniem. Przy odpowiednim wsparciu prac badawczych i rozwojowych wdrożenie technologii plazmowych w szerokim zakresie, w tym legislacyjnym, może się stać rentowną inwestycją dla sektora energetycznego.

CONTACT

Tadeusz Mączka

Institute of Power Systems Automation Ltd. R&D Centre, Wrocław

tel.: +48 71 348 42 21 w. 482

e-mail: tadeusz.maczka@iase.wroc.pl

Halina Pawlak-Kruczek

Wrocław University of Science and Technology, Faculty of Mechanical and Power Engineering, Department of Boilers, Combustion and Energy Processes

tel.: +48 71 320 39 42

e-mail: halina.kruczek@pwr.edu.pl

Wojciech Szubert

Institute of Power Systems Automation Ltd. R&D Centre, Wrocław

tel.: +48 348 42 21

e-mail: wojciech.szubert@iase.wroc.pl

Edward Ziaja

Institute of Power Systems Automation Ltd. R&D Centre, Wrocław

tel.: +48 348 42 21

e-mail: Edward.ziaja@iase.wroc.pl

The Concept of an Energy Cluster Model Based on the Peer-to-Peer Energy Trading Mechanism

Author

Damian Mrowiec

[POWRÓT
DO SPISU TREŚCI](#)

Keywords

peer-to-peer electricity trading, energy clusters, distributed energy, local energy communities

Abstract

The idea of forming energy clusters in Poland is one of the initiatives supporting changes taking place on the energy market, which are related, among others, to the development of various municipal energy concepts. Therefore, progress in building local structures of power system is closely tied to the possibility of developing appropriate clearing mechanisms, which would contribute to the fulfilment of expected energy clusters' goals.

The development of information and communication technologies and, among others, the growing penetration of distributed energy resources (DER) in the overall generation structure resulted in the emergence of various concepts based on decentralized or distributed systems of direct purchase and sale of electricity between local producers and consumers.

This article presents a general operational concept of an energy cluster featuring in its clearing model a system of selling electricity on a peer-to-peer basis. Moreover, representative states of work were identified and characterized, along with the basic principles of proposed system's operation.

1. Introduction

The gradual increase in the use of renewable energy sources and the growing number of prosumers on the electricity market causes the transformation of energy sector and development of existing solutions in this area, as well as creation of new ones. These concepts are aimed, among other things, at enabling more effective integration of these entities with the power system. Simultaneously, the concept of local energy communities is undergoing its development process, which leads to the emergence of diverse initiatives forming local structures of the power system. One of directions fitting into this trend, from perspective of the Polish national energy sector, is the formation of energy clusters.

Existing legislation and guidelines define these entities at a very general level, which allows a high level of flexibility in defining their detailed forms of activities [1, 2]. The effect of such situation is that the relations occurring between individual entities on the electricity retail market usually have the same form within energy clusters. The clusters' operation concepts, which are currently under development, are not yet implemented on a wider scale and they generally do not differ significantly from standard mechanisms.

The idea presented in this article is to introduce a new electricity trading and clearing system within the operating area of energy cluster, which would be intended for its participants. The fundamental principle of the proposed model is the implementation of mechanisms enabling the purchase and sale of electricity

between local power producers, prosumers and consumers on a peer-to-peer basis (P2P).

Diverse concepts featuring the use of peer-to-peer energy trading systems have already been presented in the available foreign literature. Also, articles summarizing specific research undertaken in this area of study have been published as well [3–5]. These ideas are usually based on a very different approaches to the assumptions made and actions taken by particular entities, as well as taking into account different relations between them. Therefore, it seems crucial to explore this research from the perspective of Polish energy clusters, which are now being in their development stadium.

2. Peer-to-peer energy trading within energy cluster

The presented concept is based on the idea of distributed energy trading and relies on the flexible possibility to settle the electricity sold directly to other consumers and purchased directly from other local producers or prosumers. In such a system, all participants are treated as peers and operate on an equal and the same rules. This means that any entity can join the system and thus take part in the process of mutual settlement of energy transactions, which is carried out on the basis of strictly defined mechanisms.

The possibility of distributed energy trading carried out automatically in the scope of one energy cluster allows system participants to achieve potential benefits, also on an equal terms.

Furthermore, a peer-to-peer network makes it possible to eliminate entities which are responsible only for acting as intermediaries in the process of electricity trading.

From the perspective of energy cluster, an optimal clearing model should provide specific economic effects for individual entities. This outcomes can be characterized by two main dependencies, which have already been identified in the literature as key elements in order to achieve desired objectives of energy clusters on the level of individual entities [6, 7]. These dependencies can be also applied to the P2P system functioning within the cluster.

First of all, the cost of purchasing a comprehensive service by members of the energy cluster participating in the P2P system, including the purchase of electricity and the cost of energy distribution, should be lower than in the case of customers operating outside the discussed mechanism. Secondly, the selling price of electricity for local power producers participating in the P2P system should be higher than in the case of power producers not participating in the proposed clearing system. Permanent maintenance of both of these dependencies would mean that individual electricity users would be able to achieve greater financial benefits compared to the current approach. The P2P system implemented in the energy cluster is treated as a basic element allowing to maintain the presented dependencies from the perspective of its participants.

The possibility to sell energy directly to located nearby local entities can be particularly important from the viewpoint of small power producers and prosumers. For example, owners of photovoltaic panels are very often unable to consume all of the electricity generated by these installations. In such a case, the optimal solution would be to sell the produced surplus energy to other consumers or prosumers who are not able to cover their needs with their own generation sources, during the same period. Similarly, consumers without any distributed energy resources could freely buy electricity from producers in the same energy cluster.

3. Layer architecture of peer-to-peer energy trading system

Architecture of such model can be divided into two essential layers, on which particular activities are carried out. The first one is characterized by the virtual area and thus the clearing system, while the second one is related to the grid infrastructure and actual power flows taking place between specific entities.

On the virtual level, the first thing that takes place is the transfer of data describing the specific P2P system participants' level of demand and generation. This information is then processed by the clearing platform, on which all transactions and energy cluster balance are carried out. The basic operation principles of virtual platform were described in the next section.

In order to implement such solutions, it is necessary to use appropriate technologies enabling free flow of information and communication, and above all, it is necessary to equip individual entities with smart electricity meters. An important challenge in this area is to ensure complete protection of data from unauthorized access and ensuring appropriately fast data transfer.

The individual participant of the distributed electricity trading system should have access to the information related to operations taking place on the virtual platform. Such access can be granted to any physical entity in many ways. The simplest solutions include the use of a dedicated application or web portal, on which, among other things, verification of user's account and authorization of a specific entity would be carried out. This tool would contain all the necessary information, such as database of system participants with their generation potential, the level of demand and generation balance of the individual entity and the energy cluster in general, history of concluded energy transactions and the financial results of specific settlements.

The physical layer, on the other hand, is mainly shaped by the distribution grid owned by the local Distribution System Operator (DSO). Despite the fact that both calculations and clearing of electricity purchase and sale transactions are carried out in the virtual layer, the actual power flows between individual entities take place in the distribution network. The better the physical layer is represented in the model implemented on the virtual platform, the more accurate can be the operations carried out automatically and their effects, which result from the adopted clearing mechanisms.

It is important to emphasize that the energy transactions carried out between local power producers, prosumers and end users do not affect in any way the authentic supply of energy and the actual power flows in the grid, which are the consequences of known physics laws. Therefore, both layers are completely independent and separated from each other, but both virtual and physical layers are essential and needed elements of a peer-to-peer system.

4. Basic functionality of peer-to-peer energy trading system in energy cluster

In order for a distributed energy trading system to operate correctly within the energy cluster, it is necessary to define the appropriate rules according to which the peer-to-peer system will be managed. Such a model requires, in the first step, automation of the process of carrying out individual operations. This paper presents a concept based on the management of the virtual peer-to-peer network through a dedicated clearing platform, functioning as a type of an IT system. The virtual platform can be treated as the core element of distributed electricity trading system. That is because all required operations are carried out and all necessary data flow takes place on this tool. The basic task of such system is to provide appropriate balance, in the clearing and settlement area, between the amount of electricity generated and the demand level of a given participants, in a given period.

An individual entity located in the area of operation of a specific energy cluster may make an optional decision to join the P2P system and to settle his consumed energy and injected into the electricity grid through the mechanisms on which the virtual clearing platform is designed. The choice of such electricity clearing method would be an alternative to the current mechanisms for members of the energy cluster. Therefore, this would account for a completely optional solution. The optimal case

from the perspective of possible benefits of the whole cluster might be the participation of all of his members members in the P2P system. However, realistically, there would be a division of individual entities into users which are part of the proposed alternative solution and users which would remain within the current, standard mechanisms.

In case of individual participant joining the P2P system, all flow of information and particular settlements would be carried out between this entity and the platform. At the same time, this entity must be provided with an electricity supply service. For this purpose, the existing grid infrastructure owned by the local Distribution System Operator (DSO) shall be used. Therefore, in the fee collected from entities being participants of the P2P network, it is necessary to take into account the relevant rates related to the use of electricity grid.

DSO, on the other hand, in the proposed solution may operate in a similar way as it already does, as well as participate in the P2P system. In the first case, settlements between the distribution company and the P2P network would be carried out through the coordinator of energy cluster. In the second case, this process would be executed directly by means of the virtual platform, with which the DSO would communicate in the same way as other participants of the peer-to-peer system.

An important role in the presented concept is assigned to the coordinator of energy cluster. This entity can be treated as an independent operator of the virtual clearing platform. Therefore, the coordinator of energy cluster would be responsible for managing the platform operation and maintaining the energy balance of cluster in the settlement area, between its total demand and generation level. Activities of the coordinator of energy cluster in such system would mainly involve acting as an intermediary between all entities that are members of the cluster and external entities, as well as representing the P2P system participants on the external electricity market. From the perspective of balancing the energy demand of the cluster, the coordinator, in turn, would be responsible for purchasing the missing amount of energy from external sellers in case of its shortage or sale of energy in case of its surplus. Another task of the coordinator would be to conclude agreements with individual electricity users inside the cluster, who would like to participate in the peer-to-peer system. Thus, the coordinator would also operate as an aggregator of capacity of distributed energy resources, located in the energy cluster area.

As for the virtual platform, its main activity is to carry out calculations for a given time interval in an automated way, as well as matching sides of electricity purchase and sale transactions and balancing the demand of the entire cluster from the settlement perspective in the same time. Matching transactions should be carried out in the most optimal way from the perspective of the objective function, which in the analysed case is to minimize the total operating costs of the energy cluster. The optimal time interval for carrying out the full process of calculation and recording data should enable basic peer-to-peer system expectations to be met. First of all, this length of time should allow for sufficient reflection on the dynamics of changes in generation and demand level of individual entities. Secondly, registration of these values

and their transfer, with the use of appropriate measurement infrastructure, should be possible as well. For example, reasonable and adequate time interval for the calculation cycle can be assumed to be equal of 15 minutes. Therefore, the virtual platform, based on information describing the total level of generation and energy consumption in the given 15-minute period, would carry out the operation process automatically after this period's finish.

In the context of method the energy sell and purchase transactions in the peer-to-peer system are conducted, the presented solution is based on the automated matching of particular transaction sides and their electricity volumes. The advantage of such solution is its simplicity from the perspective of responsibilities of a typical electricity user participating in the P2P system, because transactions are carried out automatically without its direct participation. Although this situation doesn't take into account the possibility of actual decision making by individual entities, it is necessary to achieve benefit on the community level. It means that prosumers or local producers would not be able to set the price at which they want to sell energy and end users would not indicate directly from whom they want to buy energy. However, the adoption of such model is necessary to work out the best economic situation from the perspective of the whole energy cluster, as well as P2P system and not for specific participants at the expense of others.

5. Characteristic states of operation

Considering the basis operation of an energy cluster based on the model of energy trade in a peer-to-peer system, several characteristic states of operation can be identified. From the perspective of the whole cluster, it may have a surplus or shortage of produced energy in a given period of time. The first case means that all generation sources of the cluster generate more electricity, in a given period of time, than equals the total demand of end users located in its area. In such a situation, the excess of generated power is exported outside the cluster by means of a distribution network, while particular calculations are carried out by means of a clearing platform. The total amount of surplus energy in the whole clearing period is settled in the form of its sale on the external energy market with the use of standard known and already being in use methods. This activity is carried out by the coordinator of energy cluster, which in this case would operate as an independent electricity trading company.

The opposite situation occurs when the cluster has an electricity shortage, which would result from lower production of energy by cluster's generation sources in a given period than the total level of demand of its end users. The outcome of this situation would be the power import from beyond the cluster area by distribution network and estimating the level of cluster's energy demand, resulting from the produced energy shortage magnitude, by the virtual clearing platform. Thereafter, in a similar way as previously, the coordinator of the energy cluster settles electricity with external entities in the clearing period, by purchasing energy in the amount resulting from the determined shortage level.

From the perspective of an individual electricity user who is a participant of the peer-to-peer system as well, the general scheme of operation is similar. This entity may be a local electricity producer, a prosumer or an electricity end user. If the user, in a given calculation interval, generates more electricity than is his demand, the excess power would be injected into the distribution grid. Then, the corresponding amount of energy would be sold directly to another participants of the P2P system automatically through the virtual clearing platform. Local producer and the prosumer, who is not able to use for his own needs all of generated by his sources energy in a given period of time, are both treated in the same way by the virtual platform. Finally, when specific period of time finishes, costs and receivables are distributed among particular participants of transactions that were carried out.

On the other hand, a different state is when an electricity user who is also a participant of the P2P system has an electricity shortfall. In that situation, the user generates less energy than is his demand. From the view of peer-to-peer system, this case applies to both prosumers with energy shortages and typical electricity end-users. The lack of power is being imported from the distribution network, whilst the process of carrying out particular operations is exactly the same as in the previous case. The virtual platform determines the total level of a given entity's demand for the last finished specified period of time. That demand level is equal to the magnitude of energy production shortage in case of a prosumer, whilst for an ordinary energy consumer it corresponds to his total electricity demand during this period of time. Thereafter, these entities buy electricity directly from other participants of the peer-to-peer system automatically through a clearing platform. As in the case of having surplus energy, the distribution of costs and receivables between individual entities is then carried out in the specified clearing period.

6. Conclusions

This paper outlines the general operation principles of energy cluster based on peer-to-peer energy trading system. However, no detailed aspects of carrying out these processes have been presented. This is mainly due to the fact that the content would be too large and it would exceed the bounds of a single article. In particular, it is necessary to specify and clarify actions to be taken by the virtual platform in given cases, as well as the calculations and clearing mechanism itself.

Another very important issue is the characteristic of technologies enabling presented solutions to be implemented. This refers mainly to the appropriate advanced metering infrastructure (AMI) and specific information and communication technologies (ICT). The potential in this area is placed especially in the distributed ledger technologies (DLT), such as blockchain. However, these are not yet fully developed and their possible future use on a wider scale is currently a certain unknown [8, 9].

These aspects mentioned above, as well as others that were not covered in this paper, are treated as a basis for future research in this area.

REFERENCES

1. Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, Dz.U. z 2015 r. poz. 478, z późn. zm.
2. Koncepcja funkcjonowania klastrów energii w Polsce, ekspertyza Ministerstwa Energii, oprac. Konsorcjum w składzie Krajowa Agencja Poszanowania Energii S.A. i inni, 2017.
3. Abdella J., Shuaib K., Peer to Peer Distributed Energy Trading in Smart Grids: A Survey, *Energies*, No. 11, 2018, p. 1560
4. Sousa T. et al., Peer-to-peer and community-based markets: A comprehensive review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 104, 2019.
5. Zhou Y., Wu J., Long C., Evaluation of peer-to-peer energy sharing mechanisms based on a multiagent simulation framework, *Applied Energy*, Vol. 222, 2018.
6. Sołtysik M., Założenia funkcjonowania klastrów energii, *Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej*, nr 53, XVIII Konferencja Naukowa „Aktualne problemy w elektroenergetyce”, Jastrzębia Góra 2017.
7. Rzepka P., Sołtysik M., Szabliski M., Modele funkcjonowania klastrów energii, *Energetyka*, No. 2, 2018.
8. Mrowiec D., Sołtysik M., Przykładowe możliwości wykorzystania technologii blockchain w elektroenergetyce, *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk*, No. 103, 2018.
9. Andoni M. et al., Blockchain technology in the energy sector: A systematic review of challenges and opportunities, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 100, 2019.

Koncepcja modelu klastra energii opartego na mechanizmie sprzedaży energii w systemie peer-to-peer

Słowa kluczowe

transakcje energii elektrycznej w formule *peer-to-peer*, klastry energii, obywatelska energetyka rozproszona, lokalne społeczności energetyczne

Streszczenie

Idea tworzenia klastrów energii w Polsce jest jedną z inicjatyw wspierających zachodzące na rynku energii zmiany, związane m.in. z rozwojem energetyki obywatelskiej. Postęp w zakresie kształtowania się lokalnych struktur systemu elektroenergetycznego jest więc silnie powiązany z możliwością wypracowania odpowiednich mechanizmów rozliczeniowych, których zastosowanie umożliwiłoby zrealizowanie zakładanych celów klasteryzacji.

Rozwój technologii informacyjno-komunikacyjnych oraz m.in. wzrastający udział generacji rozproszonej w strukturze wytwórczej skutkowały natomiast pojawieniem się koncepcji zdecentralizowanych lub rozproszonych systemów bezpośredniego przeprowadzania transakcji kupna i sprzedaży

energii elektrycznej pomiędzy jej lokalnymi wytwórcami oraz odbiorcami.

W niniejszym artykule przedstawiono ogólną koncepcję funkcjonowania modelu klastra energii wykorzystującego w swoim

mechanizmie rozliczeniowym system sprzedaży energii elektrycznej na zasadzie *peer-to-peer*. Ponadto zidentyfikowano i scharakteryzowano reprezentatywne stany pracy przedstawianego systemu wraz z podstawowymi zasadami jego działania.

CONTACT

Damian Mrowiec

PSE Innowacje sp. z o.o.

tel.: +48 511 374 439

e-mail: damian.mrowiec@pse.pl

We invest in the future

Inwestujemy w przyszłość



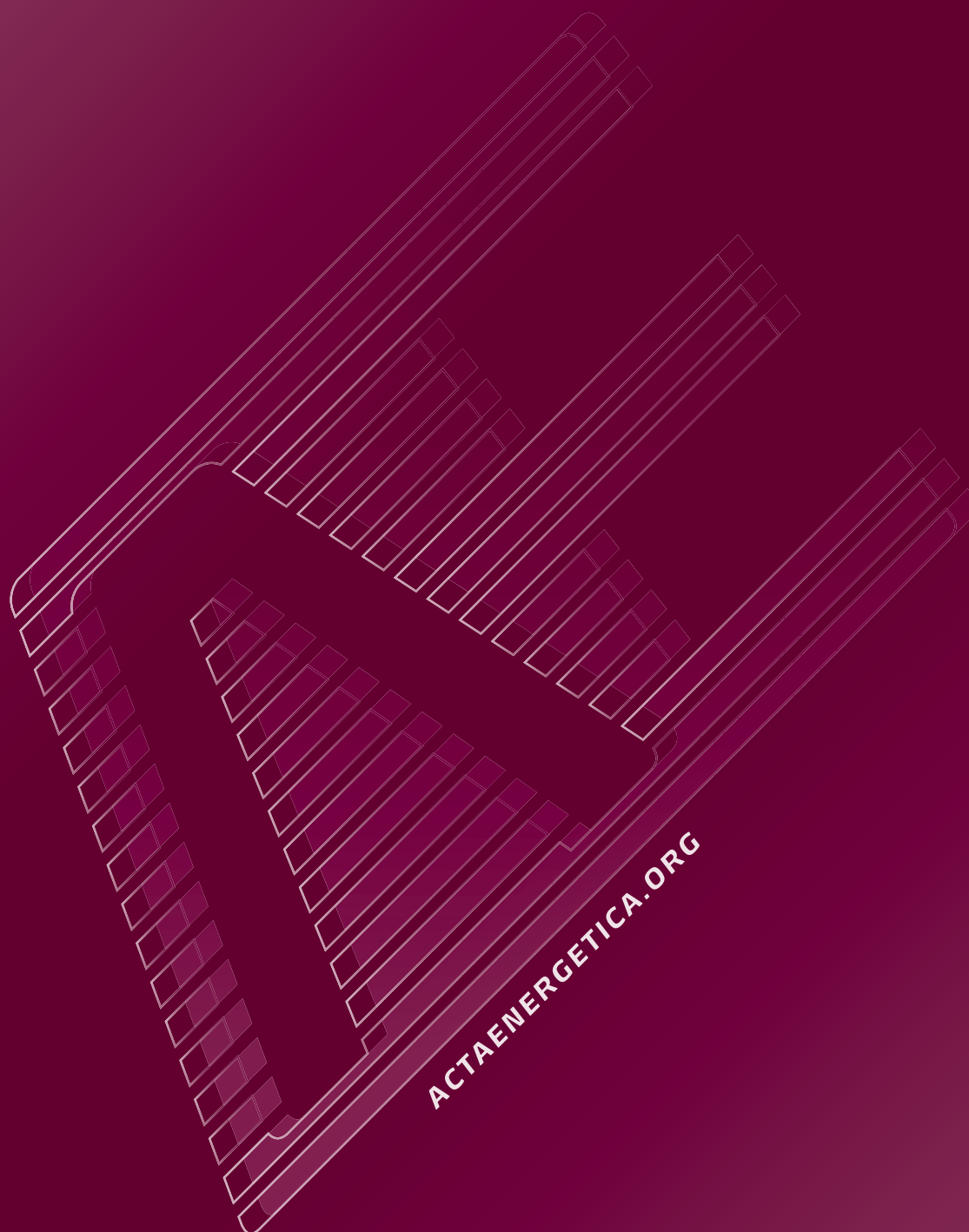
ENERGA supplies electricity to nearly 1/4 of the area of Poland. We want our business to contribute to the economic growth of the communities we operate in. This is why we keep investing in cutting edge technologies and build transformer/switching stations in former dockyards to help fully redevelop 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 postoczynowych 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



*Kwartalnik Naukowy
Energetyków*