



AKTUALNE PROBLEMY
W ELEKTROENERGETYCE
APE'15

XVII Międzynarodowa Konferencja Naukowa
zorganizowana przez Katedrę Elektroenergetyki
Wydział Elektrotechniki i Automatyki
Politechniki Gdańskiej

Wydawnictwo Wydziału Elektrotechniki i Automatyki
Politechniki Gdańskiej

Gdańsk 2015

KOMITET NAUKOWY KONFERENCJI

Przewodniczący
Ryszard Zajczyk

Członkowie

Seddik Bacha	Jacek Malko
Janusz Białek	Jacek Marecki
Mirosław Bieliński	Józef Paska
Paweł Bućko	Stefan Paszek
Stanisław Czapp	Maciej Pawlik
Leszek S. Czarnecki	Jan Popczyk
Rafał Czyżewski	Desire Rasolomampionona
Istvan Erlich	Waldemar Rebizant
Irina I. Golub	Andrzej Reński
Piotr Kacejko	Sylwester Robak
Andrzej Kanicki	Waldemar Skomudek
Waldemar Kamrat	Marian Sobierajski
Józef Lorenc	Paweł Sowa
Zbigniew Lubośny	Zbigniew Styczyński
Jan Machowski	Zbigniew Szczerba
Krzysztof Madajewski	Jacek Wańkowicz
Henryk Majchrzak	Artur Wilczyński
Mark O'Malley	Kurt Żmuda
Om Malik	

KOMITET ORGANIZACYJNY

Ryszard Zajczyk
Agnieszka Kaczmarek-Kacprzak
Marcin Jaskólski
Małgorzata Pasieczna

Wydano za zgodą
REKTORA POLITECHNIKI GDAŃSKIEJ
na podstawie materiałów dostarczonych przez autorów

Artykuły po recenzjach zakwalifikował do druku
Komitet Organizacyjny Konferencji

Grafika na okładce
Art Design Maciej Blachowski

Wydanie I
Nakład 300 egzemplarzy

Druk i oprawa:
Totem.com.pl, sp. z. o.o., sp. komandytowa
ul. Jacewska 89, 88-100 Inowrocław, 52 354 00 40



**PRESENT-DAY PROBLEMS
OF POWER ENGINEERING
APE'15**

**XVII International Scientific Conference
Organized by the Department of Electrical Power Engineering
Faculty of Electrical and Control Engineering
Gdańsk University of Technology**

Published by Faculty of Electrical and Control Engineering
Gdańsk University of Technology

Gdańsk 2015

LISTA RECENZENTÓW

Bernard Baron, Politechnika Śląska
Piotr Kacejko, Politechnika Lubelska
Waldemar Kamrat, Politechnika Gdańska
Andrzej Kanicki, Politechnika Łódzka
Józef Lorenc, Politechnika Poznańska
Zbigniew Lubośny, Politechnika Gdańska
Jerzy Marzecki, Politechnika Warszawska
Wiesław Nowak Akademia Górniczo-Hutnicza
Miroslaw Parol, Politechnika Warszawska
Józef Paska, Politechnika Warszawska
Waldemar Rebizant, Politechnika Wroclawska
Désiré Dauphin Rasolomampionona, Politechnika Warszawska
Waldemar Skomudek, Politechnika Opolska
Marian Sobierajski, Politechnika Wroclawska
Paweł Sowa, Politechnika Śląska
Jan Stępień, Politechnika Świętokrzyska
Irena Wasiak, Politechnika Łódzka
Artur Wilczyński, Politechnika Wroclawska
Kazimierz Wilkosz, Politechnika Wroclawska
Ryszard Zajczyk, Politechnika Gdańska
Kurt Żmuda, Politechnika Śląska

Copyright © by Gdańsk University of Technology,
Faculty of Electrical and Control Engineering

ISSN 2353-1290

First edition

Printed by:

Totem.com.pl, sp. z. o.o., sp. komandytowa
ul. Jacewska 89, 88-100 Inowrocław, Poland;
phone: (+48) 52 354 00 40

SPIS TREŚCI

SŁOWO WSTĘPNE	9
SEKCJA 1	
1. Michał Bajor, Maciej Wilk <i>e-HIGHWAY 2050: metoda kontekstualizacji danych na potrzeby budowy scenariuszy</i> <i>e-HIGHWAY 2050: Methodology of data contextualization for the purpose of scenario building</i>	13
2. Grzegorz Błajszczak, Iwona Gawęł <i>Kodeksy sieci – tworzenie europejskiego prawa energetycznego</i> <i>Network cods – creation of european energy law</i>	16
3. Tomasz Pakulski, Jarosław Klucznik <i>Oczekiwany zakres współpracy operatorów systemów przesyłowych z operatorami systemów dystrybucyjnych po wejściu w życie kodeksów sieciowych ENTSO-e</i> <i>Expected range of cooperation beetwen transmission system operators and distribution system operators after implementantation of ENTSO-e grid codes</i>	21
SEKCJA 2	
1. Bogdan Czarnecki, Piotr Zieliński <i>Zarządzanie ryzykiem technicznym w procesie planowania rozwoju sieci dystrybucyjnej</i> <i>Technical risk management of grid development planning</i>	27
2. Józef Paska <i>Niezawodność bloków energetycznych w Polsce i na świecie</i> <i>Reliability of power generating units in Poland and in the world</i>	31
3. Józef Paska, Mariusz Kłós, Łukasz Rosłaniec, Rafał Bielas, Magdalena Błędzińska, Marek Głaz <i>Ocena wpływu poziomu napięcia w sieci przesyłowej na funkcjonowanie układów potrzeb własnych bloków energetycznych</i> <i>Assessment of voltage level in transmission network impact on auxiliary systems of generating units' functioning</i>	35
4. Piotr Marchel, Józef Paska <i>Niezawodność wytwarzania energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym przy uwzględnieniu odnawialnych źródeł energii</i> <i>Generation reliability in electric power system considering renewable energy sources</i>	39
5. Piotr Pruski, Stefan Paszek <i>Obliczenia elektromechanicznych wartości własnych na podstawie przebiegów mocy chwilowej i prędkości kątowej zespołów wytwórczych przy zakłóceniu skokowym</i> <i>Calculations of electromechanical eigenvalues based on the waveforms of instantaneous power and angular speed of generating units after a step disturbance</i>	43
6. Rafał Tarko, Wiesław Nowak, Waldemar Szpyra <i>Analiza możliwości redukcji napięć indukowanych w wielotorowych liniach napowietrznych</i> <i>Analysis possibility to reduce tensions induced in multi-circuit overhead lines</i>	47
SEKCJA 3	
1. Piotr Fabijański <i>UPQC – układ do poprawy jakości energii elektrycznej w sieciach zasilających prądu przemiennego</i> <i>Improving the power quality of supply networks</i>	53
2. Jacek Klucznik, Zbigniew Lubośny, Krzysztof Dobrzyński <i>Obliczenia rozptyłu prądów zwarciovych w przewodach odgromowych linii WN</i> <i>Calculation of short-circuit currents in the overhead earth wires</i>	57

3.	Jacek Klucznik, Zbigniew Lubośny, Krzysztof Dobrzyński <i>Wybrane problemy doboru zabezpieczeń dławików kompensacyjnych pracujących w sieciach najwyższych napięć</i> <i>Selected problems of setting protection devices for high voltage shunt reactors</i>	61
4.	Robert Kowalak <i>Warunki rezonansowe w węźle z kompensatorem SVC</i> <i>The conditions of resonant in node with compensator SVC</i>	65
6.	Zbigniew Lubośny, Jacek Klucznik, Krzysztof Dobrzyński <i>Wybrane problemy kompensacji mocy biernej linii elektroenergetycznej wysokiego napięcia</i> <i>Reactive power compensation of overhead transmission line HV problems</i>	69
8.	Adrian Nocoń, Stefan Paszek <i>Wpływ niepewności systemu elektroenergetycznego na polioptymalne parametry stabilizatorów systemowych</i> <i>The impact of the power system uncertainty on polyoptimal parameters of power system stabilizers</i>	73
9.	Maksymilian Przygrodzki, Piotr Rzepka, Mateusz Szablicki <i>Sterowanie przepływami mocy w systemie elektroenergetycznym z wykorzystaniem transformatorów z regulacją wzdłużno-poprzeczną</i> <i>The control of power flows in power system using phase-angle voltage control transformers</i>	77
10.	Maksymilian Przygrodzki, Piotr Rzepka, Mateusz Szablicki <i>Warunki pracy otoczenia sieciowego a praca łącza HVDC SwePol Link</i> <i>Power network operating conditions vs HVDC SwePol Link operation</i>	81
11.	Wilhelm Rojewski, Marian Sobierajski <i>Współpraca przygranicznych sieci 110 kV – skutecznie uziemionej i skompensowanej</i> <i>The cooperation of the neighbouring 110 kV networks – solidly grounded and compensated</i>	85
12.	Marcin Sarnicki, Ryszard Zajczyk, Bartosz Tarakan, Krzysztof Tarakan <i>Porównanie możliwości przesyłowych dwóch układów regulacyjnych: transformatorów z regulacją poprzeczną oraz transformatorów z regulacją wzdłużną</i> <i>A comparison transmission capacity of two regulation transformers with quadrature regulation and in-phase regulation</i>	89
13.	Tomasz Sienko, Jerzy Szczepanik <i>Studium wykorzystania przekształtnika macierzowego do budowy przesuwnika fazowego</i> <i>The study of the application of matrix converter into phase shifting device</i>	93
15.	Waldemar Szypra, Wojciech Bąchorek, Aleksander Kot <i>Zadanie optymalnej kompensacji mocy biernej w sieciach rozdzielczych średniego napięcia – krótka charakterystyka rozwiązań</i> <i>Optimal reactive power compensation in medium voltage networks – short solutions characteristic</i>	97
16.	Dariusz Wojtanowicz, Roman Skakowski, Edward Ziaja <i>Sterowanie i monitoring obiektów energetycznych wg standardu LFC</i> <i>Power plant control and monitoring according to the LFC standard</i>	101

SEKCJA 4

1.	Sławomir Noske, Dominik Falkowski <i>Systemy GIS i AMI jako źródła danych do poprawy efektywności pracy sieci – wyniki badań w obszarze pilotażowym</i> <i>Title of paper GIS and AMI systems as a source of data to improve the efficiency of the network – the results of the pilot project</i>	107
2.	Wiesław Gil, Przemysław Wronek <i>Korporacyjne systemy monitorowania jakości energii elektrycznej</i> <i>Corporate systems of power quality monitoring</i>	111
3.	Jarosław Korpikiewicz <i>Optymalny dobór parametrów elektrochemicznego magazynu energii</i> <i>The optimal choice of parameters of the electrochemical energy storage</i>	115

4. Rafał Leszczyna, Michał R. Wróbel, Robert Małkowski <i>Testy platformy SAN dla sektora elektroenergetycznego</i> Testing situation awareness network for the electrical power infrastructure	119
--	-----

SEKCJA 5

1. Tomasz Karla, Jarosław Tarnawski, Kazimierz Duzinkiewicz <i>Realizacje sprzętowo-programowe symulatorów podstawowych zasad przebiegu procesów reaktora jądrowego</i> Hardware-software implementation of basic principles simulator of nuclear reactor processes	125
2. Paweł Sokółski, Karol Kulkowski, Anna Kobylarz, Kazimierz Duzinkiewicz, Tomasz A. Rutkowski, Michał Grochowski <i>Wieloobszarowa regulacja systemu turbogeneratora elektrowni jądrowej</i> Multiregional control of nuclear power plant turbogenerator system	129

SEKCJA 6

1. Michał Bajor, Piotr Ziolkowski, Grzegorz Widelski <i>Badanie współzależności poziomów generacji wiatrowej i potencjalnej generacji ze źródeł PV na obszarze ENERGA-OPERATOR SA</i> Investigating the interdependence between wind generation and potential PV generation in the area of ENERGA-OPERATOR SA	135
2. Grzegorz Błajszczak, Iwona Gawel <i>Parametry ruchowe biomasowej elektrociepłowni ORC małej mocy</i> Exploitation parameters of ORC biomass cogeneration plant	139
3. Paweł Bućko, Jerzy Buriak, Krzysztof Dobrzyński, Marcin Jaskólski, Piotr Skoczko, Piotr Zieliński <i>Metoda analizy wielokryterialnej do planowania rozwoju sieci elektroenergetycznej średniego i niskiego napięcia</i> The method of multi-criteria analysis for the selection of power distribution grid connection variant	143
4. Paweł Bućko, Jerzy Buriak, Krzysztof Dobrzyński, Marcin Jaskólski, Piotr Skoczko, Piotr Zieliński <i>Uproszczone modelowanie sieci dystrybucyjnej na potrzeby analiz przyłączeniowych</i> Simplified modelling of distribution network for connection analyses	147
5. Piotr Kacejko, Paweł Pijarski, Sylwester Adamek <i>Kompensacja linii kablowych 110 kV wyprowadzających moc z farm wiatrowych</i> Compensation of 110 kV cable lines connecting wind farms with the grid	151
6. Mariusz Kłós, Łukasz Rosłaniec, Józef Paska, Karol Pawlak <i>Stacje przekształtnikowe HVDC umożliwiające integrację morskich farm wiatrowych z systemem elektroenergetycznym</i> Inverter HVDC substations enabling integration of off-shore wind farms into electric power system	155
7. Jacek Klucznik <i>Wybrane problemy przyłączania farm wiatrowych do systemu elektroenergetycznego z wykorzystaniem kabli WN</i> Selected problems of connecting wind farms to the power system using high voltage underground cables	159
8. Marek Kott <i>Zużycie energii elektrycznej w gospodarstwach domowych dla wybranych krajów UE</i> Electricity consumption in households in selected EU countries	163
9. Rafał Magulski, Tomasz Pakulski <i>Możliwości poprawy jakości prognoz generacji wiatrowej przy wykorzystaniu dostępnych informacji jako zmiennych objaśniających</i> Opportunities to improve the quality of forecasts of wind generation using available information as expanatory variables	167
10. Józef Paska, Mariusz Kłós, Łukasz Rosłaniec, Rafał Bielas, Magdalena Błędzińska <i>Autonomiczna stacja ładowania pojazdów elektrycznych</i> Autonomous electric vehicles' charging station	171

11.	Katarzyna Przytuła, Dariusz Zieliński <i>Wpływ przekształtników energoelektronicznych na wzrost udziału odnawialnych źródeł energii</i> <i>Influence of power converters on increasing the share of renewable energy sources</i>	175
12.	Marian Sobierajski, Wilhelm Rojewski <i>Współpraca mikroinstalacji fotowoltaicznej z systemem elektroenergetycznym</i> <i>The cooperation of a photovoltaic microinstallation with electrical power system</i>	179
13.	Robert Adam Sobolewski <i>Modelowanie niezawodności farmy wiatrowej z wykorzystaniem sieci bayesowskich i procesów semi-Markowa</i> <i>Wind farm availability modeling based on bayesian networks and semi-Markov processes</i>	183
14.	Alicja Stoltmann <i>Zastosowanie metody ahp do porównania kryteriów wyboru lokalizacji budowy farmy wiatrowej</i> <i>Application of ahp method for comparing the criteria used in locating wind farms</i>	187
15.	Andrzej Wędzik <i>Zintegrowana metoda optymalizacji układu połączeń i doboru kabli dla wewnętrznej sieci farmy wiatrowej</i> <i>The integrated optimization method of connection and cables layout design for a wind farm internal network</i>	191

SEKCJA 7

1.	Paweł Bućko, Artur Wilczyński <i>Propozycja zmian w rozliczeniach za energię bierną</i> <i>Proposed changes in reactive energy settlements</i>	197
2.	Paweł Bućko, Artur Wilczyński <i>Rozliczenia za energię bierną w taryfach operatorów w Polsce</i> <i>Settlements of reactive energy in the tariffs of system operators for electricity in Poland</i>	201
3.	Izabela Sadowska <i>Ocena możliwości wykorzystania charakterystyk energetycznych procesu do przewidywania wskaźników energetycznych na bieżąco</i> <i>The possibility of using the determined characteristics of processes to calculate comparative indicators to online control of energy consumption</i>	205
4.	Waldemar Szpyra, Wiesław Nowak, Rafał Tarko <i>Efektywność transformacji i przesyłania energii elektrycznej w sieciach dystrybucyjnych</i> <i>Efficiency of transformation and transmission of electricity in distribution networks</i>	209

SEKCJA 8

7.	Bartosz Kędra, Robert Małkowski <i>Laboratoryjny model odbiornika dużej mocy. Koncepcja, wykonanie, eksperymenty</i> <i>Laboratory large power load model. Concept, implementation, experiments</i>	215
14.	Jerzy Szczepanik, Bartosz Rozegnal <i>Laboratoryjny model systemu elektroenergetycznego przeznaczony do badań procesów dynamicznych</i> <i>Laboratory power system model for dynamic process research</i>	219
16.	Dariusz Zieliński, Katarzyna Przytuła <i>Wpływ niepełnofazowej pracy energoelektronicznego przekształtnika sieciowego na system elektroenergetyczny</i> <i>The impact of power electronics converter in phase failure work on the power system network</i>	223

SŁOWO WSTĘPNE

Początki konferencji APE sięgają lat 70 ubiegłego wieku, kiedy to prof. Antoni Bogucki z Instytutu Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej, zainicjował i organizował w latach 1971–1993 cykl konferencji, które odbyły się pod hasłem „Aktualne problemy automatyki w energetyce”. Decyzją Komitetu Naukowego od roku 1995 konferencja miała być organizowana przez różne ośrodki naukowe. Organizacji konferencji w roku 1995 podjęła się Katedra Systemów Elektroenergetycznych Politechniki Gdańskiej. Organizatorem Konferencji był Prof. Zbigniew Szczerba. Przyjęto formułę organizacji konferencji co dwa lata oraz, że Komitet naukowy każdorazowo decyduje komu powierzyć realizację kolejnej konferencji. Kolejne Konferencje były organizowane przez Katedrę Systemów Elektroenergetycznych (lata 1995–2001) oraz Katedrę Elektroenergetyki Politechniki Gdańskiej (lata 2003–2013). Konferencje te były organizowane w Juracie na Półwyspie Helskim. W roku 2015 Konferencja odbędzie się w Jastrzębiej Górze.

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

Obecna – XVII Międzynarodowa Konferencja Naukowa „Aktualne Problemy w Elektroenergetyce” stanowi kontynuację idei konferencji branżowej elektroenergetyki. Myślą przewodnią konferencji organizowanych po roku 1995 była integracja środowisk naukowych i zawodowych polskiej elektroenergetyki. Uczestnicy konferencji to przedstawiciele uniwersytetów i uczelni technicznych oraz kadra menadżerska i techniczna koncernów energetycznych, elektrowni i elektrociepłowni oraz firm energetycznych zajmujących się szeroko rozumianą tematyką systemów elektroenergetycznych i energetycznych.

XVII Konferencja APE’15 jest organizowana pod patronatem:

- Komitetu Elektrotechniki Polskiej Akademii Nauk;
- Polskiego Komitetu Wielkich Sieci Elektrycznych – PKWSE;
- Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej – PTPiREE;

przy współudziale następujących podmiotów:

- Sponsor Strategiczny Konferencji: ENERGA SA
- Sponsorzy:
 - Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA.
 - PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA.
 - Instytut Automatyki Systemów Energetycznych Sp. z o.o
- Patronat medialny nad konferencją sprawuje kwartalnik Acta Energetica.
- Komitet Organizacyjny Konferencji za znaczący wkład w rozwój Konferencji APE przyznał:
 - Tytuł Sponsora Strategicznego Konferencji Grupie ENERGA SA.
 - Tytuł Współorganizatora Konferencji firmom PSE SA., PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA. oraz IASE Sp. z o.o.

Komitet Naukowy sprecyzował następujące tematy preferowane:

1. Współpraca operatorów systemów przesyłowych w ramach ENTSO-E. Doświadczenia i Perspektywy. Powiązania liniami prądu stałego.
2. Bezpieczeństwo elektroenergetyczne w horyzontach czasowych od sekundowych do wieloletnich. Stan obecny i środki poprawy – inwestycje, algorytmy sterowania, automatyka. 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.
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 mikro sieci. Współpraca pojazdów elektrycznych z systemem elektroenergetycznym (V2G). 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 „miksu energetycznego”. Segmentacja podsektora wytwórczego elektroenergetyki (wielkoskalowe źródła korporacyjne, zintegrowane zasoby rozproszone, segment prokonsumencki). Dynamika i perspektywy. Korytarze infrastrukturalne.

Na Konferencję zgłoszono wstępnie wiele tytułów i streszczeń referatów. Po selekcji, w materiałach konferencyjnych zamieszczono 80 referatów podstawowych, które podzielono na następujące sekcje tematyczne:

1. Współpraca operatorów systemów przesyłowych w ramach ENTSO-E.
2. Stany pracy systemu elektroenergetycznego.
3. Sterowanie pracą systemu elektroenergetycznego.
4. Nowe technologie w systemach elektroenergetycznych.
5. Nowoczesne technologie wytwarzania energii elektrycznej.
6. Generacja rozproszona i odnawialne źródła energii.
7. Funkcjonowanie rynków energii elektrycznej i usług systemowych.
8. Zagadnienia wybrane elektroenergetyki.

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

Wszystkie przyjęte referaty są opublikowane w materiałach konferencyjnych: w wersji elektronicznej w postaci prezentacji multimedialnej oraz w wersji papierowej w czterech kolejnych numerach kwartalnika Acta Energetica. Dodatkowo część referatów zostanie opublikowana 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 problemy:

- Nowe regulacje europejskie w obszarze rynku energii elektrycznej i ich wpływ na rynek krajowy – Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA.
- Aktualne problemy pracy operatora sieci rozdzielczej i dystrybucyjnej w Grupie Energa – ENERGA Operator SA.

W imieniu organizatorów i uczestników konferencji serdecznie dziękuję za wsparcie udzielone przez Sponsora Strategicznego Konferencji oraz Współorganizatorów Konferencji.

Dziękuję również Panom Profesorom, którzy zgodzili się uczestniczyć w pracach Komitetu Naukowego Konferencji i za Ich pomoc w przeprowadzeniu obrad oraz Panom Profesorom, którzy podjęli się trudu opracowania referatów generalnych do sekcji oraz Recenzentom referatów opublikowanych w Acta Energetica i Zeszytach Naukowych.

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.

Ryszard Zajczyk



**WSPÓŁPRACA OPERATORÓW
SYSTEMÓW PRZESYŁOWYCH
W RAMACH *ENTSO-E***

S1

e-HIGHWAY 2050: METHODOLOGY OF DATA CONTEXTUALIZATION FOR THE PURPOSE OF SCENARIO BUILDING

Michał BAJOR¹, Maciej WILK²

1. Instytut Energetyki Oddział Gdańsk
tel.: +48583498185; e-mail:m.bajor@ien.gda.pl
2. Institute of Power Engineering Gdańsk Branch / Gdańsk University of Technology
tel.: +48583498132; e-mail:m.wilk@ien.gda.pl

Summary: The e-Highway 2050 project is supported by the EU Seventh Framework Programme and is aimed at developing a methodology to support the planning of the Pan-European Transmission Network, focusing on year 2050, to ensure the reliable delivery of renewable electricity and pan-European market integration. One of the tasks of the project is assessing a scenario building approach that has been defined to characterize five scenarios covering the time period 2020–2050. A key question for the downstream simulations to be performed is how to adjust the typical range of technology data according to the five selected scenarios. To that purpose an approach is proposed called data contextualization that aims to allocate, for a given technology, typical values to key variables descriptive of this technology, at the 2050 time horizon for each of the considered scenarios.

Keywords: long-term grid and generation development, future scenarios, data contextualization

1. CONTEXT AND OBJECTIVES OF THE e-HIGHWAY 2050 PROJECT

The rapid expansion of renewable electricity sources and demand-side management technologies is going to change the way transmission systems are designed and operated. Electricity should be transported over longer distances, across national borders, in order to connect renewable resources located far from the main European consumption areas. Active demand response services might also be controlled over large geographical areas, therefore involving many stakeholders under different regulatory regimes. A pan-European infrastructure is thus required to enable more power and data exchanges between the different stakeholders of the power system, in order to comply with these new constraints including the progressive construction of a single European electricity market. This requirement for the development of a pan-European transmission network is addressed by the e-Highway 2050 project supported by the European Commission (DG Research).

The main objective of the project is the development of a methodology to support the planning of the pan-European transmission network up to 2050. This planning approach must be in line with the European energy policy objectives to ensure the reliable delivery of renewable electricity and the pan-European electricity market integration; it consists in a modular development plan involving different pan-European grid architectures, to cope with five of the future power system scenarios which impact the pan-European transmission network most. Its construction involves a consortium of transmission system operators, research

institutes, universities, industry associations and a non-governmental organization in order to provide the final results by the end of 2015.

2. GENERAL DESCRIPTION OF THE PLANNING METHODOLOGY

The newly developed top-down methodology is built around four main steps, within which stakeholders from all over Europe are invited to discuss assumptions, intermediate and final results during external workshops and consultations:

- the description of possible assumptions from 2020 to 2050 involving technology, socio-environmental and political boundary conditions,
- the building of energy scenarios involving the foreseen generation and demand profiles, while taking into account storage, demand-side management and transmission technologies available by 2050,
- the grid and market simulations to find optimized grid architectures, which help matching electricity production with demand profiles at European level,
- the proposal of modular development plans of the pan-European transmission system, covering each of the studied scenarios, and optimized by taking into account social welfare, environmental constraints, as well as grid operations and governance issues.

In parallel, the possibility to mathematically formalize such long-term planning methods is investigated using enhanced optimization and advanced simulation tools.

3. TECHNOLOGY PORTFOLIO DATABASE

Technical and economic data on technologies are a critical building block of the e-Highway 2050 modular development plan. WP3, provides a cost and performance database used for the selection of candidate power system technologies at the 2050 time horizon. It also provides the typical technical and economic data used by all numerical simulations performed to detail the selected grid architectures for each of the five e-Highway 2050 scenarios. A portfolio of technologies (generation, storage, transmission, demand) has been selected according to their impact on transmission networks with regard to planning issues by 2050. A dedicated approach has been developed to identify the demand-side technologies of major impact for the electricity demand at 2050 (i.e. electric vehicles, heat

pumps and LED/OLED – light-emitting diode/organic light – emitting diode – technologies).

The database is organized per technology (and sub-technology when relevant, i.e. offshore and onshore for wind power for generation). The different technologies are listed hereafter:

- generation and storage technologies,
- demand-side technologies (e.g. electric vehicles),
- passive transmission technologies (e.g. overhead AC lines),
- active transmission technologies (e.g. FACTS).

4. KEY FEATURES OF THE DATABASE CONSTRUCTION PROCESS

The construction process of the data base has involved key stakeholders of the electricity value chain (manufacturers, TSOs, academia) and available scientific and technical literature. Data collection, modelling and calculations have been mainly provided by professional associations per domain of expertise.

Data validation has been ensured by the e-Highway 2050 consortium members (via a Quality Pool and internal workshops) and by external stakeholders via a dedicated workshop.

Apart from the data collection process, two major difficulties have been addressed:

- uncertainties and contextualization.
- Uncertainties refer to the intervals of confidence of the values for given variables. The increasing uncertainty over time has been a major difficulty when assessing numerical values for several data types such as costs or technical performances.
- Contextualization refers to the different values that might be taken by a variable depending on the e-Highway 2050 scenario. For example, in a scenario with 100% penetration of large scale renewables in 2050, one can expect that the investment costs for wind power would be lower than the investments costs for wind power in a scenario where renewables reach a lower penetration and the thermal electricity generation is roughly at the same level as today.

Contextualization tries to answer the key question for the downstream simulations to be performed, How to adjust the typical range of technology data according to the five selected scenarios?

5. DATA CONTEXTUALIZATION

Data contextualization aims to allocate, for a given technology, typical values to key variables descriptive of this technology, at the 2050 time horizon, for each of the considered scenarios.

The contextualization process will be described using the example of data regarding CHP technology.

The diagram shown in Figure 1 presents the step by step approach designed and adopted in order to obtain contextualized data.

The input data for the process are data sheets containing range of values of different parameters (variables) describing CHP technology and selected future scenarios described by differing uncertainties and strategy options, which are the

result of works of WP1 of e-Highway 2050 project, in which the Institute of Power Engineering also took part.

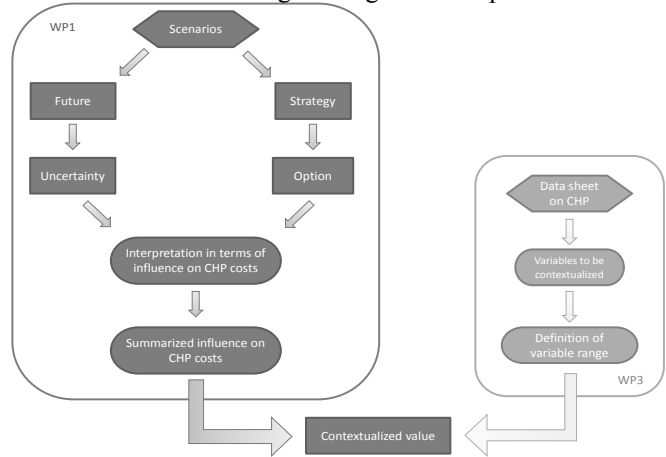


Figure 1 Overview of the contextualization process

The first stage of the contextualization process was to determine the degree of influence of individual factors (uncertainties and options) on selected variables. Only the variables regarding investment and O&M (total) costs were contextualized, as other parameters cannot be reliably contextualized.

The impact of individual factors has been assessed as one of the following values:

- ++ (major impact),
- + (minor impact),
- – (negligible or no impact).

An example of the assessed influence of selected impact factors (future uncertainties) on the projected level of costs for waste-to-energy CHP is presented in Table 1.

Table 1 Impact of factors on costs: waste to energy CHP

Future: Uncertainty	Impact on:	
	Investment costs	O&M costs
International Climate Agreement	+	–
Dependency on fossil fuels from outside Europe	+	–
Fuel costs	++	–
CO2 costs	+	++
Electrification in transport, heating, industry	++	–
Demographic change	+	–

Each of the selected scenario parameter (future uncertainty or strategy option) has then been analyzed in order to determine its impact on potential incentive to develop a given technology and its investment and O&M costs. It has been assumed that a greater incentive to develop a given technology (and hence a potentially larger penetration of this technology) will result in lowering the overall investment costs and vice versa. Based on the impact of each parameter's value, a final assessment of the projected level of both types of costs was assigned to each scenario and each technology category, cf.

Table 2 showing a continued example for waste-to-energy CHP (in some cases future uncertainties are the same for

multiple scenarios and therefore have the same impact on the projected level of costs).

Table 2 Contextualization of cost variables – waste to energy CHP

Scenario	X5 Large scale RES & no emissions	X7 100% RES	X10 Big & Market	X13 Large fossil fuel with CCS & Nuc	X16 Small and local
Future					
International Climate Agreement	EU alone: prices relatively stable		Global agreement: no available cheaper installations from outside EU, demand exceeding supply leading to higher prices		EU alone: prices relatively stable
Dependency on fossil fuels from outside Europe	Low: low incentive to build waste CHP		Medium: higher incentive to build waste CHP		Medium: higher incentive to build waste CHP
Fuel costs	High: Very high incentive for new waste CHP		Low: low incentive to build waste CHP		High: Very high incentive for new waste CHP
CO2 costs	High: leads to increasing O&M costs		High: leads to increasing O&M costs		Low: no significant change
CCS maturity	No: higher prices of CCS installations		Yes: lower prices of CCS installations		No: higher prices of CCS installations
Electrification in heating	All: very low incentive to build waste CHP		Large scale (commercial etc.): no significant change		Residential: low incentive to build waste CHP
Demographic change	Growth: more demand for heat		Growth: more demand for heat		Migration only: no significant change
Public perceptions to shale gas	Negative: other fuels (e.g. waste) necessary		Positive: available gas will lower the incentive for other technologies		Negative: other fuels (e.g. waste) necessary
Shift towards greener behaviours	Major: lack of public support for waste CHP		Minor: no significant change		Major: lack of public support for waste CHP
Strategy					
Deployment of decentralized RES	Low	High	Medium	Low	High
Increase of energy efficiency (include DSM and flexibility)	Low: higher O&M costs due to frequent need of regulation	High: lower O&M costs due to low need of regulation	Medium: no significant impact	Low: higher O&M costs due to frequent need of regulation	High: lower O&M costs due to low need of regulation
Increase of funds and better coordination of RDD activities (at EU level)	High: technology may become cheaper	High: technology may become cheaper	Medium: prices at medium level	Medium: prices at medium level	Low: higher technology prices
Permitting framework (including EU nature legislation)	Convergent and strong framework: lowering investment costs	Convergent and strong framework: lowering investment costs	Convergent and strong framework: lowering investment costs	Heterogeneous framework at EU level: possibly higher investment costs	Heterogeneous framework at EU level: possibly higher investment costs
Resulting scenario for costs					
Investment	medium	low	high	high	medium
O&M	high	medium	high	high	medium

Finally, the values of selected variables have been allocated to individual scenarios and technologies. The allocation has been performed based on assessment of final marks to adequate technology groups in a given scenario and the range of values for the selected variable as determined in the data sheets. The values for three defined levels of final marks for selected variables have been defined as follows:

- In case a range of values is available for a given variable in the data sheet, the low end value of the range is assigned to the “low” final mark, the high end value of the range is attached to the “high” final mark, while the “medium” final mark is attached an arithmetical mean of low and high end values of the range.

- In case only a single value of the variable is available, it is assumed to correspond to the “medium” final mark. The values for “low” and “high” final marks are then calculated using the assumption that they differ respectively by $-12,5\%$ and $+12,5\%$ from the available “medium” value – an arbitrary approach based on values of variables for which a range of values is available.

6. CONCLUSIONS

The presented contextualization process designed and performed by the Institute of Power Engineering assists building models corresponding to future scenarios predefined by other work packages of e-Highway 2050 project by enabling a more accurate reflection of the possible and probable characteristics of individual technologies. This in turn helps support the long-term planning of the pan-European transmission network up to 2050, which is the main objective of the project.

7. LITERATURE

1. e-Highway 2050, Annex 1 to Ms3.1: Combined Heat and Power Technology Assessment Report. Written by Institute of Power Engineering

2. E. Peirano et al., “A cost and performance database of power system technologies in support of the development of the pan-European electricity highways system at the 2050 time frame”, European Wind Energy Association Offshore 2013, 19–21.11.2013, Frankfurt
3. Aalborg University, Halmstad University, PlanEnergi, “Heat Roadmap Europe 2050 Study for The Eu27”, May 2010
4. F. Starr, FIMMM, “Future Challenges for CHP in the UK and Continental Europe”
5. J. Speirs, R. Gross, S. Deshmukh, P. Heptonstall, L. Munuera, M. Leach, J. Torriti, “Building a roadmap for heat 2050 scenarios and heat delivery in the UK”, CHPA, Grosvenor Gardens House, London
6. “Combined Heat and Power: a Decade of Progress, a Vision for the Future”, Office of Energy Efficiency and Renewable Energy U.S. Department of Energy, Washington, DC
7. “The most efficient waste management system in Europe”, Rambøll 2006
8. “Energy Technology Perspectives. 2010 edition”, International Energy Agency, France
9. “Projected Costs of Generating Electricity”, International Energy Agency, France

e-HIGHWAY 2050: METODA KONTEKSTUALIZACJI DANYCH NA POTRZEBY BUDOWY SCENARIUSZY

Projekt e-Highway 2050 jest wykonywany przez międzynarodowe konsorcjum uczelni, jednostek badawczych oraz przedstawicieli przemysłu w ramach 7 Programu Ramowego Unii Europejskiej. Jego celem jest opracowanie metodyki wspierającej planowanie rozwoju paneuropejskiego systemu elektroenergetycznego w długim horyzoncie czasowym (rok 2050) w celu zapewnienia niezawodnej transmisji i dystrybucji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii oraz wspierania integracji europejskiego rynku energii. Jednym z zadań projektu jest wypracowanie spójnego podejścia do budowy modeli odpowiadających scenariuszom rozwoju sieci w okresie lat 2020–2050. Ważnym pytaniem w kontekście procesu budowy tych modeli jest zdefiniowanie typowego zakresu wartości kluczowych parametrów opisujących charakter poszczególnych rodzajów generacji w zależności od konkretnego scenariusza. W tym celu opracowana została autorska metoda kontekstualizacji danych, która ma na celu przyporządkowanie odpowiednich wartości poszczególnym parametrom dla każdego rozpatrywanego scenariusza w horyzoncie 2020–2050.

Słowa kluczowe: długoterminowy rozwój sieci i generacji, scenariusze rozwoju, kontekstualizacja danych

KODEKSY SIECI – TWORZENIE EUROPEJSKIEGO PRAWA ENERGETYCZNEGO

Grzegorz BŁAJSZCZAK, Iwona GAWEŁ

Agencja Rozwoju Przedsiębiorczości Sp. z o. o. – koordynator Polish Wood Cluster, Żory, ul. Boczna 12
tel.: 327242575; e-mail: grzegorz.blajszczak@polish-wood-cluster.pl, iwona.gawel@polish-wood-cluster.pl

Streszczenie: Unia Europejska przygotowuje obecnie serię rozporządzeń regulujących szczegółowo różne aspekty funkcjonowania sieci i wolnorynkowego handlu energią elektryczną i gazem – tzw. kodeksy sieci. W artykule przedstawiono przebieg procesów powstawania europejskiego prawa energetycznego. Omówiono również ważniejsze instytucje uczestniczące w tym procesie.

Słowa kluczowe: prawo energetyczne, rozporządzenia, dyrektywy, Unia Europejska.

1. ZNACZENIE ROZPORZĄDZEŃ UNII EUROPEJSKIEJ DLA ENERGETYKI KRAJOWEJ

Rozporządzenia przygotowywane UE stanowią część prawa europejskiego. Prawo europejskie nakłada się na prawo krajowe i tworzy jedno, obowiązujące w danym kraju prawo. Kolejność pierwszeństwa przepisów jest następująca: konstytucja (krajowa), dyrektywy i rozporządzenia Unii Europejskiej, ustawy krajowe, rozporządzenia ministrów (krajowe), akty prawa miejscowego (np. Rady Gminy). W rzadkich przypadkach, ujawniających niezgodność dyrektywy lub rozporządzenia UE z konstytucją, najczęściej zmienia się konstytucję dla zachowania przedstawionego powyżej porządku.

Dyrektywy UE zgodnie z Artykułem 288 Traktatu z Lizbony nakazują państwom członkowskim UE osiągnięcie wskazanych rezultatów, pozostawiając organom krajowym swobodę wyboru formy i środków prawnych. Dyrektywy UE wywołują na ogół zmiany w prawie krajowym niezbędne do osiągnięcia stawianych przez dyrektywę celów (stąd też częste zmiany w polskiej ustawie „Prawo energetyczne”). Rozporządzenie UE jest natomiast bezpośrednio wiążącym aktem prawnym. Musi być stosowane wprost, w pełnym zakresie, na całym obszarze UE. Dyrektywy i Rozporządzenia [1-14] dotyczące energetyki pojawiały się w kolejnych falach liberalizacji rynku. Wdrażane obecnie regulacje powstawały od 2009 roku i nazywane są trzecim pakietem.

2. EUROPEJSKIE ORGANIZACJE ZWIĄZANE Z ENERGETYKĄ

Praca systemu elektroenergetycznego jak również systemu gazowego wymaga nadzoru na terenie kraju oraz koordynacji i współpracy na połączeniach z systemami w innych krajach. Organizacje działające w energetyce zajmują się sprawami technicznymi, umożliwiającymi funkcjonowanie systemów, sprawami rynkowymi, liberalizacją i obsługą handlu energią i sprawami szerzej rozumianej polityki energetycznej. Organizacje europejskie koordynują współpracę między organami regulacyjnymi, współpracę techniczną

między OSP oraz współpracę rynkową między giełdami energii.

2.1. ACER

Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ang. *the Agency for the Cooperation of Energy Regulators*) została powołana rozporządzeniem 713/2009 i rozpoczęła działalność w marcu 2011 r. Rozporządzenie 713/2009 w całości poświęcone jest sprawom Agencji i szczegółowo określa jej status, komórki składowe i ich funkcje, zadania wobec OSP, zadania wobec regulatorów krajowych oraz zadania w odniesieniu do warunków dostępu do infrastruktury transgranicznej oraz warunków jej bezpieczeństwa eksploatacyjnego.

Głównym celem Agencji jest wdrażanie polityki UE w zakresie wspólnego rynku energii elektrycznej i gazu, a w szczególności: stworzenie konkurencyjnego i zintegrowanego rynku, dającego większy wybór konsumentom, stworzenie efektywnej infrastruktury technicznej umożliwiającej nieograniczony przesył energii przez granice krajów członkowskich, zapewnienie bezpieczeństwa zasilania dla przedsiębiorstw i odbiorców indywidualnych oraz na mocy rozporządzenia 1227/2011 monitorowanie przejrzystości transakcji, gwarantowanie cen opartych na rzeczywistych kosztach i wyeliminowanie nieuczciwych praktyk.

ACER wydaje opinie i rekomendacje (bez mocy nakazowej) dla regulatorów krajowych, OSP i różnych instytucji UE. W wyjątkowych sytuacjach dotyczących infrastruktury transgranicznej postanowienia ACER-a mogą mieć charakter wiążący. ACER przygotowuje treść kodów sieci, która po weryfikacji (ang. *comitology*) i zatwierdzeniu przez państwa członkowskie i Komisję Europejską staje się obowiązującym rozporządzeniem.

2.2. ENTSO-E

Organizacja o pełnej nazwie Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych Sieci Elektrycznych (ang. *the European Network of Transmission System Operators for Electricity*) powstała w 2008 roku, w wyniku realizacji zalecenia z Art. 5 rozporządzenia 714/2009. ENTSO-E jest kontynuacją istniejącego od 1999 roku (mało wówczas znaczącego) zrzeszenia operatorów o nazwie ENTSO. Do ENTSO-E weszło 42 OSP z kilku europejskich obszarów synchronicznych: UCTE, ATSOI, UKTSOA, NORDEL, and BALTSO.

Zadania ENTSO-E opisane w Art. 8 rozporządzenia 714/2009 koncentrują się wokół budowy europejskiego rynku energii elektrycznej, rozwoju konkurencji na tym rynku, poprawy standardu usług i poprawy bezpieczeństwa dostaw. ENTSO-E jest między innymi zobowiązane do

opracowania i wdrażania kodeksów sieci (ang. network code) regulujących szczegółowo najważniejsze zagadnienia pracy europejskiego systemu elektroenergetycznego, technicznej koordynacji pracy połączonych sieci krajowych i funkcjonowania rynku energii elektrycznej.

2.3. Europejskie giełdy energii

Liberalizacja rynku energii otworzyła zainteresowanie giełd nowymi towarami: energią elektryczną i gazem. Pierwszy, konkurencyjny rynek energii powstał w Norwegii (nie należącej do UE) w 1990 roku i następnie został rozszerzony na całą Skandynawię. Skandynawska giełda Nord Pool posiada największy wolumen obrotu energią elektryczną wśród giełd europejskich i jest uważana za najlepiej zorganizowaną i najbardziej doświadczoną giełdę energii w Europie. Drugą co do wielkości jest niemiecka giełda o nazwie: Europejska Giełda Energii (ang. *European Energy Exchange – EEX*) z siedzibą w Lipsku. Dużymi giełdami są również: francuska giełda Powernext blisko współpracująca z giełdami belgijską Belpex i brytyjsko-holenderską APX, oraz giełdy na rynkach południowych na Półwyspie Iberyjskim OMEL/OMIP i we Włoszech IPEX. Mniejszymi giełdami energii są EXAA z Austrii, Borzen ze Słowenii, OPCOM z Rumunii, TGE (ang. PPX) z Polski i PXE z Czech.

3. INSTYTUCJE KRAJOWE WDRAŻAJĄCE EUROPEJSKĄ POLITYKĘ ENERGETYCZNĄ

W wielu państwach członkowskich UE instytucje związane z energetyką mają tradycje sięgające początków powstawania systemów energetycznych. Unia Europejska przejęła dobre doświadczenia tych instytucji (niektóre nazywała inaczej) i wpisała ich zadania do powstającego europejskiego prawa.

3.1. Urząd Regulacji Energetyki (URE)

Zgodnie z art. 35 ust. 1, dyrektywy 2009/72 każde państwo członkowskie wyznacza jeden krajowy organ regulacyjny (ang. *National Regulatory Authority – NRA*). W Polsce organem regulacyjnym (powołanym Ustawą Prawo Energetyczne już w 1997 roku) jest Prezes Urzędu Regulacji Energetyki. Jest to jednoosobowy, centralny organ administracji rządowej. Prezes URE wykonuje swoje ustawowe zadania przy pomocy Urzędu Regulacji Energetyki. Organ regulacyjny, zgodnie z dyrektywą 2009/72, jest odpowiedzialny za realizację energetycznej polityki UE.

3.2. Operator Systemu Przesyłowego

Obowiązek powołania operatora systemu przesyłowego (OSP) wprowadza dla energii elektrycznej dyrektywa 2009/72, a dla gazu dyrektywa 2009/73. Dyrektywy te opisują również wymagania, które musi spełniać OSP i główne obowiązki OSP. Operator systemu przesyłowego (ang. *Transmission System Operator – TSO*) oznacza osobę fizyczną lub prawną odpowiedzialną za eksploatację, utrzymanie i rozbudowę systemu przesyłowego na danym obszarze, a także za jego wzajemne połączenia z innymi systemami oraz za zapewnienie długoterminowej zdolności systemu do zaspokajania uzasadnionych potrzeb w zakresie przesyłu. W Polsce funkcje OSP dla energii elektrycznej pełni: Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., a dla gazu Gaz System S.A. Kolejne, szczegółowe obowiązki prawne OSP będą przedstawiane w przygotowywanej obecnie grupie rozporządzeń UE o nazwie kodeksy sieciowe. Dyrektywy

2009/72 i 2009/73 formułują również obowiązek powoływania operatorów systemów dystrybucyjnych.

3.3. Giełda Energii

Giełda energii powstała w Polsce w wyniku rozstrzygnięcia przetargu ogłoszonego przez Ministra Skarbu Państwa w 1999 roku. Krajowa ustawa o giełdach towarowych [15] reguluje funkcjonowanie giełd towarowych i obrót towarami giełdowymi. Prowadzenie giełdy wymaga zezwolenia, które wydaje minister, właściwy do spraw instytucji finansowych, na wniosek spółki zaopiniowany przez Komisję Nadzoru Finansowego. Na towarowej giełdzie energii handlują zarejestrowani członkowie giełdy. Członkami giełdy mogą być przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie, przesyłanie, dystrybucję lub obrót energią elektryczną, odbiorcy uprawnieni do korzystania z usług przesyłowych, domy maklerskie inne podmioty wskazane w Ustawie [15]. Towarowa Giełda Energii S.A. (TGE), jako pierwsza i do tej pory jedyna firma w Polsce, uzyskała licencję na prowadzenie giełdy towarowej.

4. KODEKSY SIECI

Kodeksy sieci w pewnym sensie stanowią odpowiednik IRiESP dla europejskiego systemu elektroenergetycznego i gazowego z rozszerzeniem o aspekty rynkowe. Niektóre z kodeksów w dużym stopniu bazują na księdze zasad UC-TE (the withe book). Każdy z kodeksów dotyczy określonej dziedziny związanej z energią elektryczną lub gazem. Zgodnie z Art. 8 Rozporządzenia 714/2009 kodeksy sieci powinny regulować obszary:

- bezpieczeństwa i niezawodności sieci, w tym zdolności rezerwowej;
- przyłączenia do sieci;
- dostępu stron trzecich;
- wymiany danych i rozliczeń;
- procedury operacyjne w sytuacjach awaryjnych;
- alokacji zdolności i zarządzania ograniczeniami;
- zasad przejrzystości;
- bilansowania, w tym rezerwy mocy;
- harmonizowania struktur taryf przesyłowych
- rekompensat dla operatorów działających między systemami przesyłowymi;
- efektywność energetycznej sieci elektroenergetycznych.

Proces wydania kodeksu rozpoczyna się od sformułowania przez Komisję Europejską wykazu istotnych spraw wymagających regulacji, na bazie którego ACER przygotowuje wytyczne ramowe i przekazuje je do ENTSO-E (lub ENTSO-G). Reprezentanci zainteresowanych TSO w powołanej grupie roboczej przygotowują treść kodeksu i przekazują ją do zaopiniowania przez ACER. Po rozpoczęciu konsultacji publicznych, grupa robocza ACER-a składająca się z przedstawicieli zainteresowanych regulatorów krajowych analizuje i poprawia treść kodeksu. Po pozytywnej opinii ACER-a kodeks jest zatwierdzany przez Komisję Europejską i rekomendowany Parlamentowi UE i Radzie Europy do wydania jako rozporządzenie.

Obecnie wydano już kodeks dotyczący alokacji zdolności przesyłowych gazu (rozporządzenie 984/2013). Trzy następne kodeksy: alokacji zdolności przesyłowych dla energii elektrycznej, alokacji długoterminowych zdolności przesyłowych dla energii elektrycznej i bilansowania w sieciach elektrycznych zostaną wkrótce wydane jako kolejne rozporządzenia. Prace trwają m. in. nad kodeksami dotyczącymi połączeń wysokiego napięcia prądu stałego

(HVDC), bezpieczeństwa operacyjnego, regulacji pierwotnej i rezerwy mocy na tą regulację.

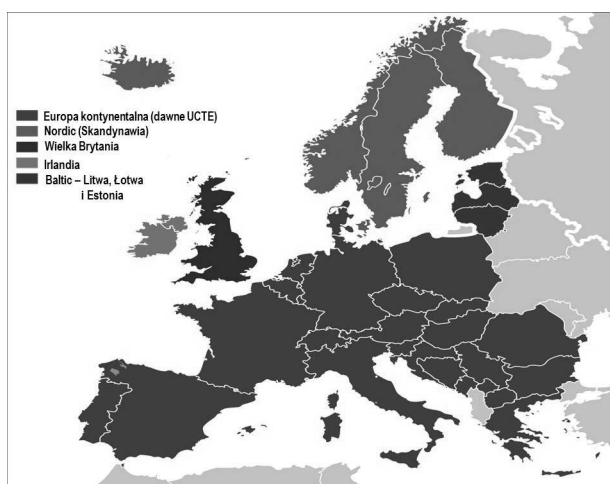
5. ELEKTROENERGETYCZNA STRUKTURA EUROPY

5.1. Obszary OSP

Podstawową „komórką” składową europejskiego systemu elektroenergetycznego jest obszar działania jednego OSP (ang. *control area*), w którym OSP bilansuje w czasie rzeczywistym zapotrzebowanie z generacją, prowadzi regulację częstotliwości i kontroluje przepływy na granicach tego obszaru. W Polsce, podobnie jak w innych państwach, obszar działania OSP obejmuje terytorium całego kraju. Istnieje jednak kilka państw na świecie (np. Niemcy lub Dania), na terenie których jest dwa lub więcej obszarów kontrolowanych przez różnych OSP.

5.2. Obszary synchroniczne

Systemy elektroenergetyczne krajów europejskich, nadzorowane przez różnych OSP, są na jej dużym obszarze (od Portugalii do Polski) bezpośrednio połączone, zsynchronizowane i praktycznie stanowią jeden rozległy, europejski system elektroenergetyczny. Ten system w przeszłości nazywany był UCTE (od nazwy organizacji, która nim zarządzała). Niezależne systemy synchroniczne funkcjonują obecnie w Skandynawii – Nordel i na Wyspach Brytyjskich – UKTSOA i ATSOI. Kraje byłego Związku Radzieckiego tworzą również odrębne obszary synchroniczne (z wyjątkiem małego obszaru zachodniej Ukrainy tzw. Wyspy Bursztyńskiej pracującej synchronicznie z UCTE). Przesyłanie energii wewnątrz obszaru zsynchronizowanego jest ograniczone jedynie obciążalnością linii przesyłowych. Obszary niezsynchronizowane nie są ze sobą bezpośrednio połączone i bezpośrednie przesyłanie energii nie jest możliwe. Przepływ energii między obszarami niezsynchronizowanymi można zrealizować łącząc te obszary sprzęgłem energoelektronicznym. W ENTSO-E wyróżnia się obecnie pięć głównych obszarów synchronicznych jak pokazano na rysunku 1.



Rys.1. Obszary pracy synchronicznej w ENTSO-E

5.3. Podstawowe obszary rynkowe

Nazwa podstawowej „komórki” składowej europejskiego rynku energii elektrycznej lub gazu (ang. *bidding zone*) nie ma jeszcze ugruntowanego odpowiednika w języku polskim. Podstawowym obszarem rynkowym jest geograficzny obszar, z którego uczestnicy rynku mogą składać oferty

kupna lub sprzedaży (energii elektrycznej lub gazu) bez obawy napotkania na ograniczenia zdolności przesyłowych. Wewnątrz podstawowego obszaru rynkowego nie prowadzi się aukcji na zdolności przesyłowe, gdyż z założenia nigdy nie występują tam takie ograniczenia. Realizacja transakcji wewnątrz obszaru nie powinna wpływać na funkcjonowanie sąsiednich obszarów. Podstawowe obszary rynkowe określone są niezależnie dla rynku energii elektrycznej i gazu (w Polsce w obu przypadkach obszar rynkowy obejmuje terytorium całego kraju).

5.4. Regionalne obszary rynkowe

Celem polityki europejskiej jest stworzenie rynku, na którym każdy uczestnik będzie mógł kupić energię elektryczną (lub gaz) od innego uczestnika z dowolnego kraju. Realizacja tego celu wymaga jednak rozwiązania problemów technicznych. Wszystkie linie przesyłowe mają ze względów konstrukcyjnych ograniczoną zdolność przesyłową. W sytuacji gdy liczba uczestników i ich zamiary przesyłowe przekraczały możliwości linii, wprowadzono aukcje, na których sprzedawano prawa do korzystania z linii przesyłowej (tzn. alokację zdolności przesyłowych). Uruchomienie jednego systemu koordynacji alokacji przesyłowych dla całej Europy, ze względów praktycznych, zostało podzielone na etapy. Rozporządzenie 714/2009 nakazało rozpoczęcie od 2007 roku stosowania w określonych regionach geograficznych skoordynowanych metod zarządzania ograniczeniami przesyłowymi dla zdolności przesyłowych. Rozporządzenie zaleciło utworzenie następujących regionów: Europa Północna (Dania, Szwecja, Finlandia, Niemcy i Polska), Europa Północno-Zachodnia (Belgia, Holandia, Luksemburg, Niemcy i Francja), Półwysep Apeniński (Włochy, Francja, Niemcy, Austria, Słowenia i Grecja), Europa Środkowo-Wschodnia (Niemcy, Polska, Czechy, Słowacja, Węgry, Austria i Słowenia), Europa Południowo-Zachodnia (Hiszpania, Portugalia i Francja), Wielka Brytania, Irlandia i Francja, Państwa Bałtyckie (Estonia, Łotwa i Litwa).

Realizacja zaleceń UE przebiega z różnym powodzeniem w różnych regionach. Najbardziej zaawansowane w tworzeniu wspólnego rynku są regiony Europy Północnej (ang. *Nordic*) i Europy Północno-Zachodniej (ang. *NWE*). W regionie Europy Środkowo-Wschodniej (ang. *CEE*) powstała niezależnie od zalecanej przez UE koordynacji, lokalna grupa łącząca rynki Węgier, Czech, Słowacji i Rumunii. Łączenie rynków energii elektrycznej z różnych krajów w dużym stopniu opiera się na łączeniu obszarów działania giełd, które zaczynają wykorzystywać ten sam algorytm ustalania cen i korzystać ze wspólnej bazy ofertowej. Obrót na giełdzie opiera się na transakcjach obejmujących jednocześnie cenę energii i koszt uzyskania transgranicznych zdolności przesyłowych (ang. *implicit auction*). Takie rozwiązanie jest wygodne dla uczestników rynku, ale wymaga ścisłej współpracy z OSP. Harmonizacja rynków wymaga również ujednoczenia sposobów wyznaczania cen i wyznaczania zdolności przesyłowych. W tym zakresie UE rekomenduje metodę „wspólnej ceny rynkowej” (ang. *price coupling of regions – PCR*) i alokację opartą o przepływy rzeczywiste (ang. *flow based*).

6. PODSUMOWANIE

Europa, państwa członkowskie UE są nadal w trakcie procesu łączenia i niwelowania różnic. Tworzenie wspólnego rynku energii elektrycznej i wspólnego rynku gazu wymaga uregulowania wielu kwestii technicznych i handlowych. Zmianom tym przyświeca idea poprawy „korzyści

społecznych” (ang. *social welfare*) polegających na tym, że w wyniku połączenia rynków producenci będą sprzedawać drożej, a odbiorcy kupować taniej. Zunifikowane, jednolite, europejskie prawo energetyczne z pewnością nie przyniesie takich samych korzyści wszystkim przedsiębiorstwom i obywatelom Unii Europejskiej. Aktywny udział w procesach tworzenia prawa może przelożyć się na uwzględnienie w tym prawie istotnych interesów lokalnych.

7. BIBLIOGRAFIA

1. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE Dz.U. UE L 09.140.16
2. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE, Dz. U. UE L 09.211.55
3. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchyl. dyrektywę 2003/55/WE Dz. U. UE L 09.211.94
4. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 713/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. ustanawiające Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki Dz.U. UE L 09.211.1
5. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchyl. rozporządzenie (WE) Nr 1228/2003 Dz. U. UE L 09.211.15
6. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (WE) Nr 1775/2005 Dz. U. UE L 09.211.36
7. Rozporządzenie Rady (UE, Euratom) nr 617/2010 z dnia 24 czerwca 2010 r. w sprawie zgłaszania Komisji projektów inwestycyjnych dotyczących infrastruktury energetycznej w Unii Europejskiej oraz uchylające rozporządzenie (WE) nr 736/96, Dz.U. L 180
8. Rozporządzenie Komisji (UE) nr 838/2010 z dnia 23 września 2010 r. w sprawie ustanowienia wytycznych dotyczących mechanizmu rekompensat dla operatorów działających między systemami przesyłowymi i wspólnego podejścia regulacyjnego do opłat przesyłowych, Dz.U. L 250
9. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 994/2010 z dnia 20 października 2010 r. w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylenia dyrektywy Rady 2004/67/WE Dz.U. L 295
10. Rozporządzenie Komisji (UE) nr 1031/2010 z dnia 12 listopada 2010 r. w sprawie harmonogramu, kwestii administracyjnych oraz pozostałych aspektów sprzedaży na aukcji uprawnień do emisji gazów cieplarnianych na mocy dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady ustanawiającej system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie Dz.U. L 302
11. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z dnia 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii, Dz. U. UE L326/1
12. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE Dz.U. L 315, i Dz.U. L 113
13. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 347/2013 z dnia 17 kwietnia 2013 r. w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej, uchylające decyzję nr 1364/2006/WE oraz zmieniające rozporządzenia (WE) nr 713/2009, (WE) nr 714/2009 i (WE) nr 715/2009 Dz.U. L 115
14. Rozporządzenie Komisji (UE) nr 984/2013 z dnia 14 października 2013 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący mechanizmów alokacji zdolności w systemach przesyłowych gazu i uzupełniające rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 Dz.U. L 273
15. Ustawa o giełdach towarowych z dnia 26 października 2000 r., ze zm., Dz.U. 2000 Nr 103 poz. 1099

NETWORK CODS – CREATION OF EUROPEAN ENERGY LAW

The European Union is currently processing preparation of several regulations concerning different aspects of electrical energy markets and gas markets – so called network cods. The paper introduces the process of construction of the European energy law (particularly the electrical energy law). The institutions involved in this process from European Union (i.e. European Commission, ACER, ENTSO-E) as well as the member states organizations are also described. Particularly the Polish institutions involved in this process (like: URE, PSE and TGE) are described in details. ACER is an organization that coordinates and supervises the national regulatory offices, ENTSO-E coordinates mainly the technical aspects of transmission systems operation from all European countries (including non-synchronous zones). Construction of a common European market is aiming to enable unrestricted energy trade all over the Europe. This task meets meaningful technical limitations. In this field a leading role take power exchanges. Activities of the biggest power exchanges brings to live bidding zones and European regions – also described in this paper. A list of the law acts being currently compulsory in Europe is also listed in the literature of the paper.

Keywords: energy law, directive, regulation, European Union

OCZEKIWANY ZAKRES WSPÓLPRACY OPERATORÓW SYSTEMÓW PRZESYŁOWYCH Z OPERATORAMI SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH PO WEJŚCIU W ŻYCIE KODEKSÓW SIECIOWYCH ENTSO-E

Tomasz PAKULSKI¹, Jarosław KLUCZNIK²

1. Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk
tel.: 58 349 82 11; fax: 58 341 76 85; e-mail: t.pakulski@ien.gda.pl
2. Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk
tel.: 58 349 81 69; fax: 58 341 76 85; e-mail: j.klucznik@ien.gda.pl

Streszczenie: Autorzy artykułu prezentują perspektywę współpracy pomiędzy operatorami systemu przesyłowego (OSP) a operatorami systemu dystrybucyjnego (OSD) po wprowadzeniu kodeksów sieciowych przez ENTSO-E¹⁾. W artykule przedstawiono nowe obszary aktywności OSD związane z oferowaniem zagregowanych usług OSP dla potrzeb regulacji KSE z wykorzystaniem zasobów regulacyjnych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej oraz usług dla potrzeb regulacji na poziomie systemu dystrybucyjnego w ramach tworzenia Lokalnych Obszarów Bilansowania (LOB). Przedstawiono koncepcję LOB polegającą na zintegrowanym zarządzaniu lokalnymi zasobami regulacyjnymi po stronie generacji, zapotrzebowania i magazynowania energii. Scharakteryzowano możliwości wykorzystania generacji odnawialnej (OZE) do regulacji napięcia i mocy biernej w sieci dystrybucyjnej.

Słowa kluczowe: kodeksy sieciowe ENTSO-E, usługa regulacyjna, farmy wiatrowe

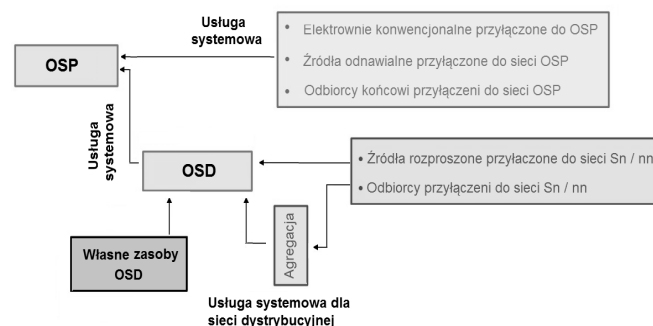
1. WSTĘP

Kodeksy sieciowe stanowią instrument w celu stworzenia jednolitego rynku energii w Unii Europejskiej. Zawierają wspólne zasady funkcjonowania i zarządzania systemami elektroenergetycznymi oraz mają na celu eliminację barier technicznych dla dalszej integracji rynku [1]. Określają wymagania zapewniające osiągnięcie i utrzymanie zadowalającego poziomu bezpieczeństwa pracy systemu poprzez skoordynowaną pracę sieci przesyłowych i systemów dystrybucyjnych m.in. poprzez zapewnienie dostępu do odpowiedniego poziomu usług systemowych (ang. *ancillary services*).

Po zatwierdzeniu kodeksów przez Komisję Europejską (KE) nowe przepisy zaczną automatycznie i niezwłocznie obowiązywać we wszystkich krajach Wspólnoty, w tym również w Polsce bez konieczności ich implementacji do przepisów prawa krajowego. Ścisła współpraca pomiędzy podmiotami tworzącymi cały sektor energetyczny (operatorzy OSP, OSD, regulatorzy, wytwórcy, odbiorcy) będzie kluczem do zapewnienia bezpiecznej pracy systemu poprzez stworzenie systemu wzajemnie współzależnego i współodpowiedzialnego [2, 3].

2. ZMIANA ROLI OSD PO WPROWADZENIU KODEKSÓW SIECIOWYCH

Na skutek wejścia w życie kodeksów sieciowych opracowanych dla ACER²⁾ i KE przez ENTSO-E, należy oczekiwać nałożenia na OSD nowych obowiązków, ale również uprawnień w procesie zapewnienia bezpieczeństwa i niezawodności pracy KSE.



Rys. 1. Zmiana roli OSD po wejściu w życie kodeksów sieci – opracowanie własne na podstawie [4]

Nowe obszary aktywności OSD mogą objąć w szczególności zagadnienia związane z:

- zarządzaniem zasobami regulacyjnymi przyłączonymi do sieci dystrybucyjnej, w tym również z zakupem przez OSD usług regulacyjnych ze źródeł i od odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej³⁾ [5];
- nadzorem i kontrolą nad dostępnością zasobów regulacyjnych oraz udostępnieniem zasobów regulacyjnych OSP w postaci zagregowanych usług, dla potrzeb regulacji KSE^{4), 5)} [6, 7];
- aktywną regulacją napięcia w sieci dystrybucyjnej, realizowaną przez OSD w oparciu o zawarte umowy z OSP⁶⁾ w celu utrzymania w punkcie przyłączenia z siecią przesyłową napięcia w zadanym zakresie [5, 8];

¹⁾ European Network of Transmission System Operators for Electricity

²⁾ Agency for the Cooperation of Energy Regulators

³⁾ NC on Demand Connection (art. 20–22)

⁴⁾ NC Loads Frequency Control and Reserves (art. 68)

⁵⁾ NC Operational Planning and Scheduling (art. 52–53)

⁶⁾ NC Operational Security (art. 10)

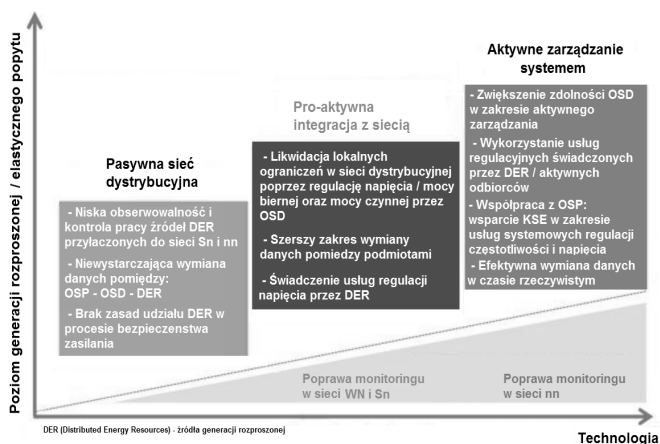
- wykorzystaniem usług dla potrzeb regulacji na poziomie systemu dystrybucyjnego, w szczególności do tworzenia Lokalnych Obszarów Bilansowania (LOB).

W zależności od wielkości mocy zainstalowanej oraz od konkretnej technologii źródła rozproszone mogą:

- dostarczać za pośrednictwem OSD / agregatora usługi systemowe dla OSP do bilansowania systemu w czasie rzeczywistym tj. regulacje częstotliwości, rezerwę mocy, zarządzanie ograniczeniami czy regulację napięcia⁷⁾.
- świadczyć usługi regulacyjne dla potrzeb OSD w celu zapewnienia bezpiecznej pracy sieci dystrybucyjnej.

W świetle zapisów kodeksów⁸⁾, sieć dystrybucyjna jest traktowana jako zagregowany odbiorca, przyłączony do sieci przesyłowej, który może świadczyć usługi systemowe w formie zagregowanego popytu DSR⁹⁾. Świadczenie usług może odbywać się na polecenie operatora OSP na podstawie stosownej umowy zawartej z operatorem / agregatorem o świadczenie takiej usługi. Kategorie usług obejmują m.in.: regulację mocy czynnej, regulację mocy biernej czy też zarządzanie redukcją ograniczeń sieciowych.

Nowa rola OSD jako aktywnego operatora systemu oferującego usługi systemowe wymagać będzie ścisłej koordynacji, współpracy z poszczególnymi OSP a OSD szczególnie w warstwie ICT w kwestii wymiany informacji odnośnie pracy źródeł rozproszonych¹⁰⁾ [4, 5, 6, 7, 8].



Rys. 2. Aktywne zarządzanie siecią dystrybucyjną – opracowanie własne na podstawie [9]

3. WYKORZYSTANIE USŁUG REGULACYJNYCH W RAMACH LOB

Koncepcja LOB ma na celu zwiększenie niezawodności dostaw energii oraz poprawę bezpieczeństwa funkcjonowania sieci dystrybucyjnych. Generalnie obszar ten można zdefiniować jako wydzieloną część systemu dystrybucyjnego, w której bieżące wytwarzanie energii jest równoważone aktualnym zapotrzebowaniem. Ponadto charakteryzuje się zdolnością do pracy wyspowej oraz możliwością podjęcia pracy synchronicznej z KSE [10, 11].

⁷⁾ Osiągnięcie elastyczności na poziomie odpowiadającym możliwościom regulacyjnym klasycznej elektrowni konwencjonalnej będzie możliwe dzięki odpowiedniej agregacji źródeł oraz integracji systemu zarządzania ich pracą na poziomie sieci dystrybucyjnej;

⁸⁾ Network Code on Demand Connection (art. 20–22)

⁹⁾ DSR – Demand Side Response

¹⁰⁾ Z punktu widzenia OSD do aktywnego zarządzania siecią w czasie rzeczywistym niezbędne będzie pozyskiwanie informacji obejmujących m.in prognozy produkcji źródeł rozproszonych, planowanie i monitoring ich pracy, dyspozycyjności, ograniczenia, etc.

Obowiązek tworzenia LOB już obecnie spoczywa na OSD, jednak bilansowanie ma charakter pasywny i zakresem nie odpowiada nowym wyzwaniom, jakim jest w szczególności intensywny rozwój generacji rozproszonej, czy rozwój działań typu *smart grid*. Pasywne prowadzenie bilansowania bazuje na aktualnych warunkach pracy sieci, ale nie uwzględnia poprawy efektywności funkcjonowania i bezpieczeństwa pracy sieci i dostaw w stanie deficytu energii lub głębokich awarii w KSE [12].

Innowacyjność LOB prowadzącego aktywne bilansowanie polega na technologicznym zintegrowaniu w ramach jednego rozwiązania aktywnego zarządzania lokalnymi zasobami po stronie wytwarzania, zapotrzebowania, magazynowania energii elektrycznej oraz sterowania siecią dystrybucyjną z wykorzystaniem dwukierunkowego przepływu mocy oraz przekazywanych informacji. Koncepcja LOB łączy nowy rodzaj usługi o charakterze systemowym, realizowanej w obszarze sieci dystrybucyjnej, który może być oferowany przez OSD na rzecz OSP jako wsparcie dla bilansowania KSE [4, 12].

LOB może być wykorzystywany m.in. do:

- bilansowania mocy czynnej i biernej z uwzględnieniem technicznych warunków pracy sieci dystrybucyjnej oraz jej współpracy z siecią przesyłową;
- odbudowy systemu po awarii systemowej, obejmującej możliwość przejścia do pracy na system wydzielony i ponownej synchronizacji z siecią¹¹⁾.

Odpowiednie zarządzanie zasobami regulacyjnymi z wykorzystaniem bilansowania lokalnego pozwoli m.in. na zwiększenie zdolności przyłączenia do sieci dystrybucyjnej źródeł generacji rozproszonej, w szczególności źródeł OZE prowadząc w efekcie do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych czy też obniżenie wskaźnika strat sieciowych, związanych z jej przesyłaniem i transformowaniem od poziomu dużych elektrowni konwencjonalnych do odbiorcy końcowego. Może prowadzić również do realnego ograniczenia szczytowego zapotrzebowania na energię z KSE.

Wdrożenie modelu bilansowania lokalnego będzie wymagać zastosowania nowych rozwiązań technicznych głównie z zakresu sieci inteligentnych.

4. TECHNICZNE MOŻLIWOŚCI ŚWIADCZENIA USŁUG REGULACYJNYCH PRZEZ POSZCZEGÓLNE ŹRÓDŁA GENERACJI ROZPROSZONEJ

Możliwości techniczne świadczenia poszczególnych usług regulacyjnych przez zidentyfikowane źródła generacji rozproszonej przyłączone do sieci dystrybucyjnej scharakteryzowano w tabeli 1 [13, 14]. Udział poszczególnych typów generacji z wyszczególnieniem technologii przedstawiono w tabeli 1.

Teoretyczną wielkość zasobów regulacyjnych w sieci dystrybucyjnej wynikającą z przyłączonej generacji określono na poziomie ok. 13 GW¹²⁾. Przedstawione wyniki wskazują, że największe zasoby regulacyjne¹³⁾ będą istniały w źródłach CHP ciepłych oraz przemysłowych, w mniejszym stopniu dotyczyć będą źródeł OZE, w przypadku któ-

¹¹⁾ W warunkach zagrożenia bezpieczeństwa pracy systemu, gdy pozwolą na to warunki techniczne

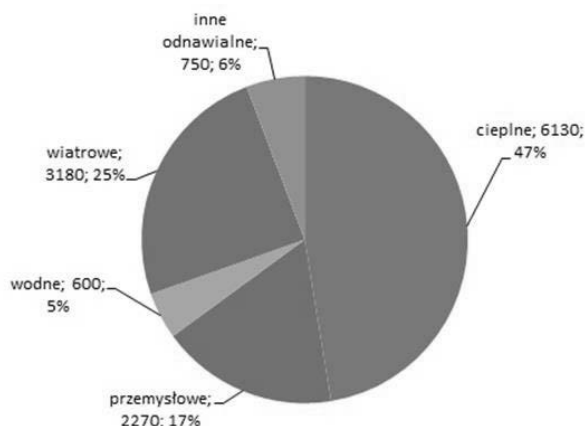
¹²⁾ Realny zakres regulacyjny powinien być wyznaczony z uwzględnieniem specyfiki konkretnej technologii, otoczenia sieciowego, okresu instalacji, wyposażenia i infrastruktury, w szczególności typu generatora, etc.

¹³⁾ Kryterium mocy zainstalowanych źródeł.

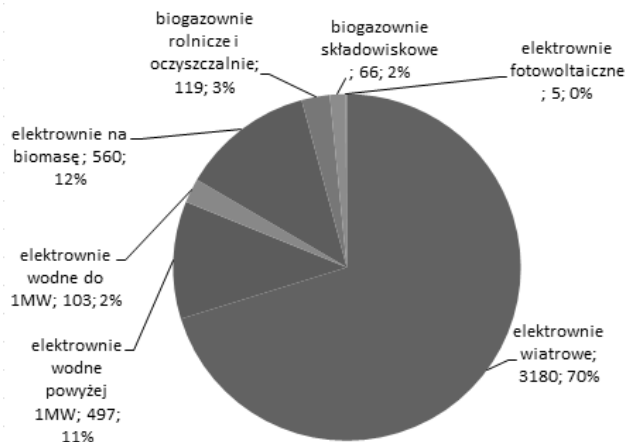
rych dominującą rolę będą prawdopodobnie odgrywać elektrownie wiatrowe.

Tabela 1. Możliwości świadczenia usług regulacyjnych przez poszczególne typy źródeł generacji rozproszonych

Typ elektrowni	Technologia	Rodzaj usługi regulacyjnej			Dyspozycyjność
		Regulacja mocy czynnej	Regulacja mocy biernej	Praca wyspowa	
Elektrownie wiatrowe	Generator synchroniczny (połączenie przez przekształtnik)	Tak	Tak	Tak	Ograniczona (zależna od warunków atmosferycznych), zwiększenie możliwości: prognozowanie, agregacja, magazynowanie energii
	Generator asynchroniczny klatkowy	Tak	Nie	Nie	
	Generator asynchroniczny, dwustronnie zasilany typu DFIG	Nie	Nie	Nie	
Biogazownie rolnicze oraz przy oczyszczalniach ścieków	Generator synchroniczny	Tak	Tak	Tak	Wysoka (b. wysoka przy wykorzystaniu zbiorników biogazu)
Biogazownie składowiskowe	Generator synchroniczny	Tak ograniczone	Tak ograniczone	Tak ograniczone	Ograniczona (zależna od zgromadzonego biogazu)
	Generator asynchroniczny	Nie	Nie	Nie	
CHP	Generator synchroniczny	Tak	Tak/ Tak ograniczone	Tak	Ograniczona (zależna od bilansu ciepła, chłodu)
Elektrownie wodne	Generator synchroniczny	Tak	Tak	Tak	Wysoka (b. wysoka przy wykorzystaniu zbiornika wodnego)
	Generator asynchroniczny	Nie	Nie	Nie	



Rys. 3. Moce zainstalowane źródeł w poszczególnych technologiach przyłączone do sieci dystrybucyjnej (z wyłączeniem jednostek JWCD) – stan na 30.09.2014 – opracowanie własne na podstawie [15, 16]



Rys. 4. Moce zainstalowane źródeł OZE w poszczególnych technologiach przyłączone do sieci dystrybucyjnej – stan na 30.09.2014 – opracowanie własne na podstawie [15, 16]

5. REGULACJA NAPIĘCIA I MOCY BIERNEJ W SIECI DYSTRYBUCYJNEJ Z WYKORZYSTANIEM FARM WIATROWYCH

Wprowadzenie kodeksów sieciowych zmieni rolę wykorzystania farm wiatrowych (FW) przyłączonych do sieci dystrybucyjnej w zakresie regulacji napięcia i mocy biernej. Umowy pomiędzy OSP a OSD zapewnią możliwość sterowania i wykorzystania generacji odnawialnej (OZE), w tym FW.

Dla efektywnego wykorzystania farm wiatrowych konieczne jest zapewnienie możliwości technicznych w zakresie sterowania. W tym celu niezbędne jest, aby farmy wiatrowe wyposażone były w układy regulacji farm wiatrowych. Układy te zapewniają spełnienie wszystkich wymagań w zakresie regulacji napięcia i mocy biernej zawartych w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Systemu Przesyłowego (IRiESP) wydanych przez PSE oraz wymagań Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Systemu Dystrybucyjnego (IRiESD) wydanych przez poszczególne spółki dystrybucyjne [17].

Są to w szczególności następujące funkcje:

- regulacja w punkcie przyłączenia według kryteriów: mocy biernej, współczynnika mocy ($\cos\phi$), napięcia według zadanych charakterystyk statycznych;
- współpraca ze sterownikiem (serwerem) siłowni wiatrowych w celu pełnego wykorzystania możliwości farmy do generacji mocy biernej;
- sterowanie statycznymi źródłami mocy biernej (dławiki, baterie kondensatorów) w procesie regulacji wybranej wielkości w punkcie przyłączenia;
- sterowanie wyłącznikami stacji FW (załączanie dodatkowego transformatora do pracy równoległej i zmiana topologii stacji w przypadku wysokiej generacji wiatrowej);
- regulacja napięć w sieci wewnątrz FW za pomocą transformatorów farmy;
- integracja układu regulacji z SCADA w stacji farmy;
- zdalne sterowanie układem regulacji z ośrodków dyspozytorskich (CDM, ODM) za pośrednictwem SCADA;
- w przypadku farm przyłączonych bezpośrednio do rozdzielni 110 kV w stacjach elektroenergetycznych NN/WN, wykorzystanie FW jako sterowanego źródła mocy biernej wspomagającego regulację transformatorową realizowaną przez układ ARST¹⁴⁾ (regulacja skoordynowana).

Farma wiatrowa wyposażona w automatykę regulacyjną, składającą się z sterownika FW i układu regulacji, z punktu widzenia systemu elektroenergetycznego i nadrzędnego układu regulacji ARST (jeśli oba układy są skoordynowane) stanowi pojedyncze, sterowalne źródło generacji mocy biernej.

Zapewnienie możliwości sterowania dużą ilością farm wiatrowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej (z poziomu OSP), wiąże się z koniecznością agregacji farm wiatrowych na wybranych obszarach. Agregacja umożliwi grupowe nadzorowanie i sterowanie pracą jednostek wytwórczych.

6. WNIOSKI

Ścisła współpraca pomiędzy OSP a innymi podmiotami tj. OSD, organami regulacyjnymi, wytwórcami, użytkownikami sieci jest niezbędna do spełnienia wymagań kodeksów ENTSO-E i osiągnięcia sukcesu w kwestii tworzenia ujedno-

¹⁴⁾ ARST – automatyczna regulacja stacji transformatorowej

liconego rynku energii w całej Unii Europejskiej. Ze względu na postępującą decentralizację systemów elektroenergetycznych szczególnie istotna jest współpraca z operatorami OSD, do sieci których intensywnie są i będą przyłączane źródła rozproszone oraz odbiorcy kreujący elastyczny popyt.

Wprowadzenie zapisów kodeksów sieciowych ENTSO-E spowoduje wzrost udziału operatorów OSD w bilansowaniu produkcji i zapotrzebowania na energię. Należy oczekiwać, że OSD staną się w dużej mierze koordynatorami aktywności energetycznej podmiotów przyłączonych do sieci, zapewniając efektywne zarządzanie pracą sieci, tym samym przyczyniając się do realizacji głównych celów polityki energetycznej Polski [12]. Będą jednocześnie pełnić rolę aktywnych menedżerów systemów dystrybucyjnych uczestniczących w budowaniu bezpieczeństwa systemu zarządzanego przez OSP [3, 9, 18].

Z zapisów kodeksów wynika, że w przyszłości przewidywane jest, że w większym niż dotychczas zakresie wykorzystania przez OSP do celów regulacyjnych zasobów po stronie podaży i popytu, przyłączonych do sieci dystrybucyjnej. Świadczenie zagregowanych usług systemowych będzie stanowiło wsparcie dla OSP w zakresie bilansowania częstotliwości i napięcia czy odbudowy systemu po głębokich awariach systemowych w KSE.

O ile pojedyncze źródła mogą posiadać różnego rodzaju wady, uniemożliwiające ich wykorzystanie w niektórych usługach, jednak odpowiednie ich zagregowanie oraz implementacja odpowiednich algorytmów sterowania pozwalają zmniejszyć lub całkowicie zniwelować te wady.

OSD świadczący zagregowane usługi systemowe będą w przyszłości cennym partnerem dla OSP w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

7. BIBLIOGRAFIA

1. <https://www.entsoe.eu/>.
2. Kaliś H., Zarządzanie redukcją obciążenia. Świadczenie usług systemowych przez przemysłowych odbiorców energii elek-

trycznej w aspekcie zapisów kodeksu sieci ENTSO-E, Czeladź, 2013.

3. Andruszkiewicz J., Uzupełnianie prawa europejskiego. Kodeksy sieciowe, Energia elektryczna, marzec 2013.
4. Delfanti M., Galliani A., Olivieri V., The new role of DSOs: Ancillary Services from RES towards a local dispatch, Cired Workshop, Rzym, czerwiec 2014.
5. ENTSO-E Network Code on Demand Connection, grudzień 2012.
6. ENTSO-E Network Code on Operational Planning and Scheduling, marzec 2013.
7. ENTSO-E Network Code on Load-Frequency Control and Reserves, czerwiec 2013.
8. ENTSO-E Network Code on Operational Security, luty 2013.
9. Stromsather J., Costa Rausa C.F., Mallet P., EvolvDSO: New and evolving DSO role for efficient DRES integration in distribution networks, Cired Workshop, Rzym, czerwiec 2014.
10. Czyżewski R., OZE: Czy system jest gotowy?, Centrum Strategii Energetycznych, czerwiec 2013.
11. Wierzbowski M., Aktywne zarządzanie pracą sieci dystrybucyjnej SN z generacją rozproszoną, Energia Elektryczna, luty 2013.
12. Wrocławski M., Lokalne obszary bilansowania, Energia elektryczna, październik 2012.
13. Korpikiewicz J., Bronk L., Pakulski T., Metodyka wykorzystania usług regulacyjnych świadczonych przez generację rozproszoną przy planowaniu rozwoju sieci SN, ActaEnergetica, czerwiec 2014.
14. Korpikiewicz J., Bronk L., Pakulski T., Możliwości świadczenia usług regulacyjnych przez generację rozproszoną, Acta Energetica, czerwiec 2014.
15. <http://www.ure.gov.pl/>.
16. <http://www.pse.pl/>.
17. Kołodziej D., Klucznik J., Wykorzystanie farm wiatrowych do regulacji napięcia i mocy biernej na przykładzie węzła Dunowo, ActaEnergetica, marzec 2014.
18. Ahmadi A.R., Kwon Y-H., Foote C., Ault G., Johnstron R., Gooding A., Technical and economical impacts of active network management on transmission system operation, Cired Workshop, Rzym, czerwiec 2014.

EXPECTED RANGE OF COOPERATION BETWEEN TRANSMISSION SYSTEM OPERATORS AND DISTRIBUTION SYSTEM OPERATORS AFTER IMPLEMENTATION OF ENTSO-E GRID CODES

Article describes perspectives of cooperation between Polish Transmission System Operator (TSO) and Distribution System Operator (DSO) after implementation of ENTSO-E grid codes. New areas of DSO activity associated with aggregation of ancillary services for National Power System (NPS) are presented. Aggregated ancillary services include control resources in distribution system and services used in the creation of Local Balancing Areas. Concept of Local Balancing Area presents integrated management of local control resources including generation, load and energy storage. Article also describes use of renewable generation sources (RES) for voltage and reactive power control in the distribution network.

Keywords: ENTSO-E grid code, ancillary services, wind farm



**STANY PRACY
SYSTEMU
ELEKTROENERGETYCZNEGO**

S2

ZARZĄDZANIE RYZYKIEM TECHNICZNYM W PROCESIE PLANOWANIA ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

Bogdan CZARNECKI¹, Piotr ZIELIŃSKI²

1. Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk
tel.: 58 349 82 20; fax: 58 341 76 85; e-mail: b.czarnecki@ien.gda.pl
2. ENERGA-OPERATOR SA
tel. 58 778 81 63; e-mail: piotr.zielinski@energa.pl

Streszczenie: Zarządzanie ryzykiem wymaga kwantyfikacji zagrożeń w kategoriach prawdopodobieństwa wystąpienia przyczyn zagrożenia, oraz konsekwencji wynikających z zaistnienia krytycznych zdarzeń. Największe zagrożenie stwarzają zdarzenia o dużym prawdopodobieństwie i co najmniej znacznych skutkach, oraz zdarzenia o dużych konsekwencjach i co najmniej znacznym prawdopodobieństwie. W tym kontekście zarządzanie ryzykiem polega na podejmowaniu działań mających na celu obniżenie prawdopodobieństwa wystąpienia przyczyn powodujących zagrożenia i/lub minimalizację skutków wystąpienia zagrożeń.

W przypadku zarządzania ryzykiem związanym z planowaniem rozwoju sieci WN, podstawowym zagrożeniem są przeciążenia sieci. Planowanie rozwoju sieci ma za zadanie między innymi zagwarantowanie niezawodności i minimalizację kosztów dostaw energii. Realizacja tych dwóch sprzecznych funkcji celu wymaga optymalizacji alokacji środków inwestycyjnych.

Słowa kluczowe: planowanie rozwoju systemu, analiza stochastyczna, zarządzanie ryzykiem

1. WSTĘP

Operatorzy funkcjonują w warunkach ograniczonych zasobów inwestycyjnych, co z kolei wymusza optymalizację alokacji środków inwestycyjnych. W związku z tym, że ilość środków którymi dysponują Operatorzy na modernizację sieci może być niewystarczająca w stosunku do potrzeb, nieoptymalna ich alokacja wiąże się z ryzykiem pogorszenia jakości i niezawodności oferowanych usług.

Zarządzanie ryzykiem wymaga kwantyfikacji zagrożeń w kategoriach prawdopodobieństwa wystąpienia przyczyn, oraz konsekwencji (kosztów) zaistnienia krytycznych zdarzeń.

Największe zagrożenie stwarzają zdarzenia o dużym prawdopodobieństwie wystąpienia i co najmniej znacznych skutkach, oraz zdarzenia o dużych konsekwencjach i co najmniej znacznym prawdopodobieństwie zaistnienia (macierz ryzyka).

W tym kontekście zarządzanie ryzykiem polega na podejmowaniu działań mających na celu obniżenie prawdopodobieństwa wystąpienia przyczyn powodujących zagrożenia lub zapobieganiu/minimalizacji skutków wystąpienia zagrożeń.

W przypadku zarządzania ryzykiem związanym z planowaniem rozwoju sieci WN, podstawowym zagrożeniem są przeciążenia sieci. Planowanie rozwoju sieci ma za zadanie między innymi równoczesne zagwarantowanie niezawodności i minimalizację kosztów dostaw energii. Realizacja tych dwóch sprzecznych funkcji celu wymaga:

1. optymalizacji zakresu inwestycji. Celem optymalizacji jest maksymalizacja korzyści z wydatkowania ograniczonych zasobów finansowych.

2. planowania rozwoju systemu oraz planowania i prowadzenia ruchu jako powiązanych, ze względu na fakt że optymalizacja decyzji inwestycyjnych na etapie planowania rozwoju będzie skutkowałą ograniczeniami (uwarunkowaniami) prowadzenia ruchu sieci.

Zapewnienie niezawodności pracy sieci w miarę wzrostu zapotrzebowania na moc odbiorców i mocy przyłączanych źródeł OZE, można zrealizować alternatywnie w oparciu o eliminację skutków wystąpienia zagrożeń na etapie planowania rozwoju systemu dzięki prowadzeniu inwestycji sieciowych lub minimalizację prawdopodobieństwa wystąpienia zdarzeń krytycznych na etapie planowania i prowadzenia ruchu systemu poprzez identyfikację i unikanie zagrożeń dla pracy systemu.

2. ZARZĄDZANIE RYZYKIEM TECHNICZNYM

Planowanie rozwoju ma za zadanie m.in. zagwarantowanie niezawodności pracy sieci oraz optymalizację alokacji środków inwestycyjnych. Zapobieganie przyczynom obniżenia niezawodności pracy sieci w miarę wzrostu zapotrzebowania na moc odbiorców i mocy przyłączanych źródeł OZE, można zrealizować poprzez:

- A. inwestycje sieciowe i rozbudowę systemu (ryzyko zawyżenia lub zaniżenia zakresu inwestycji w stosunku do rzeczywistych potrzeb)
- B. minimalizowanie ryzyka wystąpienia zdarzeń krytycznych lub ich skutków realizowane poprzez identyfikację czynników zewnętrznych, stwarzających zagrożenia dla bezpieczeństwa pracy sieci lub identyfikację bezinwestycyjnych metod unikania zagrożeń lub Identyfikacja działań alternatywnych dla modernizacji systemu, niwelujących zewnętrzne czynniki ryzyka.

Traktowanie procesów planowania rozwoju sieci oraz planowania i prowadzenia ruchu w sposób zintegrowany pozwala na alokację środków inwestycyjnych w obszarach gdzie nie są dostępne alternatywne środki unikania ryzyka.

Zarządzanie ryzykiem inwestycji sieciowych (określenie optymalnego zakresu i hierarchizacja ważności) wymaga ilościowego opisu zagrożeń - prawdopodobieństwa wystąpienia przyczyn oraz wielkości zagrożeń dla niezawodnej pracy systemu. W wyniku uzyskujemy: wybór inwestycji „odsuniętych w czasie” i hierarchizacja inwestycji „do zrealizowania” w oparciu o wskaźniki efektywności

Narzędziem dla ilościowej oceny zagrożeń niezawodności jest metodyka probabilistyczna (*probabilistic power flow*).

3. MIARY RYZYKA

Wzajemna koordynacja i skorelowanie włączeń planowanych z innymi czynnikami sprzyjającymi wystąpieniu przeciążeń pozwoli skutecznie zniwelować ryzyko zagrożeń pracy sieci. Poniżej zestawiono krytyczne zdaniem autora cechy pozwalające na ocenę możliwości skoordynowania włączeń z warunkami pracy sieci w celu unikania przeciążeń oraz oceny celowości i zakresu niezbędnych modernizacji i rozbudowy sieci:

1. Średnia roczna ilość energii zagrożonej nieprzesłaniem ze względu na przeciążenia,
2. Średni roczny czas trwania przeciążeń elementu sieci,
3. Średni czas trwania pojedynczego przeciążenia elementu sieci,
4. Ilość elementów sieci, wyłączenie których powoduje powstawanie przeciążeń badanej linii,
5. Poziom węzłowego i/lub obszarowego zapotrzebowania na moc odbiorców, przy którym występują przeciążenia badanego elementu sieci,
6. Poziom węzłowej i/lub obszarowej generacji lokalnej, przy którym występują przeciążenia badanego elementu sieci.

4. NARZĘDZIA ANALIZY RYZYKA

Prowadząc deterministyczne analizy rozwoju sieci elektroenergetycznej, w pierwszej kolejności bierze się pod uwagę przeciążające się elementy sieci. Decyzje o modernizacji podejmowane są na podstawie maksymalnych zarejestrowanych przeciążeń w stanach N-1 lub N-2, bez uwzględnienia oczekiwanego średniego rocznego czasu trwania przeciążeń oraz stanu otoczenia warunkującego pracę systemu (zapotrzebowanie na moc, pogoda) etc.

W analizach ryzyka prowadzonych za pomocą metod probabilistycznych proponuje się w pierwszej kolejności przeprowadzenie badań elementów których wyłączenia powodują przeciążanie się innych elementów sieci. Przykład zestawienia linii ulegających przeciążeniom ze względu na poziom lokalnej generacji w warunkach wyłączenia badanego elementu sieci przedstawiono w tabelicy 1.

Tabela 1. Zestawienie przeciążeń elementów sieci związanych z wyłączeniem elementu

Element przeciążający się	Energia zagrożona nieprzesłaniem [MWh/a]	Czas trwania przeciążeń w roku [h/a]	Obszarowy poziom generacji lokalnej											
			0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	
L_1^P	2,9	13	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10	3	0
L_2^P	4,4	32	-	-	-	-	-	-	-	-	6	11	4	1
L_3^P	2	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	2
L_4^P	5,4	41	-	-	-	-	-	-	-	-	7	14	5	1
....														
L_1^W		60	30	20	10	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Suma		152												

Wyznaczenie obszarowej generacji lokalnej wymaga określenia obszaru na którym przyłączone są źródła. Proponuje się przyjąć, że obszar powiązany z wyłączanym elementem obejmuje węzły sieci, w których zmiana generacji (lub obciążenia) powoduje adekwatne zmiany przepływu mocy przez badany element. Przez obszarowy poziom generacji lokalnej rozumiana jest moc oddawana do sieci przez źródła (farmy wiatrowe) przyłączone do tych węzłów sieci, wyrażona jako procent mocy zainstalowanej tych źródeł.

Błąd! Nie można odnaleźć źródła odwołania. zawiera czasy [h/a] przez który występowało przeciążenie linii przy zadanym wyłączanym elemencie sieci i poziomie generacji obszarowej. Wielkość przeciążenia nie ma w tym przypadku znaczenia, ponieważ przekroczenie dopuszczalnego obciążenia linii ma charakter dwustanowy (0/1) i jest nieakceptowalne.

Przy wyłączeniu elementu sieci L_n^W , linie L_1^P do L_4^P przeciążają się wyłącznie w warunkach generacji wiatrowej, większej niż 70% mocy zainstalowanej. Skorelowanie planowanych włączeń elementu z prognozowaną na dzień następny generacją pozwoli na uniknięcie modernizacji linii L_1^P do L_4^P (pod warunkiem że odstawienie linii L_n^W jest jedynym powodem przeciążeń).

Równocześnie niezbędna może się okazać modernizacja linii L_i^P , jeżeli (na skutek koordynacji) wyłączenia L_n^W będą miały miejsce w czasie gdy generacja wiatrowa będzie mniejsza od 40% mocy zainstalowanej farm w obszarze. Modernizacja ta jest tym bardziej uzasadniona, ponieważ wynika z niedostatecznych zdolności przesyłowych dedykowanych potrzebom odbiorców energii (przeciążenia elementu spowodowane są brakiem lokalnej generacji, prawdopodobnie w warunkach wysokiego zapotrzebowania na moc).

Jeżeli przeciążenia występują w pełnym zakresie generacji obszarowej od 0% do 100%, oznacza to że ich występowanie nie zależy od generacji obszarowej i nie ma potrzeby koordynacji wyłączeń ze względu na warunki meteorologiczne.

Na podstawie statystyk pracy grupy farm wiatrowych możliwe jest określenie przez ile godzin w roku, w podziale na sezony i godziny doby, generacja wiatrowa przekracza dopuszczalny poziom ze względu na przeciążenia linii L_1^P do L_4^P oraz na określenie jak bardzo może to zakłócić proces planowania włączeń, w szczególności:

1. przez jaki procent czasu pracy służb zajmujących się pracami sieciowymi, nie będzie możliwe prowadzenie prac związanych z linią L_n^W , oraz
2. w jakiej relacji pozostają : skrócony czas dostępny dla wyłączeń elementu L_n^W i łączny roczny czas wyłączeń L_n^W , wymagany ze względu na normalną eksploatację.

Działaniem komplementarnym dla koordynacji włączeń elementu L_n^W może być również decyzja o zaniżaniu mocy farm wiatrowych. Dla oceny zasadności zaniżeń należało by odnieść wartość produkcji utraconej grupy farm wiatrowych w okresie wieloletnim (czas na jaki modernizacja sieci została odroczone) do kosztów unikniętych modernizacji linii L_1^P do L_4^P . Ilościowo roczną produkcję utraconą FW jest stosunkowo łatwo określić. Ze względu na fakt, że produkcja FW w obszarze jest silnie skorelowana, należy wybrać największy czas trwania przecięcia wszystkich linii w kolejnych przedziałach mocy oddawanej do systemu przez FW , pomnożyć przez moc zainstalowaną FW w obszarze oraz różnicę {przedział mocy FW – 60% (brak przeciążeń)}. W rozpatrywanym przykładzie będzie to rocznie :

$$E_U = P_{INST} \times \sum_{i=1}^n [(70\% - 60\%) \times 7 + (80\% - 60\%) \times 14 + (90\% - 60\%) \times 5 + (100\% - 60\%) \times 2] \quad (1)$$

gdzie: P_{INST} – obszarowa moc zainstalowana farm wiatrowych

W wyniku otrzymujemy 5,8 P_{INST} [MWh]. Jak widać na powyższym przykładzie, nie będzie to suma energii zagrożonej nieprzesłaniem wszystkimi liniami L_1^P do L_4^P , ponieważ redukcja generacji do poziomu 60% zlikwiduje przecią-

zenia na wszystkich liniach. Uzgodniony zakres koordynacji wyłączeń elementu L_n^W znoszący przeciążenia linii L_1^P do L_4^P zostanie uwzględniony w analizie kolejności wykonywania modernizacji sieciowych.

Analogiczne rozważania należy przeprowadzić dla przeciążeń wynikających z zapotrzebowania na moc odbiorców. W tym przypadku działaniami komplementarnymi do koordynacji wyłączeń będą programy zarządzania obciążeniem (redukcja zapotrzebowania na żądanie Operatora Systemu).

W efekcie otrzymuje się uzgodnioną listę wyłączeń elementu L_n^W , skoordynowaną pomiędzy sobą oraz z warunkami pracy sieci niezależnymi o Operatora (warunki meteo i zapotrzebowanie na moc).

Jeżeli dla elementu L_n^W nie udało się uzgodnić skoordynowanej listy wyłączeń, należy rozważyć opcję budowy równoległego do L_n^W ciągu liniowego L_n^W . Zakłada się przy tym, że co najmniej z ciągów będzie załączony. Kryterium wyboru pomiędzy nowym ciągiem liniowym L_n^W (jeżeli istnieje techniczna możliwość budowy) i modernizacją wszystkich elementów L_1^P do L_i^P , jest koszt inwestycyjny. Należy przy tym uwzględnić, że algorytm wyboru zakresu modernizacji L_1^P do L_i^P dopuszcza warianty niecałkowitej likwidacji przeciążeń, podczas gdy budowa nowego ciągu liniowego znosi je całkowicie.

Analogicznej analizie powinny zostać poddane wszystkie elementy L_n^W , których wyłączenia powodują powstawanie przeciążeń innych elementów sieci.

Jeżeli dla przeciążającego się elementu L_i^P udało się uzgodnić koordynację wszystkich wyłączeń L_n^W , powodujących przeciążenia, to jego modernizację można odsunąć w czasie. Pozostałe elementy przeciążające się, dla których nie zdołano uzgodnić koordynacji wszystkich wyłączeń, należy uszeregować pod względem ważności przeprowadzenia inwestycji w taki sposób, by inwestowane środki były wydatkowane w sposób najbardziej efektywny. Przykład danych do analizy zestawiono w tabela 2.

Tabela 2. Zestawienie przeciążeń elementu sieci związanych z wyłączeniami innych elementów sieci

Element przeciążający się	Energia zagrożona nieprzesłaniem [MWh/a]	Łączny czas przepięcia w roku [h/a]	Energia zagrożona nieprzesłaniem w zależności od wielkości przeciążeń													
			0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100			
L_1^W	2,9	13	47 %	24 %	20 %	6 %	3 %	1 %								
L_2^W	4,4	32	56 %	27 %	13 %	3 %	1 %									
L_3^W	2	6	63 %	26 %	5 %	5 %										
L_4^W	5,4	41	32 %	25 %	17 %	11 %	6 %	5 %	3 %	1 %						
....																
L_n^W		60														
SUMA		152	44 %	25 %	16 %	7 %	4 %	2 %	1 %	0 %						

Tabela 2 zawiera między innymi procentowy podział energii zagrożonej nieprzesłaniem pomiędzy przedziały określone wielkościami przeciążeń. Możliwe zakresy modernizacji są wielkościami dyskretnymi wynikającymi ze zmiany temperatury pracy lub przekroju przewodów.

Miarą efektywności inwestycji jest wskaźnik wyznaczony jako stosunek łącznych kosztów: modernizacji i zaniechania modernizacji, do energii „odzyskanej” (zagrożonej nieprzesłaniem w wariantcie bezinwestycyjnym, którą uda się przesłać po wykonaniu inwestycji)

$$w_i^k = \frac{Km_i^k + c \times Kz_i^{k+}}{c \times \sum_n \sum_k E_{P,i}^{n,k}} \quad (2)$$

gdzie: w_i^k – wskaźnik efektywności inwestycji pole-gającej na modernizacji linii i w wariantcie k ¹⁾

Km_i^k – koszt modernizacji linii i w wariantcie k

Kz_i^{k+} – koszt zaniechania modernizacji linii i powyżej w wariantcie k (koszt nieprzesłania wymaganej ilości energii)

$E_{P,i}^{n,k}$ – energia zagrożona nieprzesłaniem liną i przy wyłączeniu elementu n , której przesłanie będzie możliwe po zrealizowaniu wariantu modernizacji k

i – numer przeciążającej się linii

n – numer wyłączanego elementu sieci

k – wariant modernizacji linii i gwarantujący wzrost zdolności przesyłowych o określoną wartość

c – czas życia inwestycji sieciowej [lata]

Koszt Kz_i^{k+} zaniechania modernizacji linii i powyżej w wariantcie k jest związany z energią zagrożoną nieprzesłaniem (w przypadku gdy wariant modernizacji k nie zapewnia całkowitej likwidacji przeciążeń linii i), i jest rodzajem kary dla Operatora Systemu za nieprzesłanie wymaganej ilości energii. Suma kosztów nakładów inwestycyjnych i kosztów zaniechań inwestycji konstituują łączny koszt poniesiony przez Operatora Systemu. Energia „odzyskana” (przesyłna) $E_{P,i}^{n,k}$ stanowi korzyść.

Wskaźnik w_i^k obrazuje efektywność wydatkowania środków inwestycyjnych w horyzoncie czasowym c . Proponuje się, by koszt zaniechania modernizacji linii i powyżej w wariantcie k był wyznaczany jako funkcja

$$Kz_i^{k+} = f(E_{N,i}^{n,k}, C_K) \quad (2)$$

gdzie: $E_{N,i}^{n,k}$ – ilość nieprzesłanej energii liną i przy wyłączeniu elementu n , ze względu na niedostateczny zakres modernizacji k ,

$$E_{N,i}^{n,k} \leq E_{P,i}^{n,k}$$

C_K – kara na nieprzesłanie energii.

Rodzaj funkcji opisującej zależność kosztów niedostarczenia energii powinien zostać dobrany empirycznie. Wzrost zakresu inwestycji spowoduje wzrost Km_i^k , i w konsekwencji spadek Kz_i^{k+} , przy równoczesnym wzroście $E_{P,i}^{n,k}$ (wzór (1)). Jeżeli jednak funkcja wyznaczenia Kz_i^{k+} będzie preferowała głęboki zakres inwestycji (znaczna wartość Kz_i^{k+} przy stosunkowo niewielkiej $E_{N,i}^{n,k}$), może to prowadzić do znacznego wzrostu kosztów inwestycyjnych przy nieznacznym przyroście energii „odzyskanej” $E_{P,i}^{n,k}$. W efekcie możliwe jest doprowadzenie do sytuacji, w której wzrostowi zdolności przesyłowych nie towarzyszy prognozowany wzrost zapotrzebowania na moc (ze względu na wzrost cen energii zawierających koszty rozbudowy systemu), co w efekcie może prowadzić do przewymiarowania inwestycji w stosunku do rzeczywistych (prognozowanych na etapie analiz rozwoju systemu) potrzeb.

5. WNIOSKI

Zarządzanie ryzykiem inwestycji w oparciu o wyniki analiz stochastycznych polega w szczególności na:

¹⁾ przez wariant modernizacji rozumie się przyrost zdolności przesyłowych w stosunku do stanu przed modernizacją

1. identyfikacji zagrożeń, których można unikać bezinwestycyjnie, w szczególności przez zarządzanie planowymi wyłączeniami elementów sieci i odsunięcie w czasie

inwestycji dla których istnieją alternatywne techniczne rozwiązania obniżenia prawdopodobieństwa wystąpienia zagrożeń,

2. optymalizacji zakresu modernizacji sieci WN z uwzględnieniem prawdopodobieństwa wystąpienia zagrożeń i ich potencjalnych skutków,
3. priorytetyzacji inwestycji ze względu na koszty i poprawę wskaźników funkcjonowania sieci, mogącą polegać na pierwszeństwie modernizacji linii przeciążającej się w niewielkim stopniu przez stosunkowo długi czas w roku, przed linią mogącą przeciążyć się w znacznie większym stopniu przez krótki czas w roku (niewielkie prawdopodobieństwo wystąpienia).

Proponowana metodyka pozwala na ilościową ocenę zagrożeń w kategoriach prawdopodobieństwa wystąpienia przyczyn i wielkości zagrożeń. Wynikiem analiz ryzyka zakresu inwestycji prowadzonych w oparciu o stochastyczne metody symulacji pracy sieci są:

1. Rozkłady prawdopodobieństwa obciążeń (przeciążeń) linii w kategoriach wielkości, czasu trwania i energii zagrożonej nieprzesłaniem.
2. Wytyczne dot. koordynacji planowania wyłączeń elementów sieci, pozwalające na unikanie (zmniejszenie prawdopodobieństwa wystąpienia) przeciążeń:

- a) tablica zabronionych kombinacji wyłączeń par elementów sieci,
 - b) tablice dozwolonych wyłączeń w funkcji obszarowych:
 - zapotrzebowania na moc odbiorców, oraz
 - poziomu generacji lokalnej.
3. Wytyczne dotyczące działań komplementarnych dla koordynacji wyłączeń, pozwalających na unikanie przeciążeń sieci:
 - a) łączny czas trwania w roku redukcji mocy oddawanej do sieci przez FW lub pobieranej przez odbiorców,
 - b) jednorazowy czas ograniczeń w roku (ocena czy odbiorca zgodzi się na udział w programie ze względu na ograniczenia wynikające np. z procesu technologicznego, determinującego zapotrzebowanie na moc),
 - c) wolumen energii utraconej w roku (nie oddanej przez wytwórcę lub nie pobranej przez odbiorcę). W odniesieniu do wytwórców jest to istotny element decyzji o podjęciu inwestycji,
 - d) częstość występowania ograniczeń (długość przerw pomiędzy ograniczeniami, mogąca mieć wpływ na skłonność Odbiorcy do przystąpienia do programu zarządzania obciążeniem),
 - e) wymagana wielkość redukcji generacji lub zapotrzebowania na moc. Kluczowy element dla wyznaczenia minimalnej wymaganej ilości pomiotów uczestniczących w programie zarządzania obciążeniem.

W efekcie należy oczekiwać poprawy efektywności inwestowania w rozwój sieci WN.

TECHNICAL RISK MANAGEMENT OF GRID DEVELOPMENT PLANNING

Risk management needs to be quantified in terms of probability of events causes threads, and the consequences of the occurrence of critical events. The greatest threats are caused by events of a high probability and at least significant consequences, and events with very serious consequences, and at least a significant probability. In this context, risk management is to take actions to reduce probability of the events causing the threat or minimize the effects of hazards.

Managing the risks associated with high-voltage grid development planning, the primary threat is network congestion. Network development planning aims, i.a., ensuring reliability and minimizing the cost of energy supply. The implementation of these trade off pose to optimize the allocation of investment expenditures. Maintaining the reliability of the network in the future, with the increase in demand and power of connected renewable energy sources, can be realized alternatively based on:

- minimize the effects of threats through planning the network reinforcement.
- minimize probability of critical events while planning and operating the future system by identifying and avoiding risks.

Keywords: grid development planning, risk management, probabilistic power flow

NIEZAWODNOŚĆ BLOKÓW ENERGETYCZNYCH W POLSCE I NA ŚWIECIE

Józef PASKA

1. Politechnika Warszawska, Instytut Elektroenergetyki, Zakład Elektrowni i Gospodarki Elektroenergetycznej
tel.: 22 234 58 64; e-mail: Jozef.Paska@ien.pw.edu.pl

Streszczenie: Jednym z podsystemów systemu elektroenergetycznego jest podsystem wytwórczy, złożony z bloków energetycznych, których niezawodność determinuje w dużym stopniu niezawodność systemu elektroenergetycznego i pewność zasilania energią elektryczną odbiorców.

W artykule przedstawiono definicje podstawowych wskaźniki niezawodności bloków energetycznych, stosowane w Polsce i na świecie. Dokonano porównania i analizy ich wartości na podstawie danych publikowanych przez Agencję Rynku Energii (Polska), GADS (NERC – Północnoamerykańska Rada ds. Niezawodności w Elektroenergetyce) i WEC (Światowa Rada Energetyczna). Zasygnalizowano również niedostatki i brak jednolitego krajowego systemu zbierania i przetwarzania danych o awaryjności urządzeń elektroenergetycznych.

Słowa kluczowe: niezawodność, bloki energetyczne, wskaźniki niezawodności.

1. WSTĘP

Badanie awaryjności urządzeń elektroenergetycznych ma bardzo bogatą tradycję.

Niezawodność dużych (≥ 120 MW) bloków energetycznych zawsze miała, i nadal ma, duże znaczenie dla pracy krajowego systemu elektroenergetycznego [5–9]. Próbę wdrożenia w elektrowniach systemu gromadzenia i przetwarzania danych o awaryjności (o nazwie SENE) podjęto pod koniec lat siedemdziesiątych XX wieku. Elektrownie jednak zgodnie odrzuciły system ze względu na ogromną ilość wprowadzanych do niego informacji. Drugą przyczyną niechęci elektrowni do systemu był ówczesny sprzęt komputerowy, który wymagał wypełniania bardzo nie lubianych formularzy.

Ukazanie się w 1987 r. „Instrukcji badania zakłóceń w elektrowniach i sieciach elektroenergetycznych” [3] dało podstawy do opracowania nowego systemu komputerowego o nazwie „AWARYJNOŚĆ” – odmiennego dla sieci elektroenergetycznych i dla elektrowni.

System badania awarii w elektrowniach został wdrożony od 1 stycznia 1989, na trzech poziomach struktury organizacyjnej elektroenergetyki: w elektrowniach; w okręgach energetycznych; w Centrum Informatyki Energetyki, działającym w imieniu Wspólnoty Energetyki i Węgla Brunatnego.

System dla wszystkich elektrowni działał tylko jeden rok, do czasu decentralizacji elektroenergetyki. Część blokowa systemu działa do dzisiaj. W zamian za dane oraz finansowanie bazy elektrownie otrzymują w wybranych przez siebie cyklach: zestawienia zbiorcze, wszelkie inne informacje pochodzące z bogatego zbioru oraz nowe wersje oprogramowania systemu.

Blackout, który miał miejsce w 1965 r. w północno-wschodniej części USA i w Kanadzie pozbawił elektryczno-

ści ok. 30 mln ludzi. W konsekwencji tego faktu utworzono NERC (ang. *North American Electric Reliability Corporation*) – Północno-Amerykańską Radę/Korporację ds. Niezawodności Urządzeń Elektrycznych. Demonopolizacja i deregulacja elektroenergetyki przyniosły ze sobą zagrożenie niezawodności dostarczania energii elektrycznej. Lekcja kalifornijska lat 2000/2001 i kolejne *blackouty* w USA, Wielkiej Brytanii, Włoszech potwierdziły wagę niezawodności systemu elektroenergetycznego.

Północno-Amerykańska Korporacja ds. Niezawodności Urządzeń Elektrycznych prowadzi System Danych o Dyspozycyjności Jednostek Wytwórczych (GADS – *Generating Availability Data System*) w imieniu wszystkich amerykańskich firm energetycznych oraz kanadyjskich i innych członków NERC, uczestniczących w tym przedsięwzięciu. Uczestnictwo w GADS jest dobrowolne a uczestnicy reprezentują prawie 90% mocy zainstalowanej w Ameryce Północnej [1–2, 10].

Opracowana przez NERC instrukcja zgłaszania danych zawiera procedury i formaty przedkładania informacji na potrzeby systemu GADS. Mają one na celu ujednoczenie zgłaszania informacji o konstrukcji bloku, postojach i pracy z obniżoną mocą oraz wybranych informacji ogólnych na temat osiągnięć bloku. Wszystkie wymagania i definicje oparto na normie 762 ANSI/IEEE „*Definitions for Reporting Electrical Generating Unit Reliability, Availability and Productivity*”.

Dostarczanie danych przy użyciu aktualnego formularza GADS rozpoczęło się w roku 1982, zastępując procedury będące w użyciu od początku lat sześćdziesiątych. Forma rejestracji danych dla GADS zapewnia opis typów i przyczyn postojów oraz pracy z obniżoną mocą, zarówno dla całego bloku, jak i dla elementu, który uległ awarii. Można to jeszcze uzupełnić poprzez opis typu i charakteru awarii, bezpośredniej przyczyny awarii i czynników, które się do niej przyczyniły oraz przedsięwziętych działań zaradczych. Informacja o osiągnięciach obejmuje informacje o wartościach mocy bloku, wytworzonej energii, charakterystyce obciążenia bloku oraz opis zużytych paliw. Wszyscy uczestnicy otrzymują roczne publikacje GADS oraz instrukcję przekazywania danych. Roczne publikacje są też dostępne dla firm energetycznych nie zrzeszonych w NERC i osób zainteresowanych.

2. WSKAŹNIKI OBLICZANE W SYSTEMACH AWARYJNOŚĆ I GADS

W Agencji Rynku Energii SA (dawniej Centrum Informatyki Energetyki) dokonuje się oceny awaryjności i dyspozycyjności bloków energetycznych dużej mocy (o mocach ≥ 120 MW) w elektrowniach ciepłych I dużych bloków

ciepłowniczych (w EC Siekierki i EC Kraków-Łęg) za odpowiedni okres [4, 9, 12]. Dla każdego bloku oraz grup bloków o mocy jednostkowej należącej do określonego przedziału są obliczane odpowiednie parametry niezawodnościowe i eksploatacyjne.

W pierwszej kolejności są obliczane liczby i czasy trwania wyróżnionych stanów:

$$\langle T_p, T_r, T_{kp}, T_s, T_b, T_a, T_k, L_r, L_{kp}, L_s, L_b, L_a, L_w \rangle$$

gdzie: T_p – czas pracy bloku lub grupy bloków w rozpatrywanym okresie,

T_r – czas postojów bloku lub grupy bloków w rezerwie w rozpatrywanym okresie,

T_{kp} – czas postojów bloku lub grupy bloków w remoncie kapitalnym,

T_s – czas postojów bloku lub grupy bloków w remoncie średnim,

T_b – czas postojów bloku lub grupy bloków w remoncie bieżącym,

T_a – czas postojów bloku lub grupy bloków w remoncie awaryjnym,

T_k – czas okresu, za który wykonywane są obliczenia (wartość ta jest w systemie obliczana ale służy tylko do obliczenia wskaźników, nie jest więc nigdzie drukowana),

L_r – liczba postojów w rezerwie,

L_{kp} – liczba postojów w remoncie kapitalnym,

L_s – liczba postojów w remoncie średnim,

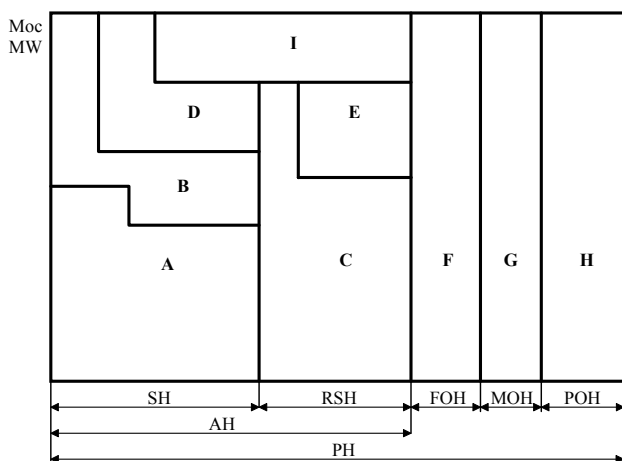
L_b – liczba postojów w remoncie bieżącym,

L_a – liczba postojów w remoncie awaryjnym,

L_w – liczba wszystkich postojów.

Na podstawie wyżej wymienionych wielkości są obliczane następujące wskaźniki [4]:

- wskaźnik dyspozycyjności AF;
- udział czasu awarii w czasie kalendarzowym FOF;
- wskaźnik awaryjności FOR;
- wskaźnik wykorzystania mocy zainstalowanej GCF;
- wskaźnik użytkowania mocy osiągalnej GOF;
- wskaźnik remontów planowych SOF;
- wskaźnik wykorzystania czasu kalendarzowego SF;
- średni czas ruchu (obliczeniowy) ART.



Rys. 1. Ilustracja wielkości wykorzystywanych przy obliczaniu wskaźników niezawodnościowych bloku energetycznego w systemie GADS:

SH – czas pracy; RSH – czas odstawienia do rezerwy; FOH – czas postoju wymuszonego; MOH – czas postoju na obsługę techniczną; POH – czas postoju planowanego; AH – czas dyspozycyjności; PH – czas okresu; I – trwałe ubytki mocy (wady układu technologicznego); D – praca bloku z obniżoną mocą ze względu na czynniki zewnętrzne (np.: wzrost temperatury w naturalnych zbiornikach wody chłodzącej); B – praca bloku z obniżoną mocą ze względu na to, że dana elektrownia musi współpracować w systemie z innymi jednostkami (konieczność podążania za obciążeniami); A – praca bloku, rzeczywiste wytwarzanie energii; E – ten obszar przedstawia obniżenie mocy będącej w rezerwie, ze względu na te same czynniki co w D; C – moc pozostająca w rezerwie; F – postój wymuszony; G – postój na obsługę techniczną; H – postój planowany

Ilustrację podejścia i wielkości występujących w systemie GADS stanowi rysunek 1, przedstawiający moc w funkcji czasu. Całkowitą wysokością wykresu jest moc osiągalna netto (NMC), zaś jego całkowitą szerokość stanowi czas okresu (PH). Zatem, całkowite pole powierzchni, $Y = NMC \times PH$, stanowi łączną energię, jaką można byłoby wytworzyć w danym okresie, gdyby blok pracował nieprzerwanie z maksymalną mocą.

Na podstawie wartości czasu trwania różnych stanów bloku, poziomów mocy oraz ilości energii można obliczyć wskaźniki niezawodnościowe i eksploatacyjne bloku. Niektóre z tych wskaźników są obliczane w oparciu o godziny rozpatrywanego okresu.

Pole Y dzieli się na kilka segmentów pionowych. Segmenty obejmujące czas dyspozycyjności podzielono jeszcze na sekcje w celu pokazania energii związanej z poszczególnymi poziomami obniżek mocy. Wskaźniki bloku można wyrazić jako procentowe części powierzchni całkowitej z rysunku 1.

W systemie GADS obecnie oblicza się dla bloków energetycznych 17 wskaźników „bezpośrednich” i 7 wskaźników „ważonych” (tylko dla grup bloków). Są to: ART (*Average Run Time*), SR (*Starting Reliability*), NCF (*Net Capacity Factor*), NOF (*Net Output Factor*), SF (*Service Factor*), AF (*Availability Factor*), EAF (*Equivalent Availability Factor*), FOR (*Forced Outage Rate*), EFOR (*Equivalent Forced Outage Rate*), EFORd (*Equivalent Forced Outage Rate demand*), SOF (*Scheduled Outage Factor*), FOF (*Forced Outage Factor*), UOF (*Unplanned Outage Factor*), EUOF (*Equivalent Unplanned Outage Factor*), EUOR (*Equivalent Unplanned Outage Rate*), POF (*Planned Outage Factor*), MOF (*Maintenance Outage Factor*); WSF (*Weighted Service Factor*), WAF (*Weighted Availability Factor*), WEAf (*Weighted Equivalent Availability Factor*), WFOR (*Weighted Forced Outage Factor*), WEFOR (*Weighted Equivalent Forced Outage Rate*), WSOF (*Weighted Scheduled Outage Factor*), WFOF (*Weighted Forced Outage Factor*).

W charakterze „wagi” wykorzystuje się moc osiągalną netto (NMC – *Net Maximum Capacity*) a na szczególną uwagę zasługują wskaźniki SR, EAF, EFOR, nie obliczane w systemie „AWARYJNOŚĆ”, w których (EAF, EFOR) uwzględnia się też ubytki mocy (planned, sezonowe, awaryjne).

3. WARTOŚCI WSKAŹNIKÓW NIEZAWODNOŚCI KRAJOWYCH BŁOKÓW ENERGETYCZNYCH W OSTATNICH LATACH

W Agencji Rynku Energii SA (dawniej Centrum Informatyki Energetyki) dokonuje się oceny awaryjności i dyspozycyjności bloków energetycznych dużej mocy (o mocach ≥ 120 MW) w elektrowniach ciepłych i dużych bloków ciepłowniczych (w EC Siekierki i EC Kraków-Łęg) za odpowiedni okres [4, 9, 12]. Dla każdego bloku oraz grup bloków o mocy jednostkowej należącej do określonego przedziału są obliczane odpowiednie parametry niezawodnościowe i eksploatacyjne.

W tabeli 1 przedstawiono zbiorcze zestawienie parametrów niezawodnościowych i eksploatacyjnych krajowych bloków energetycznych z lat 2011–2013.

Tablica 1. Parametry niezawodnościowe i eksploatacyjne bloków energetycznych w latach 2011–2013 [4]

Grupy bloków	Wskaźniki							
	AF	FOF	FOR	GCF	GOF	SOF	SF	ART
	%							
	h							
Węgiel brunatny – bloki kondensacyjne (33 bloki)								
	82,2	4,3	5,4	67,7	86,5	13,6	75,5	331,6
120–199 MW (5 bloków)	84,6	1,9	2,8	60,8	91,6	13,4	66,4	291,0
200–299 MW (14 bloków)	80,7	7,6	9,4	60,4	81,2	11,7	73,2	292,0
300–499 MW (13 bloków)	82,4	1,8	2,2	71,5	88,5	15,8	80,7	398,0
> 500 MW (1 blok)	88,6	1,6	1,8	79,5	90,1	9,8	88,2	374,0
Biomasa – bloki kondensacyjne (1 blok)								
200–299 MW	83,4	4,5	5,5	74,6	97,3	12,1	76,7	222,4
Węgiel kamienny – bloki kondensacyjne (66 bloków)								
	84,9	2,9	4,2	51,4	74,6	12,2	66,3	208,5
120–199 MW (14 bloków)	87,5	3,0	5,6	37,5	70,6	9,5	51,4	170,3
200–299 MW (45 bloków)	84,4	2,8	3,8	54,4	75,3	12,8	70,7	211,8
300–499 MW (5 bloków)	81,7	3,3	4,4	55,0	74,9	15,0	72,1	260,6
> 500 MW (2 bloki)	85,6	3,4	5,7	43,3	73,3	11,0	55,9	306,4
Węgiel kamienny – bloki ciepłownicze (8 bloków)								
120–199 MW	73,4	3,5	5,4	49,2	80,2	23,1	61,7	349,8
Razem bloki kondensacyjne i ciepłownicze (108)								
	83,3	3,4	4,7	57,8	79,7	13,3	68,9	245,8
120–199 MW (27 bloków)	83,2	2,9	4,9	47,3	78,8	13,8	57,1	224,7
200–299 MW (60 bloków)	83,5	4,0	5,3	55,8	76,7	12,5	71,3	227,0
300–499 MW (18 bloków)	82,2	2,2	2,8	66,8	84,8	15,6	78,3	350,7
> 500 MW (3 bloki)	86,4	2,9	4,3	56,9	81,2	10,7	64,5	327,9

Z tablicy 1 wynika, że najniższą awaryjność (FOR) w analizowanym okresie miał blok 858 MW na węgiel brunatny, najwyższą zaś bloki o mocy 120÷199 MW na węgiel kamienny. Najwyższą dyspozycyjność (AF) osiągnął nowoczesny blok 858 MW, natomiast najniższą – bloki o mocy 300÷499 MW na węgiel kamienny.

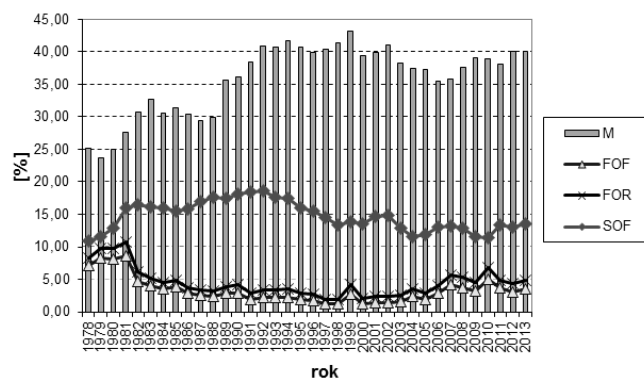
Na rysunku 2 przedstawiono zmiany wybranych wskaźników niezawodności bloków kondensacyjnych na tle marginesu mocy w krajowym SEE w latach 1978–2013.

Margines mocy z rys. 2 został zdefiniowany jako:

$$M = \frac{P_{os} - Z_s}{P_{os}} \times 100,$$

gdzie: P_{os} – średnia roczna moc osiągalna energetyki zawodowej w szczycie wieczornym dni roboczych,

Z_s – średnie roczne zapotrzebowanie na moc w szczycie wieczornym (z dni roboczych).



Rys. 2. Zmiany marginesu mocy i wybranych wskaźników niezawodności bloków kondensacyjnych w latach 1978–2013

Do 1980 roku średni roczny margines mocy nie przekraczał 25%. Oznacza to, że zimą, margines ten spadał w krytycznych dniach nawet poniżej 10%. W szczycie zapotrzebowania na moc elektryczną dochodziło do przeciążeń bloków kondensacyjnych. W godzinach poza szczytem obciążenia część bloków odstawiano do rezerwy lub napraw bieżących. Taki tryb pracy miał niekorzystny wpływ na stan techniczny urządzeń. Dodatkowo sytuację pogarszał brak źródeł szczytowych w krajowym systemie elektroenergetycznym. Ciągły brak mocy w systemie powodował również to, że brakowało czasu na właściwe wykonanie remontów planowych. W tej sytuacji wskaźnik awaryjności (FOR) był wówczas bliski 10%, a średni czas ruchu bloku, od postoju do postoju (ART), wynosił około 171 godz.

Po roku 2000 margines mocy osiągalnej waha się pomiędzy 35% a 40% i deficyty mocy powodujące ograniczenia są mało prawdopodobne. Sytuacja może się pogorszyć w związku z przewidywanymi wycofaniami z eksploatacji „starych” (długo eksploatowanych) jednostek wytwórczych przy jednoczesnym braku inwestycji w nowe bloki energetyczne. Niemniej jednak począwszy od roku 2005 da się zaobserwować wzrost wartości wskaźników FOR i FOF do poziomu z lat przed transformacją gospodarki, przy stabilizacji wskaźnika SOF na poziomie 12÷14%.

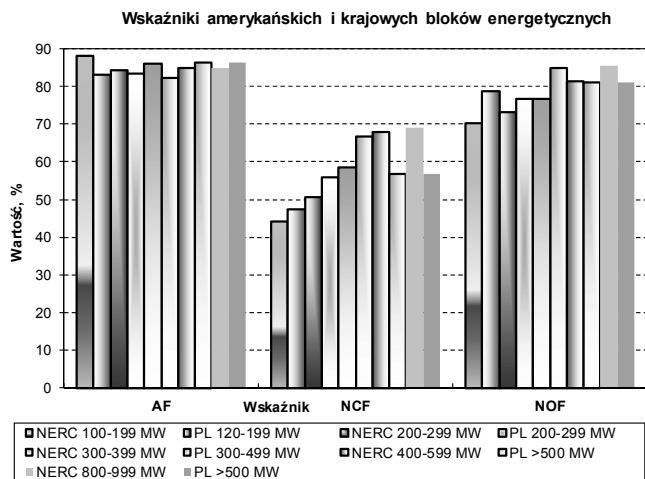
4. PORÓWNANIE WSKAŹNIKÓW KRAJOWYCH I AMERYKAŃSKICH BLOKÓW ENERGETYCZNYCH

Zestawiono wskaźniki amerykańskich, węglowych bloków energetycznych (z systemu GADS) z lat 2009–2013, mające swoje odpowiedniki w systemie „AWARYJNOŚĆ”, i na rysunkach 3 i 4 porównano ich wartości z wartościami dla krajowych bloków energetycznych z tabeli 1 (bloki kondensacyjne i ciepłownicze).

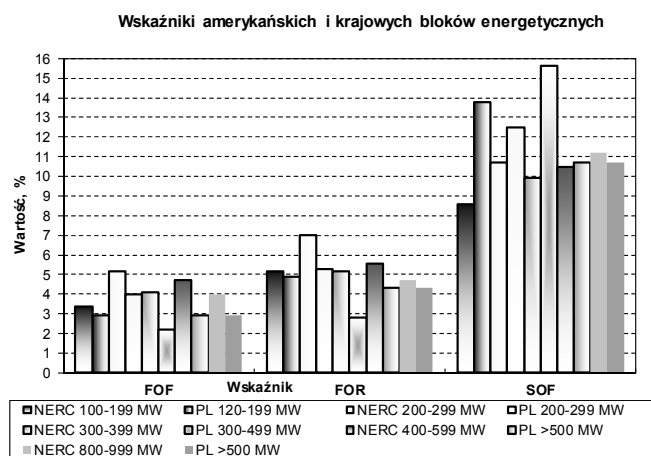
Krajowe bloki energetyczne mają:

- zbliżoną do amerykańskich dyspozycyjność AF, podobny poziom wykorzystania mocy zainstalowanej NCF i osiągalnej NOF;
- zbliżoną awaryjność FOR (poza blokami 300÷499 MW i > 500 MW) oraz FOF (poza blokami 300÷499 MW);
- wyższy wskaźnik remontów planowych SOF;
- niższy średni czas ruchu ART.

Warto podkreślić, że statystyką krajową jest objęta znacznie mniejsza liczba bloków, zestaw wyznaczanych wskaźników też jest mniej liczny.



Rys. 3. Wskaźniki AF, NCF i NOF amerykańskich (NERC) i krajowych (PL) bloków energetycznych



Rys. 4. Wskaźniki FOF, FOR i SOF amerykańskich (NERC) i krajowych (PL) bloków energetycznych

5. PODSUMOWANIE I WNIOSKI

Z analizy statystyki awaryjności krajowych bloków energetycznych wynika, że w latach 1982–2000 systematycznie poprawiały się wskaźniki niezawodności jednostek wytwórczych o mocach zainstalowanych ≥ 120 MW. Po roku 2000 trend ten się odwrócił i następuje pogarszanie się wskaźników awaryjności bloków energetycznych.

Najniższą awaryjność (FOR i FOF) w okresie trzech lat (2011–2013) miał blok 858 MW na węgiel brunatny, najwyższą zaś bloki o mocy 120–199 MW na węgiel kamienny.

RELIABILITY OF POWER GENERATING UNITS IN POLAND AND IN THE WORLD

One of the sub-systems of the electric power system is a generation subsystem, consisting of power generating units, the reliability of which largely determines the reliability of the power system and electric power supply reliability of the customers.

The article presents the definitions of basic indicators of reliability of power generating units used in Poland and abroad. A comparison and analysis of their values on the basis of data published by the Energy Market Agency (Poland), GADS (NERC – North American Electric Reliability Council) and WEC (World Energy Council) were done.

Also deficiencies and lack of a uniform national system of data collection and processing of electrical power equipment failures were indicated.

Keywords: reliability, power generating units, reliability indices

Najwyższą dyspozycyjność (AF) osiągnął nowoczesny blok 858 MW, natomiast najniższą – bloki o mocy 300–499 MW na węgiel kamienny.

Krajowe bloki energetyczne mają: zbliżoną do amerykańskich dyspozycyjność AF, podobny poziom wykorzystania mocy zainstalowanej NCF i osiągalnej NOF; zbliżoną awaryjność FOR (poza blokami 300–499 MW oraz >500 MW) i FOF (poza blokami 300–499 MW); wyższy wskaźnik remontów planowych SOF; niższy średni czas ruchu ART.

6. BIBLIOGRAFIA

1. Generating Availability Data System. Data Reporting Instructions. North American Electric Reliability Corporation. Atlanta, January 1, 2015.
2. Generating Unit Statistical Brochure – 2009–2013. Generating Availability Data System (GADS). NERC. July 2014.
3. Instrukcja badania zakłóceń w elektrowniach i sieciach elektroenergetycznych. Część II. Ministerstwo Górnictwa i Energetyki. Warszawa, 1987.
4. Katalog parametrów niezawodnościowych bloków energetycznych w latach 2011–2013. Agencja Rynku Energii SA. Warszawa, kwiecień 2014 r. (również wcześniejsze edycje).
5. Paska J.: Generation system reliability and its assessment. Archiwum Energetyki, Nr 1–2, 1999.
6. Paska J.: Niezawodność podsystemu wytwórczego systemu elektroenergetycznego. Prace Naukowe PW – Elektryka. Z. 120, 2002.
7. Paska J.: Reliability and Performance Indices of Power Generating Units in Poland. 8th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems – PMAPS 2004. Aimes - Iowa, USA, September 12–16, 2004.
8. Paska J.: Niezawodność systemów elektroenergetycznych. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej. Warszawa 2005.
9. Paska J., Parciński G.: Wskaźniki niezawodnościowe i eksploatacyjne krajowych bloków energetycznych. Energetyka. Nr 12, 2001.
10. Paska J., Stodolski M., Bordziłowski A., Łukasiewicz J.: Ewidencja i analiza awaryjności jednostek wytwórczych w systemie elektroenergetycznym (SEE) za pomocą relacyjnej bazy danych. Elektroenergetyka – Technika, Ekonomia, Organizacja. Nr 1, 1996.
11. Performance of Generating Plant: New Metrics for Industry in Transition. World Energy Council, 2010.
12. Statystyka elektroenergetyki polskiej 2013. Agencja Rynku Energii SA. Warszawa 2014 (również wcześniejsze edycje).

OCENA WPŁYWU POZIOMU NAPIĘCIA W SIECI PRZESYŁOWEJ NA FUNKCJONOWANIE UKŁADÓW POTRZEB WŁASNYCH BLOKÓW ENERGETYCZNYCH

Józef PASKA¹, Mariusz KŁOS¹, Łukasz ROSŁANIEC¹, Rafał BIELAS²,
Magdalena BŁĘDZIŃSKA², Marek GŁAZ³

1. Politechnika Warszawska, Instytut Elektroenergetyki, Zakład Elektrowni i Gospodarki Elektroenergetycznej
tel.: 22 234 58 64; e-mail: Jozef.Paska@ien.pw.edu.pl
2. Politechnika Warszawska, Wydział Elektryczny, studia doktoranckie
tel.: 22 234 56 13; e-mail: bielasr@ee.pw.edu.pl
3. Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA
e-mail: marek.glaz@pse.pl

Streszczenie: W artykule przedstawiono wpływ niskich poziomów napięć na funkcjonowanie newralgicznych odbiorników układów potrzeb własnych wybranych bloków wytwórczych pracujących w KSE. Określono graniczne czasy pracy dla tych odbiorników przy niskich poziomach napięć w KSE oraz dopuszczalne, zaniżone poziomy napięć w obwodach wtórnych układów potrzeb własnych rozpatrywanych bloków wytwórczych, przy których blok wytwórczy jest w stanie współpracować z systemem elektroenergetycznym. Zaproponowano sposoby modernizacji układów potrzeb własnych umożliwiające współpracę bloku wytwórczego z KSE przy znacznie zaniżonych napięciach w systemie elektroenergetycznym.

Słowa kluczowe: stany awaryjne systemu elektroenergetycznego, stabilność napięciowa, bloki energetyczne, zasilanie potrzeb własnych

1. WSTĘP

Generatory blokowe muszą być w stanie pracować z napięciami innymi niż znamionowe. Wynika to z faktu zmienności punktu pracy systemu elektroenergetycznego, objawiającej się zmianami napięć węzłowych. Synchroniczna współpraca elektrowni z systemem elektroenergetycznym w okresach chwilowych przeciążeń systemu mocą czynną lub bierną indukcyjną, które skutkują utrzymywaniem się zaniżonych poziomów napięć, jest ściśle zależna od:

- topologii układu wyprowadzenia mocy,
- topologii układu zasilania potrzeb własnych blokowych i ogólnych elektrowni,
- zdolności wytwarzania mocy biernej rozpatrywanego generatora,
- zastosowanych układów regulacji napięcia generatorów blokowych,
- topologii stacji systemowych.

Niezależnie od warunków napięciowych panujących w KSE, mających bezpośredni wpływ na pracę turbogeneratora blokowego dołączonego do systemu, układy pomocnicze elektrowni odpowiedzialne za stabilną pracę bloku/ów powinny zachować swoją funkcjonalność. Każda elektrownia jest wyposażona w cały szereg urządzeń pomocniczych, takich jak pompy, wentylatory, urządzenia do transportu i przygotowania paliwa, urządzenia do usuwania popiołu i żużla, układy napięcia gwarantowanego, instalacje oświe-

leniowe. Większość tych urządzeń jest napędzana za pomocą silników elektrycznych. Są one zasilane z własnej sieci rozdzielczej za pośrednictwem oddzielnych transformatorów i rozdzielni. Wszystkie te urządzenia tworzą Układy Potrzeb Własnych (UPW) i są bezpośrednio odpowiedzialne za zapewnienie wysokiej niezawodności pracy całej elektrowni. W nowoczesnych elektrowniach moc wszystkich urządzeń potrzeb własnych wynosi ok. 10% mocy zainstalowanej elektrowni. Przerwy w zasilaniu układu potrzeb własnych mogą doprowadzić do wyłączenia z ruchu kotła i turbozespołu, co może dalej pociągnąć za sobą lawinowy spadek napięcia w kolejnych węzłach systemowych i w efekcie doprowadzić do ciężkiej awarii systemowej.

2. NAJWAŻNIEJSZE ELEMENTY BLOKU ENERGETYCZNEGO Z PUNKTU WIDZENIA POPRAWNEJ PRACY PRZY ZANIŻONYCH NAPIĘCIACH

Najważniejszym urządzeniem bloku energetycznego, na które negatywny wpływ ma zaniżona wartość napięcia na szynach WN jest oczywiście generator. Niemniej jednak samo zniżenie napięcia nie stanowi na ogół bezpośredniego problemu. Bezpośrednim zagrożeniem jest zwiększony przepływ prądu związany z utrzymywaniem lub zwiększaniem przepływu mocy przez generator. Zdecydowana większość generatorów pracujących w KSE zaprojektowana została do pracy w zakresie 95–105% napięcia nominalnego. W przypadku generacji całej dopuszczalnej mocy pozornej obniżenie się wartości napięcia poniżej 95% napięcia nominalnego rozpocznie proces przegrzewania generatora związany z przekroczeniem dopuszczalnych wartości prądu. Czas w trakcie, którego nastąpi konieczność odłączenia generatora ze względu na możliwość jego przegrzania i w konsekwencji uszkodzenia zależy od wielu czynników, z których główne to: temperatura generatora przed przeciążeniem, temperatura otoczenia generatora i jego chłodziwa, a także poziom przekroczenia dopuszczalnej wartości prądu.

Bardzo duży wpływ na możliwość utrzymania poprawnego napięcia na zaciskach generatora ma transformator blokowy. W KSE większość transformatorów blokowych ma wyższą wartość napięcia nominalnego uzwojenia WN niż nominalna wartość napięcia w sieci WN, do której jest

przyłączony. Związane jest to z faktem, że węzły elektrowniane są punktami systemu, które z natury pracują z podwyższonym napięciem. Z tego powodu blok, który nie posiada podobciążeniowego regulatora zacze- pów transformatora, w sytuacji gdy wartość napięcia w KSE spada, ma utrudnione warunki pracy w stosunku do bloku, który taki regulator posiada. Wyposażenie bloku energetycznego w transformator z podobciążeniowym regulatorem zacze- pów nie jest jednak gwarantem utrzymania bloku w pracy ciągłej. Dzieje się tak, gdyż regulatory te mają ograniczony zakres regulacji, oraz posiadają blokadę, która uniemożliwia prze- łączanie zacze- pów przy obciążeniu transformatora prądem nominalnym.

Bardzo ważne z punktu widzenia utrzymania poprawnej pracy bloku jest także zasilenie układu potrzeb własnych. Urządzenia układu potrzeb własnych elektrowni można kategoryzować pod względem ruchowym [1–8]. Normalnie dzieli się je na trzy kategorie pod względem ważności.

- Kategoria I – należą do niej urządzenia pomocnicze, których nawet kilkusekundowe unieruchomienie powoduje zatrzymanie ruchu urządzenia technologicznie nad- rzędnego: turbozespołu lub kotła. Czasy dopuszczalnych przerw w ruchu dla tych urządzeń wynoszą do kilku sek- und (np.: młyny i wentylatory kotłowe - 4÷8 s, pompa wody chłodzącej - ok. 10 s, pompa olejowa turbozespołu - 3÷6 s).
- Kategoria II – to urządzenia, w przypadku których do- puszcza się kilkuminutowe przerwy w ruchu, na czas niezbędny do ręcznego uruchomienia (w przypadku błę- du automatyki SZR) jednostek rezerwowych lub przełą- czenia na zasilanie rezerwowe.
- Kategoria III – zaliczają się do niej urządzenia związane z ruchem urządzenia nadrzędnego, które można wyłą- czyć na dłuższy okres czasu w celu dokonania naprawy lub wymiany przy uwzględnieniu wydajności wyzyski- wanego w tym czasie zasobnika.

Do kategorii I i II należą urządzenia potrzeb własnych blokowych związane bezpośrednio z ruchem kotłów i turbo- zespołów. Do kategorii III należą głównie urządzenia po- trzeb własnych ogólnych.

Można wyróżnić kilka zjawisk mających negatywny wpływ na pracę poszczególnych urządzeń bloku przy niskim poziomie napięcia w KSE. Wśród nich są:

- redukcja momentu obrotowego napędów, co w konse- kwencji może doprowadzić do ich zatrzymania,
- zwiększenie strat obciążeniowych w transformatorach,
- wzrost strat w silnikach indukcyjnych co może spowo- dować przegrzanie uzwojeń silnika, uszkodzenie izolacji uzwojeń i jego zniszczenie,
- problemy z samorozruchem grupowym silników,
- przejście na pracę baterijną układów UPS i rozdzielni DC,
- zadziałanie zabezpieczeń przeciążeniowych działających na wyłączniki zasilania podstawowego silników,
- wzrost strat obciążeniowych w przewodach zasilających poszczególne urządzenia układu potrzeb własnych blo- kowych i ogólnych elektrowni.

Znaczna część najbardziej newralgicznych urządzeń potrzeb własnych to po prostu układy napędowe przyłączone przez łączniki mechaniczne do sieci zasilającej. W związku z tym, graniczną bezpieczną wartością napięcia zasilającego układy potrzeb własnych jest 95% napięcia nominalnego. Związane jest to także z możliwością przeciążenia i prze-

grzania silnika elektrycznego spowodowane przepływem prądu o wartości wyższej od dopuszczalnej.

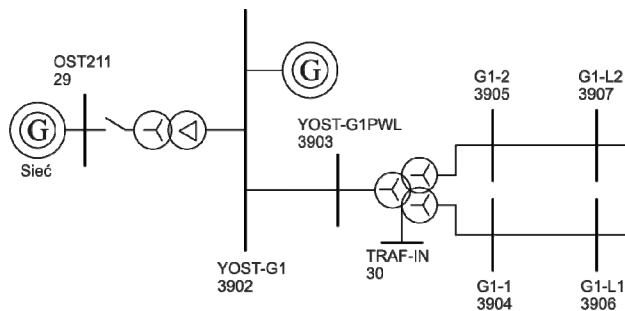
Rozpatrując dopuszczalne poziomy napięć na szynach WN bloków w elektrowniach pod względem możliwości utrzymania ich w pracy ciągłej przy zaniżonych napięciach, należy rozważyć możliwość utrzymania wartości napięcia nie niższej niż 95% na szynach generatora oraz na szynach zasilających układy potrzeb własnych. Jedyne przy spełnieniu tych warunków, istnieje pewność, że poziom napięcia nie wywoła konieczności wyłączenia bloku. Możliwość utrzymania tych poziomów zależy od: struktury bloku, pa- rametrów generatora, dostępnej mocy biernej, możliwości podobciążeniowej regulacji zacze- pów transformatora blo- kowego oraz transformatora odczepowego.

3. MODELE WYBRANYCH BLOKÓW ENERGETYCZNYCH

W celu przeanalizowania granicznych wartości napięcia na szynach WN pozwalających na ciągłą pracę zbudowano 5 modeli symulacyjnych w środowisku PSLF [9]. Analizie poddano [10]: Blok 1 Elektrowni Ostrołęka, Blok 9 Elek- trowni Pątnów, Blok 14 Elektrowni Bełchatów, Blok gazo- wo-parowy w Elektrociepłowni Zielona Góra, Blok 3 Elek- trowni Opole.

Przykładowy model bloku wykonany w środowisku PSLF zaprezentowano na rysunku 1. Model ten składa się z: szyny OST211 220 kV użytej jako węzeł bilansujący utrzy- mujący napięcie niezależnie od przepływu mocy, transfor- matora blokowego, szyny YOST-G1, do której przyłączony jest generator oraz trójzwojeniowy transformator zasilający potrzeby własne. Ponadto model rozszerzono o dodatkowe (praktycznie bezimpedancyjne) linie pozwalające na łatwiej- szy podgląd parametrów prądu. Szyna TRAF-IN jest dodat- kową szyną wymaganą przez program PSLF w przypadku zastosowania transformatora trójzwojeniowego. Jest to szyna wewnętrzna transformatora i jej parametry nie podle- gają analizie.

Dane bazowe (transformatorów oraz generatora) po- trzebne do stworzenia omawianych modeli otrzymano dzięki uprzejmości operatorów analizowanych bloków [11] oraz przy wykorzystaniu ogólnodostępnych danych.

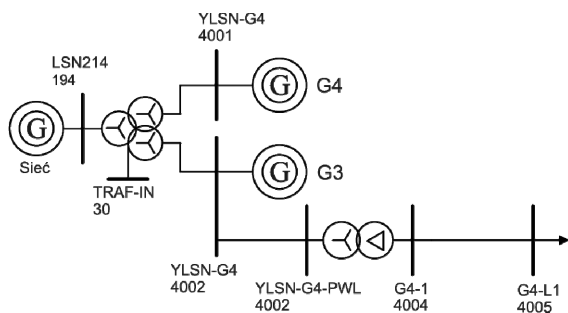


Rys. 1. Schemat modelu bloku energetycznego Elektrowni Ostrołęka

Nieco bardziej złożony schemat modelu symulacyjnego był wymagany w przypadku bloku gazowo-parowego Elektro- ciepłowni Zielona Góra. Związane jest to z obecnością dwóch turbin oraz dwóch generatorów, a także zastosowaniem trans- formatora dwuzwojeniowego do zasilania potrzeb własnych. Schemat tego modelu zaprezentowano na rysunku 2.

W przypadku bloku 14 Elektrowni Bełchatów zacho- dziła potrzeba modelowania dwóch transformatorów bloko- wych połączonych równolegle, ponieważ taki właśnie układ

(ze względu na znaczną moc bloku) został tam zastosowany. Schematy modeli Bloków Elektrowni Opole oraz Elektrowni Pątnów nie zostały przedstawione w artykule gdyż są one identyczne jak schemat dla Elektrowni Ostrołęka.



Rys. 2. Schemat modelu bloku energetycznego Elektrowni Zielona Góra

4. WYNIKI BADAŃ SYMULACYJNYCH OPRACOWANYCH MODELI

Opracowane modele przebadano przy spełnieniu następujących warunków:

- bloki generowały maksymalną moc czynną i bierną,
- badane zjawiska mają charakter ciągły, a nie przejściowy,
- regulatory zacze­pów osiągnęły swoje położenia graniczne.

Przygotowane modele sprawdzono w wielu stanach pracy (wartościach napięcia po stronie WN) niemniej jednak, dwa z tych stanów są najistotniejsze z punktu widzenia poprawnego funkcjonowania badanych bloków. Pierwszy to stan, w którym możliwe jest utrzymanie napięcia zasilającego SN w UPW na poziomie 95% wartości nominalnej, natomiast drugi to stan, w którym możliwe jest utrzymanie napięcia 95% wartości nominalnej na szynach generatora.

W tabeli 1 przedstawiono zestawienie porównawcze wyników analiz napięciowych modeli rozpatrywanych bloków. Najlepiej przygotowanym blokiem do utrzymania napięcia SN UPW w granicach dopuszczalnych przy obniżeniu napięcia na szynach WN jest blok 14 Elektrowni Bełchatów. Utrzymanie napięcia na szynach SN UPW jest możliwe nawet, gdy napięcie na szynach WN spadnie do wartości 76% U_N . Z punktu widzenia możliwości utrzymania generatora w pracy (w granicach dopuszczalnej regulacji napięcia) przy zaniżonych napięciach na szynach WN najlepszy okazuje się blok gazowo-parowy Elektrociepłowni Zielona Góra. Praca generatora jest nadal możliwa przy 83% U_N na szynach WN.

Analizy modeli symulacyjnych wykazały, że najbardziej niekorzystnie przedstawia się sytuacja w przypadku Elektrowni Ostrołęka, która nie posiada możliwości podobciążeniowej regulacji zacze­pów transformatora blokowego. W związku z tym, utrzymanie napięcia wymaganego do poprawnej pracy generatora możliwej jest jedynie, gdy napięcie na szynach WN bloku jest równe lub przekracza 105% wartości nominalnej. Tak wysoka wartość jest związana z zaprojektowaniem transformatora blokowego w taki sposób, aby miał zawyżone napięcie nominalne górnej strony względem napięcia nominalnego sieci, do której strona ta jest przyłączona. Takie wykonanie transformatora blokowego jest zgodne ze sztuką inżynierską, ponieważ elektrowniane węzły systemów elektroenergetycznych pracują z natury z podwyższoną wartością napięcia w porównaniu do węzłów odbiorczych. Badany blok Elektrowni Ostrołęka do utrzymania odpowiedniego poziomu napięcia w UPW wymaga napięcia o wartości przynajmniej 90% napięcia nominalnego na szynach WN.

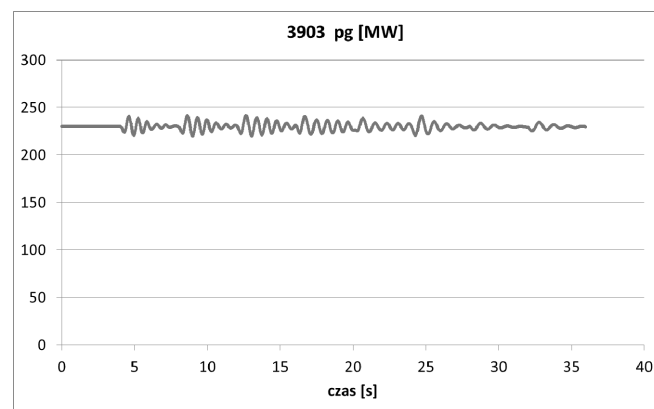
Tablica 1. Wyniki analizy wymaganych poziomów napięcia po stronie szyn WN do utrzymania poprawnej pracy analizowanych bloków

Elektrownie i elektrociepłownie	Graniczna wartość napięcia na szynach WN pozwalająca utrzymać minimalne (0,95) napięcie zasilania potrzeb własnych [p.u.]	Graniczna wartość napięcia na szynach WN pozwalająca utrzymać minimalne (0,95) napięcie generatora [p.u.]
E. Ostrołęka	0,9	1,05
E. Pątnów	0,83	0,94
E. Bełchatów	0,76	0,88
EC Zielona Góra	0,81	0,83
E. Opole	0,8	0,89

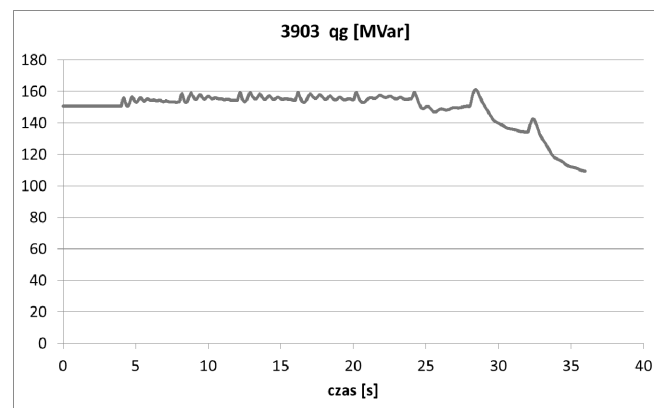
5. MODELE DYNAMICZNE BLOKÓW WYTWÓRCZYCH

W celu wykonania analizy dynamicznej, w dalszym etapie, modele statyczne rozpatrywanych bloków wytwórczych zostały rozszerzone o dodatkowe bloki funkcjonalne. Następnie przeprowadzono badanie polegające na sukcesywnym skokowym obniżaniu poziomu napięcia na szynach WN stacji systemowych współpracujących z badanymi blokami od wartości 1,1 p.u. do wartości 0,7 p.u. napięcia nominalnego. Badanie wykonywano za pomocą skokowych zmian napięcia o wartość 0,05 p.u. co 4 sekundy.

Zachowanie regulatorów dla poszczególnych elektrowni było podobne w związku z czym zamieszczone zostały wyłączne wyniki dla bloku w Elektrowni Ostrołęka (rys. 3, 4).



Rys. 3. Moc czynna generatora badanego bloku Elektrowni Ostrołęka



Rys. 4. Moc bierna generatora badanego bloku Elektrowni Ostrołęka

Na podstawie rysunków 3 i 4 można zauważyć, że praca generatorów przy napięciu niższym niż znamionowe prowadzi do znacznych ograniczeń w produkcji mocy biernej, a co za tym idzie pogorszenia możliwości regulacyjnych napięcia na zaciskach wyjściowych generatora blokowego.

Przesunięcie punktu pracy turbogeneratora w obszary pracy niedozwolonej przeważnie powoduje odłączenie bloku od KSE. W celu uniknięcia takiej sytuacji aktywowane zostają główne ograniczniki regulatora napięcia turbogeneratora. Chronią one turbogenerator przed zniszczeniem w wyniku utraty możliwości regulacyjnych wynikających z nastaw regulatora napięcia lub/i parametrów konstrukcyjnych turbogeneratora.

Zwiększenie generacji mocy biernej generatorów pracujących w KSE poprzez zmniejszenie generacji mocy czynnej wymaga obszarowego bilansowania systemu innymi dostępnymi środkami, np. poprzez wzrost udziału technologii magazynowania energii elektrycznej, baterii kondensatorów, generacji rozproszonej, przeniesienia produkcji mocy czynnej na inne źródła nie objęte interwencyjnym zmniejszeniem generacji mocy czynnej itp., celem uniknięcia lawiny napięciowej [12].

6. WNIOSKI Z PRZEPROWADZONYCH BADAŃ

Wykonane analizy wykazały, że nowobudowane bloki dołączane do KSE są zdecydowanie bardziej odporne na obniżenie się napięcia na szynach WN niż bloki dotychczas użytkowane. Związane jest to z wyposażeniem nowobudowanych bloków w podobciążeniowe regulatory zaczepów transformatorów blokowych. Wynika z tego także, że modernizacja bloków dotychczas eksploatowanych powinna uwzględniać instalowanie transformatorów blokowych z regulacją zaczepów. Ponadto w miarę możliwości regulacja zaczepów powinna być możliwa nawet w sytuacji, gdy prąd transformatora blokowego nieznacznie przekracza wartość nominalną. Umożliwi to dalszą regulację zaczepów przy

obniżeniach wartości napięcia w KSE, które charakteryzować się będą większą dynamiką.

Wykonane badania wskazują także, że niewielki wpływ na poprawę poziomu napięcia generatora lub UPW ma moc bierna wytwarzana przez generator. Ma to związek z niską impedancją transformatorów blokowych, która ze względu na swą wartość nie wywołuje znacznego spadku napięcia.

7. BIBLIOGRAFIA

1. ABB Energy Efficiency Handbook: Power Generation – Energy Efficient Design of Auxiliary Systems in Fossil-Fuel Power Plants. ABB and Rocky Mountain Institute (USA).
2. Andrzejewski S.: Podstawy Projektowania Siłowni Ciepłych, WNT, Warszawa 1972.
3. Gosztowt W.: Gospodarka elektroenergetyczna w przemyśle, WNT, Warszawa 1971.
4. Mroczkowski Z.: Układy elektryczne potrzeb własnych elektrowni parowych, WNT, Warszawa 1968.
5. Nehrebecki L.: Elektrownie ciepłe, WNT, Warszawa 1974.
6. Paska J.: Wytwarzanie energii elektrycznej, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2005.
7. Pawlik M., Strzelczyk F.: Elektrownie, WNT, Warszawa 2009.
8. Praca zbiorowa: Poradnik inżyniera elektryka, WNT, Warszawa 2011.
9. GE PSLF User's Manual.
10. Wpływ niskich poziomów napięć w systemie elektroenergetycznym na pracę bloku wytwórczego na przykładzie wybranych elektrowni KSE ze szczególnym uwzględnieniem układów potrzeb własnych bloku. Praca dla PSE Operator SA. Instytut Elektroenergetyki PW. Etap I – listopad 2013, Etap II – grudzień 2014.
11. Dokumentacja dotycząca układów potrzeb własnych przekazana przez El. Ostrołęka, El. Bełchatów, El. Opole, El. Pątnów, EC Zielona Góra.
12. Machowski J.: Regulacja i stabilność systemu elektroenergetycznego. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2007.

ASSESSMENT OF VOLTAGE LEVEL IN TRANSMISSION NETWORK IMPACT ON AUXILIARY SYSTEMS OF GENERATING UNITS' FUNCTIONING

The paper presents the effect of low voltage levels on the operation of critical receivers in auxiliary systems of chosen generating units working in the Polish National Power System. Time limits were specified for these receivers at conditions of low voltage levels in the Polish National Power System and acceptable, understated voltage levels in secondary circuits of auxiliary systems of generating units. The possible problems which might be observed in internal power plant infrastructure were also described.

The paper contains the results of static and dynamic tests that were performed for five generation units operated in powers for a variety voltage level issues. The test were conducted at conventional coal fueled power plants but also for combined gas-steam power plant. The result of the tests conducted is set of border parameters which allow for uninterrupted operation of tested units. The ways of auxiliary systems modernization and of power transformer enabling the cooperation of the generating unit with the NPS at abnormally low voltages in the power system were proposed.

Keywords: voltage stability, power supply, emergency state of power system

NIEZAWODNOŚĆ WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ W SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM PRZY UWZGLĘDNIENIU ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII

Piotr MARCHEL¹, Józef PASKA¹

Politechnika Warszawska, Instytut Elektroenergetyki, Zakład Elektrowni i Gospodarki Elektroenergetycznej
tel.: (22) 234 5863; e-mail: pm.m@interia.pl
tel.: (22) 234 7366; e-mail: jozef.paska@ien.pw.edu.pl

Streszczenie: Artykuł jest poświęcony metodom uwzględniania odnawialnych źródeł energii w analizach niezawodności systemów elektroenergetycznych. Skupiono się na elektrowniach słonecznych. Określono sposób modelowania dostępności energii pierwotnej dla tych źródeł. Przedstawiono metody uwzględniania elektrowni słonecznych w obliczeniach niezawodności systemu elektroenergetycznego. Zbadano wpływ nowych źródeł fotowoltaicznych na niezawodność wytwarzania energii elektrycznej systemu testowego IEEE RTS-79. Wyznaczono Capacity Credit dla tych elektrowni, dzięki czemu zbadano ich zdolność do pokrywania obciążenia.

Słowa kluczowe: niezawodność wytwarzania energii elektrycznej, odnawialne źródła energii, elektrownie słoneczne.

1. WSTĘP

Specyficzny charakter pracy źródeł wytwórczych wykorzystujących odnawialne zasoby energii wymaga również zastosowania wobec nich nowego podejścia przy analizie niezawodności i bezpieczeństwa systemów elektroenergetycznych. W szczególności dotyczy to elektrowni wiatrowych oraz słonecznych, w których wytwarzana moc i energia zależą w dużej mierze od dostępności energii pierwotnej: wiatru i promieniowania słonecznego. Dostępność ta ma charakter przypadkowy. W artykule [3] omówiono dokładniej sposób tworzenia modelu dostępności energii pierwotnej – promieniowania słonecznego, dla elektrowni fotowoltaicznych. Niniejsze opracowanie stanowi jego rozwinięcie. Podjęto próbę oszacowania, w jakim stopniu nowo powstające elektrownie słoneczne wpływają na niezawodność systemów elektroenergetycznych. Jako podstawę do obliczeń przyjęto system testowy IEEE RTS-79 [2], który został rozbudowany o nowe jednostki wytwórcze – farmy fotowoltaiczne.

2. MODELOWANIE DOSTĘPNOŚCI ENERGII PIERWOTNEJ DLA ELEKTROWNI SŁONECZNYCH

Energia pierwotna dla elektrowni słonecznych, czyli energia promieniowania słonecznego docierającego do powierzchni panelu ma ona dwoisty charakter: deterministyczny powiązany ze znaną ilością energii docierającej do górnych warstw atmosfery w danej chwili i w określonej lokalizacji, którą można wyliczyć na podstawie znanych zależności, oraz stochastyczny, powiązany ze stanem atmosfery (pogodą), która określa jaka część dostępnej energii promieniowania słonecznego zostanie przepuszczona i będzie dostępna dla elektrowni. Szerzej zostało to opisane

w [3]. Gęstość strumienia promieniowania docierającego do powierzchni Ziemi G_Z można wyznaczyć z zależności:

$$G_Z = k_b \cdot G_p, \quad (1)$$

gdzie: G_p – gęstość strumienia promieniowania docierającego do górnych warstw atmosfery w płaszczyźnie równoległej do powierzchni Ziemi (w W/m^2),
 k_b – wskaźnik bezchmurności.

Wskaźnik bezchmurności jest silnie powiązany z zachmurzeniem i przyjmuje wartości z przedziału od 0, gdy całe promieniowanie słoneczne zostaje odbite lub pochłonięte przez atmosferę, do 1, gdy atmosfera przepuszcza całość docierającego promieniowania. W praktyce wskaźnik ten przyjmuje wartości z węższego zakresu. Średnia wartość wskaźnika bezchmurności w Polsce wynosi około 0,4.

Najprostszy model dostępności energii pierwotnej można stworzyć, zakładając że istnieją dwa dominujące typy pogody – pogodna i pochmurna. Analiza została przedstawiona na podstawie danych zawartych w typowych latach meteorologicznych [7] dla Tarnowa. Wyróżniamy dwa stany pogody: stan 1, gdy średnia wartość wskaźnika bezchmurności wynosi 0,2 oraz drugi, gdy średnia wartość wskaźnika bezchmurności wynosi 0,65. Jako granicę rozdzielającą stany przyjęto wartość k_b równą 0,35. Dla każdej godziny t w roku wyznaczono wartość $k_b(t)$ z zależności:

$$k_b(t) = G_Z(t) / G_p(t), \quad (2)$$

gdzie: $G_p(t)$ – obliczona gęstość strumienia promieniowania docierającego do górnych warstw atmosfery w płaszczyźnie równoległej do powierzchni Ziemi (w W/m^2) w godzinie t ,

$G_Z(t)$ – natężenie promieniowania słonecznego w godzinie t zawarte w danych meteorologicznych.

Wartość wskaźnika $G_Z(t)$ jest nieokreślona dla godzin nocnych (gdy $G_p(t) \leq 0$). Na podstawie analizy przebiegu $k_b(t)$ wyznaczono: średnie wartości wskaźnika bezchmurności w danym stanie k_{bi} , intensywności przejść pomiędzy stanami λ_{ij} , średnie czasy przebywania w określonym stanie T_i oraz prawdopodobieństwa przebywania w określonym stanie p_i . Wyniki obliczeń zostały zawarte w tablicy 1.

Tablica 1. Wyznaczone parametry modelu dwustanowego dostępności energii pierwotnej

Nr stanu i	k_{bi}	$\lambda_{ij}, 1/h$		T_i, h	p_i
		$j = 1$	$j = 2$		
1	0,20	0,833	0,167	5,97	0,453
2	0,65	0,139	0,861	7,22	0,547

3. OBLICZENIA NIEZAWODNOŚCI SEE Z UDZIAŁEM ELEKTROWNI SŁONECZNYCH

Najczęściej niezawodność wytwarzania energii elektrycznej jest rozpatrywana jako zagadnienie przewyższenia przez proces stochastyczny zapotrzebowania na moc $Z(t)$ procesu stochastycznego zdolności wytwórczej systemu $P(t)$ [5]. Model niezawodności wytwarzania stanowi wtedy proces stochastyczny deficytu mocy $D(t)$, określony jako:

$$D(t) = \begin{cases} Z(t) - P(t), & \text{gdy } Z(t) > P(t) \\ 0, & \text{gdy } Z(t) \leq P(t) \end{cases} \quad (3)$$

Elektrownie fotowoltaiczne są to na ogół bardzo małe jednostki powiązane z systemem dystrybucyjnym na poziomie niskiego napięcia lub też pracujące wyspowo, zasilając grupę lokalnych odbiorników energii. Dlatego w analizach niezawodności można stosować dwa podejścia.

Pierwsze zakłada, że elektrownie fotowoltaiczne będą reprezentowane przez dodatkowe jednostki występujące w systemie, przedstawione w postaci modelu dwu- lub wielostanowego. Zakłada się, że prawdopodobieństwa stanów i intensywności przejść pomiędzy stanami są stałe dla całego okresu analizy, a zdolności wytwórcze odpowiadające kolejnym stanom zależą od chwili w roku t zgodnie z następującą zależnością:

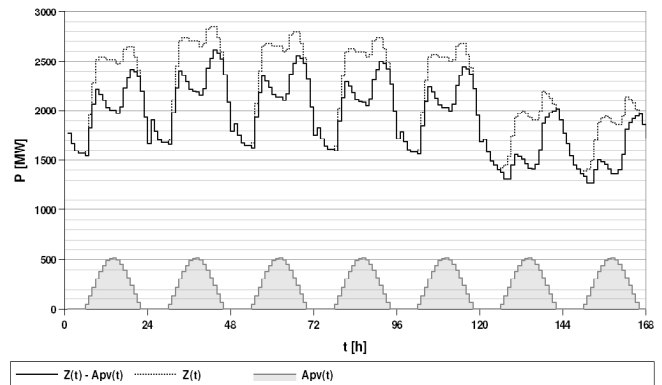
$$P_i(t) = P_{PV} \cdot k_{bi} \cdot G_p(t) / 1000, \quad (4)$$

gdzie P_{PV} – moc znamionowa elektrowni słonecznej (określona dla natężenia promieniowania słonecznego równego 1000 W/m^2 oraz temperatury 25°C).

W modelu nie uwzględniono wpływu zanieczyszczenia paneli fotowoltaicznych, utraty sprawności w czasie pracy

czy też sprawności przetworników energoelektronicznych sterujących pracą elektrowni i łączących ją z systemem elektroenergetycznym. Zakłada się, że moc generowana w elektrowni jest proporcjonalna do natężenia dostępnego promieniowania słonecznego. Dla uproszczenia można przyjąć również, że w danym tygodniu lub miesiącu w tych samych godzinach w kolejnych dniach zdolności wytwórcze w poszczególnych stanach nie zmieniają się.

Drugie podejście do modelowania pracy elektrowni fotowoltaicznych w systemie elektroenergetycznym polega na zmniejszeniu oczekiwanego zapotrzebowania na moc $Z(t)$ o oczekiwaną wielkość produkcji energii elektrycznej w źródłach fotowoltaicznych $A_{PV}(t)$. Przykład został przedstawiony na rysunku 1.



Rys. 1. Przykład uwzględnienia generacji rozproszonej w elektrowniach fotowoltaicznych dla teoretycznego przebiegu zapotrzebowania w wybranym tygodniu: $A_{PV}(t)$ – oczekiwana wielkość produkcji energii elektrycznej w źródłach fotowoltaicznych, $Z(t)$ – zapotrzebowanie na moc

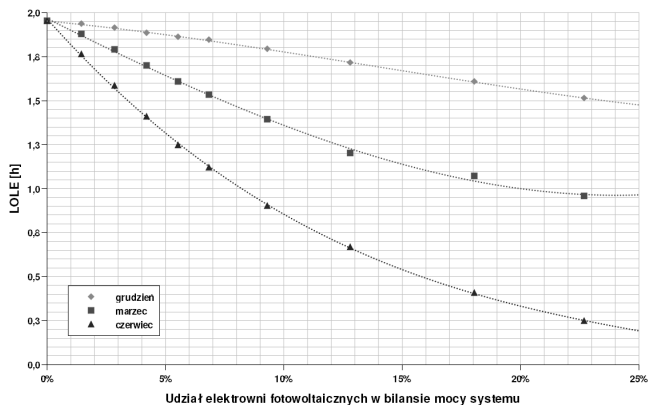
Tablica 2. Wybrane wskaźniki niezawodności SEE z udziałem elektrowni słonecznych, wyznaczone dwoma metodami: A – poprzez dodawanie nowych jednostek wytwórczych, reprezentowanych za pomocą modelu dwustanowego; B – poprzez odejmowanie oczekiwanej mocy wytworzonej w elektrowniach fotowoltaicznych od zapotrzebowania

P_i , MW	P_{PV} , MW	Udział PV w mocy, %	LOLE, h		LOEE, MWh		EIU	
			A	B	A	B	A	B
Przypadek bazowy – tydzień szczytowy RTS-79 bez dodatkowych źródeł wytwórczych								
3405	0	0,00	1,9512		280,27		0,00078	
Dodatkowe elektrownie fotowoltaiczne, obliczenia dla tygodnia 11–18 grudnia								
3505	100	2,85	1,8829	1,9107	266,52	271,00	0,00074	0,00076
3655	250	6,84	1,8463	1,8448	258,44	258,63	0,00072	0,00072
3905	500	12,80	1,7139	1,7050	240,91	240,85	0,00067	0,00068
Dodatkowe elektrownie fotowoltaiczne, obliczenia dla tygodnia 11–18 marca								
3505	100	2,85	1,7896	1,7927	250,23	250,64	0,00070	0,00070
3655	250	6,84	1,5316	1,5288	215,32	215,56	0,00060	0,00061
3905	500	12,80	1,2018	1,2340	168,96	176,49	0,00047	0,00050
Dodatkowe elektrownie fotowoltaiczne, obliczenia dla tygodnia 11–18 czerwca								
3505	100	2,85	1,5840	1,5856	217,49	217,64	0,00061	0,00061
3655	250	6,84	1,1199	1,1166	150,94	150,44	0,00042	0,00043
3905	500	12,80	0,6682	0,6617	84,11	83,14	0,00023	0,00024

LOLE – oczekiwany sumaryczny czas trwania deficytów mocy, LOEE – oczekiwana energia niedostarczona, EIU – wskaźnik energii niedostarczonej

Analiza wpływu elektrowni słonecznych na niezawodność systemów elektroenergetycznych została wykonana na przykładzie w systemie testowego IEEE RTS-79 [2] rozbudowywanego o kolejne jednostki wytwórcze. Analizę wykonano dla trzech charakterystycznych tygodni: w styczniu, marcu i grudniu. Dodatkowo zostało wykonane porównanie

obu podejść: A – dodawanie kolejnych fotowoltaicznych jednostek wytwórczych o mocy znamionowej 1 MW w postaci modelu dwustanowego, B – odjęcie od wielkości zapotrzebowania na moc wartości oczekiwanej energii wytworzonej w źródłach fotowoltaicznych. Rezultaty obliczeń zostały przedstawione w tablicy 2 oraz na rysunku 2.



Rys. 2. Zależność oczekiwanego czasu występowania deficytu mocy LOLE od udziału w mocy systemu dodatkowo zainstalowanych elektrowni fotowoltaicznych

4. OCENA ZDOLNOŚCI ELEKTROWNI FOTOWOLTAICZNYCH DO POKRYWANIA OBCIĄŻENIA

Istnieje wiele definicji i podejść do wyznaczania zdolności elektrowni do pokrywania obciążenia. Najczęściej wykorzystuje się metody probabilistyczne, w których wyznacza się wartość odpowiedniego wskaźnika niezawodności systemu elektroenergetycznego (np. oczekiwany czas niepokrycia zapotrzebowania LOLE, prawdopodobieństwo niepokrycia zapotrzebowania szczytowego LOLPs, wskaźnik niedyspozycyjności energetycznej EIU, wskaźnik zapewnienia energii EIR itp. [1, 3]) dla dwóch systemów: pierwszego – bez dodatkowych jednostek wytwórczych, drugiego – z dodatkowymi jednostkami wytwórczymi. W obu systemach musi być uzyskany ten sam poziom niezawodności systemu elektroenergetycznego – taka sama wartość wskaźnika niezawodności (LOLE, LOLPs, EIU, EIR itp.). Zdolność elektrowni fotowoltaicznych do pokrywania obciążenia CC (ang. Capacity Credit) może być wyznaczona z następującego równania:

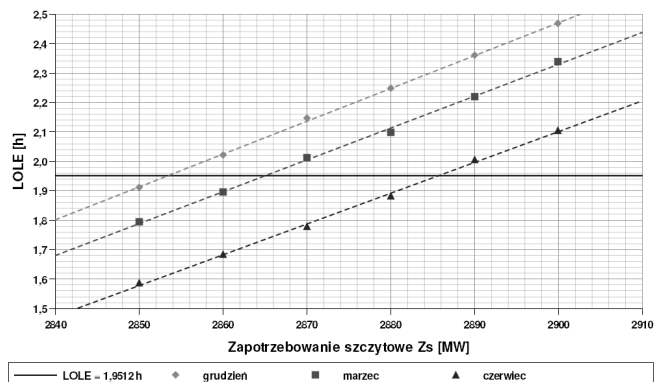
$$CC = \frac{P_{SPV} - P_S}{P_{PV}}, \quad (5)$$

gdzie: CC – wyrażona w jednostkach względnych zdolność elektrowni fotowoltaicznych do pokrywania obciążenia;

P_{SPV} – całkowita zdolność SEE do pokrywania obciążenia, obliczona z uwzględnieniem dodatkowej mocy zainstalowanej, w MW;

P_S – całkowita zdolność SEE do pokrywania obciążenia, obliczona bez uwzględnienia mocy zainstalowanej w elektrowniach fotowoltaicznych, w MW;

P_{PV} – moc zainstalowana dodatkowych elektrowni fotowoltaicznych, w MW.



Rys. 3. Zależność oczekiwanego czasu występowania deficytu mocy LOLE od wielkości zapotrzebowania szczytowego Z_s , w przypadku zainstalowania dodatkowych elektrowni fotowoltaicznych o mocy 100 MW dla trzech charakterystycznych tygodni w roku

Zdolności do pokrywania obciążenia systemu elektroenergetycznego w obu przypadkach: z uwzględnieniem oraz z pominięciem dodatkowej mocy zainstalowanej w elektrowniach słonecznych, określono dla tego samego poziomu niezawodności systemu. Jako odniesienie przyjęto jednokrotny poziom oczekiwanego czasu trwania deficytu mocy LOLE, który dla bazowego przypadku systemu, bez dodatkowych źródeł, jest równy 1,9512 h. Obliczenia zostały wykonane dla dwóch wielkości dodatkowej mocy, zainstalowanej w elektrowniach słonecznych: 100 i 250 MW oraz dla trzech charakterystycznych tygodni w roku: w grudniu, marcu i czerwcu. Zdolność systemu do pokrywania obciążenia z zainstalowanymi elektrowniami fotowoltaicznymi P_{SPV} wyznaczono na podstawie zależności wskaźnika LOLE od obciążenia szczytowego. Przykład zależności tego wskaźnika od obciążenia przedstawiono na rysunku 3. Wyznaczone wartości Capacity Credit zestawiono w tabelicy 3.

Tabela 3. Wyznaczone wartości Capacity Credit dla elektrowni słonecznych, określające ich zdolność do pokrywania obciążenia

Udział PV w mocy, %	P_{PV} , MW	Tydzień w roku	P_S , MW	P_{SPV} , MW	Capacity Credit (CC), %
2,85	100	11 XII – 18 XII	2850	2853,7	3,70
		11 III – 18 III		2865,2	15,17
		11 VI – 18 VI		2884,4	34,42
6,84	250	11 XII – 18 XII		2860,7	4,26
		11 III – 18 III		2895,5	18,19
		11 VI – 18 VI		2939,9	35,97

5. PODSUMOWANIE

Rosnący udział energetyki wykorzystującej odnawialne zasoby energii w Europie wymaga uwzględnienia jej również w analizach niezawodnościowych. W artykule przedstawiono sposoby uwzględniania w tych analizach elektrowni słonecznych. Dla modelowania ich pracy i niezawodności istotne jest stworzenie modelu dostępności energii pierwotnej – promieniowania słonecznego. Zaprezentowano dwa podejścia do uwzględniania elektrowni słonecznych w anali-

zach niezawodności. Pierwsze z nich zakłada, że elektrownie fotowoltaiczne są traktowane jako jednostki wytwórcze dwustanowe, gdzie zdolność wytwórcza odpowiadająca obu stanom zależy od godziny oraz dnia. Drugie podejście polega na założeniu, że elektrownie słoneczne są zlokalizowane blisko odbiorców, a zatem można je traktować jako odbiór o ujemnym zapotrzebowaniu na moc. W tym podejściu od zapotrzebowania na moc należy odjąć wartość oczekiwaną produkcji energii w elektrowniach słonecznych. Wyniki obliczeń uzyskiwane w obu podejściach są zbliżone. Prost-

sze, a co za tym idzie mniej czasochłonne obliczenia są wymagane w drugim z analizowanych sposobów. Dlatego, przy porównywalnych wynikach wydaje się on lepszy. Zbadano również zdolność elektrowni słonecznych do pokrywania obciążenia. W grudniu, w dniach o najniższym nasłonecznieniu są one zdolne zapewnić zasilanie o wielkości około 3–4% ich mocy znamionowej. Na wiosnę i na jesieni wskaźnik ten wynosi około 15–18%, natomiast w lipcu sięga około 35%.

6. BIBLIOGRAFIA

1. Amelin M.: Comparison of Capacity Credit Calculation Methods for Conventional Power Plants and Wind Power, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 24, No. 2, May 2009, pp. 685–691.
2. IEEE Committee Report: IEEE Reliability Test System, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-98, No. 6, Nov/Dec 1979.
3. Marchel P., Paska J.: Modelowanie niezawodności elektrowni fotowoltaicznych, Rynek Energii, Nr 2, 2014, ss. 81–86.
4. Marchel P., Paska J.: Wpływ modeli niezawodności wiatrowych jednostek wytwórczych na niezawodność wytwarzania energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym, Przegląd Elektrotechniczny, Nr 10, 2013, ss. 37–42.
5. Paska J.: Niezawodność systemów elektroenergetycznych, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2005.
6. Paska J., Wytwarzanie rozproszone energii elektrycznej i ciepła, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2010
7. Typowe lata meteorologiczne i statystyczne dane klimatyczne dla obszaru Polski do obliczeń energetycznych budynków ze strony Ministerstwa Infrastruktury i Rozwoju, http://www.mir.gov.pl/budownictwo/rynek_budowlany_i_teknika/efektywnosc_energetyczna_budynkow/typowe_lata_meteorologiczne/strony/start.aspx

GENERATION RELIABILITY IN ELECTRIC POWER SYSTEM CONSIDERING RENEWABLE ENERGY SOURCES

The paper is devoted to methods of considering renewable energy sources in reliability analyses of the electric power systems. The special attention was focused on solar power plants. The way for modeling of primary energy availability for these sources was defined. The impact of the new photovoltaic sources on generation reliability in electric power system on example of IEEE RTS-79 was examined. Capacity Credit for these power plants was evaluated, thanks to that the ability to cover the demand for power was assessed.

Keywords: reliability of electricity generation, renewable energy sources, solar power plants

OBLICZENIA ELEKTROMECHANICZNYCH WARTOŚCI WŁASNYCH NA PODSTAWIE PRZEBIEGÓW MOCY CHWILOWEJ I PRĘDKOŚCI KĄTOWEJ ZESPOŁÓW WYTWÓRCZYCH PRZY ZAKŁÓCENIU SKOKOWYM

Piotr PRUSKI, Stefan PASZEK

Politechnika Śląska, Instytut Elektrotechniki i Informatyki
tel.: 32 237 1229; e-mail: piotr.pruski@polsl.pl, stefan.paszek@polsl.pl

Streszczenie: W artykule przedstawiono wyniki obliczeń wartości własnych (związanych ze zjawiskami elektromechanicznymi) macierzy stanu modelu systemu elektroenergetycznego (SEE) na podstawie analizy przebiegów zakłóceń mocy chwilowej i prędkości kątowej zespołów wytwórczych SEE. Wzięto pod uwagę przebiegi występujące po wprowadzeniu zakłócenia w postaci skokowej zmiany napięcia zadanego regulatora napięcia w jednym z zespołów wytwórczych SEE. W modelu SEE uwzględniono oddziaływanie centralnego regulatora częstotliwości. Wykorzystana w artykule metoda obliczeń wartości własnych polega na aproksymacji analizowanych przebiegów zakłóceń za pomocą przebiegów stanowiących superpozycję składowych modalnych związanych z poszukiwanymi wartościami własnymi. Uzyskano zadowalającą dokładność obliczeń wszystkich elektromechanicznych wartości własnych.

Słowa kluczowe: system elektroenergetyczny, stabilność kątowa, wartości własne związane ze zjawiskami elektromechanicznymi, stany nieustalone.

1. WSTĘP

Aby system elektroenergetyczny (SEE) mógł pracować prawidłowo, zapewniając dostawę energii elektrycznej do odbiorców, konieczne jest zachowanie jego stabilności kątowej. Utrata stabilności kątowej SEE może spowodować wystąpienie poważnej awarii systemowej, której skutkiem może być pozbawienie zasilania bardzo dużej liczby odbiorców. Stabilność kątową SEE można określić przy wykorzystaniu wskaźników stabilności kątowej [1], które są obliczane na podstawie wartości własnych macierzy stanu SEE związanych ze zjawiskami elektromechanicznymi, zwanych w artykule *elektromechanicznymi wartościami własnymi*. Te wartości własne można obliczyć na podstawie macierzy stanu zlinearyzowanego w ustalonym punkcie pracy modelu matematycznego SEE, jednak w tym przypadku wyniki obliczeń zależą pośrednio od przyjętych modeli poszczególnych elementów SEE i wartości ich parametrów. Wykorzystywane w obliczeniach wartości parametrów tych modeli często nie są dostatecznie dokładne i wiarygodne [2]. Elektromechaniczne wartości własne można także obliczyć z dobrą dokładnością na podstawie analizy rzeczywistych przebiegów nieustalonych, które pojawiają się w SEE po różnych zakłóceniach [3, 4, 5]. Wtedy na wyniki obliczeń nie wpływa przyjęty model SEE i jego parametry, tylko rzeczywisty, aktualny stan pracy SEE [4].

2. ZLINEARYZOWANY MODEL SEE

Zlinearyzowany w ustalonym punkcie pracy model SEE opisany jest równaniem stanu i równaniem wyjścia [3, 4, 6]:

$$\Delta \dot{\mathbf{x}} = \mathbf{A} \Delta \mathbf{x} + \mathbf{B} \Delta \mathbf{u}, \quad (1)$$

$$\Delta \mathbf{y} = \mathbf{C} \Delta \mathbf{x} + \mathbf{D} \Delta \mathbf{u}, \quad (2)$$

gdzie: $\Delta \mathbf{x}$, $\Delta \mathbf{u}$, $\Delta \mathbf{y}$ – wektory odchyłek od wartości ustalonych odpowiednio: zmiennych stanu, zmiennych wejściowych (wymuszeń) i zmiennych wyjściowych,

\mathbf{A} – macierz stanu.

Elementy macierzy \mathbf{A} , \mathbf{B} , \mathbf{C} i \mathbf{D} z równania stanu (1) i równania wyjścia (2) SEE są obliczane dla ustalonego stanu pracy [3, 4].

Przebiegi czasowe wielkości wyjściowych zlinearyzowanego modelu SEE można obliczyć, całkując numerycznie równanie (1) lub na podstawie wartości własnych i wektorów własnych macierzy stanu \mathbf{A} . Przebieg każdej wielkości wyjściowej stanowi superpozycję składowych modalnych zależnych od wartości własnych i wektorów własnych macierzy \mathbf{A} [3, 4]. Przy zakłóceniu w postaci skokowej zmiany j -tej wielkości wejściowej $\Delta u_j(t) = \Delta U \mathbf{1}(t-t_0)$ przebieg i -tej wielkości wyjściowej (przy $\mathbf{D} = \mathbf{0}$ i założeniu występowania tylko jednokrotnych wartości własnych) ma postać [4]:

$$\Delta y_i(t) = \sum_{h=1}^n K_{ih} (e^{\lambda_h(t-t_0)} - 1) \Delta U, \quad t \geq t_0, \quad (3)$$

przy czym:

$$K_{ih} = F_{ih} \lambda_h^{-1}, \quad F_{ih} = \mathbf{C}_i \mathbf{V}_h \mathbf{W}_h^T \mathbf{B}_j, \quad (4)$$

gdzie: $\lambda_h = \alpha_h + j\nu_h$ – h -ta wartość własna macierzy stanu;

F_{ih} – czynnik udziału h -tej wartości własnej w przebiegu i -tej wielkości wyjściowej,

\mathbf{C}_i – i -ty wiersz macierzy,

\mathbf{C} ; \mathbf{V}_h , \mathbf{W}_h – h -ty prawostronny i lewostronny wektor własny macierzy stanu,

\mathbf{B}_j – j -ta kolumna macierzy,

\mathbf{B} ; n – wymiar macierzy stanu \mathbf{A} .

Wartości λ_h oraz F_{ih} są rzeczywiste lub zespolone [3].

2.1. Elektromechaniczne wartości własne SEE

W przypadku przebiegów zakłóceń mocy chwilowej i prędkości kątowej zespołów wytwórczych SEE duże znaczenie mają oscylacyjne składowe modalne związane z elektromechanicznymi wartościami własnymi. Te wartości

własne są zespolone, parami sprzężone. Ingerują one w różny sposób w przebiegach zakłóceń wielkości wyjściowych poszczególnych zespołów wytwórczych, co związane jest z różnymi wartościami ich zespolonych, parami sprzężonych czynników udziału [3, 4].

3. METODA OBLICZEŃ ELEKTROMECHANICZNYCH WARTOŚCI WŁASNYCH

W obliczeniach wykorzystano przebiegi zakłóceń odchyłek mocy chwilowych ΔP oraz prędkości kątowych $\Delta\omega$ zespołów wytwórczych, występujące po celowym wprowadzeniu małego zakłócenia do układu regulacji napięcia jednego z zespołów wytwórczych SEE. Przyjęto zakłócenie w postaci skokowej zmiany w przebiegu napięcia zadanego regulatora napięcia V_{ref} [4].

Wykorzystana w badaniach metoda obliczeń elektromechanicznych wartości własnych polega na aproksymacji przebiegów zakłóceń poszczególnych zespołów wytwórczych na podstawie wyrażenia (3). Wartości własne i ich czynniki udziału w analizowanym przebiegu są nieznanymi parametrami tej aproksymacji. Aproksymacja przebiegów polega na iteracyjnym doborze jej parametrów tak, aby zminimalizować wartość funkcji celu, zdefiniowanej jako błąd średniokwadratowy ε_w , występujący między przebiegiem aproksymowanym a aproksymującym [7]:

$$\varepsilon_w(\lambda, F) = \sum_{k=1}^N (\Delta W_{k(m)} - \Delta W_{k(a)}(\lambda, K))^2, \quad (5)$$

- gdzie: λ – wektor wartości własnych,
 ΔW – przebieg odchyłki analizowanej wielkości,
 K – wektor współczynników K_i określonych dla poszczególnego przebiegu (zdefiniowanych w zależności 4),
 k – numery próbek przebiegów,
 N – liczba próbek przebiegów, indeks „m” oznacza przebieg aproksymowany, a indeks „a” – przebieg aproksymujący, obliczony na podstawie wartości własnych i czynników udziału według wzoru (3).

Do minimalizacji funkcji celu (5) wykorzystano hybrydowy algorytm optymalizacyjny, stanowiący połączenie algorytmów genetycznego i gradientowego. Wyniki uzyskane za pomocą algorytmu genetycznego są przyjmowane jako punkt startowy dla algorytmu gradientowego. Połączenie tych algorytmów eliminuje ich podstawowe wady [1, 3, 4, 7].

Z przeprowadzonych badań wynika, że w przebiegach odchyłek mocy chwilowej ΔP oraz prędkości kątowej $\Delta\omega$ ingerują w znaczący sposób nie tylko elektromechaniczne wartości własne, ale także inne wartości własne. W przypadku zakłócenia skokowego w celu umożliwienia poprawnej aproksymacji przebiegu ΔP należy uwzględnić jedną zastępczą aperiodyczną składową modalną, natomiast w celu umożliwienia poprawnej aproksymacji przebiegu $\Delta\omega$ należy uwzględnić dwie zastępcze aperiodyczne składowe modalne. Te zastępcze składowe modalne odwzorowują wpływ składowych modalnych nie związanych z elektromechanicznymi wartościami własnymi na te przebiegi.

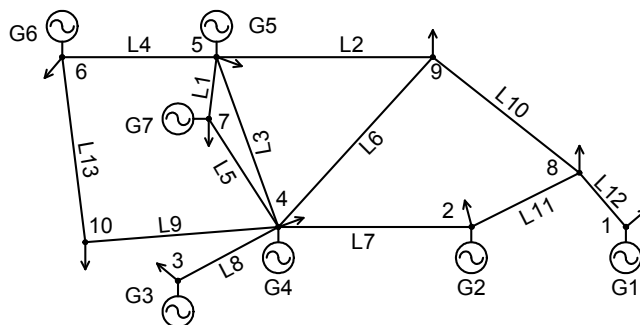
Przebiegi ΔP obliczane są na podstawie przebiegów napięć i prądów twornika generatora (fazowych lub osiowych, czyli obliczonych poprzez transformację Parka [8]). Pomiar przebiegów $\Delta\omega$ są możliwe przy użyciu aparatury opracowanej w Instytucie Elektrotechniki i Informatyki Wydziału Elektrycznego Politechniki Śląskiej [9].

Z powodu występowania dużej ilości minimów lokalnych funkcji celu, w których algorytm optymalizacyjny może utknąć, proces aproksymacji przeprowadzono wielo-

krotnie na podstawie tego samego przebiegu. Odrzucano wyniki o wartościach funkcji celu większych niż pewna przyjęta wartość graniczna. Jako wynik końcowy obliczeń części rzeczywistych i części urojonych poszczególnych wartości własnych przyjęto średnie arytmetyczne z wyników nie odrzuconych w kolejnych obliczeniach [3, 4].

4. PRZYKŁADOWE OBLICZENIA

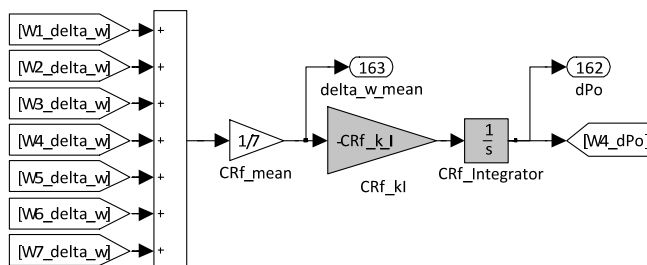
Przykładowe obliczenia wykonano dla 7-maszynowego testowego SEE CIGRE przedstawionego na rysunku 1. Wzięto pod uwagę przebiegi występujące po wprowadzeniu zakłócenia skokowego w przebiegu napięcia zadanego regulatora napięcia V_{ref} zespołu G7, o wysokości $\Delta V_{ref} = -5\% V_{ref0}$ (V_{ref0} – wartość początkowa napięcia V_{ref}).



Rys. 1. Analizowany 7-maszynowy SEE CIGRE [7]

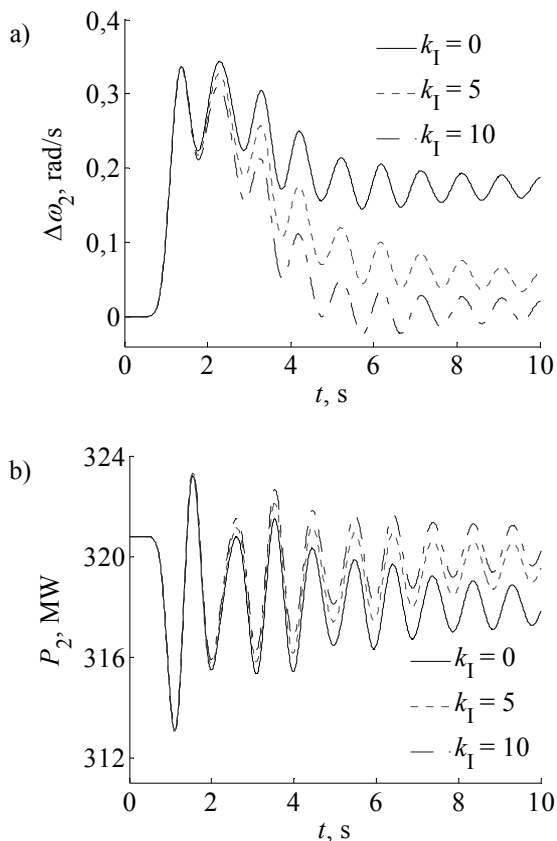
Model SEE CIGRE opracowano w środowisku Matlab-Simulink. W przeprowadzonych obliczeniach wykorzystano modele: generatora synchronicznego GENROU z nieliniową charakterystyką magnesowania [6, 10, 11], statycznego układu wzbudzenia, pracującego w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym [6], turbiny parowej IEEE1 [11] i stabilizatora systemowego PSS3B [6, 11].

W modelu SEE uwzględniono centralny regulator częstotliwości (oznaczony w artykule skrótowo CRf) [3], którego model zaprezentowano na rysunku 2. Jako sygnał wejściowy tego modelu przyjęto średnią arytmetyczną odchyłek od wartości znamionowych prędkości kątowych wszystkich zespołów wytwórczych SEE (na wyjściu bloku „CRf_mean”). W bloku „CRf_kl” sygnał ten jest mnożony przez współczynnik wzmocnienia k_I oraz zmieniany jest jego znak. Na wyjściu bloku CRf_Integrator otrzymuje się sygnał wyjściowy, który przekazywany jest do regulatora turbiny zespołu G4 i dodawany do wartości zadanej mocy turbiny.



Rys. 2. Model centralnego regulatora częstotliwości

Na rysunku 3 przedstawiono przykładowe przebiegi mocy chwilowej P oraz odchyłki prędkości kątowej $\Delta\omega$ zespołu G2 dla trzech różnych wartości współczynnika k_I . Wartość $k_I = 0$ oznacza wyłączenie CRf.



Rys. 3. Przykładowe przebiegi mocy chwilowej (a) oraz odchyłki prędkości kątowej (b) zespołu G2

Z rysunku 3 wynika, że przy $k_I = 0$ wartości ustalone przebiegów P i $\Delta\omega$ po zakłóceniu różnią się od ich wartości początkowych. Dla $k_I > 0$ wraz ze wzrostem k_I maleje czas ustalania się tych przebiegów do ich wartości początkowych.

Wartości własne (w tym elektromechaniczne wartości własne) macierzy stanu SEE można obliczyć bezpośrednio na podstawie modelu i parametrów SEE w programie Matlab-Simulink. Obliczone w ten sposób elektromechaniczne wartości własne są nazywane w artykule *oryginalnymi wartościami własnymi*. Porównanie wartości własnych obliczonych na podstawie minimalizacji funkcji celu (5) i oryginalnych wartości własnych przyjęto jako miarę dokładności obliczeń [3, 4]. W tab. 1 przedstawiono oryginalne wartości własne analizowanego SEE CIGRE dla różnych wartości współczynnika k_I . Pogrubiono wartości własne odpowiadające uwzględnionej w dalszej analizie wartości współczynnika $k_I = 10$, dla której uzyskano zadowalający czas ustalania się przebiegu $\Delta\omega$. Z tab. 1 wynika, że wartość współczynnika k_I tylko nieznacznie wpływa na elektromechaniczne wartości własne.

Tablica 1. Oryginalne wartości własne SEE CIGRE dla różnych wartości współczynnika k_I

k_I	0	5	10
$\lambda_1, 1/s$	-0,8805±j10,4425	-0,8784±j10,4437	-0,8763±j10,4448
$\lambda_2, 1/s$	-0,8262±j10,6203	-0,8293±j10,6192	-0,8324±j10,6182
$\lambda_3, 1/s$	-0,7632±j9,6686	-0,7630±j9,6686	-0,7627±j9,6686
$\lambda_4, 1/s$	-0,5273±j8,7481	-0,5274±j8,7481	-0,5274±j8,7481
$\lambda_5, 1/s$	-0,4165±j7,8724	-0,4165±j7,8724	-0,4165±j7,8724
$\lambda_6, 1/s$	-0,1887±j6,5420	-0,1887±j6,5421	-0,1888±j6,5421

4.1. Obliczenia elektromechanicznych wartości własnych

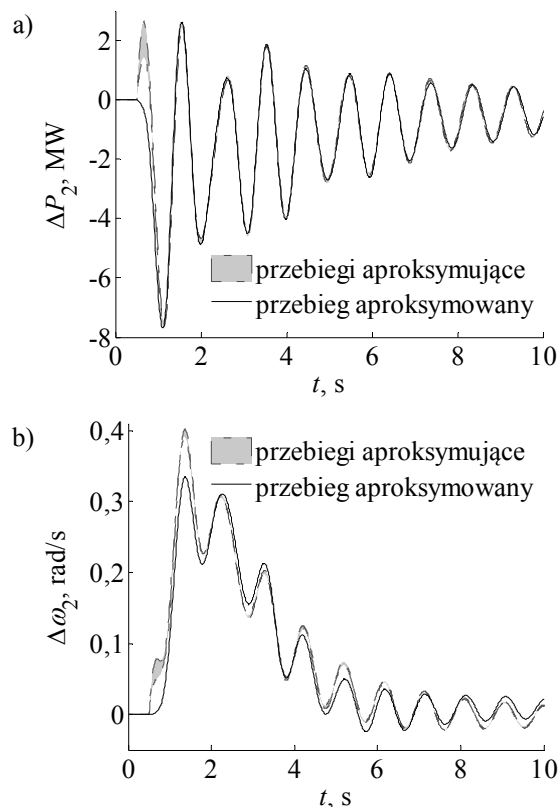
W tab. 2 przedstawiono błędy bezwzględne $\Delta\lambda$ obliczeń elektromechanicznych wartości własnych SEE CIGRE na podstawie analizy przebiegów zakłóceń odchyłek mocy chwilowych ΔP i prędkości kątowych $\Delta\omega$ poszczególnych zespołów wytwórczych. Błędy te są wynikami końcowymi obliczeń i stanowią średnie arytmetyczne błędów uzyskanych wyników obliczeń kolejnych wartości własnych na podstawie przebiegów poszczególnych zespołów. Obliczone średnie wartości własne nie uwzględniają wyników o częściach rzeczywistych lub urojonych znacznie różniących się od pozostałych wyników obliczeń.

Tablica 2. Błędy bezwzględne obliczeń wartości własnych

Przebiegi	ΔP	$\Delta\omega$
$\lambda_1, 1/s$	0,0729±j0,0248	-0,0235±j0,2009
$\lambda_2, 1/s$	-0,0471±j0,1066	-0,0639±j0,1100
$\lambda_3, 1/s$	0,0492±j0,1426	-0,0138±j0,1764
$\lambda_4, 1/s$	-0,0341±j0,0969	0,0053±j0,1767
$\lambda_5, 1/s$	0,0305±j0,0180	0,0300±j0,0972
$\lambda_6, 1/s$	0,0071±j0,0103	-0,0057±j0,0607

Z tab. 2 wynika, że we wszystkich przypadkach dokładność wyników końcowych obliczeń była zadowalająca.

Przykładowo na rysunku 4 przedstawiono przebiegi zakłóceń mocy chwilowej ΔP i prędkości kątowej $\Delta\omega$ zespołu G2 oraz pasma przebiegów aproksymujących, odpowiadających nieodrzuconym wynikom obliczeń. Pasma to określa zakres zmian prędkości kątowej, w którym zawierają się wszystkie przebiegi aproksymujące, odpowiadające poszczególnym wynikom obliczeń.



Rys. 4. Przykładowe przebiegi odchyłek mocy chwilowej (a) i prędkości kątowej (b) zespołu G2

Z rysunku 4 wynika, że dokładność aproksymacji przebiegów ΔP była lepsza, niż przebiegów $\Delta\omega$. Działo się tak również w przypadku przebiegów innych zespołów wytwórczych SEE CIGRE. Mimo to dokładność wyników końcowych obliczeń wartości własnych na ogół była większa dla przebiegów $\Delta\omega$.

5. PODSUMOWANIE

Przeprowadzone badania pozwoliły na sformułowanie następujących wniosków:

- Możliwe jest obliczenie z dobrą dokładnością elektromechanicznych wartości własnych na podstawie analizy przebiegów mocy chwilowej i prędkości kątowej pojawiających się po wprowadzeniu zakłócenia skokowego w układzie regulacji napięcia jednego z zespołów wytwórczych. Uzyskano dobrą dokładność obliczeń na podstawie analizy większości przebiegów, w których wartości własne miały dostatecznie duże moduły współczynników K_b .
- Przyjęcie wyników końcowych obliczeń jako średnich arytmetycznych wartości własnych wyznaczonych na podstawie analizy różnych przebiegów pozwoliło na zwiększenie dokładności obliczeń. Dokładność wyników końcowych obliczeń poszczególnych wartości własnych na ogół była większa dla przebiegów prędkości kątowej, niż dla przebiegów mocy chwilowej.
- Zastosowanie centralnego regulatora częstotliwości w modelu SEE umożliwia uzyskanie znamionowych prędkości kątowych wszystkich zespołów wytwórczych SEE w stanie ustalonym po zakłóceniu skokowym.

6. BIBLIOGRAFIA

1. Paszek S., Nocoń A.: The method for determining angular stability factors based on power waveforms, AT&P Journal Plus2, Power System Modeling and Control, Bratislava, Slovak Republic 2008, pp. 71–74.

2. Cetinkaya H.B., Ozturk S., Albayaci B.: Eigenvalues Obtained with Two Simulation Packages (SIMPOW and PSAT) and Effects of Machine Parameters on Eigenvalues, Electrotechnical Conference, 2004, MELECON 2004, Proceedings of the 12th IEEE Mediterranean, Vol. 3, pp. 943-946.
3. Pruski P., Paszek S.: Analiza dokładności obliczeń elektromechanicznych wartości własnych na podstawie różnych przebiegów zakłóceń w systemie elektroenergetycznym, Zeszyty Naukowe Politechniki Śląskiej „Elektryka”, Gliwice 2013, zeszyt 3, s. 15–22.
4. Pruski P., Paszek S.: Obliczenia elektromechanicznych wartości własnych na podstawie symulacyjnych i pomiarowych przebiegów mocy chwilowej zespołów wytwórczych, Zeszyty Naukowe Politechniki Śląskiej „Elektryka”, Gliwice 2012, zeszyt 2, s. 71–88.
5. Saitoh H., Miura K., Ishioka O., Sato H., Toyoda J.: On-line modal analysis based on synchronized measurement technology, Proc. of International Conference on Power System Technology, 2002, pp. 817–822.
6. Paszek S., Wybrane metody oceny i poprawy stabilności kątowej systemu elektroenergetycznego, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2012.
7. Pruski P., Paszek S.: Determination of electromechanical eigenvalues based on analysis of different disturbance waveforms of a power system, Computer Applications in Electrical Engineering, Vol. 12, Poznań 2014, pp. 130–143.
8. Paszek W., Dynamika maszyn elektrycznych prądu przemiennego, Helion, 1998.
9. Nocoń A.: Prosta metoda pomiaru kąta obciążenia generatora synchronicznego. XXXV Międzynarodowa Konferencja z Podstaw Elektrotechniki i Teorii Obwodów, IC-SPETO 2013, Gliwice – Ustroń 23-26.05.2013, s. 119–120.
10. de Mello F. P., Hannett L. H.: Representation of Saturation in Synchronous Machines, IEEE Transactions on Power Systems 1986, Vol. PWRS-1, November, No. 4, pp. 8–18.
11. Power Technologies, a Division of S&W Consultants Inc.: Program PSS/E Application Guide, Siemens Power Technologies Inc., 2002.

CALCULATIONS OF ELECTROMECHANICAL EIGENVALUES BASED ON THE WAVEFORMS OF INSTANTANEOUS POWER AND ANGULAR SPEED OF GENERATING UNITS AFTER A STEP DISTURBANCE

The paper presents the results of calculations of the eigenvalues (associated with electromechanical phenomena) of the state matrix of the power system (PS) model based on analysis of the instantaneous power and angular speed disturbance waveforms of the PS generating units. In calculations there were taken into account the waveforms occurring after introducing a disturbance in the form of a step change in the waveform of the voltage regulator reference voltage in one of generating units. In the PS model used there was taken into account influence of a central frequency regulator. The method for eigenvalue calculations used in the paper consists in approximation of the analysed disturbance waveforms with the waveforms being a superposition of modal components associated with the searched eigenvalues and their participation factors. The approximation consists in minimisation of the objective function defined as the mean square error that occurs between the approximated and approximating waveforms. For the minimisation of the so-defined objective function a hybrid optimisation algorithm consisting of serially connected genetic and gradient algorithms was used. This connection allows eliminating the basic weaknesses of those both algorithms. To avoid calculation errors caused by the optimisation algorithm freezing in the objective function local minimum, calculations of eigenvalues for each disturbance waveform were performed repeatedly. The calculation results with the objective function values larger than a certain assumed limit were rejected. The arithmetic means of the not rejected results were assumed to be the final calculation results of the real and imaginary parts of particular eigenvalues.

Keywords: power system, angular stability, eigenvalues associated with electromechanical phenomena, transient states

ANALIZA MOŻLIWOŚCI REDUKCJI NAPIĘĆ INDUKOWANYCH W WIELOTOROWYCH LINIACH NĄPOWIETRZNYCH

Rafał TARKO¹, Wiesław NOWAK², Waldemar SZPYRA³

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza, al. A. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków

1. tel.: 12 617 36 53; e-mail: rtarko@agh.edu.pl

2. tel.: 12 617 28 24; e-mail: wieslaw.nowak@agh.edu.pl

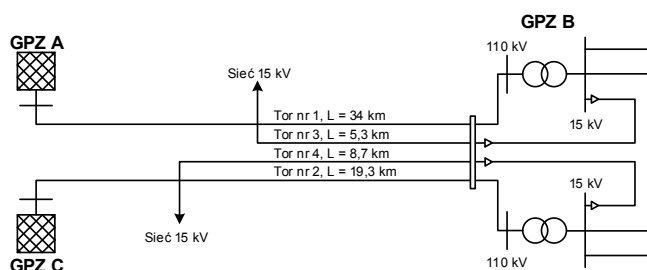
3. tel.: 12 617 32 47; e-mail: wszpyra@agh.edu.pl

Streszczenie: W artykule przedstawiono zagadnienia oddziaływań elektromagnetycznych w czterotorowej, dwunapięciowej linii elektroenergetycznej. Rozwiązania takie są coraz częściej stosowane w praktyce, ze względu na istniejące trudności w budowie nowych linii elektroenergetycznych. Rozwiązania takie posiadają również wady, wśród których wymienić należy oddziaływania elektromagnetyczne i ich skutki w postaci indukowania napięć. Zagadnienia te rozważono w odniesieniu do istniejącej linii czterotorowej o dwóch poziomach napięć 110 kV i 15 kV. Przedstawiono wyniki badań skutków oddziaływań w układzie rzeczywistym oraz analizę wybranych sposobów redukcji napięć indukowanych w torach linii 15 kV.

Słowa kluczowe: linie elektroenergetyczne wielotorowe, linie elektroenergetyczne wielonapięciowe, redukcja napięć indukowanych.

1. WPROWADZENIE

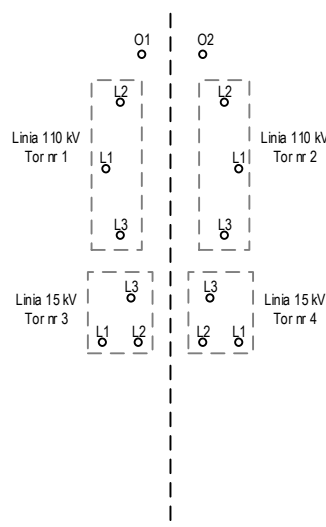
Trudności w pozyskaniu terenu pod budowę nowych linii elektroenergetycznych coraz częściej wymuszają zastosowanie specyficznych rozwiązań, np. w postaci usytuowania projektowanej linii w pasie technologicznym linii istniejącej [1, 2] czy konstrukcji linii wielotorowych o różnych poziomach napięć znamionowych. Rozwiązania takie implikują jednak szereg problemów, wśród których szczególnie podkreślić należy oddziaływania elektromagnetyczne i ich skutki w postaci indukowania napięć i prądów w przewodach [3, 4, 5]. W niniejszym artykule zagadnienia te zostaną przedstawione w odniesieniu do istniejącej linii czterotorowej o dwóch poziomach napięć 110 kV i 15 kV której schemat przedstawiono na rysunku 1.



Rys. 1. Schemat analizowanej sieci z czterotorową linią 110–15 kV

W sieci tej wyodrębniono stacje elektroenergetyczne GPZ A, GPZ B, GPZ C oraz cztery linie napowietrzne, oznaczone jako tor nr 1÷4. Tor nr 1 i tor nr 2 to linie 110 kV zasilające GPZ B, natomiast tor nr 3 i tor nr 4 stanowią linie 15 kV zasilające sieci rozdzielcze średniego napięcia. Na

odcinku o długości 8,7 km mierzonej od GPZ B, tory 110 kV i 15 kV są umieszczone na wspólnej konstrukcji wsporczej, początkowo w postaci linii czterotorowej, a następnie trójtorowej. Rozmieszczenie przewodów w linii przedstawiono na rysunku 2.



Rys. 2. Układ przewodów czterotorowej linii 110-15 kV

Usytuowanie linii 15 kV pod liniami 110 kV daje ewidentne korzyści z punktu widzenia wykorzystania dostępnego dla lokalizacji terenu. Posiada jednak szereg wad, wśród których wymienić można konieczność wyłączenia toru 110 kV w przypadku wykonywania prac na znajdującym się pod nim torze 15 kV oraz indukowanie w odłączonych od zasilania torach 15 kV napięć, wywołanych oddziaływaniem elektromagnetycznym linii 110 kV. Szczególnie ten drugi aspekt ma dotkliwe skutki praktyczne, ze względu na fakt występowania napięć na odłączonej od zasilania linii, a w dalszej konsekwencji na brak możliwości jej uziemienia. W stosowanych obecnie rozwiązaniach rozdzielnic, w polach liniowych są stosowane stacjonarne uziemniki, których zamknięcie jest dozwolone jedynie w warunkach braku napięcia na jego styku stałym. Blokada napędu uziemnika współpracuje najczęściej z przekąźnikiem blokady łączeniowej, uniemożliwiający zamknięcie uziemnika, jeżeli napięcia fazowe uziemianej linii są wyższe niż 10% wartości napięcia znamionowego.

Sytuacja powyższa zaistniała w linii przedstawionej na rysunku 1, gdzie wystąpił brak możliwości uziemienia torów

15 kV. Przyjęto hipotezę, że przyczyną takiego stanu rzeczy są napięcia indukowane wskutek oddziaływania elektromagnetycznego torów 110 kV.

2. BADANIE ODDZIAŁYWAŃ W UKŁADZIE ISTNIEJĄCYM

W celu potwierdzenia słuszności przyjętej hipotezy, wykonano badania oddziaływań elektromagnetycznych torów 110 kV na tory 15 kV. Obejmowały one pomiary napięć i prądów indukowanych w torze nr 4 o napięciu 15 kV oraz weryfikację obliczeniową otrzymanych wyników. Pomiary na linii 15 kV wykonano przy jednym ze słupów, na stanowisku zawierającym niezbędną aparaturę łączeniową oraz pomiarową (rys. 2). Rozważono cztery warianty pracy linii 110/15 kV, przedstawione w tabeli 1. Wyniki pomiarów wraz z wynikami obliczeń otrzymanych za pomocą opracowanego modelu matematycznego, dla wariantów 2, 3 i 4 zestawiono w tabeli 2.



Rys. 2. Stanowisko do badań skutków oddziaływań w analizowanej linii

Tabela 1. Warianty pracy czterotorowej linii 110–15 kV

Wariant	Linie 110 kV		Linie 15 kV	
	tor nr 1	tor nr 2	tor nr 3	tor nr 4
1	pod napięciem	dłączony, obustronnie uziemiony	pod napięciem	odłączony, jednostronnie uziemiony
2	pod napięciem	odłączony, obustronnie uziemiony	pod napięciem	odłączony, odziemiony
3	pod napięciem	pod napięciem	pod napięciem	odłączony, odziemiony
4	pod napięciem	pod napięciem	pod napięciem	odłączony, jednostronnie uziemiony

Tabela 2. Wyniki obliczeń i pomiarów dla wariantów 2 i 3

Faza	Napięcia indukowane		Prądy indukowane po uziemieniu przewodów na stanowisku pomiarowym	
	zmierzone	obliczone	zmierzone	obliczone
Wariant 2				
L1	915 V	954 V	0,02 A	0,022 A
L2	1484 V	1505 V	0,03 A	0,045 A
L3	1860 V	1924 V	0,04 A	0,063 A
L1-L2	594 V	552 V	–	–
L2-L3	449 V	483 V	–	–
L3-L1	984 V	981 V	–	–
Wariant 3				
L1	4026 V	4224 V	0,08 A	0,114 A
L2	4020 V	4116 V	0,08 A	0,108 A
L3	7095 V	6991 V	0,20 A	0,233 A
L1-L2	48 V	261 V	–	–
L2-L3	3111 V	2884 V	–	–
L3-L1	3161 V	2768 V	–	–
Wariant 4				
L1	6,0 V	8,7 V	0,84 A	0,60 A
L2	9,0 V	10,9 V	1,50 A	1,14 A
L3	4,7 V	8,0 V	0,40 A	0,45 A
L1-L2	3,8 V	2,6 V	–	–
L2-L3	7,0 V	3,5 V	–	–
L3-L1	3,9 V	0,9 V	–	–

Przeprowadzone badania wykazały, że podczas eksploatacji analizowanej linii elektroenergetycznej dochodzi do indukowania w torach 15 kV napięć i prądów, mogących wpłynąć na jej eksploatację. Podstawowe znaczenie ma oddziaływanie pojemnościowe pomiędzy pracującymi torami 110 kV, a wyłączonymi i nieuziemiającymi torami 15 kV, w których indukowane są napięcia rzędu kilku kilowoltów. Napięcia te istotnie utrudniają eksploatację linii 15 kV, m.in. przez brak możliwości uziemienia linii ze względu na obecność napięcia powyżej 10% wartości napięcia znamionowego. Napięcia te stanowią również zagrożenie porażeniowe dla pracowników wykonujących prace na linii. Uziemienie jedno- lub dwustronne torów 15 kV eliminuje oddziaływanie pojemnościowe, lecz uwidacznia się wówczas oddziaływanie magnetyczne. Wartości indukowanych napięć są rzędu kilku do kilkunastu woltów i są proporcjonalne do wartości prądów płynących w torach 110 kV.

Przeprowadzone badania umożliwiły także weryfikację i poprawienie dokładności modelu matematycznego analizowanych linii 110 kV i 15 kV. Obliczenia prowadzone z jego wykorzystaniem dają wyniki zbliżone z pomiarami w rzeczywistej linii. Dotyczy to zwłaszcza sprzężeń pojemnościowych, charakteryzujących się największymi wartościami napięć indukowanych na przewodach torów wyłączonych spod napięcia. W dalszej analizie posłużono się tymi właśnie modelami.

3. ANALIZA MOŻLIWOŚCI OGRANICZANIA ODDZIAŁYWAŃ ELEKTROMAGNETYCZNYCH

Wykorzystując opracowany i przetestowany w praktyce model komputerowy rozważanej sieci, przeprowadzono analizę różnych sposobów ograniczenia lub całkowitej eliminacji negatywnych skutków oddziaływania pomiędzy torami 110 kV a torami 15 kV. W dalszej części artykułu przedstawiono wyniki analizy następujących sposobów ograniczania napięć indukowanych:

- przeplecenie torów oraz zmiana kolejności faz w torach 110 kV,
- zmiana układu przewodów w torów 15 kV i 110 kV,
- zmiana pionowej odległości między torami 15 kV i 110 kV,
- zainstalowanie baterii kondensatorów równoległych w torach 15 kV.

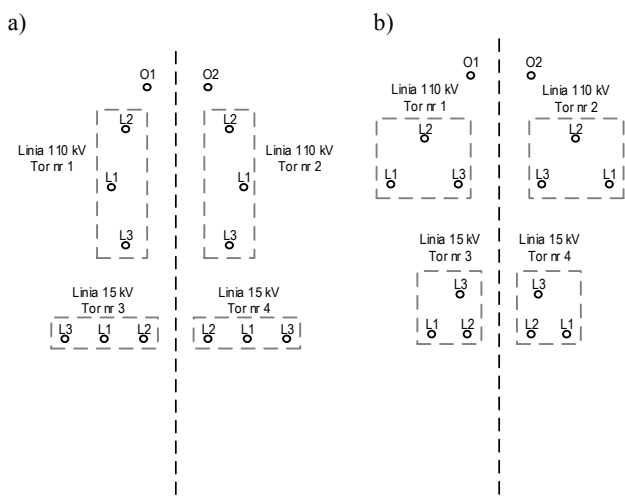
3.1. Wpływ przeplecenia przewodów

Przeprowadzona analiza wykazała, że przeplecenie torów 110 kV na jednym ze słupów nie wpływa na wartości napięć indukowanych w odłączonych i nieziemionych torach linii 15 kV, a uzyskane wyniki są praktycznie identyczne, jak dla pierwotnie eksploatowanego układu. Poza tym, przeplecenie skutkowałoby koniecznością wyłączenia obu torów linii 110 kV w przypadku wykonywania prac na jednym z torów linii 15 kV.

Z analizy wpływu zmiany kolejności przewodów fazowych w torach 110 kV wynika, że najkorzystniejszy z punktu widzenia napięć indukowanych w torach 15 kV jest układ, w którym znajdujące się najniższe przewody fazowe torów 110 kV są różnoimienne. Jednak zachodzące w tym przypadku ograniczenie wartości napięcia jest niewystarczające. Ponadto, różnica w napięciach indukowanych jest zauważalna tylko w sytuacji, gdy obydwa tory 110 kV pozostają pod napięciem, natomiast sytuacja nie zmienia się, gdy jeden z torów 110 kV jest odłączony od napięcia i uziemiony obustronnie.

3.2. Wpływ zmiany układu przewodów

Zbadano dwa warianty zmiany układu przewodów w analizowanej linii: układ trójkątny pionowy przewodów torów 110 kV i płaski torów 15 kV (rys. 3a) oraz trójkątny zarówno torów 110 kV jak i 15 kV (rys. 3b)



Rys. 3. Badane układy przewodów torów 110 kV i 15 kV

Wyniki badania wpływu układu przewodów torów 110 kV i 15 kV na wartości napięć indukowanych w układzie jak na rysunku 3a zestawiono w tabeli 3.

Tabela 3. Wartości napięć indukowanych przy różnych konfiguracjach przewodów fazowych

Faza	Napięcia indukowane w torach 15 kV dla układu przewodów		
	istniejącego	płaskiego torów 15 kV	trójkątnego torów 110 kV
L1	4699 V	4930 V	2422 V
L2	4792 V	5332 V	2641 V
L3	7553 V	3994 V	4468 V
L1-L2	171 V	585 V	731 V
L2-L3	2761 V	1380 V	1916 V
L3-L1	2879 V	966 V	2509 V

Z przeprowadzonej analizy wynika, że zmiana układu przewodów wpływa na poziom napięć fazowych i międzyfazowych indukowanych w torach linii 15 kV. Jednak zmniejszenie wartości indukowanych napięć jest niewystarczające dla poprawy warunków eksploatacji analizowanych linii oraz nie pozwala na uziemienie torów 15 kV.

3.3. Wpływ zmiany pionowej odległości przewodów

Badania wpływu zmiany pionowej odległości przewodów wykonano dla istniejącej konfiguracji przewodów zakładając maksymalne możliwe obniżenie przewodów torów 15 kV. Obliczone wartości napięć indukowanych we wszystkich przewodach uległy obniżeniu o około 40%, nadal jednak poziom napięć uniemożliwia uziemienie torów 15 kV.

3.4. Wpływ dołączenia baterii kondensatorów

Badania możliwości redukcji indukowanych napięć, w wyniku dołączania kondensatorów do odłączonych od zasilania i nieziemionych torów 15 kV wykonano przy założeniu, że zastosowana bateria będzie złożona z trzech połączonych w gwiazdę kondensatorów jednofazowych o napięciu znamionowym 9122 V. Analizę przeprowadzono dla dwóch wartości mocy dołączanych kondensatorów wynoszących: 40 kvar (1,55 μF) na fazę oraz 80 kvar (3,10 μF) na fazę. Obliczenia wykonano zarówno dla uziemionego jak i izolowanego punktu gwiazdowego kondensatorów. Obliczenia wykazały istotny wpływ dołączonych pojemności na wartości indukowanych napięć fazowych i międzyprzewodowych. Wyniki obliczeń i pomiarów napięć indukowanych przy uziemionym punkcie gwiazdowym kondensatorów zestawiono w tabeli 4.

Tabela 4. Obliczone i zmierzone wartości napięć indukowanych w torach 15 kV z dołączonymi bateriami kondensatorów

Faza	Badany układ					
	istniejący	z baterią kondensatorów o mocy 3×40 kvar (3×1,55 μF)		z baterią kondensatorów o mocy 3×80 kvar (3×3,10 μF)		
		napięcia indukowane w V				
	obl.	pom.	obl.	pom.	obl.	pom.
L1	4 699	3 885	222,4	201	111,7	101
L2	4 792	3 945	213,4	200	106,3	96
L3	7 553	6 840	436,2	428	219,6	218
L1-L2	171	30	18,4	2	20,5	0,9
L2-L3	2 761	2 985	224,4	230	115,6	120
L3-L1	2 879	3 060	213,9	230	108,1	119

4. PODSUMOWANIE

Przeprowadzone pomiary i obliczenia wykazały, że podczas eksploatacji czterotorowej dwunapięciowej linii elektroenergetycznej 110/15 kV dochodzi do indukowania w torach 15 kV napięć o wartościach rzędu kilku kilowoltów. Napięcia indukowane utrudniają eksploatację linii 15 kV przez brak możliwości jej uziemienia linii.

Wykorzystując opracowany, zweryfikowany model komputerowy przeprowadzono analizę wybranych sposobów ograniczenia negatywnych skutków oddziaływania pomiędzy torami wysokiego napięcia a torami średniego napięcia. Stwierdzono, że zastosowanie przeplecenia torów lub faz w rozważanej linii oraz zmiana konfiguracji przewodów na słupach nie prowadzi do istotnego ograniczenia wartości napięć indukowanych pojemnościowo.

Wykazano, że dołączenie kondensatorów o mocy 40 kVAr połączonych w gwiazdę, istotnie zmniejsza wartości napięć indukowanych (zarówno fazowych, jak i międzyfazowych) w wyłączonych torach linii 15 kV. Należy zauważyć, że dołączenie kondensatorów może stanowić dobry sposób na obniżenie poziomu napięć indukowanych w przewodach fazowych do wartości umożliwiającej uziemienie w stacji linii 15 kV.

W analizowanej linii dołączenie baterii o mocy 40 kVAr przyniosło zadowalające efekty, lecz w przypadku podobnych problemów pojawiających się w innych liniach tego typu, niezbędne jest przeprowadzenie szczegółowych badań.

Istotnym skutkiem oddziaływania jest również zagrożenie porażeniowe pracowników. W przypadku wykonywania prac eksploatacyjnych lub remontowych na torach 15 kV należy liczyć się z występowaniem niebezpiecznych napięć dotykowych i prądów rażeniowych. Ma to miejsce przede wszystkim przy braku uziemienia torów 15 kV, jednak zagrożenie może również wystąpić przy jednostronnym uziemieniu, np. podczas zakładania oraz demontażu przenośnych uziemiaczy na stanowisku pracy.

5. BIBLIOGRAFIA

1. Nowak W., Tarko R., Analysis of the feasibility of locating 110 kV line in 400 kV right-of-way in terms of electromagnetic interaction, *Acta Energetica*, no. 1/14, 2013, pp. 102–113.
2. Nowak W., Tarko R., Analiza możliwości lokalizacji linii 110 kV w pasie technologicznym linii 400 kV w aspekcie oddziaływań elektromagnetycznych, *Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej*, nr 32, 2013, s. 19–22.
3. Bąchorek W., Kot A., Nowak W., Szpyra W., Tarko R., Problemy projektowania i eksploatacji napowietrznych linii elektroenergetycznych w aspekcie pól elektromagnetycznych, V konferencja Naukowo-Techniczna „Elektroenergetyczne linie napowietrzne”, PTPiREE, Dźwirzyno, 15 maja 2012 r., s. 6-1-6-11.
4. Szostek T., Kurpanik B., Wojciechowski J., Analiza indukowanych napięć w obustronnie odłączonej linii 750 kV Chmielnicka Elektrownia Jądrowa – Rzeszów, *Energetyka*, 1988, nr 10, s. 365–370.
5. Nowak W., Tarko R., Jaglarz A., Kozioł J., Analiza warunków eksploatacyjnych linii 110 kV Klikowa-Połaniec i 220 kV Klikowa-Niziny w aspekcie oddziaływania elektromagnetycznego, *Energetyka*, 2006, nr 2, s. 118–123.

ANALYSIS POSSIBILITY TO REDUCE TENSIONS INDUCED IN MULTI-CIRCUIT OVERHEAD LINES

The paper presents the electromagnetic interaction in four-circuit, dual voltage power line. Such solutions are increasingly being applied in practice, due to the difficulties with the acquisition of area for the construction of new power lines. Such solutions have some disadvantages, among which should be mentioned electromagnetic interactions and their consequences in terms of inducing voltage. These issues are considered in relation to the existing four-circuit line of voltage levels of 110 kV and 15 kV. Presents the results of the effects of interactions in a real system and the analysis of selected ways to reduce stress induced in the 15 kV line.

Keywords: multi-circuit power lines, multi-voltage power lines, reduction of induced voltages



**STEROWANIE PRACĄ
SYSTEMU
ELEKTROENERGETYCZNEGO**

S3

UPQC – UKŁAD DO POPRAWY JAKOŚCI ENERGII ELEKTRYCZNEJ W SIĘCIACH ZASILAJĄCYCH PRĄD PRZEMIENNEGO

Piotr FABIJĄŃSKI

Politechnika Warszawska, Instytut Sterowania i Elektroniki Przemysłowej, ul. Koszykowa 74, 00-662 Warszawa
tel.: 22 2347 333; e-mail: piotr.fabijanski@ee.pw.edu.pl

Streszczenie: W artykule opisano zintegrowany układ do poprawy jakości energii elektrycznej UPQC (ang. Unified Power Quality Conditioner). Budowa układu UPQC oraz sposób dołączenia jego do sieci zasilającej prądu przemiennego zarówno jednofazowej jak i trójfazowej umożliwiają skuteczną kompensację niepożądanych zakłóceń występujących w przebiegach napięć zasilających odbiorniki jak i prądach pobieranych przez nieliniowe odbiorniki. W artykule przedstawiono podstawową topologię układu. Przeprowadzone badania układu UPQC potwierdziły jego pozytywny wpływ na jakość energii elektrycznej. Uzyskano istotną poprawę parametrów energii elektrycznej. Zintegrowany układ do poprawy jakości energii elektrycznej UPQC może być stosowany wszędzie tam gdzie wymagana jest energia elektryczna o wysokiej jakości spełniająca wymagania normy PN-EN 50160.

Słowa kluczowe: jakość energii elektrycznej, moc czynna, moc bierna, moc pozorna, filtracja aktywna, UPQC, THD, HD.

1. WSTĘP

Urządzenia energoelektroniczne dużej i średniej mocy takie jak układy prostownikowe, tyrystorowe układy regulacyjne, tranzystorowe układy mocy, które są powszechnie stosowane w przemyśle, niekorzystnie wpływają na parametry sieci zasilającej. Pogarszają one jakość energii elektrycznej dostarczanej do odbiorcy.

Nieliniowe odbiorniki powodują odkształcenie przebiegów prądów w linii zasilającej (generując wyższe harmoniczne prądu). Wyższe harmoniczne w prądach odbiornika wywołują dodatkowe spadki napięć na impedancjach sieci zasilającej, a zatem odkształcenie sinusoidalnych przebiegów napięć w sieci zasilającej (generując wyższe harmoniczne napięcia). Ponadto pierwsza harmoniczna w prądach fazowych odbiorników zasilanych przez przekształtniki jest przesunięta w fazie względem pierwszej harmonicznej napięcia. Odbiorniki te oprócz energii związanej z mocą czynną pobierają dodatkową energię związaną z mocą bierną.

Jednocześnie wzrasta liczba procesów przemysłowych wymagających energii elektrycznej o wysokich parametrach jakościowych. Dlatego jest konieczne stosowanie układów do poprawy jakości energii elektrycznej takich jak kompensatory mocy biernej, filtry pasywne oraz filtry aktywne szeregowy i równoległy oraz układy zintegrowanych filtrów aktywnych. Wszystkie te nowe, zaawansowane technicznie rozwiązania są źródłem innowacyjności w systemach przesyłowych i liniach zasilania.

Przedstawiony w artykule zintegrowany układ do poprawy jakości energii elektrycznej UPQC (ang. *Unified Power Quality Conditioner*) [1, 2, 5] umożliwia stabilizację i symetryzację napięć na odbiorniku, kompensację harmonicznych i subharmonicznych w napięciu sieci zasilającej,

symetryzację prądu odbiornika, kompensację harmonicznych w prądzie odbiornika, kompensację mocy biernej oraz szybkozmiennych wahań mocy czynnej odbiornika.

2. ZINTEGROWANY UKŁAD DO POPRAWY JAKOŚCI ENERGII ELEKTRYCZNEJ UPQC

Układ UPQC zbudowany jest z dwóch falowników połączonych ze sobą obwodem prądu stałego. Najczęściej ze względu na wygodę sterowania oraz koszty częściej stosuje się falowniki napięcia VSI niż falowniki prądu CSI. W obu przypadkach w układzie tym falowniki wraz z układami pasywnych dolnoprzepustowych filtrów *LC* pełnią rolę filtrów aktywnych APF (ang. *Active Power Filter*). W zależności od charakteru pracy i sposobu dołączenia do linii zasilającej jeden z układów APF jest nazywany filtrem szeregowym (ang. *Series Filter*) a drugi filtrem równoległym (ang. *Shunt Filter*). Oba układy APF pracują jednocześnie i niezależnie od siebie. Filtr szeregowy dołączony jest do sieci zasilającej zawsze poprzez szeregowy transformator dodawczy (ang. *Series Injection Transformer*). Filtr równoległy może być dołączony do sieci poprzez transformator lub dławik sprzęgający L_k . W układzie UPQC oba filtry aktywne szeregowy i równoległy połączone są ze sobą obwodem prądu stałego, w którym znajduje się magazyn energii w postaci kondensatora w układzie z falownikiem napięcia oraz w postaci dławika w układzie z falownikiem prądu. Takie połączenie dwóch oddzielnych filtrów aktywnych pozwala rozwiązać większość problemów dotyczących jakości energii elektrycznej, napięcia i prądu. Jest to popularna topologia stosowana w systemach do poprawy jakości energii elektrycznej. Aktywny filtr równoległy odgrywa główną rolę w poprawnym działaniu układu UPQC zapewniając odpowiedni poziom oraz stabilizację napięcia w obwodzie pośredniczącym prądu stałego. W celu kompensacji mocy biernej oraz wyższych harmonicznych w prądzie odbiornika układ musi generować przebieg chwilowy prądu dodawczego $i_k(t)$ spełniający równanie (1).

$$i_k(t) = i_s^*(t) - i_o(t) \quad (1)$$

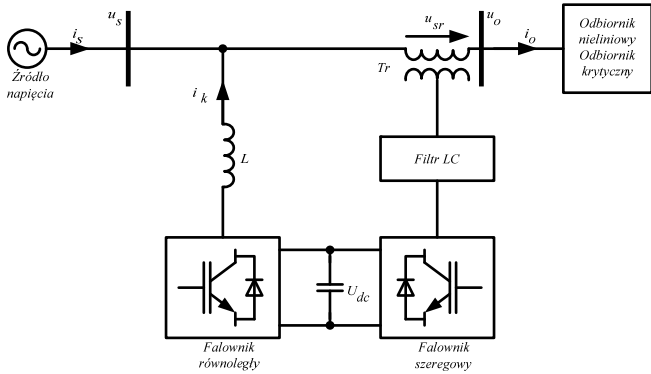
gdzie: $i_s^*(t)$ – wzorcowy przebieg prądu,
 $i_o(t)$ – przebieg prądu odbiornika.

Podobnie jak filtr równoległy tak i filtr szeregowy w celu kompensacji wyższych harmonicznych oraz niepożądanych składowych zgodnych i przeciwnych w przebiegu chwilowym napięcia zasilającego musi generować przebieg chwilowy napięcia dodawczego $u_k(t)$ spełniający równanie:

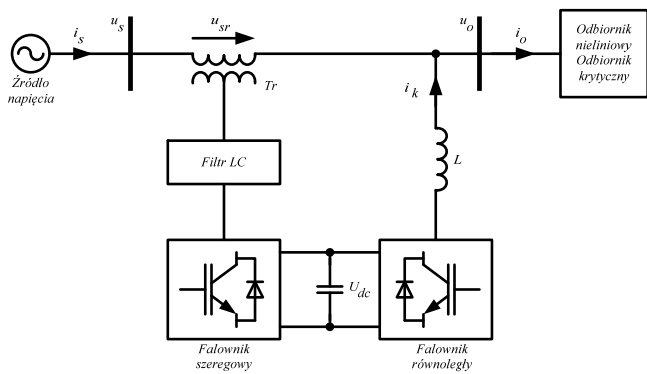
$$u_{sr}(t) = u_o^*(t) - u_s(t) \quad (2)$$

gdzie: $u_o^*(t)$ – wzorcowy przebieg napięcia,
 $u_s(t)$ – przebieg napięcia zasilającego.

Kryterium, według którego można podzielić układy UPQC jest kolejność podłączenia filtra szeregowego i równoległego. Dla układu, w którym filtr szeregowy znajduje się od strony odbiornika stosuje się akronim UPQC-L [2]. Na rysunku 1. pokazano układ o topologii UPQC-L. Układ, w którym od strony odbiornika znajduje się filtr równoległy opisuje akronim UPQC-R [2]. Na rysunku 2. pokazano układ o topologii UPQC-R.



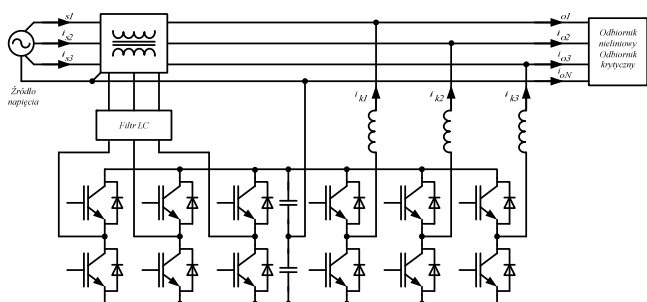
Rys. 1. Zintegrowany układ do poprawy jakości energii elektrycznej UPQC-L



Rys. 2 Zintegrowany układ do poprawy jakości energii elektrycznej UPQC-R

Układ o topologii UPQC-L jest układem korzystniejszym dla pracy transformatora Tr. W takim wypadku dzięki kompensacji prądu odbiornika transformator nie jest obciążony mocą bierną oraz wyższymi harmonicznymi w prądzie odbiornika.

Konieczność podłączenia do sieci zarówno jednofazowych jak i trójfazowych odbiorników wymusza stosowanie czteroprzewodowych trójfazowych sieci prądu przemiennego. Na rys. 3 pokazano układ UPQC podłączone do sieci czteroprzewodowej. Układ z rys. 3 posiada w obwodzie prądu stałego dzielony kondensator z wyprowadzonym przewodem zerowym.



Rys. 3. UPQC podłączone do sieci czteroprzewodowej trójfazowego prądu przemiennego

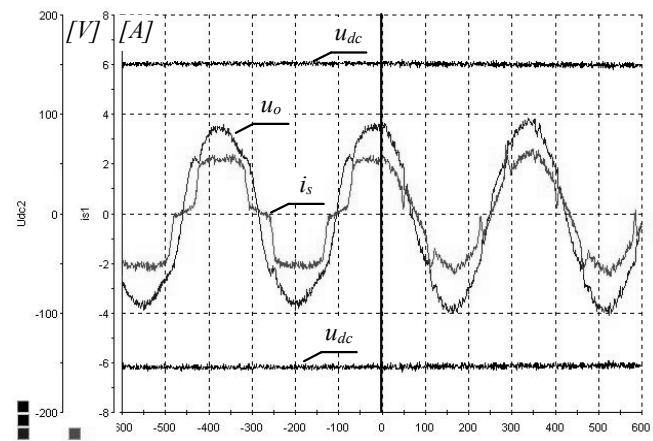
3. WYNIKI BADAŃ LABORATORYJNYCH UPQC

Badania układu UPQC zostały przeprowadzone dla układu o topologii z rysunku 3 pod kątem kompensacji harmonicznych w prądach przewodowych odbiornika, kompensacji mocy biernej odbiornika, stabilizacji i symetryzacji prądów przewodowych odbiornika, kompensacji harmonicznych w napięciu fazowym, stabilizacji napięć fazowych, kompensacji zapadów napięcia, kompensacji przepięć, kompensacji kołysań napięcia fazowego.

3.1. Kompensacja harmonicznych w napięciu fazowym i prądzie przewodowym sieci zasilającej odbiornik nieliniowy

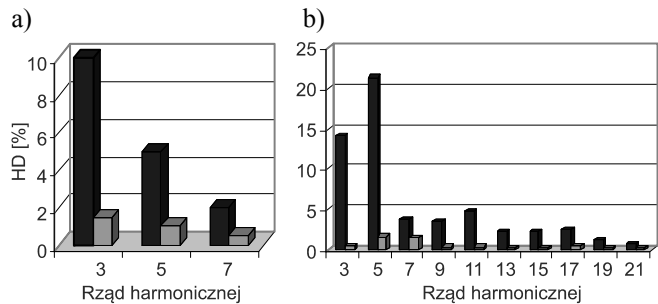
W badaniu zamodelowano sieć zasilającą o odkształconym napięciu u_s . Przed kompensacją harmonicznych, zawartość procentowa poszczególnych harmonicznych w napięciu odbiornika u_o wynosi: $HD_3 = 10\%$, $HD_5 = 5\%$, $HD_7 = 2\%$. Dla takiego kształtu przebiegu napięcia u_o współczynnik całkowitego odkształcenia wynosi $THD = 11,36\%$.

Dla takiego kształtu przebiegu prądu i_o współczynnik całkowitego odkształcenia wynosi $THD = 27\%$.



Rys. 4 Przebieg napięcia fazowego odbiornika u_o , przebieg prądu przewodowego sieci i_s , przebiegi napięć w obwodzie pośredniczącym $\pm u_{dc}$ przed i po skompensowaniu harmonicznych

Na rys. 5a zestawiono zawartość harmonicznych w przebiegu napięcia fazowego odbiornika u_o przed i po skompensowaniu harmonicznych. Współczynnik całkowitego odkształcenia dla napięcia odbiornika u_o zmalał blisko sześciokrotnie i wynosi $THD = 1,89\%$. Jednocześnie włączenie kompensacji harmonicznych w napięciu fazowym odbiornika u_o oraz w prądzie przewodowym odbiornika i_o nie powoduje spadku napięć $\pm u_{dc}$ w obwodzie pośredniczącym. Są one utrzymywane na stałym poziomie.

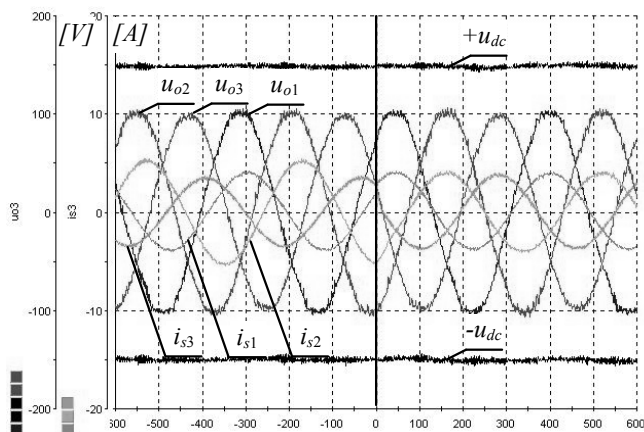


Rys. 5. Zawartość harmonicznych przed kompensacją ■, po kompensacji ■: a) w napięciu fazowym odbiornika u_o ; b) w prądzie przewodowym sieci zasilającej i_s

Na rys. 5b pokazano zawartość harmoniczną w prądzie odbiornika i_o i w przebiegu prądu przewodowego pobieranego z sieci zasilającej i_s . Współczynnik całkowitego odkształcenia dla prądu przewodowego sieci zasilającej i_s po kompensacji zmniejszył się do wartości $THD = 2,38\%$.

3.2. Kompensacja mocy biernej odbiornika

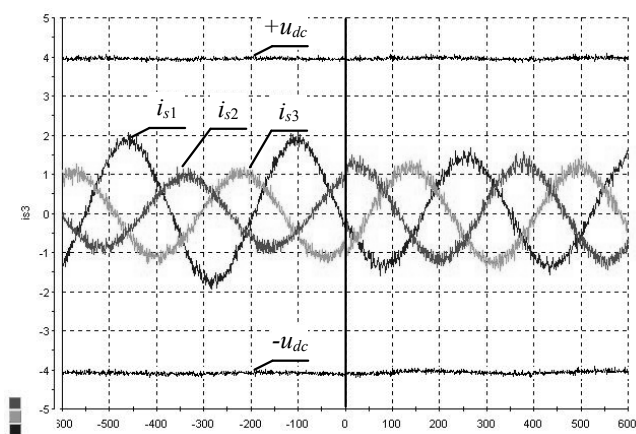
Badania wykonano dla układu z niesymetrycznym odbiornikiem liniowym typu RL . Współczynnik mocy dla poszczególnych faz wynosi: $\cos\varphi_1 = 0,96$ ($\varphi_1 = 16^\circ \text{el.}$), $\cos\varphi_2 = 0,90$ ($\varphi_2 = 23,7^\circ \text{el.}$), $\cos\varphi_3 = 0,83$ ($\varphi_3 = 34,21^\circ \text{el.}$).



Rys. 6. Przebieg napięć fazowych odbiornika u_{o1}, u_{o2}, u_{o3} , prądów przewodowych sieci zasilającej i_{s1}, i_{s2}, i_{s3} oraz przebiegi napięć $\pm u_{dc}$ w obwodzie stałoprądowym

3.3. Kompensacja niesymetrii odbiornika

Badania przeprowadzono dla układu UPQC z niesymetrycznym odbiornikiem liniowym o charakterze rezystancyjnym połączonym w gwiazdę. Przebieg prądu przewodowego sieci zasilającej i_{s1}, i_{s2}, i_{s3} oraz przebiegi napięć w obwodzie pośredniczącym $\pm u_{dc}$ przedstawiono na rysunku 7.



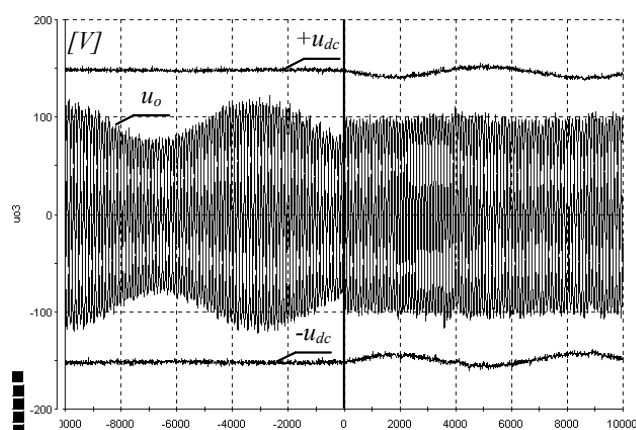
Rys. 7. Przebiegi prądów przewodowych sieci zasilającej i_{s1}, i_{s2}, i_{s3} przed i po kompensacji niesymetrii odbiornika

Po włączeniu kompensacji niesymetrii odbiornika następuje symetryzacja i stabilizacja przebiegów prądów przewodowych sieci zasilającej i_{s1}, i_{s2}, i_{s3} . Po włączeniu kompensacji niesymetrii odbiornika wartości średnie napięć $\pm u_{dc}$ w obwodzie pośredniczącym pozostają bez zmian. Są one utrzymywane na stałym poziomie.

3.4. Kompensacja subharmonicznych w napięciu fazowym odbiornika - kołysanie

Badania przeprowadzono dla układu z symetrycznym odbiornikiem liniowym o charakterze rezystancyjnym połączonym w gwiazdę. Odbiornik jest zasilany napięciem trójfazowym o przebiegu sinusoidalnym. Dodatkowo do przebiegów napięć fazowych odbiornika dodano subharmoniczną (kołysanie napięcia) o częstotliwości 2,5 Hz i amplitudzie 20% amplitudy napięcia odbiornika.

Na rysunku 8. przedstawiono przebiegi napięć fazowych odbiornika u_{o1}, u_{o2}, u_{o3} oraz przebiegi napięć w obwodzie pośredniczącym $\pm u_{dc}$.

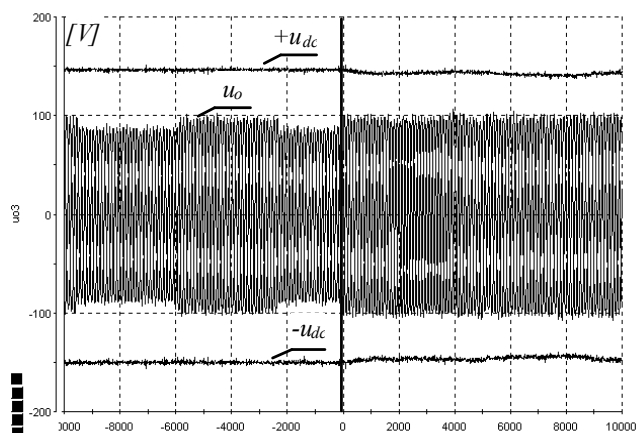


Rys. 8. Przebiegi napięć fazowych odbiornika u_{o1}, u_{o2}, u_{o3} z kołysaniem 20% przed i po kompensacji kołysania napięcia fazowego

Po włączeniu kompensacji subharmonicznych w napięciu odbiornika $u_{o1,2,3}$ następuje stabilizacja amplitudy napięcia fazowego na zadanym poziomie.

3.5. Kompensacja krótkotrwałego zapadu napięcia fazowego

Odbiornik jest zasilany napięciem $u_{o1,2,3}$ o przebiegu sinusoidalnym. Dodatkowo do przebiegów napięć fazowych sieci dodano zapad napięcia o wartości 10% amplitudy napięcia i czasie trwania 200 ms.

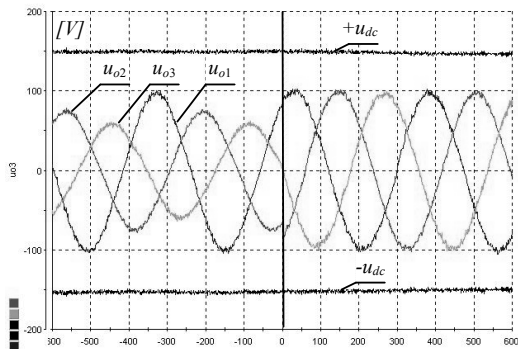


Rys. 9. Przebiegi napięć fazowych odbiornika u_{o1}, u_{o2}, u_{o3} na odbiorniku z zapadem 10% przed i po kompensacji zapadu

Po włączeniu kompensacji zapadu napięć odbiornika u_{o1}, u_{o2}, u_{o3} następuje stabilizacja amplitudy napięcia fazowego na zadanym poziomie.

3.6. Kompensacja niesymetrii napięć fazowych odbiornika

Badania przeprowadzono dla układu z symetrycznym odbiornikiem liniowym o charakterze rezystancyjnym połączonym w gwiazdę. Na rysunku 10. pokazano przebiegi napięć fazowych odbiornika u_{o1} , u_{o2} , u_{o3} oraz przebiegi napięć $\pm u_{dc}$ w obwodzie stałoprądowym. W fazie drugiej zamodelowano 20% zapad napięcia fazowego a w fazie trzeciej 40%. Amplituda fazy pierwszej pozostaje bez zmian.



Rys. 10. Przebiegi napięć fazowych odbiornika u_{o1} , u_{o2} , u_{o3} oraz przebiegi napięć w obwodzie stałoprądowym $\pm u_{dc}$

4. WNIOSKI

W ramach badań potwierdzone zostały możliwości pozytywnego oddziaływania układu UPQC na sieć zasilającą pod kątem poprawy jakości energii elektrycznej poprzez:

- kompensację harmonicznymi w prądach przewodowych odbiornika,

- kompensację mocy biernej odbiornika,
- stabilizację i symetryzację prądów przewodowych odbiornika,
- kompensację harmonicznymi w napięciu fazowym,
- stabilizację napięć fazowych,
- kompensację zapadów napięcia,
- kompensację przepięć,
- kompensację kołysań napięcia fazowego.

5. BIBLIOGRAFIA

1. Khadkikar V., Enhancing Electric Power Quality Using UPQC: A Comprehensive Overview, IEEE Trans. Magn. 27 (2012), n. 5, 2284-2297
2. Ghosh A., Ledwich G., Power Quality Enhancement Using Custom Power Devices, Boston, MA: Kluwer, 2002
3. Rajasree R., Premalatha S., Unified power quality conditioner (UPQC) control using feed forward (FF)/ feedback (FB) controller, In Proc. Int. Conf. Comput., Commun. Electr. Technol. Conf., 03.18-19, 2011, 364-369
4. Strzelecki R., Supronowicz H., Współczynnik mocy w systemach zasilania prądu przemiennego i metody jego poprawy, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2000
5. Fujita H., Akagi H., The unified power quality conditioner: The integration of series and shunt-active filters, IEEE Trans. Power Electron., vol. 13, no. 2, Mar. 1998, pp. 315-322.

IMPROVING THE POWER QUALITY OF SUPPLY NETWORKS

This paper describes the digital model and the actual Unified Power Quality Conditioner. Construction and connection of UPQC to the AC mains allows for effective compensation of unwanted interference occurring in waveforms voltages and currents of non-linear loads. This article presents an overview of the topology and control strategies. The study of the UPQC confirmed its positive impact on the power quality. The UPQC can be used anywhere where electrical energy is required for high-quality power according to standard PN-EN 50160.

Keywords: power quality, higher harmonics, passive filter, active filter, Unified Power Quality Conditioner

OBLICZENIA ROZPŁYWU PRĄDÓW ZWARCIOWYCH W PRZEWODACH ODGROMOWYCH LINII WN

Jacek KLUCZNIK, Zbigniew LUBOŚNY, Krzysztof DOBRZYŃSKI

Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki, ul. G. Narutowicza 11/12, 80-233 Gdańsk

tel.: 58 347 1798; e-mail: jacek.klucznik@pg.gda.pl

tel.: 58 347 1641; e-mail: zbigniew.lubosny@pg.gda.pl;

tel.: 58 347 1798; e-mail: krzysztof.dobrzynski@pg.gda.pl

Streszczenie: W referacie przedstawiono metodę oraz jej implementację w postaci programu komputerowego, które umożliwiają obliczenie rozplywu prądów zwarciovych w linkach odgromowych linii wysokiego napięcia. Algorytm umożliwia obliczenia dla linii dwustronne zasilanej oraz linii w układzie gwiazdowym (z odczempem). Opracowany program umożliwia weryfikację doboru przewodów odgromowych z punktu widzenia wytrzymałości zwarciowej cieplnej.

Słowa kluczowe: linie elektroenergetyczne, przewody odgromowe, zwarcia doziemne.

1. WSTĘP

W celu ochrony linii wysokiego napięcia od skutków wyładowań atmosferycznych powszechnie stosuje się przewody odgromowe umieszczane na słupie powyżej przewodów fazowych. W Polsce w liniach o napięciach 110 kV, 220 kV, 400 kV przewody odgromowe połączone są bezpośrednio ze stalową konstrukcją słupa. Z kolei każdy ze słupów jest uziemiany. Dodatkowo przewody odgromowe na końcach linii łączone są z uziomem stacji elektroenergetycznej. Takie rozwiązanie powoduje, że ochrona odgromowa staje się skuteczna, a ładunek elektryczny powodowany wyładowaniem atmosferycznym odprowadzany jest do ziemi. Prąd wyładowania atmosferycznego mimo znacznej wartości oddziałuje na linkę odgromową przez krótki czas, zatem efekt cieplny przepływu prądu wyładowania atmosferycznego jest niewielki. Nie stanowi on zagrożenia cieplnego nawet dla najmniejszych stosowanych przekrojów linek odgromowych – 70 mm² (linie 220 i 400 kV) [1] czy nawet linek o przekroju 50 mm².

Rozwiązanie, w którym linki odgromowe połączone są z konstrukcją słupa powodują jednak problemy przy zwiarciach w linii. Zwarcie jednofazowe pomiędzy przewodem fazowym a konstrukcją słupa, czy zwarcie dwufazowe pomiędzy dwoma fazami a konstrukcją słupa powodują przepływ prądu zwarcioowego przez przewody odgromowe. Wobec czasów trwania typowych zwarć znacznie dłuższych niż wyładowania atmosferyczne, to prąd zwarcioowy płynący w linkach odgromowych jest głównym czynnikiem brany pod uwagę przy projektowaniu ochrony odgromowej linii i doborze przewodów odgromowych.

Podstawowym problemem jaki ma do rozwiązania projektant jest określenie wartości prądów płynących w przewodzie odgromowym. O ile wyznaczenie wartości początkowego prądu zwarcioowego nie jest sprawą trudną, to określenie jaka część prądu zwarcioowego popłynie przez

konstrukcję słupa do ziemi, a jaka część popłynie przewodami odgromowymi jest już problematyczne.

W podejściu uproszczonym stosuje się tzw. współczynnik redukcyjny, który definiuje jaka część prądu zwarcioowego płynie przez uziom słupa.

$$I_u = rI_{k1}'' \quad (1)$$

gdzie: I_u – prąd płynący przez uziom,

I_{k1}'' – początkowy prąd zwarcia jednofazowego,

r – współczynnik redukcyjny.

Wartość prądu płynącego w przewodzie odgromowym wyznacza się wówczas jako:

$$I_{gw} = I_{k1}'' - I_u = (1 - r)I_{k1}'' \quad (2)$$

Wartość współczynnika redukcyjnego zgodnie z [2] dla polskich linii o różnej budowie waha się od 0,4 do 0,7. Wartość współczynnika redukcyjnego może być też wyznaczona na podstawie stosunku impedancji kilometrycznej własnej przewodu odgromowego do impedancji kilometrycznej wzajemnej pętli: przewód fazowy – przewód odgromowy.

Pierwsze z podejść, przyjęcie wartości z przedziału 0,4 do 0,7 może powodować duże rozbieżności w wynikach obliczeń i w skrajnych przypadkach może prowadzić do przeszacowania lub niedoszacowania wartości prądu w przewodzie odgromowym. Wykorzystanie niedoszacowanej wartości prądu w przewodzie odgromowym do doboru przewodu może się skończyć jego uszkodzeniem cieplnym, zaś przeszacowanie powodować może zastosowanie większych niż wymagane przekrojów linek odgromowych i tym samym wzrost kosztów inwestycji.

Drugie podejście, pozornie lepsze ma wadę polegającą, na tym że impedancje kilometryczne własne i wzajemne, podawane w literaturze, czy liczone na podstawie równań Carlsona [3, 4] nie uwzględniają rezystancji uziemień słupów. W efekcie tego obliczany współczynnik redukcyjny nie zależy od rezystancji uziemień słupów linii, co nie jest prawdą.

2. PROPONOWANA METODA OBLICZENIOWA

W celu obliczenia prądu zwarcioowego płynącego przewodem odgromowym autorzy zaadoptowali i rozbudowali ideę obliczeń przedstawioną przez H.B. Gooi i S.A. Sebo [5]. W referacie tym autorzy prezentują sposób postępowania w celu obliczenia początkowego prądu zwarcioowego dla zwarcia na dowolnym słupie linii napowietrznej, a następnie

obliczenia rozplywu prądu w poszczególnych przęsłach linii. Oryginalny referat prezentuje sposób postępowania dla linii łączącej dwie stacje, o określonych impedancjach zwarcio- wych.

Rysunek 1 przedstawia ideę modelowania linii dla potrzeb wyznaczenia rozplywu prądów w poszczególnych przęsłach linki odgromowej. W linii o n przęsłach występuje $n+2$ słupów. Słupy skrajne (0 i $n+1$) należy utożsamiać ze słupami bramowymi stacji elektroenergetycznych na krań- cach linii. Każda ze stacji reprezentowana jest przez trójfa- zowe źródło napięcia (U_{SA}, U_{SB}, U_{SC}) i zastępczą impedancję zwarciową (Z_{SA}, Z_{SB}, Z_{SC}). W referacie, dla uproszczenia opisów rysunków i wzorów pomija się symbole liczb zespo- lone, traktując wszystkie prądy, napięcia i impedancje jako wartości zespolone. Wartości impedancji dla obu stacji mogą być różne, jednak (podobnie jak w obliczeniach zwarcio- wych wykonywanych zgodnie z normą 60909) wartości napięć w obu stacjach przyjmuje się za takie same. Wartość rezystancji uziomu stacji reprezentowana jest przez rezysto- ry R_{FP} . Każde z przęseł (k) reprezentowane jest przez impe- dancje własne przewodów fazowych (Z_{Ak}, Z_{Bk}, Z_{Ck}), impe- dancje własną przewodu odgromowego (Z_{Gk}), impedancje wzajemne między przewodami fazowymi ($M_{ABk}, M_{BCk}, M_{ACk}$) oraz impedancje wzajemne między przewodami fazo- wymi a przewodem odgromowym ($M_{AGk}, M_{BGk}, M_{CGk}$). Rezystancja uziemienia danego słupa reprezentowana jest przez R_k .

Sposób oznaczania prądów płynących w przewodach pokazano na rysunku 1 przyjmując następującą konwencję: prądy w przęsle na lewo od słupa k mają indeks k , a na pra- wo od słupa k indeks $k+1$. Sposób strzałkowania prądów prezentowany na rysunku nie do końca odpowiada rzeczywi- stym kierunkom przepływu, ale jest zgodny z prezentowa- nymi dalej równaniami.

Niniejszy referat nie prezentuje całej idei metody obli- czeń, która jest możliwa do prześledzenia w oryginalnej publikacji, a jedynie przedstawia propozycję jej modyfikacji znacznie rozszerzając jej funkcjonalność. Podstawą metody

jest wyznaczenie macierzy impedancji zastępczych wiążącej prądy w przewodach fazowych i przewodzie odgromowym (danego przęsła) z napięciami przewodów fazowych i napięciem w przewodzie odgromowych na określonym słupie. Dla linii jednotorowej, z jednym przewodem odgro- mowym związek ten jest następujący:

$$\begin{bmatrix} U_{ak} \\ U_{bk} \\ U_{ck} \\ U_{gk} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{11k} & Z_{12k} & Z_{13k} & Z_{14k} \\ Z_{12k} & Z_{22k} & Z_{23k} & Z_{24k} \\ Z_{13k} & Z_{23k} & Z_{33k} & Z_{34k} \\ -Z_{14k} & -Z_{24k} & -Z_{34k} & Z_{44k} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{ak} \\ I_{bk} \\ I_{ck} \\ I_{gk} \end{bmatrix} \quad (3)$$

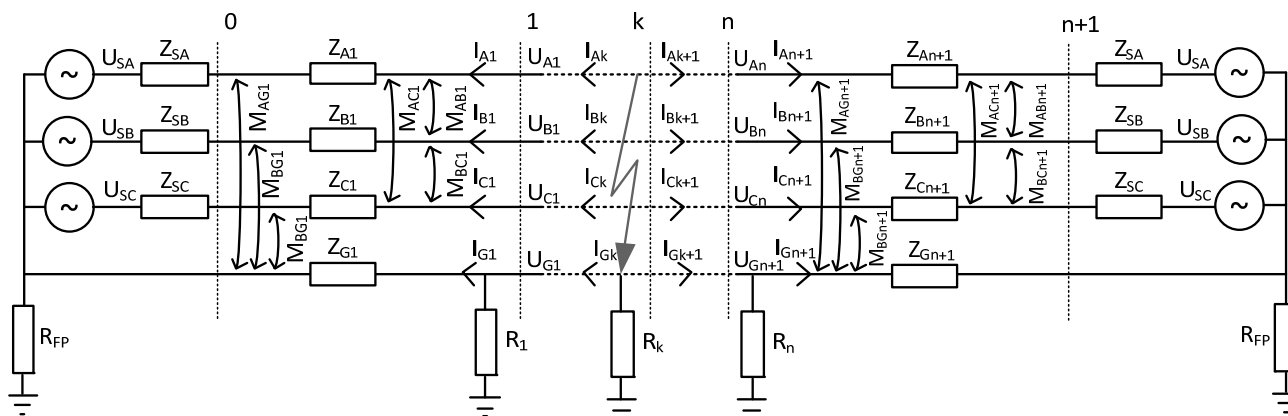
gdzie: $U_{ak}, U_{bk}, U_{ck}, U_{gk}$ – napięcia fazowe i napięcie przewodu odgromowego dla k -tego słupa,
 $I_{ak}, I_{bk}, I_{ck}, I_{gk}$ – prądy fazowe i prąd przewodu odgro- mowego dla k -tego przęsła.

Macierz impedancji Z_k obliczana jest za pomocą wzo- rów rekurencyjnych dla każdego przęsła linii począwszy od stacji początkowej do miejsca zwarcia. Do obliczeń elemen- tów macierzy Z_k wykorzystywane są dane modelu linii przedstawione na rysunku 1 ($Z_{Ak}, Z_{Bk}, Z_{Ck}, Z_{Gk}, M_{ABk}, M_{BCk}, M_{ACk}, M_{AGk}, M_{BGk}, M_{CGk}$ i R_k). Zależności szczegółowe nie będą tu prezentowane.

W oryginalnej metodzie macierz Z_k dla słupa skrajnego tj. słupa bramowego stacji elektroenergetycznej do której dochodzi rozważana linia (indeks $k=0$) jest równa:

$$Z_{k=0} = \begin{bmatrix} -(R_{FP} + Z_{SA}) & R_{FP} & R_{FP} & R_{FP} \\ R_{FP} & -(R_{FP} + Z_{SB}) & R_{FP} & R_{FP} \\ R_{FP} & R_{FP} & -(R_{FP} + Z_{SC}) & R_{FP} \\ -R_{FP} & -R_{FP} & -R_{FP} & R_{FP} \end{bmatrix} \quad (4)$$

gdzie zgodnie z rysunkiem 1, wartość R_{FP} reprezentuje uziom stacji, a impedancje Z_{SA}, Z_{SB} i Z_{SC} są impedancjami zwarcioowymi systemu elektroenergetycznego dla poszcze- gólnych faz.



Rys. 1 Model linii dla potrzeb wyznaczenia rozplywu prądów zwarcio- wych

Niestety takie podejście nie pozwala na uwzględnienie typowych parametrów zwarcio- wych dostępnych dla stacji elektroenergetycznej, czyli stosunku składowej zerowej reaktancji do składowej zgodnej reaktancji zwarcio- wej X_0/X_1 i stosunku składowej zerowej rezystancji do składowej zgodnej rezystancji zwarcio- wej R_0/R_1 . W opracowanym algorytmie wprowadzono zatem modyfikację pozwalającą na uwzględnienie powyższych danych. Zmodyfikowana ma-

ciierz dla stacji początkowej przyjmuje wówczas następującą postać:

$$Z_{k=0} = \begin{bmatrix} -R_{FP} + Z_{11S_ABC} & R_{FP} + Z_{12S_ABC} & R_{FP} + Z_{13S_ABC} & R_{FP} \\ R_{FP} + Z_{21S_ABC} & -R_{FP} + Z_{22S_ABC} & R_{FP} + Z_{23S_ABC} & R_{FP} \\ R_{FP} + Z_{31S_ABC} & R_{FP} + Z_{32S_ABC} & -R_{FP} + Z_{33S_ABC} & R_{FP} \\ -R_{FP} & -R_{FP} & -R_{FP} & R_{FP} \end{bmatrix} \quad (5)$$

gdzie macierz Z_{S_ABC} opisująca system elektroenergetyczny poprzez impedancje fazowe własne i wzajemne jest wynikiem transformacji macierzy składowych symetrycznych impedancji zwarciovych:

$$Z_{S_ABC} = -\frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Z_{S0} & 0 & 0 \\ 0 & Z_{S1} & 0 \\ 0 & 0 & Z_{S2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad (6)$$

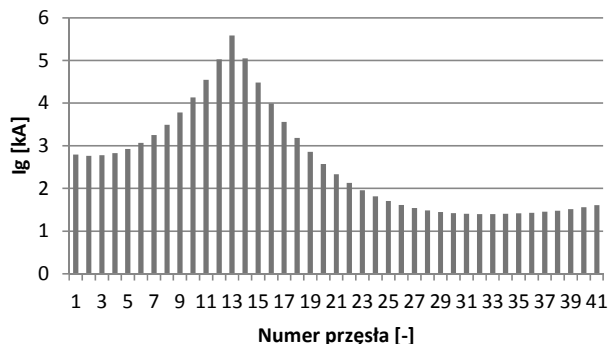
gdzie: Z_{S0} , Z_{S1} , Z_{S2} – impedancje zwarciove stacji dla składowej zerowej, zgodnej oraz przeciwnej,
 a – operator obrotu określony jako $e^{j(2\pi/3)}$.

Kolejna modyfikacja metody, pozwalająca na większą aplikacyjność opracowanego algorytmu, polega na możliwości uwzględnienia odczepu w linii. W metodzie oryginalnej rozpatrywana jest pojedyncza linia łącząca dwie stacje elektroenergetyczne. Opracowany algorytm, a zarazem przygotowany program pozwala na analizę często spotykanej w praktyce sytuacji, gdzie linia jest wyposażona w odczep (linia w układzie gwiazdowym). Odczep ten może być odczepem pasywnym zasilającym sieć odbiorczą (stacja GPZ WN/SN) lub odczepem aktywnym, będącym źródłem prądu zwarciovego (np. farma wiatrowa lub inne źródło energii).

Opracowane algorytmy obliczeniowe zaimplementowano na platformie obliczeniowej FreeMat będącej bezpłatną alternatywą dla programu Matlab.

3. PRZYKŁAD OBLICZENIOWY

Przykładową analizę wykonano dla linii o napięciu znamionowym 110 kV łączącej stacje elektroenergetyczne L i P, o mocach zwarciovych równych odpowiednio 2000 MVA ($X_0/X_1 = 1,5$) oraz 1500 MVA ($X_0/X_1 = 1,1$). Linia składa się z 41 przęseł o równej długości wynoszącej 300 m.

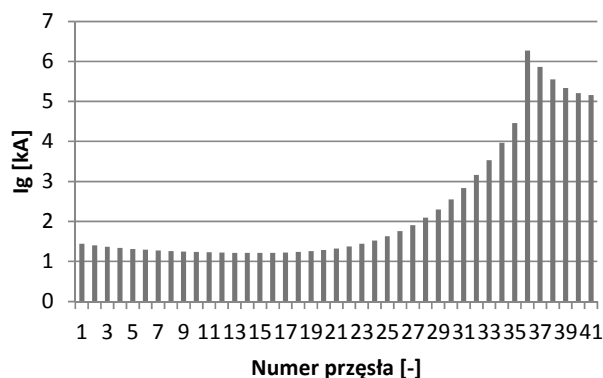


Rys. 3 Rozkład prądów w linkach odgromowych dla zwarcia 1-fazowego na słupie nr 13

Pierwszy z analizowanych przykładów zakłada zwarcie na słupie nr 13. Rozkład prądów w linkach odgromowych w takim przypadku przedstawia rysunek 3. Największe wartości prądów zwarciovych obserwuje się w linkach odgromowych w pobliżu słupa 13. W miarę oddalania się od słupa, na którym wystąpiło zwarcie wartości prądów w przewodzie odgromowym maleją, ponieważ prąd zwarciovy upływa do ziemi przez uziomy kolejnych słupów. Co interesujące, wartości prądów w przewodach odgromowych w pewnym oddaleniu od miejsca zwarcia przestają się obniżać, a przy zbliżaniu się do stacji elektroenergetycznej mogą nawet nieznacznie wzrastać (np. przęsła 38÷41). Spowodowane jest to coraz mniejszym udziałem uziomów słupów w odprowadzaniu prądu zwarciovego do ziemi w miarę

oddalania się od miejsca zwarcia i jednoczesnym oddziaływaniem magnetycznym przewodów fazowych. Na rysunku widać również, że znacznie większe wartości prądów obserwowane są w przęsłach na lewo do miejsca zwarcia, co powodowane jest mniejszą impedancją wynikającą z bliskości stacji L i jej uziomu o wartości znacznie mniejszej niż rezystancje uziomów poszczególnych słupów.

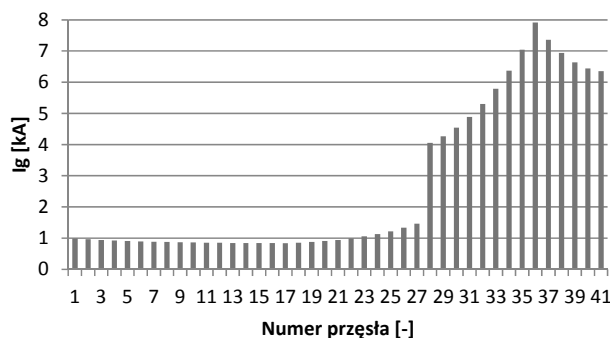
Kolejny przykład, przedstawiony na rysunku 4, pokazuje rozptyw prądów dla zwarcia jednofazowego w pobliżu stacji P, na słupie 35. Uzyskany rozkład prądów w przewodach odgromowych ma kształt analogiczny jako w poprzednim przypadku – większa część prądu płynie w kierunku bliższej stacji, na prawo od miejsca zwarcia.



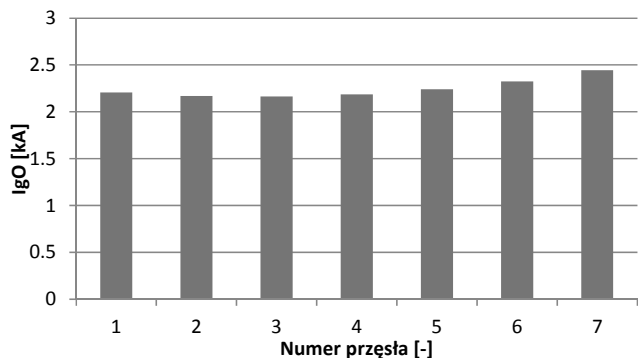
Rys. 4 Rozkład prądów w linkach odgromowych dla zwarcia 1-fazowego na słupie nr 35

Kolejne analizy wykonano również dla linii o napięciu znamionowym 110 kV łączącej stacje elektroenergetyczne L i P, o mocach zwarciovych jak w poprzednim przykładzie. Dodatkowo założono, że na słupie nr 27 przyłączona jest linia odczepowa zawierająca 7 przęseł (po 300 m każde), łącząca linię ze stacją odczepową O, o mocy zwarciovego równej 2000 MVA, przy stosunku X_0/X_1 równym 1,5.

Rysunki 5 i 6 przedstawiają rezultaty obliczeń uzyskane dla zwarcia na słupie 35. Widać tu (rys. 5), że dodatkowa linia odczepowa zmienia rozptyw prądów w linie odgromowej linii głównej. Na lewo od słupa odczepowego (27) następuje gwałtowne zmniejszenie wartości prądu w przewodzie odgromowym linii głównej. Wynika to z faktu „ucieczki” prądu zwarciovego przez przewód odgromowy linii odczepowej, w kierunku małej rezystancji uziomu stacji O. Z kolei małą zmienność prądu w przewodzie odgromowym linii odczepowej (rys. 6) można łatwo wytłumaczyć rezystancjami uziemień słupów znacznie większymi niż rezystancja uziomu stacji odczepowej. Przy dość krótkiej linii skutkuje to bardzo małym udziałem uziemień słupów w przepływie prądu zwarciovego.



Rys. 5 Rozkład prądów w linkach odgromowych dla zwarcia 1-fazowego na słupie nr 35



Rys. 6 Rozkład prądów w linkach odgromowych odczepu dla zwarcia 1-fazowego na słupie nr 35

4. PODSUMOWANIE

Zaprezentowana w referacie metoda obliczania rozplywu prądów zwarciovych w przewodach odgromowych stanowi rozwinięcie wczesniej opracowanych algorytmów. Wprowadzone modyfikacje zwiększają znacznie jej uniwersalność i pozwalają na szerokie wykorzystanie metody do analizy rzeczywistych układów przesyłowych. Opracowana na platformę Matlab/Freemat aplikacja pozwala w dość łatwy sposób na dokonywanie oceny poprawności doboru

linki odgromowej, prezentując wyniki w czytelnej postaci graficznej jak również w postaci szczegółowego raportu.

Przeprowadzona weryfikacja i potwierdzona dokładność metody pozwala uznać, że opracowany program może być z powodzeniem wykorzystywany w analizach rzeczywistych układów przesyłowych.

5. BIBLIOGRAFIA

1. Przewody odgromowe 220 i 400 kV – Standardowa Specyfikacja Funkcjonalna, Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator S.A, Konstancin-Jeziorna, 2013
2. Badanie uziemień odgromowych słupów oraz skuteczności ochrony przeciwporażeniowej w napowietrznych liniach elektroenergetycznych NN – Standardowa Specyfikacja Funkcjonalna, Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator S.A, Konstancin-Jeziorna, 2011
3. Carson J.R.: Wave propagation in Overhead Wires with Ground Return. Bell System Technical Journal 5, 539-554, 1926
4. Kacejko P., Machowski J., Zwarcia w systemach elektroenergetycznych, WNT 2002
5. Gooi H.B., Sebo S.A.: Distribution of Ground Fault Currents Along Transmission Lines – an Improved Algorithm. IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-104, No. 3, 1985.

CALCULATION OF SHORT-CIRCUIT CURRENTS IN THE OVERHEAD EARTH WIRES

The paper presents a method and its implementation in the form of a computer program that allows calculation of the propagation of fault currents in the earth wires of a high voltage transmission lines. The proposed algorithm allows for the calculation for doubly fed transmission lines and three-terminal transmission lines. Developed program allows for verification overhead earth wires selection from the point of view of short-circuit thermal current.

Keywords: overhead transmission lines, earth wires, earth faults

WYBRANE PROBLEMY DOBORU ZABEZPIECZEŃ DŁAWIKÓW KOMPENSACYJNYCH PRACUJĄCYCH W SIECIACH NAJWYŻSZYCH NAPIĘĆ

Jacek KLUCZNIK, Zbigniew LUBOŚNY, Krzysztof DOBRZYŃSKI

Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki, ul. G. Narutowicza 11/12, 80-233 Gdańsk

tel.: 58 347 1798; e-mail: jacek.klucznik@pg.gda.pl

tel.: 58 347 1641; e-mail: zbigniew.lubosny@pg.gda.pl;

tel.: 58 347 1798; e-mail: krzysztof.dobrzynski@pg.gda.pl

Streszczenie: W referacie przedstawiono trudności jakie napotyka się podczas projektowania systemu zabezpieczeń dla dławików przyłączanych bezpośrednio do sieci najwyższych napięć (NN). Referat, bazując na przykładzie budowanej aktualnie stacji 400 kV Ełk Bis, pokazuje, że możliwości zabezpieczenia dławika, oparte na układach EAZ wykorzystujących pomiary sygnałów elektrycznych z przekładników prądowych i napięciowych mają swoje ograniczenia i w pewnych przypadkach mogą być niewystarczające

Słowa kluczowe: dławiki kompensacyjne, elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa, kompensacja mocy biernej.

1. WSTĘP

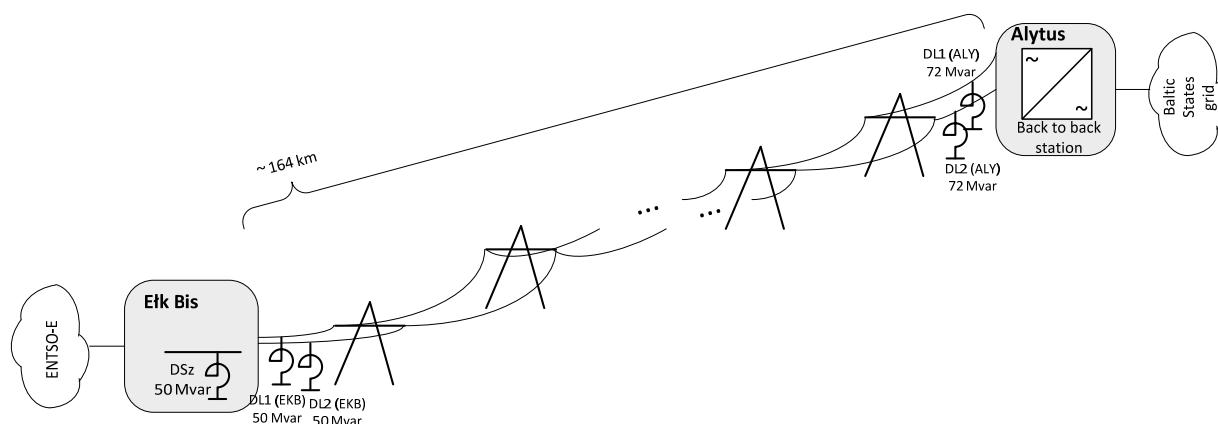
Instalowanie dławików najwyższych napięć (NN) do kompensacji mocy biernej sięga lat 70 XX wieku, kiedy to dla dłuższych linii NN zauważono konieczność kompensacji mocy biernej. Obecnie, na świecie, dławiki stosowane są dość powszechnie zarówno w liniach napowietrznych jak i w liniach kablowych. W Polsce dławiki przyłączane bezpośrednio do sieci NN są nowością, a instalacja trzech dławików o napięciu znamionowym 400 kV w stacji Ełk Bis jest dla krajowego systemu pionierska.

Aktualnie budowana jest dwutorowa linia elektroenergetyczna wysokiego napięcia 400 kV mająca stanowić most energetyczny łączący system europejski ENTSO-E (w ramach którego pracuje KSE) oraz systemy Krajów Bałtyckich (Litwy, Łotwy oraz Estonii). Połączenie to realizowane jest z wykorzystaniem układu przekształtnikowego back-to-back znajdującego się w stacji Alytus na terenie Litwy.

Analizy pracy tej linii wykazały, że konieczne jest zastosowanie czterech dławików liniowych (DL) zainstalowanych na dwóch końcach linii (Rys. 1) o mocach 50 Mvar po stronie stacji Ełk Bis i 72 Mvar po stronie stacji Alytus. Oprócz dławików przyłączonych bezpośrednio do linii, w stacji Ełk Bis zainstalowany zostanie dodatkowy dławik szynowy (DSz) o mocy 50 Mvar. Opisany układ przesyłowy ma zapewniać przepływ mocy czynnej na poziomie ± 500 MW w pierwszym etapie pracy, a w przyszłości planowane jest przesyłanie mocy na poziomie ± 1000 MW. Zastosowanie dławików kompensacyjnych wiąże się z koniecznością ich odpowiedniego zabezpieczenia oraz doboru nastawień tych zabezpieczeń. Dobór zestawu zabezpieczeń w głównej mierze wynika z zagrożeń w pracy dławika, do których należy zaliczyć:

- uszkodzenia izolatorów i zwarcia wewnętrzne do kadzi;
- zwarcia wewnętrzne międzyzwojowe;
- zakłócenia technologiczne (niski poziom oleju, zakłócenia w układzie chłodzenia, wzrost temperatury itp.).

Do ochrony od skutków powyższych zjawisk stosuje się różne typy zabezpieczeń, obejmujące zarówno zabezpieczenia elektryczne (bazujące na pomiarze prądów i/lub napięć) jak i nieelektryczne (np. pomiar ciśnienia czy temperatury). Dobierając system zabezpieczeń dla dławika należy brać pod uwagę zakłócenia występujące w dławiku, ale także należy mieć na uwadze zakłócenie zewnętrzne (poza dławikiem) oraz zakłócenia systemowe, które mogą wpływać na pracę dławika.



Rys. 1. Schemat poglądowy dwutorowej linii elektroenergetycznej 400 kV Ełk Bis-Alytus

2. ROZWIĄZANIA STOSOWANE NA ŚWIECIE PRZY ZABEZPIECZANIU DŁAWIKÓW BOCZNIKOWYCH

Autorzy raportu [2] zauważają różnice w sposobie zabezpieczania dławików przyłączonych bezpośrednio do szyn stacji (nazywanych dalej dławikami szynowymi) i dławików przyłączonych do linii (nazywanych dalej dławikami liniowymi). Zgodnie z ankietą przeprowadzoną przez zespół przygotowujący raport, najczęściej stosowanymi zabezpieczeniami dławików szynowych są:

- zabezpieczenie różnicowe (fazowe) (87R);
- zabezpieczenie różnicowe obejmujące punkt neutralny dławika (87N);
- zabezpieczenie nadprądowe bezzwłoczne (50);
- zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne (51);
- zabezpieczenie nadprądowe ziemnozwarciowe zwłoczne (51N);
- zabezpieczenie odległościowe (21);
- zabezpieczenie ziemnozwarciowe (pomiędzy kadzią, a ziemią);
- zabezpieczenie od uszkodzenia wyłącznika (51BF);
- zabezpieczenia do zwarć międzyzwojowych (różne rozwiązania);
- zabezpieczenie od niepełnofazowego otwarcia wyłącznika;
- zabezpieczenie Buchholz'a, zabezpieczenie od nagłego wzrostu ciśnienia (63).

W przytaczanym dokumencie nie podano typowych rozwiązań dla dławików liniowych. Można założyć, że proponowane rozwiązania są takie same jak dla dławików szynowych. Jedyne różnice mogą wynikać ze sposobu przyłączenia dławików do linii i sposobu sterowania wyłącznikami. Najważniejsze różnice w podejściu do zabezpieczenia dławików liniowych w porównaniu do dławików szynowych mogą wynikać z następujących przyczyn:

- często wymagane jest stosowanie telezabezpieczeń (komunikacja z wyłącznikami na drugim końcu linii), uzależnione od sposobu przyłączenia dławika;
- na działanie zabezpieczeń mogą mieć wpływ oscylacje powstające po wyłączeniu linii (oscylacje występują w układzie LC pomiędzy indukcyjnością dławików a pojemnością linii);
- często, w celu ograniczenia prądu łuku wtórnego i napięcia powrotnego, stosuje się dodatkowy dławik gaszący wymagający stosowania osobnych zabezpieczeń.

Z kolei dokument przygotowany przez IEEE [3] daje dużo ogólniejsze zalecenia i informacje dotyczące zabezpieczania dławików. Porównanie zaleceń IEEE i CIGRE przedstawiono w tabelicy 1.

3. PRZYJĘTA KONCEPCJA DLA ZABEZPIECZENIA DŁAWIKÓW W STACJI ELK BIS

W stacji Elk Bis dla zabezpieczenia dławików liniowych i dławika szynowego przyjęto taki sam zestaw zabezpieczeń elektrycznych, w którego skład wchodzi:

- a) zabezpieczenia główne:
- pierwsze zabezpieczenie różnicowe typu 7UT63 firmy Siemens realizujące funkcje: różnicową (87R), różnicową ziemnozwarciową (87N) oraz nadprądową składową przeciwną (46) (zabezpieczenie od zwarć międzyzwojowych);

- zabezpieczenie ziemnozwarciowe kierunkowe typu 7SJ64 firmy Siemens, realizujące funkcję nadprądową ziemnozwarciową kierunkową (67N);
- b) zabezpieczenia rezerwowe:
- drugie zabezpieczenie różnicowe typu P633 firmy Schneider Electric, realizujące funkcję różnicową (87);
 - zabezpieczenie nadprądowe typu 7SJ64 firmy Siemens, realizujące funkcje: nadprądową bezzwłoczną (50) oraz nadprądową zwłoczną (51DT);
- c) zabezpieczenia dodatkowe:
- zabezpieczenie nadprądowe w punkcie zerowym typu 7SJ64 firmy Siemens, realizujące funkcje: nadprądową zwłoczną (51N), nadprądową kierunkową składową przeciwną (67Q).

Ponadto każdy z dławików wyposażony jest w zabezpieczenia technologiczne, do których należy zaliczyć:

- przełącznik Bucholtza (dwustopniowy);
- dwa zawory ciśnieniowe;
- zawór odcinający kłapowy;
- czujnik poziomu oleju;
- czujnik temperatury oleju;
- czujnik temperatury uzwojenia (model cieplny).

Tablica 1 Porównanie proponowanych zabezpieczeń z zaleceniami IEEE i CIGRE.

Zestaw zabezpieczający	Symbol ANSI	Zalecenia CIGRE	Zalecenia IEEE
Podstawowe	87R	tak	tak
	87N	tak	tak
	46	nie	tak
	67N	nie*	tak
	Techn.	tak	tak
Rezerwowe	50	tak	tak
	51DT	tak	tak
	87R	tak	tak
Dodatkowe	51N/67Q	nie	tak

* CIGRE zaleca stosowanie zabezpieczenia bezkierunkowego 51N.

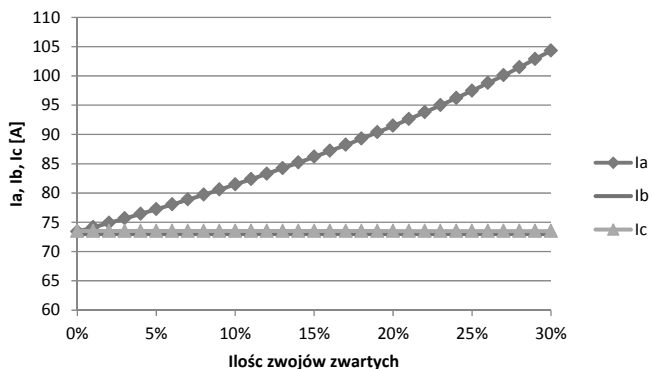
4. PROBLEMATYKA DETEKCJI ZWARĆ MIĘDYZWOJOWYCH

Poniżej zamieszczono rozważania dotyczące detekcji zwarć międzyzwojowych. Autorzy wybrali to zagadnienie z uwagi na dużą trudność w wykrywaniu tego typu zwarć w dławikach.

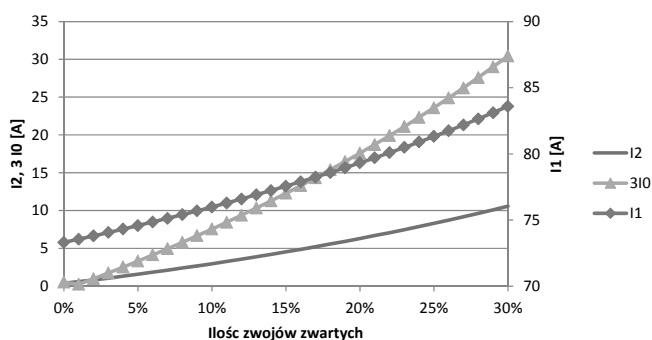
Analizy przeprowadzone przez autorów wskazują, że lokalizacja pierwszego uszkodzonego zwoju nie ma wpływu na wartości napięć i prądów w układzie, a tym samym nie ma wpływu na czułość zabezpieczeń od zwarć międzyzwojowych. Czułość ta będzie zależała jedynie od liczby zwartych zwojów.

Wpływ liczby zwojów zwartych na charakterystyczne wielkości przedstawiono na rysunkach 3 ÷ 6. W analizie ograniczono się do przedstawienia charakterystyk uzyskanych dla zakresu zwojów zwartych od 0 (co opowiada normalnemu stanowi pracy, tj. bez zwarcia) do 30% liczby wszystkich zwojów, ze skokiem równym 1%. Nie pokazano wyników obliczeń dla większej liczby zwojów zwartych, zakładając, że jest to mało prawdopodobne, a jednocześnie utrudniające analizę czułości zabezpieczeń dla małej liczby zwojów zwartych. Rysunki przedstawiają stan dla uszkodzenia, gdzie pierwszy zwarty zwoj jest ulokowany w 20%

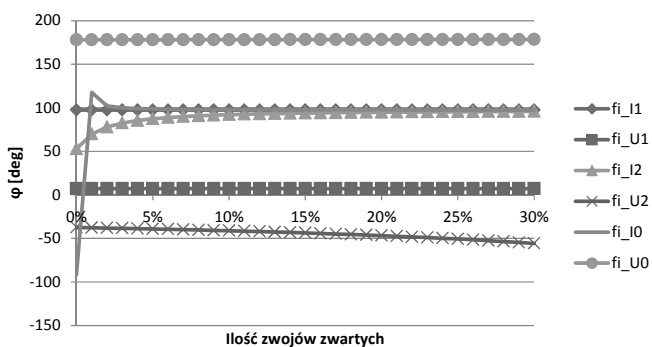
długości uzwojenia dławika (licząc od strony izolatorów WN, w fazie A). Rysunki przedstawiają wielkości obserwowane dla dławika uszkodzonego, dając możliwość wnioskowania na temat sygnałów jakie można wykorzystać podczas wykrywania zwarć międzyzwojowych.



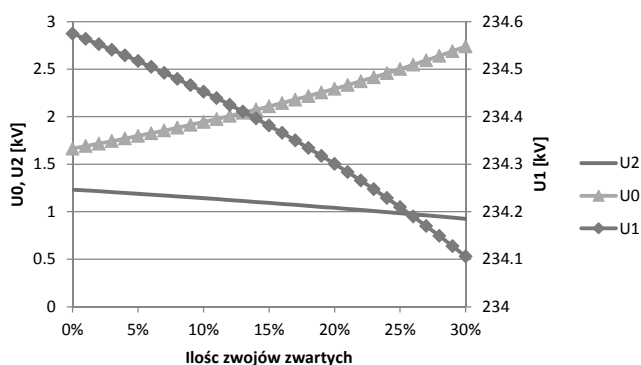
Rys. 3. Wartości prądów fazowych w uszkodzonym dławiku dla zwarcia międzyzwojowego w fazie A



Rys. 4. Wartości prądów składowych symetrycznych w uszkodzonym dławiku dla zwarcia międzyzwojowego w fazie A



Rys. 5. Wartości kątów fazowych składowych symetrycznych uszkodzonego dławika dla zwarcia międzyzwojowego w fazie A



Rys. 6. Wartości napięć składowych symetrycznych na szynach stacji dla zwarcia międzyzwojowego w dławiku, w fazie A

Analiza powyższych rysunków prowadzi do następujących obserwacji:

- Podczas zwarcia międzyzwojowego obserwuje się wzrost prądu płynącego w jednej fazie. Wzrost ten jest niewielki w stosunku do prądu znamionowego. Przedstawiona na rysunku 3 krzywa pokazuje, że zwarcie obejmujące 10% zwojów prowadzi do wzrostu prądu o około 10 A, tj. o około 14% prądu znamionowego dławika. Potencjalnie pozwala to na wykrycie zwarcia międzyzwojowego, ale w przypadku małej liczby zwojów zwartych zwarcie zostanie niezauważone. Szacuje się, że zabezpieczenie ma możliwość wykrywania zwarć międzyzwojowych od powyżej 10% zwojów zwartych;
- Występuje relatywnie silny związek pomiędzy liczbą zwojów zwartych, a wartościami składowych symetrycznych prądu. Przedstawione na rysunku 4 krzywe pokazują, że np. zwarcie obejmujące 5% zwojów prowadzi do wzrostu prądu składowej zerowej do około 3 A (wartość 6 krotnie większa niż w stanie normalnej pracy). Dla zwarcia obejmującego 2% zwojów, wzrost tego prądu jest dwukrotny w stosunku do wartości w normalnym stanie pracy. Kryterium oparte o pomiar składowej zerowej prądu nie umożliwia co prawda wykrywania zwarć pojedynczych zwojów, ale daje możliwość wykrywania zwarć międzyzwojowych od 2% zwojów zwartych. Wadami tego rozwiązania jest trudność w pomiarze małych prądów składowej zerowej przy stosowaniu typowych przekładników prądowych (gdzie prądy znamionowe przekładnika są znacznie większe od znamionowych prądów dławika). Ponadto, przy wykorzystaniu takiego rozwiązania, konieczne jest wprowadzanie zwłoki czasowej w celu odstrojenia się od zwarć zewnętrznych poza dławikiem, podczas których składowa zerowa będzie osiągać znaczne wartości;
- Wyraźny wpływ zwarcia międzyzwojowego widoczny jest również w kierunku przepływu składowej zerowej prądu (rys. 5). Tym niemniej zastosowanie w tym przypadku kryterium nadprądowego składowej zerowej prądu z blokadą kierunkową również nie pozwala na wykrywanie zwarć pojedynczych zwojów. Problemem jest również (poza wspomnianym wcześniej problemem pomiaru małych prądów) uzyskanie odpowiedniej wartości składowej napięcia do polaryzacji członu kierunkowego zabezpieczenia. Wartości napięć składowej zerowej czy składowej przeciwnej w trakcie zwarć międzyzwojowych mogą być tu niewystarczające (rys. 6).

Uzyskane wyniki potwierdzają, prezentowany w rekomendacjach CIGRE i IEEE, fakt trudności wykrywania zwarć zwojowych w dławiku metodami elektrycznymi tj. wykorzystującymi pomiary prądów i napięć. Żadna ze wskazywanych metod nie jest w stanie wykryć zwarć na poziomie pojedynczego zwoju. Potencjalnie najlepsza z analizowanych metod, wykorzystująca kryterium nadprądowe z blokadą kierunkową, pozwala na wykrycie zwarć na poziomie 1% impedancji dławika, co dla stosowanych dławików oznacza ponad 30 zwojów. Dodatkowo, rodzaj zastosowanych w analizowanym układzie przekładników prądowych i napięciowych (tj. ich przekładnie) oraz ograniczenia nastawień urządzeń EAZ (wynikające np. z rozdzielczości przetworników i dokładności algorytmów obliczeniowo – decyzyjnych) powodują, że w rzeczywistości liczba zwojów nie chronionych będzie znacznie większa. Uzyskane rezultaty i negatywna ocena działania zabezpieczeń od zwarć międzyzwojowych znajdują potwierdzenie w światowych publikacjach i rekomendacjach wskazujących, że wykrywanie

zwarć zwojowych jest trudne i często możliwe do realizacji jedynie zabezpieczeniami technologicznymi.

5. PODSUMOWANIE

Podsumowując powyższe rozważania, w ogólności należy stwierdzić, że zaproponowana koncepcja automatyki zabezpieczeniowej dławików kompensacyjnych liniowych i szynowych jest właściwa i kompletna. Koncepcja ta równocześnie wpisuje się w trendy i zalecenia światowe.

Selektywność działania automatyki zabezpieczeniowej dławików kompensacyjnych uzależniona jest od wielu czynników, a w tym od:

- parametrów obiektów (dławików) oraz parametrów i konfiguracji sieci przylegającej do analizowanych obiektów,
- lokalizacji i przekładni znamionowej przekładników zabezpieczeniowych, prądowych i napięciowych
- rodzaju stosowanych przełączników zabezpieczeniowych, w sensie zakresów nastawczych wielkości kryterialnych,
- przewidywanej koncepcji, lub wymagań dotyczących sposobu eliminacji zaburzeń w pracy w przylegających elementach sieci, np. wymagań co do sposobu eliminacji zwarć w liniach elektroenergetycznych i stosowania SPZ 1- lub 3-fazowego.

Podkreślić należy, co równocześnie wynika z rozważań przedstawionych powyżej, że złożoność zjawisk oraz liczba

czynników wpływających na efektywność i pewność działania automatyki zabezpieczeniowej dławików prowadzi do wniosku, że analiza tego typu powinna mieć charakter analizy przypadku i tym samym powinna być prowadzona niezależnie dla każdego obiektu tego typu.

6. BIBLIOGRAFIA

1. Lubośny Z., Klucznik J., Dobrzyński K., Analiza techniczna pracy dławików kompensacyjnych projektowanej stacji 400/110 kV Elk Bis, raport dla Elfeko S.A., Gdańsk 2013
2. CIGRE Working Group B5.37, Protection, Monitoring and Control of Shunt Reactors, 2013
3. IEEE Power Engineering Society, IEEE Guide for the Protection of Shunt Reactors, 2007
4. F. K. Basha and M. Thompson, Practical EHV Reactor Protection, 68th Conference for Protective Relay Engineers, Texas A&M University, USA 2013
5. Z. Gajic, B. Hillström, and F. Mekić, HV Shunt Reactor Secrets for Protection Engineers, 30th Western Protective Relaying Conference, Washington, USA 2003
6. Praca zbiorowa, Zasady doboru i nastawiania zabezpieczeń elementów systemu elektroenergetycznego wysokiego napięcia, PSE S.A., Warszawa 2010
7. Klucznik J., Dobrzyński K., Lubośny Z., Czapp S., Evaluation of Single Pole Auto-Reclosing Effectiveness with Nonlinear Secondary Arc Model, XXIII Symposium Electromagnetic Phenomena in Nonlinear Circuits, Pilsen, Czech Republic 2014.

SELECTED PROBLEMS OF SETTING PROTECTION DEVICES FOR HIGH VOLTAGE SHUNT REACTORS

The paper presents the difficulties encountered during the design of protection system for the shunt reactors connected directly to the ultra-high voltage grid (UHV). The paper, based on the example of the currently built 400 kV substation Elk Bis, shows that the possibility of securing of shunt reactors by protection devices using measurements of electrical signals from the voltage and current transformers have their limitations and in some cases may not be sufficient. A large part of the paper is focused on the analysis of inter-turns short circuits which are most difficult disturbances to detect.

Keywords: shunt reactors, reactive power compensation, protection systems

WARUNKI REZONANSOWE W WĘZLE Z KOMPENSATOREM SVC

Robert KOWALAK

Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki, ul. G. Narutowicza 11/12, 80-233 Gdańsk
tel.: 58 347 1827; e-mail: robert.kowalak@pg.gda.pl

Streszczenie: Instalowanie kompensatorów statycznych w sieciach rozdzielczych i przesyłowych służy poprawie profili napięciowych. Kompensatory jako źródła mocy biernej zwiększają stabilność napięciową systemu. Pozwalają także na szybszą odbudowę systemu w przypadku awarii napięciowej. W artykule zaprezentowano wpływ struktury i wysterowania układu SVC na zmianę impedancji w układzie zasilania. Ma to bezpośredni wpływ na częstotliwości, przy których może dojść do wzbudzenia zjawisk rezonansowych.

Słowa kluczowe: SVC, rezonans, moc bierna.

1. WSTĘP

Właściwy poziom napięcia w sieci zasilającej jest jednym z wyznaczników jej poprawnej pracy. Elementami systemu odpowiedzialnymi za utrzymanie właściwych poziomów napięć są generatory i transformatory, a także kompensatory bocznikowe. Obecność tych ostatnich w sieci korzystnie wpływa na bilans mocy biernej i profile napięciowe w otoczeniu węzła, do którego są przyłączone.

Baterie kondensatorów i/lub dławików załączane łącznikami elektromechanicznymi stanowią obecnie najczęściej spotykane typy kompensatorów bocznikowych w sieciach elektroenergetycznych. Mniej znane są nowocześniejsze odmiany kompensatorów w postaci kompensatorów energoelektronicznych typu SVC i STATCOM. Te nowocześniejsze układy ze względu na zdolność prowadzenia procesu regulacji szybko (pojedyncze okresy przebiegu napięcia zasilającego) mają wpływ na zwiększenie stabilności napięciowej systemu także w czasie trwania stanów szybkozmiennych.

Prawidłowe umiejscowienie kompensatora w sieci zasilającej wysokiego napięcia jest sprawą złożoną. Należy pamiętać, że przy takiej inwestycji dąży się do uzyskania jak najszerszych możliwości regulacyjnych pracy sieci przy możliwie najniższych kosztach inwestycyjnych. Aby to osiągnąć prowadzona analiza dotycząca miejsca lokalizacji musi uwzględniać szereg czynników związanych z pracą systemu oraz cechami wprowadzanego źródła mocy biernej [1–8].

System elektroenergetyczny charakteryzuje się znaczną indukcyjnością wynikającą z charakteru jego elementów składowych. Wprowadzenie do takiego układu kompensatora zawierającego elementy pojemnościowe może przyczynić się do wzbudzenia w układzie zasilania drgań o charakterze rezonansowym [9, 10].

Artykuł stanowi nawiązanie do badań dotyczących wyboru i oceny lokalizacji w systemie nowych, a także już istniejących, kompensatorów [2, 3, 8, 10]. Na warunki rezonansowe występujące w miejscu podłączenia kompensatora, oprócz parametrów sieci zasilającej, wpływa także jego struktura, wysterowanie, czy sposób podłączenia w stacji

elektroenergetycznej (np. bezpośrednio do szyn, do trzeciego uzwojenia transformatora).

Badania przeprowadzono przy wykorzystaniu oprogramowania DIgSILENT PowerFactory®.

2. REZONANS

Obwód elektryczny, który w swojej strukturze zawiera równocześnie elementy pojemnościowe i indukcyjne, charakteryzują częstotliwości drgań własnych (swobodnych). W wielu obwodach elektrycznych występują też elementy, które do układu wprowadzają prądy lub napięcia o częstotliwości charakterystycznej dla siebie. Elementy te określamy mianem źródeł drgań wymuszonych. Jeżeli częstotliwość drgań własnych obwodu będzie taka sama, jak częstotliwość drgań wymuszanych przez jakiś jego element, to może zaistnieć w tym obwodzie stan określany mianem rezonansu.

W obwodach elektrycznych wyróżniamy dwa typy rezonansu: szeregowy (napięć) i równoległy (prądów).

Rezonans szeregowy cechuje mała wartość impedancji obwodu dla częstotliwości rezonansowej. Wypadkowa reaktancja obwodu dla tej częstotliwości osiąga wartość zerową (kąt fazowy impedancji osiąga wartość 0°). W trakcie takiego rezonansu może dojść do pojawienia się w układzie zasilania napięć o znaczących amplitudach i częstotliwości rezonansowej.

Rezonans równoległy natomiast dla częstotliwości rezonansowej cechuje duża wartość impedancji. Wypadkowa susceptancja obwodu rezonansowego przyjmuje wartość zerową (kąt fazowy admitancji, a więc i impedancji, osiąga wartość 0°). W trakcie takiego rezonansu mogą w układzie zasilania płynąć prądy o znacznych wartościach amplitudy i o częstotliwości rezonansowej.

Podstawą do jednoznacznego określania częstotliwości rezonansowych w układzie są jego charakterystyki impedancyjne $Z = f(f)$ oraz fazowe $\varphi = f(f)$. Jeżeli na charakterystyce impedancyjnej dla konkretnej częstotliwości obserwujemy lokalne maksimum impedancji i równocześnie kąt fazowy impedancji widoczny na charakterystyce fazowej osiąga wartość 0° , to oznacza, że możliwy jest przy tej częstotliwości rezonans prądów. Jeżeli natomiast na tej samej charakterystyce obserwujemy lokalne minimum impedancji i równocześnie kąt fazowy impedancji osiąga wartość 0° , to oznacza, że możliwy jest przy tej częstotliwości rezonans napięć.

W systemie elektroenergetycznym, jak i w samym kompensatorze SVC, występują elementy o charakterze pojemnościowym i indukcyjnym (tworzą one obwody dla drgań własnych). Równocześnie w systemie może znajdować się wiele źródeł wymuszających drgania o określonych częstotliwościach (źródła drgań wymuszonych). Sam SVC

zawiera taki element – dławik TCR – będący źródłem wyższych harmonicznych. Struktura więc takiego układu jak najbardziej może sprzyjać powstawaniu zjawisk rezonansowych.

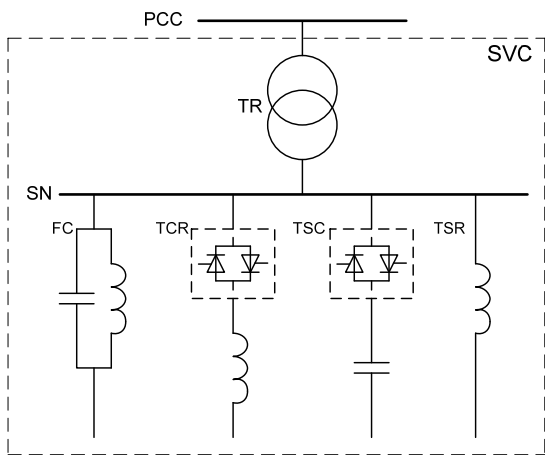
3. MODEL UKŁADU

Podstawą modelu wykorzystanego do badań był model kompensatora SVC. Jego strukturę zaprezentowano na rysunku 1.

W badaniach zamodelowano kompensator o mocy znamionowej 25 MVA ($-15 \text{ Mvar} \div +25 \text{ Mvar}$), który był przyłączony do węzła 110 kV.

System elektroenergetyczny zamodelowano w postaci idealnego źródła napięcia i impedancji odpowiadającej określonej mocy zwarciowej (tu 2000 MVA). Wykorzystanie tak prostego modelu związane było z określeniem wpływu na zjawiska rezonansowe samego kompensatora (praca TCR, załączone sekcje TSC, itp.).

Rozpatrywane konfiguracje kompensatorów zestawiono w tablicy 1.



Rys. 1. Struktura kompensatora SVC uwzględniona w badaniach: TCR – tyrystorowo regulowany dławik, TSC – tyrystorowo załączane baterie kondensatorów, TSR – tyrystorowo załączane sekcje dławików, FC – filtry, SN – szyny średniego napięcia, TR – transformator, PCC – punkt przyłączenia do systemu.

Tablica 1. Konfiguracje kompensatorów uwzględnione w badaniach

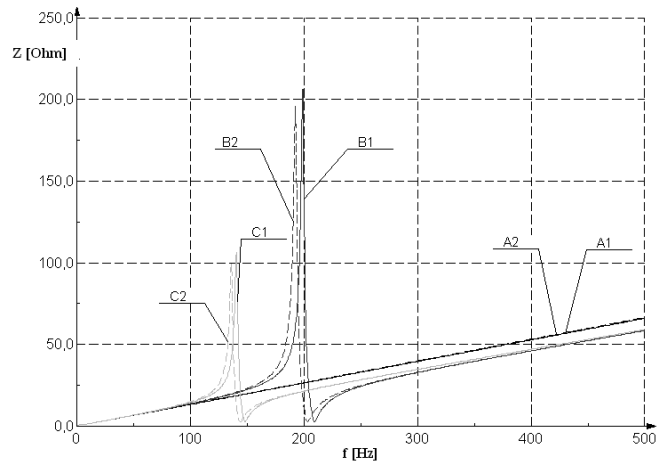
Dławik TCR [MVar]	Sekcje TSC [MVar]	Sekcje TSR [MVar]	Filtry 5h i 7h (FC) [MVar]	Przyjęte oznaczenie konfiguracji kompensatora
-15	2x12,5	-	-	I
-20	2x10	-	2,5 (5h) + 2,5 (7h)	II
-5	4x5	3x-5	2,5 (5h) + 2,5 (7h)	III

4. WYNIKI BADAŃ

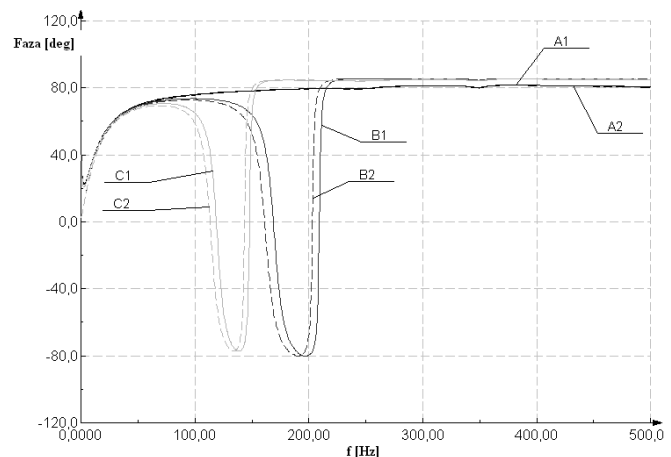
Podstawą do przeprowadzenia analizy było wyznaczenie charakterystyk impedancyjnych węzła, do którego włączony został kompensator, a następnie na ich podstawie określenie częstotliwości, przy których mogą zaistnieć warunki sprzyjające powstaniu rezonansu. Charakterystyki fazowe wykorzystywano w celu potwierdzenia, że przy danym minimum lub maksimum wartości impedancji są w układzie warunki dogodne dla rezonansu (kąt fazowy impedancji wynoszący 0°). W bardziej złożonych układach

może się bowiem zdarzyć lokalne minimum lub maksimum impedancji, które jednakże nie musi oznaczać warunków korzystnych dla wystąpienia rezonansu.

Przykładowe charakterystyki uzyskane dla różnych konfiguracji kompensatora zaprezentowano na rys. 2–4.



Rys. 2. Charakterystyki impedancyjne węzła PCC: kompensator SVC konfiguracja I; A – TSC wyłączony, B – załączona 1 sekcja TSC, C – załączone 2 sekcje TSC; 1 – największa wartość indukcyjności TCR ($B_{TCR} = \max$ lub $B_{TCR} = -B_{TSC}$), 2 – TCR wyłączony ($B_{TCR} = 0$)

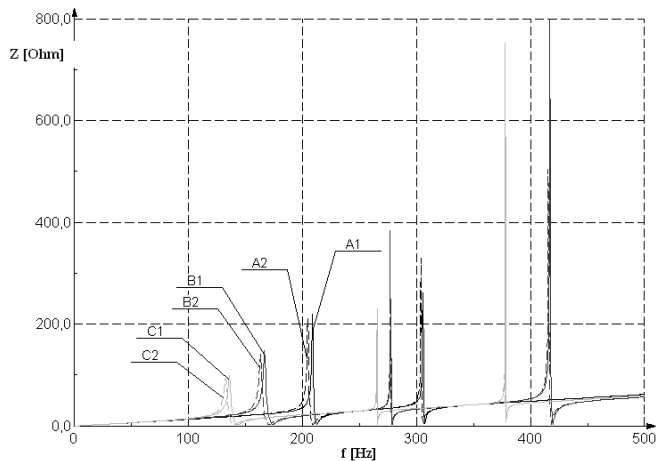


Rys. 3. Charakterystyki fazowe węzła PCC: kompensator SVC konfiguracja I; A – TSC wyłączony, B – załączona 1 sekcja TSC, C – załączone 2 sekcje TSC; 1 – największa wartość indukcyjności TCR ($B_{TCR} = \max$ lub $B_{TCR} = -B_{TSC}$), 2 – TCR wyłączony ($B_{TCR} = 0$)

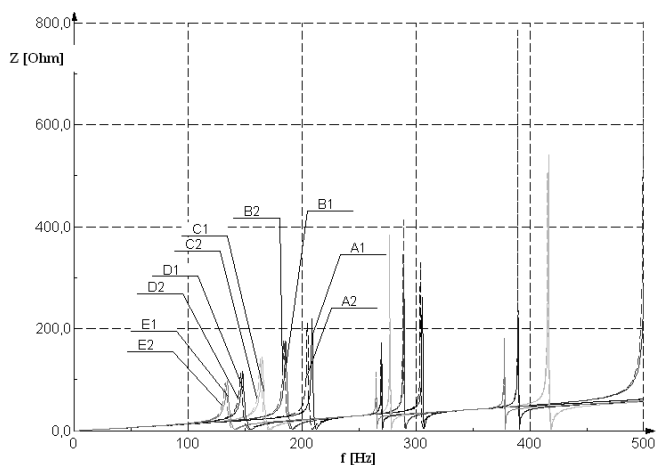
W rozpatrywanym układzie istnieją warunki sprzyjające wystąpieniu obu typów rezonansów. Wartości częstotliwości, przy których mogą one wystąpić ulegają pewnym zmianom zależnym od konfiguracji kompensatora, obecności filtrów i liczby załączonych sekcji TSC, a także od wysterowania elementu TCR.

Z charakterystyk impedancyjnych i fazowych odczytano częstotliwości, przy których może dojść do wzbudzenia poszczególnych rezonansów i uzyskane wyniki zestawiono w tablicy 2.

Warunkiem koniecznym do powstania rezonansu jest istnienie w obwodzie pojemności. Zastosowanie bardzo prostego modelu systemu elektroenergetycznego sprawiło, że warunki sprzyjające rezonansom występowały tylko w przypadkach, gdy załączony był co najmniej jeden z pojemnościowych elementów kompensatora (filtry FC lub co najmniej jedna sekcja TSC).



Rys. 4. Charakterystyki impedancyjne węzła PCC: kompensator SVC konfiguracja II; A – TSC wyłączony, B – załączona 1 sekcja TSC, C – załączone 2 sekcje TSC; 1 – największa wartość indukcyjności TCR ($B_{TCR} = \max$ lub $B_{TCR} = -B_{TSC}$), 2 – TCR wyłączony ($B_{TCR} = 0$)



Rys. 5. Charakterystyki impedancyjne węzła PCC: kompensator SVC konfiguracja III; A – TSC wyłączony, B – załączona 1 sekcja TSC, C – załączone 2 sekcje TSC; 1 – największa wartość indukcyjności TCR ($B_{TCR} = \max$ lub $B_{TCR} = -B_{TSC}$), 2 – TCR wyłączony ($B_{TCR} = 0$)

W tabelcy 2 i na zaprezentowanych rysunkach przedstawiono dane dotyczące skrajnych punktów wysterowania dławika TCR: dla susceptancji dławika $B_{TCR} = 0$ (dławik wyłączony) oraz dla sytuacji, gdy dławik załączony jest na pełną moc ($B_{TCR} = \max$, gdy TSC ma wszystkie sekcje wyłączone) lub równoważy susceptancję pojedynczej sekcji TSC ($B_{TCR} = -B_{TSC}$). W badaniach wykonano stosowne obliczenia także dla stanów pośrednich wysterowania TCR.

Zmiana wysterowania dławika TCR obserwowana pod postacią wzrostu wartości jego susceptancji, przy stałej wartości pojemności w obwodzie, powodowała wzrost wartości częstotliwości rezonansowych. W przypadku analizowanego układu zmiana była stosunkowo niewielka, osiągająca maksymalnie 6 Hz. Tak więc pracujący dławik TCR, przy stałej wartości załączonych pojemności, przyczynia się do powstania pewnego zakresu częstotliwości, w której może dojść do rezonansu.

Poszczególne obserwowane częstotliwości można połączyć z konkretnym elementem składowym (gałęzią) kompensatora zawierającą element pojemnościowy. Dla każdego z takich elementów można znaleźć parę rezonansów: jeden szeregowy i jeden równoległy.

Tablica 2. Zestawienie częstotliwości, przy których występują warunki sprzyjające rezonansom przy zastosowaniu różnych konfiguracji kompensatora

Oznaczenie konfiguracji kompensatora	Liczba załączonych sekcji TSC	Częstotliwość rezonansu szeregowego [Hz]		Częstotliwość rezonansu równoległego [Hz]	
		$B_{TCR} = 0$	$B_{TCR} = \max$ lub $B_{TCR} = -B_{TSC}$	$B_{TCR} = 0$	$B_{TCR} = \max$ lub $B_{TCR} = -B_{TSC}$
I	0	–	–	–	–
	1	203,0	209,0	192,5	199,0
	2	143,5	148,0	136,5	141,0
II	0	209,0	212,5	205,0	209,0
		306,0	307,5	304,0	306,0
	1	170,5	174,0	163,5	167,0
		278,5	279,0	277,0	277,5
	2	418,5	419,5	416,0	417,0
		139,5	142,5	133,0	136,5
	265,5	266,0	265,0	265,5	
	378,0	378,5	377,5	378,0	
III	0	209,0	212,5	205,0	209,0
		306,0	307,5	304,0	306,0
	1	190,5	192,0	184,5	186,0
		290,5	291,0	289,0	289,5
		507,5	509,0	500,0	502,0
	2	170,5	172,0	163,5	165,5
		278,5	278,5	277,0	277,5
		418,5	419,0	416,0	416,5
	3	153,5	155,0	146,5	148,5
		270,5	270,5	270,0	270,0
		390,5	391,0	389,5	390,0
	4	139,5	141,0	133,0	135,0
265,5		266,0	265,0	265,0	
	378,5	378,5	377,5	378,0	

Duże znaczenie z punktu widzenia wartości częstotliwości rezonansowych ma załączanie sekcji TSC. W przypadku załączenia pierwszej sekcji obserwowane jest pojawienie się pary częstotliwości rezonansowych związanych z tym elementem. Jeżeli w układzie pracują filtry, to załączenie pierwszej sekcji TSC prowadzi do przesunięcia częstotliwości rezonansowych związanych z filtrami w kierunku wyższych wartości (nawet rzędu 200 Hz – konfiguracja III kompensatora, rezonans szeregowy przy wyłączonym TSC (306–307,5 Hz) i po załączeniu pierwszej sekcji TSC (507,5–509 Hz)). Jeżeli jednak pracuje już co najmniej jedna sekcja TSC, to załączenie kolejnej prowadzi do zmniejszenia wartości częstotliwości rezonansowych związanych z wszystkimi pracującymi elementami zawierającymi pojemność (rzędu nawet około 90 Hz – konfiguracja III kompensatora, rezonans szeregowy przy włączonej jednej sekcji TSC (507,5–509 Hz) i po załączeniu kolejnej sekcji TSC (418,5–419 Hz)) – a więc zarówno samego TSC, jak i filtrów FC. Ogólnie, im wyższa wartość częstotliwości danego rezonansu, tym o większą wartość jest on „przesuwany” przy załączaniu kolejnej sekcji TSC.

5. WNIOSKI KOŃCOWE

Zmiana kąta wysterowania tyrystorów dławika TCR, skutkująca zmianą jego susceptancji, wpływa na zmianę wartości częstotliwości rezonansowej dla konkretnego rezonansu w wąskim zakresie (rzędu pojedynczych herców). Im mniejsza wartość indukcyjności zastosowanego dławika,

tym w mniejszym zakresie na zmianę częstotliwości rezonansowej wpływa jego wystawienie.

Załączanie kolejnych sekcji TSC natomiast doprowadza do skokowych zmian częstotliwości rezonansowych dla poszczególnych rezonansów, ale o znacznie większej wartości (rzędu nawet 200 Hz).

Praca kompensatora SVC prowadzi więc do zmian częstotliwości drgań własnych obwodu (częstotliwości rezonansowych), w którym on się znajduje. Dzięki temu wzrasta zagrożenie, że częstotliwość ta nałoży się na częstotliwość drgań wymuszonych wprowadzanych do układu zasilania przez dławik TCR, lub inny obiekt w sieci. A to z kolei prowadzi do zwiększonego ryzyka wzbudzenia oscylacji rezonansowych w układzie zasilania.

6. BIBLIOGRAFIA

1. Kenarangi R.: Decision Based VAR Compensators Placement in Electric Power Systems, IEEE 1991.
2. Kowalak R., Zajczyk R., Zbroński A.: Lokalizacja źródeł mocy biernej w systemie elektroenergetycznym z wykorzystaniem metody zbiorów rozmytych, Wiadomości Elektrotechniczne nr 01/2013.
3. Kowalak R., Zajczyk R., Zbroński A.: Zastosowanie zbiorów rozmytych do lokalizacji dodatkowych źródeł mocy biernej w systemie elektroenergetycznym, II Konferencja Naukowo - Techniczna „Problematyka Mocy Biernej w sieciach dystrybucyjnych i przesyłowych”, Wisła, 24–25 października 2012.
4. Lin W-M., Lu K-H., Huang C-H., Ou T-C., Li Y-H.: Optimal Location and Capacity of STATCOM for Voltage stability Enhancement using ACO plus GA, 2009 IEEE/ASME International Conference on Advanced Intelligent Mechatronics Suntec Convention and Exhibition Center, Singapore, July 14–17, 2009.
5. Masoum M. A. S., Jafarian A., Ladjevardi M., Fusch E. F., Grady W. M.: Fuzzy Approach for Optimal Placement and Sizing of Capacitor Banks in the Presence of Harmonics, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 19, NO. 2, April 2004.
6. Mekhamer S. F., El-Hawary M. E., Mansour M. M., Moustafa M. A., Soliman S. A.: State of the Art in Optimal Capacitor Allocation for Reactive Power Compensation in Distribution Feeders, Large Engineering Systems Conference on Power Engineering, IEEE 2002.
7. Pisica I., Bulac C., Toma L., Eremia M.: Optimal SVC Placement in Electric Power Systems Using a Genetic Algorithms Based Method, IEEE Bucharest Power Tech Conference, June 28th - July 2nd, Bucharest, Romania, 2009.
8. Zajczyk R., Kowalak R., Zbroński A.: Wykorzystanie logiki zbiorów rozmytych w określaniu lokalizacji dodatkowych źródeł mocy biernej w systemie elektroenergetycznym, Elektroenergetyka współczesność i rozwój, nr 3–4 (13–14)/2012.
9. Fan, Z. ; Johan, E.: Harmonic Impedance Analysis in the Presence of Static Var Compensator (SVC), Power Systems Conference and Exposition, 2006. PSCE '06. 2006 IEEE PES.
10. Kowalak R., Zajczyk R.: Wpływ kompensatora SVC na warunki rezonansowe w układzie zasilania, III Konferencja Naukowo – Techniczna „Problematyka Mocy Biernej w sieciach dystrybucyjnych i przesyłowych”, Wisła, 10–11 grudnia 2014.

THE CONDITIONS OF RESONANT IN NODE WITH COMPENSATOR SVC

Installation of static compensators in distribution and transmission networks favours improvement of the voltage profile. Compensators as sources of reactive power increase the voltage stability of the system. They also enable faster restoration of work system in case of voltage failure. The power system is characterized by a high inductance resulting from the nature of its components. Connection of these elements with the compensator system containing capacitive elements, may contribute to the excitation of oscillation resonant in power supply system. The structure and control system of compensator, in addition to the network parameters are influenced by the resonance conditions occurring in its connection point.

In this article the research results of influence structure and control of SVC system on the resonance frequencies are presented. It has been found that the change of trigger angle of the TCR thyristors of shunt reactor results in change of its susceptance as well as the value of resonant frequency in a narrow range. On the other hand, switching on next section of TSC causes step changes of resonant frequency. The overlap of these phenomena leads to an increase of frequency ranges at which favourable conditions for the appearance of voltages or currents resonance occur.

Keywords: Static VAr compensators, resonance, reactive power

WYBRANE PROBLEMY KOMPENSACJI MOCY BIERNEJ LINII ELEKTROENERGETYCZNEJ WYSOKIEGO NAPIĘCIA

Zbigniew LUBOŚNY, Jacek KLUCZNIK, Krzysztof DOBRZYŃSKI

Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki, ul. G. Narutowicza 11/12, 80-233 Gdańsk
tel.: 58 347 1641; e-mail: zbigniew.lubosny@pg.gda.pl;
tel.: 58 347 1798; e-mail: jacek.kluczник@pg.gda.pl
tel.: 58 347 1798; e-mail: krzysztof.dobrzynski@pg.gda.pl

Streszczenie: W artykule przedstawiono rozważania dotyczące doboru dławików kompensacyjnych dla linii elektroenergetycznej dwutorowej wysokiego napięcia 400 kV, na przykładzie nowobudowanej linii Ełk Bis-Alytus. W analizach uwzględniono różne stany pracy układu. Zamieszczone wyniki dotyczą poziomów napięć w stanach ustalonych, podczas procesów łączeniowych oraz zwarc.

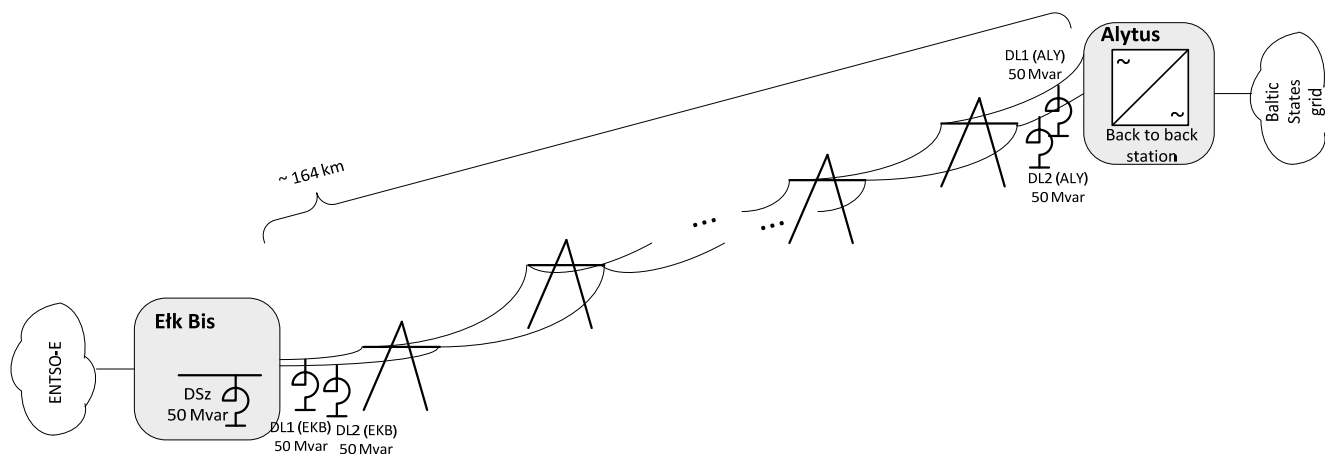
Słowa kluczowe: Kompensacja mocy biernej, linia napowietrzna 400 kV, dławik bocznikowy

1. WPROWADZENIE

Linie elektroenergetyczne wysokiego napięcia są źródłem mocy biernej w systemie elektroenergetycznym, gdzie poziom tej mocy zależy od poziomu mocy przesyłanej linią, jej długości i parametrów samej linii. Im bardziej niedociążona linia, tym większą wartość mocy biernej generuje linia. To z kolei przekłada się wprost na napięcie na linii oraz na poziomy napięć w najbliższym jej sąsiedztwie. W szczególnych przypadkach może się okazać, że napięcia w normalnych stanach pracy są zbyt wysokie, tzn. przekraczają wartości dopuszczalne długotrwale. Taka sytuacja może wystąpić zwłaszcza podczas pracy systemu elektroenergetycznego niedociążonego, tak jak ma to np. miejsce w krajowym sys-

temie elektroenergetycznym (KSE) np. w dni świąteczne czy w dolinie letniej. W celu ograniczenia wpływu danej linii na poziom napięcia często stosuje się dławiki bocznikowe, mające za zadanie kompensację mocy biernej generowanej przez linię [2, 3]. Miejsce zainstalowania dławików (lub dławika) zależy od sytuacji napięciowej w danym miejscu systemu.

Aktualnie budowana jest dwutorowa linia elektroenergetyczna wysokiego napięcia 400 kV mająca stanowić most energetyczny łączący system europejski ENTSO-E (w ramach którego pracuje KSE) oraz systemy Krajów Bałtyckich (Litwy, Łotwy oraz Estonii) [1, 4]. Połączenie to realizowane jest z wykorzystaniem układu przekształtnikowego back-to-back znajdującego się na terenie Litwy. Wstępne analizy pracy tej linii wykonane przez PSE S.A. wykazały, że występuje konieczność zastosowania kompensacji mocy biernej generowanej przez linię. Założono, że kompensacja będzie realizowana przez cztery dławiki liniowe (DL), zainstalowane na dwóch końcach linii (rys. 1). W początkowej fazie projektu dobrano sumaryczną moc dławików przyłączonych do linii wynoszącą 4×50 Mvar, która to moc w pełni kompensuje moc bierną generowaną przez linię.



Rys. 1. Schemat poglądowy dwutorowej linii elektroenergetycznej 400 kV Ełk Bis-Alytus

Oprócz dławików przyłączonych bezpośrednio do linii w stacji Ełk Bis zaplanowano zainstalowanie dodatkowego dławika szynowy (DSz), również o mocy 50 Mvar.

Powyżej opisany układ w początkowym etapie pracy ma zapewniać przepływ mocy czynnej na poziomie ± 500 MW zaś docelowo planowane jest przesyłanie mocy na poziomie ± 1000 MW.

2. NAPIĘCIA LINII W STANACH USTALONYCH

Warunki napięciowe w stanach ustalonych należy określić dla różnych konfiguracji pracy układu przedstawionego na rysunku 1, uwzględniając przy tym możliwość wyłączeń elementów sieciowych w najbliższej okolicy linii. Przeanalizowano następujące konfiguracje sieci elektroenergetycznej:

- ALY 0 MW: nie jest przesyłana moc łączy HVDC,
- ALY -500 MW: export mocy 500 MW w kierunku Litwy,
- ALY +500 MW: import mocy 500 MW z Litwy,
- Tr EKB-A3: wyłączony transf. EKB-A3 (w stacji Ełk),
- Tr ELK-A1: wyłączony transf. ELK-A1 (w stacji Ełk),
- ELK-A2: wyłączony transf. ELK-A2 (w stacji Ełk),
- EKB-ALY 1: wyłączony tor nr 1 linii Ełk Bis-Alytus,
- LMS-EKB 1: wyłączony tor nr 1 linii Ełk Bis-Alytus,
- EKB111-ELK111: wyłączona linia EKB111-ELK111,
- NAR-LMS: wyłączona linia Narew-Łomża,
- OST-LMS A: wyłączony tor nr 1 linii Ełk Bis-Alytus,
- DL-1 EKB: wyłączony dławik przyłączony do toru 1 po stronie EKB,
- DL-2 EKB: wyłączony dławik przyłączony do toru 2 po stronie EKB,
- DL-1 DL-2 EKB: wyłączone oba dławiki po stronie EKB,
- DL-SZ EKB: wyłączony dławik w stacji EKB,
- DL-1 ALY: wyłączony dławik przyłączony do toru 1 po stronie ALY,
- DL-2 ALY: wyłączony dławik przyłączony do toru 2 po stronie ALY,
- DL-1 DL-2 ALY: wyłączone oba dławiki po stronie ALY.

Pierwsze trzy konfiguracje odpowiadają pracy systemu z załączonymi wszystkimi elementami rozważanej sieci. Linia Ełk Bis-Alytus pracuje w tych przypadkach z załączonymi dwoma torami. Kolejne warianty odpowiadają importowi 500 MW mocy (przepływ mocy w kierunku stacji Ełk Bis) oraz wyłączeniu jednego lub dwóch elementów sieci – w stosunku do układu pełnego (podstawowego).

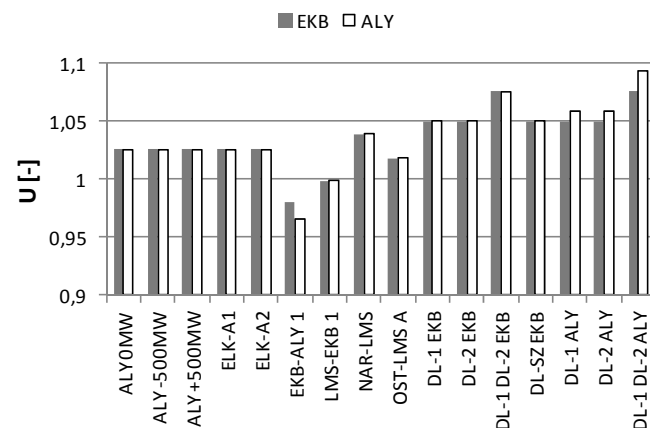
Wyniki obliczeń poziomów napięć zaprezentowane na rysunkach 2 i 3 podano w jednostkach względnych odniesionych do napięcia znamionowego sieci. Dla sieci o napięciu znamionowym 400 kV napięciem dopuszczalnym długotrwale w stanach normalnych jest napięcie 420 kV, tj. równe 1,05 w jednostkach względnych.

Wyniki zaprezentowane na rysunku 2 pokazują, że praca systemu w dolinie obciążenia wiąże się z wyższymi poziomami napięć zarówno w stacji Ełk Bis jak i w stacji Alytus. Konfiguracje pracy sieci, dla których obserwuje się nadmiernie wysokie poziomy napięcie, są związane z wyłączeniem dławików w stacji Alytus. Również konfiguracje pracy z wyłączonymi dławikami w stacji Ełk Bis prowadzą do napięć o wartościach granicznych górnych (szczyt zimowy) lub nadmiernie wysokich (dolina letnia). Oznacza to, że w normalnych stanach pracy systemu w szczycie zimowym (w okresach dużego obciążenia systemu) w stacji Alytus powinien być załączony co najmniej jeden dławik liniowy, a w stacji Ełk Bis dławik szynowy i co najmniej jeden dławik liniowy. Natomiast w okresach małego obciążenia (w tym w dolinie letniej) załączone powinny być wszystkie dławiki, tj. szynowy w stacji Ełk Bis oraz liniowe w linii Ełk Bis-Alytus.

Występowanie łączy HVDC w stacji Alytus powoduje, że możliwe są również stany pracy związane z załączaniem

tego łączy do pracy. W takim przypadku sekwencja procesu łączeniowego będzie (może być) następująca:

- 1° jednostronne załączenie linii Ełk Bis-Alytus w stacji Ełk Bis;
- 2° załączenie linii w stacji Alytus;
- 3° załączenie łączy HVDC.



Rys. 2. Poziomy napięcie na sznach EKB i ALY, dolina letnia

Powyższe oznacza, że występowały będą okresy jednostronnego załączenia linii Ełk Bis-Alytus, nieobciążonej lub obciążonej jedynie dławikiem liniowym. Przeanalizowano kilkanaście konfiguracji pracy rozważanego układu. Wybrane wyniki zamieszczono poniżej, przy czym oznaczenia przyjęte na prezentowanych rysunkach są następujące:

- A – jednostronne załączenie jednego toru linii Ełk Bis-Alytus;
- B – jednostronne załączenie obu torów linii;
- C – jednostronne załączenie jednego toru linii Ełk Bis-Alytus realizowane poprzez tor Łomża-Ełk Bis-Alytus. Oznacza to, że stacja Ełk Bis nie jest połączona z siecią 110 kV;
- D – jednostronne załączenie obu torów linii realizowane poprzez tor Łomża-Ełk Bis-Alytus, przy czym linia Łomża-Ełk Bis pracuje z załączonym jednym torem.

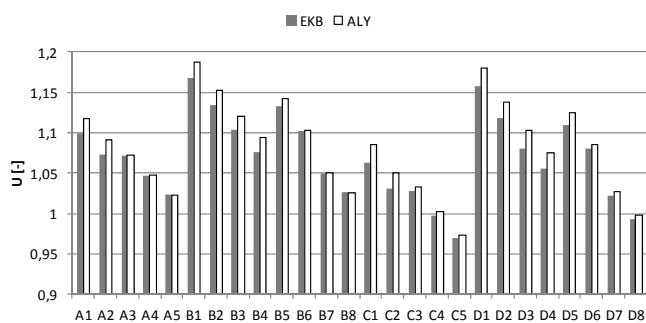
Ponadto do każdej litery dodawana jest cyfra, która oznacza stan pracy wybranych elementów sieci (tablica 1).

Tablica 1. Konfiguracje pracy rozważanego fragmentu sieci; „-” oznacza element wyłączony; „+” oznacza element załączony

Element	Wariant							
	1	2	3	4	5	6	7	8
LMS-EKB tor 1	+	+	+	+	+	+	+	+
LMS-EKB tor 2	+	+	+	+	+	+	+	+
EKB-ALY tor 1	+	+	+	+	+	+	+	+
EKB-ALY tor 2	+	+	+	+	+	+	+	+
DSz EKB	-	+	-	+	-	-	-	+
DL EKB T1	-	-	+	+	-	-	+	+
DL EKB T2	-	-	+	+	-	-	+	+
DL ALY T1	-	-	-	-	+	+	+	+
DL ALY T2	-	-	-	-	-	+	+	+

Z wyników zaprezentowanych na rys. 3 można wnioskować, że również w procesie tworzenia toru do załączenia łączy HVDC wymagane jest załączenie dławika szynowego i dławików liniowych (warianty A5, B8) lub ewentualnie tylko dławików liniowych (warianty A4, B7). Wyniki obliczeń dla wariantu C pokazują, że możliwe jest również

podanie do stacji Alytus napięcia pojedynczym torom linii Łomża-Ełk Bis-Alytus. W tym przypadku załączone powinny być również dławiki liniowe i ewentualnie dławik szynowy.



Rys. 3. Poziomy napięć na szynach EKB i ALY, dolina letnia

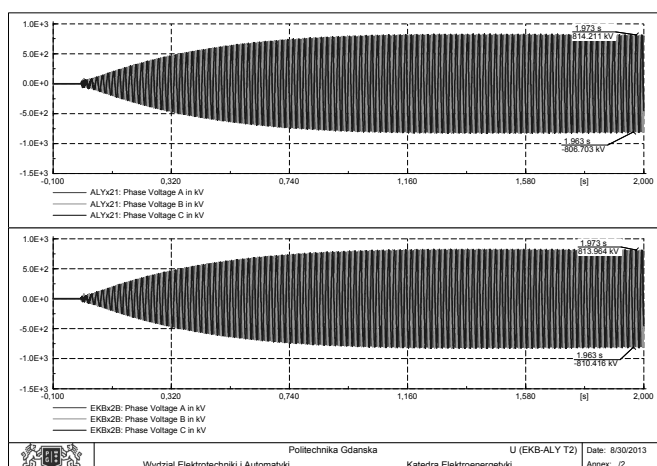
3. ZJAWISKA NAPIĘCIOWE PODCZAS PROCESÓW ŁĄCZENIOWYCH

Praca prezentowanego układu związana jest z koniecznością prowadzenia procesów łączeniowych. Wynikają one zarówno z normalnych procedur ruchowych jak również mogą być wynikiem powstałego w linii zakłócenia, np. zwarcia.

Dławiki liniowe mogą pracować z różnie skonfigurowanym punktem neutralnym (PN): izolowanym, uziemionym bezpośrednio lub uziemionym przez dławik uziemiający (NGR). Przyjęcie danego rozwiązania wpływa na zjawiska napięciowe obserwowane podczas procesów łączeniowych w linii. Poniżej przedstawiono wybrane wyniki dla różnych rozwiązań pracy punktu neutralnego dławików podczas procesów łączeniowych.

3.1. Symetryczne załączanie jednostronne jednego toru linii

Załączenie jednostronne trójfazowe (symetryczne) jednego toru linii EKB-ALY w EKB (drugi tor pozostaje wyłączony), jest dopuszczalne dla dowolnej konfiguracji dławików w torze załączanym.



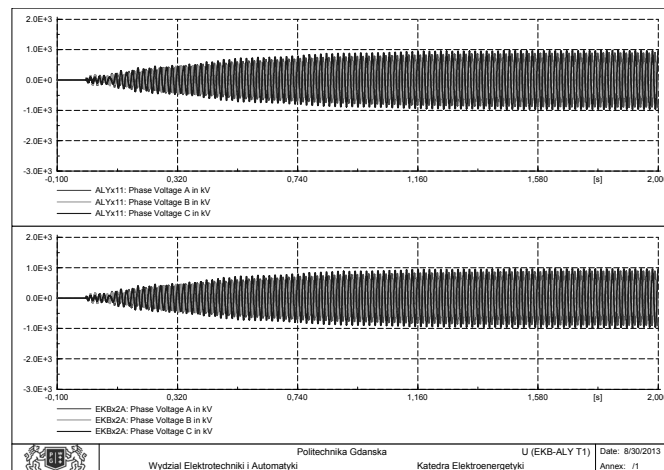
Rys. 4. Napięcia fazowe na końcach wyłączanego toru II linii EKB-ALY

W tym przypadku w drugim torze dławiki liniowe muszą być wyłączone lub załączony może być tylko jeden dławik liniowy z PN uziemionym za pomocą dławika NGR. Pozostawienie wyłączanego toru linii z załączonymi dwoma dławikami liniowymi o mocy 50 Mvar prowadzi do rezonansu i dużych poziomów napięcia w tym torze.

Taką sytuację pokazano na rysunku 4, gdzie przebiegi odpowiadają sytuacji, w której wszystkie dławiki są załączone, dławik szynowy i dławiki liniowe po stronie stacji Ełk Bis mają punkt neutralny uziemiony bezpośrednio, a dławiki liniowe po stronie stacji Alytus uziemione są przez dławik NGR. Przyczyną takiego stanu (rezonansu) jest zaprojektowanie dławików do pełnej kompensacji mocy biernej linii.

3.2. Niesymetryczne załączanie jednostronne drugiego toru linii

Wyższe poziomy napięć niż w przypadkach pracy linii EKB-ALY z dwoma załączonymi torami pojawiają się w przypadkach niesymetrycznych łączy (mających miejsce np. na skutek awarii wyłącznika czy 1-fazowego cyklu SPZ), gdy linia pracuje lub jest załączana do pracy z jednym torom. Przykładowe przebiegi przedstawione na rysunku 5 pokazują, że zastosowanie dławików liniowych o mocy 50 Mvar każdy z PN uziemionym bezpośrednio (tj. bez stosowania dławika uziemiającego NGR w punkcie neutralnym dławika liniowego) w przypadku dwufazowego załączenia/wyłączenia toru linii może skutkować napięciem fazowym w torze wyłączonym przekraczającym 1000 kV w szczycie (w tym przypadku do pracy załączany jest tor II, przy wyłączonym torze I).



Rys. 5. Napięcia fazowe na końcach wyłączanego toru I linii EKB-ALY

Powyższe analizy wskazują, że pierwotnie zaprojektowany układ, ze względu na duże prawdopodobieństwo pojawienia się rezonansu, nie jest wskazany. Docelowo budowany jest układ, w którym po stronie stacji Ełk Bis zainstalowane są: dławik szynowy oraz dwa dławiki liniowe (po jednym na każdy tor) o mocy 50 Mvar każdy, z uziemionym bezpośrednio punktem neutralnym. Z kolei po stronie stacji Alytus zainstalowane są dwa dławiki liniowe (po jednym na każdy tor) o mocy 72 Mvar każdy z punktem neutralnym uziemionym przez dławik gaszący.

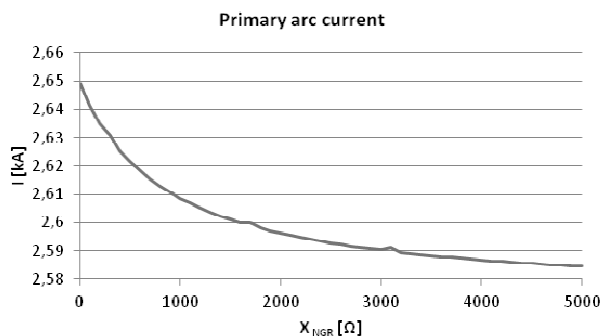
3.3. Dobór dławika uziemiającego

Moc dławika uziemiającego ma relatywnie niewielki wpływ na napięcia w normalnych (symetrycznych) stanach pracy układu, co wynika ze względnie małej niesymetrii obwodu wprowadzanej przez linię elektroenergetyczną EKB-ALY. Wpływ dławika widoczny jest podczas zakłóceń niesymetrycznych [5]. Wpływa on między innymi na:

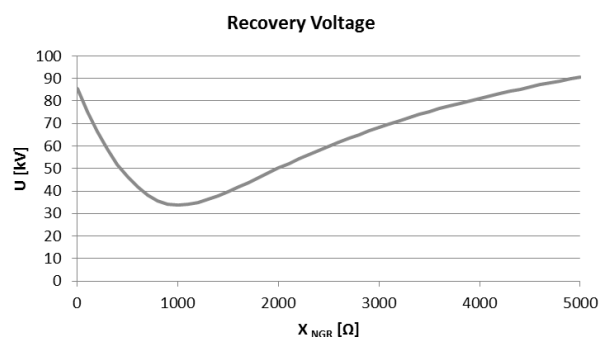
- prąd zwarcia jednofazowego w chwili początkowej zwarcia (*primary arc current*) i po wyłączeniu zwartej fazy (*secondary arc current*);

- napięcie powrotne w miejscu wystąpienia zwarcia, po zgaszeniu łuku wtórnego (*recovery voltage*).

Wyniki zaprezentowane na rysunkach 6–8 pokazują wpływ wartości reaktancji dławika uziemiającego na powyższe wielkości. Założono tu niemetaliczne zwarcie i przyjęto, że rezystancja przejścia (łuku) wynosi 50 Ω.



Rys. 6. Początkowy prąd zwarcia jednofazowego w linii EKB-ALY (*primary arc current*)

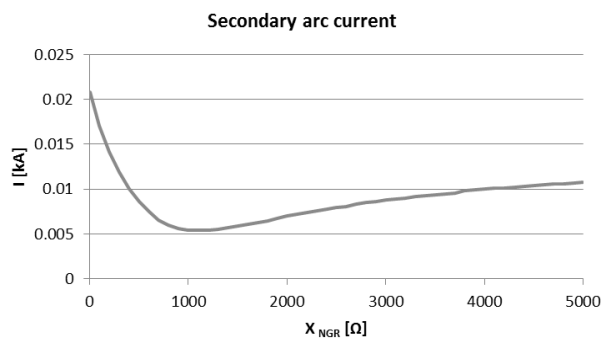


Rys. 7. Napięcie w miejscu zwarcia po jego przeminięciu (*recovery voltage*)

Jak wynika z rysunku 6 wpływ dławika gaszącego na wartość początkową prądu zwarcia jednofazowego jest nieznaczny. O wartości prądu zwarcia decydują głównie impedancje dla składowej zerowej linii, transformatorów i autotransformatorów, znacząco mniejsze od impedancji dławika gaszącego. Większy jest wpływ dławika gaszącego na prąd łuku wtórnego, płynący w miejscu zwarcia po wyłączeniu zwartej fazy (przy założeniu 1-fazowego SPZ), co przedstawiono na rysunku 8, oraz na wartość napięcia powrotnego w miejscu zwarcia (rys. 7).

Minimalną wartość prądu łuku wtórnego (rzędu 5 A) uzyskuje się tu dla impedancji dławika gaszącego równej około 1000 Ω, co stanowi około 30% impedancji dławika liniowego w stacji Alytus (72 Mvar). Również dla tej wartości impedancji dławika gaszącego uzyskuje się najmniejsze wartości

ści napięcia powrotnego (tj. równe około 35 kV). Takie warunki pozwalają na przeprowadzenie skutecznego cyklu 1-fazowego SPZ [5].



Rys. 8. Prąd zwarcia jednofazowego po wyłączeniu jednofazowym obustronnym linii (*secondary arc current*)

4. WNIOSKI KOŃCOWE

Problematyka kompensacji mocy biernej generowanej przez linie wysokiego napięcia 400 kV z wykorzystaniem dławików bocznikowych jest dla krajowej energetyki nowym wyzwaniem. Aktualnie budowane jest pierwsze tego typu rozwiązanie w Polsce. Jak wynika z powyższych rozważań tego typu układy każdorazowo wymagają analizy, która pozwoli dobrać układ odpowiedni do danego miejsca w systemie elektroenergetycznym. Podstawowym zagrożeniem są tu: nadmiernie wysokie poziomy napięć wynikające ze sprzężeń, rezonansów, niesymetrii łączy, a także zagrożenie niezgaszeniem się łuku wtórnego w przypadku zwarcia jednofazowego.

5. BIBLIOGRAFIA

1. Lubośny Z., Klucznik J., Dobrzyński K.: Analiza techniczna pracy dławików kompensacyjnych projektowanej stacji 400/110 kV Elk Bis, raport dla Elfeko S.A., Gdańsk 2013
2. Czapp S., Dobrzyński K., Klucznik J., Kowalak R., Lubośny Z., Małkowski R.: Case studies of resonance phenomena in high voltage overhead power lines with shunt reactors, The Sixteenth Biennial IEEE Conference on Electromagnetic Field Computation CEFC 2014, Francja 2014
3. M.V. Escudero, M. Redfern: Effects of Transmission Line Construction on Resonance in Shunt Compensated EHV Lines, IPST, Montreal, Canada, 2005, Paper No IPST05-109
4. S. Robak, J. Wasilewski: Analiza asymetrii napięć i prądów w układzie sieci elektroenergetycznego połączenia Polska – Litwa, Energetyka, vol. XXII, 2012
5. Klucznik J., Lubosny Z., Dobrzynski K., Czapp S.: Nonlinear secondary arc model use for evaluation of single pole auto-reclosing effectiveness, COMPEL, vol. 34, no. 4, 2015, w druku

REACTIV POWER COMPENSATION OF OVERHEAD TRANSMISSION LINE HV PROBLEMS

The authors present results of selection analysis of shunt reactors for HV new overhead transmission line Elk Bis-Alytus. The analysis takes into account the various operating states. Shown results for steady-state, switching and short-circuit.

Keywords: reactive power compensation, overhead transmission line, shunt reactor

WPLYW NIEPEWNOŚCI SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO NA POLIOPTYMALNE PARAMETRY STABILIZATORÓW SYSTEMOWYCH

Adrian NOCON¹, Stefan PASZEK²

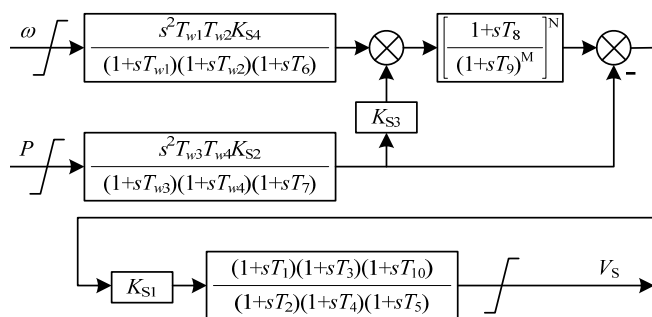
1. Politechnika Śląska, Instytut Elektrotechniki i Informatyki
tel.: 32 237 1746; e-mail: adrian.nocon@polsl.pl
2. Politechnika Śląska, Instytut Elektrotechniki i Informatyki
tel.: 32 237 1229; e-mail: stefan.paszek@polsl.pl

Streszczenie: W artykule przedstawiono analizę wpływu niepewności parametrów modelu matematycznego systemu elektroenergetycznego na polioptymalne parametry stabilizatorów systemowych typu PSS2A. Kryteria optymalizacyjne określono dla zakłóceń występujących w siedmiomaszynowym systemie elektroenergetycznym, biorąc pod uwagę przebiegi przejściowe mocy chwilowych, prędkości kątowych (przebiegi związane z kołysaniami elektromechanicznymi) oraz napięcia zaciskowego generatorów. Do optymalizacji wielokryterialnej wykorzystano zmodyfikowany algorytm genetyczny. Ocenę wpływu niepewności na jakość pracy stabilizatorów systemowych o zoptymalizowanych parametrach przeprowadzono z wykorzystaniem statystycznych wskaźników deformacji.

Słowa kluczowe: System elektroenergetyczny, stabilizatory systemowe, polioptymalizacja, niepewność parametrów.

1. WSTĘP

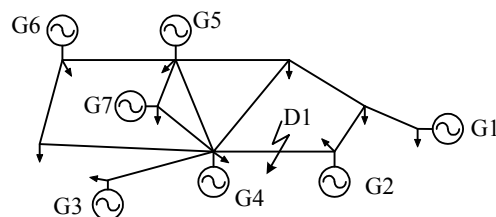
Stabilizatory systemowe mają za zadanie wytlumienie kołysań elektromechanicznych [1–3]. Stabilizatory oddziałują tłumiąco na kołysania poprzez odpowiednie sterowanie napięciem wzbudzenia i pośrednio momentem elektromagnetycznym generatora synchronicznego [1, 3]. W artykule analizowano dwuwęściowe stabilizatory systemowe PSS2A, rekomendowany przez komitet IEEE. Strukturę i właściwości tych stabilizatorów szerzej omówiono w pracy [3], a schemat strukturalny stabilizatora przedstawiono na rysunku 1.



Rys. 1. Schemat strukturalny dwuwęściowego stabilizatora systemowego PSS2A

Badania przeprowadzono dla 7-maszynowego systemu elektroenergetycznego CIGRE przedstawionego na rysunku 2. Przyjęto, że w analizowanym SEE wszystkie układy wzbudzenia generatorów synchronicznych (pracujących blisko stanu znamionowego) są układami statycznymi ste-

rowanymi za pośrednictwem szybkich regulatorów napięcia o dużym wzmacnieniu. Taka struktura układów wzbudzenia, przy przyjętych parametrach modeli matematycznych powoduje m.in. niestabilność kątową systemu. W związku z tym założono, że w każdym zespole wytwórczym zainstalowany jest stabilizator systemowy.



Rys. 2. Schemat 7-maszynowego SEE CIGRE

Dla uproszczenia analizy optymalizacji wielokryterialnej [2–4] poddano jedynie wzmacnienia K_{S1} wszystkich stabilizatorów. Pozostałe parametry przyjęto arbitralnie na podstawie wyników badań zawartych w pracach [2, 3]. Do polioptymalizacji wykorzystano algorytm genetyczny z kodowaniem zmiennoprzecinkowym, selekcją turniejową, zmodyfikowanym krzyżowaniem prostym i mutacją nierównomierną [3, 4]. Ponadto przeprowadzono analizę wpływu niepewności parametrów modelu matematycznego systemu na jakość pracy stabilizatorów. Ocenę wpływu niepewności badano dla wybranych parametrów modeli matematycznych dla wszystkich rozwiązań optymalnych, wykorzystując wskaźniki deformacji zbioru kompromisów [4].

2. MODEL MATEMATYCZNY

Model matematyczny analizowanego SEE (rys. 2) opracowano w środowisku Matlab. W obliczeniach założono, że we wszystkich węzłach wytwórczych generatory synchroniczne są odwzorowane za pomocą nieliniowego modelu GENROU (z uwzględnieniem nasycenia obwodu magnetycznego) [3]. Założono, że układy wzbudzenia są reprezentowane poprzez nieliniowy model polskiego, krajowego statycznego układu wzbudzenia [3]. Założono ponadto, że turbiny są reprezentowane przez model IEEE1 turbiny parowej [3]. Powiązanie równań stanu poszczególnych zespołów wytwórczych i równań napięciowo-prądowych sieci elektroenergetycznej otrzymano stosując sieciowe wielkości względne dla równań stanu generatorów oraz poprzez transformację prądów i napięć stojana generatorów do wspólnego

układu współrzędnych wirującego z prędkością kątową, równą średniej elektrycznej prędkości kątowej wszystkich maszyn synchronicznych, w warunkach stanu ustalonego. Wielkości względne sieciowe są określone przy przyjęciu wspólnej mocy odniesienia (mocy bazowej) [3].

3. POLIOPTYMALIZACJA STABILIZATORÓW

Ze względu na złożoność zjawisk występujących w SEE, proces optymalizacji parametrów stabilizatorów systemowych powinien uwzględniać wiele, czasem sprzecznych kryteriów, związanych z tłumieniem kołysań elektromechanicznych oraz z ograniczeniem zmian napięcia w poszczególnych zespołach wytwórczych, w czasie różnych zakłóceń stanu ustalonego [2, 3]. Rozwiązaniem tak postawionego problemu może być zastosowanie optymalizacji wielokryterialnej [3, 4]. W polioptymalizacji występuje kryterium wektorowe (zamiast jednej funkcji celu), w którym można uwzględnić nie tylko różne wielkości kryterialne dla jednego wybranego stanu przejściowego (np. odchyłki mocy czy napięcia zaciskowego generatorów), ale również dodatkowe wielkości kryterialne dla różnych stanów przejściowych (np. przebiegi napięcia zaciskowego dla różnych miejsc zwarcia). Jednakże rozbudowywanie kryterium wektorowego zwiększa jego wymiar, a wynik staje się mniej czytelny. W związku z tym w niniejszym artykule ograniczono wymiar optymalizowanego wektora do 3 i analizowano stan przejściowy związany z jednym symetrycznym, przemijającym zwarcie o czasie trwania równym 0,25 s, występującym w punkcie D1 (rys. 2), przyjmując wektorowe kryterium optymalizacji w następującej postaci:

$$\mathbf{Q} = \begin{bmatrix} Q_1 \\ Q_2 \\ Q_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Q_\omega \\ Q_V \\ Q_P \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sum_{i=1}^n \sum_j \frac{n_i S_{Ni}}{S_{\max}} |\Delta \omega_{ij}| \\ \sum_{i=1}^n \sum_j \frac{n_i S_{Ni}}{S_{\max}} |\Delta V_{Tij}| \\ \sum_{i=1}^n \sum_j \frac{n_i S_{Ni}}{S_{\max}} |\Delta P_{ij}| \end{bmatrix} \quad (1)$$

gdzie: $\Delta \omega_{ij}$, ΔV_{Tij} , ΔP_{ij} – odchyłki prędkości kątowej, napięcia generatora oraz mocy czynnej (chwilowej) dla i -tego zespołu wytwórczego przy zwarcie D1 (rys. 2) w j -tych chwilach czasowych,

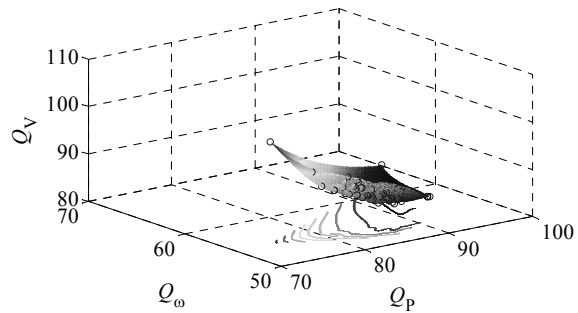
- n_i – liczba generatorów pracujących w i -tym zespole wytwórczym,
- S_{Ni} – znamionowa moc pozorna pojedynczego generatora synchronicznego, pracującego w i -tym zespole wytwórczym,
- S_{\max} – znamionowa moc pozorna zespołu wytwórczego, który generuje największą moc pozorną w SEE,
- n – liczba zespołów wytwórczych w SEE ($n = 7$).

Do optymalizacji funkcji celu (1) wykorzystano zmodyfikowany na potrzeby badań algorytm genetyczny z kodowaniem zmiennoprzecinkowym, wielokryterialną selekcją turniejową, zmodyfikowanym krzyżowaniem prostym i mutacją nierównomierną [2].

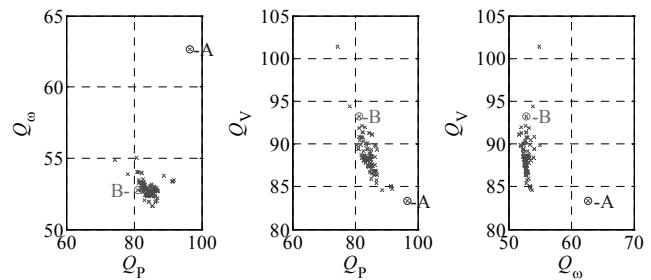
W optymalizacji przyjęto trzy składniki wektorowego wskaźnika jakości, w związku z tym wyniki optymalizacji przedstawiono w postaci wykresu 3D (rys. 3) oraz w postaci rzutów punktów uzyskanego zbioru kompromisów na układy współrzędnych odpowiadające poszczególnym parom kryteriów (rys. 4).

Na rysunku 5 przedstawiono przebiegi mocy chwilowej, odchyłki prędkości kątowej i napięcia zaciskowego w zespole G6 (rys. 1), przy zwarcie w punkcie D1. Przebiegi

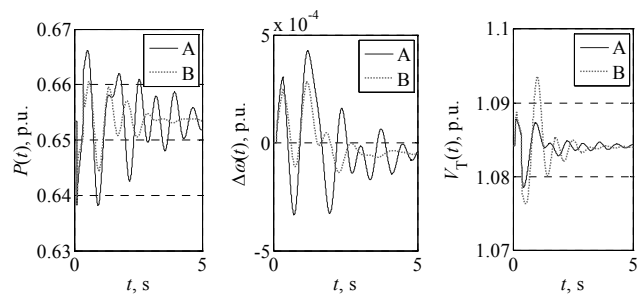
te odnoszą się do wybranych punktów zbioru kompromisów, tj. punktów A i B zaznaczonych na rysunku 4.



Rys. 3. Trójwymiarowy zbiór kompromisów



Rys. 4. Rzuty punktów zbioru kompromisów na płaszczyzny poszczególnych kryteriów



Rys. 5. Przebiegi mocy chwilowej, odchyłki prędkości kątowej I napięcia zaciskowego zespołu wytwórczego G6 dla punktu A (linia ciągła) i punktu B (linia przerywana) zbioru kompromisów

4. ANALIZA NIEPEWNOŚCI PARAMETRÓW

System elektroenergetyczny jest obiektem dynamicznym i niestacjonarnym, przy czym zmiany parametrów często mają charakter stochastyczny. W związku z tym analiza pracy SEE wiąże się z koniecznością uwzględnienia różnych źródeł niepewności występujących w systemie [5]. Jednym z takich źródeł jest brak wiarygodnych parametrów modeli matematycznych elementów systemu. W trakcie badań symulacyjnych SEE, także przy polioptymalizacji, ważne jest określenie, w jaki sposób niepewność ta wpływa na stabilizatory systemowe o zoptymalizowanych parametrach, a ściślej na przyjęte kryterium jakości [3, 5].

W ogólnym przypadku, każda zmiana parametrów modelu matematycznego powoduje zmianę wartości przyjętego kryterium (zwiększa lub zmniejsza jego wartość). Na potrzeby dalszej analizy wprowadzono pojęcie deformacji zbioru kompromisów pod wpływem występującej niepewności [4]. Deformacja zbioru kompromisów jest miarą wpływu zmian parametrów modelu (niepewności parametrów) na przyjęte kryterium jakości. W celu wyznaczenia deformacji zbioru kompromisów przeprowadzono wielokrotne symulacje badanego SEE przy niezmiennych paramet-

trach stabilizatorów systemowych i zmieniających się innych parametrach systemu. Dla uproszczenia analizy przyjęto, że zmianom (niepewności) podlegają jedynie stałe czasowe modeli generatorów (wyboru parametrów dokonano na podstawie analizy wrażliwości zawartej w pracy [4]) na poziomie $\pm 25\%$ w stosunku do wartości, dla której przeprowadzono optymalizację. Przy czym przyjęto nieskorelowany rozkład prawdopodobieństwa zmian parametrów.

Do ilościowej oceny deformacji zbioru kompromisów pod wpływem niepewności parametrów przyjęto cztery wskaźniki dla każdego i -tego punktu zbioru kompromisów. Wskaźniki (2) do (5) są wskaźnikami statystycznymi opisującymi zmianę pojedynczego kryterium, przy czym wskaźniki (2) i (3) są miarą dysypacji a (4) i (5) są miarą tendencji centralnej. Wszystkie analizowane wskaźniki poprzez znak uwzględniają czy deformacja jest poprawą czy pogorszeniem jakości stabilizacji przy czy wartość ujemna to poprawa jakości przy danej zmianie parametrów.

$$D_{1i} = \begin{bmatrix} D_{1(p)i} \\ D_{1(\omega)i} \\ D_{1(v)i} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} D_{11i} \\ D_{12i} \\ D_{13i} \end{bmatrix}, \quad D_{1ki} = \text{std}(\Delta Q_i) \quad (2)$$

$$D_{2i} = \begin{bmatrix} D_{2(p)i} \\ D_{2(\omega)i} \\ D_{2(v)i} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} D_{21i} \\ D_{22i} \\ D_{23i} \end{bmatrix}, \quad D_{2ki} = \text{iqr}(\Delta Q_i) \quad (3)$$

$$D_{3i} = \begin{bmatrix} D_{3(p)i} \\ D_{3(\omega)i} \\ D_{3(v)i} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} D_{31i} \\ D_{32i} \\ D_{33i} \end{bmatrix}, \quad D_{3ki} = \text{mean}(\Delta Q_i) \quad (4)$$

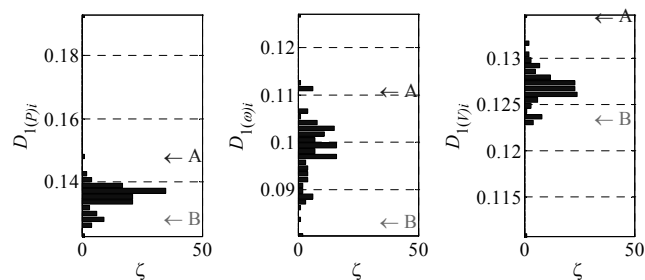
$$D_{4i} = \begin{bmatrix} D_{4(p)i} \\ D_{4(\omega)i} \\ D_{4(v)i} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} D_{41i} \\ D_{42i} \\ D_{43i} \end{bmatrix}, \quad D_{4ki} = \text{median}(\Delta Q_i) \quad (5)$$

przy czym:

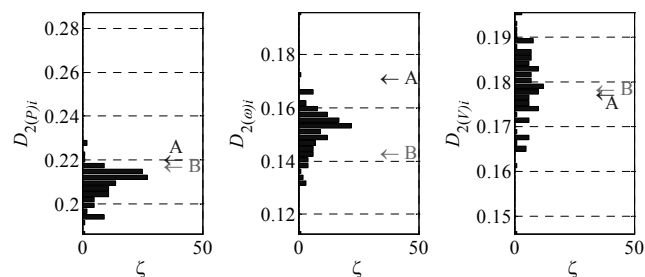
$$\Delta Q_i = \frac{Q_{Dk}^{(j)} - Q_{ZKk}^{(i)}}{Q_{ZKk}^{(i)}} \quad (6)$$

gdzie: std – odchylenie standardowe,
iqr – odchylenie ćwiartkowe, mean – średnia arytmetyczna, median – wartość mediany,
 $Q_{ZKk}^{(i)}$ – wartość k -tego kryterium ($k=1 \dots 3$) dla i -tego punktu zbioru kompromisów,
 $Q_{Dk}^{(j)}$ – wartość k -tego kryterium dla j -tego punktu deformacji ($j=1 \dots m$),
 m – ilość punktów deformacji (ilość losowanych zmian parametrów modeli generatorów, $m=125$).

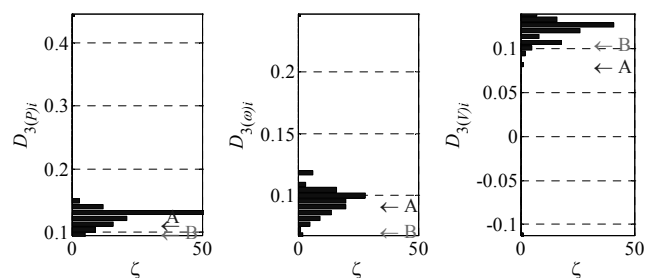
Ze względu na statystyczny charakter deformacji można było przedstawić wartości poszczególnych wskaźników (2–5) w postaci histogramów zależnych od częstość ζ występowania danej wartości wskaźnika w próbie statystycznej o liczebności 125 (rysunki od 6 do 9). Na histogramach zaznaczono również wartości, które przyjmują poszczególne wskaźniki dla wybranych punktów A i B zbioru kompromisów.



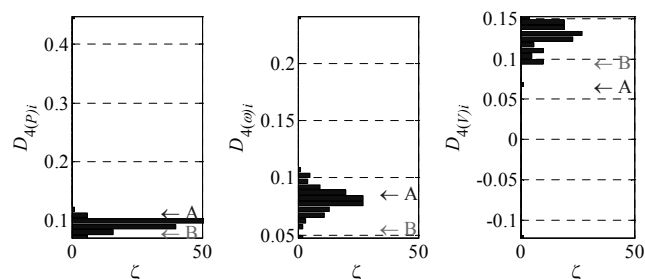
Rys. 6. Histogramy wartości wskaźnika (1)



Rys. 7. Histogramy wartości wskaźnika (2)



Rys. 8. Histogramy wartości wskaźnika (3)



Rys. 9. Histogramy wartości wskaźnika (4)

5. WNIOSKI KOŃCOWE

Na podstawie przeprowadzonych analiz można wyciągnąć następujące wnioski ogólne:

- Poprzez polioptymalizację parametrów stabilizatorów PSS2A można dobrze tłumić kołysania elektromechaniczne, bez znacznego pogorszenia przebiegów napięcia zaciskowego generatorów.
- Kryteria związane z kołysaniami elektromechanicznymi poszczególnych generatorów, mają podobne właściwości. W układzie, w którym występuje duże tłumienie mocy chwilowej również prędkość kątowna generatorów jest dobrze tłumiona (wartości kryteriów dla punktów A i B na rys. 4 oraz przebiegi na rys. 5).
- Kryteria związane z odchyłkami napięcia zaciskowego generatorów są zwykle sprzeczne z kryteriami związanymi z kołysaniami elektromechanicznymi. W przypadku, gdy dobrze tłumione są kołysania elektromechaniczne

ne, to zwykle występują znaczne odchyłki napięcia zaciłskowego generatorów i odwrotnie (rys. 4 i 5, dla punktów A i B).

- Mimo sprzeczności poszczególnych kryteriów, w zbiorach kompromisów można znaleźć przedziały, dla których występują duże zmiany wartości kryteriów Q_p i Q_{ω} , przy tylko niewielkich zmianach kryterium Q_v . Czyli można znaleźć takie wartości parametrów PSS, przy których znacznie zwiększane jest tłumienie kołysań elektromechanicznych, przy tylko niewielkim pogorszeniu przebiegów regulacyjnych napięć generatorów.
- Istnieje możliwość doboru parametrów stabilizatorów systemowych w taki sposób, aby zmniejszyć jego podatność na zmiany parametrów SEE. W tym celu należy wziąć pod uwagę takie wartości parametrów stabilizatorów, którym odpowiadają najmniejsze wartości wskaźników deformacji.
- W analizowanym przypadku wartości wskaźniki prawie zawsze przyjmują wartości dodatnie dla wszystkich punktów zbioru kompromisów. Wyjątkiem są pojedyncze rozwiązania optymalne, dla których wskaźniki $D_{3(v)}$, $D_{4(v)}$ przyjmują wartości ujemne (rys. 8 i 9). Wynika to z faktu, że parametry stabilizatorów w każdym z punktów zbioru kompromisów są optymalne i jakkolwiek zmiana parametrów SEE powoduje pogorszenie wskaźników jakości co wyraża się w dodatniej wartości wskaźnika deformacji.
- Przedstawione wskaźniki deformacji różnicującą w różny sposób rozwiązania optymalne, co wynika z odmiennego opisu statystycznych zmian deformacji. Natomiast wszystkie wskaźniki przydatne są do oceny wpływu niepewności mającej swe źródło w zjawiskach stochastycznych (np. niepewności parametrów modelu matematycznego, stanu obciążenia SEE, idp. [5]).

Przedstawione w niniejszym artykule wyniki analizy wpływu niepewności parametrów modelu matematycznego SEE na rozwiązania optymalne mogą stać się podstawą do opracowania metody doboru parametrów stabilizatorów systemowych (klasycznych takich jak PSS2A i stabilizatorów odpornych [6]) zwiększających skuteczność działania stabilizatorów w układzie rzeczywistym. Wymaga to jednak dalszych badań odnoszących się m.in. do wyboru odpowiednich zakłóceń (np. takich, które szczególnie mogą zagrozić stabilności systemu) i uwzględnieniu ich w wektorowej funkcji celu, opracowania metod analizy rozwiązań optymalnych o rozmiarze większym niż 3 oraz wyboru najbardziej miarodajnego (różnicującego rozwiązania) wskaźnika deformacji.

6. BIBLIOGRAFIA

1. Machowski J., Bialek J., Bumby D. J.: Power System Dynamics: Stability and Control, 2nd Edition, John Wiley & Sons, 2009.
2. Paszek S., Nocoń A.: Parameter polyoptimization of PSS2A power system stabilizers operating in a multi-machine power system including the uncertainty of model parameters, Applied Mathematics and Computation, 2014, DOI: 10.1016/j.amc.2014.12.013.
3. Paszek S., Nocoń A.: Optimisation and Polyoptimisation of Power System Stabilizer Parameters. Lambert Academic Publishing, Saarbrücken, Germany 2014.
4. Nocoń A., Paszek S.: Polioptymalizacja regulatorów napięcia zespołów prądowców z generatorami synchronicznymi. Wyd. Pol. Śl., Gliwice 2008.
5. Robak S.: Źródła niepewności w analizie systemów elektroenergetycznych, Przegląd Elektrotechniczny, 84(1), 2008, s. 54–57.
6. Robak S.: Dobór struktury, typu oraz parametrów odpornego stabilizatora systemowego urządzenia FACTS, Przegląd Elektrotechniczny, 85(8), 2009, s. 76–79.

THE IMPACT OF THE POWER SYSTEM UNCERTAINTY ON POLYOPTIMAL PARAMETERS OF POWER SYSTEM STABILIZERS

In the paper there is presented the analysis of the impact of different uncertainty sources of a power system on polyoptimal parameters of PSS2A power system stabilizers. For parameter optimization of power system stabilizers there was used polyoptimization (multi-criteria optimization). The optimization criteria were determined for disturbances occurring in a multi-machine power system. There were taken into account the transient waveforms associated with electromechanical swings (the instantaneous power and angular speed) as well as the waveforms of the terminal voltage of generators. A genetic algorithm with floating point encoding, tournament selection, averaging crossover and non-uniform mutation, modified for research, was used for the optimization. Assessment of the impact of the uncertainty on the quality of operation of the power system stabilizers with optimized parameters was made with the use of deformation factors.

Keywords: Power system, power system stabilizers, polyoptimization, uncertainty parameters

STEROWANIE PRZEPLYWAMI MOCY W SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM Z WYKORZYSTANIEM TRANSFORMATORÓW Z REGULACJĄ WZDŁUŻNO-POPZRZECZNĄ

Maksymilian PRZYGRÓDZKI^{1,2}, Piotr RZEPKA^{1,2}, Mateusz SZABLICKI^{1,2}

1. PSE Innowacje sp. z o.o., ul. Warszawska 165, 05-520 Konstancin-Jeziorna, e-mail: maksymilian.przygodzki@pse.pl
2. Politechnika Śląska, Wydział Elektryczny, Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów

Streszczenie: Transformatory z regulacją wzdużno-poprzeczną pozwalają na kształtowanie zarówno poziomu, jak i kąta napięcia. Daje to możliwość regulacji parametrów stanu układu przesyłowego, a w efekcie wpływa na zmianę rozpyłu mocy (w tym mocy czynnej) w sieciach elektroenergetycznych. W artykule przedstawiono ideę regulacji wzdużno-poprzecznej oraz model zespołu transformatorowego. Wykorzystując model sieciowy zespołu transformatorowego przeprowadzono analizy sieciowe skupione na ocenie możliwości sterowania rozpyłem mocy. Dla wybranego zespołu transformatorowego przedstawiono wyniki wykonanych obliczeń.

Słowa kluczowe: rozpył mocy, zespół transformatorowy, regulacja wzdużno-poprzeczna.

1. WSTĘP

Funkcjonowanie systemu przesyłowego jest wynikiem wykorzystywania pracy m.in. urządzeń służących do przesyłu, jak i transformacji energii elektrycznej. Prawidłowa eksploatacja i sterowanie tymi urządzeniami pozwala na zachowanie właściwych parametrów energii elektrycznej oraz ciągłości zasilania odbiorców końcowych. Duże możliwości regulacji przesyłu mocy czynnej daje zmiana różnicy kątów napięć węzłowych. Sterowanie takie umożliwia nie tylko zmianę wartości mocy, ale również kierunku przepływu.

Jednym z podstawowych urządzeń wykorzystywanych do regulacji parametrów energii jest transformator lub zespół transformatorowy z regulacją przekładni. Regulacji dokonuje się, zmieniając położenie przełącznika zaczeów. Daje to skokową zmianę przekładni transformatora / zespołu transformatorowego. W transformatorach dużej mocy regulację przeprowadza się bez odłączenia transformatora od sieci, czyli pod obciążeniem. Transformatory wyposażone w układy do zmiany przekładni pod obciążeniem nazywa się często transformatorami regulacyjnymi, ponieważ za pomocą odpowiednich zmian przekładni tych transformatorów można prowadzić proces regulacji. Rodzaje regulacji, jakie mogą być realizowane za pomocą transformatora regulacyjnego, zależą m.in. od właściwości konstrukcyjnych transformatora / zespołu transformatorowego (oraz jego roli w sieci elektroenergetycznej). W praktyce sieciowe transformatory regulacyjne mogą być wykorzystywane w procesie regulacji [1]: napięcia, mocy biernej, a także mocy czynnej.

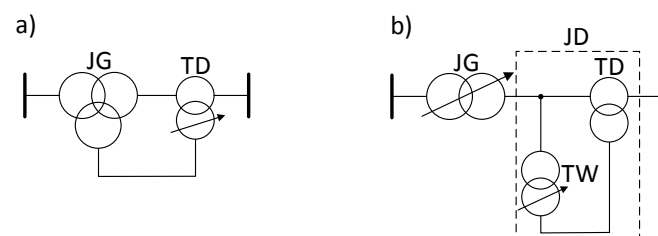
2. RODZAJE REGULACJI REALIZOWANEJ ZA POMOCĄ TRANSFORMATORA

Za pomocą transformatorów regulacyjnych można realizować następujące rodzaje regulacji:

- regulację wzdużną;
- regulację poprzeczną;
- regulację wzdużno-poprzeczną.

Rodzaje regulacji, jakie mogą być realizowane za pomocą danego transformatora / zespołu transformatorowego, zależą m.in. od jego cech konstrukcyjnych [2]. Pod względem konstrukcyjnym transformatory regulacyjne mogą różnić się m.in. liczbą zaczeów, miejscem lokalizacji oraz sposobem wykonania przełącznika zaczeów, liczbą transformatorów wchodzących w skład zespołu transformatorowego, sposobem połączenia tych transformatorów.

Na rysunku 1 przedstawiono przykładowe schematy ideowe transformatorów regulacyjnych umożliwiających regulację wzdużno-poprzeczną. Transformatory te najczęściej są wykonane w postaci zespołów transformatorowych składających się z jednostki głównej (JG) i jednostki dodatkowej (JD). Jednostka główna to transformator (lub autotransformator) sprzęgający sieci o różnych wartościach napięć znamionowych. Natomiast jednostka dodatkowa, w zależności od wykonania, może się składać z jednego lub dwóch transformatorów: transformatora dodatkowego (TD) i transformatora wzbudającego (TW).



Rys. 1. Przykładowe schematy ideowe transformatora regulacyjnego: a) zasilanie transformatora dodatkowego z trzeciego uzwojenia jednostki głównej; b) zasilanie transformatora dodatkowego z transformatora wzbudającego

Transformator dodatkowy TD jest w głównej mierze odpowiedzialny za regulację kąta przesunięcia fazowego pomiędzy napięciami występującymi na obydwu końcach całej jednostki [3]. Uzwojenia poszczególnych faz transformatora dodatkowego po stronie górnego napięcia nie są połą-

czone ani w gwiazdę, ani w trójkąt. Są one włączone do układu przesyłowego szeregowo. Uzwojenia po stronie dolnego napięcia mogą być zasilane napięciami fazowymi lub międzyfazowymi z transformatora wzbudzającego TW lub bezpośrednio z trzeciego uzwojenia jednostki głównej. Rolą transformatora wzbudzającego TW jest zapewnienie zasilania transformatora dodatkowego TD napięciem o odpowiedniej wartości, kącie fazowym i kolejności faz.

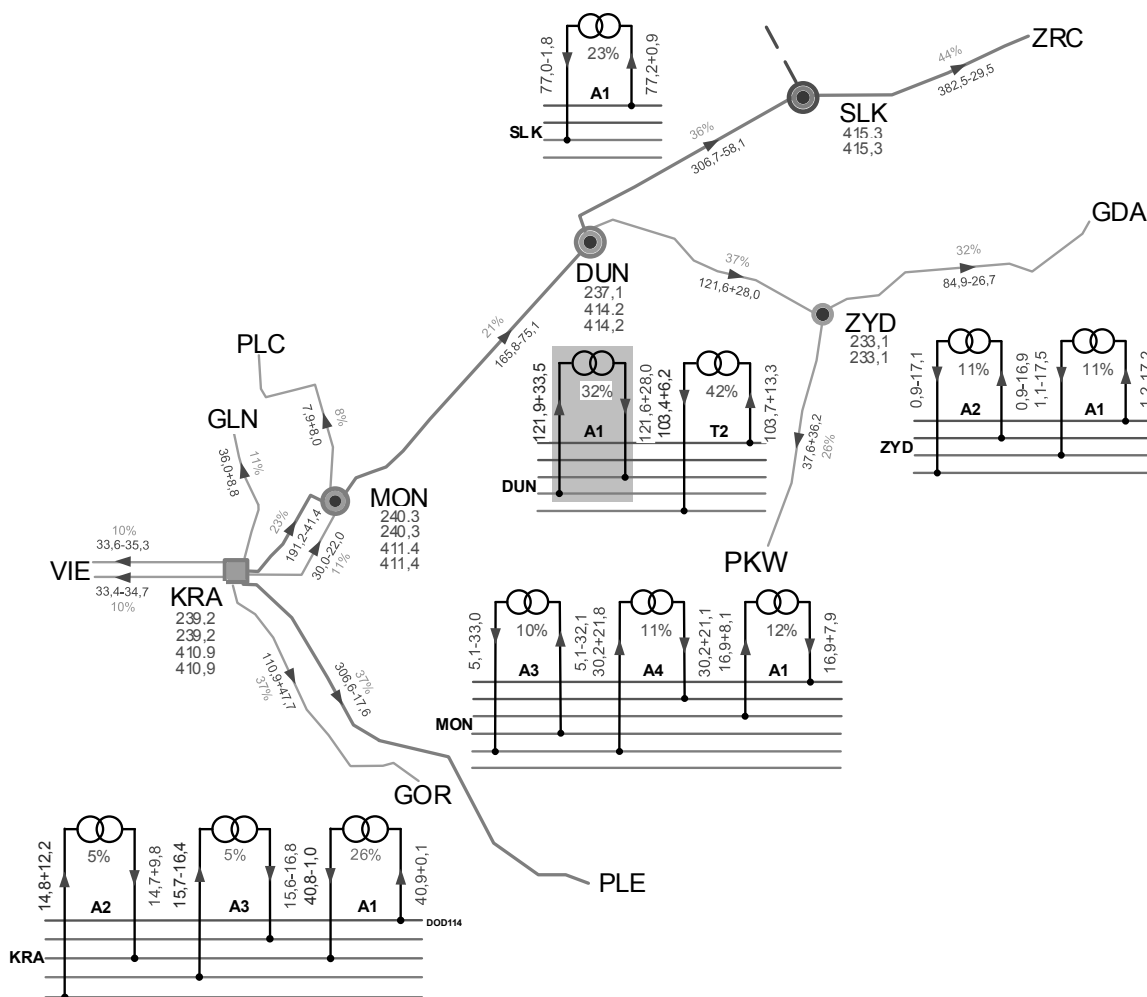
Regulacja wzdłużno-poprzeczna polega na połączeniu regulacji wzdłużnej i regulacji poprzecznej. Regulacja tego typu umożliwia regulację modułu napięcia oraz kąta fazowego napięcia. Może być ona realizowana dwoma sposobami [4]:

- rozdzielnie (regulacja wzdłużno-poprzeczna niezależna) – w przypadku takich rozwiązań regulacja wzdłużna odbywa się zwykle na jednostce głównej zespołu transformatorowego, natomiast regulacja poprzeczna odbywa się na jednostce dodatkowej; obydwa wymienione rodzaje regulacji mogą być wykonywane niezależnie (tj. regulacja danego parametru napięcia - moduł bądź kąt fazowy - nie pociąga za sobą zmian drugiego parametru);
- łącznie (regulacja wzdłużno-poprzeczna zależna) – regulacja wzdłużna i regulacja poprzeczna odbywa się na jednostce dodatkowej; obydwa wymienione rodzaje regulacji wykonuje się współzależnie (tj. regulacja jednego parametru napięcia – moduł bądź kąt fazowy - pociąga za sobą zmianę drugiego z parametrów napięcia); regulację wzdłużno-poprzeczną realizowaną łącznie zwykle nazywa się regulacją skośną.

Rozpatrując urządzenia transformatorowe w ogólnym przypadku urządzeniami realizującymi regulację wzdłużną (regulacja modułu napięcia) są transformatory i autotransformatory z regulacją zaczerpów. Do realizacji wyłącznie regulacji poprzecznej (regulacja kąta fazowego napięcia) są predestynowane tzw. przesuwniki fazy (przesuwniki fazowe), natomiast regulację wzdłużno-poprzeczną (regulacja modułu i kąta fazowego napięcia) umożliwiają transformatory regulacyjne w postaci zespołów transformatorowych składających się z jednostki głównej i jednostki dodatkowej.

3. ANALIZA REGULACJI Z WYKORZYSTANIEM ZESPOŁÓW TRANSFORMATOROWYCH

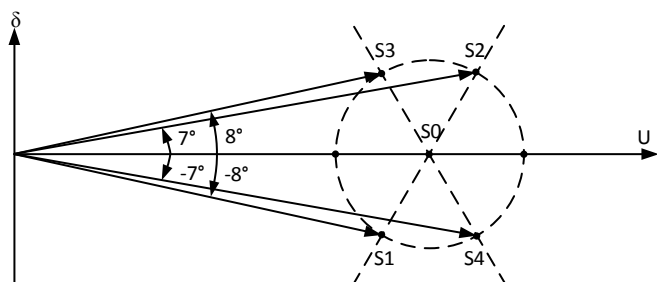
Analizę pracy zespołów transformatorowych wyposażonych w regulację wzdłużno-poprzeczną przeprowadzono w układzie sieci zamkniętej 400 kV i 220 kV Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE). Analizie poddano układ sieciowy, którego struktura i zbiór elementów sieciowych odzwierciedla stan pracy KSE w zimowym szczycie obciążenia. Układem odniesienia był układ bazowy bez regulacji skośnej (o nastawie zaczerpu neutralnego) nazywany dalej scenariuszem bazowym S0. W obliczeniach skoncentrowano się na określeniu wartości przepływów mocy czynnej na elementach KSE. Na rysunku 2 przedstawiono rozplwy mocy w bezpośrednim otoczeniu sieciowym stacji z zainstalowanym zespołem transformatorowym z regulacją (transformator wyróżniono wyszarzonym tłem). W analizie wybrano transformator oznaczony jako A1 zainstalowany w węzle Dunowo.



Rys. 2. Rozplwy mocy w stacji z transformatorem DUN-A1 oraz w jej otoczeniu sieciowym

Badając efekty pracy zespołu transformatorowego z regulacją wzdłużno-poprzączną przeanalizowano cztery scenariusze pracy (rys. 3):

- scenariusz S1: kąt regulacji $\alpha = -120^\circ$, zaczepek 1;
- scenariusz S2: kąt regulacji $\alpha = -120^\circ$, zaczepek 25;
- scenariusz S3: kąt regulacji $\alpha = 120^\circ$, zaczepek 1;
- scenariusz S4: kąt regulacji $\alpha = 120^\circ$, zaczepek 25.



Rys. 3. Scenariusze ustawienia parametrów regulacyjnych transformatora z regulacją wzdłużno-poprzączną zależną

Analizując uzyskane wyniki, obliczono zmiany wartości przepływów mocy czynnej podyktowane zmianą scenariusza ustawień parametrów regulacyjnych transformatorów. Zmiany wartości obserwowanych wielkości wyznaczano w odniesieniu do wartości danej wielkości właściwej dla scenariusza S0 (układ bazowy). Obserwacji podlegała wartość mocy czynnej płynącej przez transformator P_T oraz stopień obciążenia transformatora β , a także zmiany tych wielkości wyznaczone zgodnie z zależnościami (1) i (2), w których przez S_x oznaczono dany scenariusz regulacji ($x=1,2,3,4$).

$$\Delta P_T = \frac{P_T^{S_x} - P_T^{S_0}}{P_T^{S_0}} \quad (1)$$

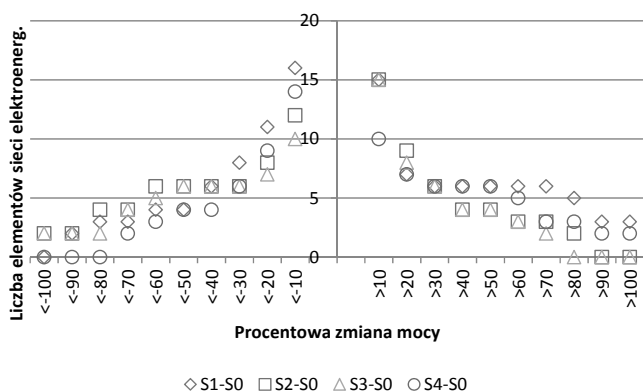
$$\Delta \beta = \beta^{S_x} - \beta^{S_0} \quad (2)$$

W poniższej tabelicy przedstawiono przyrosty mocy oraz stopnie obciążenia, a także zmianę tych wielkości w wyniku zmiany ustawień transformatora DUN-A1 (zmiany scenariusza).

Tablica 1. Przepływy mocy czynnej, stopnie obciążenia transformatora DUN-A1 oraz zmiany tych wielkości dla różnych scenariuszy

Wielkość		Wartości poszczególnych wielkości w zależności od przyjętego scenariusza ustawienia parametrów regulacyjnych transformatora				
Scenariusz		S0	S1	S2	S3	S4
P_T	MW	120,2	-255,9	411,4	496,7	-175,1
β	%	46,0	83,0	158,0	156,0	109,0
Scenariusz		----	S1-S0	S2-S0	S3-S0	S4-S0
ΔP_T	%	----	-312,8	242,1	313,0	-245,6
$\Delta \beta$	%	----	37,0	112,0	110,0	63,0

Na rysunku 4 przedstawiono zależność liczby elementów sieciowych objętych zmianą warunków pracy (wyrażonych poziomem przepływu mocy) wskutek zmiany scenariusza ustawień parametrów regulacyjnych rozpatrywanego zespołu transformatorowego z regulacją wzdłużno-poprzączną od zakresu zmiany przepływu. Na wykresie uwzględniano wyłącznie elementy, dla których zmiana przekraczała 10%.



Rys. 4. Zależność liczby elementów KSE od kierunku i zakresu zmiany przepływu mocy dla różnych scenariuszy regulacji transformatora DUN-A1

4. PODSUMOWANIE

- Realizacja regulacji poprzecznej przez zespoły transformatorowe z regulacją wzdłużno-poprzączną pozwala kształtować przepływy mocy czynnej przez te transformatory i – tym samym – rozprzeczony przepływ mocy w otoczeniu sieciowym miejsca zainstalowania tych jednostek – w KSE w szczególności dotyczy to powiązania sieci 400 kV i 220 kV. Podstawowy efekt tej regulacji dotyczy wielkości przepływu mocy (obciążenia) zespołu transformatorowego.
- Zdolności regulacyjne przepływu mocy rozpatrywanych transformatorów z regulacją zależą od ich parametrów konstrukcyjnych (zakres zmian przekładni kątowej δ , wartości impedancji zastępczej itp.) oraz miejsca zainstalowania w KSE (w tym mocy zwarciowej i struktury otoczenia sieciowego po obu stronach transformatora). Wskazaniem jest stosowanie takiego rozwiązania regulacyjnego dla rozdziału mocy pomiędzy linie 220 kV oraz 400 kV.
- Dla transformatorów z regulacją wzdłużno-poprzączną zmianie przekładni kątowej δ towarzyszy zmiana przekładni napięciowej (dla kąta regulacji α różnego od 0°). Wówczas równocześnie ze zmianą kąta przesunięcia fazowego napięć węzłowych następuje zmiana modułu napięcia. Występująca współzależność jest niekorzystna, ponieważ ogranicza możliwości swobodnego kształtowania warunków pracy sieci. W szczególności może to dotyczyć awaryjnych stanów pracy KSE.
- Dla zespołów transformatorowych z regulacją wzdłużno-poprzączną zainstalowanych w KSE zmiana kąta

regulacji α wymaga nie tylko wyłączenia całego zespołu transformatorowego, ale również zmiany kolejności połączeń faz pomiędzy poszczególnymi jednostkami składowymi zespołu transformatorowego. Uniemożliwia to szybką regulację przepływów mocy w stanach awaryjnych pracy KSE wymagających niezwłocznych reakcji. Należy zatem przyjąć, że dla tego typu jednostki bezprzerwowa praca jest zdeterminowana układem połączeń między jednostką główną a dodawczą.

5. BIBLIOGRAFIA

1. Machowski J.: Regulacja i stabilność systemu elektroenergetycznego. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2007.
2. Ziemianek S.: Zespoły transformatorowe z regulacją przekładni poprzecznej jako sieciowe środki kształtowania przepływów mocy (energii) w SEE. Wiadomości Elektrotechniczne nr 12/2006.
3. Korab R., Owczarek R.: Kształtowanie transgranicznych przepływów mocy z wykorzystaniem transformatorów z regulacją poprzeczną. Energetyka nr 5/2011.
4. Żmuda K.: Elektroenergetyczne układy przesyłowe i rozdzielcze – wybrane zagadnienia z przykładami. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2012.

THE CONTROL OF POWER FLOWS IN POWER SYSTEM USING PHASE-ANGLE VOLTAGE CONTROL TRANSFORMERS

The functioning of the power transmission system is the result of using, among others, devices for the transmission and transformation electricity. Proper operation and control of these devices allows to maintain the correct parameters and continuity of electricity supply to final customers. In the group of devices of electricity transformation it can be distinguished from control transformers that have the ability to shape both the magnitude and the angle of voltage. In this way, it can be adjusted state parameters of power system allow the selection of the size of active and reactive power transmission. This property lets they provide a potential opportunity to influence the power load flow (including active power) in electric power networks. The paper is presented a problem of phase-angle voltage control in power system and model of such a transformer unit. The presented transformer unit model are used for power network calculation, especially to power flows control. It was prepare some power flows cases in high voltage networks. There is presented results of power flow system study with using the voltage angle control of such transformer units.

Keywords: power flow, transformer unit, phase-angle voltage control

WARUNKI PRACY OTOCZENIA SIECIOWEGO A PRACA ŁĄCZA HVDC SWEPOL LINK

Maksymilian PRZYGRODZKI^{1,2}, Piotr RZEPKA^{1,2}, Mateusz SZABLICKI^{1,2}

1. PSE Innowacje sp. z o.o., ul. Warszawska 165, 05-520 Konstancin-Jeziorna,
e-mail: maksymilian.przygodzki@pse.pl
2. Politechnika Śląska, Wydział Elektryczny, Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów

Streszczenie: W pracy łącza HVDC SwePol Link rejestruje się zakłócenia związane z wyzwalaną sieciowo komutacją tyrystorów (przewroty komutacyjne) powstające w trakcie importu energii elektrycznej do Polski. Przewrót komutacyjny może prowadzić do wyłączenia łącza i w efekcie do ograniczeń w realizacji wymiany mocy między Polską i Szwecją. Dodatkowym skutkiem wyłączenia łącza mogą być defekty techniczne. W artykule przedstawiono wyniki przeprowadzonej analizy przyczynowo-skutkowej wpływu funkcjonowania sieci zamkniętej w północnym rejonie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego na zakłócenia w pracy łącza HVDC SwePol Link.

Słowa kluczowe: łącze HVDC, technologia LCC, przewrót komutacyjny.

1. WSTĘP

Stosowanym powszechnie rozwiązaniem w krajowej i światowej elektroenergetyce jest wytwarzanie, przesył i użytkowanie energii elektrycznej w postaci zmiennoprądowej. Jednakże w niektórych przypadkach uzasadnione staje się skorzystanie z układów stałoprądowych. Wśród elektroenergetycznych układów przesyłowych prądu stałego (HVDC – *High Voltage Direct Current*) powszechnie znanym i wykorzystywanym rozwiązaniem jest technologia *Line Commutated Converters* (LCC). Takie rozwiązanie zastosowano m.in. w łączu HVDC SwePol Link.

Łącze HVDC SwePol Link to układ sprzęgający systemy elektroenergetyczne Polski i Szwecji. Łącze oddano do użytku w 2000 r. Zrealizowano je jako bipolarne połączenie HVDC obejmujące linię kablową (o łącznej długości 254 km, w tym odcinek podmorski 239 km) oraz stację przekształtnikową w Słupsku (po stronie polskiej) i stację przekształtnikową w Stårnö (po stronie szwedzkiej). Łącze umożliwia przesył energii elektrycznej z Polski do Szwecji (eksport) oraz ze Szwecji do Polski (import). Znamionowa wartość przesyłanej mocy wynosi 600 MW.

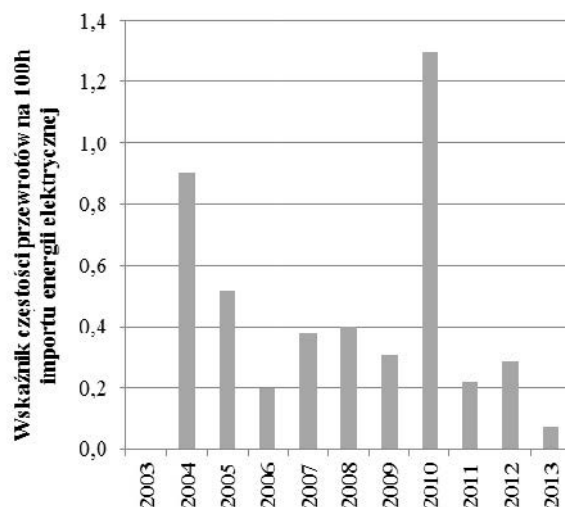
Łącze HVDC SwePol Link jest częścią tzw. Pierścienia Bałtyckiego [1], którego celem jest integracja systemów energetycznych krajów nadbałtyckich oraz poszerzenie współpracy zarówno na płaszczyźnie handlu energią elektryczną jak i technicznej pomiędzy tymi krajami.

Aktualnie możliwości przesyłowe łącza HVDC SwePol Link są udostępniane na zasadach rynkowych. W 2012 roku alokacja odbywała się poprzez mechanizm *market coupling* na rynku dnia następnego, organizowanym przez Towarową Giełdę Energii i Nord Pool Spot AS.

2. STATYSTYKA ZJAWISKA PRZEWROTÓW KOMUTACYJNYCH

Poprawna praca łącza HVDC wykorzystującego technologię LCC wymaga odpowiedniego obszaru napięciowo-czasowego procesu komutacji tyrystorów łącza. Gdy obszar ten jest niewystarczający do prawidłowego przebiegu komutacji, może dojść do tzw. przewrotów komutacyjnych. W konsekwencji może to prowadzić do krótkotrwałego blokowania przesyłu energii elektrycznej łączem bądź nawet wyłączenia łącza.

W okresie od 2000 roku do 2013 roku zanotowano 204 zakłócenia w pracy łącza HVDC SwePol Link, którym towarzyszyły przewroty komutacyjne [2]. Przewroty komutacyjne występują wyłącznie przy imporcie energii elektrycznej do KSE. Zatem poprawne wnioskowanie wymaga zestawienia liczby przewrotów komutacyjnych w danym roku z procentowym udziałem czasu importu. Na rysunku 1 przedstawiono roczne wskaźniki przeciętnej liczby przewrotów komutacyjnych przypadających na 100 godzin importu. Uśredniony wskaźnik dla całego rozpatrywanego okresu eksploatacji łącza wynosi 0,39. Oznacza to, że jeden przewrót komutacyjny przypada na 256 h importu. Odpowiada to 10,7 dniom importowym.



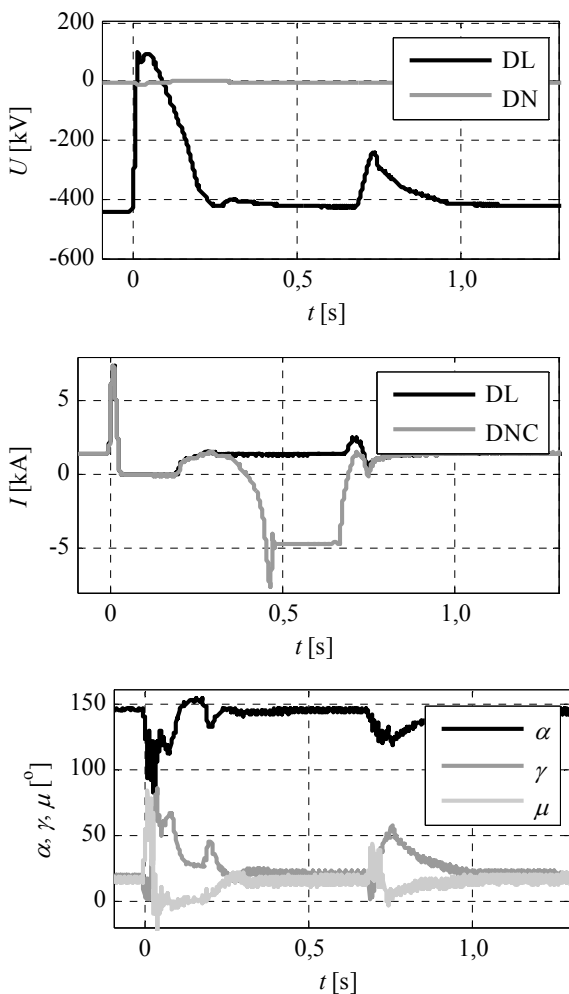
Rys. 1. Ocena wskaźnikowa przeciętnej liczby przewrotów komutacyjnych przypadających na 100 h importu energii elektrycznej do KSE

3. STUDIUM PRZYPADKU

Analiza retrospektywna warunków występowania zakłóceń w północnym rejonie KSE, prowadzących do powstania problemów w pracy łącza HVDC SwePol Link, wymagała wyselekcjonowania w materiałach historycznych [3] zbioru zdarzeń związanych z przewrotami komutacyjnymi zaistniałymi w łączu. Jest to niezbędne do przeprowadzenia rozważań i analiz ukazujących mechanizmy przyczyn i rozwoju ciągu sytuacji sieciowych skutkujących wystąpieniem przewrotów komutacyjnych.

Wybrany zbiór zdarzeń to przypadki problemów komutacyjnych w pracy łącza wywołane bliskimi i odległymi zakłóceniami zwarciovymi oraz operacjami łączeniowymi podczas importu mocy do KSE (praca stacji przekształtnikowej po stronie polskiej w trybie falownikowym).

Jednym z analizowanych przypadków było zdarzenie z lipca 2012 roku. W stanie przedzakłóceniami łącze HVDC SwePol Link pracowało w trybie importu energii elektrycznej z mocą na poziomie 600 MW. Zaistniałe problemy komutacyjne miały miejsce w okresie burzowym. Przyczyną było odległe zakłócenie zwarciovie zlokalizowane na linii WN. Towarzyszył temu cykl SPZ WZ (wyłączaląc linię). Wybrane przebiegi czasowe wielkości elektrycznych zarejestrowane podczas rozpatrywanego zdarzenia sieciowego przedstawiono na rysunku 2.



Rys. 2. Przebiegi czasowe napięcia (U_{DL}) i prądu (I_{DL}) kabla głównego, napięcia (U_{DN}) i prądu (I_{DNC}) kabla powrotnego oraz kąta zapłonu tyrystorów (α), kąta zapasu (γ) i kąta komutacji (μ) zarejestrowane w części stałoprądowej łącza

4. ANALIZA PRZYCZYNOWO-SKUTKOWA

Wyselekcjonowany zbiór zdarzeń sieciowych poddano szczegółowej analizie. W wyniku analizy można wskazać następujące wnioski dotyczące (przedstawiono wybrane):

Kierunku przesyłu energii elektrycznej łączem

Zarejestrowane przewroty komutacyjne występowały podczas importu energii elektrycznej do KSE. Wówczas układ przekształtnikowy łącza zlokalizowany po stronie polskiej wykazuje dużą wrażliwość na zakłócenia zaistniałe w KSE. Jest to determinowane wysoką wartością kąta zapłonu tyrystorów pracujących w trybie falownikowym, co oznacza zmniejszenie bezpiecznego marginesu komutacji.

Częstości występowania zjawiska przewrotów komutacyjnych w pracy łącza

Częstość występowania problemów komutacyjnych w pracy łącza HVDC SwePol Link jest niejednakowa w poszczególnych latach eksploatacji łącza. Z zestawienia liczebności zdarzeń zaistniałych w poszczególnych latach z czasem pracy łącza HVDC w trybie importu energii elektrycznej wynika, że jeden przewrót komutacyjny przypada na 256 h pracy łącza w trybie importu.

Typu zakłóceń w otoczeniu sieciowym łącza powodujących przewroty komutacyjne

Najczęstszą przyczyną przewrotów komutacyjnych w pracy łącza HVDC SwePol Link były zwarcia zaistniałe zarówno w sieci NN, jak i w sieci WN. Dotyczy to zakłóceń zlokalizowanych na rozległym obszarze sieci. Podkreśla się, że zakłóceniom zwarciovym występującym na liniach towarzyszy zadziałanie automatyki samoczynnego ponownego załączenia linii (SPZ). Szczególnie niekorzystny dla warunków pracy łącza jest SPZ 1f. Realizacji SPZ 1f towarzyszy duża niesymetria napięciowa, której następstwem mogą być przewroty komutacyjne w łączu.

Stopnia obciążenia łącza

Zdecydowana większość rozpatrywanych zdarzeń sieciowych związanych z przewrotami komutacyjnymi występowała przy dużej wartości mocy przesyłanej łączem HVDC SwePol Link, bliskiej znamionowej (600 MW). Wysoki poziom obciążenia łącza oznacza dużą wartość kąta komutacji, co przy dużej wartości kąta zapłonu skutkuje zmniejszeniem bezpiecznego marginesu poprawnej komutacji w postaci tzw. kąta zapasu.

Pory roku/sezonu

W badanym okresie eksploatacji łącza HVDC SwePol Link największą liczbę zdarzeń związanych z przewrotami komutacyjnymi zarejestrowano w sezonie wiosenno-letnim, w szczególności w okresie od maja do sierpnia. Można to powiązać ze zwiększeniem częstości występowania burz. Wzrasta również ryzyko zaistnienia zwarć. Ich następstwem mogą być odkształcenia przebiegu czasowego napięcia w stacji Słupsk, które warunkuje przebieg procesu komutacyjnego w łączu. Może to prowadzić do zakłóceń w pracy łącza. Z kolei w sezonie jesienno-zimowym zwiększoną liczebność przewrotów komutacyjnych notuje się w styczniu i lutym. Prawdopodobnie jest to podyktowane wzrostem częstości występowania niekorzystnych warunków atmosferycznych, np. opadów śniegu, sadzi, zwiększenia wietrzności.

Mocy zwarciowej w stacji falownikowej łącza

Wyłączenia obiektów elektroenergetycznych (np. linii), na skutek zakłóceń zwarciowych lub działań remontowych, zmniejszają „sztywność” parametrów napięciowych sieci. Przyczynia się to do zwiększania prawdopodobieństwa wystąpienia problemów komutacyjnych w pracy łącza HVDC SwePol Link podczas zdarzeń sieciowych. Dodatkowo brak stabilnie pracujących źródeł wytwórczych w pobliżu stacji Słupsk oznacza mniejszą sztywność sieci i zwiększa propagację zakłóceń.

Warunków napięciowych w otoczeniu łącza.

Parametry napięcia w stacji Słupsk są jednym z determinantów poprawności przebiegu procesu komutacyjnego łącza HVDC SwePol Link. Dla rozpatrywanych zdarzeń sieciowych, którym towarzyszyły problemy komutacyjne w pracy łącza, zaobserwowano obniżenie (zapad) wartości napięcia w stacji Słupsk. Minimalny zarejestrowany poziom obniżenia wartości skutecznej napięcia podczas przewrotów komutacyjnych wynosił niecałe 75% (w odniesieniu do wartości napięcia w stanie przedzakłóceniami). Poprawność procesu komutacyjnego łącza jest również zależna od poziomu odkształceń napięcia.

5. PODSUMOWANIE

Technologia LCC wykorzystana w łączu HVDC SwePol Link silnie wiąże poprawność pracy łącza z parametrami funkcjonowania otoczenia sieciowego. Zakłócenia zaistniałe w otoczeniu sieciowym łącza mogą spowodować, że wymagany dla właściwej pracy tyrystorów łącza obszar napięciowo-czasowy będzie niewystarczający do prawidłowego przebiegu procesu komutacji. Wówczas może dojść do tzw. przewrotów komutacyjnych. Zaznacza się, że wystąpienie wielokrotnych przewrotów komutacyjnych znacznie bardziej negatywnie oddziałuje na stabilność pracy całego układu sieciowego niż wystąpienie pojedynczego przewrotu. Ponadto wielokrotne przewroty komutacyjne mają negatywny wpływ na trwałość pracy łącza i w praktyce utrzymanie takiego stanu jest niedopuszczalne. W konsekwencji wystąpienie wielokrotnych przewrotów komutacyjnych wymusza wyłączenie łącza. Wynikiem wyłączenia łącza jest przerwa w przesyłaniu energii elektrycznej.

Warunki pracy łącza HVDC SwePol Link są determinowane m.in. poziomem mocy zwarciowej, wartością, kątem fazowym i kształtem przebiegu czasowego napięcia w stacji falownikowej, poziomem przesyłanej mocy oraz wystero-

waniem części prostownikowej i falownikowej łącza. Przeprowadzone analizy dowodzą, że warunki sprzyjające zaistnieniu przewrotów komutacyjnych występują podczas importu energii elektrycznej do KSE. Warty podkreślenia jest również fakt, iż większość dotychczasowych przypadków zaistnienia przewrotów komutacyjnych była poprzedzona losowymi zdarzeniami sieciowymi (bliskie i odległe zwarcia oraz operacje łączeniowe). W szczególności do niestabilnych warunków pracy łącza mogą prowadzić zakłócenia zwarciowe zaistniałe na liniach elektroenergetycznych stanowiących silne „podparcie mocowe” stacji Słupsk. Szczególnym parametrem decydującym o dużej czułości pracy łącza na warunki pracy otoczenia sieciowego jest napięcie.

Miejsce przyłączenia łącza HVDC SwePol Link do struktur KSE nie gwarantuje stabilnych parametrów sieciowych podczas zakłóceń – nawet odległych – występujących w otoczeniu sieciowym łącza. W związku z tym zasadne wydaje się przeprowadzenie badań ukierunkowanych m.in. na wskazanie inwestycji sieciowych (w tym optymalnego rozwoju sieci), które zwiększą „sztywność” sieci (przede wszystkim parametrów napięciowych) i tym samym przyczynią się do zmniejszenia prawdopodobieństwa wystąpienia przewrotów komutacyjnych w łączu towarzyszących zakłóceniom zaistniałym w otoczeniu sieciowym łącza.

Warto również zauważyć, że źródła wiatrowe planowane do przyłączania w bliskim sąsiedztwie łącza HVDC SwePol Link mogą wpływać na prawidłowość pracy łącza. Dotyczy to stanów pracy źródeł wiatrowych, które w znaczącym stopniu prowadzą do chwilowego pogorszenia parametrów jakościowych napięcia, np. w wyniku: operacji łączeniowych elementów składowych źródła, zakłóceń występujących w sieci wewnętrznej źródła itp. W skrajnym przypadku może to skutkować problemami komutacyjnymi w pracy łącza.

6. BIBLIOGRAFIA

1. Majchrzak H.: Integracja europejskiego rynku energii elektrycznej – jak pokonać braki w infrastrukturze? VI Forum Energetyczne, Sopot, 28–30 listopada 2011.
2. Ivarsson J.: Improvement of Commutation Failure Prediction in HVDC Classic Links, Praca licencjacka, Electric Power Technology Department of Engineering Science, University West, 2011.
3. Ocena stanu technicznego za lata 2000-2012 stacji przekształtnikowej SŁUPSK DC oraz części kabla morskiego, będącej w przyszości własnością PSE Operator S.A. Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator S.A., Polskie Sieci Elektroenergetyczne – Północ S.A., Bydgoszcz, 2012.

POWER NETWORK OPERATING CONDITIONS VS HVDC SWEPOL LINK OPERATION

The HVDC SwePol Link allows the power and energy exchange between Poland and Sweden. Disturbances of HVDC SwePol Link operation occur during energy import to Poland. The connection between Poland and Sweden was established in 2000 and consist of a bipolar HVDC cable line and two AC/DC converter stations, one in Slupsk (the Polish power system side) and the second one in Stårnõ (the Swedish power system side). The reason of identified disturbances was events in polish power network, which can cause commutation failure. That commutation failure could lead to switching off the HVDC SwePol Link and additionally resulting in unexpected limitation of power exchange between Poland and Sweden.

The paper will present results of cause-and-effect analysis of Polish power system in terms of interference with the HVDC SwePol Link. Events leading to the occurrence of commutation failure will be described as well as impact assessment of different AC power system operation states in network-area of Slupsk substation. Commutation failure phenomenon in some cases caused some damages. According to that facts an important element of the paper will be a quantitative description of the commutation failure that occur during the lifetime of the HVDC SwePol link.

Keywords: HVDC cable line, Line Commutated Converters, commutation failure

WSPÓLPRACA PRZYGRANICZNYCH SIECI 110 kV – SKUTECZNIE UZIEMIONEJ I SKOMPENSOWANEJ

Wilhelm ROJEWSKI¹, Marian SOBIERAJSKI²

1. Politechnika Wrocławska, Wydział Elektryczny, Wyb. Wyspiańskiego 27, 50-370 Wrocław
tel.: 71 320 37 24; e-mail: wilhelm.rojewski@pwr.edu.pl
2. Politechnika Wrocławska, Wydział Elektryczny, Wyb. Wyspiańskiego 27, 50-370 Wrocław
tel.: 71 320 44 22; e-mail: marian.sobierajski@pwr.edu.pl

Streszczenie: W pracy rozważane są wybrane problemy współpracy skompensowanej sieci 110 kV z siecią 110 kV skutecznie uziemioną. Zakłada się, że w celu takiej współpracy tworzone będą układy, w których wyizolowany od własnego systemu elektroenergetycznego obszar jednej sieci będzie promieniowo (jednostronnie) zasilany z drugiej sieci, pracującej w tym czasie w układzie normalnym. Wskazuje się na zagrożenia jakie wystąpią w połączonych sieciach podczas zwarcń jednofazowych.

Słowa kluczowe: sieć skompensowana, sieć skutecznie uziemiona, punkt neutralny sieci, zwarcie 1-fazowe

1. WPROWADZENIE

Lokalna współpraca operatorów przygranicznych sieci 110 kV może przyczynić się do poprawy bezpieczeństwa zasilania odbiorców, a nierzadko ma też sens komercyjny. Organizując taką współpracę należy w każdej z tych sieci zaplanować obszar, który zostanie wyizolowany od własnego systemu elektroenergetycznego i będzie przejściowo zasilany z pracującej w normalnym układzie (połączonej z własnym systemem elektroenergetycznym) drugiej sieci. Role sieci zasilanej i zasilającej będą zamienne.

Stosunkowo łatwo można zorganizować taką współpracę w przypadku sieci 110 kV o takim samym sposobie pracy punktu neutralnego, natomiast inaczej jest gdy jedna z sieci pracuje ze skutecznie uziemionym punktem neutralnym, a druga jest siecią skompensowaną. Taka sytuacja ma miejsce np. w przypadku sieci 110 kV polskiej i niemieckiej.

Niezależnie od tego, która z sieci jest siecią zasilaną, a która zasilającą, w stanie bezzakłóceniovym praca połączonych sieci nie stwarza zagrożeń. Mając jednak na uwadze możliwość wystąpienia zwarcń 1-fazowych w takim układzie należy rozróżnić te dwa przypadki. Jeśli siecią zasilającą jest skompensowana sieć niemiecka, to żaden transformator w wydzielonej sieci polskiej nie może mieć uziemionego punktu neutralnego po stronie 110 kV. W tej sytuacji zwarcia 1-fazowe (w sieci polskiej lub niemieckiej) będą stwarzać zagrożenia dla sieci polskiej z następujących powodów:

- wystąpią ustalone przepięcia ziemnozwarciowe w fazach zdrowych o współczynniku $k_u = 1,73$, podczas gdy izolacja i aparatura sieci skutecznie uziemionej dostosowana jest do przepięć o współczynniku $k_u \leq 1,4$.
- automatyka zabezpieczeniowa polskiej sieci 110 kV nie jest przystosowana do wykrywania i eliminacji zwarcń doziemnych (słaboprądowych) w rozważanych warunkach, a zabezpieczenia ziemnozwarciowe w skompensowanej sieci niemieckiej często działają jedynie na sygnał.

Jeśli siecią zasilającą jest skutecznie uziemiona polska sieć 110 kV, to w razie wystąpienia zwarcia 1-fazowego w skompensowanej sieci niemieckiej uziemienia w tej sieci mogą okazać się niedostosowane do dużych prądów ziemnozwarciowych.

Problemy bezpiecznej współpracy sieci 110 kV skutecznie uziemionej z siecią skompensowaną daje się radykalnie rozwiązać za pomocą specjalnego transformatora sprzęgającego 110 kV/110 kV. To rozwiązanie ma jednak bardzo istotną wadę – jest drogie. Szacuje się, że w przypadku transformatora o mocy rzędu 160 MVA całkowity koszt zabudowy i wyposażenia może wynosić ok. 10 mln. zł.

W pracy rozpatruje się możliwość alternatywnego rozwiązania problemu, nie wymagającego ponoszenia takich kosztów. W kontekście zjawisk przepięciowych towarzyszących zwarciom doziemnym omówiono zasady doboru przekładników napięciowych i ograniczników przepięć dla sieci 110 kV. Następnie przedstawiono wyniki symulacji zwarcia 1-fazowego w układzie, w którym wydzielony obszar polskiej sieci 110 kV, pozbawiony uziemienia punktu neutralnego transformatorów, zasilany jest ze skompensowanej sieci niemieckiej. Wyniki symulacji ilustrują zagrożenia dla ograniczników przepięć oraz wpływ działania ograniczników na napięcia i prądy w układzie. Wskazano niezbędne działania w celu wyeliminowania lub ograniczenia tych zagrożeń.

Z uwagi na ograniczoną ilość miejsca w artykule nie poruszono innych ważnych kwestii, jak np. sposobu przeprowadzenia operacji bezprzerwowego przejścia od zasilania z własnego systemu do zasilania z sieci obcego operatora, a także automatycznego powrotu do zasilania z własnego systemu elektroenergetycznego w razie automatycznego rozłączenia połączenia.

2. KORDYNACJA IZOLACJI W SKUTECZNIE UZIEMIONEJ SIECI 110 kV

Uwzględniając czynniki zakłóceniovowe, dopuszczalną długotrwale wartość napięcia roboczego sieci oraz kwestię koordynacji izolacji sieci i urządzeń regulują normy [1], [2]. Wartości skuteczne wielkości charakterystycznych, zdefiniowanych przez ww. normy, dla sieci o napięciu znamionowym 110 kV są następujące:

- nominalne napięcie sieci: $U_n = 110 \text{ kV}$,
- najwyższe napięcie sieci: $U_s = 123 \text{ kV}$,
- najwyższe napięcie urządzeń: $U_m = 123 \text{ kV}$,

- znamionowe wytrzymałwane krótkotrwałe napięcia częstotliwości sieciowej: (185) 230 kV.

Przytoczone tu wartości napięcia są wartościami skutecznymi napięcia międzyfazowego i odpowiadają im, po podzieleniu przez $\sqrt{3}$, wartości skuteczne napięcia fazowego.

W sieciach 110 kV ze skutecznie uziemionym punktem neutralnym nakłada się określone ograniczenia na dopuszczalne wartości współczynnika przepięć ustalonych podczas zwarć 1-fazowych [9]. Wartość graniczna współczynnika ustalonych przepięć ziemnozwarciowych w przewodach roboczych takich sieci wynosi $k_u = 1,4$, a warunki konieczne dla uzyskania takiej wartości określają relacje: $1 \leq X_0/X_1 \leq 3$ oraz $R_0/X_1 \leq 1$. Przyjmując z warunków skutecznego uziemienia wartości graniczne ilorazu X_0/X_1 można oszacować największą wartość napięcia w nieuziemionym punkcie gwiazdowym transformatorów $U_0 = 0,6U_f$.

W sieci nieuziemionej skutecznie (izolowanej, skompensowanej lub uziemionej przez rezystancję) współczynnik ustalonych przepięć ziemnozwarciowych w fazach zdrowych wynosi $k_u = \sqrt{3}$. I taki współczynnik należy przyjąć dla skompensowanej niemieckiej sieci 110 kV. Konsekwentnie, napięcie w punkcie gwiazdowym transformatorów podczas zwarcia 1-fazowego wyniesie w takiej sieci $U_0 = U_f$.

Uwzględniając warunki napięciowe podczas pracy normalnej i zakłóceń dokonuje się doboru elektrycznych parametrów przekładników napięciowych [3] oraz ograniczników przepięć [4]. W zależności od sposobu pracy punktu neutralnego sieci i czasu eliminacji zwarć doziemnych wybiera się przekładnik o odpowiednim współczynniku zwarcia doziemnego k_n i dopuszczalnym czasie trwania przepięcia. Współczynnik k_n określa największą krotność pierwotnego napięcia roboczego, przy którym przekładnik ma wymaganą wytrzymałość termiczną w odpowiednim czasie oraz wymaganą dokładność. Znormalizowane wartości znamionowych współczynników napięciowych k_n dla przekładników włączonych między przewodem fazowym a ziemią są następujące:

- w sieci skutecznie uziemionej:
 - $k_n = 1,2$ bez ograniczenia czasu trwania przepięcia,
 - $k_n = 1,5$ w czasie 30s,
 - $k_n = 1,9$ w czasie 30s.
- w sieci z izolowanym punktem neutralnym bez automatycznego wyłączenia zwarć doziemnych:
 - $k_n = 1,2$ bez ograniczenia czasu trwania przepięcia,
 - $k_n = 1,9$ w czasie 8h.

W przypadku polskiej sieci 110 kV pracującej ze skutecznie uziemionym punktem neutralnym współczynnik przepięć ziemnozwarciowych $k_u = 1,4$, a uwzględniając działanie zabezpieczeń na wyłączenie zwarć 1-fazowych standardowo przekładniki włączone między przewody fazowe a ziemię mają współczynnik napięciowy $k_n = 1,5/30$ s. Oznacza to, że mogą podlegać fazowym przepięciom o wartości skutecznej nie większej niż $1,5 \times 110 / \sqrt{3} = 95$ kV przez czas nie przekraczający 30 s.

W sieci nieuziemionej skutecznie, np. w niemieckiej skompensowanej sieci 110 kV, w której zwarcia 1-fazowe nie są wyłączane automatycznie przekładniki napięciowe będą miały współczynnik napięciowy $k_n = 1,9/8h$.

Wymagane parametry i właściwości ograniczników przepięć opisuje norma [5]. W polskiej sieci 110 kV ograniczniki przepięć instalowane są w polach liniowych, w polach transformatorów oraz w nieuziemionych punktach neutralnych transformatorów. Zalecane w [6] wybrane wartości

parametrów ograniczników przepięć dla skutecznie uziemionej sieci 110 kV są następujące:

- Ogranicznik przyłączany do przewodów roboczych sieci:
 - napięcie trwałej pracy $U_c \geq 77$ kV,
 - napięcie znamionowe $U_r \geq 96$ kV.
- Ogranicznik przyłączany do punktu gwiazdowego transformatora:
 - napięcie trwałej pracy $U_c \geq 48$ kV,
 - napięcie znamionowe $U_r \geq 60$ kV.

Napięcie trwałej pracy jest wartością o ok. 5% większą od napięcia fazowego odpowiadającego największej wartości międzyfazowego napięcia w sieci, tzn. $1,05 \times U_f / \sqrt{3}$. Napięcie znamionowe ogranicznika jest większe od napięcia trwałej pracy wg relacji $U_r = 1,25U_c$. Oznacza to, że wartości chwilowe fali przepięciowej będą ograniczane do poziomu nieco wyższego od amplitudy $\sqrt{2}U_r$. W przypadku przepięć dorywczych dopuszcza się przekroczenie napięcia znamionowego ogranicznika, np. w czasie do 0,5 s możliwe jest przekroczenie napięcia znamionowego o ok. 10% [7].

W niemieckiej sieci 110 kV, pracującej z kompensacją prądu ziemnozwarciowego, ograniczniki przepięć mają następujące parametry:

- ogranicznik przyłączany do przewodów roboczych sieci:
 - napięcie trwałej pracy $U_c \geq 123$ kV,
 - napięcie znamionowe $U_r \geq 154$ kV,
- ogranicznik przyłączany do punktu gwiazdowego transformatora:
 - napięcie trwałej pracy $U_c \geq 72$ kV
 - napięcie znamionowe $U_r \geq 90$ kV.

3. SYMULACJA ZWARCIA 1-FAZOWEGO

Rozpatrywany jest układ, przedstawiony na rys. 1, gdzie wydzielony obszar polskiej sieci 110 kV zasilany jest z sieci niemieckiej. Transformatory w wydzielonej polskiej sieci mają izolowany punkt gwiazdowy po stronie 110 kV, natomiast skompensowana sieć niemiecka pracuje w swoim normalnym układzie. Ograniczniki przepięć i przekładniki napięciowe w polskiej sieci dobrane są zgodnie z zasadami obowiązującymi w sieci skutecznie uziemionej.

Wykonano symulacje zwarcia 1-fazowego w układzie i badano warunki napięciowe oraz prądowe w obydwu sieciach z uwzględnieniem działania ograniczników przepięć zainstalowanych w wydzielonej sieci polskiej. Badania wykonano przy użyciu pakietu MATLAB/Simulink, wykorzystując standardowy model ogranicznika przepięć.

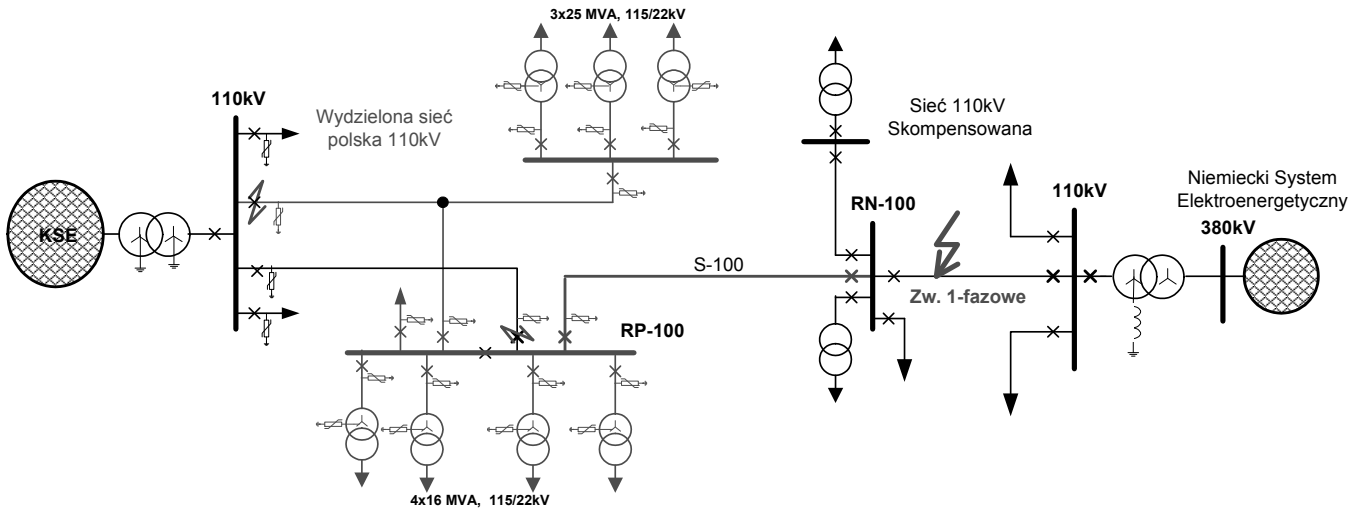
Symulacje wykonano wg następującego scenariusza:

- 1) w chwili $t = 0,2$ s powstaje zwarcie 1-fazowe w niemieckiej sieci 110 kV,
- 2) w chwili $t = 0,5$ s następuje otwarcie wyłącznika w linii łączącej S-100 w rozdzielni RP-100,
- 3) w chwili $t = 0,6$ s następuje otwarcie wyłącznika w linii łączącej S-100 w rozdzielni RN-100.

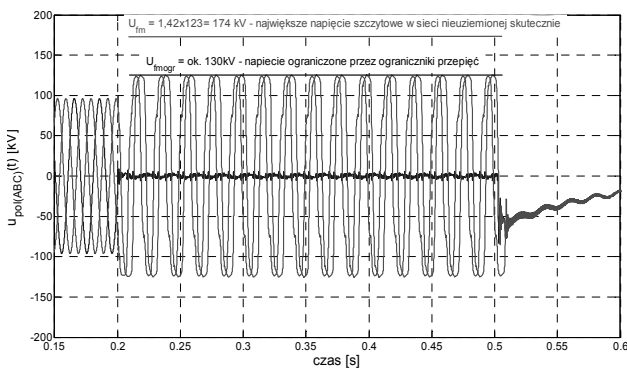
Obserwowane są:

- 3) napięcia i prądy w linii łączącej po stronie polskiej i niemieckiej,
- 4) napięcia w punkcie neutralnym transformatorów w sieci polskiej i niemieckiej,
- 5) prąd ogranicznika przepięć,
- 6) prąd w miejscu zwarcia,
- 7) prąd urządzenia kompensującego (cewki gasikowej) w sieci niemieckiej.

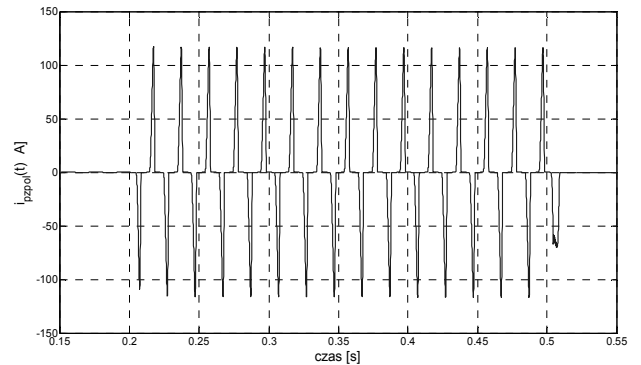
Wybrane wyniki symulacji zamieszczono na rys. 2. do 6.



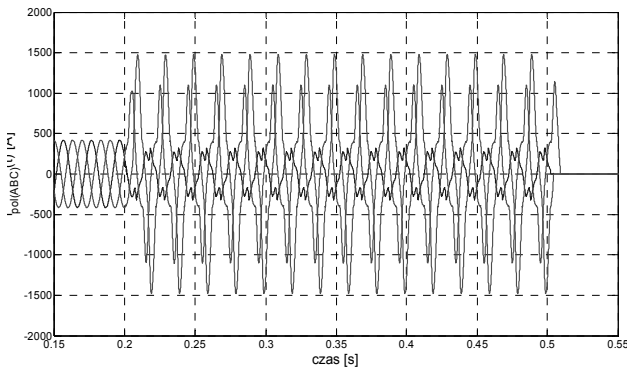
Rys. 1. Uproszczony schemat układu przyjętego do badań symulacyjnych.



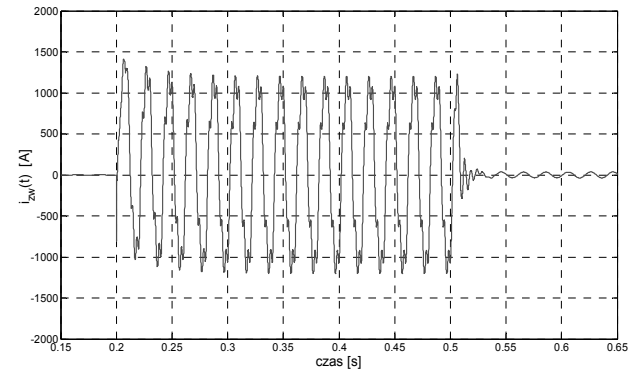
Rys. 2. Przebiegi napięć fazowych w polskiej sieci 110 kV podczas zwarcia 1-fazowego



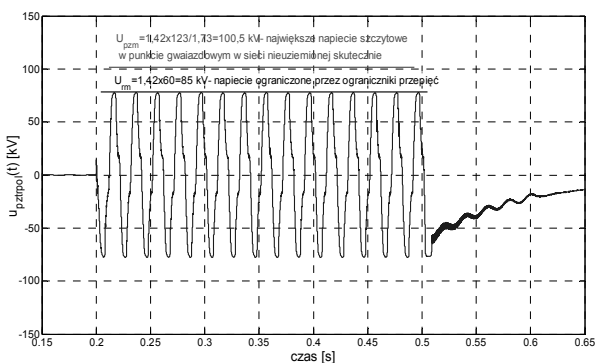
Rys. 5. Przebieg prądu ogranicznika przepięć w punkcie gwiazdowym transformatora



Rys.3. Przebiegi prądów fazowych w linii łączącej podczas zwarcia 1-fazowego w sieci niemieckiej



Rys. 6. Przebieg prądu w miejscu zwarcia



Rys. 4. Przebieg napięcia w punkcie gwiazdowym transformatora w sieci polskiej

Analiza wyników symulacji pozwala sformułować następujące wnioski:

- 1) Zasilanie wydzielonego obszaru polskiej sieci 110 kV ze skompensowanej sieci 110 kV operatora niemieckiego, podobnie jak sytuacja odwrotna, nie stwarza zagrożenia w bezzakłóceńowych warunkach pracy takiego układu.
- 2) W razie wystąpienia zwarcia 1-fazowego dojdzie do zadziałania w polskiej sieci ograniczników przepięć w przewodach roboczych i punktach gwiazdowych transformatorów. Napięcia faz zdrowych oraz w punkcie neutralnym transformatorów zostaną ograniczone do poziomu wynikającego z napięcia znamionowego ograniczników i ich charakterystyki.

- 3) Działanie ograniczników spowoduje silne odkształcenie napięć i prądów, a także wzrost prądów fazowych oraz prądu w miejscu zwarcia.
- 4) Praca ww. układu ze zwarcie 1-fazowym w sieci niemieckiej wiąże się ze wzrostem zagrożenia porażeniowego w tej sieci. Natomiast zwarcie 1-fazowe w sieci polskiej lub niemieckiej zagraża ogranicznikom przepięć, które są dostosowane do sieci skutecznie uziemionej. Po wystąpieniu zwarcia 1-fazowego praca takiego układu powinna być przerwana w czasie krótszym od 1 s.

4. WNIOSKI KOŃCOWE

- 1) Zastosowanie specjalnego izolującego transformatora 110 kV/110 kV w torze łączącym skutecznie uziemioną sieć polską ze skompensowaną siecią niemiecką może całkowicie wyeliminować problemy wynikające z różnych sposobów pracy punktu neutralnego tych sieci. Wadą tego rozwiązania jest jego duży koszt.
- 2) Alternatywą w stosunku do transformatora izolującego jest zastosowanie odpowiedniej automatyki rozcinającej połączenie sieci w razie wystąpienia zwarcia 1-fazowego.
- 3) W celu uniknięcia konieczności szybkiego rozcinania połączonych sieci wszystkie ograniczniki przepięć i wszystkie przekładniki napięciowe w wydzielonej polskiej sieci powinny mieć parametry odpowiednie do pracy w sieci z izolowanym punktem neutralnym lub skompensowanej. Wtedy jednak przy utrzymującym się zwarcie 1-fazowym w układzie powinno się dążyć do operacyjnego powrotu do układu normalnego, tj. zasilania polskiej sieci z KSE.
- 4) Wymiana samych ograniczników przepięć w polskiej sieci przeniesie zagrożenie na przekładniki napięciowe. Podczas zwarcia 1-fazowego dojdzie do nasycenia

rdzeni i wzrostu prądu magnesowania, a w konsekwencji do przeciążenia cieplnego uzwojeń pierwotnych przekładników. W tej sytuacji konieczne będzie rozcięcie połączenia współpracujących sieci z możliwie najkrótszym czasem zwłoki.

- 5) W referacie nie poruszono innych problemów, których rozwiązanie jest niezbędne dla realizacji ww. współpracy. Dotyczy to m.in. wyposażenia sieci w układy EAZ rozcinające oraz przywracające połączenie z własnym systemem (SZR), jak również rozwiązania układów kontroli synchronizmu podczas bezprzerwowego łączenia sieci.

5. BIBLIOGRAFIA

1. PN-EN 60071-1:2008P Koordynacja izolacji – Część 1: Definicje, zasady i reguły
2. PN-EN 60071-2:2000P Koordynacja izolacji. Przewodnik stosowania
3. PN-EN 61869-3:2011 – wersja angielska. Przekładniki – Przekładniki napięciowe indukcyjne
4. PN-EN 60099-5:2014-01 – wersja angielska. Ograniczniki przepięć – Część 5: Zalecenia wyboru i stosowania.
5. PN-EN 60099-4:2009 – wersja polska. Ograniczniki przepięć – Część 4: Beziskiernikowe ograniczniki przepięć z tlenków metali do sieci prądu przemiennego
6. Sowa A.: Ochrona odgromowa i przepięciowa. Ochrona odgromowa linii i stacji elektroenergetycznych wysokiego napięcia. Ochrona Odgromowa. Internet: www.elektroda.pl
7. BEZPOL: Beziskiernikowe ograniczniki przepięć w osłonie silikonowej. Karta katalogowa.
8. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (IRiESD), Turon Dystrybucja, 1 stycznia 2014.

THE COOPERATION OF THE NEIGHBOURING 110 kV NETWORKS – SOLIDLY GROUNDED AND COMPENSATED

Some problems of the cooperation of the compensated 110 kV network and the solidly grounded 110 kV network are discussed in the paper. It is assumed that, in order to prepare such cooperation the special area network, isolated from its power system should be created. And next, this subsystem in a radial configuration will be supplied from the second power system, working at this time at normal conditions. Reference is made to the risks that occur in the interconnected networks when single phase fault.

Keywords: compensated network, solidly grounded network, 1-phase to ground fault

PORÓWNANIE MOŻLIWOŚCI PRZESYŁOWYCH DWÓCH UKŁADÓW REGULACYJNYCH: TRANSFORMATORÓW Z REGULACJĄ POPRZECZNĄ ORAZ TRANSFORMATORÓW Z REGULACJĄ WZDŁUŻNĄ

Marcin SARNICKI¹, Ryszard ZAJCZYK², Bartosz TARAKAN³, Krzysztof TARAKAN⁴

Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki, Katedra Elektroenergetyki

1. e-mail: m.sarnicki@ely.pg.gda.pl
2. e-mail: ryszard.zajczyk@pg.gda.pl
3. e-mail: b.tarakan@ely.pg.gda.pl
4. Energa-Operator SA

Streszczenie: Poniższy artykuł przedstawia możliwość regulacji mocy czynnej i biernej przepływającej pomiędzy podsystemami elektroenergetycznymi. Do regulacji przepływów wykorzystano przesuwnik fazowy i transformator dodający napięcie w fazie. Zilustrowana została regulacja mocy czynnej i biernej w badanym systemie elektroenergetycznym. Istotna jest zależność regulacji danej mocy od układu połączeń strony SN transformatora dodawczego (czy układ działa, jako przesuwnik czy jako transformator dodający napięcie w fazie).

Słowa kluczowe: Przesuwnik fazowy, regulacja przepływu mocy czynnej i biernej, regulacja kąta mocy, transformator dodawczy.

1. WSTĘP

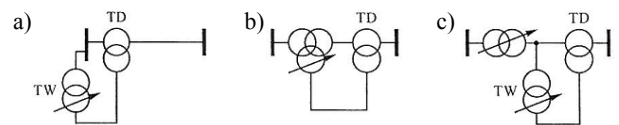
Regulacja przepływów mocy jest jedną z podstawowych zagadnień sterowania pracą SEE. W rozległych systemach występują niekontrolowane przepływy wyrównawcze, które mogą utrudniać pracę podsystemów elektroenergetycznych. Istotna jest, zatem możliwość regulacji przepływów w wybranych liniach systemu elektroenergetycznego. Ważną rolę w tego typu działaniu odgrywają układy FACTS takie jak SSC, UPFC, IPFC itp. W artykule, jako układ regulujący moce wykorzystano przesuwnik fazowy i transformatory z regulacją wzdlużną, dzięki którym możliwa jest regulacja mocy czynnej i biernej. Przesuwniki fazowe wykorzystuje się często do regulacji transgranicznych przepływów, szczególnie niepożądanych przepływów mocy z źródeł odnawialnych o generacji zależnej od pogody (takich jak farmy wiatrowe).

2. PRZESUWNIK FAZOWY BUDOWA I ZASADA DZIAŁANIA

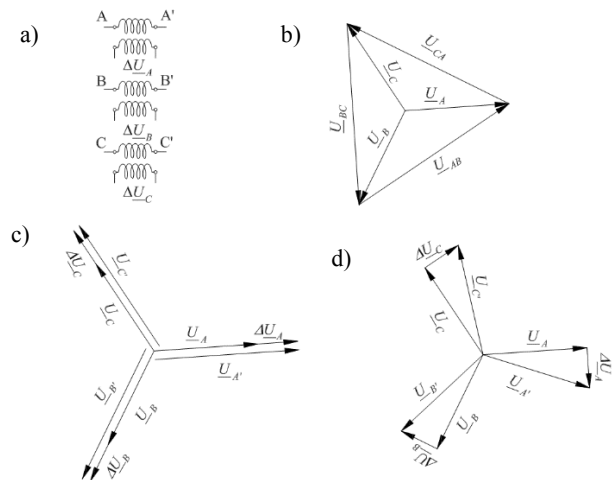
Przesuwniki fazowe służą do regulacji przepływów mocy biernej i czynnej w sieciach elektroenergetycznych. Składa się on z dwóch transformatorów, które są włączane odpowiednio do sieci elektroenergetycznej tj. transformator dodawczy (TD) włączany jest w szereg w linie elektroenergetycznej, natomiast transformator wzbudzający (TW) przyłączany jest do węzła [1].

Na rys. 1 przedstawiono sposoby włączania transformatorów wzbudzających [1], natomiast rys. 2 przedstawia sumowanie napięć dodawczych.

Regulacja wzdlużna polega na sumowaniu napięć, które są ze sobą zgodne w fazie. Natomiast regulacja poprzeczna pozwala na dodawanie napięć, których wektory są przesunięte względem siebie o kąt 90°.



Rys. 1. Przesuwniki fazowe: a) Transformator dodawczy, b) transformatory z zależną (skośną) regulacją przekładni zespolonej, c) transformatory z niezależną regulacją przekładni wzdlużnej i poprzecznej [1]



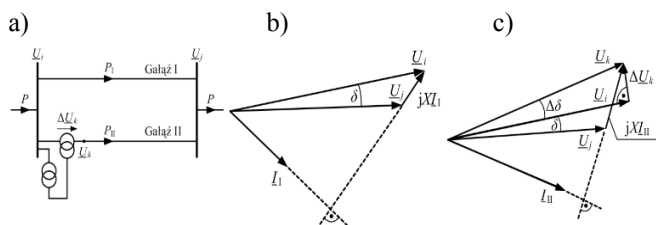
Rys. 2. Napięcia dodawcze: a) uzwojenia strony wtórnej transformatora dodawczego, b) wykres wektorowy napięć, c) napięcia dodawcze wzdlużne, d) napięcia dodawcze poprzeczne [1]

Idea metody pozwalającej na regulację kąta obciążenia w wybranej gałęzi sieci została przedstawiona na rys. 3. Przy czym poczyniono założenie, że parametry gałęzi równoległych (gałęzi I i gałęzi II) są jednakowe. Napięcia na początku i na końcu sieci wynoszą U_i i U_j a kąt pomiędzy tymi napięciami wynosi δ (kąt obciążenia). Moc przepływającą przez linie określa wzór (1) [1]:

$$P = \frac{U_i U_j}{X} \sin \delta \quad (1)$$

gdzie: U_i, U_j – napięcia w węzłach,
 δ – kąt pomiędzy wektorami napięć w węzłach.

Wykres wektorowy dla pierwszej gałęzi przedstawia rys. 3b a dla drugiej gałęzi przedstawia rys. 3c [1].



Rys. 3. Regulacja przepływu mocy czynnej przy zastosowaniu przesuwnika fazowego: a) schemat układu, b) wykres wektorowy dla linii bez przesuwnika, c) wykres wektorowy dla linii z przesuwnikiem [1]

Na rys. 3c transformator dodawczy powoduje, że do napięcia U_i dodawane jest prostopadle napięcie ΔU_k , co powoduje, że kąt obciążenia wynosi $\delta + \Delta\delta$, zatem moc płynąca przez gałąź wynosi [1]:

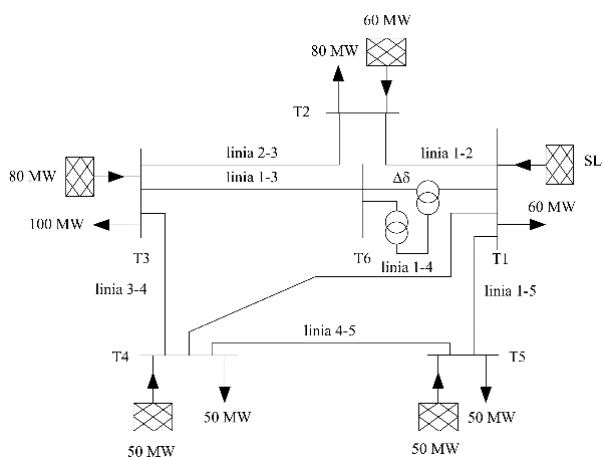
$$P_{II} = \frac{U_i U_j}{X} \sin(\delta + \Delta\delta) \quad (2)$$

Transformator dodawczy posiada uzwojenia wtórne (górne napięcie), których poszczególne fazy połączone są w szereg z linią (brak połączeń gwiazda, trójkąt). Uzwojenie pierwotne może być połączone w gwiazdę lub trójkąt (zasilane napięciem przewodowym lub międzyprzewodowym), które pokazano na rys. 2 [1].

Regulacja wzdłużna występuje w przypadku zasilania transformatora napięciami fazowymi. Regulację poprzeczną uzyskuje się przy zasilaniu transformatora dodawczego napięciami międzyfazowymi.

3. BADANA SIEĆ

Badaną sieć przedstawiono na rys. 4. Sieć składa się z 5 podsystemów elektroenergetycznych i 7 linii łączących systemy. Dwa podsystemy widoczne od szyn T4 i T5 są wewnętrznie zbilansowane. W linii 1-3 zamontowano transformator dodawczy a do szyny T6 dodano transformator wzbudający. Regulacja przepływu mocy w linii 1-3 wpływa na rozpyły w poszczególnych liniach systemu elektroenergetycznego. Założono, że wszystkie linie mają takie same parametry oraz długości i pracują na napięciu 110 kV. Transformator wzbudający ma 17 zaczepek. Przebadano transformator dodawczy o układzie połączeń strony SN w gwiazdę oraz trójkąt.

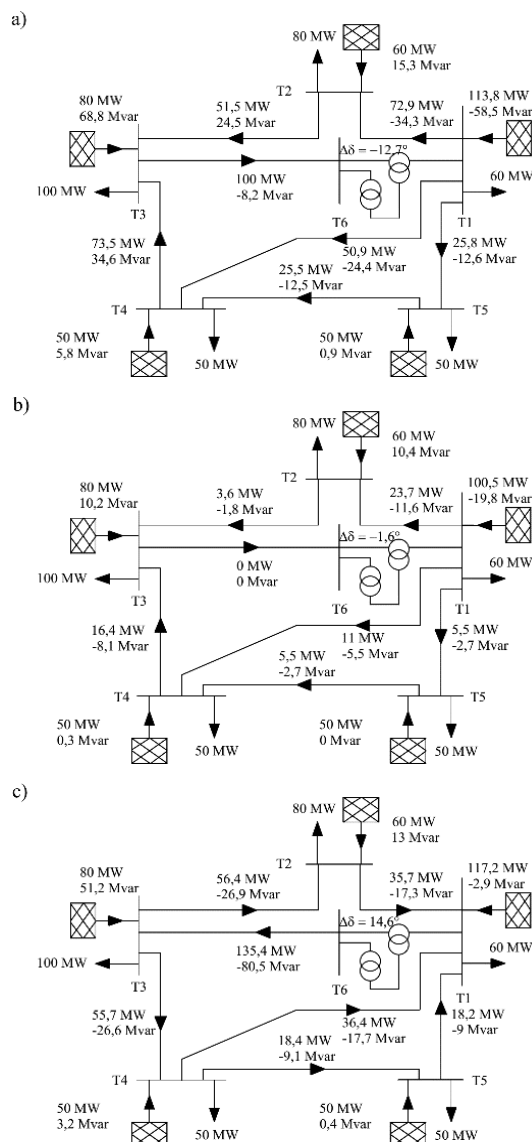


Rys. 4. Badana sieć elektroenergetyczna

4. WYNIKI BADAŃ

Regulacja mocy czynnej została pokazana na rys. 5. Strona SN transformatora wzbudającego jest połączona

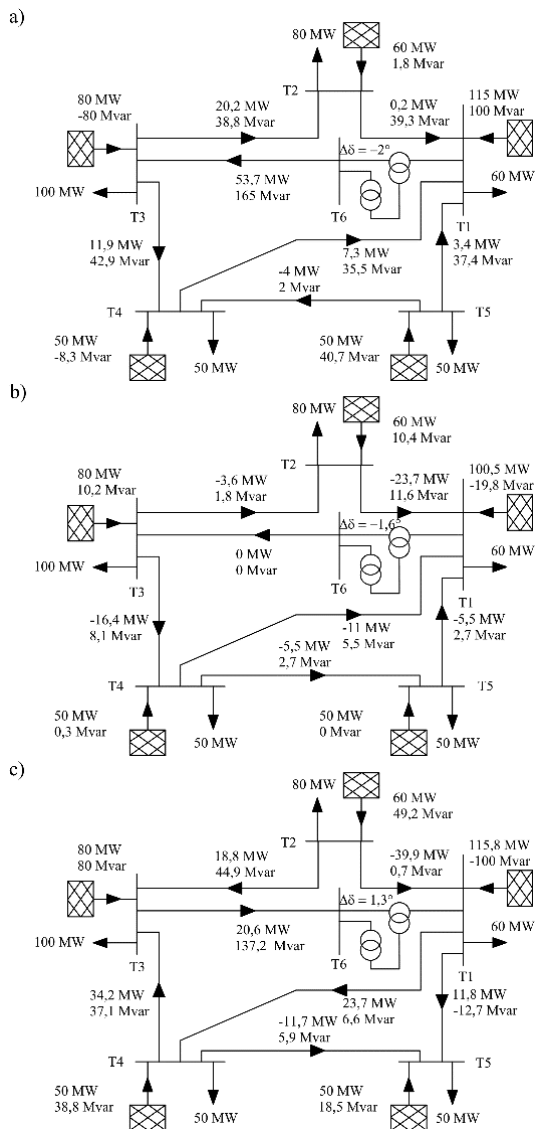
w trójkąt. Strzałki na rysunku wskazują kierunek mocy czynnej. Zmieniając zaczepek z skrajnego na skrajny można zaobserwować zmianę kierunku mocy czynnej nie tylko w regulowanej linii 1-3 ale we wszystkich liniach na przeciwny. Dla zaczepek 7 (rys. 5b) moce czynna i bierna płynące przez linię 1-3 wynoszą zero.



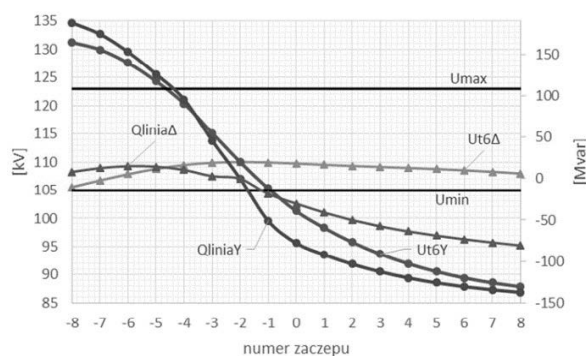
Rys. 5. Wyniki badań rozpyłowych dla układu połączeń transformatora dodawczego w trójkąt: a) zaczepek 1, b) zaczepek 7, c) zaczepek 17

Na rysunku 6 przedstawiono regulację mocy biernej. Strona SN transformatora wzbudającego jest połączona w gwiazdę. Strzałki na rysunku wskazują kierunek mocy biernej. Występuje podobna sytuacja, co przy regulacji mocy czynnej, przy zmianie zaczepek z skrajnego na skrajny można zaobserwować zmianę kierunku mocy biernej nie tylko w regulowanej linii 1-3 ale prawie we wszystkich liniach (oprócz linii 1-2) na przeciwny. Dla zaczepek 7 (rysunek 5b) moce czynna i bierna płynące przez linię 1-3 wynoszą zero.

Na rysunku 7 przedstawiono zmianę napięcia na szynie T6 (Ut6Y, UT6Δ) i mocy biernej linii 1-3 (QliniaY, QliniaΔ). Litera Y oznacz połączenie transformatora dodawczego w gwiazdę a Δ w trójkąt. Największy zakres zmian napięcia występuje podczas połączenia w gwiazdę, w trójkącie zakres ten jest mniejszy. Widoczna jest silna zależność mocy biernej przepływającej przez linię od napięcia na szynie T6.



Rys. 6. Wyniki badań rozptylowych dla układu połączeń transformatora dodatkowego w gwiazdę: a) zaczepek 1, b) zaczepek 7, c) zaczepek 17



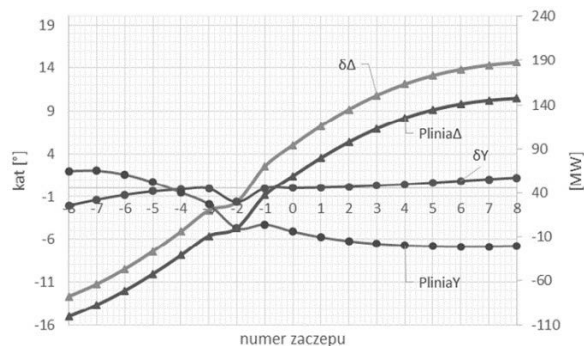
Rys. 7. Regulacja przepływów mocy biernej w linii 1-3 przy połączeniu transformatora wzbudzającego w gwiazdę i trójkąt

A COMPARISON TRANSMISSION CAPACITY OF TWO REGULATION TRANSFORMERS WITH QUADRATURE REGULATION AND IN-PHASE REGULATION

This paper describes the regulation of active and reactive power between the subsystems in larger power system. To regulate the flow were used phase shifters and booster transformer which adds voltages in phase. The regulation of the active power and reactive in considered power system was shown in this article. Important is the way to regulate a certain kind of power (active or reactive), which strongly depends of MV side connections of booster transformer (whether the system acts as a phase shifter or as a transformer which adds the voltage in phase).

Keywords: Phase Shifter, active and reactive power flow control, power angle, booster transformer connections

Zmiany kąta mocy pomiędzy szynami T6 i T1 oraz zmiany mocy czynnej płynącej w linii 1-3 przedstawiono na rysunku 8. Zmiany mocy czynnej są znaczne przy połączeniu uzwojenia transformatora dodatkowego w trójkąt. Występuje silna zależność mocy czynnej od kąta mocy. Charakterystyki dla układu połączeń w gwiazdę i w trójkąt przecinają się na 7 zaczepek, w miejscu, gdzie przepływy mocy czynnej i biernej wynoszą zero a kąt mocy wynosi $\Delta\delta = -1,6^\circ$.



Rys. 8 Regulacja przepływów mocy czynnej w linii 1-3 przy połączeniu transformatora wzbudzającego w trójkąt i gwiazdę

5. WNIOSKI

Z rysunków 7 i 8 wynika silna zależność mocy czynnej od różnicy kątów pomiędzy wektorami napięć oraz silne zależności mocy biernej od napięcia dodatkowego. W badaniach pokazano, że można regulować (kontrolować) przepływ mocy czynnej i biernej w linii 1-3 w dowolnym kierunku. Mimo, że zmiana kierunku mocy wstępuje prawie we wszystkich liniach, to jednak są to zmiany niekontrolowane. Najlepszym sposobem regulacji mocy czynnej jest zastosowanie transformatora dodatkowego połączonego po stronie SN w trójkąt. Do regulacji mocy biernej najlepiej jest wykorzystać transformator dodatkowy z uzwojeniem połączonym w gwiazdę.

6. BIBLIOGRAFIA

1. Machowski J.: Regulacja i stabilność system elektroenergetycznego, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2007
2. Korab R., Owczarek R.: Kształtowanie transgranicznych przepływów mocy z wykorzystaniem transformatorów z regulacją poprzeczną
3. Klucznik J., Dobrzyński K., Lubośny Z.: Optymalizacja poziomów napięć i rozptyłów mocy biernej w systemie elektroenergetycznym z wykorzystaniem logiki rozmytej, Acta Energetica numer 1/2013, s. 56–67
4. Szczepanik J. Sieńko T.: Nowoczesne urządzenia do kontroli rozptywu mocy w systemie elektroenergetycznym oparte na wielofazowym przekształtniku macierzowym, Acta Energetica 4/17 (2013), s. 158–165.

STUDIUM WYKORZYSTANIA PRZEKSZTAŁTNIKA MACIERZOWEGO DO BUDOWY PRZESUWNIKA FAZOWEGO

Tomasz SIENKO¹, Jerzy SZCZEPANIK²

Politechnika Krakowska

1. tel.: 12-628-26-23; e-mail: sienko77@o2.pl

2. tel.: 12-628-26-23; e-mail: jerzy_szczepamik@hotmail.com

Streszczenie: W pracy wykonano analizę zastosowania wielofazowego Przekształtnika Macierzowego (*PM*) do budowy Przesuwnika Fazowego (*PS*). Analizę przeprowadzono przy pomocy technik symulacyjnych oraz pomiarów wykonanych na sześciofazowym modelu przekształtnika zbudowanym w laboratorium. Zaprezentowano trzy podstawowe schematy kontroli oraz ich związek z właściwościami *PM*. Poza zdolnością przesuwnika fazowego do zmiany transferu mocy czynnej, interesujący jest wpływ urządzenia na transmisję mocy bierniej co pokazano w artykule.

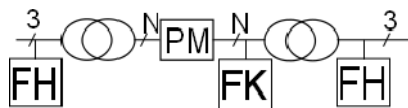
Nowo pokazane właściwości *PM* pozwalają na budowę *PS* o większych możliwościach kontroli Systemu Elektroenergetycznego (*SEE*) niż obecnie dostępne urządzenia.

Możliwości różnych wariantów sterowania *PM*, oraz duża prędkość reakcji bazującego na nim *PS* będą niewątpliwie przydatne w kontroli stanów dynamicznych pracy *SEE* (stanach po zaburzeniowych) np. do szybkiej likwidacji kołysań generatorów czy regulacji rozplywu mocy.

Słowa kluczowe: przekształtnik macierzowy, przesuwnik fazowy, FACTS, kontrola rozplywu mocy

1. WSTĘP

W chwili obecnej w Europie na wskutek budowy nowych połączeń zwiększa się wielkość *SEE* pracującego synchronicznie, a równocześnie zwiększa się penetracja Systemu Elektroenergetycznego przez źródła odnawialne. Skutkuje to zwiększeniem niekontrolowanych przepływów kołowych (loop flow) [1–4] i powstaniem potrzeby ograniczenia tego zjawiska [5–7] oraz konieczności szybkiej interwencji w rozplywu mocy w *SEE* (aby ograniczyć prawdopodobieństwo poważnej awarii lub nawet blackoutu [8–11]).



Rys. 1. Przesuwnik fazowy z przekształtnikiem macierzowym (*PM*). *FK* – filtr komutacyjny, *FH* – filtr harmonicznych

Potrzebne są zatem nowe idee, technologie i urządzenia służące do kontroli *SEE* (*FACTS*). W artykule wykonano analizę pracy nowego urządzenia posiadającego możliwości optymalizacji rozplywu mocy w warunkach statycznych oraz charakteryzującego się dużą prędkością odpowiedzi (tłumienie oscylacji między systemowych i kontrola rozplywu mocy w stanach pozaburzeniowych) – przesuwnika fazowego z *PM*. Urządzenie to (rys. 1) oraz część jego możliwości (przy wybranej metodzie sterowania) przedstawiono w artykułach [12–14]. Modyfikacja sposobu sterowania *PM* po-

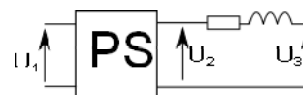
zwala uzyskać urządzenie o znacznie większych niż poprzednio sądzono możliwościach.

2. ZASADA DZIAŁANIA I OPIS URZĄDZENIA

Analizując rys. 2 można uzyskać powszechnie znane związki opisujące przepływ mocy przez linię:

$$P \sim v \quad Q \sim (U_2 - U_3) \quad (2)$$

gdzie jest v kątem pomiędzy \underline{U}_2 i \underline{U}_3 a U_2 i U_3 wartości napięć



Rys. 2. Przesuwnik fazowy (*PS*) współpracujący z linią

W konsekwencji można uznać, że skuteczną metodą kontroli mocy czynnej wymienianej pomiędzy dwoma systemami jest wykorzystanie urządzeń zmieniających fazę napięcia \underline{U}_2 względem \underline{U}_1 . Jeśli takie urządzenie także pozwoli również na zmianę amplitudy \underline{U}_2 – możliwa będzie również kontrola mocy bierniej.

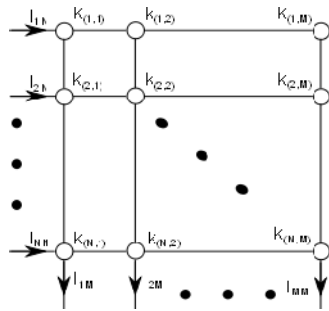
W *SEE* taką rolę pełnią: przesuwnik fazowy wykorzystujący transformator [15, 16] lub urządzenie *UPFC* [17, 18]. Urządzenia te posiadają jednak szereg wad związanych z zakresem interwencji i szybkością działania.

Rdzeniem proponowanego urządzenia (*PS*) jest wielofazowy *PM* (rys. 3) sterowany obszarowo. Jest on zbudowany z w pełni sterowalnych energoelektronicznych kluczy łączących bezpośrednio fazy „wejściowe” i „wyjściowe”. *PM* nie posiada zasobników energii – jego działanie można zatem sprowadzić do narzucenia więzów na napięcia i prądy po obu jego stronach [19, 20]. Koncepcja metody obszarowej sterowania *PM* opiera się na geometrycznej interpretacji pracy przekształtnika – Sobczyk [21, 22].

Autorzy pracy dokonali szeregu modyfikacji w oryginalnej koncepcji sterowania *PM* umożliwiających generację napięć o kształcie zbliżonym do sinusoidalnego na przez przekształtnik oraz umożliwiających sterowanie w stanach dynamicznych [23–29].

W artykule pokazano trzy podstawowe koncepcje sterowania przekładnikiem oraz wpływ tych sterowań na właściwości przekształtnika pracującego bez zmiany częstotliwości (konwersja 50 na 50 Hz). Właściwości przesuwnika fazowego dla poszczególnych sterowań zbadano nie tylko na podstawie symulacji ale także na podstawie przebiegów

otrzymanych z laboratoryjnego modelu przekształtnika o strukturze 6x6.



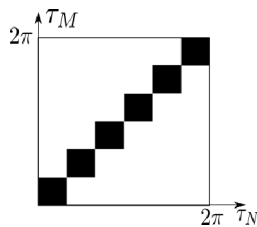
Rys. 3. Przekształtnik macierzowy

Opracowane koncepcje sterowania oparto na założeniach:

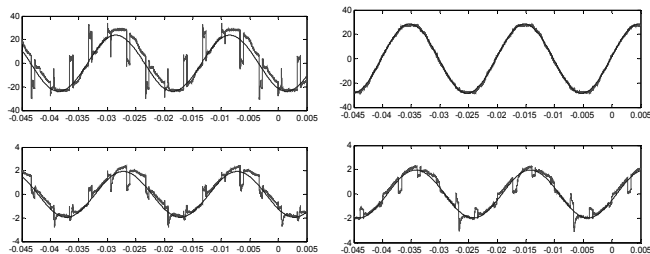
- Pierwszą na założeniu że dany przebieg wyjściowy przesunięty w fazie względem przebiegu wejściowego jest tworzony tylko z faz wejściowych sąsiednich w stosunku do pożądanego przebiegu wyjściowego.
- Druga koncepcja polega na budowie przebiegu wyjściowego z fragmentów faz wejściowych przecinających pożądaną przebiegu wyjściowy.
- Trzecią na zbudowaniu przebiegu wyjściowego z fragmentów faz wejściowych które w danej chwili są najbliższe pożądanego przebiegu.

Dla zaproponowanych algorytmów sterowań wykonano szereg eksperymentów symulacyjnych oraz na modelu fizycznym (laboratoryjnym). Wyniki pokazane w artykule otrzymano dla przesuwника pracującego w układzie pracy ze źródła napięciowego na obciążenie indukcyjne.

3. STEROWANIE „Z DWÓCH SĄSIEDNICH”



Rys. 4. Obszar przewodzenia– sterowanie „z dwóch sąsiednich”



Rys. 5. Napięcie (górną) i prąd (dół) na wyjściu (po lewej) i wejściu (po prawej) PM dla sterowania „z dwóch sąsiednich”.

Kolor czerwony przebiegi zmierzone, kolor niebieski – nałożone pierwsze harmoniczne

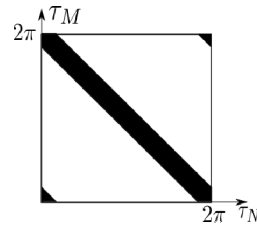
W przypadku gdy PM nie dokonuje zmiany częstotliwości napięcie wyjściowe jest składane z dwóch sąsiednich faz wejściowych (rys. 5), fazę napięcia wyjściowego reguluje się poprzez zmianę stosunku czasów w jakim na wyjście jest przyłączona jedna z dwóch sąsiednich z faz.

Analiza wyników pokazuje że transfer napięcia dla tego sterowania jest związany z kątem przesunięcia wprowadzanym przez przekształtnik, PM pozwala na transfer mocy biernej bez zmiany znaku (rys. 5).

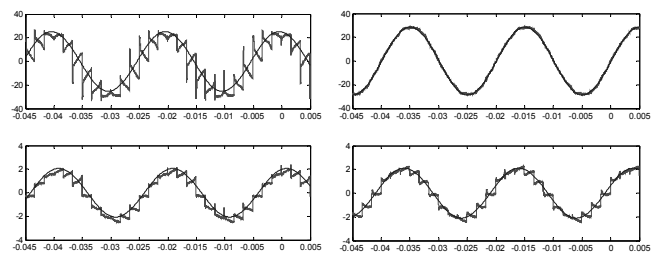
4. STEROWANIE „NA PRZECINAJĄCE”

Sterowanie to występuje w literaturze również pod nazwą jednookresowe (one-periodical), a algorytm i własności opisano w pracach [30–32]. Obszar przewodzenia dla tego sterowania pokazano na rysunku 6.

Dla sterowania „na przecinające” transfer napięcia nie zależy od kąta α , ponadto wszystkie klucze pracują przez taki sam odcinek czasu (w trakcie okresu). Godną uwagi jest również ekstremalnie niska ilość przełączeń – 4 na klucz na okres. Analiza wyników pozwala zauważyć, że tak sterowany PM pozwala na transfer mocy biernej i odwraca jej znak (rys. 7.)

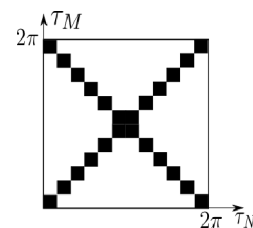


Rys. 6. Obszar przewodzenia sterowanie „na przecinające” (jednookresowe)



Rys. 7. Napięcie (górną) i prąd (dół) na wyjściu (po lewej) i wejściu (po prawej) PM dla sterowania „na przecinające się”. Kolor czerwony przebiegi zmierzone, kolor niebieski – nałożone pierwsze harmoniczne

5. STEROWANIE „Z NAJBLIŻSZEJ”

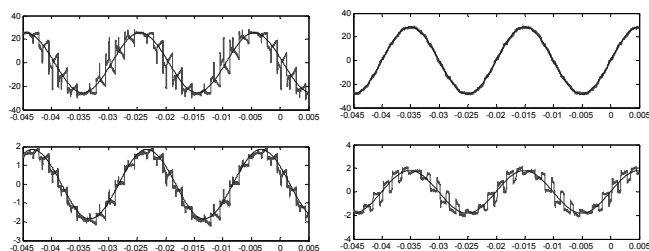


Rys. 8. Obszar przewodzenia i przebieg – sterowanie „z najbliższej”

Przebieg napięcia wyjściowego składa się z dominującej (mający największy udział) sinusoidy napięcia wejściowego uzupełnionej wstawkami z sinusoid przecinających projektowaną sinusoidę (rys. 9).

Transfer napięcia dla tak sterowanego PM jest funkcją kąta, przekształtnik jest zdolny do transferu mocy biernej oraz zmiany jej wartości i znaku. Przesunięcie fazowe pomiędzy napięciem a prądem na wejściu przekształtnika jest funkcją kąta przesunięcia wprowadzanego przez przekształtnik. Okupione to jest dużymi zniekształceniami generowa-

nymi oraz dużymi wymogami dotyczącymi synchronizacji oraz komutacji.



Rys. 9. Napięcie (góra) i prąd (dół) na wyjściu (po lewej) i wejściu (po prawej) PM dla sterowania „z najbliższej”. Kolor czerwony przebiegi zmierzone, kolor niebieski – nałożone pierwsze harmoniczne.

6. WNIOSKI

W pracy pokazano, że przesuwnik fazowy oparty na przekształtniku macierzowym posiada możliwość wpływu na przesył mocy biernej poprzez dwustronnie zasilaną linię elektroenergetyczną. Co więcej poza wpływem na przesyłaną moc czynną istnieje również możliwość zmiany charakteru przesyłanej mocy biernej a nawet manipulacji jej wielkością tylko za pomocą odpowiedniego wysterowania przekształtnika. W tej chwili trwają starania związane z budową modelu przekształtnika który mógłby być zastosowany do wybudowanego już modelu Systemu Elektroenergetycznego, co umożliwi badanie układów sterowania rozpięciem mocy w systemie. Przebiegi które pokazano w artykule są przebiegami zbieranymi bezpośrednio z zacisków laboratoryjnego modelu przesuwnika pracującego ze źródła napięciowego na obciążenie indukcyjne bez filtrów wyższych harmonicznych. Analiza pracy układów pokazuje że do rozwiązania pozostaje jeszcze szereg zagadnień związanych między innymi z synchronizacją pracy przekształtnika oraz jego komutacją.

Należy też wspomnieć że po badaniach nad wpływem przesuwnika na przepływ mocy biernej zgłoszono wniosek patentowy opisujący proponowane urządzenie do kompensacji mocy biernej wykorzystującym własności sterowań *PM* [33].

Reasumując, prezentowany w pracy Przesuwnik Fazowy dla różnych sterowań *PM* wykazuje ciekawe własności pozwalające na znacznie większą ingerencję w rozpięciem mocy w *SEE* niż przesuwnik fazowy zbudowany na transformatorze.

7. BIBLIOGRAFIA

1. Komunikat PSE Operator w sprawie wspólnego stanowiska CEPS, MAVIR, PSE Operator i SEPS na temat definicji obszarów rynkowych. <http://www.pse.pl/index.php?dzid=14&did=1082>
2. Kąkol, A. Sobczak, B. Trębski R. Badanie wpływu wyłączenia i załączania mocno obciążonej linii przesyłowej na pracę elektrowni z turbogeneratorami, *Acta Energetica* 2011, nr 3 s. 23-28
3. Cvijic, S.; Ilic, M.D., “Part II: PAR Flow Control Based on the Framework for Modeling and Tracing of Bilateral Transactions and Corresponding Loop Flows”, *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 29, no. 6, pp.2715,2722, Nov. 2014 doi: 10.1109/TPWRS.2014.2312372
4. Korab R.: Możliwości zwiększenia zdolności przesyłowych połączeń transgranicznych KSE. *Przegląd Elektrotechniczny*, nr 2/2011
5. Korab, R. Owczarek, R. Kształtowanie transgranicznych przepływów mocy z wykorzystaniem przesuwników fazowych instalowanych w liniach wymiany *Przegląd Elektrotechniczny* 2012 R.88 nr 10b s. 299–302

6. Cotrus, A.; Adam, M.; Andrusca, M.; Molodeschi, M.; Pantelimon, R., *Power flow control equipment, Electrical and Power Engineering (EPE), 2014 International Conference and Exposition on*, pp. 284,288, 16–18 Oct. 2014 doi: 10.1109/ICEPE.2014.6969914
7. Zhicheng Li; Jinghan He; Xiaojun Wang; Yip, T.; Guomin Luo, “Active control of power flow in distribution network using flexible tie switches”, *Power System Technology (POWERCON), 2014 International Conference on*, pp. 1224,1229, 20–22 Oct. 2014 doi: 10.1109/POWERCON.2014.6993526
8. Awaria systemowa w dniu 4 listopada 2006, raport końcowy, UCTE, 2007
9. Final report on the August 14, 2003 blackout in the United States and Canada: Causes and recommendations," US-Canada Power System Outage Task Force, 2004, accessed in June 2010. [Online]. Available: <https://reports.energy.gov/>
10. Final report: System disturbance on 4 November, 2006, “Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity, 2007”, accessed in June 2010. [Online]. Available: <http://www.entsoe.eu/fileadmin/user/upload/library/publications/ce/otherreports>
11. Oziemblewski, K. Opala K. Możliwości oceny bieżącego stanu stabilności SEE. Pochodne zamiast charakterystyk. *Acta Energetica* 2011 nr 2, s. 33–42
12. Szczepanik, Jerzy; Sieńko, Tomasz: „Nowoczesne urządzenia do kontroli rozpięciem mocy w systemie elektroenergetycznym oparte na wielofazowym przekształtniku macierzowym” *APE* 2013
13. Szczepanik, J. Sieńko, T. „Nowoczesne urządzenia do kontroli rozpięciem mocy w systemie elektroenergetycznym oparte na wielofazowym przekształtniku macierzowym” *Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej* 32 2013 83–86, 2013
14. Szczepanik, Jerzy, Sieńko, Tomasz; „New Multiphase Matrix Converter Based Device for Power Flow Control” *Acta Energetica* 4/17 (2013) pp. 158–165
15. Verboomen, J.; Van Hertem, D.; Schavemaker, P.H.; Kling, W.L.; Belmans, R., *Phase shifting transformers: principles and applications, Future Power Systems, 2005 International Conference on*, vol., no., pp.6 pp.,6, 18–18 Nov. 2005 doi: 10.1109/FPS.2005.204302
16. Rimez J., Van Der Planken R., Wiot D., Claessens G., Jottrand E., Declercq J.: Grid Implementation of a 400 MVA 220/150 kV $-15^{\circ}/+3^{\circ}$ Phase-shifting Transformer for Power Flow Control in the Belgian Network: Specification and Operational Considerations. Paper no A2-202, Proceedings of the 2006 CIGRE Session, Paris, France, August 2006
17. Namin, M.H., Using UPFC in order to Power flow control, *Industrial Technology, 2006. ICIT 2006. IEEE International Conference on*, vol., no., pp.1486,1491, 15–17 Dec. 2006 doi: 10.1109/ICIT.2006.372401
18. Murugan, A.; Thamizmani, S., A new approach for voltage control of IPFC and UPFC for power flow management, *Energy Efficient Technologies for Sustainability (ICEETS), 2013 International Conference on*, vol., no., pp.1376,1381, 10–12 April 2013 doi: 10.1109/ICEETS.2013.6533588
19. Sieńko, T. Schemat zastępczy przekształtnika macierzowego dla stanów dynamicznych przy sterowania jednookresowym *Czasopismo Techniczne 1-E/2012 zeszyt 24, rok 109, ISSN 0011-4561, ISSN 1897-6301*
20. Sieńko, T.; Sobczyk, T. J. Modelling concept of $N \times M$ matrix converter under periodic control for dynamic states, *Archives of Electrical Engineering*, 63 2 305–315, 2300–2506, 2014
21. Sobczyk T.J. Control strategy of matrix converters, in *Proc. of European Conf. on Power Electronics and Applications (EPE)*, pp. 93–97, 1993, vol. 4,
22. Sobczyk, T. J. The matrix converter – a universal power electronic unit, *Prace Instytutu Elektrotechniki*, 2002, pp. 5–21, ISSN 0032-6216,
23. Szczepanik J., Sieńko T.: New control scheme and new application area for a multiphase matrix converter. (s. 85–89) *Third*

- IASTED Asian Conference POWER AND ENERGY SYSTEMS April 2–4, 2007, Phuket, Thailand ISBN CD: 978-0-88986-657-7
24. Szczepanik J., Sieńko T.: New control algorithm for multiphase matrix converter, Proceedings of 16th International Conference on Systems Science 4-6 September 2007, Wrocław, Poland (tom III s 241-250) ISBN 978-83-7493-341-4
 25. Szczepanik J., Sieńko T. A new concept of application of multiphase matrix converter in power system, Proceedings of EUROCON 2007 The International Conference on "Computer as a Tool" Warsaw, Poland September 9-12 ISBN: 1-4244-0813-X IEEE Catalog Numer 07EX1617C
 26. Sieńko T., Szczepanik J., Sobczyk T. J. Voltage Phase Controller for Power Systems, Proceedings of 9th International Conference Electrical Power Quality and Utilisation. Barcelona, 9–11 October 2007 ISBN of CD 978-84-690-9441-9
 27. Szczepanik, J.; Sienko, T. New Control Strategy for Multiphase Matrix Converter, Systems Engineering ICSENG'2008 19–21.08.2008 Page(s): 121–126 Digital Object Identifier 10.1109/ICSEng.2008.44
 28. Szczepanik, J. Sienko, T. Control scheme for a multiphase matrix converter"EUROCON2009. This paper appears in: EUROCON 2009, EUROCON '09. Publication Date: 18–23 May 2009 On page(s): 545–551 Location: St.-Petersburg Print ISBN: 978-1-4244-3860-0 INSPEC Accession Number: 10798882 Digital Object Identifier: 10.1109/EURCON.2009.5167685 Current Version Published: 20 lipiec 2009
 29. Tomasz Sieńko, Jerzy Szczepanik The study of Implementation of Multiphase Matrix Converter in Power System, Przegląd Elektrotechniczny vol 2013. Nr 8 RokLXXXIX PL ISSN 0033-2097, (s.10–15).
 30. Sieńko T., Sobczyk T. J. Matrix converter control for applications to multi-phase high-speed microgenerators. Archives of Electrical Engineering 2004 (vol. LIII No. 2, pp. 217–228)
 31. Sobczyk T. J, Sieńko T. Application of Matrix Converter as a Voltage Phase Controller in Power System S13-17 IEEE SPE-EDAM 23–26.05.2006 Taormina, Italy ISBN: 1-4244-0194-1
 32. Sieńko T. Sobczyk T. Sposób sterowania przekształtnikiem macierzowym Polski Patent: (21) 358928, (22) 27-02-2003, H02M5/00, BUP 06-09-2004 18/2004,WUP 29-01-2010 01/2010
 33. Sieńko T., Szczepanik J., Hudym V. Sposób kompensacji mocy biernej, urządzenie do kompensacji mocy biernej Zgłoszenie oznaczone jest numerem P.408817.

THE STUDY OF THE APPLICATION OF MATRIX CONVERTER INTO PHASE SHIFTING DEVICE

Nowadays, in modern power systems there is a tendency to build more and more dispersed energy sources, to increase their transmission abilities and to increase their size. Parallel to these actions, the requirements regarding the quality of the delivered energy and system reliability are also increased. These changes required the new solutions to system control in both static and dynamic states of work to be implemented.

The paper includes the analysis of the application of the multiphase Matrix Converter (MC) to the development of the phase shifting device. The analysis was performed not only on the basis of the simulation, but also on the basis of the waveforms obtained from the real life model constructed in the laboratory. The relationships between the device control algorithms and the properties of the built on their basis phase shifting device were thoroughly investigated. Some of the described properties of the MC are not only connected to its ability to influence active power flow in the power line, but also to its impact on reactive power transmission. For three developed control procedures, the reactive power flow control was investigated for MC working as a voltage source inverter on inductive load. The capabilities of alternative control procedures and short device reaction times can be useful not only for power flow control, but also during system dynamic states for example to fast dumping of the system oscillations. The research is the continuation of the previously published work, and its next step will include the solution to the MC commutation problems and the implementation of the MC based shifting device to the already build model of the multi-node power system.

Keywords: matrix converter, phase shifter, FACTS, power flow control

ZADANIE OPTYMALNEJ KOMPENSACJI MOCY BIERNEJ W SIECIACH ROZDZIELCZYCH ŚREDNIEGO NAPIĘCIA – KRÓTKA CHARAKTERTYSTKA ROZWIĄZAŃ

Waldemar SZPYRA¹, Wojciech BĄCHOREK², Aleksander KOT³

AGH Akademia Górniczo – Hutnicza, al. A. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków

1. tel.: 12 617 3247; e-mail: wszpyra@agh.edu.pl

2. tel.: 12 617 2599; e-mail: wojbach@agh.edu.pl

3. tel.: 12 617 4066; e-mail: akot@agh.edu.pl

Streszczenie: Referat poświęcony jest problematyce optymalnego rozmieszczenia źródeł mocy biernej w otwartych sieciach rozdzielczych średniego napięcia (SN). W referacie sformułowano zadanie optymalizacji wraz z warunkami ograniczającymi oraz wskazano metody jego rozwiązania. Omówiono dane niezbędne do wykonania obliczeń oraz przyjmowane założenia. Dokonano obliczeń optymalizacyjnych dla szeregu rzeczywistych sieci SN, których podstawowe dane wraz z charakterystykami uzyskanych rozwiązań zaprezentowano w referacie. Pracę kończy podsumowanie zawierające wnioski z wykonanych analiz.

Słowa kluczowe: elektroenergetycznie sieci rozdzielcze, kompensacja mocy biernej, optymalizacja.

1. WPROWADZENIE

W ostatnich latach wyraźnie zarysowują się tendencje do poszukiwania rozwiązań służących poprawie efektywności oraz wspierających ochronę środowiska w wielu obszarach i dziedzinach życia. Dotyczy to także, a może w szczególności sektora elektroenergetyki. Redukcja strat oraz poprawa sprawności sieci rozdzielczych znajdują się na czele strategii przedsiębiorstw sieciowych – Operatorów Systemów Dystrybucyjnych (OSD).

Jednym ze sposobów redukcji strat mocy i energii jest stosowanie kompensacji mocy biernej. Z badań i analiz przeprowadzonych przez Autorów wynika, że powszechnie stosowane w praktyce krajowej systemy kompensacji w sieciach rozdzielczych (kompensacja centralna w głównych punktach zasilania (GPZ) i kompensacja biegu jałowego w stacjach SN/nn) przeważnie charakteryzują się niską efektywnością ekonomiczną [1, 2, 3].

Skłania to do sformułowania zadania optymalizacji, które byłoby zorientowane na dostarczanie rozwiązań charakteryzujących się wysoką efektywnością ekonomiczną z punktu widzenia OSD.

Mając powyższe na uwadze przyjęto dla proponowanego systemu kompensacji:

- stosowanie kondensatorów po stronie niskiego napięcia – kompensowanie tej samej mocy biernej jest znacznie tańsze po stronie niskiego niż średniego napięcia,
- instalację kondensatorów o relatywnie większych mocach w wybranych, nielicznych stacjach SN/nn – obniża to jednostkowy koszt kompensacji,
- zastosowanie kondensatorów załączonych na stałe oraz okresowo (przy wykorzystaniu styczników sterowanych zegarami) – co pozwala na wykorzystanie potencjału

kompensacji przy zmiennych przebiegach zapotrzebowania mocy biernej.

2. ZADANIE OPTYMALIZACJI

Zadanie optymalizacji sprowadza się do wyboru takich lokalizacji (stacji SN/nn) kondensatorów oraz określenia ich mocy, przy których zysk, określony jako różnica pomiędzy oszczędnościami wynikającymi z ograniczenia strat mocy i energii O_A , a kosztami kompensacji K_A , osiąga wartość maksymalną:

$$\max: Z_A = O_A - K_A \quad (1)$$

Zakłada się, że w sieci z przyłączonymi kondensatorami:

- nie są przekroczone wartości dopuszczalne w zakresie obciążalności prądowej elementów sieci oraz wartości poziomów napięć w jej węzłach,
- łączna moc kondensatorów przyłączonych na stałe nie przekracza minimalnej wartości mocy biernej dostarczonej z sieci wysokiego napięcia (WN),
- łączna moc wszystkich kondensatorów (przyłączonych na stałe i załączanych okresowo) nie przekracza minimalnej mocy pobieranej z sieci WN w założonym czasie pracy załączenia kondensatorów.

Do obliczeń optymalizacyjnych zastosowano dedykowany program stworzony przez Autorów. Został on opracowany na bazie metody wyznaczania kosztów i efektów kompensacji mocy biernej przedstawionej w [1, 4]. Program realizuje dwa algorytmy wyboru optymalnej mocy i lokalizacji kondensatorów w sieci: heurystyczny oraz ewolucyjny. Optymalizowaną funkcją celu może być osiągany w ciągu roku zysk lub roczne ograniczenie strat energii czynnej [5].

3. DANE I ZAŁOŻENIA

Zestaw danych niezbędnych do wykonania obliczeń obejmuje:

- zbiór danych opisujących strukturę i parametry analizowanej sieci rozdzielczej SN,
- zbiór danych pomiarowych o przebiegach zapotrzebowania na moc czynną i bierną analizowanej sieci rozdzielczej SN,
- zbiór parametrów zawierających wskaźniki makroekonomiczne, wskaźnik kosztowe oraz ceny urządzeń do kompensacji.

Przyjęto, że w proponowanym systemie kompensacji zostaną wykorzystane kondensatory niskiego napięcia których parametry przedstawiono w tabeli 1.

Obliczenia wykonuje się przy następujących założeniach:

- napięcie zasilające sieć jest równe średniej z rocznych wartości napięcia,
- czas pracy kondensatorów przyłączonych na stałe jest równy liczbie godzin w roku (8760 h),
- czas pracy kondensatorów ze stycznikami jest dla wszystkich kondensatorów jednakowy (kondensatory są załączane i wyłączane jednocześnie we wszystkich stacjach),
- stopień obciążenia transformatorów zasilanych z danego obwodu jest w poszczególnych interwałach czasu taki sam dla wszystkich transformatorów,
- stosunek energii biernej do energii czynnej odbieranej poszczególnych transformatorów SN/nn zasilanych z danego obwodu jest w poszczególnych interwałach czasu taki sam dla wszystkich transformatorów i jest równy stosunkowi energii biernej do energii czynnej wpływającej do tego obwodu w odpowiednich interwałach.

Dwa ostatnie założenia (d i e) są potrzebne tylko wtedy, gdy nie dysponujemy danymi o mocach pobieranych z poszczególnych stacji transformatorowych SN/nn.

Tabela 1. Ceny stosowanych kondensatorów

Moc znamionowa [kvar]	Cena kondensatorów przyłączanych na stałe [zł/szt.]	Cena kondensatorów ze stycznikami [zł/szt.]
7,5	193	593
10	193	618
12,5	193	633
15	240	710
18,3	275	765
20	275	845
25	490	1080
30	490	1120

4. CHARAKTERYSTYKA OBIEKTÓW

Dla zadania optymalizacji kompensacji mocy biernej w sieci rozdzielczej SN obiektem jest rzeczywista sieć dystrybucyjna zasilana z jednej stacji transformatorowej 110 kV/SN (z jednego GPZ).

Dysponując szczegółowymi danymi o sieciach SN oraz rocznych przepływach energii dla 9 stacji transformatorowych 110 kV/SN zlokalizowanych w różnych częściach Polski przystąpiono do budowy modeli niezbędnych dla realizacji obliczeń optymalizacyjnych.

Sieci SN zasilane z analizowanych stacji są mocno zróżnicowane. Liczba linii SN zawiera się w przedziale od 4 do 26, długość sieci SN od 13 do 797 km, a liczba zasilanych stacji SN/nn od 17 do 595 sztuk.

Dla tych obiektów przeprowadzono obliczenia optymalizacji kompensacji mocy biernej z zastosowaniem obu algorytmów: heurystycznego oraz ewolucyjnego.

5. WYNIKI OBLICZEŃ

Z uwagi na objętość niniejszego referatu zaprezentowanie pełnych wyników obejmujących szczegółowe lokalizacje kondensatorów w poszczególnych sieciach SN nie jest możliwe i nie byłoby celowe. Zdecydowano się na przedstawie-

nie zbiorczych informacji dla każdego obiektu obejmujących charakterystyki techniczne oraz wskaźniki ekonomiczne uzyskanych rozwiązań.

Tabela 2 zawiera informacje charakteryzujące uzyskane rozwiązania dla wszystkich 9 obiektów. Prezentowane warianty rozwiązań dotyczą zastosowanych typów kondensatorów, odpowiednio: F – tylko kondensatory załączone na stałe, S – tylko kondensatory załączane stycznikami, F+S – rozwiązania z użyciem obu typów kondensatorów. Wszystkie przedstawione w tabeli 3 wyniki zostały uzyskane przy użyciu algorytmu heurystycznego.

Czas obliczeń dla algorytmu heurystycznego zawierał się w przedziale od kilku do kilkudziesięciu minut w zależności od wielkości obiektu. Dla tych samych obiektów jeden przebieg algorytmu ewolucyjnego zajmował od kilku do kilkudziesięciu godzin. Czasy te stanowią wykładnię złożoności obliczeniowej problemu optymalnego rozmieszczenia źródeł mocy biernej w rzeczywistych sieciach otwartych.

6. WNIOSKI

Oba opracowane algorytmy umożliwiają rozwiązanie problemu optymalnego rozmieszczenia źródeł mocy biernej dla rzeczywiście występujących wymiarów zadania. Obliczenia z użyciem algorytmu ewolucyjnego są znacznie bardziej czasochłonne lecz pozwalają na uzyskanie – w niektórych przypadkach – rozwiązań o kilka procent lepszych od rozwiązań uzyskanych metodą heurystyczną.

Na podstawie analizy wyników dla obiektów rzeczywistych zestawionych w tabeli 3 można sformułować następujące wnioski:

- Kompensacja mocy biernej przy wykorzystaniu odpowiednio zwymiarowanych i rozlokowanych kondensatorów nn może być efektywnym sposobem ograniczania strat energii w sieci SN;
- Efektywność takiej kompensacji zależy przede wszystkim od:
 - rozległości, rodzaju budowy i przekrojów przewodów sieci zasilanej z danego GPZ,
 - ilości energii biernej w ciągu roku pobieranej przez tą sieć,
 - obecności składowej stałej w rocznym przebiegu zapotrzebowania na moc bierną;
- Najbardziej efektywna z ekonomicznego punktu widzenia jest kompensacja przy użyciu wyłącznie kondensatorów załączonych na stałe;
- Rozwiązania charakteryzujące się maksymalnym zyskiem z ograniczenia strat energii nie są najbardziej efektywne z ekonomicznego punktu widzenia. Przyrost nakładów inwestycyjnych na zainstalowanie kondensatorów pracujących okresowo jest znacznie większy niż przyrost zysku wynikającego z ich zainstalowania;
- Analiza wskaźników efektywności ekonomicznej dla uzyskanych rozwiązań pozwala podzielić badane objekty na takie, w których:
 - kompensacja jest nieopłacalna (obiekty D, F oraz G),
 - kompensacja jest bardzo efektywna (obiekty A, H oraz I),
 - kompensacja opłaca się – pozostałe objekty.

Tabela 2. Zbioreze informacje charakteryzujące uzyskane rozwiązania zadania optymalizacji kompensacji mocy biernej dla 9 obiektów

Wyszczególnienie	Symbol [jednostka]	GPZ A		GPZ B		GPZ C		GPZ D		GPZ E		GPZ F		GPZ G		GPZ H		GPZ I	
		F + S	F	F + S	F	S	S	S	S	S	S	S	S	F + S	F	F + S	F	F + S	F
Ilość energii biernej pobieranej w ciągu roku	E_r [Mvarh/rok]	38 305	33 398*	9 558	9 421*	7 166	7 166*	25 015	3 820*	29 082	29 076*	5 979	4 059*	13 795	13 757*	5 207	3 995*	23 293	23 293*
Ilość energii biernej pobieranej w czasie $T_w = 7000$ godz.	E_{r7000} [Mvarh]	34 197		8 676		6 490		24 603		27 477		5 763		12 583		5 107		21 199	
Ograniczenie mocy kondensatorów przyłączonych na stałe	$\text{Max } Q_F$ [kvar]	820	820	109	109	0	0	0	0	0	0	0	0	500	500	8	8	258	258
Ograniczenie mocy wszystkich kondensatorów	$\text{Max } Q_{FS}$ [kvar]	2 890	820	654	109	483	700	700	700	1570	389	389	389	1090	500	255	255	1547	258
Liczba kondensatorów przyłączonych na stałe	n_{st} [szt.]	37	37	3	3	0	0	0	0	0	0	0	0	24	24	0	0	6	6
Moc znamionowa kondensatorów przyłączonych na stałe	Q_{st} [kvar]	902,5	902,5	115	115	0	0	0	0	0	0	0	0	535	535	0	0	270	270
Nakłady inwestycyjne na kondensatory przyłączone na stałe	K_{st} [zł]	10 833	10 833	1 191	1 191	0	0	0	0	0	0	0	0	6 679	6 679	0	0	2 678	2 678
Liczba kondensatorów załączanych okresowo	n_{ok} [szt.]	27	-	16	-	6	1	1	1	45	1	1	1	3	-	5	3	13	-
Moc znamionowa kondensatorów załączanych okresowo	Q_{ok} [kvar]	945	-	585	-	205	50	50	50	1680	50	50	50	130	-	250	130	550	-
Nakłady inwestycyjne na kondensatory załączane okresowo	K_{ok} [zł]	26 716	-	16 019	-	5 851	1 222	1 222	1 222	45 880	1 222	1 222	1 222	3 380	-	6 110	3 380	14 176	-
Całkowite nakłady inwestycyjne	K_I [zł]	37 549	10 833	17 210	1 191	5 851	1 222	1 222	1 222	45 880	1 222	1 222	1 222	10 059	6 679	6 110	10 059	16 854	2 678
Roczne ograniczenie strat energii czynnej	δE_a [kWh/rok]	176992	150098	34 962	11 645	20 332	915	915	915	101 472	839	839	839	67 032	64 589	5677	67 032	42 587	21 756
Roczny zysk wynikający z kompensacji mocy biernej	Z_r [zł/rok]	43 104	40 368	6 698	3 050	4 640	24,63	24,63	24,63	20 880	7,21	7,21	7,21	16 696	16 632	640	16 696	9 362	5 787
Wskaźnik wartości zaktualizowanej netto	NPI/R [zł/zł]	7,70	25,00	2,61	17,18	5,32	0,14	0,14	0,14	3,05	0,04	0,04	0,04	11,14	16,71	0,70	11,14	3,73	14,50
Stopa zwrotu nakładów inwestycyjnych	P [%]	22,65	37,98	10,08	32,89	18,19	-	-	-	11,81	-	-	-	27,26	32,52	-	27,26	14,06	30,66
Jednostkowy koszt ograniczenia strat energii	k_{ogw} [zł/kWh]	0,0421	0,0146	0,0976	0,0213	0,0567	0,2641	0,2641	0,2641	0,0892	0,2880	0,2880	0,2880	0,0298	0,0206	0,2129	0,0298	0,0790	0,0258
Dyskontowany okres zwrotu nakładów inwestycyjnych	DPP [lat]	0,80	0,24	2,52	0,35	1,18	nigdy!	nigdy!	nigdy!	2,12	nigdy!	nigdy!	nigdy!	0,55	0,36	13,83	0,55	1,71	0,42

Oznaczenia: F – tylko kondensatory przyłączone na stałe; S – tylko kondensatory ze stycznikami; F + S – rozwiązanie z użyciem obu typów kondensatorów;

* – ilość energii biernej pobieranej przez linie SN objęte obliczeniami optymalizacyjnymi.

Ze względu na przyjęte założenia odnośnie rozplywu energii biernej w analizowanych sieciach (założenia (d) i (e) podane w podrozdziale dotyczącym danych i założeń) uzyskane wyniki należy traktować jako orientacyjne. Decyzje o zabudowie systemu kompensacji powinny być poprzedzone weryfikacją rozplywu energii biernej w sieci.

7. BIBLIOGRAFIA

1. Kot A., Nowak W., Szpyra W., Tarko R.: Efficiency improvement of reactive power compensation in power distribution networks, *Przegląd Elektrotechniczny*, 2013 R.89 nr 6, ISSN 0033-2097, s. 190–195.
2. Szpyra W., Nowak W., Moskwa Sz., Tarko R., Bąchorek W., Benesz M.: Efektywność kompensacji mocy biernej w sieciach dystrybucyjnych, materiały konferencyjne APE'11, Gdańsk 2011.
3. Szpyra W.: Efektywność kompensacji mocy biernej stanu jałowego transformatorów SN/nn, *Przegląd Elektrotechniczny*, 2011 R.87 nr 2, ISSN 0033-2097, s. 144-146.
4. Szpyra W., Bąchorek W., Kot A., Nowak W., Tarko R.: Wyniki optymalizacji kompensacji mocy biernej w sieciach elektroenergetycznych, III Konferencja Naukowo-Techniczna - Problematyka mocy biernej w sieciach dystrybucyjnych i przesyłowych, Wisła 2014 r.
5. Szpyra W., Bąchorek W., Kot A., Makuch A.: Kryteria optymalnej kompensacji mocy biernej w sieciach dystrybucyjnych, materiały konferencyjne APE'13, Gdańsk 2013.

OPTIMAL REACTIVE POWER COMPENSATION IN MEDIUM VOLTAGE NETWORKS – SHORT SOLUTIONS CHARACTERISTIC

The paper addresses the problem of optimal reactive power compensation in a distribution network. In general, the optimal solution to reactive power compensation problem relies upon finding the location, size of capacitors and their working time at which the adopted objective function reaches its extreme. The method proposed in this paper maximizes the profit resulting from the reduction of network losses. Additionally, the optimal solution should meet specified constraints. The constraints include: maintaining voltage levels within acceptable limits, not overloading network elements, and limiting the power of capacitors to prevent overcompensation. As a measure of the economic efficiency of solutions the net present value ratio (NPVR) was assumed. The NPVR cannot be used as an objective function because the addition of next capacitor decreases the value of NPVR in the iterative process. We developed two optimization algorithms for solving the task: heuristic and evolutionary. This paper presents selected results of numerical studies for 9 real polish distribution networks fed by a 110/15 kV transformer.

Keywords: power distribution networks, reactive power compensation, optimization

STEROWANIE I MONITORING OBIEKTÓW ENERGETYCZNYCH WG STANDARDU LFC

Dariusz WOJTANOWICZ, Roman SKAKOWSKI, Edward ZIAJA

Instytut Automatyki Systemów Energetycznych Sp. z o. o.,
tel: (+71) 3484221; fax: (+71) 3482183; e-mail:sekretariat@iase.wroc.pl

Streszczenie: Artykuł przybliża zasadę działania nowego systemu rozdzielu mocy LFC będącego następcą systemu ARCM SOWE. Większość pracy skupia się na architekturze węzła lokalnego systemu LFC autorstwa IASE Sp. z o.o. Zostały przybliżone tu zagadnienia automatycznego sterowania blokami wg planów i poleceń z regulatora centralnego LFC, monitoringu pracy systemu poprzez zintegrowany moduł SMPP oraz zagadnienia związane z nowymi technologiami wykorzystywanymi przez LFC (m.in. protokół ICCP-TASE.2, standard IEC60870-6). Opisano także najważniejsze komponenty SRM LFC odpowiedzialne m.in. za wymianę danych z automatyką blokową, archiwizację i udostępnianie danych historycznych, zadawanie oraz podgląd aktualnych wartości regulacyjnych przesyłanych przez OSP.

Słowa kluczowe: ARCM, LFC, SMPP, ICCP-TASE.2.

1. INFORMACJE OGÓLNE

LFC to wdrażany obecnie przez PSE Operator S.A. standard systemu automatycznej regulacji częstotliwości i mocy, którego zadaniem jest prowadzenie oraz monitoring w czasie rzeczywistym bloków energetycznych pracujących w polskiej sieci elektroenergetycznej, określanych mianem Jednostek Wytwórczych Centralnie Dysponowanych (JWCD). System LFC jest następcą systemu SOWE, pracuje w środowisku rozproszonym, integrując w sieci dostępne JWCD i realizując sterowanie regulatora centralnego LFC (RC LFC). Każda JWCD jest autonomiczna w sieci LFC oraz uczestniczy w procesie regulacji mocy, gdy jest oficjalnie dopuszczona przez OSP do pracy w środowisku produkcyjnym LFC.

Globalna „inteligencja” systemu zaszyta jest w elemencie regulatora centralnego, którego zasadniczym zadaniem jest utrzymanie równowagi pomiędzy mocą wytwarzaną a aktualnym zapotrzebowaniem na nią w ramach KSE. RC LFC komunikuje się z elektrownią za pośrednictwem węzła lokalnego systemu LFC (WL LFC).

Węzeł lokalny integruje różne rozwiązania technologiczne stosowane na terenie obiektu w taki sposób, aby było to transparentne dla RC LFC. Prowadzi dialog bezpośrednio lub pośrednio z automatyką blokową realizując sterowania z RC LFC oraz przekazując zwrotnie do WC SMPP aktualne wartości i stany parametrów pracy JWCD.

Oficjalna specyfikacja WL LFC bardzo precyzyjnie określa sposób prowadzenia konwersacji w relacji OSP ↔ WL LFC (protokół ICCP-TASE.2), nie narzuca jednak żadnych konkretnych rozwiązań projektowych co do komunikacji WL LFC z układami automatyki JWCD. Różnorodność rozwiązań technologicznych po stronie obiektu przekłada się bezpośrednio na złożoność implementacji węzła lokalnego LFC. Proces integracji SRM LFC z istniejącymi rozwiązaniami nie jest rzeczą trywialną i wymaga współpracy

wszystkich zaangażowanych przedsiębiorstw w celu zbudowania niezawodnej infrastruktury łączącej każdą JWCD z RC LFC.

Wymogi projektowe stawiane węzłom lokalnym zostały sprecyzowane przez PSE Operator S.A. w dwóch dokumentach pt. „Wymogi wobec JWCD na potrzeby wdrażania systemu LFC” oraz „Procedura odbioru węzłów lokalnych systemu LFC w elektrowniach”. Do najważniejszych celów projektowych OSP zaliczyć można:

- wysoką niezawodność działania całego układu,
- zapewnienie redundancji typu *hot spare* (gorącej rezerwy),
- szybkie przełączanie się między trybami *master/slave* instancji serwerów SRM,
- wykorzystanie protokołu ICCP-TASE.2 (standard IEC60870-6) w procesie wymiany danych z OSP (blok 1 – plany i 5 – sterowania) oraz obsługa komunikacji typu RBE¹⁾,
- integracja w WL funkcjonalności systemu LFC i SMPP,
- przejście z czasu lokalnego (w SOWE) na czas UTC (w LFC) w planach BPKD,
- raportowanie i rejestrowanie najważniejszych aktywności w systemie,
- obsługa różnych wariantów komunikacyjnych z lokalizacjami OSP,
- dostosowanie automatyki WL do wymogów LFC (regulatory turbin, systemy wizualizacji i rejestracji danych, DCS, etc.)²⁾.

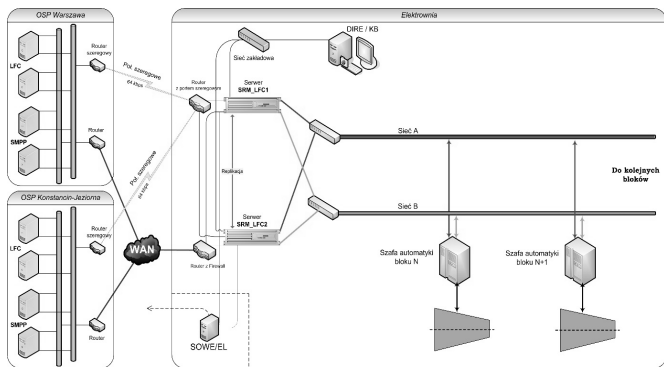
Z perspektywy IT system WL LFC składa się z redundantnej jednostki centralnej w postaci dwóch równorzędnych serwerów *SRM_LFC1* i *SRM_LFC2*, komputerów klienckich zlokalizowanych u Dyżurnego Inżyniera Ruchu Elektrowni (DIRE) oraz u Kierowników Bloków (KB), redundantnej sieci komunikacyjnej umożliwiającej dostęp do obu instancji serwerów SRM LFC oraz sieci procesowej służącej do komunikacji z regulatorami turbin.

Komunikacja ze zdalnymi serwerami RC LFC i WC SMPP odbywa się poprzez dedykowany układ sieciowy do OSP – połączenia szeregowo (X.21, G.703) oraz szerokopasmowy WAN.

Serwery WL LFC posiadają także połączenia z serwerem SOWE/EL, które umożliwiają pobieranie planów BPKD SOWE w przypadku awarii/braku planów w systemie LFC.

¹⁾ Opisane dalej w tekście.

²⁾ Wymogi PSE Operator S.A. dotyczące szybkości regulacji mocy w paśmie regulacji wtórnej dla bloku, to reakcja rzędu 5 sekund po stronie automatyki blokowej, zaś aktywacja całego pasma regulacyjnego nie może przekraczać 15 minut.



Rys. 1. Schemat ogólny połączeń sieciowych SRM LFC

Instancje SRM LFC posiadają identyczne zestawy działających aplikacji i usług. W przeciwieństwie do swoich poprzedników (systemy SOWE, ARCM) LFC jest systemem zapewniającym pełną replikację wymienianych w nim danych. Mechanizm redundancji SRM LFC wykorzystuje autorskie rozwiązania *data exchange heartbeat*, odpowiedzialne za automatyczne i natychmiastowe przełączanie się serwerów w tryb *master/slave* po wykryciu sytuacji awaryjnej (linia czerwona na rys. 1). Zestawienie torów replikacji metodą *ad-hoc* pozwala na obejście pełnej infrastruktury sieciowej, co skraca czasy replikacji danych, zmniejsza awaryjność i odciąża sieci przemysłowe od generowania w nich nadmiarowego ruchu.

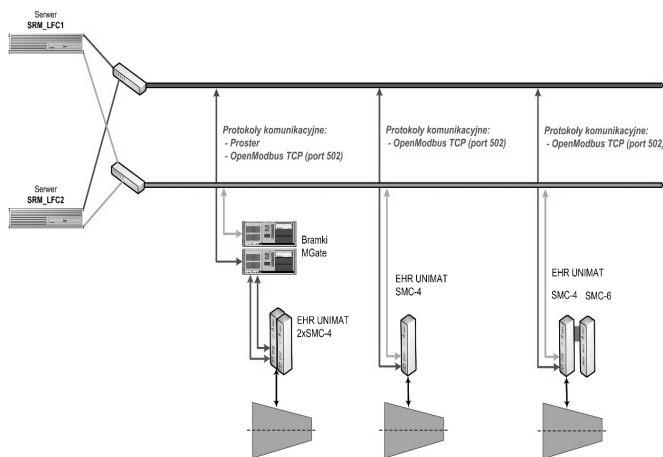
2. TRYBY STEROWANIA JWCD ORAZ INTEGRACJA WL Z ISTNIEJĄCYMI UKŁADAMI AUTOMATYKI

System LFC może realizować sterowanie blokami JWCD w następujących wariantach:

- praca automatyczna
 - **bez ingerencji personelu obsługującego** – wg wartości mocy zadanej na kolejne kwadransy z planów BPKD LFC oraz zgodnie z bieżącymi poleceniami regulacyjno-sterującymi z RC LFC w zakresie zadanych stanów regulacji pierwotnej i wtórnej oraz wartości mocy zadanej w paśmie regulacji wtórnej.
 - **z ingerencją personelu obsługującego** – JWCD pracuje w trybie automatycznym LFC, jednak DIRE lub KB z powodów technologicznych dokonuje ręcznego ustawienia niektórych parametrów pracy. Przykładowo przy ręcznym wyłączeniu regulacji wtórnej – blok nie realizuje regulacji wtórnej, a WL LFC pomija wszystkie polecenia z RC LFC dotyczące regulacji wtórnej w JWCD.
- praca w trybie ręcznym

JWCD nie pracuje w żadnym z wyżej wymienionych trybów automatycznych, zaś regulator turbiny realizuje wybrany przez operatora bloku program, np.: *Regulacja ciśnienia pary świeżej, Regulacja mocy zadanej przez operatora, Sterowanie ręczne*, itp.

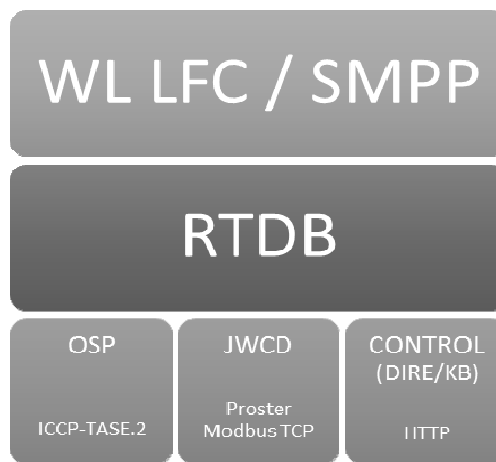
Poniższy schemat ilustruje przykłady rozwiązań komunikacji WL LFC z automatyką blokową wykorzystując wejście bezpośrednie na sterownik, bądź poprzez bramki MGate systemu automatyki MASTER.



Rys. 2. Przykłady połączeń SRM LFC z automatyką blokową

3. ARCHITEKTURA ORAZ FUNKCJONALNOŚĆ OPROGRAMOWANIA SRM LFC

Implementacja SRM LFC autorstwa IASE sp. z o.o. wykorzystuje wielowarstwową, modułarną architekturę składającą się z trzech zasadniczych poziomów bazujących na wzorcu projektowym MVC. Umożliwia to wyraźną i naturalną separację funkcjonalności poszczególnych elementów, co przekłada się na przejrzystość implementacji oraz stwarza elastyczniejsze warunki przyszłej rozbudowy. Dzięki modularnej strukturze można łatwo rozszerzyć np. część sieciową o obsługę dodatkowych protokołów komunikacyjnych, bądź wzbogacić aktualne moduły archiwizacji danych o obsługę zewnętrznych źródeł magazynowania danych. Przekłada się to również na lepszą skalowalność systemu, jako całości.



Rys. 3. Model warstwowy instancji SRM LFC

Warstwę komunikacyjną (kolor zielony na rys. 3) tworzą protokoły wymiany danych. Odbyna się tu dialog ze zdalnymi serwerami RC LFC oraz WC SMPP w zakresie nawiązywania i utrzymania połączeń (asocjacji ICCP), odbierania planów mocy zadanej BPKD dla JWCD oraz realizacja poleceń regulacyjno-sterujących LFC, a także zwrotne udostępnianie bieżących parametrów pracy JWCD do WC SMPP (w trybie RBE³⁾ bądź normalnym – na żądanie z OSP). Komunikacja SRM z automatyką blokową odbywa

³⁾ Dane przesyłane są przy zmianach wartości sygnałów, bądź po upływie tzw. czasu integralności (w systemie LFC to 15 min. Bezczywności w paśmie komunikacji SMPP protokołu ICCP-TASE.2).

się w jednym z wariantów przedstawionych wcześniej na rysunku nr 2. Dostęp do danych SRM umożliwia usługa sieciowa (*web service*) poprzez protokół HTTP. Udostępnia ona informacje o stanach wykonywanych procesów, planach BPKD, zdarzeniach, wartościach sygnałów, przełączników i zmiennych wewnętrznych systemu.

Warstwa danych (kolor niebieski na rys. 3) to warstwa pośrednicząca pomiędzy warstwą komunikacyjną, a warstwą prezentacji, w której dominującą rolę pełni baza danych czasu rzeczywistego (RTDB). Działająca w architekturze *klient/serwer* RTDB składa się, replikuje oraz zarządza wszystkimi danymi pochodzącymi zarówno z zewnątrz (plany BPKD oraz sterowania z OSP) jak i z wnętrza systemu (sygnały z PLC/DCS). Aplikacje oraz procesy robocze SRM komunikują się ze sobą poprzez mechanizmy RTDB, realizując m.in. wykonywanie bieżących poleceń regulacyjno-sterujących w stronę automatyki blokowej JWCD.

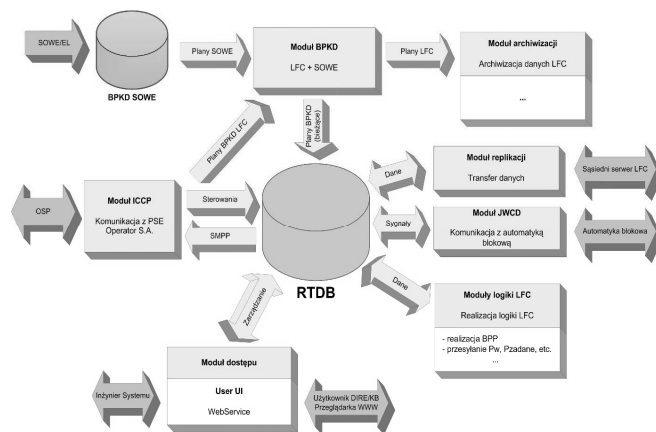
Warstwa prezentacji (kolor szary na rys. 3) odpowiedzialna jest głównie za wizualizację danych. W jej skład wchodzi także główna usługa WL LFC pracująca w trybie terminalowym⁴⁾.

4. PRZEPIY ORAZ AKWIZYCJA DANYCH

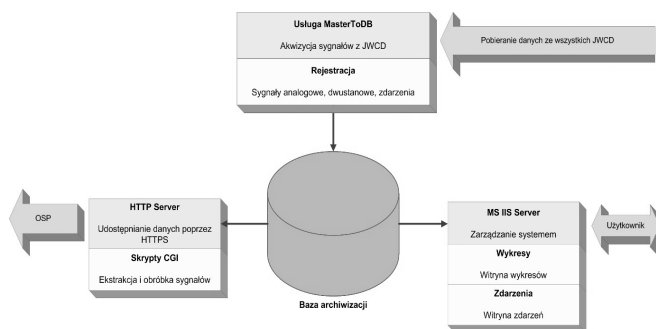
Serwery SRM pracują nieprzerwanie w trybie gorącej rezerwy (*master/slave*) wymieniając między sobą informacje statusowe (mechanizm *heartbeat*) i w razie awarii zamieniają się rolami. Krajowy serwer RC LFC może ustanowić połączenie z dowolnie wybranym serwerem WL LFC (w analogiczny sposób nawiązując połączenia serwery SMPP). Wszystkie polecenia regulacyjne oraz plany BPKD przesyłane z RC LFC do wybranego serwera SRM są replikowane na sąsiednią instancję SRM LFC. Otrzymane polecenia regulacyjne są (po ich walidacji) wysyłane do automatyki blokowej JWCD z serwera wiodącego (pracującego aktualnie w trybie *master*). Otrzymane plany BPKD archiwizowane są w lokalnych bazach danych serwerów SRM LFC, a następnie zostają wykorzystane we właściwych kwadransach do wypracowania poleceń regulacyjnych dla konkretnych JWCD. Wymiana danych serwerów SRM LFC z urządzeniami komunikacyjnymi automatyki blokowej JWCD odbywa się dwutorowo poprzez redundantne sieci. Oba serwery SRM LFC stale utrzymują komunikację z JWCD, odczytując z automatyki blokowej bieżące parametry pracy bloków. Serwery SRM umożliwiają personelowi obsługującemu na uruchomienie witryny zarządzania systemem LFC, nadzorować jego pracę, dokonywać przełączania trybów pracy poszczególnych JWCD oraz zadawać wartości ręczne. Rysunek nr 4 ilustruje powyższy, uproszczony przepływ danych pomiędzy poszczególnymi elementami systemu LFC, podsumowując dotychczas omawianą funkcjonalność pojedynczego SRM LFC.

Akwizycja danych w systemie prowadzona jest poprzez niezależną usługę systemową w której następuje trendowa rejestracja zmiennych analogowych, dwustanowych oraz zdarzeń z bloków JWCD do bazy MS SQL Server (oprogramowanie MasterToDB). Dane rejestracji archiwalnej dostępne są dla OSP, a także zasilają witryny zdarzeń oraz wykresów operatorów bloków.

⁴⁾ Tryb pracy wykorzystywany głównie w celach diagnostycznych, przy pracach wdrożeniowych i pilotażowych SRM LFC na obiektach.



Rys. 4. Schemat przepływu danych wewnątrz SRM LFC



Rys. 5. Akwizycja oraz udostępnianie danych historycznych w SRM LFC

5. INTERFEJS UŻYTKOWNIKA

Każdy serwer SRM LFC posiada własną instancję serwera IIS, hostującego identyczny zestaw witryn sieci web zaimplementowanych w technologii ASP.NET. Poprzez interfejs WWW użytkownik uzyskuje jednoczesny dostęp do systemu LFC oraz SOWE. Po autoryzacji system automatycznie przechodzi do widoku panelu zarządzania, z którego (zgodnie z przydzielonymi uprawnieniami) użytkownik może:

- otrzymywać alarmy dotyczące niepoprawnych poleceń z RC LFC oraz problemów komunikacyjnych z OSP,
- uzyskiwać bieżące informacje statusowe o stanach usług i modułów systemów LFC oraz SOWE,
- przeglądać plany BPKD oraz zdarzenia bezpośrednio z automatyki blokowej,
- zestawiać sygnały na wykresach i generować wykresy danych historycznych,
- wybierać preferowany SRM dla danego bloku lub przełączać tryby pracy poszczególnych JWCD (tryby AUTO/RĘKA – tylko DIRE i/lub kierownicy/operatorzy bloków).

Srv	Dnia	Oper	Resp	WARTERNA	REALIZOWANA	WOCZYGNIWA	WOCZYGNIWA	REZERWA	REZERWA	REZ. TUB.	TYP. A/R	WOCZYGNIWA (REZ.)
1	L	L	A	S:350 350	S:350 350	349	349	A WYL	A ZAL -1	NMA	A	329
2	L	L	A	S:350 350	S:350 350	349	349	A WYL	A ZAL -1	NMA	A	362
3	L	L	A	S:360 360	S:360 360	359	359	A WYL	A ZAL -1	NMA	A	348
4	S	S	A	310	310	309	309	A WYL	A WYL	NMA	A	340

Rys. 6. Widok głównego panelu sterowania systemem LFC

6. ROZSZERZENIA STANDARDOWEJ FUNKCJONALNOŚCI WL LFC AUTORSTWA IASE SP. Z O.O.

Podczas przeprowadzania prac modernizacyjnych WL LFC w elektrowniach Opole oraz Bełchatów została wydzielona usługa systemowa udostępniająca rozszerzony zestaw sygnałów podsystemu SMPP do centrali w PGE GiEK w Bełchatowie. Wymiana danych odbywa się tu również w protokole czasu rzeczywistego ICCP-TASE.2. Rozwiązanie to zapewniło dodatkowy monitoring pracy systemu LFC bez nadmiernego obciążania głównych procesów SRM.

Opracowany został także mechanizm sygnalizacji prac remontowych i przeglądów turbiny przez inżyniera systemu, polegający na „wyłączeniu” danej JWCD z komunikacji z OSP. Wszystkie wartości zwracane z JWCD w stronę OSP zostają wyzerowane oraz oznakowane jako niewiarygodne zapobiegając przedostawaniu się „przypadkowych” wartości zwrótnie do OSP, z czego elektrownia może zostać rozliczona w późniejszym czasie. Polecenia regulacyjno-sterujące z OSP zostają „przyblokowane” w SRM, zwracając status niedostępności danej JWCD.

Wprowadzono również możliwość wyboru preferowanego SRM (LFC/SOWE) dla każdej JWCD z poziomu wspólnego panelu zarządzania SRM upraszczając tym samym proces przełączania się na „zapasowy” SRM w przypadku wystąpienia awarii.

7. WDROŻENIA I ODBIORY

Węzły lokalne LFC wykonane przez IASE Sp. z o.o. zostały wdrożone i odebrane przez PSE Operator S.A. w Elektrowni Opole (obsługa czterech bloków JWCD) oraz w Elektrowni Bełchatów (obsługa trzynastu bloków JWCD). Wdrożenia przeprowadzane były stopniowo dla poszczególnych JWCD każdego z obiektów, tak jak i oficjalne odbiory poszczególnych JWCD przez OSP. Podczas wdrożeń wszystkie zauważone nieprawidłowości były naprawiane

jeszcze przed przystąpieniem do oficjalnych testów z OSP. Część funkcjonalności została jednak zaimplementowana nieco później (tj. obsługa szybkiego przerzucania połączeń na sprawny SRM lub blokowanie wysyłania przez SMPP sygnałów z bloków odstawionych do remontu lub będących w stanie postoju).

8. PODSUMOWANIE

Standard LFC wprowadził szereg innowacyjnych rozwiązań w stosunku do poprzednich implementacji systemów ARCM. Ciągła praca w czasie rzeczywistym zapewnia natychmiastową mobilizację dostępnych JWCD, dzięki czemu sieć KSE może szybciej osiągać stabilizację po wystąpieniu w niej zakłóceń. Protokół ICCP-TASE.2 zapewniający sprawdzoną wcześniej w systemie SMPP niezawodną transmisję danych jest standardem transmisyjnym w wielu systemach elektroenergetycznych, co stwarza perspektywę realnej integracji LFC z tymi systemami. Standaryzacja rozwiązań technologicznych daje również nadzieję na stworzenie bardziej jednolitej globalnej infrastruktury komunikacyjnej, co może stać się nawet bodźcem do implementacji „inteligentnej” sieci typu *smart grid*, zdolnej do heurystycznej auto-rekonfiguracji w przypadku wystąpienia awarii jednego lub kilku jej elementów.

9. BIBLIOGRAFIA

1. PSE Operator S.A., Wymogi wobec JWCD na potrzeby wdrażania systemu LFC, Warszawa 2011.
2. PSE Operator S.A., Procedura odbioru węzłów lokalnych systemu LFC w elektrowniach, Warszawa 2013.
3. Pasiut G., Komarzyniec M., Kurzynski A., Wybrane zagadnienia w zakresie dostosowania bloków do udziału w obronie i odbudowie zasilania KSE, materiały konferencyjne, Warszawa 2007.
4. Union for the Coordination of Transmission of Electricity, Instrukcja pracy systemów połączonych UCTE (wersja 2.2, poziom E), 2004.

POWER PLANT CONTROL AND MONITORING ACCORDING TO THE LFC STANDARD

Article presents a general principle of operation of the new power distribution system LFC, the successor of the ARCM SOWE system. Briefly explains basic concepts used in the process of automatic control of the JWCD work in the KSE/UCTE. Presents also the concept and overall construction of operating in a distributed and heterogeneous environment LFC system, which consists of a central LFC/SMPP node and local nodes, represented by power plants working in the LFC network.

Most of the work focuses on the architecture of the local LFC node implemented by IASE Sp. z o.o [Ltd.]. Article brings closer the issues of automatic block control according to the plans and commands from the central LFC node, system data monitoring through integrated SMPP module and the issues associated with new communication protocols used by the LFC standard (including ICCP-TASE.2 protocol, IEC60870-6 standard).

In addition, a brief description of the system auxiliary processes is included, which are responsible for communication with automation systems, storage and sharing of historical data, signal control and visualization, as well as the specifications of the modules implementing the functionality of hot redundancy and data replication between working in master/slave relationship SRM LFC server instances.

Keywords: ARCM, LFC, SMPP, ICCP-TASE.2



**NOWE TECHNOLOGIE
W SYSTEMACH
ELEKTROENERGETYCZNYCH**

S4

SYSTEMY GIS I AMI JAKO ŹRÓDŁA DANYCH DO POPRAWY EFEKTYWNOŚCI PRACY SIECI – WYNIKI BADAŃ W OBSZARZE PILOTAŻOWYM

Sławomir NOSKE¹, Dominik FALKOWSKI²

ENERGA-OPERATOR SA ul. Marynarki Polskiej 130, 80-557 Gdańsk

1. tel.: +48 587788058; e-mail: slawomir.noske@energa.pl

2. tel.: +48 587788059; e-mail: dominik.falkowski@energa.pl

Streszczenie: Nowe technologie z obszaru Smart Grid umożliwiają zwiększenie obserwowalności sieci i wykorzystanie danych do wdrożenia nowych narzędzi analitycznych. Integrując dostępne dane możliwa jest zmiana sposobu zarządzania pracą sieci i podniesienie jej efektywności. W artykule przedstawiono wyniki z przeprowadzonych w 2014 r. badań w zakresie możliwości ograniczenia strat technicznych w sieci nN poprzez rekonfigurację i optymalizację układu pracy sieci. Dzięki wykorzystaniu danych z systemów monitorujących pracę sieci nN oraz nowoczesnych metod obliczeniowych możliwe jest ograniczenie w znacznym stopniu strat technicznych w sieci nN w sposób bezinwestycyjny (bez dodatkowych nakładów w rozbudowę sieci).

Słowa kluczowe: sieci inteligentne, smart grid, sieć nN, redukcja strat.

1. PROJEKT PILOTAŻOWY NA PÓLWYPIE HELSKIM

W roku 2011, ENERGA-OPERATOR SA rozpoczęła pracę nad pierwszym projektem pilotażowym wdrożenia sieci Smart Grid w Polsce. Celem projektu było zbadanie jaki wpływ na pracę sieci będzie miało wprowadzenie do „tradycyjnej” sieci elektroenergetycznej elementów Smart Grid. Projektem swoim obszarem objął cała sieć SN i nN

na obszarze Półwyspu Helskiego oraz jedna linia napowietrzna SN Piaśnica zasilana z GPZ Władysławowo wraz z siecią nN zasilaną z tego ciągu. Projektem zostało objętych ponad 200 km linii SN, 150 stacji SN/nN oraz 150 km linii nN. Z sieci na obszarze pilotażu zasilanych jest blisko 10 tys. odbiorców. W projekcie prowadzone były badania w obszarze: poprawy niezawodności i efektywności pracy sieci, ograniczenie kosztów prowadzenia ruchu sieci dystrybucyjnej oraz optymalizacji wykorzystania istniejącej infrastruktury sieciowej i telekomunikacyjnej [4, 5]. Jedną z przeprowadzonych analiz było zbadanie możliwości ograniczenia strat technicznych w sieci poprzez optymalizację konfiguracji i układu pracy sieci.

2. BADANIA REDUKCJI STRAT NA POZIOMIE nn

Prace badawcze prowadzone były w okresie letnim, w czasie szczytu obciążenia w badanym obszarze. Badania prowadzone były w dwóch etapach:

- badania modelowe wraz obliczeniami optymalizacyjnymi dla sieci SN i nN w obszarze Półwyspu Helskiego (przy ograniczanych danych z systemu AMI),



Rys. 1. Obszar sieci objęty badaniami na poziomie nN – miasto Jastarnia

- szczegółowe obliczenia techniczne dla wybranego obszaru sieci nN w oparciu o dane pomiarowe z układów bilansujących stacji transformatorowych SN/nN i liczników AMI zainstalowanych u odbiorców.

W ramach pierwszego etapu badań zostały wykonane obliczenia na całym modelu sieci SN i nN na Półwyspie Helskim. W związku z niepełnymi danymi z liczników AMI (system AMI był w trakcie wdrażania) w badaniach posłużono się danymi pomiarowymi z uruchomionych liczników AMI oraz z systemu billingowego (odczyty inkasenckie). W wyniku przeprowadzonych badań obliczono możliwość redukcji strat w sieci SN i nN na poziomie 9% w okresie szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną w ciągu roku. W celu osiągnięcia takiego efektu konieczne byłoby wykonaniu 213 przełączeń w sieci 66].

Po zakończeniu badań w ramach pierwszego etapu przystąpiono do etapu drugiego, który zakładał przeprowadzenie analiz optymalizacji układu pracy w zakresie tylko sieci nN dla zamkniętego obszaru od strony topologii sieci (wyspa z brakiem możliwości zasilenia odbiorców ze stacji SN/nN z poza obszaru badań). Jako obszar badań wybrano miejscowość Jastarnia, na terenie której znajduje się blisko 1500 odbiorców. Analizy były prowadzone w okresie od 1 lipca do 31 sierpnia 2014 r.

Tablica 1. Wyniki obliczeń z I etapu optymalizacji układu pracy sieci SN i nN dla całego Półwyspu Helskiego

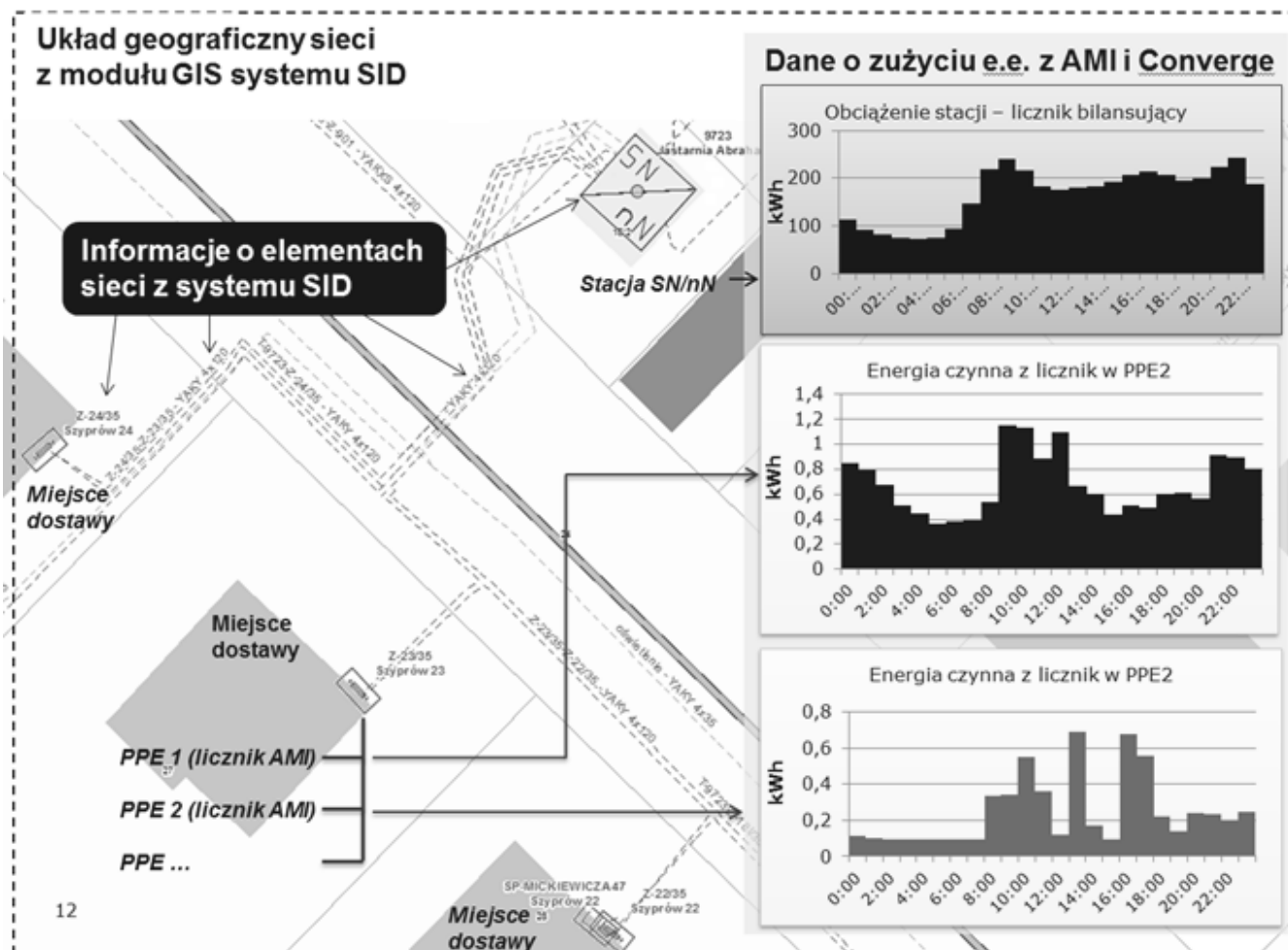
Wyniki obliczeń za okres 1 czerwca – 31 lipca 2013r.	
Początkowe straty energii w układzie normalnym	280 276 kWh
Optymalizacja układu wymagająca 213 przełączeń	
Straty energii po zoptymalizowaniu układu	254 616 kWh
Zmniejszenie strat energii	25 660 kWh
Obliczona redukcja strat w sieci SN i nN	9,2%

3. MODEL MATEMATYCZNY SIECI nn

Na bazie modelu z etapu pierwszego został opracowany bardzo szczegółowy model matematyczny sieci nN dla miejscowości Jastarnia. Zawierał on:

- dane na temat sieci w obszarze miejscowości Jastarnia
- informacje o topologii sieci wraz z informacją o punktach podziałowych
- dane o przypisaniu odbiorcy do punktu poboru energii elektrycznej (PPE)
- rzeczywiste dane o zużyciu energii
- rzeczywiste dane o energii przepływającej przez stację SN/nN

Podstawowym źródłem informacji na temat sieci były dane zawarte w System Informacji o Dystrybucji (SID).



Rys. 2. Opracowany model sieci dla miasta Jastarnia. Prezentacja powiązań między geograficznym modelem sieci a punktami poboru energii (PPE) elektrycznej wraz z rzeczywistymi danymi o zużyciu energii w poszczególnych godzinach

W systemie zawarte są wszelkie informacje na temat majątku sieciowego tj. przekroje, długości i typy przewodów, schematy połączeń i złącz kablowych, przypisanie odbiorców do punktów zasilania w sieci, informacje o punktach podziałowych. System posiada również model sieci w odwzorowaniu geoprzestrzennym. Dane o zużyciu energii elektrycznej odbiorców pochodziły z aplikacji AMI (taryfa G) oraz z systemu CONVERGE (taryfy C i B). Dane o zużyciu energii czynnej w systemie AMI jest pozyskiwane w interwałach 15 minutowych. System AMI jest przygotowany również do dostarczania informacji o zużyciu energii biernej. W związku z bardzo ograniczonym zastosowaniem takowych danych są one obecnie odczytywane raz na dobę. System CONVERGE dostarcza dane o zużyciu energii czynnej i biernej z gradacją godzinową. W związku z kurortowym charakterem Jastarni, w okresie letnim pojawiają się odbiorcy sezonowi prowadzący działalność jedynie przez okres sezonu. Odbiorcy ci nie są wyposażeni w liczniki z możliwością zdalnego odczytu. Na potrzeby analiz dla tych odbiorców zostały estymowane krzywe obciążenia w oparciu o miesięczne odczyty bilingowe. Dodatkowo model został uzupełniony o dane z liczników bilansujących znajdujących się w stacjach SN/nN oraz odczytami z systemu SCADA dla stacji posiadających system opomiarowania odpływów.

4. BADANIA I WYNIKI

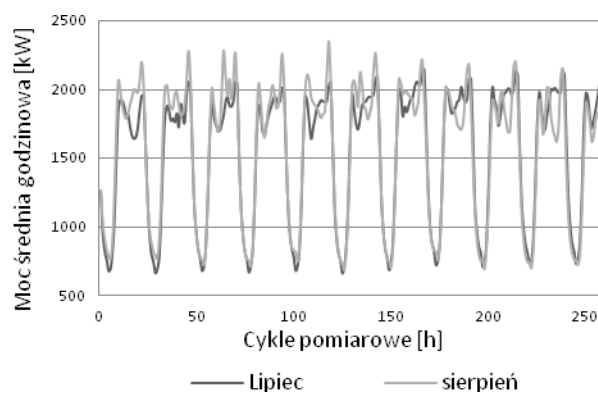
Do wykonania obliczeń posłużono się system ELGrid firmy GLOBEMA. Program umożliwia wykonanie różnych analiz pracy sieci, między innymi analiz optymalizacji układu pracy sieci pod kątem minimalizacji strat sieciowych [77]. W badaniach wykorzystano zaimplementowaną metodę optymalizacji konfiguracji sieci SN oraz nN, opartą o algorytm genetyczny wykorzystujący jako funkcję kryterialną prosty okres zwrotu poniesionych nakładów. Algorytm uwzględnia podstawowe ograniczenia techniczne tj.: zachowanie otwartej konfiguracji sieci, brak przeciążeń długotrwałych elementów sieciowych oraz utrzymanie poziomu napięcia w dopuszczalnym zakresie [66]. Optymalna konfiguracja sieci jest obliczana poprzez manipulowanie układem połączeń sieci w złączach kablowych, dla których określono koszt i łatwość wykonywania przełączeń. W analizie nie brano pod uwagę możliwości rozbudowy sieci w celu poprawy efektywności pracy (wariant bezinwestycyjny). Badania zostały wykonane dla okresu szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną - sezonie letni. W pierwszej kolejności w oparciu o dane pomiarowe z miesiąca lipca

wyliczono poziom strat dla układu normalnego oraz optymalny układ pracy sieci. Na przełomie miesięcy lipca i sierpnia zostały wykonane przełączenia w sieci zgodnie z wyliczonym układem optymalnym i ponownie wykonano obliczenia poziomu strat, tym razem dla sierpnia. Badania modelowe wykazywały potencjalną redukcję poziomu strat energii w sieci nN na poziomie 16%. Wymagało to wykonanie 17 przełączeń w sieci nN.

Tablica 2. Wyniki obliczeń z II etapu optymalizacji układu pracy sieci nN w miejscowości Jastarnia

	Lipiec	Sierpień
Początkowe straty energii w układzie normalnym	20 375 kWh	18 487 kWh
Optymalizacja układu wymagająca 17 przełączeń		
Starty energii dla zoptymalizowanego układu	17 075 kWh	14 798 kWh
Zmniejszenie strat energii	3 300 kWh	3 689 kWh
Procentowa redukcja strat w sieci nN	16,2%	19,95%

W celu potwierdzenia wyników analiz i potencjału redukcji strat energii przeprowadzono dodatkowo szczegółową analizę. Dla wybranych 10 dni z miesiąca lipca i sierpnia wykonano bilansowanie energii.



Rys. 3. Dobowa zmienność obciążenia dla wybranego okresu 10 dni w miesiącu lipcu i sierpniu

Podczas wyboru okresu referencyjnego kierowano się kryterium zbliżonego poziomu zużycia energii w obu miesiącach oraz zbliżonym kształtem krzywych obciążenia. Analiza została przeprowadzona dla okresów doby



Rys. 4. Wpływ optymalizacji na obciążenie ciągów zasilających: lipiec układ normalny (lewa), sierpień układ optymalny (prawa)

w których występują największe straty energii oraz zużycie energii w sieci jest największe (godzina 9–15). Wyniki bilansowania potwierdziły obliczony redukcję strat sieciowych w sieci. Przeprowadzona analiza przy użyciu systemu EL-Grid pozwoliła również zbadać w jaki sposób zmienia się obciążalność elementów sieci.

5. WNIOSKI KOŃCOWE

Przeprowadzone badania wykazały, że istnieje duży potencjał podniesienia efektywności pracy sieci wykorzystując bezkosztowe sposoby związane z analizą sposobu pracy sieci i optymalizacją układu pracy sieci. Szczególnie duży potencjał istnieje w sieciach niskiego napięcia dla których opracowane przed latami metody układy normalne nie są obecnie układami optymalnymi. Wraz z rozwojem sposobów zarządzania majątkiem sieciowym przedsiębiorstwa sieciowe budują informacje o sieci w systemach informacji przestrzennej (systemy klasy GIS). Mogą one stać się bardzo dobrym źródłem danych do budowy modelu matematycznego sieci w systemach obliczeniowych. Nowe rozwiązania i technologie z obszaru Smart Grid takie jak np. AMI czy systemy monitorowania i pomiarów w głębi sieci dostarczają niezbędnych danych do określenia rozpyłów mocy w sieci. Te nowe rozwiązania zapewniają niespotykaną jakość danych obliczeniowych i wprowadzają nową jakość do obliczeń. Aby skutecznie je wykorzystywać niezbędne jest zapewnienie wysokiej jakości danych i bieżąca aktualizacja. Przeprowadzone badania potwierdzają, że:

- już dzisiaj istnieją techniczne możliwości do budowy systemów obliczeniowych opartych na rzeczywistych modelach sieci i rozpyłach mocy obliczonych w oparciu o rzeczywiste dobowe charakterystyki obciążeń każdego indywidualnego odbiorcy,

- w obszarach miejskich w których sieci nie jest bardzo rozbudowana z wieloma możliwościami przełączeń układu pracy istnieje duży potencjał w zakresie optymalizacji pracy sieci i ograniczenia strat technicznych
- nowoczesne systemy obliczeniowe mogą być wykorzystywane znacznie szerzej (nie tylko do ograniczania strat technicznych). Mogą posłużyć do zwiększania mocy przyłączeniowej, ograniczenia inwestycji związanych z rozbudową sieci.

6. BIBLIOGRAFIA

1. Wizja wdrożenia sieci inteligentnej w ENERGA-OPERATOR SA w perspektywie do 2020 roku, Gdańsk 2011 r.
2. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej.
3. Polityka energetyczna Polski do 2030 r.
4. Noske S., Wawrzyniak M.: Półwysep Helski – pilotażowy projekt sieci inteligentnych, Acta Energetica 21 (4/2014), ISSN 2300-3022.
5. Falkowski D.: Noske S., Helt P., Monitorowanie, pomiary w sieciach inteligentnych – projekt pilotażowy Smart Grid na Półwyspie Helskim, materiały konferencyjne VI konferencja naukowo – techniczna straty energii elektrycznej w sieciach elektroenergetycznych, Rawa Mazowiecka 2014.
6. Noske S., Helt P.: Możliwości redukcji strat sieciowych dzięki optymalizacji układu pracy sieci, materiały konferencyjne VI konferencja naukowo – techniczna straty energii elektrycznej w sieciach elektroenergetycznych, Rawa Mazowiecka 2014.
7. Falkowski D., Helt P., Kołodziejczyk K., Zduńczyk P.: Doświadczenia z wdrażania modułu obliczeń technicznych dla sieci SN i nN, materiały konferencyjne VI konferencja naukowo – techniczna straty energii elektrycznej w sieciach elektroenergetycznych, Rawa Mazowiecka 2014.

TITLE OF PAPER

GIS AND AMI SYSTEMS AS A SOURCE OF DATA TO IMPROVE THE EFFICIENCY OF THE NETWORK – THE RESULTS OF THE PILOT PROJECT

Following the major challenges in ensuring high quality of the electricity supply, improving the power system efficiency, and enabling the offering of new service levels to energy consumers, ENERGA-OPERATOR SA (DSO) is launching a pilot project of Smart Grid solutions. The Hel Peninsula has been selected as the pilot project area. The paper focuses on the analysis and results of the Smart Grid project, especially on the new possibilities of reduce technical losses in MV and LV network. Research on the model of MV and LV networks were designed to evaluate the possibility of increasing the efficiency of the network through the use of technical calculations based on actual data obtained from GIS, SCADA and AMI. Calculation system (ELFGird) was used to perform optimization calculations for network reconfiguration, based on genetic algorithms. This is a system to support development, planning and management of electric grid including distributed generation, energy storages and controllable receivers and network configuration optimization.

The level of total reduction of energy losses in the Hel Peninsula was over 10%. Basing on the carried research work and analysis it has been found that there is a big possibility to reduce technical losses in LV network. That is possible by using integrated information from AMI, GIS, SCADA LV.

Keywords: Smart Grid, LV Network, technical losses reduction

KORPORACYJNE SYSTEMY MONITOROWANIA JAKOŚCI ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Wiesław GIL¹, Przemysław WRONEK²

Mikronika, ul. Wykopy 2/4 60-001 Poznań

1. tel.: 61 66 55 623; e-mail:wieslaw@mikronika.com.pl

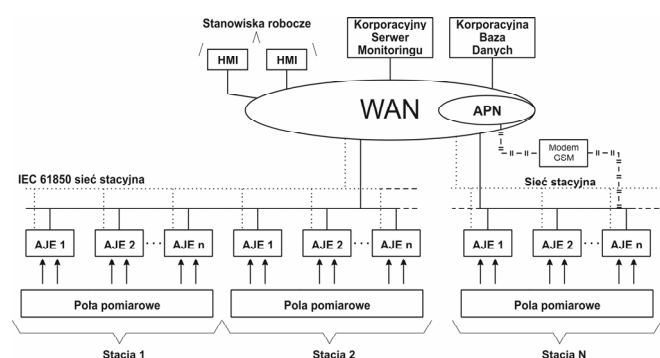
2. tel.: 61 66 55 609; e-mail:wronek@mikronika.com.pl

Streszczenie: Omówiono korporacyjne systemy oceny jakości energii elektrycznej (KSMJEE), których rozwój jest obecnie stymulowany wprowadzaniem technologii SMART GRID. Wskazano na problemy związane z certyfikacją urządzeń pomiarowych oraz ograniczenia spowodowane istnieniem swoistych monopolów technologicznych, wynikających z braku standaryzacji wymiany danych. Podkreślono celowość integracji urządzeń pomiarowych z systemami stacyjnymi i konieczność zapewnienia bezpieczeństwa informatycznego.

Słowa kluczowe: ocena jakości energii elektrycznej, systemy korporacyjne, klasa A.

1. STRUKTURA SYSTEMU KORPORACYJNEGO (KSMJEE)

Wdrażanie urządzeń i systemów do monitorowania jakości energii elektrycznej (SMJEE) jest obecnie intensyfikowane wymaganiami dotyczącymi stabilności pracy sieci, wynikającymi z rozwoju źródeł energii odnawialnej i energetyki prokonsumenckiej. Niewystarczające stają się urządzenia do pomiaru w trybie dorywczym. Coraz szerzej są wdrażane rozwiązania oparte o urządzenia stacjonarne, przesyłające dane *on-line*, które są łączone w KSMJEE. Tego typu system, pokazany na rys. 1, musi zbierać wymagane dane z bardzo wielu punktów pomiarowych, koncentrować je w bazie danych oraz wykonywać ocenę jakości energii elektrycznej.



Rys. 1. Schemat korporacyjnego SMJEE

Zabezpieczenia i sterowniki polowe nie mogą być źródłem danych dla oceny JEE gdyż nie agregują danych zgodnie z wymaganiami norm i mają odmienne zakresy pomiarowe. Podstawową warstwę SMJEE tworzą zatem specjalizowane mierniki i analizatory jakości energii (AJE), funkcjonujące zgodnie z klasą A [1].

Warstwa komunikacyjna jest zbudowana z łączy dostępnych na stacji energetycznej oraz rozległych struktur komunikacyjnych WAN. W jej skład wchodzi istniejące przełączniki sieciowe, routery komunikacyjne, łącza GPRS, nadajniki radiowe. Z reguły nie buduje się wydzielonej sieci komunikacyjnej dla SMJEE.

Warstwa nadrzędna korporacyjnego SMJEE to serwery, bazy danych oraz stanowiska robocze HMI. W serwerach działa oprogramowanie zbierające dane z urządzeń pomiarowych i przetwarzające je w informacje, dotyczące jakości energii oraz wspierające prezentację danych. Z poziomu serwerów administruje się także konfiguracjami poszczególnych urządzeń oraz oprogramowaniem testującym

2. CHARAKTERYSTYKA URZĄDZEŃ

2.1. Pomiary i obliczenia

AJE wyznaczają parametry JEE zgodnie z normą [1] i zwykle mierzą dodatkowe wielkości, takie jak natężenie prądu, harmoniczne i interharmoniczne prądu, wartości mocy, napięcie międzyfazowe, współczynnik mocy, energie. Wynika to z opracowanych standardów, na przykład przez PSE Operator [2].

Przekładniki prądowe i napięciowe, stosowane w obwodach pomiarowych AJE, powinny posiadać jak najlepszą klasę, np. 0.2. Urządzenia powinny mieć możliwość wyboru prądu znamionowego 1 A lub 5 A, z uwagi na przekładniki o takich prądach. Przebieżalność obwodów pomiarowych AJE musi być dostosowana do charakterystyki przenoszenia przekładników.

Do analizy zaburzeń pracy sieci w farmach wiatrowych, parkach solarnych oraz instalacjach, w których są stosowane przekształtniki tyrystorowe, są przydatne rejestracje ultraszybkich przebiegów nieustalonych (*transients*). Do tego celu wymagane są urządzenia pomiarowe o częstotliwości próbkowania kilku MHz.

2.2. Klasa „A”

Mimo powszechnie formułowanych wymogów o konieczności wykonywania pomiarów w klasie A, zgodnie z normą [1], do tej pory brak możliwości zweryfikowania w jednym akredytowanym laboratorium badawczym lub wzorcującym posiadania tej klasy przez AJE. Ta sytuacja powinna być jak najszybciej uregulowana, być może poprzez zorganizowanie stosownego laboratorium przez niezależny ośrodek państwowy.

2.3. Udostępnianie wyników

Dane są przekazywane do serwera JEE poprzez stałe łącza kablowe lub w technologii GPRS/LTE. AJE mogą udostępniać wyniki za pomocą mechanizmu tak zwanych „zdarzeń”, jak i godzinowych plików COMTRADE, transmitowanych poprzez wbudowany serwer. Z tego punktu widzenia AJE działa jak rejestrator zakłóceń.

Jednym z trendów jest integracja AJE z urządzeniami systemu automatyki stacyjnej (SAS). Coraz częściej pojawiają się aplikacje, w których wybrane pomiary oraz informacje o zdarzeniach są równolegle przesyłane do systemu sterowania i nadzoru. W tym celu tworzy się lokalny sprzęg z systemem stacyjnym. Efektywną integrację w tym zakresie umożliwia standard IEC 61850 [3], w którym są zdefiniowane węzły logiczne dotyczące jakości energii.

Wraz z plikami są wysyłane z AJE dane pomiarowe, częstokroć osobnym kanałem komunikacyjnym. Zwykle są to wartości wskaźników JEE, ale często także wartości mocy i energii. Jest to tak zwana „funkcja miernika”, wykorzystywana na przykład do współpracy z układami DCS (Digital Control System). W tabeli 1 zestawiono parametry przekazywane w trybie on-line do układu sterowania pracą generatorów w jednej z farm wiatrowych w północnej Polsce.

Tablica 1. Dane przesyłane z analizatora w trybie on-line do systemu DCS farmy wiatrowej

Lp	Wielkość	Lp	Wielkość
1	Active power L1	12	Voltage zero-seq comp.
2	Active power L2	13	Ph.-to-ph. voltage V12
3	Active power L3	14	Ph.-to-ph. voltage V23
4	Reactive power L1	15	Ph.-to-ph. voltage V32
5	Reactive power L2	16	Current L1
6	Reactive Power L3	17	Current L2
7	Power factor L1	18	Current L3
8	Power factor L2	19	Frequency
9	Power factor L3	20	Total active power
10	Voltage pos-seq comp.	21	Total reactive power
11	Voltage neg-seq comp.	22	Total voltage (V)

Trudno sobie wyobrazić, aby system korporacyjny tworzyły urządzenia jednego producenta, udostępniające dane w niestandardowym protokole. Udostępnianie danych powinno być ściśle zestandaryzowane. **Zagadnienia te stają się coraz bardziej istotne wobec wprowadzania swoistych „monopoli technologicznych” przez niektóre grupy dostawców, posługujących się w swych rozwiązaniach specyficznymi protokołami transmisji i niestandardową kompresją danych. Dodatkowym narzędziem takiej polityki bywa system licencji na funkcjonalności, które musi wykupić użytkownik systemu !**

Problem rozwiązałoby przyjęcie standardu COMTRADE dla plików udostępnianych z AJE, stosowanego w zabezpieczeniach i rejestratorach zakłóceń. Dla systemów SCADA dane powinny być udostępniane zgodnie z PN-EN 870-5-104, a dla systemów SAS lub DCS odpowiedni jest standard PN-EN 61850 [3].

2.4. Warunki środowiskowe

AJEE montuje się w rozdzielniach, polach nastawni lub w szafkach, umieszczonych na słupach energetycznych. Urządzenia pomiarowe i osprzęt komunikacyjny, stosowany w tego typu aplikacjach, musi nadawać się do pracy w trudnych warunkach stacyjnych. Zasadne jest zatem

zwiększenie wymagań wobec AJE, poprzez stosowanie grupy norm PN-EN 60255, pierwotnie przeznaczonych dla zabezpieczeń, do weryfikacji ich odporności środowiskowej i kompatybilności elektromagnetycznej.

3. ŁĄCZA KOMUNIKACYJNE

W KSMJEE sprawdza się bezpośrednia komunikacja w sieci IP poprzez odporne na zakłócenia interfejsy światłowodowe. Zaletą jest zasadniczo brak ograniczeń w ilości przesyłanych danych, a wadą – wysoki koszt montażu. Alternatywą są połączenia GPRS/LTE w korporacyjnym APN.

Gdy nie jest możliwa bezpośrednia transmisja do serwera korporacyjnego, instaluje się lokalny serwer. Podłącza się do niego wszystkie analizatory, korzystając z lokalnej sieci. Do komunikacji między korporacyjnym, a lokalnym serwerem można zastosować modemy działające w APN sieci korporacyjnej. Rezygnuje się z przesyłania plików „3 sekundowych”. Przykładowo, transmisja modemem GPRS/LTE to 40MB danych przesyłanych do serwera i około 3 MB danych odbieranych przez jedno urządzenie w ciągu doby. W takim przypadku limit miesięczny dla karty SIM, dla jednego urządzenia, nie może być mniejszy niż 2 GB.

Dobre wyniki przynosi kompresja przesyłanych plików i odpowiednia konfiguracja pytań wysyłanych przez serwer. W przypadku dużej liczby urządzeń, odczyt może następować nawet raz na kilka godzin.

4. SERWER SYSTEMU

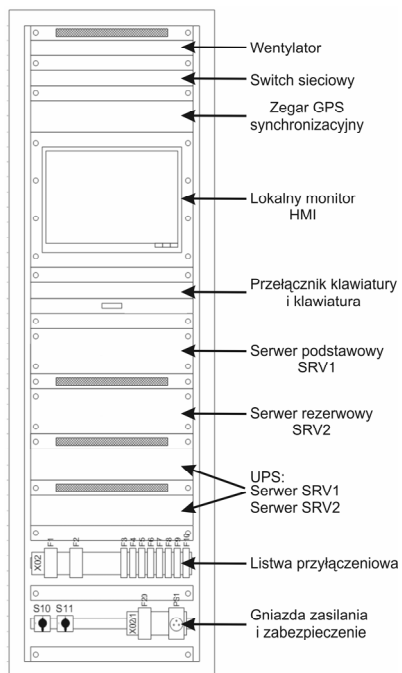
Podstawowym elementem KSMJEE jest korporacyjny serwer danych, pracujący w strukturze redundantnej i realizujący następujące zadania:

- automatyczne pobieranie danych z analizatorów i ich zapis do bazy danych,
- wykonywanie oceny JEE i sporządzanie zestawień, wykresów, tabel, raportów,
- udostępnianie danych i ich archiwizacja do dalszej obróbki,
- wizualizacja wyników na różnych stanowiskach HMI.

Aby efektywnie pobierać dane z rozproszonych AJE, niezbędny jest ich standardowy format. Jak już wskazano, najważniejszy wydaje się COMTRADE. Integralną częścią serwera jest jego baza danych. Uzasadnione jest stosowanie profesjonalnej bazy SQL. Częstą praktyką jest wykorzystywanie jednego rodzaju bazy do archiwizowania pomiarów, a innej do archiwizowania map systemu. Poprawia to szybkość pracy serwera. Z kolei dane z serwera muszą być importowane i eksportowane w plikach COMTRADE lub PQDIF do nadrzędnej bazy danych lub istniejącego oprogramowania nadrzędnego w celu dalszej analizy lub archiwizacji. Pliki te mogą być przekazywane protokołami bazodanowymi ODBC lub natywnymi programów dla bazy SQL.

Zasadne jest powiązanie informacji z korporacyjnych SMJEE z pracą systemów OMS (Outage Management Systems). Pozwala to na uwzględnienie w SMJEE zdarzeń wynikających z pracy sieci, takich jak planowe wyłączenia, remonty, sytuacje awaryjne.

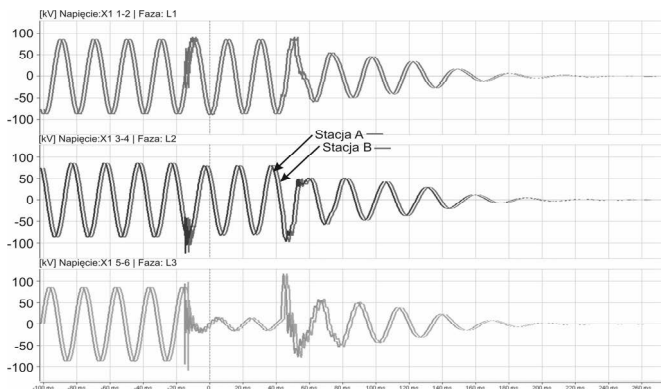
Przykładową zabudowę wydzielonego serwera jakości energii w typowej szafie 19", pokazuje rys. 2. Serwer jest zintegrowany z serwerem podstawowego oraz rezerwowego. W razie awarii jednego z nich, praca jest automatycznie przejmowana przez drugi serwer bez utraty danych. Oba serwery są zasilane z napięcia gwarantowanego. W szafie serwera znajduje się także zegar czasu rzeczywistego, przełącznik sieciowy, listwy zasilania oraz lokalny terminal HMI, ułatwiający uruchamianie i serwisowanie systemu.



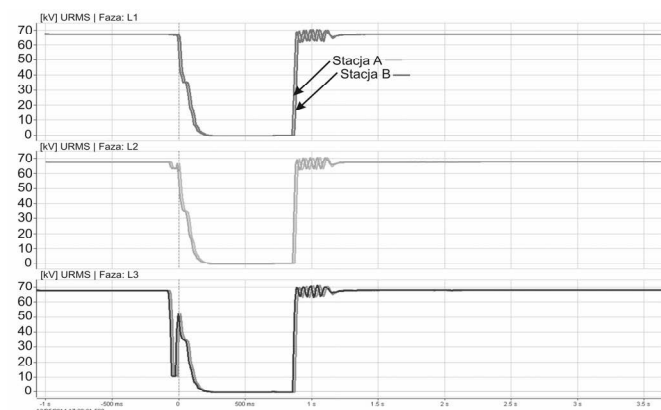
Rys. 2. Zabudowa serwera MJEE w szafie 19"

5. SYNCHRONIZACJA CZASU

Wewnętrzny zegar czasu rzeczywistego AJE musi być synchronizowany sygnałem IRIG B, zewnętrznym zegarem GPS lub protokołem sieciowym, na przykład PTP (*Precision Time Protocol*). Dokładność synchronizacji powinna być lepsza niż 10 μ s. gdyż jest to wskazane dla analizy i lokalizacji źródeł zaburzenia oraz obszarów ich rozprzestrzeniania. Przykłady odnośnych rejestracji pokazano na rys. 3 i 4.



Rys. 3. Wartości próbek synchronicznie zarejestrowane podczas zapadu i przerwy na dwóch stacjach



Rys. 4. Wartości RMS napięcia podczas synchronicznie zarejestrowanego zapadu i przerwy na dwóch stacjach

6. BEZPIECZEŃSTWO SYSTEMÓW

Przede wszystkim należy uniemożliwić celowe lub nieświadome zaburzenia pracy systemów sterowania i nadzoru, z którymi KSMJEE może posiadać potencjalne połączenia poprzez switche lub routery. Na etapie tworzenia projektu systemu należy przeprowadzić analizę zagrożeń, rozważając poniższe aspekty:

- sposób połączenia urządzeń AJEE i serwerów z siecią stacijną,
- system haseł, wykluczający hasła typu *cyber, security, admin, user...*,
- podział uprawnień operacyjnych, np. zgodnie ze standardem IEC TS 62351 [4]
- konfiguracja przełączników i routerów sieciowych zapewniająca rozdział logiczny sieci.

Zagrożenia mogą także wynikać z możliwości nieautoryzowanych połączenia z AJE lub serwerami danych. Pomocne w ich wykryciu może być przeanalizowanie następujących kwestii:

- czy jest możliwe dokonanie nieuprawnionej modyfikacji plików konfiguracyjnych?
- czy wyniki pracy systemu i rejestrowane dane są niewrażliwe dla przedsiębiorstwa?

Zgodnie ze standardem [4], jest co najmniej konieczne:

- stosowanie i aktualizacja oprogramowania antywirusowego,
- blokowanie transmisji przychodzącej i wychodzącej – gdy jest niezgodna z regułami,
- zapewnienie przesyłania danych poprzez wydzielone routery po wyspecyfikowanych trasach,
- obligatoryjna rejestracja wszystkich zdalnych i lokalnych dostępu do systemu,
- regularne wykonywanie testów sprawdzających poziom zabezpieczenia.

7. KORZYŚCI STOSOWANIA SYSTEMÓW KORPORACYJNYCH

Ewidentne są korzyści wynikające z szybkości i łatwości dostępu do danych o jakości energii bez potrzeby prowadzenia drogich, doraźnych pomiarów i analiz. Zbierane dane mogą być wykorzystane w zakresie:

- podejmowania decyzji o koniecznych modernizacjach,
- badania skutków zakłóceń atmosferycznych,
- diagnozowania przyczyn awarii dzięki analizie wartości prądów, napięć, asymetrii, itd.,
- wykrywania zakłóceń wynikających z działalności odbiorców energii elektrycznej,
- rozbudowy i porównania danych o pracy systemów i urządzeń w obszarze Smart Grid; **w tym zakresie monitoring jakości sieci winien stanowić część rozwiązania Smart Grid.**

Zaletą jest także możliwość integracji z systemami dyspozytorskimi, ułatwiająca szybką analizę sytuacji awaryjnych. Istotną staje się także możliwość oceny stanu infrastruktury energetycznej, na przykład poprzez rozwój i stosowanie algorytmów porównawczych typu „health index” oraz dzięki nowym funkcjonalnościom, takich jak rejestracja i analiza tych samych zaburzeń przez AJE, zlokalizowane na różnych stacjach.

8. PODSUMOWANIE

Funkcjonalność AJE jest ciągle rozszerzana, na przykład o funkcje rejestracji zaburzeń, pomiaru prądów i mocy, wielokanałowej transmisji danych. Zwiększają one możliwości KSMJEE tylko wtedy, gdy te systemy będą wyposażone w algorytmy przetwarzania gromadzonych danych w informacje, na przykład dotyczące lokalizacji miejsca i źródła zaburzeń, poprawy zarządzania majątkiem, lepszego planowania inwestycji.

Należy rozwiązać problem badań i testów AJE w akredytowanych laboratoriach. Brak unormowania, szczególnie w zakresie wymiany danych sprzyja tworzeniu i utrwalaniu „monopoli technologicznych”

Tworzenie KSMJEE wymaga wdrożenia i bezwzględniego przestrzegania zasad bezpieczeństwa systemów infor-

matycznych. Wdrożenie standardu PN-EN 61850 [3] ułatwi integrację AJE z systemami automatyki stacyjnej oraz DCS.

9. BIBLIOGRAFIA

1. PN-EN 61000-4-30:2011 “Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC), Część 4–30: Metody badań i pomiarów – Metody pomiaru jakości energii”.
2. „Analizatory Jakości Energii”, St. Spec. Techniczne, PSE Operator, grudzień 2013.
3. IEC 61850-7-4:2010(E), „Communication networks and systems for power utility automation – Part 7–4: Basic communication structure. Compatible logical node classes and data object classes.
4. Technical Standard (IEC TS), “62351 – Power system management and associated information exchange. Data Communications Security”, (parts 1–8, 2007 do 2013).

CORPORATE SYSTEMS OF POWER QUALITY MONITORING

Nowadays, the trend of power quality monitoring equipment (AJE) and systems (SMJEE) implementation is enhanced by the network stability requirements resulting from the renewable energy sources and co-generation development. AJE, communication links, process servers should allow the implementation of all required functionality and should be compatible to harsh environmental conditions of power substations as well.

The changeability and compatibility of devices manufactured by different producers, requires particular attention. The observed introduction of “technological monopolies” by certain groups of suppliers justifies the importance of this issue. Other requirements are generated by the system cyber security rules implementation and enforcement necessity. The JEE parameters measure devices cooperation with SCADA and even wind farms DCS systems requires an appropriate solutions based on eg. PN-EN 61850.

The functionality of AJE is expanded for disturbance recording, current and power measurement and multi-channel data transmission. New functions enhance the corporate system ability if only these systems are equipped with algorithms processing data into information. It is reasonable to link the information obtained from the corporate MJEE systems with outage management systems (OMS).

Keywords: power quality assessment, corporate systems, class A

XVII Międzynarodowa Konferencja Naukowa
AKTUALNE PROBLEMY W ELEKTROENERGETYCE APE'15

Jastrzębia Góra, 17–19 czerwca 2015

OPTYMALNY DOBÓR PARAMETRÓW ELEKTROCHEMICZNEGO MAGAZYNU ENERGII

Jarosław KORPIKIEWICZ^{1,2}

1. Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk
tel.: 58 349 82 11; fax: 58 341 76 85; e-mail: j.korpikiewicz@ien.gda.pl
2. Akademia Morska w Gdyni, Katedra Automatyki Okrętowej

Streszczenie: Obecnie coraz częściej sygnalizowana jest możliwość wykorzystania magazynów energii w SEE. Tryb pracy lub sposób wykorzystania został nazwany strategią wykorzystania magazynu. W artykule wybrano jedną z nich – pracę programową. Opisano algorytm sterowania nadrzędnego magazynem dla wybranej strategii. Przedstawiono przykładowe testy algorytmu. Zaprezentowano wyniki symulacji. Inwestor może mieć dylemat, jak dobrać parametry magazynu pracującego w danej strategii. Na podstawie wyników symulacji wyznaczono techniczno – ekonomiczne wskaźniki optymalizacji.

Słowa kluczowe: magazyny energii, optymalizacja, dobór parametrów, smart grid.

1. WSTĘP

1.1. Parametry techniczne i eksploatacyjne magazynów

Problem doboru parametrów magazynu przyłączonego do SEE jest złożony. W celu jego rozwiązania należy określić parametry techniczno-eksploatacyjne magazynu energii, wybrać jego strategię wykorzystania. Dla tej strategii należy opracować algorytm optymalizacyjny, ustalający harmonogram pracy magazynu, określony wartościami mocy ładowania/rozładowania w poszczególnych godzinach. Umożliwia to wykonanie symulacji pracy magazynu. W celu realizacji symulacji przygotowano dane wejściowe – ceny energii elektrycznej (TGE S.A.) za dany okres.

Tablica 1. Definicja podstawowych parametrów technicznych i eksploatacyjnych magazynów energii

Lp.	Nazwa parametru	Opis
1	Pojemność całkowita (nominalna) zasobnika Q_n	Ilość energii możliwej do zgromadzenia w zasobniku, wyrażona w MWh
2	Pojemność użytkowa zasobnika Q_u	Wykorzystywana część pojemności całkowitej zasobnika dla realizacji danej strategii, w MWh. Niekiedy wygodniej operować jest ilorazem Q_u/Q_n .
3	Stopień rozładowania zasobnika energii DOD (ang. Depth of Discharge)	Głębokość stanu rozładowania zasobnika, wyrażony w % pojemności nominalnej (całkowitej). Stopień naładowania zasobnika jest parametrem komplementarnym tj. $SOC = 100\% - DOD$, w%.
4	Sprawność cyklu magazynowania energii η_{cyklu}	Sprawność pełnego cyklu ładowania i rozładowania zasobnika energii zdefiniowana następująco (przyjęto sterowanie mocą z rozdzielczością godzinową): $\eta_{cyklu} = \frac{\text{energia oddana do sieci}}{\text{energia pobrana z sieci}} = \frac{\sum_{g=1}^r P_{rozl,g} \cdot t_g}{\sum_{d=1}^l P_{lad,d} \cdot t_d} \quad (1)$ gdzie: $P_{rozl,g}$ – moc oddawana do sieci [MW] w czasie t_g [h], r – liczba godzin rozładowania, l – liczba godzin ładowania, $P_{lad,d}$ – moc pobierana z sieci [MW] w czasie t_d [h].
5	Charakterystyka czasu życia zasobnika	Maksymalna ilość cykli ładowania / rozładowania zasobnika w całym okresie jego eksploatacji, w zależności od stopnia rozładowania DOD
6	Maksymalna moc ładowania P_{lad}	Maksymalna moc ciągła, którą magazyn można ładować. Wartość mierzona od strony prądu przemiennego, MW
7	Maksymalna moc rozładowania P_{rozl}	Maksymalna moc ciągła, którą magazyn można rozładowywać. Wartość mierzona od strony prądu przemiennego, MW

Powyżej przedstawiono w tabeli 1 definicje parametrów magazynu energii wykorzystywanego w SEE. A parametry techniczne typowe przedstawiono w tabeli 2. Porównując parametry techniczne różnych technologii możemy stwierdzić, że najmniejszą sprawnością i żywotnością cechują się ogniwa kwasowo-ołowiowe. Ogniwa litowo-jonowe oznaczają się dużymi mocami ładowania i rozładowania, co może być przydatne np. do wyrównywania obciążeń oraz arbitrażu. Ogniwa NaS mogą mieć zastosowanie w strategiach, w których głównym parametrem użytkowym jest pojemność.

Żywotność (liczba cykli) ściśle zależy od głębokości rozładowania i technologii magazynu. Wadą elektrochemicznych magazynów energii jest duży spadek ich żywotności przy wzroście wartości głębokości rozładowania. Praca magazynu z mniejszymi głębokościami rozładowania powoduje, że dla celów użytkowych wykorzystana zostaje tylko część całkowitej pojemności magazynu równa wartościowo głębokości rozładowania. Zatem żywotność oraz możliwość pełnego wykorzystania magazynu są cechami wzajemnie sprzecznymi.

Tablica 2. Parametry techniczne magazynów elektrochemicznych

Parametr	NaS	Li-ion	PbAcid
Pojemność MWh	10		
Maksymalna moc ładowania MW	1,4	10	2
Maksymalna moc rozładowania MW	1,4	30	4
Sprawność cyklu %	85	95	75

Aby zbadać możliwości zastosowania magazynów energii w SEE należy zdefiniować sposób pracy (rolę) magazynu określoną jako strategię wykorzystania, opracować algorytm pracy (sterowania) magazynu pracującego w danej strategii oraz przeprowadzić symulację.

1.2. Strategie wykorzystania magazynów w SEE

Strategią nazywamy tryb pracy lub sposób wykorzystania zasobników energii w sieciach elektroenergetycznych.

Jedną z licznych strategii jest praca programowa. Polega ona na zakupie energii po niższych cenach (ładowanie) i sprzedaży w godzinach o wyższych cenach.

2. ALGORYTM STEROWANIA

W celu realizacji strategii pracy programowej zwanej również arbitrażem opracowano algorytm uwzględniający ograniczenia na pojemność, moc ładowania, moc rozładowania oraz przyjęto typowe wartości parametrów dla ogniwo ołowiowo-kwasowych, litowo-jonowych oraz NaS (tabela 4). Danymi wejściowymi są ceny energii elektrycznej zanotowane na Towarowej Giełdzie Energii S.A. (TGE) na podstawie Rynku Dnia Następnego (RDN) w latach 2009÷2013. Sesje na Rynku Dnia Następnego występują z rozdzielczością godzinową. W algorytmie założono, że znany jest wektor cen na dobę następną – wówczas opracowany zostaje harmonogram tj. wektor mocy magazynu dla poszczególnych godzin następnego doby. Z powyższego wynikają następujące założenia algorytmu:

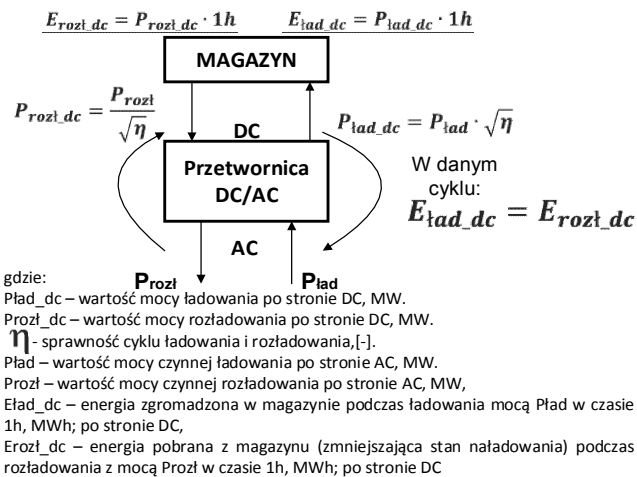
- okres podstawowy optymalizacji – 24 h tzn. bilans energetyczny wyznaczany jest w ciągu jednej doby tj. cała energia zgromadzona musi zostać wykorzystana w ramach tej samej doby.
- dane wejściowe: 24-godzinny wektor cen energii elektrycznej, parametry magazynu,
- optymalizowany jest harmonogram pracy magazynu ze względu na zysk operacyjny.

Względny zysk operacyjny jest określony:

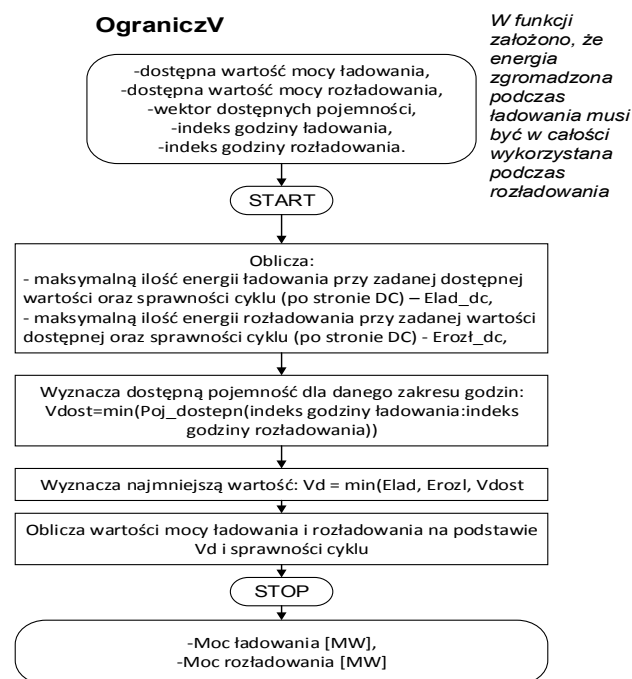
$$zysk_{wz} = \frac{ceny_r(indR) \cdot P_{rozl} - ceny_l(indL) \cdot P_{lad}}{P_{roz} \cdot 1h} \quad (2)$$

- gdzie: *indR* – nr godziny rozładowania,
indL – nr godziny ładowania,
P_{rozl} – wartość mocy rozładowania wyznaczona przez funkcję *OgraniczV* MW,
P_{lad} – wartość mocy ładowania wyznaczona przez funkcję *OgraniczV* MW,
ceny_r – dobowy wektor cen dla rozładowania,
ceny_l – dobowy wektor cen dla ładowania.

ceny_r i *ceny_l* służą również do kontroli dostępności mocy.

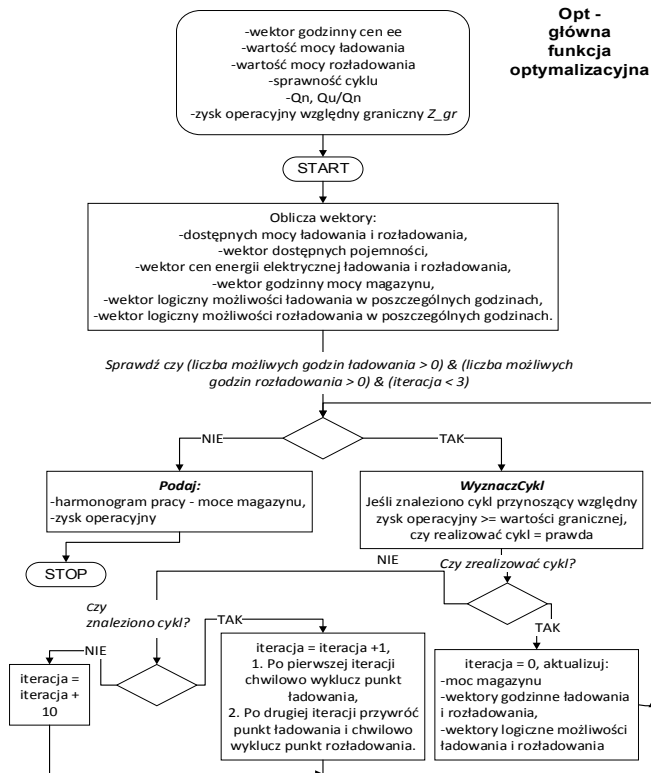


Rys. 1. Model pracy magazynu dla jednego cyklu (para godzin ładowania i rozładowania)

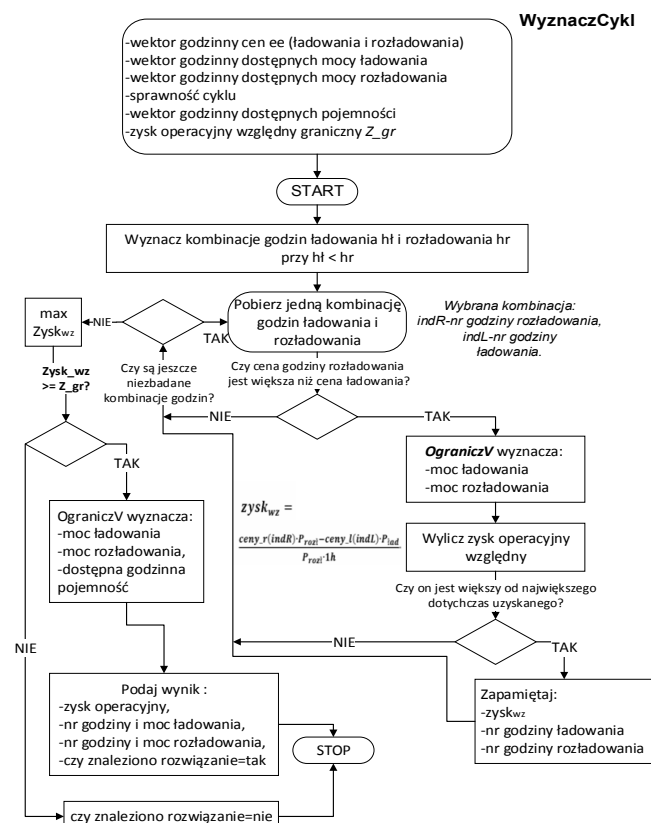


Rys. 2. Algorytm funkcji wyznaczającej moce ładowania i rozładowania cyklu – *OgraniczV*

Funkcja *Opt* (rys. 3) pobiera 24-godzinny wektor cen, i generuje 24-godzinny wektor mocy magazynu. Zewnętrzna funkcja wywołuje ją iteracyjnie dla każdej doby i zapisuje wyniki. Funkcja *Opt* kontroluje wykorzystanie zasobów (pojemności, mocy ładowania lub rozładowania w danej godzinie) i jeśli są one dostępne wywoływana jest iteracyjnie funkcja *WyznaczCykl* (rys. 4). Służy ona do wyznaczenia najlepszej pary godzin zakupu i sprzedaży oraz ich mocy z uwzględnieniem ograniczeń oraz odnotowania zużycia zasobów. Jeżeli proponowany cykl ma względny zysk operacyjny większy lub równy granicznemu jest on zatwierdzany. W celu wyznaczenia wartości mocy zgodnie z bilansem i ograniczeniami funkcja *WyznaczCykl* wywołuje funkcję *OgraniczV* (rys. 2). Wyznacza ona możliwe moce ładowania i rozładowania z uwzględnieniem ograniczeń parametrów magazynu, dostępnych zasobów i wyżej przedstawionego modelu. Podczas obliczeń bilansowych straty zostały przeniesione do przetwornicy i rozłożone równomiernie pomiędzy ładowanie i rozładowanie. Model ten przedstawiono na rys. 1.



Rys. 3. Struktura głównej funkcji optymalizacyjnej Opt



Rys. 4. Algorytm funkcji wyznaczającej cykl ładowania – rozładowania

3. SYMULACJA

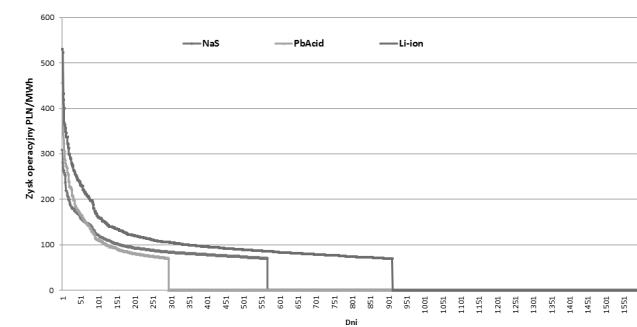
Pierwsza symulacja została wykonana dla względnego zysku granicznego 70 PLN/MWh i pełnym wykorzystaniu pojemności znamionowej. Wyniki tej symulacji zostały przedstawione w tablicach 3, 4 i na rys. 5.

Tablica 3. Symulacja pracy magazynów dla wybranego dnia przy realizacji arbitrażu

Godzina	Cena energii PLN/MWh	NaS		Li-ion		PbAcid	
		P MW	E MWh	P MW	E MWh	P MW	E MWh
0	165,60						
1	155,56						
2	146,64	-1,4	1,29	-0,26	0,25	-2	1,84
3	146,05	-1,4	2,58	-10	10	-2	3,69
4	147,65	-1,4	3,87	10	10	-2	5,53
5	159,85		3,87	10	10		5,53
6	210,31		3,87	10	10		5,53
7	204,22		3,87	10	10		5,53
8	220,08		3,87	10	10		5,53
9	229,65		3,87	10	10		5,53
10	230,26		3,87	10	10		5,53
11	243,67		3,87	10	10		5,53
12	246,84		3,87	10	10		5,53
13	247,56		3,87	10	10		5,53
14	227,86		3,87	10	10		5,53
15	210,68		3,87	10	10		5,53
16	232,29		3,87	10	10		5,53
17	259,38	1,4	2,35	9,75		4	1,19
18	250,30	1,4	0,84				1,1
19	249,28	0,77					
20	235,66						
21	200,78						
22	209,48						
23	182,24						
Zysk dobowy PLN		289,02		1 029,53		432,17	

Tablica 4 Test algorytmu wyznaczającego harmonogram pracy magazynu

Godzina	Cena energii PLN/MWh	krok 1		krok 2		krok 3		krok 4		krok 5		krok dodat.		
		Pmag MW	P_DC MW	Pmag MW	P_DC MW	Pmag MW	P_DC MW	Pmag MW	P_DC MW	Pmag MW	P_DC MW	suma Pmag	Pmag MW	AC
0	165,60													
1	155,56													-0,74
2	146,64			-0,25	-0,23	-0,23	0,23	-1,15	-1,06	-1,29	1,29			
3	146,05	-1,40	1,29			-1,29	1,52		-1,29	2,58				-1,29 2,58 -1,40
4	147,65		1,29			1,52		2,58	-0,49	-0,46	3,04			-1,29 2,58 -1,40
5	159,85		1,29			1,52		2,58			3,04			3,87
6	210,31		1,29			1,52		2,58			3,04			3,87
7	204,22		1,29			1,52		2,58			3,04			3,87
8	220,08		1,29			1,52		2,58			3,04			3,87
9	229,65		1,29			1,52		2,58			3,04			3,87
10	230,26		1,29			1,52		2,58			3,04			3,87
11	243,67		1,29			1,52		2,58			3,04			3,87
12	246,84		1,29			1,52		2,58			3,04			3,87
13	247,56		1,29			1,52		2,58			3,04			3,87
14	227,86		1,29			1,52		2,58			3,04			3,87
15	210,68		1,29			1,52		2,58			3,04			3,87
16	232,29		1,29			1,52		2,58			3,04			3,87
17	259,38	1,19	1,29		0,21	0,23	1,52		0,98	1,06	1,06	1,52	1,52	1,52 2,35 1,40
18	250,30													1,52 0,84 1,40
19	249,28								0,42	0,46	1,52			0,77 0,84 0,84 0,77 0,63
20	235,66													
21	200,78													
22	209,48													
23	182,24													
Proz / Plad	0,85			0,85		0,85		0,85		0,85		0,85		0,85
energia sprzedana	1,19			0,21		0,98		0,42		0,77				0,63
zysk operacyjny PLN	104,19			18,24		76,23		32,17		58,19				41,75
zysk operacyjny wzgl PLN/MWh	87,56			86,86		77,79		76,59		75,57				66,27



Rys. 5. Uporządkowany wykres przychodu dla arbitrażu cenowego magazynów

Tablica 5. Wyniki symulacji pracy magazynu względnym zysku operacyjnym granicznym 15 PLN/MWh

Względny zysk operacyjny graniczny = 15 PLN/MWh, Qn = 10 MWh						
Q _u /Q _n %	NaS Zysk op. tys. PLN	Zywność lata	Li-ion Zysk op. tys. PLN	Zywność lata	PbAcid Zysk op. tys. PLN	Zywność lata
10	102,3	> 20	138,0	> 20	65,7	> 20
20	197,2	> 20	276,1	> 20	130,6	> 20
30	284,0	> 20	414,1	> 20	193,6	> 20
40	354,9	> 20	552,2	> 20	254,5	15
50	417,1	> 20	690,2	15,2	309,9	12
60	466,3	19,9	828,3	10,2	356,4	10
70	500,7	15,6	966,3	7,6	401,7	8,5
80	524,2	12,6	1 104,3	6,3	439,6	7,4
90	532,5	10,4	1 242,4	5	475,3	6,5
100	536,0	8,8	1 379,3	3,8	499,6	5,9

Tablica 6. Wyniki symulacji pracy magazynu względnym zysku operacyjnym granicznym 70 PLN/MWh

Względny zysk operacyjny graniczny = 70 PLN/MWh, Q _n = 10 MWh						
Q _w /Q _n %	NaS		Li-ion		PbAcid	
	Zysk op. tys. PLN	Żywotność lata	Zysk op. tys. PLN	Żywotno ść lata	Zysk op. tys. PLN	Żywotno ść lata
10	60,7	> 20	99,5	> 20	32,9	> 20
20	112,4	> 20	199,1	> 20	65,5	> 20
30	154,4	> 20	298,6	> 20	97,0	> 20
40	182,7	> 20	398,1	> 20	127,4	> 20
50	204,1	> 20	497,7	> 20	154,4	> 20
60	217,7	> 20	597,2	19	175,6	> 20
70	223,7	> 20	696,7	14,4	196,3	> 20
80	227,4	> 20	796,3	12	214,2	> 20
90	229,3	> 20	895,8	9,6	231,5	> 20
100	230,3	> 20	994,3	7,2	242,9	> 20

Tablica 7. Wyniki symulacji pracy magazynu względnym zysku operacyjnym granicznym 100 PLN/MWh

Względny zysk operacyjny graniczny = 100 PLN/MWh, Q _n = 10 MWh						
Q _w /Q _n %	NaS		Li-ion		PbAcid	
	Zysk op. tys. PLN	Żywotność lata	Zysk op. tys. PLN	Żywotno ść lata	Zysk op. tys. PLN	Żywotno ść lata
10	34,8	> 20	54,4	> 20	22,4	> 20
20	65,0	> 20	108,7	> 20	44,6	> 20
30	90,1	> 20	163,1	> 20	66,4	> 20
40	106,4	> 20	217,4	> 20	87,5	> 20
50	118,9	> 20	271,8	> 20	106,5	> 20
60	126,4	> 20	326,1	> 20	122,4	> 20
70	129,3	> 20	380,5	> 20	138,0	> 20
80	131,3	> 20	434,8	> 20	152,2	> 20
90	132,6	> 20	489,2	> 20	166,0	> 20
100	133,2	> 20	543,1	18,4	175,1	> 20

Druga symulacja odbywała się przy różnych wartościach pojemności użytkowej i stałej pojemności znamionowej oraz różnych wartościach względnym granicznego zysku operacyjnego. Jej wyniki zaprezentowano w tab. 5, 6 i 7.

4. EKONOMICZNE I TECHNICZNE WSKAŹNIKI OPTIMALIZACJI

Na podstawie wyników można zaobserwować, że najważniejszymi parametrami są zysk operacyjny i żywotność. Pozostałe wielkości mają znaczenie drugoplanowe. Zatem wskaźnikami optymalizacji są:

- zysk operacyjny – różnica przychodu ze sprzedaży energii elektrycznej po wyższych cenach a kosztami zakupu energii po cenach niższych. Jest wyliczany na podstawie harmonogramu pracy magazynu i wektora cen energii elektrycznej. Uwzględnia on sprawność cyklu,
- żywotność – okres żywotności.

5. WNIOSKI KOŃCOWE

W pierwszej symulacji dla wybranej doby o niezbyt zróżnicowanych cenach tylko magazyn li-ion był w stanie wykorzystać w pełni swoją pojemność (tab. 3). Jest to spowodowane tym, że magazyny li-ion mają największe wartości względne P_{lad}/Q_n oraz P_{rozl}/Q_n . Zatem w ciągu jednej

(o najniższej cenie) godziny mogą się naładować prawie w pełni i rozładować (o najwyższej cenie). Również zysk dobowy jest największy, co wynika z najlepszej jego sprawności i największej ilości energii.

Ze względu na sprawność magazynu li-ion mogą znaleźć najwięcej dni, w których wypracują zysk operacyjny. Wynika to z tego, że już przy mniejszym zróżnicowaniu cen algorytm znajdzie rozwiązania. Rysunek 5 to uporządkowane malejąco dobowe zyski operacyjne dla całego okresu symulacji. Zatem najwięcej dni pracuje magazyn li-ion, następnie NaS a najmniej PbAcid. To koreluje się z wartościami sprawności cyklu. Jednak względne moce są większe w PbAcid niż NaS dlatego zyski operacyjne również są w tej relacji.

W drugiej symulacji największa wartość zysku operacyjnego jest generowana przez magazyn li-ion, niezależnie od wartości względnego zysku i Q_w/Q_n (tab. 5–7). Na podstawie wyników przedstawionych w tabeli 7 można stwierdzić, że wartość zysku operacyjnego granicznego 100 PLN/MWh jest za wysoka ponieważ w każdej technologii względny czas pracy jest niski tj. $\leq 22\%$. Oznacza to, że przy takiej wartości granicznej algorytm nie był w stanie znaleźć wiele rozwiązań spełniające ograniczenia. Co skutkuje wysoką żywotnością. Względny czas pracy jest zależny od wartości granicznego zysku względnego lecz nie zależy od tego jaką część pojemności znamionowej stanowi pojemność użytkowa. W przypadku wartości granicznej 15 PLN/MWh widać wyraźny wpływ głębokości rozładowania (Q_w/Q_n) na żywotność.

Kryterium głównym jest zysk operacyjny lecz przy zachowaniu żywotności np. wymiana akumulatorów co 5 lat. Jest to typowy problem optymalizacji wielokryterialnej w sensie Pareto. Do tego celu można użyć algorytmów ewolucyjnych z niszowaniem[1]. Po otrzymaniu frontu Pareto należy wybrać jedno rozwiązanie wykorzystując dowolną metodę lub kryterium np. maksymalizacji zysku operacyjnego. Kolejnym etapem prac będzie zbadanie możliwości efektywnego zastosowania algorytmów ewolucyjnych do optymalizacji zysku operacyjnego i żywotności za pomocą zysku względnego granicznego, Q_w/Q_n oraz rodzaju technologii.

6. BIBLIOGRAFIA

1. Białaszewski T.: Wielokryterialna optymalizacja parametryczna z zastosowaniem algorytmów ewolucyjnych. Pomorskie Wydawnictwo Naukowo-Techniczne, Gdańsk 2007.

THE OPTIMAL CHOICE OF PARAMETERS OF THE ELECTROCHEMICAL ENERGY STORAGE

Currently, the possibilities of using energy storage in power system are indicated more often. The mode or method of use the energy storage determines its operation strategy. This paper concerns one of possible strategies – trade load leveling. Supervisory control algorithm for the energy storage has been described for selected strategy. The article presents the results of the simulation. The investor may have a dilemma, how to select the parameters of the storage for operations in the strategy. Based on simulation results the technical-economic optimization indicators has been determined.

Keywords: energy storage, optimization, select parameters, smart grid

TESTY PLATFORMY SAN DLA SEKTORA ELEKTROENERGETYCZNEGO

Rafał LESZCZYNA, Michał R. WRÓBEL, Robert MAŁKOWSKI

Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki, ul. G. Narutowicza 11/12, 80-233 Gdańsk
tel.: 58 347 1580; e-mail: rafal.leszczyna@pg.gda.pl
tel.: 58 347 2989; e-mail: michal.wrobel@pg.gda.pl
tel.: 58 347 1798; e-mail: robert.malkowski@pg.gda.pl

Streszczenie: Współczesna infrastruktura elektroenergetyczna jest narażona na zagrożenia związane z dużą liczbą nowych luk i słabości architektonicznych wynikających z szerszego wykorzystania technologii informacyjnych i komunikacyjnych (ang. *Information and Communication Technologies – ICT*). Połączenie infrastruktury elektroenergetycznej z Internetem naraża ją na nowe rodzaje ataków, takie jak ataki typu APT (ang. *Advanced Persistent Threats*) czy DDoS (ang. *Distributed-Denial-of-Service*). W tej sytuacji tradycyjne technologie bezpieczeństwa informacyjnego okazują się niewystarczające. W przeciwdziałaniu zaawansowanym zagrożeniom typu APT, czy DDoS, konieczne staje się wykorzystanie najnowocześniejszych technologii, jak systemy SIEM (ang. *Security Incident and Event Management*), rozbudowane systemy IDS/IPS (ang. *Intrusion Detection/Prevention Systems*), czy moduły TPM (ang. *Trusted Platform Module*). Niezbędne jest także opracowanie i wdrożenie rozległej infrastruktury teleinformatycznej wspierającej szeroką świadomość sytuacyjną dotyczącą bezpieczeństwa informacji. W artykule przedstawiono wyniki testów platformy SAN (ang. *Situational Network Awareness*) przeznaczonej dla sektora energetycznego. Celem badań było sprawdzenie poprawności wyboru komponentów SAN, ocena ich wzajemnej współpracy oraz zdolności operacyjnej.

Słowa kluczowe: sieć elektroenergetyczna, bezpieczeństwo cybernetyczne, świadomość sytuacyjna, testowanie.

1. WPROWADZENIE

Zapewnienie skutecznej i efektywnej pracy współczesnej sieci elektroenergetycznej wymaga zastosowania technologii teleinformatycznych wymagających ciągłego połączenia z Internetem. Powoduje to, że współczesne sieci elektroenergetyczne stają się narażone na zupełnie nowe zagrożenia, tzw. cyber-zagrożenia (ang. *cyber-threats*), do których należą m.in. ataki typu APT (ang. *Advanced Persistent Threats*) czy ataki DDoS (ang. *Distributed-Denial-of-Service*), stanowiące szczególne wyzwanie w zakresie ochrony infrastruktury elektroenergetycznej. Najbardziej narażonymi elementami sektora energetycznego są komputerowe systemy sterowania typu SCADA (ang. *Supervisory Control and Data Analysis*) w stacjach elektroenergetycznych i systemy typu DCS (ang. *Distributed Control Systems*) w stacjach i elektrowniach [1].

W odróżnieniu od typowych cyberataków, których celem są przypadkowe, bądź tylko ogólnie określone obiekty, ataki typu APT są dedykowanymi atakami ukierunkowanymi na *konkretny obiekt* w celu uzyskania określonego efektu np. przerwy w zasilaniu, wstrzymania procesów regulacyjnych, itp. [2, 3]. Innym rodzajem ataków są ataki typu DDoS. Poprzez wysyłanie dużej ilości zapytań mogą one spowodować np. opóźnienie, blokadę lub uszkodzenie komunikacji w sieci [4].

Wykryty po raz pierwszy w 2010 roku, Stuxnet [5] był pierwszym przykładem szeroko rozpowszechnionego złośliwego oprogramowania, które zostało specjalnie zaprojektowane do ataku na sieciowe systemy sterowania przemysłowego, takie jak gazociągi lub elektrownie. Stuxnet to cyber robak zdolny do zainfekowania serwerów kontroli procesów oraz sterowników (PLC) w celu zmiany przebiegu procesów produkcyjnych, a w konsekwencji do sabotażu docelowego obiektu. Późniejsze badania wykazały, że Stuxnet nie był pierwszym tego typu zagrożeniem. Jego prekursorem był robak o nazwie *Flame*, który pozostał niewykryty aż do 2012 [4].

W celu przeciwstawienia się nowoczesnym, często bardzo wyrafinowanym zagrożeniom, wymagane jest zastosowanie zaawansowanych technologii bezpieczeństwa cybernetycznego. Należą do nich między innymi, systemy SIEM (ang. *Security Information and Event Management*), Białe Listy (ang. *whitelisting*) czy układy TPM (ang. *Trusted Platform Modules*) [2, 5]. Ponadto wdrożenie sieci SAN (ang. *Situation Awareness Networks*) z oprogramowaniem SIEM poprawia tzw. świadomość sytuacyjną i pozwala na lepszą kontrolę oraz szybszą reakcję na zagrożenia [6].

Taka sieć SAN, dedykowana dla sektora energetycznego, rozwijana jest w projekcie DEnSeK (ang. *Distributed Energy Security Knowledge*) [7]. Projekt ten ma na celu poprawę bezpieczeństwa i odporności nowoczesnej infrastruktury energetycznej przed cyber-zagrożeniami. Planowanym efektem projektu jest zbudowanie platformy wymiany wiedzy dotyczącej bezpieczeństwie systemów między przedsiębiorstwami z europejskiego sektora energetycznego oraz utworzenie Europejskiego Centrum Wymiany i Analizy Informacji dla Sektora Energetycznego (ang. *European Energy Information Sharing and Analysis Centre – ISAC*), które pozwoli na interaktywną wymianę informacji pomiędzy wszystkimi zaangażowanymi stronami [7].

W artykule przedstawiono wyniki testów platformy SAN, które miały na celu sprawdzenie poprawności wyboru jej komponentów i zweryfikowanie ich zdolności operacyjnej oraz współdziałania w złożonym środowisku testowym.

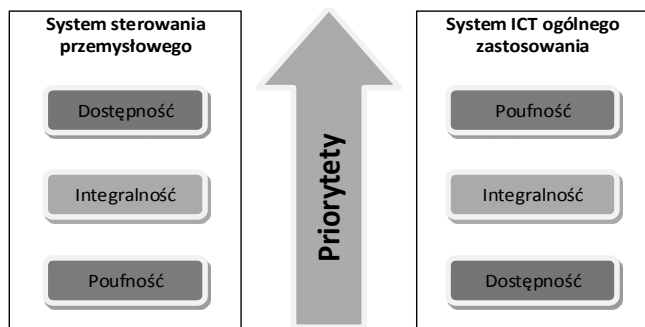
2. CYBERBEZPIECZEŃSTWO W INFRASTRUKTURZE ELEKTROENERGETYCZNEJ

Cyberbezpieczeństwo jest definiowane, jako zdolność do ochrony cyberprzestrzeni przed cyberatakami [8] i jest nierozdzielnie związane z bezpieczeństwem informacji tj. takim stanem informacji, w którym zachowana jest jej poufność, integralność i dostępność [8, 9].

Przy czym [9]:

- poufność jest właściwością zapewniającą, że informacja nie jest udostępniana lub wyjawiana nieupoważnionym osobom fizycznym, podmiotom lub procesom;
- dostępność jest właściwością informacji polegającą na możliwości dostępu do niej oraz wykorzystania na każde żądanie uprawnionego podmiotu;
- integralność jest właściwością polegającą na zapewnieniu dokładności i kompletności informacji.

Powyższe definicje odnoszą się do ogólnie pojętych technologii informacyjnych i komunikacyjnych. Natomiast, przemysłowe systemy sterowania (ang. *Industrial Control Systems* – ICS) mają cechy mocno różniące je od tradycyjnych systemów przetwarzania informacji. Można wyróżnić dwa podstawowe czynniki, które odróżniają te systemy. Systemy ICS mają różne priorytety i stwarzają zagrożenia o znacznie szerszym zakresie i skutkach. Przemysłowe systemy sterowania zostały zaprojektowane w celu spełnienia ściśle określonych wymagań odnośnie wydajności i niezawodności, które nie są typowe dla tradycyjnego środowiska teleinformatycznego. Jednocześnie, wiele systemów ICS odpowiedzialne jest za pracę bardzo krytycznych procesów, takich jak np. wytwarzanie energii elektrycznej w energetyce jądrowej. Oznacza to, że istnieje bezpośrednie ryzyko wpływu na zdrowie i bezpieczeństwo ludzi, poważne zagrożenie dla środowiska, straty w produkcji, wpływu na gospodarkę, itd. Różnice te wpływają na sposób, w jaki należy je chronić i jakie priorytety muszą być przypisane w procesie ochrony. W rezultacie cele zarządzania ryzykiem w odniesieniu do tych dwóch rodzajów systemów nie są takie same (patrz rys. 1).



Rys. 1. Porównanie celów zarządzania ryzykiem [10]

Istnieje wiele wyzwań związanych z ochroną przemysłowych systemów sterowania oraz systemów ICT stosowanych w infrastrukturze energetycznej. Więcej szczegółów zainteresowany czytelnik może znaleźć w [11–14].

3. ZARZĄDZANIE BEZPIECZEŃSTWEM INFORMACJI I ZDARZEŃ

Istnieje wiele definicji *świadomości sytuacyjnej* (ang. *Situation Awareness* – SA) [11, 12] spośród których Tadda I Salerno adaptują definicję Endsley’a [13] do dziedziny świadomości sytuacyjnej w cyberprzestrzeni:

Świadomość sytuacyjna jest sposobem postrzegania elementów środowiska w określonym czasie i przestrzeni, rozumieniem ich znaczenia, oraz rzutowaniem (ang. *projection*) ich stanu na najbliższą przyszłość w celu umożliwienia podejmowania nadrzędnych decyzji. [10]

Endsley dostarcza model odniesienia w świadomości sytuacji, która obejmuje następujące poziomy:

- Poziom 1: Postrzeganie (ang. *perception*) elementów w aktualnej sytuacji;
- Poziom 2: Zrozumienie (ang. *comprehension*) sytuacji bieżącej;

- Poziom 3: Antycypacja (ang. *projection*) przyszłego stanu.

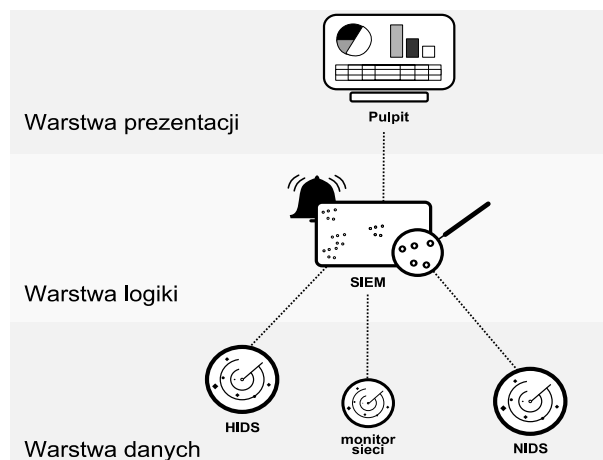
Percepcja jest najniższym poziomem świadomości sytuacyjnej. Dostarcza informacji na temat stanu i zachowania właściwych elementów w środowisku i reprezentuje ją w zrozumiałej formie. Bez prawidłowej percepcji ważnych elementów środowiska prawdopodobieństwo tworzenia zniekształconego obrazu sytuacji, znacznie się zwiększa [12].

Zrozumienie sytuacji związane jest z łączeniem, interpretacją, przechowywaniem oraz wydobywaniem informacji. W ten sposób percepcja zostaje poszerzona o połączenie wielu części informacji i określenie ich związku z wcześniej określonymi celami, co może prowadzić do wyciągnięcia wniosków na temat tych celów. Rozumienie zapewnia ustrukturyzowany ogląd obecnej sytuacji poprzez ustalenie znaczenia obiektów i wydarzeń. Łączy ono nowe informacje z już istniejącą wiedzą w celu wytworzenia pełnego poglądu odnośnie rozwoju sytuacji [12].

Antycypacja jest najwyższym poziomem świadomości sytuacyjnej. Jest ona definiowana, jako zdolność do tworzenia prognoz opartych o wynik zrozumienia (i percepcji) [12].

McGuinness i Foy [16] rozszerzyli ten model dodając czwarty poziom, zwany rezolucją (ang. *resolution*), której celem jest określenie optymalnej ścieżki dla osiągnięcia pożądanej zmiany stanu bieżącej sytuacji. Rezolucja oparta jest na wyborze pojedynczego działania z podzbioru dostępnych działań [14].

W ramach projektu DEnSeK [17] opracowano pulpit nawigacyjny (ang. *dashboard*) dla operatorów systemu świadomości sytuacyjnej (ang. *Situational Awareness Network*). Oprogramowanie to wizualizuje dane zebrane ze zbioru rozproszonych czujników. W czasie projektowania testów opracowane oprogramowania SAN było przystosowane do gromadzenia danych z dwóch źródeł. Pierwszym z nich był analizator sieci Argus, używany do zbierania danych o aktywności ruchu sieciowego w chronionej sieci. Drugi to OSSIM – kompleksowy i otwarty system SIEM (system zarządzania informacjami i zdarzeniami dotyczącymi bezpieczeństwa). Ponieważ OSSIM w zaprojektowanej sieci SAN pełni rolę warstwy pośredniej, możliwe jest podłączenie do pulpitu nawigacyjnego dużej liczby czujników, w tym np. najbardziej popularnych systemów wykrywania włamań takich jak Snort i Suricata.



Rys. 2. SAN architektura trójpoziomowa

Architektura SAN proponowana w projekcie DEnSeK może być zaprezentowana, jako struktura trójwarstwowa (rys. 2). Najniższa warstwa – warstwa danych składa się z czujników takich jak systemy wykrywania włamań oraz monitory i analizatory ruchu sieciowego. Oprogramowanie

OSSIM pracuje w warstwie logicznej, gdzie gromadzi i przetwarza dane z czujników i przekazuje je do warstwy najwyższej. Wreszcie warstwa prezentacji – pulpit nawigacyjny, po dalszej obróbce wizualizuje dane w formie przyjaznego dla użytkownika interfejsu.

4. ŚRODOWISKO TESTOWE

Testy zostały przeprowadzone w Livorno, w laboratorium cyberbezpieczeństwa, będącego częścią działu badań i inżynierii największego włoskiego koncernu energetycznego, firmy ENEL.

Laboratorium zostało zaprojektowane i zbudowane z myślą o testowaniu i rozwoju aplikacji służących do automatyzacji procesów przemysłowych. Jego celem jest odtworzenie architektury sieci i głównych komponentów sterowania procesami w rzeczywistej elektrowni (układ gazowo-parowy z turbiną gazową). Z punktu widzenia technologii informacyjno-komunikacyjnych, struktura i konfiguracja sieci jest analogiczna do sieci telekomunikacyjnej w elektrowni. Znajdują się tam wszystkie główne elementy sieci sterowania procesami przemysłowymi, w tym sterowniki PLC i rozproszony system sterowania (ang. *Distributed Control System* – DCS) z komponentami od różnych dostawców. W laboratorium odtworzono procesy związane z obiegiem ciepłej i zimnej wody w elektrowni cieplnej. Wszystkie procesy są monitorowane i sterowane przez sterowniki PLC przy użyciu rzeczywistych urządzeń pomiarowych i wykonawczych takich jak czujniki, mierniki ciśnienia, zawory, pompy, falowniki itp.

Środowiska informatyczne elektrowni zazwyczaj obejmują kilka rodzajów systemów, podsystemów i podzespołów:

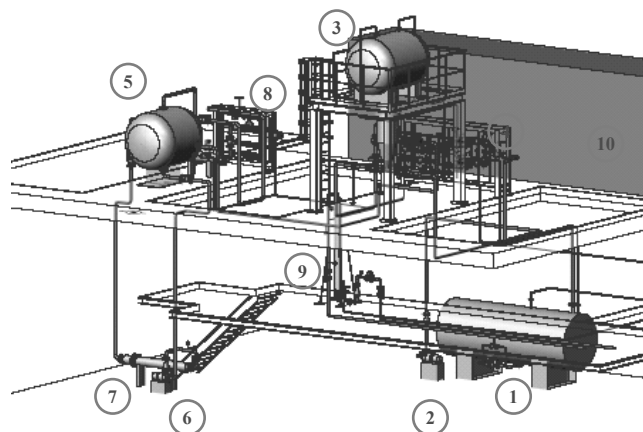
- *System Polowy* (ang. *Field System*), grupujący wszystkie sterowniki PLC, RTU oraz czujniki w elektrowni,
- *Kontrola Procesu i System Akwizycji Danych* (ang. *Process SCADA*), który kontroluje System Polowy,
- *Sieć Sterowania* (ang. *Control Network*), która zapewnia obsługę komunikacyjną w całej elektrowni,
- *Sieć Danych* (ang. *Data Network*), pozwalająca połączyć różne elektrownie,
- *Sieć Biurowa* (ang. *Business Network*) z typowymi aplikacjami intranetowymi,
- *Strefa Zdemilitaryzowana* (ang. *Demilitarised Zone*), gdzie znajdują się serwery służące do udostępniania danych dotyczących procesów przemysłowych w elektrowni.

Systemy te zostały odtworzone w bezpiecznym, odizolowanym (fizycznie odłączonym od innych sieci) środowisku laboratorium bazując na sprzęcie komputerowym i sieciowym oraz urządzeniach SCADA zainstalowanych w fizycznej instalacji hydrologicznej *Fizycznego Modelu Elektrowni* (ang. *Physical Power Plant Emulator*) (patrz rys. 3).

W laboratorium niezwykle wiernie zrekonstruowano system informatyczny elektrowni. Odtworzono identyczne podsieci oraz skopiowano wszystkie główne stacje robocze elektrowni w stosunku jeden do jednego. Oznacza to, że każde ze stanowisk elektrowni znalazło odzwierciedlenie w jednym komputerze środowiska symulacyjnego. Jedynie środowisko intranetu zostało zaprezentowane za pomocą mniejszej liczby hostów. W rekonstrukcji, użyto te same adresy sieciowe, zainstalowano identyczne oprogramowanie (z uwzględnieniem tego samego poziomu „łatek” systemowych), odtworzono te same konfiguracje zapór sieciowych, itp.

Fizyczny Model Elektrowni (rys. 3) odtwarza obieg parowy-wodny typowy dla większości elektrowni cieplnych. Składa się z trzech modułów: M1, M2, M3. M1 jest sekcją hydrauliczną, w której woda przepływa w obiegu zamkniętym (pomiędzy dwoma zbiornikami usytuowanymi na róż-

nych wysokościach), w temperaturze otoczenia. Zbiornik na niższym poziomie przechowuje wodę o ciśnieniu otoczenia. Drugi zbiornik znajduje się nad nim i przechowuje wodę pod ciśnieniem zmieniającym się od 0 do 4 barów. M2 jest innym fragmentem obwodu hydraulicznego, gdzie wymuszany jest przepływ wody w obiegu pomiędzy grzejnikiem (270 kW) oraz zbiornikiem cylindrycznym i jest odparowywana za pomocą pompy. Para mokra jest osuszana w podgrzewaczu (30 kW). Woda przepływającym w tym module pochodzi z M1. M3 jest blokiem turbiny zawierającym trzy zawory regulacyjne rozmieszczone równolegle, przez które przepływa para sucha zmieniając ciśnienie zadawane z poziomu sterowni. Moduł M1 jest „zimną” częścią instalacji, podczas, gdy moduły M2 i M3 razem stanowią część „gorącą” instalacji. Część zimna i ciepła są połączone poprzez wymiennik ciepły, w którym para pochodząca z M3 skrapla się i w postaci ciekłej trafia do zbiornika dolnego M1. Zimna i ciepła część instalacji są funkcjonalnie niezależne, co pozwala symulować trzy różne konfiguracje pracy elektrowni: M1, M2 z M3 lub M1, M2 i M3 razem. Wszystkie opisane dalej testy za wyjątkiem scenariusza 4 z konfiguracją 2 przeprowadzono w tym obszarze laboratorium.



Rys. 3. Składniki Fizycznego Modelu Elektrowni:

- 1 – zbiornik, 2 – pompa, 3 – zbiornik piezoelektryczny, 4 – obieg recyrkulacyjny, 5 – zbiornik cylindryczny (za nagrzewnicą 30 kW), 6 – pompa podgrzewu, 7 – grzałka 270 kW, 8 – blok turbiny, 9 – skraplacz, 10 – sterownia

Podczas realizacji testów wykorzystano trzy komputery na których uruchamiane były maszyny wirtualne z testowanym oprogramowaniem: (1) Windows 7: Intel Core i7-Q720, 8 cores, 1.6 GHz, 16 GB RAM; (2) Linux Mint: Intel Core i5-3317U, 4 cores, 1.7 GHz, 8 GB RAM; (3) Kali Linux: Intel Core i3, 2 cores, 1.2 GHz, 4 GB RAM.

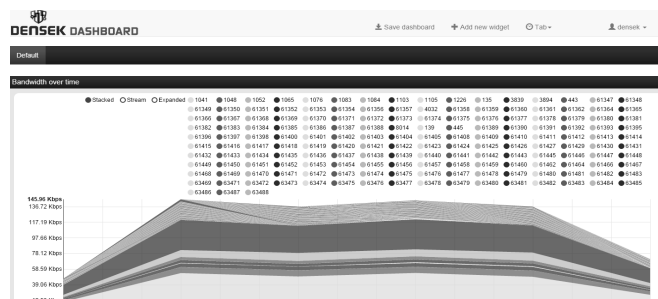
5. PROCEDURA TESTOWA

Celem przeprowadzonych badań było sprawdzenie dopasowania architektury SAN i jej wybranych komponentów do złożonego środowiska elektrowni. W ramach eksperymentu przygotowano testy integralności. Opracowano pięć przypadków testowych w celu zweryfikowania poprawności wzajemnej współpracy poszczególnych składników SAN. Testowano następujące składniki:

- *Argus* – analizator sieci,
- *Snort* – sieciowy system wykrywania włamań,
- *OSSIM* – system SIEM,
- *DEnSek Dashboard* – pulpit nawigacyjny dla operatorów systemu świadomości sytuacyjnej.

W celu przeprowadzenia testów konieczne było wykorzystanie dodatkowego oprogramowania *TCPReplay*, *Oinkmaster* i *Barnyard2*. W pierwszej części procesu testowego

zweryfikowano poprawność interakcji pomiędzy poszczególnymi składnikami systemu. Realizacja dwóch pierwszych przypadków testowych miała na celu sprawdzenie współpracy pulpitu nawigacyjnego z analizatorem Argus, jako źródłem danych. Podczas tych testów zidentyfikowano kilka problemów związanych z procesem przetwarzania i wizualizacji dużej ilości danych specyficznych dla środowiska elektrowni (np. patrz rys. 4), które następnie zostały poprawione przez programistów.



Rys. 4. Nieczytelna prezentacja danych na pulpicie

W drugiej części testowania (przypadki 3 i 4), zweryfikowano integrację systemu wykrywania włamań Snort z systemem SIEM – Ossim. Ponieważ oba systemy są dojrzałymi projektami rozwijanymi w ramach Otwartego Oprogramowania (ang. *Open Source*) ich instalacja i konfiguracja przebiegły sprawnie. Jednak badania w środowisku o dużej skali pozwoliło na identyfikację problemów z komunikacją między podsieciami. W docelowych systemach sensory będą rozmieszczone między różnymi regionami, państwami, a nawet kontynentami. Dlatego niezbędne jest opracowanie odpowiedniej metody komunikacji z centralnym systemem SIEM.

Ostatnie badania były poświęcone pełnej integracji systemu SAN. Przetestowano poprawność komunikacji między wszystkimi warstwami architektury (rys. 2). Dane zebrane przez sensory (Snort) zostały przekazane do systemu SIEM (OSSIM). Tam, po zagregowaniu danych i analizie wygenerowane zostały alarmy, które następnie zostały przekazane do pulpitu nawigacyjnego. W konsekwencji operator został poinformowany o wykrytych zagrożeniach za pośrednictwem elementów graficznych (ang. *widgets*) na pulpicie nawigacyjnym. Testy potwierdziły właściwe zaprojektowanie architektury SAN oraz jej użyteczność.

6. PODSUMOWANIE

Ryzyko związane z cyberatakami w sektorze elektroenergetycznym systematycznie rośnie. Wynika to z jednej strony z rosnącego uzależnienia gospodarki i społeczeństwa od energii

elektrycznej, z drugiej strony z coraz większego wykorzystania technologii informacyjnych w sektorze elektroenergetycznym. Systemy świadomości sytuacyjnej wspomagają monitorowanie infrastruktury elektroenergetycznej w celu wczesnego wykrywania zagrożeń i ograniczenia ich skutków. W projekcie DENSeK opracowano i wdrożono trójwarstwową platformę SAN. Testy integracyjne przeprowadzone w laboratorium cyberbezpieczeństwa ENEL udowodniły, że architektura i komponenty systemu są prawidłowo dobrane, a system działa zgodnie z przeznaczeniem.

7. BIBLIOGRAFIA

- [1] T. Bayar, "Cybersecurity in the power sector," *Power Engineering International*, 2014.
- [2] Y. Aillerie, S. Kayal, J. Mennella, R. Samani, S. Saaty, L. Schmitt: "Smart Grid Cyber Security," 2013.
- [3] Y. Yan, Y. Qian, H. Sharif, D. Tipper: "A Survey on Cyber Security for Smart Grid Communications," *IEEE Commun. Surv. Tutorials*, vol. 14, no. 4, pp. 998–1010, 2012.
- [4] D. Kushner: "The real story of stuxnet," *IEEE Spectr.*, vol. 50, pp. 48–53, 2013.
- [5] A. Carcano, A. Coletta, M. Guglielmi, M. Masera, I. Nai Fovino, A. Trombetta: "A Multidimensional Critical State Analysis for Detecting Intrusions in SCADA Systems," *IEEE Trans. Ind. Informatics*, vol. 7, no. 2, pp. 179–186, May 2011.
- [6] H. Khurana, M. Hadley, N. Lu, D.A. Frincke: "Smart-grid security issues," *IEEE Secur. Priv.*, vol. 8, no. 1, pp. 81–85, 2010.
- [7] "DENSeK (Distributed Energy Security Knowledge) – project website." [Online]. Available: <http://www.densek.eu/>. [Accessed: 08-04-2014].
- [8] R. Kissel: "NISTIR 7298 Revision 2 Glossary of Key Information Security Terms," 2013.
- [9] ISO/IEC, "ISO/IEC 27001:2005(E): Information technology – Security techniques – Information security management systems – Requirements." U.S. Government Printing Office, 2005.
- [10] K. Stouffer, J. Falco, K. Scarfone: "NIST SP 800-82: Guide to Industrial Control Systems (ICS) Security." 2011.
- [11] M. Vidulich, C. Dominguez, E. Vogel, G. McMillan: "Situation Awareness: Papers and Annotated Bibliography," Jun. 1994.
- [12] G.P. Tadda, J.S. Salerno: "Overview of Cyber Situational Awareness," in *Cyber Situational Awareness*, vol. 46, S. Jajodia, P. Liu, V. Swarup, and C. Wang, Eds. Boston, MA: Springer US, 2010, pp. 15–35.
- [13] M.R. Endsley: "Toward a theory of situation awareness in dynamic systems," *Hum. Factors*, vol. 37, pp. 32–64, 1995.
- [14] B. McGuinness, L. Foy: "A Subjective Measure of SA The Crew Awareness Rating Scale – GetInfo," in *Proceedings of the first human performance, situation awareness, and automation conference*, 2000.
- [15] R. Leszczyna, M. Wrobel: "Security Information Sharing for Smart Grids. Developing the Right Data Model," in *Accepted for the 9th International Conference for Internet Technology and Secured Transactions (ICITST 2014)*, 2015.

TESTING SITUATIONAL AWARENESS NETWORK FOR THE ELECTRICAL POWER INFRASTRUCTURE

The contemporary electrical power infrastructure is exposed to new types of threats. The cause of such threats is related to the large number of new vulnerabilities and architectural weaknesses introduced by the extensive use of the Information and Communication Technologies (ICT) in such complex critical systems. The power grid interconnection with the Internet exposes the grid to new types of attacks, such as Advanced Persistent Threats (APT) or Distributed-Denial-of-Service (DDoS) attacks. When addressing this situation the usual cyber security technologies are prerequisite, but not sufficient. To counter evolved and highly sophisticated threats such as the APT or DDoS, state-of-the-art technologies including Security Incident and Event Management (SIEM) systems, extended Intrusion Detection/Prevention Systems (IDS/IPS) and Trusted Platform Modules (TPM) are required. Developing and deploying extensive ICT infrastructure that supports wide situational awareness and allows precise command and control is also necessary. In this paper the results of testing the Situational Awareness Network (SAN) designed for the energy sector are presented. The purpose of the tests was to validate the selection of SAN components and check their operational capability in a complex test environment. During the tests' execution appropriate interaction between the components was verified.

Keywords: electric grid, cyber security, situational awareness, testing



**NOWOCZESNE TECHNOLOGIE
WYTWARZANIA
ENERGII ELEKTRYCZNEJ**

S5

REALIZACJE SPRZĘTOWO-PROGRAMOWE SYMULATORÓW PODSTAWOWYCH ZASAD PRZEBIEGU PROCESÓW REAKTORA JĄDROWEGO

Tomasz KARLA¹, Jarosław TARNAWSKI², Kazimierz DUZINKIEWICZ³

Katedra Inżynierii Systemów Sterowania, Wydział Elektrotechniki i Automatyki, Politechnika Gdańska

1. tel.: (58) 347-17-42; e-mail: t.karla@eia.pg.gda.pl,

2. tel.: (58) 347-12-26; e-mail: jaroslaw.tarnawski@pg.gda.pl,

3. tel.: (58) 347-22-39; e-mail: kazimierz.duzinkiewicz@pg.gda.pl

Streszczenie: Przedstawiono możliwości i proces budowy symulatorów podstawowych zasad działania procesów reaktora jądrowego w oparciu o modele punktowe: kinetyki neutronów, procesów generacji i wymiany ciepła oraz procesów zatrucia i wypalania paliwa. Referencyjny symulator został opracowany w środowisku MATLAB/Simulink. Na jego podstawie zbudowano w środowisku xPC drugi symulator pracujący w czasie rzeczywistym. Po dekompozycji funkcjonalnej reaktora jądrowego wydzielono procesy o różnych skalach czasowych i zaimplementowano wraz z mechanizmem synchronizacji w jednostkach Raspberry PI uzyskując rozproszoną wersję symulatora. W artykule rozpatrywany jest również sieciowy symulator obsługiwany z poziomu przeglądarki internetowej. Przeprowadzono weryfikację poprawności działania symulatorów. Dokonano porównania funkcjonalności i możliwych zastosowań symulatorów.

Słowa kluczowe: symulatory, reaktor jądrowy, kształcenie, praca w czasie rzeczywistym

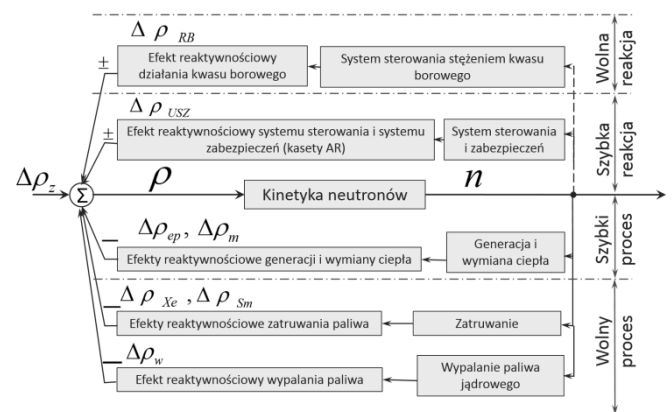
1. WPROWADZENIE

Rozumienie podstawowych zasad przebiegu procesów reaktora jądrowego może być istotne z wielu powodów i dla wielu potencjalnych odbiorców. Oprócz wiedzy teoretycznej wartościowym środkiem dydaktycznym mogą być symulatory umożliwiające zapoznanie się z dynamiką procesów i ich współzależnością. Tematykę symulatorów podejmowano już m.in. w [2, 3]. W artykule rozpatrywane są różne implementacje sprzętowo-programowe symulatorów podstawowych procesów reaktora jądrowego. W oparciu o modele punktowe procesów rozpatrywane są symulatory w oparciu o pakiet Matlab/Simulink, system czasu rzeczywistego xPC, komputery Raspberry PI oraz symulator sieciowy obsługiwany za pomocą przeglądarki internetowej. Na potrzeby uzyskania pracy w czasie rzeczywistym rozpatrywane są wersje rozproszone symulatorów. W artykule badane są: możliwość uzyskania kroku symulacji odpowiadającego rzeczywistej prędkości procesu kinetyki neutronów, zgodność symulatorów z wersją referencyjną. Oceniana jest przydatność symulatorów do różnych zadań biorąc pod uwagę najważniejsze użytkowe kryteria w tym koszty.

2. CHARAKTERYSTYKA DYNAMIKI OBIEKTU

Reaktor jądrowy (RJ) w uproszczonych schematach elektrowni jest przedstawiany jako źródło ciepła o regulowanej wartości mocy [8]. Na pracę reaktora jądrowego ma wpływ szereg procesów. Do ich zamodelowania można użyć modeli o różnej złożoności opisanych np. w [5, 6]. Najprost-

szym z nich, jednak dobrze oddającym charakter procesów w RJ jest model punktowy, w którym zmiennymi są wielkości uśrednione po objętości rdzenia. Wszystkie rozpatrywane w artykule symulatory zostały zatem oparte o modele punktowe [1]. Uwzględnione w symulatorach procesy i oddziaływania sterowania reaktorem zostały przedstawione na rys. 1.



Rys. 1. Główne procesy zachodzące w RJ wpływające na jego stan

Do pierwszej grupy zaliczają się reakcje jądrowe (kinetyka neutronów, zatrucie i wypalanie paliwa) i procesy wymiany ciepła. Kinetyka neutronów uwzględnia zmiany koncentracji neutronów (n) w objętości rdzenia w zależności od reaktywności rdzenia (ρ). Procesy zatrucia i wypalania paliwa przedstawiają zmiany reaktywności ($\Delta\rho_{(Xe,Sm)}$) reaktora związane z powstawaniem ksenonu ($Xe-135$), jodu ($J-135$), samaru ($Sm-149$) i prometu ($Pm-149$) w paliwie oraz zmiany reaktywności ($\Delta\rho_w$) powiązane ze zmianą składu samego paliwa w czasie jego zużywania. Procesy generacji i wymiany ciepła determinują warunki cieplne w reaktorze w zależności od koncentracji neutronów i ich wpływ na zmiany reaktywności ($\Delta\rho_{(ep,m)}$). Do wymuszeń sterowniczych należą operacje związane ze sterowaniem reaktywnością reaktora poprzez wpływanie na pozycję prętów sterujących ($\Delta\rho_{RB}$) w rdzeniu oraz na stężenie kwasu borowego w moderatorze ($\Delta\rho_{USZ}$). Wszystkie te procesy różnią się skalami czasowymi z jakimi zachodzą. Tabela 1 przedstawia zestawienie poszczególnych procesów i ich czasów przejściowych. Różnice między najwolniejszymi i najszybszymi procesami sięgają kilku kilkunastu rzędów wielkości. Dlatego też dzieli się je dodatkowo na procesy szybkie i wolne (rys. 1).

Tablica 1. Przedziały czasowe poszczególnych procesów RJ

Proces	Czasy procesów przejściowych
Kinetyka neutronowa	10 ⁻⁵ do 10 ⁻³ s
Procesy wymiany ciepła między paliwem a chłodziwem/moderatorem, Zmiana reaktywności związana ze zmianami temperatury	3 do 6 min.
Zmiana reaktywności za pomocą regulacji poziomu zanurzenia prętów sterujących	do 125 s
Zmiana reaktywności za pomocą regulacji stężenia kwasu borowego	kilka godzin
Zatrucie ksenonem w czasie zmiany mocy reaktora	do 60 godzin
Zatrucie samarem	15 do 20 dni
Wypalanie paliwa	dziesiątki dni / miesiące

3. REALIZACJE SPRZĘTOWO – PROGRAMOWE SYMULATORÓW

Istnieje wiele różnych możliwości implementacji symulatorów zarówno pod względem sprzętowym jak i programowym. Typowym, bazowym podejściem akademickim jest wykorzystanie popularnego oprogramowania MATLAB/Simulink (M/S) uruchamianego na komputerach klasy PC. Przyjęty plan prac nad symulatorami zakładał przygotowanie początkowo symulatora w tym właśnie środowisku, a następnie w oparciu o ten referencyjny symulator próby implementacji jego odmian w innych środowiskach i na innych platformach sprzętowych. Zaliczono do nich: symulator pracujący w czasie rzeczywistym (Real-Time RT) o twardych wymaganiach czasowych z małym krokiem symulacji na platformie komputerów klasy PC, symulator pracujący w czasie rzeczywistym o miękkich wymaganiach czasowych na platformie sprzętowej opartej o niskobudżetowe urządzenia Raspberry PI (RPI) [9] oraz wariant symulatora sieciowego, który pozwala na obsługę z poziomu przeglądarki internetowej. Uwzględniono rozproszenie symulacji między wiele urządzeń, aby zmniejszyć nakład obliczeń na pojedynczych urządzeniach i tym samym uzyskać mniejszy krok symulacji wg. idei wieloagentowości [7].

3.1. Referencyjny symulator MATLAB/Simulink

Na podstawie równań modelu matematycznego opracowano model symulacyjny w środowisku Simulink. Do rozwiązywania obliczeń wykorzystano solver ode3 oparty o algorytm Bogacki-Shampine. Obliczenia były wykonywane w trybie freerun (bez stawiania wymagań czasowych dla obliczeń). Symulator udostępnia podgląd wszystkich wielkości procesowych w postaci dedykowanych blozków wyświetlaczy i/lub w postaci wykresów przebiegów, istnieje też możliwość archiwizacji wyników symulacji. Autorzy przyjęli tę wersję symulatora jako referencyjną ponieważ nie posiada ona żadnych uproszczeń, symulacja jest wykonywana w sposób scentralizowany i wykonywana niezależnie od wymagań czasu rzeczywistego co umożliwia otrzymanie symulacji z dowolnym krokiem.

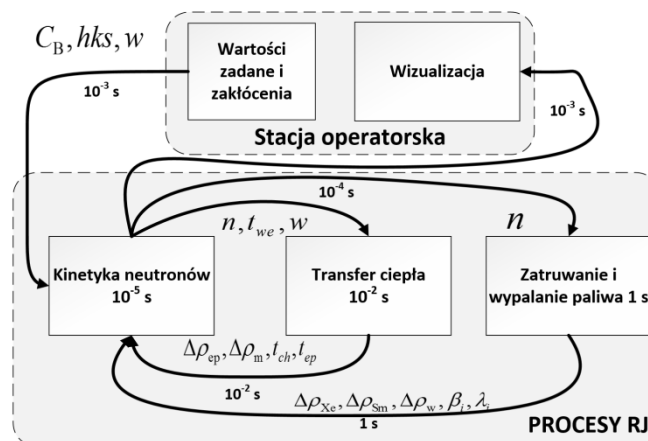
3.2. Symulatory RT

Symulacje wykonywane w referencyjnym symulatorze w środowisku Simulink nie były przeznaczone do pracy i prezentacji wyników w czasie rzeczywistym. W zależności od przyjętego kroku symulacji (przyjętego z zakresu 1E-3s do 1E-5s odpowiadającemu średniemu czasowi życia neutronów) obliczenia dla danych chwil czasowych były wykonywane od około 10 razy wolniej do 100 razy szybciej

w stosunku to czasu rzeczywistego. Środowisko MATLAB/Simulink posiada przyborki pozwalające na wykonywanie symulacji z zachowaniem pracy w czasie rzeczywistym. Autorzy rozpatrywali przyborki Real-Time Windows Target (RTWT) i xPC, pozwalające na symulację na komputerach klasy PC oraz przyborki zawierający pakiet modułów do współpracy i kompilowania aplikacji na platformę RPI.

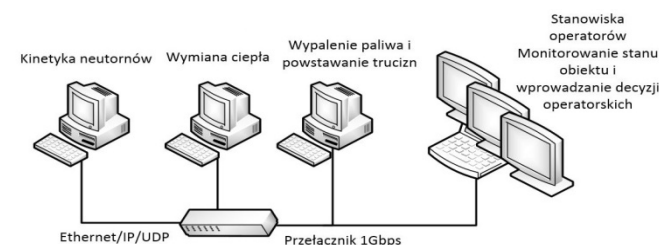
3.2.1. Symulator RT o twardych ograniczeniach czasowych i małym kroku symulacji

Przyborki xPC, zorientowany na symulację w trybie RT, oferuje dużą wydajność, gdyż realizuje obliczenia na specjalnie przygotowanych wersjach systemu operacyjnego z mikrojądrem, zawierającym tylko niezbędne komponenty potrzebne do przeprowadzania symulacji. Dodatkowo opracowano inny wariant symulatora z wykorzystaniem xPC, w którym dokonano rozproszenia symulacji pomiędzy 3 komputery klasy PC. Dekompozycja czasowa procesów reaktora jądrowego przedstawiona w tabeli 1 pozwoliła na pogrupowanie poszczególnych procesów w bloki, które mogły być wykonywane z większymi krokami obliczeń (rys. 2).



Rys. 2. Symulator w wersji rozproszonej

Rozwiązanie takie wymagało jednak zapewnienia komunikacji między poszczególnymi urządzeniami oraz synchronizacji każdego z bloków symulacji z pozostałymi. Opracowano metodę synchronizacji momentów rozpoczęcia, wstrzymywania i kończenia obliczeń na poszczególnych urządzeniach. Wszystkie jednostki były połączone ze sobą za pomocą gigabitowego przełącznika Ethernet przy wykorzystaniu bezpołączeniowego protokołu UDP (rys. 3).



Rys. 3. Realizacja sprzętowa symulatora w wersji zdecentralizowanej

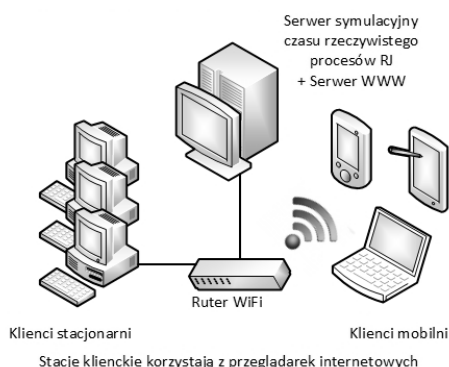
3.2.2. Symulator RT o miękkich ograniczeniach czasowych w RPI

Za pomocą przyborki Simulink Support Package for Raspberry PI wygenerowano aplikację symulatora RT dla RPI typu *stand-alone* uruchamianą bez użycia M/S. Jako docelowy krok obliczeń przyjęto 1E-3s (górny próg ze śred-

niego czasu życia neutronów). Po kompilacji aplikacji i uruchomieniu na docelowej platformie nie udało się uzyskać wymaganego kroku obliczeń wykorzystując jedno urządzenie. Dokonano więc wzorem wersji rozproszonej xPC podziału procesów i poszczególne bloki zaimplementowano łącznie na 3 RPI. Wdrożono mechanizmy synchronizacji symulacji na poszczególnych urządzeniach. Opracowano także w języku C niezależną od M/S aplikację wizualizacyjną, która mogła być uruchamiana na czwartym RPI. Do komunikacji między wszystkimi urządzeniami użyto połączenia przez interfejs Ethernet z wykorzystaniem gigabitowego przełącznika i protokołu UDP.

3.2.3. Wielodostępowy symulator sieciowy (Web-based)

Autorzy rozpatrują zbudowanie sieciowego symulatora zrealizowanego na serwerze i obsługiwanego z przeglądarki internetowej. Wobec braku prostej możliwości otrzymania symulacji z gwarancją czasu rzeczywistego przewiduje się symulator RT o miękkih wymaganiach czasowych. Docelową platformą sprzętową zostanie wydajny komputer klasy PC zorientowany na rolę serwera symulatora. Rolę klientów zaś będą pełniły urządzenia z przeglądarkami internetowymi, które będą miały dostęp do serwera i mogą mieć różny charakter: klasycznego PCta, laptopa, tabletu, czy nawet telefonu komórkowego. Idea tego rozwiązania jest zaprezentowana na rys. 4.



Rys. 4. Symulator w wersji sieciowej

3.3. Badania oceny zgodności symulatorów

Po implementacji symulatorów RT dokonano weryfikacji poprawności ich wyników. Weryfikacja była dwuetapowa. Pierwszy etap polegał na sprawdzeniu poprawności komunikacji między urządzeniami. Drugi etap weryfikacji polegał na porównaniu wyników symulatora referencyjnego oraz RT w oparciu o te same, wcześniej przygotowane scenariusze przebiegów zmiennych sterujących i zakłóceń. Według wzoru (1) wyznaczono średni błąd symulacji dla każdego z symulatorów RT. Wyniki procesu weryfikacji przedstawia tabela 2.

$$e_w = \frac{1}{N} \sum_{i=0}^N \left(\frac{w_r(i) - w_s(i)}{w_r(i)} \right)^2 \cdot 100\% \quad (1)$$

gdzie: $w_r(i)$ – wartość referencyjna z symulatora nie pracującego w RT,

$w_s(i)$ – pomiar z symulatora RT

N – liczba pomiarów.

Tabela 2. Zestawienie wyników procesu weryfikacji symulatorów

	Utrata pakietów	Zła kolejność pakietów	Średnie opóźnienia	Średni błąd
xPC	0,00003%	0%	0,8ms	0,3%
RPI	0,00016%	0%	7ms	0,65%

4. ZESTAWIENIE CECH SYMULATORÓW

Przyjęto kilka kryteriów jakościowych, pod względem których oceniano poszczególne symulatory. Zestawienia cech symulatorów dokonano w tabelicy 3. Kryterium Zgodność, określana jest na podstawie wyników symulacji opisanych w rozdziale 3.3. Kolejnym kryterium jest możliwość pracy w trybie RT, co znacznie podwyższa poczucie pracy z rzeczywistym obiektem oddając jego rzeczywistą dynamikę.

Tabela 3. Zestawienie cech przedstawionych symulatorów

	Zgodność	Real-Time	Opcje operatorskie	Archiwizacja	Scenariusze	HMI	HIL	Rozpowszechnienie	Koszt
Matlab/Simulink	wzór	brak	oparte o kontrolki dostępne w M/S	wysoki	wysoki	średni	brak	średni	średni
xPC	wysoka	twardy	proste, ograniczone trudności	średni	średni	średni	średni	niski	wysoki
RPI	średnia	twardy/miękki	autorska aplikacja dla RPI	średni	średni	wysoki	wysoki	bardzo wysoki	średni/niski
Sieciowy	średnia	miękki, elastyczne	oparte o kontrolki przeglądarki	wysoki	średni	wysoki	brak	wysoki	niski

Kryterium określające rozbudowanie możliwości wpływania na parametry i zmienne obiektu określono jako Opcje operatorskie. Kryterium Scenariusze określa możliwość programowania określonych przebiegów zmiennych w symulacji. Oceniano też możliwości prezentacyjne symulatorów tj. ogólnie pojęty interfejs użytkownika. Symulatory RT obiektów mogą być wykorzystywane w pętach sprzężenia zwrotnego (HIL – *Hardware in the Loop*) opisanych w [4]. Dostępność rozwiązań, urządzeń i oprogramowania oraz popularność narzędzi zawarto pod kryterium Rozpowszechnienie. Ostatnim wziętym pod uwagę kryterium jest Koszt implementacji symulatora.

Wszystkie implementacje zapewniają zadowalającą jakość wyników symulacji, wystarczającą do celów szkoleniowych i edukacyjnych. Praca w trybie RT jest możliwa w wersjach xPC oraz RPI oraz w wariancie sieciowym, przy czym ze względu na różnicowanie pod względem dostępnych mocy obliczeniowych praca z twardymi ograniczeniami czasu rzeczywistego przy mniejszych krokach symulacji możliwa jest tylko na xPC. Największe możliwości kształtowania scenariuszy pracy posiada symulator referencyjny M/S. Symulator referencyjny używa dostępnych w M/S bloków prezentacji wykresów i wartości. Aplikacje wizualizacyjne mają czytelne oprawy graficzne i są ergonomiczne, uzależnione od platformy sprzętowej. Biorąc pod uwagę koszty realizacji symulatorów wersje xPC oraz M/S znajdują potencjalne zastosowanie w jednostkach akademickich natomiast do działań popularyzatorskich

bardziej odpowiednie będą realizacje niskobudżetowe RPI oraz symulator sieciowy.

5. WNIOSKI KOŃCOWE

W artykule przedstawiono i porównano różne implementacje programowo-sprzętowe symulatorów podstawowych zasad przebiegów procesów reaktora jądrowego. Na podstawie punktowych modeli matematycznych procesów reaktora zbudowano referencyjny symulator w środowisku MATLAB/Simulink, który może być zastosowany w szerokim zakresie badań i analiz. Następnie utworzono dwa symulatory pracujące w czasie rzeczywistym z odpowiednio twardymi i miękkimi wymaganiami czasowymi. Wyniki badań testowych wykazały tylko niewielkie odstępstwa wyników symulacji tych symulatorów względem symulatora referencyjnego. Symulatory RT pozwalają na lepsze wyczuwanie dynamiki rzeczywistego obiektu niż w wypadku wersji referencyjnej symulatora co posiada wysokie walory edukacyjne. Zaprezentowano także koncepcję symulatora sieciowego, który jest tematem dalszych prac autorów. Analizy wszystkich przedstawionych symulatorów względem kilku różnorodnych kryteriów m. in. możliwości operatorskich, dostępności czy ceny pozwoliły na rozdział ich zastosowań na typowo akademickie oraz popularyzatorskie.

6. BIBLIOGRAFIA

1. Baum G., Duzinkiewicz K., Michalak A., Wojtoń K., Modele symulacyjne procesów zachodzących w podstawowych urządzeniach obiegu pierwotnego w warunkach normalnej eksploatacji i niedużych zakłóceń (SYMREP), Instytut Elektroenergetyki i Automatyki Politechniki Gdańskiej, 1989.
2. Karla T., Tarnawski J., Duzinkiewicz K., Symulator czasu rzeczywistego procesów reaktora jądrowego, Aktualne Problemy Automatyki i Robotyki, Akademicka Oficyna Wydawnicza EXIT, 2014, s. 558–569
3. Duzinkiewicz K., Cimiński A., Michalczyk Ł., Symulator szybkich procesów dynamiki reaktora jądrowego wodnego ciśnieniowego, Pomiary Automatyka Robotyka, 9/2013, s. 97–101.
4. Puchalski B., Rutkowski T., Tarnawski J., Duzinkiewicz K., Programowo-sprzętowa platforma symulacyjna – Hardware In the Loop – zaawansowanego układu sterowania poziomem wody w pionowej wytornicy pary elektrowni jądrowej, Aktualne Problemy Automatyki i Robotyki, Akademicka Oficyna Wydawnicza EXIT, 2014, s. 570–580
5. Oka Y., Suzuki K., Nuclear Reactor Kinetics and Plant Control, Springer, 2013
6. Hetrick D. L., Dynamics of Nuclear Reactors, The University of Chicago Press, Chicago and London, 1971
7. Sterling L. Taveter K., The Art of Agent-Oriented Modeling, The MIT Press, 2009
8. Flynn, D., Thermal power plant simulation and control (No. 43). IET, 2003.
9. Raspberry PI Website <http://www.raspberrypi.org>, Dostęp 30.10.2014

HARDWARE-SOFTWARE IMPLEMENTATION OF BASIC PRINCIPLES SIMULATOR OF NUCLEAR REACTOR PROCESSES

The paper presents implementation process of basic principle simulators of a nuclear reactor processes. Simulators are based on point-models of processes: kinetics of neutrons, heat generation and exchange, poisoning and burning-up nuclear fuel. Reference simulator was developed in MATLAB / Simulink without taking into account real-time operation. Second simulator was built using the toolbox xPC with hard real-time requirements. Functional decomposition of a nuclear reactor was performed and processes with different time scales were isolated. Simulation of each separated process in Raspberry PI computer with coordination mechanism among them led to a distributed soft real-time simulator. Idea of web-based simulator is also presented. The engine of the web-based simulator can be implemented on the server while the presentation of the state of the simulator and the prescription of parameters can be performed using a web browser. This allows simultaneous access to the simulator using different devices, including mobile as tablets, laptops and mobile phones. Compliance tests of simulators with reference simulator were conducted and the results proved the correctness of implementation. A review of the properties and potential applications of the various versions of developed simulators is presented.

Keywords: modeling, simulation, nuclear reactor, real-time requirements, education, training

WIELOOBSZAROWA REGULACJA SYSTEMU TURBOGENERATORA ELEKTROWNI JĄDROWEJ

Paweł SOKÓLSKI¹, Karol KULKOWSKI², Anna KOBYLARZ³, Kazimierz DUZINKIEWICZ⁴,
Tomasz A. RUTKOWSKI⁵, Michał GROCHOWSKI⁶

Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki, ul. G. Narutowicza 11/12, 80-233 Gdańsk

1. tel.: 58 347 17 42; e-mail: psokolski@eia.pg.gda.pl

2. tel.: 58 347 17 42; e-mail: kkulkow@eia.pg.gda.pl

3. tel.: 58 347 17 42; e-mail: akobylarz@eia.pg.gda.pl

4. tel.: 58 347 22 39; e-mail: kazimierz.duzinkiewicz@pg.gda.pl

5. tel.: 58 347 12 26; e-mail: tomasz.adam.rutkowski@pg.gda.pl

6. tel.: 58 347 29 04; e-mail: michal.grochowski@pg.gda.pl

Streszczenie: W artykule przedstawiono propozycję zaawansowanej struktury sterowania układem turbogenerators w szerokim zakresie zmian zapotrzebowania na moc czynną. Dla potrzeb syntezy tej struktury wykorzystano nieliniowe, dynamiczne modele turbiny parowej i generatora synchronicznego współpracującego z systemem elektroenergetycznym. Zaproponowane algorytmy sterowania oparte są odpowiednio o wieloobszarowe regulatory rozmyte, z lokalnymi regulatorami PI. Miękkie przełączanie pomiędzy nimi jest realizowane za pomocą rozmytego wnioskowania Takagi-Sugeno-Kanga. Zaprezentowane wyniki badań symulacyjnych pokazują poprawę jakości realizacji zadania nadążania za zmienną trajektorią zadanej mocy czynnej, przy wykorzystaniu zaproponowanych rozwiązań, w porównaniu do klasycznych, pojedynczych regulatorów PI w pętłach sterowania turbiny i generatora synchronicznego.

Słowa kluczowe: turbogenerator, turbina parowa, generator synchroniczny, regulacja rozmyta

1. CHARAKTERYSTYKA PROBLEMU

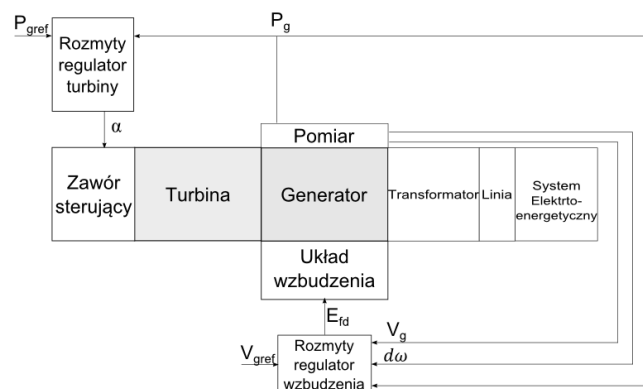
Deregulacja rynku energii często wymusza pracę elektrowni przy zmiennych warunkach obciążenia. Rodzi to potrzebę syntezy efektywnego sterowania w szerokim zakresie operacyjnym układu turbogenerators współpracującego z systemem elektroenergetycznym.

W pracy zaproponowano strukturę sterowania, której elementami są wieloobszarowe regulatory rozmyte z lokalnymi regulatorami PI i lokalnymi członami stabilizującymi, występującymi odpowiednio w układach turbiny i generatora synchronicznego. Proponowaną strukturę porównano z klasyczną strukturą sterowania, tj. regulatorem PI dla turbiny i stabilizatorem z regulatorem PI dla generatora. Dla tych struktur zaproponowano optymalny, łączny dobór jej nastaw, przy uwzględnieniu zmieniającej się w szerokim zakresie trajektorii zapotrzebowania na moc czynną.

Rozpatrywany układ turbogenerators jest nieliniowym systemem o wielu wejściach i wielu wyjściach (MIMO). W badaniach symulacyjnych wykorzystano dynamiczne, nieliniowe, typu MIMO modele turbiny parowej [1] i generatora synchronicznego [2].

2. MODEL SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

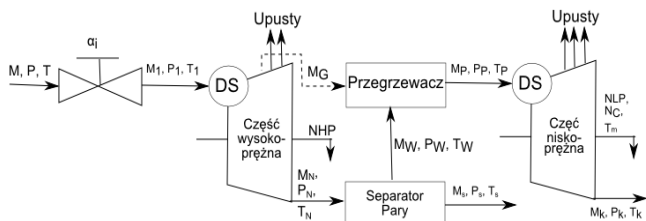
W celu weryfikacji zaproponowanych metod sterowania układem turbogenerators, wykorzystano model systemu elektroenergetycznego w układzie turbogenerators – sieć sztywną (rys. 1).



Rys. 1. Model systemu elektroenergetycznego (SEE) w układzie turbogenerators – sieć sztywna

2.1. Model turbiny parowej

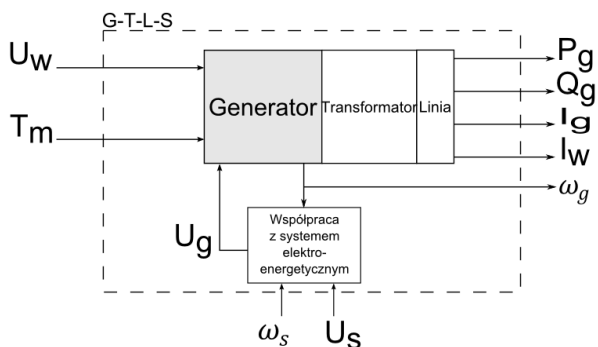
Wejściami modelu turbiny parowej są ciśnienie z wytwornicy pary oraz stopień otwarcia zaworu regulacyjnego. Stopień otwarcia zaworu rozumiany jest jako procentowa powierzchnia przepływu medium przez zawór, przy czym układ wykonawczy zaworu zamodelowano jako inercję pierwszego rzędu [3]. Model turbiny składa się z modeli opisujących poszczególne urządzenia turbiny (rys. 2). Nieliniowy charakter modelu turbiny wynika przede wszystkim z procesów rozprężania pary w turbinie. Zmienną wiążącą model turbiny parowej z modelem generatora synchronicznego jest moment obrotowy turbiny T_m . Jest on powiązany z aktualną mocą turbiny i zmianą prędkości obrotowej wału. Schemat ideowy turbiny parowej został przedstawiony na rys. 2.



Rys. 2. Schemat ideowy turbiny parowej
(M – przepływ masowy, P – ciśnienie, T – temperatura,
 T_m – moment obrotowy, N – moc teoretyczna)

2.2. Model generatora

Model generatora jest nieliniowym modelem piątego rzędu współpracującym z systemem elektroenergetycznym [2]. Zdefiniowany jest on w układzie współrzędnych dq0 poprzez zastosowanie transformacji Parka. Założono również nieskończoną sztywność systemu energetycznego, co oznacza stałe parametry (napięcie i częstotliwość systemu energetycznego). Wejściami modelu generatora są: moment mechaniczny T_m , napięcie wzbudzenia U_w , napięcie generatora U_s i częstotliwość ω_s . Wyjściami modelu są: prąd generatora oraz czynna i bierna moc P_g i Q_g . Schemat ideowy modelu generatora przedstawiony został na rys. 3.



Rys. 3. Schemat ideowy układu Generator-Transformator-Linia-System Elektroenergetyczny

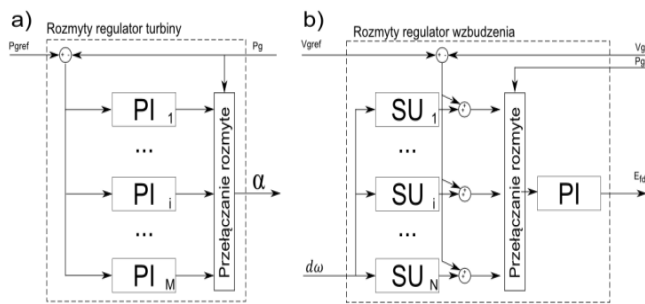
Zmiany w środowisku generatora zostały zdefiniowane poprzez zmienne wartości wejść modelu ze względu na sposób pracy z SEE w warunkach normalnych (nie rozpatruje się stanów awaryjnych). Są to odpowiednio: zapotrzebowanie na moc czynną (zmiana momentu mechanicznego napędowego na wale generatora), moc bierna (zmiana napięcia wzbudzenia) i zmiany w SEE tj. zmiana wartości i lub częstotliwości napięcia systemu.

Zastosowany model odwzorowuje nieliniowości wynikające ze związku napięć (U_d , U_q) z prędkością obrotową generatora. Podczas pracy elektrowni pomimo stabilizacji prędkości obrotowej obecne są zakłócenia wynikające ze zmian obciążenia lub zmian w topologii sieci, co wpływa na system regulacji napięcia.

Nieliniowości związane są również ze zjawiskiem nasycenia magnetycznego, którego wpływ zwiększa się wraz z mocą generatora. Zjawisko to zamodelowano poprzez zmianę wartości strumieni magnetycznych zgodnie z danymi tabelaryzowanymi [4].

3. SYNTEZA UKŁADU STEROWANIA

Projektowany układ sterowania składa się z lokalnych regulatorów PI turbiny, regulatora generatora synchronicznego oraz lokalnych stabilizatorów przełączanych przy użyciu logiki rozmytej (rys. 4).



Rys. 4. Pętle sterowania rozmytego turbiny (a) i generatora synchronicznego (b)

Na podstawie [7], w celu śledzenia trajektorii mocy generatora, zaproponowano powszechnie stosowany układ regulacji z regulatorem PI (rys. 4a) w układzie z zaworem regulacyjnym turbiny parowej – dławienie pary dolotowej [6]. Natomiast w przypadku generatora synchronicznego wykorzystano rozwiązania wzorowane na [8], gdzie system sterujący generatorem zawiera regulator napięcia wzbudzenia, ograniczniki i stabilizator systemowy. Wyjście stabilizatora stanowi korektę wartości zadanej regulatora napięcia generatora. Działanie układu sterowania napięciem może osłabić tłumienie oscylacji wału generatora [9]. Korekta nadawana przez stabilizator minimalizuje występowanie tego zjawiska [8]. Zaproponowano układ stabilizujący składający się z wielu prostych członów korekcyjnych przełączanych w sposób rozmyty (rys. 4b). Jego poszczególne człony korekcyjne zaproponowano w postaci (1) [10]:

$$SU(s) = \frac{1 + sT_1}{1 + sT_2} \quad (1)$$

gdzie: T_1 , T_2 – parametry członu stabilizującego.

Zgodnie z rozważanym zadaniem nadążania, sygnałem wejściowym regulatora turbiny jest uchyb składający się z aktualnej mocy generatora P_g i jej trajektorii zadanej P_{gref} . Regulator wyznacza sygnał sterujący w postaci stopnia otwarcia zaworu α dla układu wykonawczego zaworu regulacyjnego. Regulator generatora wykorzystuje pomiar aktualnej mocy generatora P_g oraz wartość referencyjną napięcia V_{gref} wraz z jego wartością aktualną V_g jak również odchyleniem prędkości kątowej od jej nominalnej wartości. Wielkością wyjściową regulatora generatora jest napięcie wzbudzenia E_{fd} . W badaniach zdecydowano się zastosować logikę rozmytą z miękko przełączanymi regulatorami lokalnymi. Wybrano metodykę Takagi-Sugeno-Kang pozwalającą na miękkie przełączanie lokalnych regulatorów w zależności od poziomu aktualnej mocy generatora z wyostrzeniem w postaci średniej ważonej. Miękkie przełączanie zostało zastosowane między innymi z myślą o zapobieganiu uszkodzeń wynikających z gwałtownych zmian stanu układu, co jest niewskazane przy eksploatacji tego typu urządzeń [5]. Proponowane rozwiązanie jest innowacyjne w tym obszarze aplikacji, jakkolwiek podobne próby były podejmowane np. w [6].

Proponowany układ sterowania składa się z trzech pętli sterujących: jednej dla turbiny parowej (sprężenie od mocy czynnej) oraz dwóch dla generatora synchronicznego (sprężenia od zmiany prędkości kątowej wirnika i od wartości napięcia).

W celu efektywnego wykorzystania struktury sterowania zaproponowano dobór nastaw regulatorów i stabilizatorów na drodze łącznej optymalizacji. Minimalizowano całkę z kwadratu uchybu mnożoną przez czas (ITSE), w zadaniu

optymalizacji (2), zdefiniowanym dla jednoczesnego doboru parametrów regulatora PI turbiny oraz stabilizatora i regulatora PI generatora (rys. 1). Zapewniło to dobrą realizację zadania nadążania za trajektorią mocy czynnej, stabilizacji napięcia generatora oraz tłumienia oscylacji wału. Regulator PI generatora został dobrany dla otoczenia nominalnego punktu pracy. W przypadku lokalnych regulatorów PI turbiny oraz członów stabilizujących, nastawy dobrano rozwiązując nieliniowe zadanie optymalizacji (2) dla wybranych punktów pracy, tj. 50%, 75% i 100% mocy czynnej generatora:

$$K_p, K_i, T_1, T_2 \left[\int_{ITSE} = \int_{t_1}^{t_2} \left(a \cdot e_u^2(t, K_p, K_i, T_1, T_2) \cdot t + b \cdot d\omega^2(t, K_p, K_i, T_1, T_2) \cdot t + c \cdot e_p^2(t, K_p, K_i, T_1, T_2) \cdot t \right) dt \right] \quad (2)$$

z uwzględnieniem:

$$K_p, K_i > 0; T_1, T_2 < 10; T_1, T_2 > 0.001,$$

oraz ograniczeń wynikających z modelu turbogeneratora

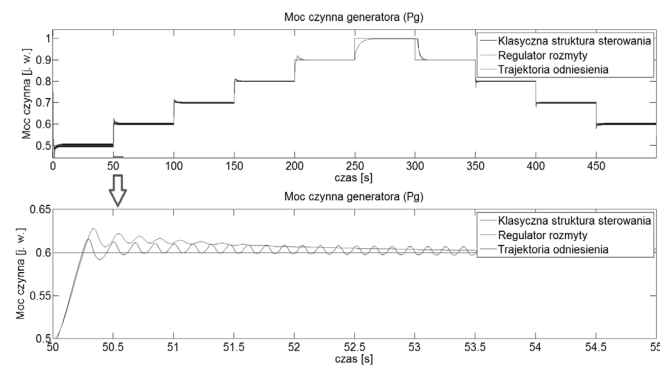
gdzie: e_u – uchyb napięcia generatora ($U_{gref} - U_g$),
 e_p – uchyb mocy czynnej generatora ($P_{gref} - P_g$),
 $d\omega$ – odchyłka prędkości kątowej wirnika,
 t_1, t_2 – czas zakłócenia i czas symulacji,
 K_p, K_i – parametry regulatora PI turbiny,
 a, b, c – wagi.

4. TESTOWE BADANIA SYMULACYJNE

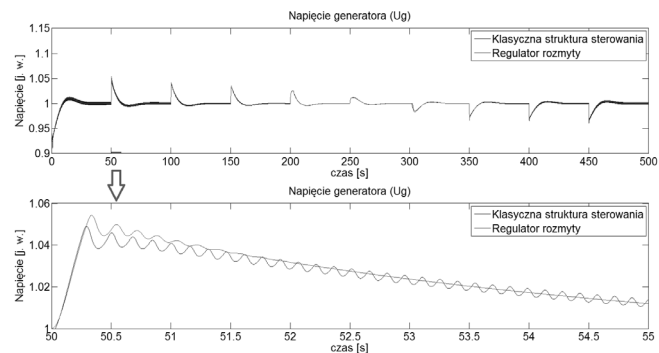
Testowe badania symulacyjne przeprowadzono w środowisku Matlab/Simulink. Na rysunkach 5–9, przedstawiono porównanie opisanych w tym artykule systemów sterowania w zadaniu nadążania za trajektorią zadaną.

Jak pokazano na rysunkach 5–7 regulator rozmyty poprawia jakość sterowania poprzez skrócenie czasu regulacji i zmniejszenie oscylacji w szerokim zakresie zmian punktu pracy. Jest to możliwe dzięki lepszemu dopasowaniu lokalnych regulatorów do aktualnego punktu pracy i efektywnemu ich przełączaniu. Dzięki temu sygnały sterujące (napięcie wzbudzenia, stopień otwarcia zaworu) charakteryzują się mniejszymi i szybciej tłumionymi oscylacjami (rysunki 8–9).

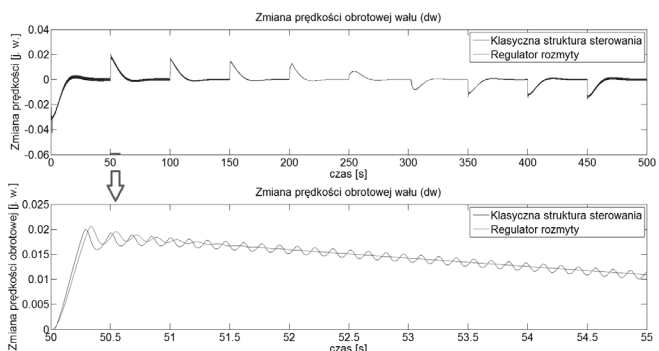
Jakość regulacji określona jako wartości wskaźników ITSE i ISE jest nieznacznie lepsza (ITSA = 144,3; ISE = 0,5985) w porównaniu do rozwiązania klasycznego (ITSA = 145,2; ISE = 0,6035).



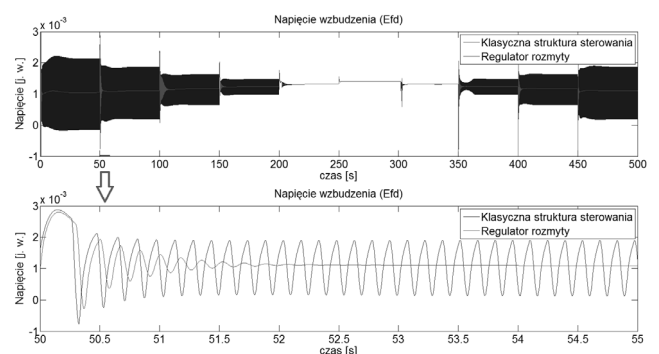
Rys. 5. Moc czynna generatora P_g



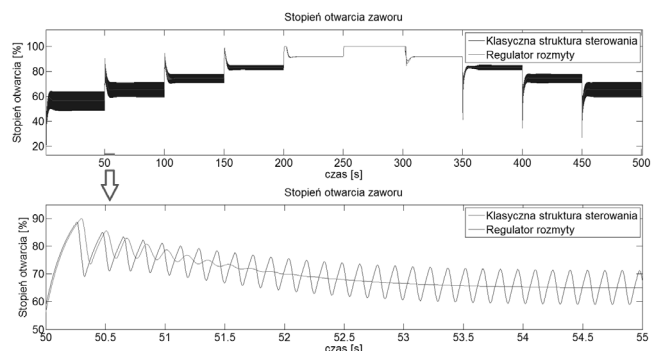
Rys. 6. Napięcie generatora U_g



Rys. 7. Odchylenie prędkości obrotowej wirnika $d\omega$



Rys. 8. Sygnały sterujące E_{fd} dla generatora



Rys. 9. Sygnały sterujące α dla turbiny

5. WNIOSKI

W artykule zaproponowano strukturę sterowania, której elementami są wieloobszarowe regulatory rozmyte turbiny parowej i generatora synchronicznego.

Lokalne regulatory i stabilizatory są przełączane w sposób rozmyty w zależności od aktualnego punktu pracy.

Parametry wszystkich elementów układów sterujących dobrano w sposób optymalny, minimalizując przyjęte kryterium całkowite.

Proponowaną strukturę porównano z klasyczną strukturą sterowania, tj. regulatorem PI dla turbiny i stabilizatorem z regulatorem PI dla generatora, z podobnie dobranymi nastawami.

W symulacyjnych badaniach testowych analizowano zadanie nadążania za zmieniającą się w szerokim zakresie trajektorią mocy czynnej.

Wyniki symulacji pokazują, że możliwe jest poprawienie sterowania klasycznego poprzez rozmyty regulator wieloobszarowy, szczególnie w przypadku zmniejszenia amplitudy i zwiększenia tłumienia oscylacji sygnałów sterujących.

6. BIBLIOGRAFIA

1. Duzinkiewicz K., Grochowski M., Kobylarz A., Kulkowski K., Dynamic model of nuclear power plant steam turbine, Archives of Control Sciences, Volume 25(LXI), 2015, Nr 1, s. 5-26.
2. Lipo T.A.: Analysis of Synchronous Machines, Taylor & Francis Group, Boca Raton, 2012
3. Dobosz J., Duzinkiewicz K., Perycz S., Próchnicki W.: Model symulacyjny procesów przejściowych turbiny parowej bloków jądrowych z reaktorem WWER-440 przy $\omega = \text{const}$. Politechnika Gdańska Instytut Elektroenergetyki i Automatyki, Gdansk (1989)
4. Imieliński A.: Model matematyczny generator synchronicznego dla potrzeb symulatora pełnozakresowego, Instytut Elektroenergetyki i Automatyki Politechniki Gdańskiej, Gdańsk, 1987.
5. Janiczek R.: Eksploatacja elektrowni parowych. Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa, 2008.
6. Grote W.: Ein Beitrag zur modell basierten Regelung von Entnahmedampfturbinen. Fakultät für Maschinenbau der Ruhr-Universität Bochun, Bochun, Germany, 2009 (in German).
7. Domachowski Z., Regulacja automatyczna turbozespołów ciepłych, Wydawnictwo Politechniki Gdańskiej, Gdańsk, 2011.
8. IEEE Power Engineering Society: IEEE Recommended Practice for Excitation Systems Models for Power System Stability Studies, IEEE, New York, 2006
9. Machowski J., Białek J., Bumby J.: Power System Dynamics: Stability and Control, John Wiley & Sons, 2008
10. Kaczorek T.: Teoria układów regulacji automatycznej część 1, Wydawnictwo Politechniki Warszawskiej, Warszawa, 1972.

MULTIREGIONAL CONTROL OF NUCLEAR POWER PLANT TURBOGENERATOR SYSTEM

In the paper a synthesis of advanced control structures of turbine and synchronous generator for nuclear power plant working under changing operating conditions (supplied power level) is presented. It is based on the nonlinear models of the steam turbine and synchronous generator cooperating with the power system. Considered control structure consists of multi-regional fuzzy control systems with local linear controllers, including PID controllers, in particular control loops of turbine and generator. Soft switching between the local controllers is performed by Takagi-Sugeno-Kang fuzzy logic mechanism.

Parameters of the local controllers were optimally tuned for a priori chosen operating points within the range 50-100% of nominal active power generated by the synchronous generator. Simulation results show that proposed advanced control structure is superior to widely used classic control structure (local controllers tuned for nominal operating points). During simulations the data of the real devices were used, respectively for the 4 CK 465 steam turbine and synchronous generator GTHW-600, which were planned to be used in the first Polish nuclear power plant in Żarnowiec.

Keywords: Turbo generator, steam turbine, synchronous generator, nuclear power plant, fuzzy control



**GENERACJA ROZPROSZONA
I ODNAWIALNE
ŹRÓDŁA ENERGII**

S6

BADANIE WSPÓLZALEŻNOŚCI POZIOMÓW GENERACJI WIATROWEJ I POTENCJALNEJ GENERACJI ZE ŹRÓDEŁ PV NA OBSZARZE ENERGA-OPERATOR SA

Michał BAJOR¹, Piotr ZIOŁKOWSKI¹, Grzegorz WIDELSKI²

1. INSTYTUT ENERGETYKI Instytut Badawczy Oddział Gdańsk
tel.: 58 34 98 185; e-mail: m.bajor@ien.gda.pl, p.ziolkowski@ien.gda.pl
2. ENERGA-OPERATOR SA
tel.: 58 347 39 34; e-mail: Grzegorz.Widelski@energa.pl

Streszczenie: W artykule przedstawione zostały wyniki analizy współzależności poziomów generacji wiatrowej i potencjalnej generacji fotowoltaicznej na obszarze sieci ENERGA-OPERATOR SA. W roku 2012 Instytut Energetyki Oddział Gdańsk we współpracy z ENERGA-OPERATOR SA przeprowadził pierwsze badania dotyczące zależności poziomów generacji ww. rodzajów źródeł odnawialnych. Jednym z wniosków pracy było wskazanie konieczności powtórzenia analizy dla większego zbioru danych wejściowych, jako że studium obejmowało okres jednego roku i ograniczoną z oczywistych względów liczbę lokalizacji farm wiatrowych. W prezentowanych badaniach dane wejściowe obejmowały okres czterech lat oraz większą liczbę farm wiatrowych, z uwagi na ciągłe przyłączanie kolejnych obiektów do sieci. Otrzymane wyniki charakteryzują się znacznie wyższym poziomem wiarygodności oraz pozwalają na wyciągnięcie bardziej prawidłowych wniosków dotyczących współzależności będącej przedmiotem badania. Z przeprowadzonych badań zależności rocznych przebiegów poziomów generacji wiatrowej i potencjalnej generacji ze źródeł fotowoltaicznych wynika, że oba typy generacji charakteryzują się wzajemną, obszarową zależnością. W ramach pracy związek ten został skwantyfikowany poprzez wyznaczenie wartości maksymalnego realnego poziomu generacji wiatrowej na poszczególnych obszarach w przypadku wysokiej generacji PV na danym obszarze i vice versa. Otrzymane wyniki mogą pozwolić na uprawdopodobniające modelowane stany pracy systemu w stosunku do rzeczywistości obu typów źródeł w różnych rodzajach analiz systemowych badających ich wpływ na sieć.

Słowa kluczowe: generacja wiatrowa, generacja fotowoltaiczna, modelowanie.

1. WSTĘP

Jednym z aspektów zmian zachodzących we współczesnych systemach elektroenergetycznych jest bardzo duży wzrost penetracji rozproszonych źródeł generacji, przede wszystkim związanych z odnawialnymi źródłami energii. W Polsce największą aktywnością i dynamiką wzrostu charakteryzuje się energetyka wiatrowa – aktualnie łączna moc znamionowa farm wiatrowych przyłączonych do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) wynosi ponad 3800 MW [1], a łączna moc planowanych farm wiatrowych posiadających wydane warunki przyłączenia, osiąga ponad 20 GW. Od pewnego czasu można zaobserwować zwiększone zainteresowanie inwestycjami w generację ze źródeł fotowoltaicznych (PV). Aktualna łączna moc znamionowa instalacji fotowoltaicznych w KSE wynosi nieco ponad 20 MW [1], jednak w najbliższej przyszłości możliwy jest dynamiczny rozwój tego rodzaju generacji.

Doświadczenie wynikające z przeprowadzenia licznych analiz systemowych związanych z badaniem wpływu generacji rozproszonej na pracę sieci pozwala stwierdzić, że przyłączenie znaczącej generacji do północnej części KSE może skutkować pojawieniem się problemów przeciążeniowych w sieci dystrybucyjnej i przesyłowej. Dotyczy to sytuacji, kiedy generacja ta będzie pracować jednocześnie ze znaczącą mocą na odpowiednio dużym obszarze. Ze względu na ciągły przyrost mocy odnawialnych źródeł energii przy możliwym zwiększeniu udziału generacji fotowoltaicznej, bardzo ważnym zagadnieniem staje się możliwość jednoczesnego wystąpienia wysokiego poziomu generacji wiatrowej oraz generacji ze źródeł fotowoltaicznych na poszczególnych obszarach sieci, ponieważ wpływ wysokiej generacji rozproszonej na obciążenia linii, a tym samym na przeciążenia, może być znacząco inny w przypadku różnego rozkładu tej generacji pomiędzy instalacje przyłączane w różnych punktach sieci.

Celem niniejszej pracy jest zbadanie ewentualnej zależności między mocą generowaną przez farmy wiatrowe oraz mocą generowaną przez potencjalne źródła fotowoltaiczne na obszarze północnej Polski. Oba rodzaje generacji charakteryzują się znaczną zmiennością, zarówno sezonową (wyższe poziomy generacji PV latem, GW – zimą) jak i dobową (np. brak generacji PV w nocy). Dlatego stwierdzenie czy możliwa jest ich jednoczesna praca z wysoką mocą oraz zbadanie wzajemnej zależności poziomów generowanej mocy jest zagadnieniem kluczowym przede wszystkim w kontekście planowania rozwoju sieci oraz – w przyszłości – bieżącego prowadzenia ruchu systemu. Zbadanie wzajemnej zależności poziomów generowanej mocy pozwoli na udoskonalenie sposobu modelowania źródeł odnawialnych w analizach.

Pierwsze badania dotyczące przedmiotowej zależności poziomów generacji wspomnianych dwóch rodzajów źródeł odnawialnych zostały przeprowadzone przez Instytut Energetyki Oddział Gdańsk we współpracy z Operatorem w roku 2012 [2]. Jednym z wniosków pracy było wskazanie konieczności powtórzenia analizy dla większego zbioru danych wejściowych, jako że studium obejmowało okres jednego roku i ograniczoną z oczywistych względów liczbę lokalizacji farm wiatrowych. W artykule przedstawione zostaną wyniki nowej analizy, obejmującej okres czterech lat.

2. DOSTĘPNE DANE

Dla potrzeb niniejszej pracy wykorzystane zostały dane pochodzące z pracujących farm wiatrowych na terenie ENERGA-OPERATOR SA. Dane zawierają wartość mocy czynnej generowanej przez poszczególne farmy.

Dane dotyczą 30 farm wiatrowych o mocy zainstalowanej od 10 do 100 MW zlokalizowanych na terenie pięciu różnych oddziałów ENERGA-OPERATOR SA.

Pomiary mocy czynnej obejmują okres od 1 stycznia 2011 do 30 października 2014 roku. Wiele farm wiatrowych zostało przyłączonych do sieci w późniejszym czasie niż początek 2011 roku. W dalszej analizie nie zostały wykorzystane dane z kilku farm ze względu na zbyt krótkie okresy pomiarów.

Rozdzielczość pomiarów wynosi 15, 30 lub 60 minut. Dla celów analizy wartości pomiarów zostały uśrednione dla okresu jednej godziny. Wynik wyznaczano jako średnią arytmetyczną pomiarów dostępnych dla okresu danej godziny. Wartości pomiarów zostały też przeliczone na wartości względne (procent mocy znamionowej danej farmy) ze względu na różne znamionowe moce zainstalowane uwzględnianych farm.

Z uwagi na brak możliwości wykorzystania rzeczywistych danych o poziomie generacji źródeł PV (bardzo krótki okres dostępnych pomiarów dla istniejących instalacji), do określenia charakteru generacji PV wykorzystano dane pomiarowe dotyczące nasłonecznienia. Uzyskane dane pochodzą z punktów pomiarowych wdrożonego przez ENERGA-OPERATOR SA systemu wyznaczania dynamicznej obciążalności linii (DOL) na podstawie pomiarów. Liczba punktów pomiarowych, dla których dostępne są dane wynosi 84. Punkty pomiarowe zainstalowane są na liniach 110 kV zlokalizowanych na terenie wszystkich oddziałów ENERGA-OPERATOR SA. Dane zawierają wartości nasłonecznienia mierzone w punkcie pomiarowym wyrażone w W/m^2 , które można interpretować jako względny poziom generacji potencjalnego źródła fotowoltaicznego w danej lokalizacji (znamionowa moc generacji fotowoltaicznej jest możliwa przy nasłonecznieniu ok. $1000 W/m^2$).

Dane określające nasłonecznienie obejmują ten sam okres co dane o generacji wiatrowej i w ich przypadku również dla różnych punktów dostępne są pomiary dla różnych okresów, zgodnie z kolejnością instalacji (lub deinstalacji) stacji DOL. Rozdzielczość pomiarów wynosi 15 minut. Dla celów analizy wartości pomiarów zostały uśrednione dla okresu jednej godziny analogicznie jak w przypadku danych o generacji wiatrowej.

W celu zachowania spójności, niezbędnej w analizie współzależności, ramy czasowe zestawów danych dotyczących poziomu generacji wiatrowej zostały dopasowane do dostępności danych z systemu DOL.

W wyniku procesu pozyskiwania, weryfikacji i agregacji danych otrzymano:

- 25 zestawów danych dotyczących poziomu GW,
- 63 zestawy danych dotyczących poziomu potencjalnej generacji PV, obejmujące trzy 12-miesięczne okresy.

Na podstawie analizy jednoczesności wartości generacji mocy czynnej poszczególnych farm wiatrowych uwzględniane farmy zostały podzielone na pięć grup charakteryzujących się bardzo wysokim stopniem korelacji wewnątrz grupy. Analogicznie wyznaczono dziewięć obszarów jednoczesnej generacji PV.

Dla celów dalszej części pracy utworzono po jednym zestawie danych dla każdej wyznaczonej grupy farm wiatrowych i obszaru spójnej generacji PV. Jako wartości gene-

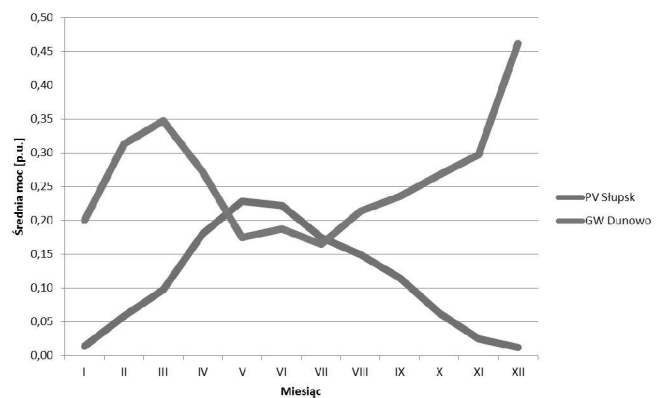
racji w poszczególnych momentach czasu (z rozdzielczością jednej godziny) przyjęto względną wartość łącznej generacji farm wchodzących w skład grupy w stosunku do łącznej mocy znamionowej tych farm, a w przypadku generacji PV – średnią z poziomów generacji odpowiadających punktom pomiarowym na danym obszarze.

3. ANALIZA ZALEŻNOŚCI GW I PV

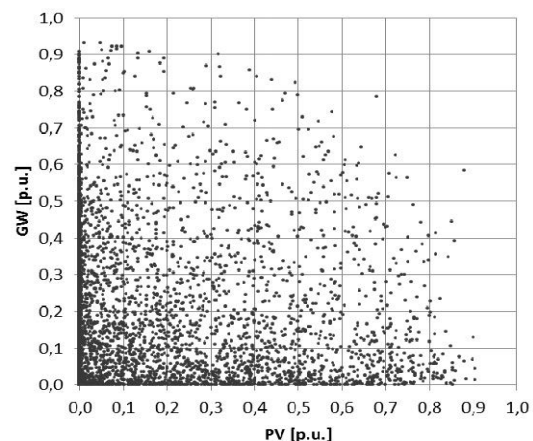
Zgodnie z oczekiwaniami, w stanach wysokiej generacji wiatrowej poziom generacji PV jest znacząco niższy i analogicznie w przypadku wysokiego poziomu generacji PV farmy wiatrowe najczęściej pracują z niższą mocą.

Ta odwrotna zależność poziomów obu rodzajów generacji jest wyraźnie zauważalna na rysunkach 1 i 2, na przykładowym zestawieniu danych statystycznych dla wybranych par grup farm wiatrowych i obszarów spójnej generacji PV.

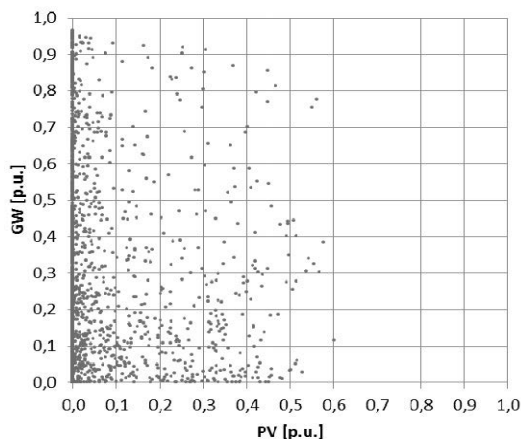
Na wykresach punktowych ilustrujących występujące jednocześnie poziomy GW i PV, jeden punkt na wykresie odpowiada pojedynczej godzinie z danego okresu (latem/zimą) i zanotowanym w niej poziomom PV (współrzędna X) i GW (współrzędna Y). Latem nie są w zasadzie notowane żadne przypadki jednoczesnego wystąpienia poziomów GW i PV (w dowolnej kombinacji grupy i obszaru) przekraczających 70% mocy znamionowej, natomiast zimą w żadnym momencie oba rodzaje generacji nie pracują jednocześnie z mocą przekraczającą nawet 50% mocy znamionowej. Warto również zauważyć, że zwykle w ok. połowie jednogodzinnych okresów poziom żadnego z rodzajów generacji nie przekracza 20% mocy znamionowej. Prezentowane przykłady odnoszą się do okresu jednego roku (2011).



Rys. 1. Średnie poziomy generacji wiatrowej w Grupie Dunowo i generacji PV na Obszarze Słupsk w poszczególnych miesiącach



Rys. 2. Notowane jednocześnie poziomy GW (Dunowo) i PV (Słupsk) – okres letni



Rys. 3. Notowane jednocześnie poziomy GW (Dunowo) i PV (Słupsk) – okres zimowy

Tablica 1. Częstość występowania notowanych jednocześnie poziomów GW (Dunowo) i PV (Słupsk) – okres letni

Poziom GW [p.u.]	Poziom PV [p.u.]									
	0,0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,9–1,0	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
0,8–0,9	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
0,7–0,8	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
0,6–0,7	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
0,5–0,6	3%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
0,4–0,5	5%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
0,3–0,4	8%	1%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
0,2–0,3	8%	1%	1%	1%	1%	1%	0%	0%	0%	0%
0,1–0,2	10%	2%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	0%	0%
0,0–0,1	18%	5%	4%	4%	3%	2%	2%	2%	1%	0%

Tablica 2. Częstość występowania notowanych jednocześnie poziomów GW (Dunowo) i PV (Słupsk) – okres zimowy

Poziom GW [p.u.]	Poziom PV [p.u.]									
	0,0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,9–1,0	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
0,8–0,9	4%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
0,7–0,8	5%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
0,6–0,7	5%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
0,5–0,6	6%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
0,4–0,5	8%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
0,3–0,4	9%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
0,2–0,3	11%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
0,1–0,2	13%	1%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
0,0–0,1	22%	2%	2%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Aby wyrazić zidentyfikowaną poprzez wstępną analizę zależność poziomów GW i PV, rozpatrywane było następujące zagadnienie:

Jaki jest maksymalny realny poziom GW (PV) w przypadku pracy PV (GW) na danym (wysokim) poziomie?

Algorytm mający na celu kwantyfikację związku między poziomem generacji wiatrowej a poziomem generacji PV (i vice versa) przedstawiał się następująco:

- Dane dotyczące poziomu generacji mocy czynnej w poszczególnych grupach FW zostały podzielone na części odpowiadające wartości generacji w przedziałach z zakresu 0–100% mocy znamionowej o szerokości 10% (tzn. dla wartości w przedziale 0–10%; 10–20%; ...; 90–100%) z podziałem na dane pochodzące z okresu letniego i zimowego.
- Do danych z każdego przedziału przyporządkowano odpowiadające im (tzn. pochodzące z tych samych momentów czasu) wartości potencjalnej generacji PV z poszczególnych obszarów. Otrzymano tym samym zestawy zawierające dane określające poziomy PV dostępne dla każdej kombinacji następujących elementów:
 - zidentyfikowanego obszaru spójnej generacji wiatrowej (grupy farm),
 - przedziału wartości generacji wiatrowej na danym obszarze (0–100% z krokiem 10%),
 - zidentyfikowanego obszaru spójnej generacji PV, pory roku (okres letni/zimowy).
- Analogicznie, dane dotyczące poziomu generacji PV na poszczególnych obszarach zostały podzielone na części odpowiadające wartości generacji w przedziałach z zakresu 0–100% mocy znamionowej o szerokości 10% z podziałem na dane pochodzące z okresu letniego i zimowego.
- Do danych z każdego przedziału przyporządkowano odpowiadające im wartości GW w poszczególnych grupach. Otrzymano tym samym zestawy zawierające dane określające poziomy GW dostępne dla każdej kombinacji następujących elementów:
 - zidentyfikowanego obszaru spójnej generacji PV, przedziału wartości generacji PV na danym obszarze (0–100% z krokiem 10%),
 - zidentyfikowanego obszaru spójnej generacji wiatrowej (grupy farm), pory roku (okres letni/zimowy).
- Następnie przeprowadzono analizę statystyczną wartości w każdym zestawie danych PV i GW – dla wszystkich (blisko 1800) kombinacji powyższych elementów.
- Analizy dla poszczególnych par (grupa GW / obszar PV) były oczywiście prowadzone tylko dla okresu, dla którego dostępne były zarówno dane o generacji wiatrowej jak i PV.

Wynikiem przeprowadzonych analiz statystycznych były maksymalne realne poziomy GW w poszczególnych grupach w przypadku bardzo wysokiej generacji PV na poszczególnych obszarach oraz maksymalne realne poziomy generacji PV na poszczególnych obszarach w przypadku bardzo wysokiej GW w poszczególnych grupach.

W celu uzyskania większej przejrzystości maksymalne poziomy GW w przypadku bardzo wysokiej generacji PV wyznaczano dla trzech obszarów GW:

- generacji wiatrowej lokalnej - położonej na tym samym obszarze co przedmiotowa generacja PV,
- generacji wiatrowej przyległej - położonej na obszarze przyległym do danego obszaru PV,
- generacji wiatrowej odległej - położonej na obszarze znacznie odległym od danego obszaru PV.

Analogiczne wartości wyznaczano w przypadku analizy maksymalnego poziomu PV w przypadku bardzo wysokiej GW.

Jako „bardzo wysoki poziom generacji” przyjęto odpowiednio wartości:

- dla generacji wiatrowej:
 - powyżej 80% mocy znamionowej latem,
 - powyżej 90% mocy znamionowej zimą,
- dla generacji PV:
 - powyżej 80% mocy znamionowej latem,
 - powyżej 50% mocy znamionowej zimą.

Jako maksymalny „realny” poziom generacji przyjęte zostały wartości kwantyli prawdopodobieństwa rzędu 0,9 i 0,95, a więc takie wartości generacji (wyrażonej w p.u.), które były przekroczone odpowiednio w 10% i 5% przypadków. Zestawienie kwantyli prawdopodobieństwa dla poziomów GW w poszczególnych lokalizacjach w stanie bardzo wysokiej generacji PV na danym obszarze przedstawione jest w tabelicy 3. Tablica 4 zawiera natomiast wyznaczone wartości kwantyli prawdopodobieństwa dla poziomów generacji PV w poszczególnych lokalizacjach w stanie bardzo wysokiej generacji wiatrowej w danej grupie.

Wartości maksymalnych realnych poziomów generacji PV w stanie bardzo wysokiej GW są zbliżone niezależnie od lokalizacji (generacja lokalna, przyległa, odległa).

Tablica 1. Wartości kwantyli prawdopodobieństwa dla poziomów GW w stanie bardzo wysokiej generacji PV

	Generacja wiatrowa					
	lokalna		przyległa		odległa	
kwantyl rzędu	0,9	0,95	0,9	0,95	0,9	0,95
PV > 80% Pn (lato)	0,40	0,48	0,43	0,52	0,47	0,57
PV > 50% Pn (zima)	0,41	0,54	0,43	0,56	0,46	0,62

Tablica 2. Wartości kwantyli prawdopodobieństwa dla poziomów generacji PV w stanie bardzo wysokiej GW

	Generacja PV					
	lokalna		przyległa		odległa	
kwantyl rzędu	0,90	0,95	0,90	0,95	0,90	0,95
GW > 80% Pn (lato)	0,32	0,39	0,33	0,42	0,33	0,42
GW > 90% Pn (zima)	0,09	0,15	0,11	0,16	0,11	0,17

4. PODSUMOWANIE

Z przeprowadzonych badań zależności rocznych przebiegów poziomów generacji wiatrowej i potencjalnej generacji ze źródeł fotowoltaicznych reprezentacyjnych dla zdefiniowanych obszarów wynika, że oba typy generacji charakteryzują się wzajemną, obszarową zależnością. Generalnie w stanach wysokiej generacji wiatrowej poziom generacji PV jest znacząco niższy i analogicznie w przypadku wysokiego poziomu generacji PV farmy wiatrowe najczęściej pracują z niższą mocą. Otrzymane na podstawie analizy statystycznej szczegółowe wyniki mogą pozwolić m.in. na uprawdopodobniające modelowane stany pracy systemu w stosunku do rzeczywistości uwzględnianie obu typów źródeł w różnych rodzajach analiz systemowych badających ich wpływ na sieć.

5. BIBLIOGRAFIA

1. Urząd Regulacji Energetyki, <http://www.ure.gov.pl/uremapoze/mapa.html>, data dostępu: 5.03.2015
2. Bajor M., Ziolkowski P., Widelski G.: „Korelacja generacji wiatrowej i potencjalnej generacji ze źródeł fotowoltaicznych w północnej i środkowej Polsce”. „Energia elektryczna” 4/2013, s. 22

INVESTIGATING THE INTERDEPENDENCE BETWEEN WIND GENERATION AND POTENTIAL PV GENERATION IN THE AREA OF ENERGA-OPERATOR SA

This paper presents the results of a study aiming to analyze the correlation between output levels of generation of wind farms located in northern Poland (area where the grid is operated by ENERGA-OPERATOR SA) and potential photovoltaic installations in the same area. With the recent increase of interest in investing in PV in Poland, it has become very important to investigate the likelihood of wind and PV generation installed over a large area to generate a high level of power simultaneously. The first study investing the potential correlation of mentioned two types of renewable sources in the area has been performed by the Institute of Power Engineering in cooperation with ENERGA-Operator SA in 2012. Nevertheless, as the previous study covered a period of only one year, due to a limited amount of available data, it has become necessary to continue the analysis as more data becomes available with new wind farms being connected to the grid. In this paper, the findings of a new study, where data from a four-year period was used, are presented.

Keywords: wind generation, photovoltaic generation

PARAMETRY RUCHOWE BIOMASOWEJ ELEKTROCIĘPŁOWNI ORC MAŁEJ MOCY

Grzegorz BŁAJSZCZAK¹, Iwona GAWEL²

Agencja Rozwoju Przedsiębiorczości Sp. z o. o. – koordynator Polish Wood Cluster, Żory, ul. Boczna 12

1. tel.: 327242575; e-mail: grzegorz.blajszczak@polish-wood-cluster.pl,

2. tel.: 327242575; iwona.gawel@polish-wood-cluster.pl

Streszczenie: Artykuł opisuje elektrociepłownię o mocy elektrycznej do 750 kW i mocy cieplnej 3,4 MW uruchomioną w Żorach przez prywatnego inwestora w lutym 2015 roku. Zastosowanie w niej obiegu ORC (ang. *Organic Rankine Cycle*) umożliwia pracę turbiny przy niższej temperaturze czynnika cieplnego (oleju termalnego), dzięki czemu przemiana energii jest lepiej dostosowana do spalania biomasy. Ponadto zastosowano innowacyjne rozwiązanie polegające na skierowaniu oleju termalnego za turbiną do odbiornika ciepła (suszarni) zamiast, jak w tradycyjnych rozwiązaniach, do chłodnicy. Takie rozwiązanie znacznie poprawia ogólną sprawność elektrociepłowni, ale ma również wpływ na możliwości regulacji wytwarzanej mocy elektrycznej. Artykuł zawiera również doświadczenia z etapu projektowania i budowy elektrociepłowni.

Słowa kluczowe: elektrociepłownia, biomasa, ORC, optymalizacja

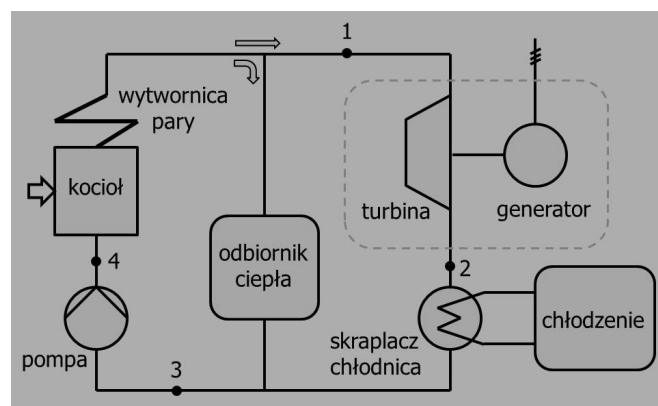
1. WYBÓR BIOMASY JAKO PALIWA DO GENERACJI CIEPŁA I ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Biomasa (w szczególności pochodzenia leśnego) jest tradycyjnym paliwem wykorzystywanym od początku ludzkiej aktywności. Obecnie ponad milion domów w Polsce jest ogrzewanych biomasą. Polityka Unii Europejskiej, nakazująca zwiększenie udziału źródeł odnawialnych w wytwarzaniu energii, sprzyja również wykorzystywaniu biomasy. Strategiczne kierunki rozwoju energetyki odnawialnej w Europie sytuują źródła słoneczne w południowej Europie, źródła wiatrowe w północno-zachodniej Europie i źródła biomasowe w północno-wschodniej Europie. Ze względu na sprzyjające regulacje prawne i stosunkowo niskie koszty inwestycyjne można oczekiwać w najbliższych latach budowy wielu biomasowych elektrociepłowni małej i średniej mocy oraz modernizacji i rozwoju biomasowych mikroźródeł energii cieplnej. Powstawanie takich źródeł z pewnością zwiększy zapotrzebowanie na brykiety i pellety. Agencja Rozwoju Przedsiębiorczości Sp. z o.o. (będąca firmą prywatną) zajmuje się między innymi produkcją brykietów i pelletów.



Rys. 1. Biomasowa elektrociepłownia z linią produkcji brykietów i pelletów w Żorach

Taka produkcja wymaga energii elektrycznej i cieplnej, która mogłaby być zakupywana z sieci publicznych. Planując uruchomienie nowej linii wytwarzania brykietów i pelletów podjęto decyzję o budowie własnego źródła, które zapewni zarówno niezbędną energię cieplną jak i elektryczną – elektrociepłowni na biomasę. Decyzja ta była oparta na analizie ekonomicznej. Jednocześnie powstające brykiety i pellety będą w pełni ekologiczne - przy ich produkcji będzie używana wyłącznie energia ze źródła odnawialnego.



Rys. 2. Obieg Rankine'a realizowany w elektrociepłowni biomasowej

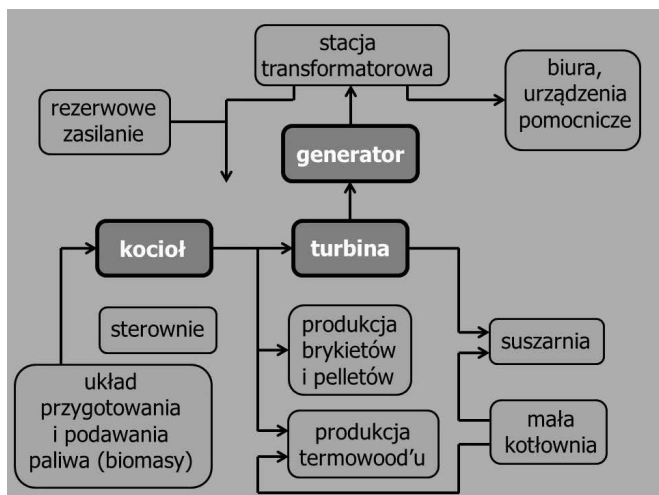
2. ZALETY OBIEGU RANKINA PRZY KONWERSJI ENERGII CIEPLNEJ W ELEKTRYCZNA

Obiegi stosowane w elektrowniach parowych opierają się na teoretycznym obiegu Carnota, który zapewnia największą sprawność przemiany energii cieplnej w mechaniczną dla określonych temperatur górnego i dolnego źródła ciepła [7]. Obieg Carnota wykazuje pewne wady [1], dlatego też został zastąpiony obiegiem Clausiusa-Rankine'a zwane często w uproszczeniu, obiegiem Rankine'a. W elektrowniach opalanych węglem czynnikiem roboczym w obiegu Rankine'a jest woda. W elektrowniach opalanych biomasą, ze względu na niższe temperatury osiągane w kotle, czynnikiem roboczym jest najczęściej olej termalny (o znacznie niższej temperaturze wrzenia niż woda). Układy te nazywane są w literaturze technicznej ORC, z angielskiego Organic Rankine Cycle. W uproszczeniu realizowany obieg Rankine'a składa się izentropowego (adiabatycznego) rozprężania pary czynnika roboczego w turbinie (punkty 1–2 na rys. 2) izobarycznego skroplenia rozprężonej pary i odprowadzenia

ciepła (punkty 2–3), izochorycznego pompowania kondensatu przez pompę (punkty 3–4) oraz izobarycznego podgrzewania ciekłego czynnika roboczego w kotle i jego odparowania w wytwornicy pary (punkty 4–1). W rzeczywistym układzie rozprężanie adiabatyczne przebiega nieodwracalnie (nieizentropowo), a podczas przepływu przez wymienniki ciepła następuje strata ciśnienia.

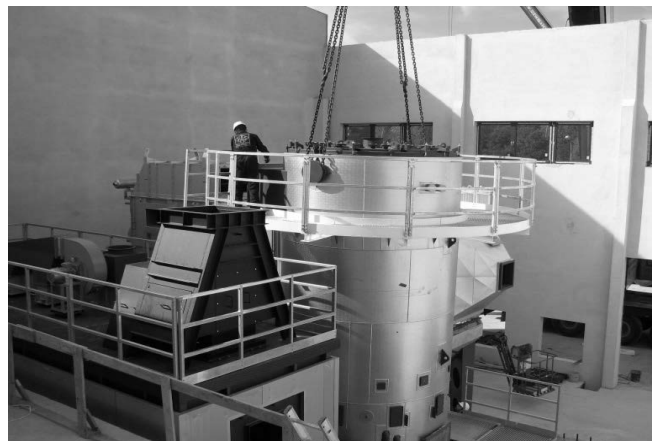
3. BUDOWA ELEKTROCIĘPŁOWNI BIOMASOWEJ

Konstrukcja i obwody elektrociepłowni są zintegrowane z liniami produkcyjnymi. W przedsiębiorstwie realizowane jest wytwarzanie brykietów i pelletów oraz przygotowywane jest uruchomienie wytwarzania termowood'u (drewna, które dzięki odpowiedniej obróbce cieplnej uzyskuje własności pewnych gatunków drewna tropikalnego np. jest odporne na wilgoć). Ważniejsze procesy technologiczne pokazano na rysunku 3. Podstawowym źródłem energii jest kocioł opalany biomasą firmy VAS o mocy 3,4 MW. Część energii cieplnej powstałej w kotle kierowana jest do odbiorników ciepła (jak to pokazano na rys. 2). Tymi odbiornikami są: linia do produkcji brykietów i pelletów oraz linia termowood'u. Z kotła pobierana jest ilość ciepła wymagana dla normalnej pracy tych instalacji. Pozostała część energii cieplnej jest kierowana do turbiny z generatorem.



Rys. 3. Procesy technologiczne elektrociepłowni i linii produkcyjnych

Czynnik roboczy (olej termalny) po przejściu przez turbinę kierowany jest do skraplacza (rys. 2), który w standardowych instalacjach pracuje z chłodziwą oddającą ciepło do otoczenia. Aby nie tracić tej energii cieplnej, w tym miejscu podłączono kolejny odbiornik (suszarnie) pełniący rolę chłodziwy (rysunek 3). Generator podłączony jest do stacji transformatorowej średniego napięcia. Z tej stacji zasilane są wszystkie elektryczne urządzenia łącznie z urządzeniami linii produkcyjnych. Zainstalowane jest również zasilanie rezerwowe dla obwodów wymagających ciągłości zasilania. Nadmiar energii elektrycznej oddawany jest do sieci krajowej. Przy większym zapotrzebowaniu na energię cieplną spada generacja energii elektrycznej i wówczas energia elektryczna może być pobierana z sieci. W systemie pracuje również mała kotłownia (istniejąca przed budową elektrociepłowni) wspomagająca niektóre procesy. Pierwsze prace budowlane rozpoczęto w połowie 2014 roku.

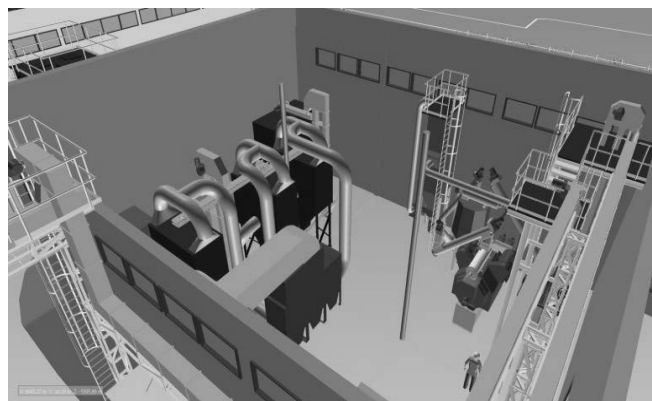


Rys. 4. Montaż podgrzewacza oleju VAS



Rys. 5. Elektrofiltr

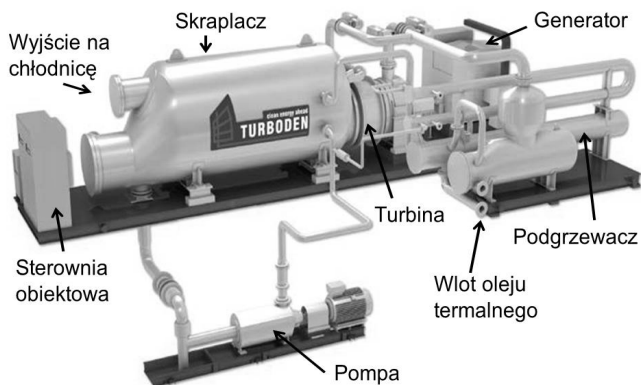
Prace wykonywane były w oparciu o własną załogę i firmy krajowe. Główne elementy elektrociepłowni ORC zostały zakupione u wiodących i sprawdzonych producentów zagranicznych. Duże gabaryty i duży ciężar podzespołów stanowiły poważne wyzwania zarówno dla firm transportowych jak i ekip montażowych. Ustawianie elementów musiało być skoordynowane z pracami budowlanymi. Staranny i dopracowany projekt pozwolił na funkcjonalne ustawienie wszystkich urządzeń na stosunkowo małej powierzchni, przy zachowaniu wymaganych przepisów i norm. Duże gabaryty ustawionych obok siebie urządzeń oraz przykrycie hali dachem w zasadzie nie dają możliwości pokazania linii produkcyjnych na zdjęciach. Na rysunku 6 pokazano wizualizację projektową linii wytwarzania brykietu i pelletów.



Rys. 6. Wizualizacja hali produkcji brykietu i pelletu

4. PRACA GENERATORA ORC W UKŁADZIE ELEKTROCIĘPŁOWNI

Ze względu na parametry procesowe osiągnięte przy spalaniu biomasy wybrano turbogenerator ORC. Opis podstawowych elementów turbogeneratorsa podano na rys. 7, a widok zainstalowanego w Żorach turbogeneratorsa na rys. 8.



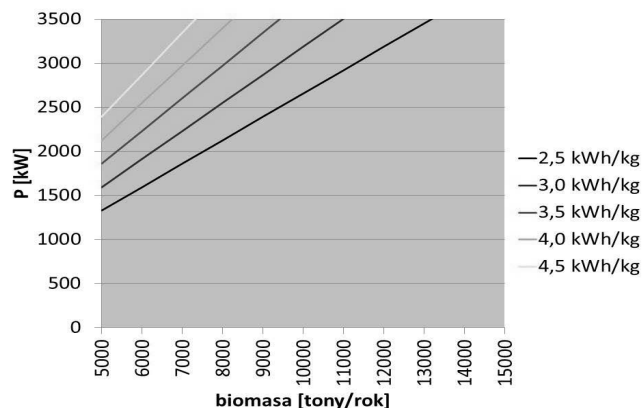
Rys. 7. Elementy turbogeneratorsa ORC



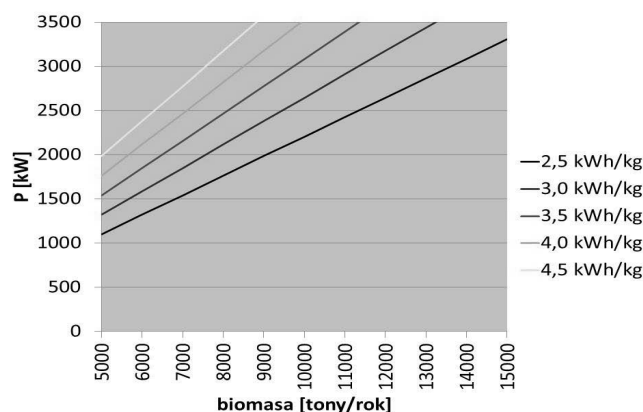
Rys. 8. Zdjęcie ustawionego w elektrociepłowni Żory turbogeneratorsa ORC

Przy dostarczanej z kotła mocy cieplnej 3 MW, temperatura oleju termalnego na wejściu do turbiny ma ok. 310°C, a na wyjściu ok. 250°C. Odbieranie ciepła w skraplaczu odbywa się za pośrednictwem wody, która na wyjściu ma ok. 80°C, a na wejściu ok. 60°C. W tych warunkach moc elektryczna wytwarzana w generatorze wynosi ok. 620 kW. Temperatura „górną” wody chłodzącej, wychodzącej ze skraplacza, może zmieniać się w granicach od 50 do 110°C (do przegrzanej pary), a temperatura „dolną” powracającej wody chłodzącej, wchodzącej do skraplacza, może zawierać się w granicach od 40 do 100°C. Na rysunkach 9, 10 i 11 pokazano odpowiednio: całkowitą moc cieplną wytworzoną w kotle, odbieraną moc cieplną i moc elektryczną generatora (netto) w funkcji strumienia spalanej biomasy. Ilość biomasy przeliczono na wartość spalaną w ciągu roku (przy założeniu pracy przez 8000 godzin). Wykresy wykonano dla różnych wartości opałowych biomasy, przy czym:

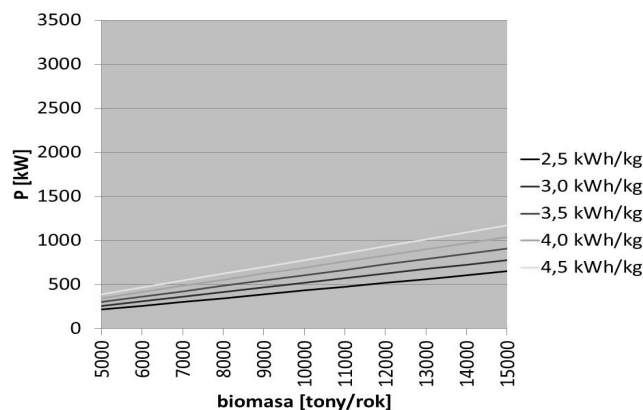
kWh/kg	2,5	3,0	3,5	4,0	4,5
MJ/kg	9,0	10,8	12,6	14,4	16,2



Rys. 9. Osiągana moc cieplna kotła w funkcji ilości spalanej biomasy (dla różnych wartości opałowych)



Rys. 10. Odbierana moc cieplna w funkcji ilości spalanej biomasy (dla różnych wartości opałowych)

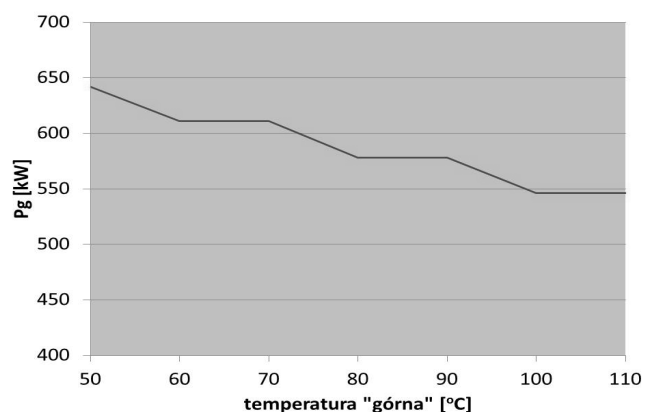


Rys. 11. Moc elektryczna generatora (netto) w funkcji ilości spalanej biomasy (dla różnych wartości opałowych)

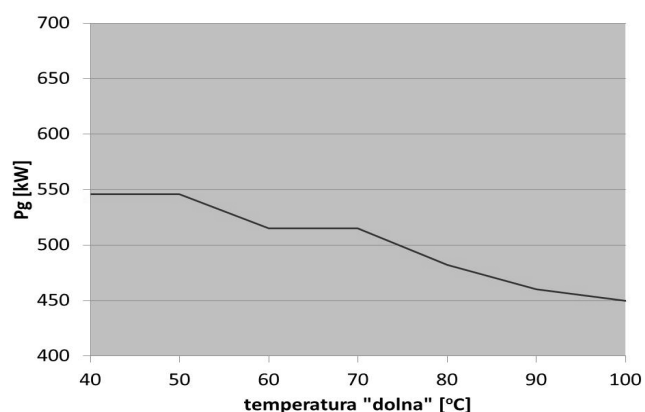
5. WPLYW ODBIORU ENERGII CIEPLNEJ NA WYTWARZANIE ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Przekazanie do odbiorników części energii cieplnej wytworzonej w kotle powoduje obniżenie parametrów czynnika roboczego, co zmniejsza moc turbiny i moc elektryczną wytwarzaną w generatorze. Obwód chłodzenia skraplacza w standardowych konfiguracjach pracuje przy maksymalnych parametrach, optymalnych dla danego procesu. W tradycyjnych instalacjach woda chłodząca skraplacz oddaje ciepło do otoczenia, co stanowi stratę energii. W rozwiązaniu zastosowanym w Żorach woda chłodząca skraplacz ma obniżoną temperaturę w kolejnym odbiorniku ciepła. Ponieważ odbiornik ciepła (suszarnia) ma określone wymagania względem zasilania go w energię cieplną i również ma

zmienne parametry, odbiór ciepła ze skraplacza na ogół jest nieoptymalny z punktu widzenia pracy generatora. Odbiór ciepła w każdym przypadku ustala moc elektryczną generatora. Na rysunkach 12 i 13 pokazano zmienność wytwarzanej mocy elektrycznej (netto) w zależności od temperatury wody chłodzącej (dla strumienia biomasy 9000 ton rocznie i wartości opałowej 3,5 kWh/kg). Zmiany mocy w funkcji temperatury „górnej” wyznaczono przy ustalonej temperaturze „dolnej” wynoszącej 40°C, a zmiany mocy w funkcji temperatury „dolnej” wyznaczono przy ustalonej temperaturze „górnej” wynoszącej 110°C.



Rys. 12. Zmiana mocy elektrycznej generatora w zależności od temperatury „górnej” wody chłodzącej



Rys. 13. Zmiana mocy elektrycznej generatora w zależności od temperatury „dolnej” wody chłodzącej.

6. WNIOSKI

Zastosowanie technologii opartej na ORC pozwala na efektywne odbieranie energii cieplnej pochodzącej z biomasy (bez współspalania). Zastosowanie oleju termalnego jako czynnika roboczego i praca w niższych temperaturach (w porównaniu do instalacji z wodą) sprzyja wydłużeniu pracy turbiny. Podłączenie odbiornika ciepła, zamiast tradycyjnej chłodnicy, znacznie poprawia sprawność energetyczną i przekłada się bezpośrednio na oszczędności finansowe. Odbiór ciepła ma stosunkowo niewielki wpływ na moc generatora, który jednakże w tej konfiguracji nie jest źródłem o regulowanej mocy.

7. BIBLIOGRAFIA

1. Lewandowski W. M., Ryms M., Kołola R., Kubski P., Klugmann-Radziemska E., Ostrowski P., Poprawa sprawności układów ORC i systemów trigeneracyjnych poprzez zastosowanie różnych termodynamicznych wariantów ich działania, *Nafta-Gaz*, Rok LXVI, wrzesień 2010, str. 794-799
2. Duvia A., Guercio A., Rossi di Schio C., Technical and economic aspects of Biomass fuelled CHP plants based on ORC turbogenerators feeding existing district heating networks, 2012, www.turboden...
3. Bini R., Di Prima M., Guercio A., Organic rankine cycle (orc) in biomass plants: an overview on different applications, 2012, www.turboden...
4. Niedziółka I., Zuchniarz A., Analiza energetyczna wybranych rodzajów biomasy pochodzenia roślinnego, *MOTROL*, 2006, 8A, str. 232-237
5. Stolarski M., Krzyżaniak M., Wartość opałowa i skład elementarny biomasy wierzby produkowanej systemem eko-salix, *Fragm. Agron.* 28(4) 2011, str. 86-95
6. Strzałka R., Ulbrich R., Eicker U., Propozycja modelu procesu spalania biomasy w kotle rusztowy, *Inżynieria i Aparatura Chemiczna*, Nr 1/2010, str. 1-2
7. Laudyn D., Pawlik M., Strzelczyk F., *Elektrownie*, Wydawnictwo Naukowo-Techniczne, Warszawa 1995

EXPLOITATION PARAMETERS OF ORC BIOMASS COGENERATION PLANT

The paper describes cogeneration plan of 750 kW electric power and 3,4 MW heat power, that has been started in Zory (Poland), by private enterprise in February 2014. The application of the ORC – Organic Rankine Cycle allows operation of turbine at lower temperature of the working fluid (thermal oil), what leads to better adaptation to the energy conversion at biomass combustion. Furthermore, in this power plant a new solution of the thermal oil cooling has been applied. Instead of directing the working fluid (oil) from turbine to a cooler, it is directed to another heat consumer (drying oven). This solution improve considerably the overall efficiency of the power plant, however it also influence the control of electrical energy generation. Due to excellent fitting to Polish economic conditions and support of the European Union, as well as relatively low investment costs, we can expect that quite a number of similar cogeneration plants will be soon built in Poland. Some characteristics of the power plant operation are presented in the paper. The operation showed out that due to the economical optimization, the generation of electrical energy may depend on the actual heat consumption (it can even drop below zero).

Keywords: cogeneration, ORC, biomass, optimization

METODA ANALIZY WIELOKRYTERIALNEJ DO PLANOWANIA ROZWOJU SIECI ELEKTROENERGETYCZNEJ ŚREDNIEGO I NISKIEGO NAPIĘCIA

Paweł BUĆKO¹, Jerzy BURIĄK¹, Krzysztof DOBRZYŃSKI¹, Marcin JASKÓLSKI¹,
Piotr SKOCZKO², Piotr ZIELIŃSKI²

1. Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki, ul. G. Narutowicza 11/12, 80-233 Gdańsk
tel.: 58 347 1781; e-mail: pawel.bucko@pg.gda.pl;
tel.: 58 347 2034; e-mail: jerzy.buriak@pg.gda.pl
tel.: 58 347 1798; e-mail: krzysztof.dobrzynski@pg.gda.pl
tel.: 58 347 1254; e-mail: marcin.jaskolski@pg.gda.pl
2. Energa-Operator SA, ul. Marynarki Polskiej 130, 80-557 Gdańsk
tel.: 58 347 30 13; e-mail: piotr.skoczko@energa.pl
tel.: 58 778 80 35; e-mail: piotr.zielinski@energa.pl

Streszczenie: Przedstawiono metodę wspomagającą decyzje w zakresie wyboru wariantu przyłączenia odbioru do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej niskiego napięcia lub średniego napięcia oraz mikrogeneracji do sieci niskiego napięcia. Wybierany jest wariant o najniższej wartości miernika oceny syntetycznej, która jest obliczana jako średnia ważona z wartości mierników oceny syntetycznej wyznaczonych dla każdego z trzech rozpatrywanych okresów czasowych. Z kolei miernik oceny syntetycznej; dla każdego z wariantów, ale obliczany w pojedynczym okresie czasowym; jest średnią ważoną mierników ocen cząstkowych, wyznaczanych z zastosowaniem ośmiu przyjętych kryteriów. Metodę zaimplementowano w skoroszybie kalkulacyjnym Microsoft Excel i zastosowano do analizy złożonych przypadków przyłączenia odbioru lub mikrogeneracji.

Słowa kluczowe: planowanie rozwoju, system elektroenergetyczny, operator systemu dystrybucyjnego, przyłączanie odbiorcy

1. WPROWADZENIE

Planowanie rozwoju systemu elektroenergetycznego niskiego napięcia (nn) i średniego napięcia (SN), uwzględniające uwarunkowania techniczne i ekonomiczne, jest złożonym procesem. Wpływ na to ma wielość kryteriów, które Operator Systemu Dystrybucyjnego (OSD) musi wziąć pod uwagę przy podejmowaniu decyzji o przyłączeniu odbioru lub mikrogeneracji do systemu elektroenergetycznego. Dla tego istotnym zagadnieniem zarówno badawczym, jak i praktycznym staje się opracowanie metody analizy wielokryterialnej, która wspomagałaby podejmowanie decyzji w przypadku rozpatrywania wielu wariantów przyłączenia odbioru lub mikrogeneracji. Metody wielokryterialne stosuje się w elektroenergetyce. W pracy [1] zaproponowano kilka takich metod. Pierwszą z nich jest nieparametryczna estymacja brzegowa (ang. Data Envelopment Analysis (DEA)), która opracowana została przez Charnesa, Coopera i Rhodesa [2]. Pozwala ona na zastosowanie programowania liniowego do oceny miar relatywnej jednostki decyzyjnej DMU (ang. Decision Making Unit). Istotą metody jest odniesienie efektywności ocenianych wariantów inwestycyjnych do krzywej efektywności. Programowanie liniowe stosuje się do optymalizacji wielowymiarowego problemu przedstawionego w postaci odniesienia efektów do nakładów, bazującego na koncepcji miary produktywności (ang.

productive efficiency) Farrela [3]. Metoda ta nie wymaga znajomości wag, gdyż stanowią one rozwiązanie modelu, spełniające kryterium optymalizacji, które polega na maksymalizacji efektów lub minimalizacji nakładów.

Drugi typ metod to wielokryterialne metody rankingowe, które pozwalają na dokonywanie wyboru najlepszego wariantu projektu inwestycyjnego na podstawie wielu kryteriów oceny. Określa się je jako metody z grupy ELECTRE (fr. *Elimination et Choix Translation Realite*), ponieważ była ona pierwszą z tego typu metod, a pozostałe stanowią jej modyfikacje. Wykorzystuje się te metody do oceny sytuacji decyzyjnej, w której mamy do czynienia z ze skończoną liczbą projektów, z punktu widzenia wielu kryteriów, które mogą być zarówno ilościowe, jak i jakościowe. Ostateczna ocena ma charakter ilościowy. Aby możliwe było porównanie wariantów przyjmuje się wspólną skalę ocen wg poszczególnych kryteriów, która ma charakter liczb przypisanych poszczególnym stanom, np. dostateczny, średni, dobry, bardzo dobry, itp. Dowolny wariant może być oceniony z zastosowaniem każdego z kryteriów. Efektem tej oceny będą grafy skierowane, które odpowiadają poszczególnym kryteriom. Ostateczną ocenę podejmuje się na podstawie sporządzonego grafu syntetycznego, stanowiącego swego rodzaju kompromis pomiędzy ocenami uzyskanymi z zastosowaniem wszystkich kryteriów, biorących udział w ocenie [1].

Trzeci typ metod to hierarchiczna analiza problemowa – AHP (ang. *Analytic Hierarchy Process*). Metody te pozwalają na uwzględnienie ryzyka i niepewności w procesie inwestowania w elektroenergetyce. znajduje zastosowanie we wspomaganie decyzji na podstawie wielu kryteriów. W przypadku zastosowania tej metody problem decyzyjny ma strukturę hierarchiczną, a poszczególnym kryteriom oceny przypisuje się wagi. Dzięki temu możliwe jest uporządkowanie wielokryterialnego problemu decyzyjnego, a w efekcie możliwe jest opracowanie rankingu wariantów inwestycyjnych [1]. W metodzie tej stosuje się wieloetapowy proces decyzyjny, którego efektem jest uszeregowanie wariantów inwestycyjnych w formie struktury drzewiastej (w pierwszym etapie) oraz ich ocenę (w drugim etapie). Przypisanie wag ma tu szczególne znaczenie. Metoda ta może być stosowana do oceny efektywności inwestowania

w elektroenergetyce, między innymi z uwagi na możliwe uwzględnienie uwarunkowań rynkowych.

Metodę analizy wielokryterialnej zastosowano również do szacowania maksymalnej generacji rozproszonej w systemie elektroenergetycznym [4].

2. METODA

2.1. Założenia

Zaproponowano metodę oceny wariantów przyłączenia odbioru lub źródła mikrogeneracji. Została ona opracowana do analiz złożonych przypadków przyłączenia odbioru do sieci średniego napięcia (SN) lub do sieci niskiego napięcia (nn) lub przyłączenia mikrogeneracji do sieci nn. Uwzględniono w niej horyzont planowania rozwoju sieci nn (5 lat) i sieci SN (10 lat). Metoda umożliwia przeprowadzenie obliczeń w trzech punktach na osi czasu, t.j. w okresie początkowym (t_1), odpowiadającym momentowi przyłączenia rozpatrywanego obiektu; okresie pośrednim (t_2), odpowiadającym połowie horyzontu planowania i okresie końcowym horyzontu planowania (t_3). Horyzont planowania uwzględnia rozwój sieci dystrybucyjnej nn lub SN w formie wskaźników wzrostu mocy zapotrzebowanej w węzłach systemu elektroenergetycznego.

Zaproponowano zestaw ośmiu kryteriów technicznych i ekonomicznych oceny wariantu przyłączenia odbioru lub mikrogeneracji. Wybór kryteriów zależy od typu przyłączanego obiektu (odbior/mikrogeneracja) oraz poziomu napięcia sieci, do której przyłączany jest obiekt. Kompletny zestawienie kryteriów przedstawia się następująco: 1) nakłady inwestycyjne na realizację przyłączenia, 2) średnie koszty roczne związane z przyłączeniem nowego obiektu, 3) roczne straty energii elektrycznej czynnej w elementach układu sieciowego, 4) poziom napięcia w miejscu dostarczania energii, 5) dopuszczalne obciążenie elementu systemu elektroenergetycznego, 6) dynamiczna zmiana napięcia, 7) skuteczność ochrony przeciwporażeniowej, 8) stosunek mocy zwarciowej w miejscu przyłączenia źródła mikrogeneracji do jego mocy znamionowej.

2.2. Kryterium decyzyjne

Zaproponowano kryterium decyzyjne w postaci minimalizacji funkcji kryterialnej, będącej miarą syntetycznej oceny wariantu.

$$Z = \min k_w = \min \{k_{W_1}, k_{W_2}, k_{W_3}\} \quad (1)$$

gdzie: w – indeks wariantu ($w = W_1, W_2, W_3$),
 k_w – wartość miernika oceny syntetycznej (funkcji kryterialnej) obliczona dla wariantu w .

Wprowadzono ograniczenie liczby wariantów przyłączenia do trzech. Obliczenia miernika oceny syntetycznej dokonano dwuetapowo. Najpierw obliczano miernik oceny dla każdego z trzech punktów na osi czasu, będący średnią ważoną mierników ocen cząstkowych, obliczanych dla każdego z kryteriów, z uwzględnieniem funkcji kar dla kryteriów 4–8:

$$k_{w,t} = \sum_{i=1}^{i=3} h_i \cdot k_{i,w,t} + \sum_{i=4}^{i=8} h_i \cdot \alpha_{i,w,t} \cdot k_{i,w,t} \quad (2)$$

gdzie: $k_{w,t}$ – wartość miernika oceny syntetycznej (funkcji kryterialnej) obliczona dla wariantu w i w każdym okresie czasu t ,

i – indeks miernika (kryterium) cząstkowej oceny wariantu przyłączenia odbioru/mikrogeneracji,

h_i – waga dla kryterium i cząstkowej oceny wariantu przyłączenia odbioru lub mikrogeneracji,
 $\alpha_{i,w,t}$ – wartość funkcji kary dla miernika i cząstkowej oceny w wariantcie w , w okresie czasu t ,
 $k_{i,w,t}$ – wartość miernika oceny cząstkowej wariantu inwestycyjnego w , obliczona dla kryterium i , w okresie czasu t .

Następnie dla każdego wariantu obliczano średnią ważoną z mierników oceny syntetycznej uzyskanych w poszczególnych punktach czasu. Obliczenia tego dokonywano, aby użytkownik metody podejmował decyzję na podstawie pojedynczej wartości miernika obliczanego dla każdego z wariantów, a nie na podstawie trójki tych wartości:

$$k_w = \sum_{t=t_1}^{t=t_3} k_{w,t} \cdot \beta_t \quad (3)$$

gdzie: t – indeks okresu czasowego (t_1, t_2 i t_3),
 β_t – waga dla miernika oceny cząstkowej w okresie czasu t .

W obu przypadkach liczenia średniej ważonej, suma wag musi być równa 1 dla zestawu kryteriów, które brane są pod uwagę przy odpowiednim typie analizy (SN/nn, odbiór/mikrogeneracja).

2.3. Mierniki ocen cząstkowych

Mierniki ocen cząstkowych opracowano tak, aby możliwe było uwzględnienie ich za pomocą średniej ważonej. Dla trzech pierwszych kryteriów (o charakterze ekonomicznym) dokonano normalizacji wskaźników oceny cząstkowej:

$$k_{1,w,t} = \frac{K_{nd,w,t}}{\sum_{w=W_1}^{w=W_3} K_{nd,w,t}} \quad (4)$$

$$k_{2,w,t} = \frac{K_{r,w,t}}{\sum_{w=W_1}^{w=W_3} K_{r,w,t}} \quad (5)$$

$$k_{3,w,t} = \frac{\Delta E_{w,t}}{\sum_{w=W_1}^{w=W_3} \Delta E_{w,t}} \quad (6)$$

gdzie: $K_{nd,w,t}$ – nakłady inwestycyjne na realizację przyłączenia w wariantcie w ,

$K_{r,w,t}$ – średnie koszty roczne dostawy energii elektrycznej w wariantcie w przyłączenia, w roku t [zł/a],

$\Delta E_{w,t}$ – roczne straty energii elektrycznej czynnej w wariantcie w , w roku t .

Dla kryteriów 4–6 poszukiwano wartości maksymalnych miernika oceny cząstkowej obliczanych dla poszczególnych węzłów lub elementów systemu elektroenergetycznego:

$$k_{4,w,t} = \max \frac{\Delta U_{\%,w,t,m}}{\Delta U_{dop\%,w}} \quad (7)$$

$$k_{5,w,t,m} = \max_m \frac{I_{obc,w,t,m}}{I_{dd,w,t,m}} \quad (8)$$

lub

$$k_{5,w,t,m} = \max_m \frac{I_{obc,w,t,m}}{I_{nTD,w,t,m}} \quad (9)$$

$$k_{6,w,t,m} = \frac{d_{w,t,m}}{d_{\max,w}} \quad (10)$$

gdzie: $\Delta U_{dop\%,w}$ – dopuszczalna procentowa wartość spadku napięcia w ciągu zasilającym dla wariantu w ,
 $\Delta U_{\%,w,t,m}$ – procentowa wartość spadku napięcia w wariantcie w , w okresie czasu t i w węźle m systemu elektroenergetycznego,
 $I_{obc,w,t,m}$ – prąd obciążenia elementu systemu elektroenergetycznego m (linii/transformatora), w wariantcie w , w okresie czasu t ,
 $I_{dd,w,t,m}$ – obciążalność cieplna długotrwała linii elektroenergetycznej m ciągu zasilającego, w wariantcie w , w okresie czasu t ,
 $I_{nTD,w,t,m}$ – prąd znamionowy dolnej strony transformatora m ,
 $d_{w,t}$ – dynamiczna zmiana napięcia w punkcie przyłączenia w wariantcie w , w okresie czasu t ,
 $d_{\max,w}$ – maksymalna dopuszczalna zmiana napięcia w punkcie przyłączenia, dla wariantu w .

Dla kryteriów 7 i 8, miernik oceny jest z kolei stosunkiem wartości referencyjnej, stanowiącej dolną granicę dopuszczalności dla tego wskaźnika, do jego wartości obliczonej:

$$k_{7,w,t} = \frac{I_{a(5s),w,t}}{I''_{k \min,w,t}} \quad (11)$$

$$k_{8,w,t} = \frac{\left(\frac{S''_{k,w,t}}{S_{n,w,t}} \right)_{\min}}{\frac{S''_{k,w,t}}{S_{n,w,t}}} = \frac{20}{\frac{S''_{k,w,t}}{S_{n,w,t}}} \quad (12)$$

gdzie: $I''_{k \min,w,t}$ – prąd zwarciový minimalny w wariantcie w , w okresie czasu t ,
 $I_{a(5s),w,t}$ – wartość prądu zadziałania zabezpieczenia, zainstalowanego na początku ciągu zasilającego, odczytana z charakterystyki czasowo-prądowej tego zabezpieczenia dla czasu 5 s;
 $S''_{k,w,t}$ – moc zwarciová w punkcie przyłączenia, w wariantcie w i okresie czasu t ,
 $S_{n,w,t}$ – moc znamionowa źródła mikrogeneracji w wariantcie w , w okresie czasu t ,
 $(S''_{k,w,t}/S_{n,w,t})_{\min}$ – minimalny dopuszczalny stosunek mocy zwarciovéj w punkcie przyłączenia źródła mikrogeneracji do jego mocy znamionowej.

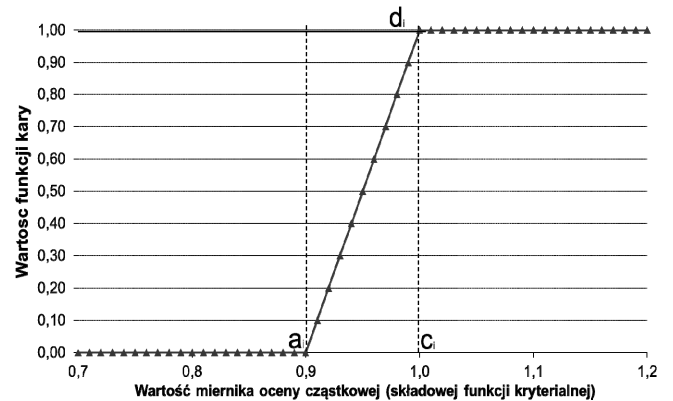
2.4. Funkcje kar

Mierniki ocen cząstkowych dla kryteriów 4–8 zostały tak sformułowane, aby przyjmowały wartości z zakresu $(0, 1)$, jeżeli wartość wskaźników oceny cząstkowej będzie w przedziale wartości dopuszczalnych. Aby uwzględnić fakt ograniczenia wartościami dopuszczalnymi wskaźników (minimalnymi lub maksymalnymi) oraz określić w jakim przypadku należy kryterium brać pod uwagę, wprowadzono funkcję kary. Umożliwia ona obliczenie współczynnika określającego, w jakim stopniu dane kryterium jest istotne z punktu widzenia syntetycznego miernika oceny. Częściowo tę funkcję pełni waga dla kryterium, ale nie uwzględnia ona poziomu istotności kryterium. Użytkownik może zdecydować od jakiej wartości wskaźnika oceny, dane kryterium (miernik oceny cząstkowej) będzie miało wpływ na syntetyczną ocenę wariantu. Ustawia minimalny poziom istotności miernika oceny cząstkowej (a_i), odpowiednio bliski jego wartości dopuszczalnej (c_i) oraz wartość maksymalną funkcji kary (d_i) dla wartości miernika oceny cząstkowej większej lub równej od jego wartości

dopuszczalnej. Proponujemy następujące sformułowanie funkcji kary:

$$\alpha_{i,w,t}(k_{i,w,t}) = \begin{cases} 0, & \text{dla } k_{i,w,t} \leq a_i \\ \frac{d_i}{c_i - a_i} \cdot (k_{i,w,t} - a_i), & \text{dla } a_i < k_{i,w,t} < c_i \\ d_i, & \text{dla } k_{i,w,t} \geq c_i \end{cases} \quad (13)$$

Przebieg zmienności przykładowej funkcji kary zaprezentowano na rysunku 1.



Rys. 1. Przebieg zmienności funkcji kary dla wybranego kryterium

Jeżeli wartość miernika oceny cząstkowej jest poniżej minimalnego poziomu istotności (a_i), wartość funkcji kary wynosi zero, a kryterium nie jest istotne dla oceny syntetycznej wariantu. Jeżeli jednak wartość minimalnego poziomu istotności zostanie przekroczona, wartość funkcji kary narasta do osiągnięcia wartości dopuszczalnej miernika oceny cząstkowej (c_i). Wówczas wartość funkcji kary przyjmuje wartość maksymalną (d_i). W tym przedziale kryterium ma wpływ na ocenę syntetyczną a jednocześnie jest akceptowane przez użytkownika. Jeżeli dopuszczalna wartość miernika oceny cząstkowej zostanie przekroczona, funkcja kary pozostanie na poziomie maksymalnym. W takim przypadku wariant będzie niedopuszczalny, jeżeli przekroczenie wartości dopuszczalnej miernika nastąpiło w pierwszym okresie analizy (momencie przyłączenia). Jeżeli przekroczenia wartości dopuszczalnych nastąpią w kolejnych okresach czasowych, wariant będzie dopuszczalny, funkcja kary pozostanie na poziomie maksymalnym (zazwyczaj równym 1), ale wzrośnie powyżej jednego wartość miernika, pomnożona przez wagę i wartość funkcji kary, będzie skutkować wzrostem wartości miernika oceny syntetycznej wariantu i może on nie zostać wybrany jako najlepszy, ponieważ wariant optymalny to ten o najmniejszej wartości miernika oceny syntetycznej.

3. WNIOSKI KOŃCOWE

Implementacji metody dokonano w formie pakietu skoroszytów kalkulacyjnych Microsoft Excel. Skoroszyty mogą być wykorzystywane do wielowariantowych analiz przyłączenia odbioru do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej nn i SN oraz przyłączenia mikrogeneracji do sieci nn.

4. BIBLIOGRAFIA

1. Kamrat W.: Metody oceny efektywności inwestowania w elektroenergetyce, Wydawnictwo Politechniki Gdańskiej, Gdańsk 2004
2. Charnes A., Cooper W.W., Rhodes E.: Measuring the efficiency of decision making units, *European Journal of Operational Research* 2 (1978), s. 429–444
3. Farell M.J.: The Measurement of Productive Efficiency, *Journal of the Royal Statistical Society. Series A (General)*, vol. 120, No. 3 (1957), s. 253–290
4. Dobrzyński K.: Szacowanie maksymalnej mocy generacji rozproszonej w systemie elektroenergetycznym, Wydawnictwo Politechniki Gdańskiej, Gdańsk 2014

THE METHOD OF MULTI-CRITERIA ANALYSIS FOR THE SELECTION OF POWER DISTRIBUTION GRID CONNECTION VARIANT

We present the method supporting decision concerning the selection of the variant for low voltage (LV) and medium voltage (MV) grid connection of electricity consumer or low voltage grid connection of micro-generation. The selection is made on the basis of the value of objective function that is minimized and constitute a weighted average of sub-criteria functions. Calculation of the values of criteria functions is performed for three time periods i.e. present, the middle of planning horizon, the end of planning horizon. Additionally, we calculate a single value of criteria function for each variant i.e. weighted average of criteria functions calculated for each time period. The method was implemented in Microsoft Excel workbooks and applied in Energa-Operator SA power distribution company to perform complex multi-variant analyses of grid connections of electricity consumers (MV and LV grid) and micro-generation (LV grid).

Keywords: development planning, power system, power distribution operator, grid connection

UPROSZONE MODELOWANIE SIECI DYSTRYBUCYJNEJ NA POTRZEBY ANALIZ PRZYŁĄCZENIOWYCH

Paweł BUĆKO¹, Jerzy BURIAK¹, Krzysztof DOBRZYŃSKI¹, Marcin JASKÓLSKI¹,
Piotr SKOCZKO², Piotr ZIELIŃSKI²

1. Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki, ul. G. Narutowicza 11/12, 80-233 Gdańsk
tel.: 58 347 1781; e-mail: pawel.bucko@pg.gda.pl;
tel.: 58 347 2034; e-mail: jerzy.buriak@pg.gda.pl
tel.: 58 347 1798; e-mail: krzysztof.dobrzynski@pg.gda.pl
tel.: 58 347 1254; e-mail: marcin.jaskolski@pg.gda.pl
2. Energa-Operator SA, ul. Marynarki Polskiej 130, 80-557 Gdańsk
tel.: 58 347 30 13; e-mail: piotr.skoczko@energa.pl
tel.: 58 778 80 35; e-mail: piotr.zielinski@energa.pl

Streszczenie: W artykule przedstawiono rozważania na temat sposobu modelowania sieci średniego (SN) i niskiego (nn) napięcia na potrzeby wykonywania analiz przyłączeniowych przez operatorów sieci dystrybucyjnej. Przeprowadzono dyskusję na temat możliwych do wykonania uproszczeń w modelowaniu sieci, które są do zaakceptowania z punktu widzenia uzyskiwanego wyniku końcowego. Głównym elementem wymuszającym uproszczenia w modelowaniu jest środowisko MS Excel, które wykorzystano jako platformę obliczeniową oraz czas jaki należy poświęcić na Zamodelowanie sieci.

Słowa kluczowe: Analiza przyłączeniowa, sieć dystrybucyjna, źródło prosumenckie

1. WPROWADZENIE

Przyłączenie kolejnego odbioru (albo zwiększenie mocy już istniejącego) lub źródła wytwarzającego energię elektryczną, do systemu elektroenergetycznego wiąże się z przeprowadzeniem obliczeń, których celem jest wykazanie, jaki wpływ przyłączany obiekt będzie miał na sieć zasilającą. Uzyskany wynik determinuje decyzję o przyłączeniu do sieci. Złożoność obliczeń, jakie należy wykonać zależy od wielu czynników, w tym przede wszystkim od rodzaju sieci (oczkowa, czy promieniowa), do której przyłączany jest obiekt, jej złożoności, jak również od typu przyłączanego obiektu. Wykonanie obliczeń „ręcznie” z wykorzystaniem przysłowiowej kartki papieru możliwe jest w zasadzie tylko w prostych przypadkach, kiedy chcemy uzyskać podstawowe informacje. Uzyskanie informacji w akceptowalnym czasie na temat części sieci, nawet promieniowej, wymaga jednak skorzystania z narzędzia umożliwiającego wykonanie obliczeń z wykorzystaniem modelu tej sieci. Najbardziej oczywistymi narzędziami, jakie można wykorzystać do obliczeń na modelu matematycznym sieci, wydają się być komercyjne programy dedykowane do analiz systemów elektroenergetycznych. Rozwiązanie to posiada swoje wady i zalety. Zaletą jest niewątpliwie funkcjonalność, którą w takim programie otrzymujemy, w tym możliwość modelowania poszczególnych elementów sieci lub skorzystania z gotowych modułów obliczeniowych. Daje to zwykle możliwość kompleksowego, ale z wykorzystaniem jednego narzędzia, wykonywania różnego typu analiz na modelu całej sieci operatora dystrybucyjnego lub jej części. Z kolei wadą

jest z pewnością poziom skomplikowania tego typu programów. Można przyjąć, że im narzędzie jest bardziej funkcjonalne, posiada więcej gotowych modułów obliczeniowych, tym większej wiedzy eksperckiej wymaga jego obsługa. Wadą jest również konieczność ciągłego aktualizowania modelu sieci. Może to być szczególnie widoczne w przypadku rozległych sieci, gdzie niejednokrotnie przyłączenia mogą się odbywać w wielu miejscach w tym samym czasie. Taka sytuacja wymaga określonego wysiłku logistycznego. Kolejną wadą jest również cena takiego oprogramowania, która ze względu na ograniczoną konkurencyjność na rynku tego typu programów, jest zazwyczaj bardzo wysoka, zwłaszcza dla przedsiębiorstw energetycznych. Z tego też powodu operatorzy często decydują się na pośrednie rozwiązanie tworząc uproszczone narzędzia przeznaczone do określonych zadań.

W niniejszym artykule autorzy skupiają się na modelowaniu sieci na potrzeby prowadzenia analiz przyłączeniowych dla odbiorów przyłączanych do sieci średniego i niskiego napięcia oraz mikroźródeł przyłączanych do sieci niskiego napięcia.

2. MODELOWANIE SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

Dokładność odwzorowania sieci elektroenergetycznej w modelu zależy od wielu aspektów. Z jednej strony od zagadnień, które mają być rozważane. Z drugiej strony od dostępności tych danych oraz od czasu, jaki należy poświęcić na wprowadzenie danych do modelu. Niezależnie od przyjętych założeń, w celu skrócenia czasu uzyskania wyników obliczeń, można przyjąć określone uproszczenia w modelowaniu, mając oczywiście świadomość, jakie te uproszczenia niosą konsekwencje, np. jakie wprowadzają błędy. Istotne jest przyjęcie takiego sposobu modelowania sieci, który pozwoli na możliwie dokładne obliczenie wartości kryterialnych warunków technicznych, które są konieczne do spełnienia. Niedokładności obliczeń powinny być na niskim akceptowalnym poziomie i „w kierunku bezpiecznym” z punktu widzenia granicznych wielkości kryterialnych.

W przypadku modelowania sieci SN i nn można ograniczyć się tylko do modelu sieci promieniowej, odwzorowując sieci wyższych napięć zastępczym źródłem zasilającym.

3. KRYTERIA UWZGLĘDNIANE PODCZAS ANALIZY PRZYŁĄCZENIOWEJ

Podczas analiz przyłączeniowych wykonywanych dla odbiorów przyłączanych do sieci SN i nn lub mikroźródeł przyłączanych do nn, rozważanych jest wiele kryteriów. Niektóre z nich sprawdzane są dla konkretnej sieci, inne zależą od typu przyłączanego obiektu. Poniżej wymieniono te warunki, które zazwyczaj są stosowane.

3.1. Poziom napięcia w węzłach rozważanej sieci

Napięcie w systemie elektroenergetycznym w normalnym stanie pracy powinno się zawierać w odpowiednim zakresie, który zależy od poziomu tego napięcia, przy czym dopuszczalny zakres zmiany dla sieci średniego i niskiego napięcia jest taki sam (tab. 1).

Tablica 1. Wartości dopuszczalne zmiany napięcia sieci rozdzielczych według normy PN-EN 50160 [3]

Niskie napięcie	Średnie napięcie
$\pm 10\% U_n$ – przez 95% czasu w każdym tygodniu	$\pm 10\% U_n$ – przez 95% czasu w każdym tygodniu
$+10\% / -15\% U_n$ – przez 100% czasu	$+10\% / -15\% U_n$ – przez 100% czasu

Jeżeli w ramach przyłączanego odbioru znajduje się silnik (lub silniki) dużej mocy, to należy uwzględnić ich wpływ na chwilową zmianę napięcia podczas rozruchu. W uproszczeniu względną zmianę napięcia d można wyrazić zależnością:

$$d = c_{\max} \cdot k_{LR} \cdot \frac{S_{rM}}{S''_k} \quad (1)$$

gdzie: c_{\max} – współczynnik zastępczego źródła napięcia,
 k_{LR} – stosunek prądu przy nieruchomym wirniku do prądu znamionowego (współczynnik prądu rozruchu),
 S_{rM} – moc znamionowa silnika,
 S''_k – moc zwarciowa w miejscu przyłączenia odbioru.

Wartość d obliczona zależnością (2) nie powinna być większa od wartości dopuszczalnej:

$$d \leq \frac{\Delta U_{\text{dyn}}}{U_n} \quad (2)$$

gdzie: $\Delta U_{\text{dyn}}/U_n$ – maksymalna dopuszczalna dynamiczna zmiana napięcia w punkcie przyłączenia.

3.2. Dopuszczalne obciążenie elementów sieci

Kolejnym kryterium brany pod uwagę podczas wydawania warunków przyłączenia jest wpływ przyłączanego obiektu na obciążenie elementów sieci. W tym przypadku wpływ ten występuje w zasadzie tylko dla głównego ciągu zasilającego, czyli dla ciągu tworzonego bezpośrednio od transformatora zasilającego do miejsca przyłączenia. Po przyłączeniu rozważanego obiektu obciążenie dowolnego elementu analizowanej sieci nie powinno przekroczyć wartości dopuszczalnej długotrwale: I_{dd} dla linii oraz S_{nT} dla transformatora zasilającego.

3.3. Ochrona przeciwporażeniowa

Kryterium ochrony przeciwporażeniowej, ze względu na możliwości analitycznego wyznaczenia, sprawdzane jest tylko dla sieci nn. W tym przypadku można posłużyć się poniższym warunkiem [1]:

$$I_{a(5s)} \leq I''_{k \min} \quad (3)$$

gdzie: $I_{a(5s)}$ – prąd powodujący samoczynne zadziałanie urządzenia wyłączającego w czasie umownym nie dłuższym niż 5 s (dla obwodów rozdzielczych),

$I''_{k \min}$ – prąd zwarcioowy początkowy minimalny obliczony w miejscu przyłączenia.

3.4. Stosunek mocy zwarciowej do mocy źródła

Oprócz powyżej przedstawionych warunków, dodatkowo dla przyłączanych mikroźródeł sprawdzany jest stosunek mocy zwarciowej w miejscu przyłączenia do mocy znamionowej źródła, gdzie stosunek ten porównywany jest zwykle do wartości 20:

$$\frac{S''_k}{S_{nM\dot{z}}} \geq 20 \quad (4)$$

W przypadku mikroźródeł należy również pamiętać, że takie źródło wnosi określony udział w prądach zwarciowych podczas wystąpienia zwarcia w takiej sieci. Zatem należy uwzględnić prądy zwarciowe płynące od tych źródeł przy sprawdzaniu ochrony przeciwporażeniowej. Z kolei poziom tych prądów zależy od typu źródła. Nie znając konkretnych danych źródła można w uproszczeniu dla elektrowni fotowoltaicznych przyjmować (w kierunku bezpiecznym) wartość prądów zwarciowych na poziomie $1,1 I_n$, a dla elektrowni wiatrowych z silnikiem asynchronicznym: $3 \cdot I_n$.

Powyżej przytoczone kryteria są pewną informacją, która pozwala ocenić, jakie uproszczenia można zastosować podczas tworzenia modelu na potrzeby analiz przyłączeniowych wykonywanych dla sieci SN i nn. Poniżej autorzy przedstawiają propozycję uproszczeń modelowanej sieci do postaci umożliwiającej jej wprowadzenie do narzędzia obliczeniowego zaimplementowanego w środowisku MS Excel.

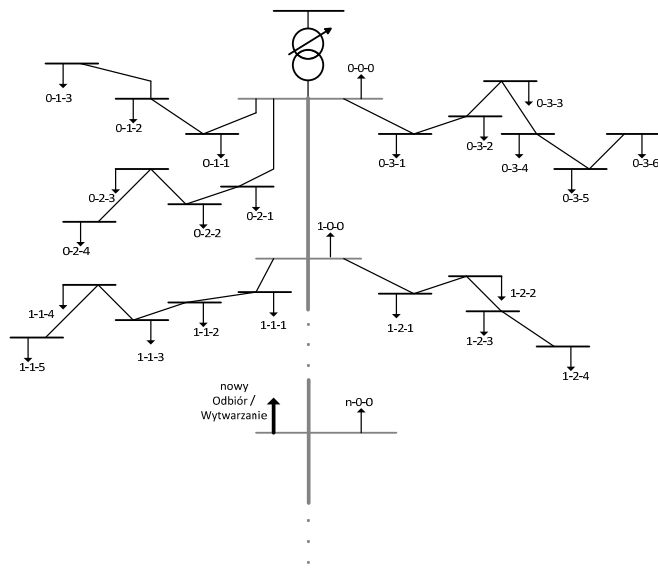
4. MODELOWANIE CIĄGU ZASILAJĄCEGO W SIECI PROMIENIOWEJ

Jak wspomniano wcześniej, sieci SN i nn są sieciami promieniowymi. Oznacza to, że zasilanie w tego typu sieci jest zawsze z jednej strony (pomijając wpływ lokalnych źródeł energii). Uproszczoną strukturę takiej sieci przedstawiono na rysunku 1.

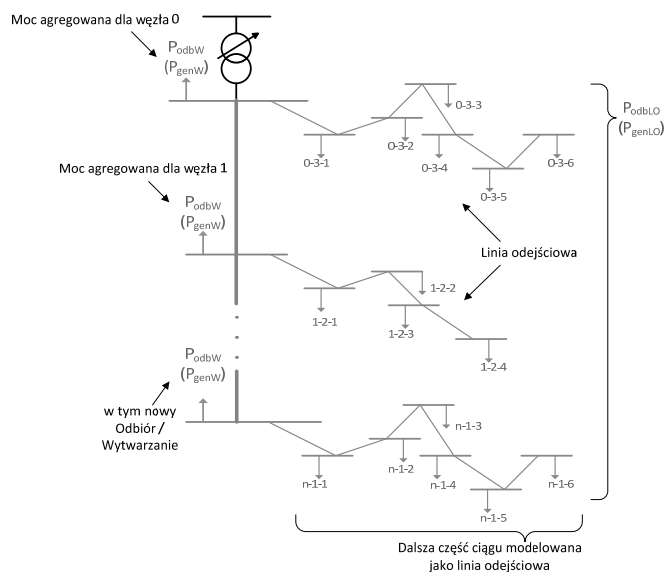
Przyłączając do takiej sieci odbiór lub mikroźródło można dla takiego obiektu wyróżnić główny ciąg zasilający, który wytyczany jest najkrótszą drogą od transformatora zasilającego do miejsca przyłączenia. Można wyróżnić również odgałęzienia od tego ciągu. Na rysunku 1 przyjęto uproszczenie, że nie ma dodatkowych odejść od odgałęzień. Jeżeli taka sytuacja występuje, to należy moc odbieraną/wytwarzaną zagregować i odwzorować jako pojedynczą moc przyłączoną do miejsca, gdzie to odgałęzienie się rozpoczyna.

Odwzorowanie struktury przedstawionej na rys. 1 w MS Excel jest zadaniem trudnym, zarówno pod kątem ilości danych do wprowadzenia, jak również odwzorowania graficznego sieci. Należy przy tym pamiętać, że z założenia dany model części sieci tworzony jest na potrzeby konkretnego przypadku przyłączenia do sieci. Zatem liczba wpro-

wadzanych przez użytkownika danych powinna być możliwie ograniczona. W tym celu autorzy proponują wprowadzenie kolejnego uproszczenia, jakim jest agregacja mocy z poszczególnych odgałęzień, z pozostawieniem możliwości dokładnego zamodelowania jednego wybranego odgałęzienia. Moc jest tu niezależnie agregowana dla odbiorów i mikrogeneracji i jest ona wyrażana za pomocą mocy czynnych odpowiednio P_{odbW} i P_{genW} oraz współczynników mocy $\text{tg}\varphi_{\text{odbW}}$ i $\text{tg}\varphi_{\text{genW}}$ (rys. 2).



Rys. 1. Uproszczona struktura sieci promieniowej



Rys. 2. Agregacja odgałęzień do pojedynczej mocy

Uproszczenie to w dalszym ciągu umożliwia sprawdzenie wpływu przyłączonego obiektu na poszczególne kryteria przyłączeniowe, wymienione w rozdziale 3. I tak dla kryterium:

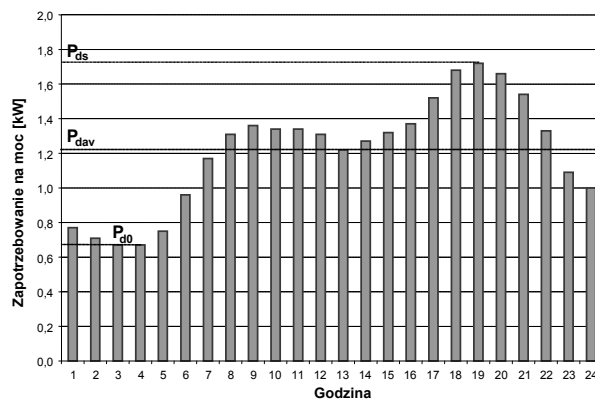
- napięciowego – w celu sprawdzenia sytuacji napięciowej należy zamodelować te odgałęzienia, w których sytuacja napięciowa jest najgorsza (napięcie najbardziej odbiega od wartości znamionowej);
- dopuszczalnego obciążenia elementów sieci – agregacja nie ma wpływu, ponieważ moc przyłączonego obiektu przekłada się tylko na obciążenie głównego ciągu zasilającego;
- ochrony przeciwporażeniowej – agregacja nie ma wpływu. Samo przyłączenie odbioru (jego moc) nie wpływa

na prąd zwarcioowy I''_{kmin} wykorzystywany przy sprawdzeniu warunku ochrony przeciwporażeniowej (3). Wpływ na ten prąd mają parametry sieci, zatem wystąpi on jeżeli przyłączenie odbioru / wytwarzania pociągnie za sobą konieczność wymiany odpowiednich odcinków liniowych sieci (np. ze względu na spadki napięć), w tym również odcinków liniowych w odgałęzieniach. Tym niemniej w takim przypadku następuje wymiana na większy przekrój, co z kolei powoduje zwiększenie prądu zwarcioowego, a zatem polepszenie warunku (3). Tak samo wpływa przyłączenie mikroźródła, które podczas zwarcia będzie stanowiło udział w prądzie zwarcioowym, zwiększając wartość prądu I''_{kmin} wyznaczonego w odgałęzieniu;

- stosunek mocy zwarciowej do mocy źródła – agregacja nie ma wpływu.

Podstawowym problemem w tego typu modelowaniu pozostaje określenie obciążeń poszczególnych odbiorów / wytwarzania, które należałoby wprowadzić do modelu. Jest to szczególnie widoczne dla sieci nn, gdzie aktualnie brakuje pomiarów, które mogłyby stanowić informację o rzeczywistym dobowym obciążeniu poszczególnych odbiorców lub źródeł. Na tej podstawie użytkownik mógłby ocenić moc szczytową, którą wprowadziłby do modelu. W sieci nn pomiary dostępne są w zasadzie tylko dla transformatora SN/nn i to tylko jako sumaryczna moc przepływająca przez transformator, bez rozbięcia na poszczególne odejścia od transformatora.

Możliwym do zastosowania podejściem jest posłużenie się profilami zużycia energii elektrycznej, opracowywanymi przez PTPiREE [4], we współpracy z Operatorami Systemów Dystrybucyjnych (OSD), dla różnych grup odbiorów, najczęściej grup taryfowych lub podgrup odbiorów korzystających z danej taryfy. Profile przedstawiają krzywe zużycia energii elektrycznej w wartościach bezwzględnych dla każdej godziny w roku kalendarzowym, co pozwala na obliczenie średniego poboru mocy przez odbiorcę dla każdej godziny i wyznaczenie wartości średniej, maksymalnej i minimalnej zapotrzebowania na moc zarówno dla każdego dnia, jak i całego roku. Jednak posługiwanie się całymi macierzami, zawierającymi profile obciążenia, może być czasochłonne, a zarazem nieefektywne, gdyż obarczone wysoką niepewnością wprowadzanych danych. Bezpieczniej jest posługiwać się wskaźnikami charakterystycznymi dobowego wykresu chronologicznego obciążenia elektrycznego [5], którego przykład, z zaznaczonymi wielkościami charakterystycznymi, przedstawiono na rysunku 3.



Rys. 3. Dobowy wykres chronologiczny obciążenia elektrycznego dla wybranego dnia i przykładowego typu odbioru na podstawie danych PTPiREE [4], P_{ds} – największe (szczytowe) obciążenie dobowe [kW], P_{d0} – najmniejsze (podstawowe) obciążenie dobowe [kW], P_{dav} – średnie obciążenie dobowe [kW]

Dane w postaci profilu obciążenia (zużycia energii elektrycznej) u odbiorcy pozwalają na wyznaczenie najwyższego średniogodzinowego zapotrzebowania na moc, najniższego średniogodzinowego zapotrzebowania na moc oraz średniego zapotrzebowania na moc (dla poszczególnych doby lub całego roku). Na tej podstawie możliwe jest obliczenie średniego i podstawowego stopnia obciążenia.

Średni stopień obciążenia jest definiowany jako iloraz mocy średniej i mocy szczytowej w rozpatrywanym okresie kalendarzowym. W innych źródłach literaturowych może on przyjmować inne nazewnictwo np. stopień/współczynnik wypełnienia wykresu obciążenia.

Przedstawione na wykresie z rys. 3 wartości mocy odnoszą się do okresu jednej doby. Do wyznaczenia mocy maksymalnej w całym roku kalendarzowym należy posłużyć się rocznym średnim stopniem obciążenia:

$$m_{(q)} = \frac{P_{\text{rav}(q)}}{P_{\text{rs}(q)}} \quad (5)$$

gdzie: $P_{\text{rav}(q)}$ – średnie obciążenie elektryczne w całym roku kalendarzowym, dla typu odbioru q [kW],

$P_{\text{rs}(q)}$ – szczytowe obciążenie elektryczne w całym roku kalendarzowym, dla typu odbioru q [kW].

Przy czym moc średnia roczna obliczana jest na podstawie sumy obciążeń średniogodzinowych (po przemnożeniu przez $t = 1$ h, stanowiących godzinowe zużycie energii elektrycznej) za cały rok kalendarzowy, odniesionej do czasu trwania roku, równego 8760 h:

$$P_{\text{rav}(q)} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{t=1}^T P_{\text{dt}(q)} \cdot t = \frac{1}{8760} \cdot \sum_{t=1}^T P_{\text{dt}(q)} \cdot 1 \quad (6)$$

gdzie: $P_{\text{dt}(q)}$ – średnie zapotrzebowanie na moc w godzinie t dla typu odbioru q [kW];

t – czas trwania podokresu, dla którego wyznaczane są wartości zużycia energii elektrycznej ($t = 1$ h);

T – czas trwania okresu kalendarzowego, $T = 8760$ h.

Natomiast szczytowe zapotrzebowanie na moc w roku należy wyznaczyć poprzez poszukiwanie wartości maksymalnej w macierzy profilu obciążeń elektrycznych:

$$P_{\text{rs}(q)} = \max P_{\text{dt}(q)} \quad (7)$$

Alternatywnym rozwiązaniem jest przyjęcie, że moc szczytowa jest równa mocy przyłączeniowej.

5. WNIOSKI KOŃCOWE

Zaproponowany w artykule sposób modelowania sieci został zaimplementowany w środowisku MS Excel. Zastosowano go do obliczeń w metodzie analizy wielokryterialnej wyboru wariantu przyłączenia do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej [2]. Sposób modelowania sieci spełnił założenia sformułowane na początku artykułu, a wyniki testowania i wdrożenia dowodzą jego efektywności.

Dalsze prace przebiegać będą w kierunku integracji modelu z programami dedykowanymi do analiz sieciowych, a efektywność użytkowania może znacząco podnieść integracja z bazami danych elementów infrastruktury sieciowej, co pozwoli ograniczyć nakłady pracy na wprowadzanie informacji o konfiguracji sieci do programu.

6. BIBLIOGRAFIA

1. PN-HD 60364-4-41:2009, Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 4-41: Ochrona dla zapewnienia bezpieczeństwa – Ochrona przed porażeniem elektrycznym
2. Bućko P., Buriak J., Dobrzyński K., Jaskólski M., Skoczko P., Zieliński P., Metoda analizy wielokryterialnej wyboru wariantu przyłączenia do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej niskiego i średniego napięcia, XVII Konferencja Naukowa Aktualne Problemy w Elektroenergetyce APE'15, materiały konferencyjne, Jastrzębia Góra 2015
3. PN-EN 50160: 2010, Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach elektroenergetycznych
4. Tomczykowski J., Badanie obciążeń i budowa katalogu charakterystyk odbiorców energii elektrycznej, Raport 2013 opracowany na podstawie wyników pomiarów przeprowadzonych w okresie 01.01.2012 – 31.12.2012, Poznań, lipiec 2013
5. Poradnik Inżyniera Elektryka t. 3, praca zbiorowa, Wydawnictwo Naukowo-Techniczne, Warszawa 2005

SIMPLIFIED MODELLING OF DISTRIBUTION NETWORK FOR CONNECTION ANALYSES

The article presents considerations on the approach for modeling the medium (MV) and low (LV) voltage power system for the purposes of carrying out connection analyses by distribution network operators. Network modeling simplifications that are possible to perform and acceptable from the point of view of the final result obtained were discussed.

Keywords: grid connection, power distribution system, prosumer energy

KOMPENSACJA LINII KABLOWYCH 110 kV WYPROWADZAJĄCYCH MOC Z FARM WIATROWYCH

Piotr KACEJKO¹, Paweł PIJARSKI², Sylwester ADAMEK³

POLITECHNIKA LUBELSKA

1. tel.: 48815384735; e-mail: p.kacejko@pollub.pl

2. tel.: 48815384738; e-mail: p.pijarski@pollub.pl

3. tel.: 48815384738; e-mail: s.adamek@pollub.pl

Streszczenie: W referacie omówiono problemy kompensacji mocy biernej linii kablowych 110 kV o długościach kilkudziesięciu kilometrów. Linie takie są obecnie budowane głównie w celu przyłączenia farm wiatrowych, jako konsekwencja trudności w uzyskaniu pozwoleń na budowę linii napowietrznych. Praktyczne problemy projektowe wiążą się z faktem nieokreśloności pojemności kabla i reaktancji dławika (urządzenia niestandardowe produkowane jednostkowo) oraz zmiennością napięć w miejscu przyłączenia. Stosując podejście probabilistyczne zaproponowano możliwe rozwiązania w zakresie doboru urządzeń kompensacyjnych.

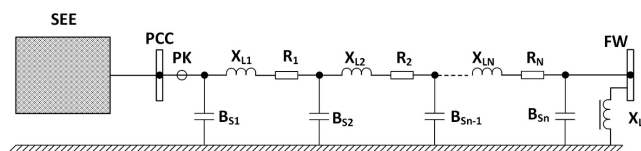
Słowa kluczowe: kompensacja mocy biernej, farmy wiatrowe, linie kablowe WN.

1. WSTĘP

Linie kablowe 110 kV o długościach przekraczających znacznie kilka kilometrów, są dziś realnym elementem krajowej elektroenergetyki. Ich stosowanie wynika w istotnej części z faktu zdeterminowania inwestorów z branży wiatrakowej, aby planowane i budowane farmy przyłączyć do sieci. Ponieważ warunki zabudowy obszarów pomiędzy farmami, a punktami przyłączenia ich do sieci (PCC), uniemożliwiają budowę tańszych linii napowietrznych, wariant kablowy jest jedynym realnym rozwiązaniem. Kontrola mocy biernej, której linie kablowe są znaczącym źródłem, jej koordynacja z możliwościami wytwórczymi farmy wiatrowej stają się istotnym problemem projektowym. Teoretycznie, proste rozwiązanie polegające na zastosowaniu dławika kompensującego (SR – *Shunt Reactor*) na końcu linii, wiąże się z wyborem jednostki o ustalonej indukcyjności (Fixed SR). Jednakże zmienność warunków pracy sieci (napięcie w PCC, moc czynna farmy wiatrowej) oraz niepewność parametrów konstrukcyjnych kabla i dławika (nie są to elementy produkowane w sposób powtarzalny) zmuszają do korzystania z innych rozwiązań: dławików regulowanych pod obciążeniem za pomocą odczepów (Variable SR) oraz kosztownych układów FACTS z płynną regulacją (SVC). W referacie przedstawiono sposób alternatywnego doboru układów FSR i VSR, uwzględniający wskazane wyżej ograniczenia. Sformułowano także postulat, aby operatorzy sieci w wydawanych warunkach przyłączenia i umowach przyłączeniowych określali poziom tolerancji formułowanych wymagań w zakresie kompensacji mocy biernej, udziału farmy w regulacji napięcia, ilości dostarczanej lub pobieranej mocy biernej. Praktyka dowodzi bowiem, że dążenie projektantów do nadmiernie dokładnego spełniania tych wymagań istotnie zwiększa koszty przyłączenia do sieci, nie dając przy tym istotnych korzyści systemowych [6, 7].

2. MODEL LINII KABLOWEJ Z UKŁADEM KOMPENSACJI – KLASYKA I ASPEKTY PROBABILISTYCZNE

Klasyczna literatura [1] podpowiada, że linia kablowa o długości kilkudziesięciu kilometrów powinna być modelowana jako linia długa o parametrach rozłożonych. Z drugiej jednak strony linia taka powstaje jako połączenie kilku sekcji [2], z których każda może być modelowana za pomocą uproszczonego modelu typu II. W rezultacie możliwe jest zastosowanie modelu o strukturze drabinkowej (rys. 1). Dla tak skonfigurowanego modelu dobór reaktancji X_L dławika kompensującego wydaje się być trywialną operacją obliczeniową: dławik uznaje się za dobrze dobrany jeśli dla stanu jałowego farmy, w miejscu przyłączenia linii kablowej do systemu (punkt pomiarowy PK) w znamionowych warunkach napięciowych $U_{PCC} = U_N$ przepływ mocy biernej wykaże wartość zerową, czyli $Q_{PK} = 0$. Wartość reaktancji dławika dobrana w ten sposób może być oznaczona jako X_{Ln} .



Rys. 1. Model obliczeniowy linii kablowej wyprowadzającej moc z farmy wiatrowej (FW) wraz z dławikiem kompensującym

Prostemu zadaniu obliczeniowemu praktyka przeciwstawia utrudnienia w postaci niepewności w dotrzymaniu przez wytwórców parametrów konstrukcyjnych – zarówno kabla 110 kV jak i dławika. Tym samym, zarówno wartość pojemności kabla, jak i indukcyjność dławika można uznać za określone, gdy linia kablowa zostanie zbudowana, a dławik dostarczony do rozdzielni FW 110 kV i finalnie zmontowany. Dodatkowo należy uwzględnić fakt, że wymagania terminowe procesu inwestycyjnego wymuszają równoległe złożenie zamówień zarówno u producenta kabli jak i u producenta dławika.

Z uwagi na ogólny charakter prezentowanego referatu, uznano, że i w produkcji kabli 110 kV jak też dławików 110 kV niedokładności konstrukcyjne opisuje rozkład Gaussa. W obydwu przypadkach opisuje ten rozkład funkcja Φ oznaczająca dystrybuantę rozkładu normalnego $N(0,1)$, natomiast B_{kn} oraz X_{Ln} oznaczają odpowiednio wartości susceptancji jednostkowej kabla 110 kV oraz reaktancji dławika

kompensującego przyjętych przez producentów jako znamionowe, na podstawie obliczeń omówionych wyżej. Niepewność związaną z procesami produkcyjnymi (kable i dławika) wyraża odchylenie standardowe (odpowiednio dla kabla σ_k , a dla dławika σ_L). Bazując na szczupłych informacjach uzyskanych od producentów przyjęto (w ocenie autorów pesymistycznie) dla obydwu elementów wartości $3\sigma_k/B_{kn} = 0,075$ oraz $3\sigma_L/X_{Ln} = 0,075$. Oznacza to, że „kryterium 3-sigmowe” obejmuje obszar o szerokości $\pm 7,5\%$ w stosunku do wartości uznanych za znamionowe.

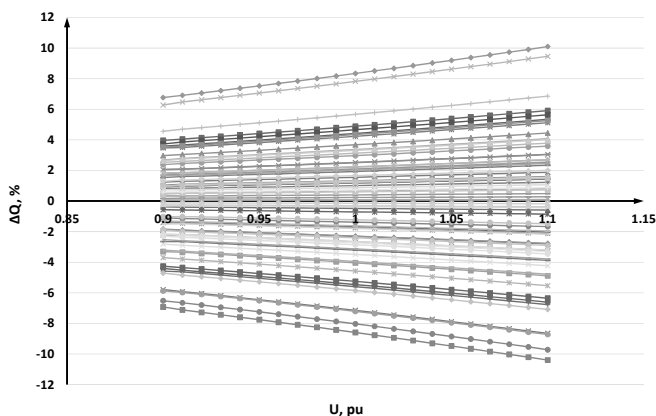
Wymagania operatorów nie pozostawiają wątpliwości, co do konieczności spełnienia warunków kompensacji dla pełnego zakresu spodziewanych napięć od $0,90U_N$ do $1,10U_N$. Tym samym metodyka prowadzonych badań w każdym przypadku obejmowała skanowanie wskazanego wyżej pełnego zakresu napięć na szynach PCC.

3. NIESKUTECZNOŚĆ PODEJŚCIA DETERMINISTYCZNEGO – WYNIKI SYMULACJI MONTE CARLO

Zakładając losowy charakter parametrów B_K oraz X_L , skuteczność kompensacji pojemności linii kablowej wykonywanej dławikami o nieregulowanej indukcyjności (FSR), może być zbadana za pomocą symulacji Monte Carlo. Odpowiednia para wielkości (B_K , X_L) może być losowana za pomocą generatora liczb losowych, a wynik takiego losowego doboru pojemności kabla i indukcyjności dławika może zostać zweryfikowany za pomocą obliczeń rozpryłowych. Weryfikacja obliczeniowa powinna obejmować pełny zakres napięć dopuszczalnych na szynach stacji PCC. Wyniki tak przeprowadzonej symulacji dla 100 wylosowanych par (susceptancja jednostkowa kabla, indukcyjność dławika), przedstawiono na rys. 2, przy czym procentowy stopień kompensacji zdefiniowano jako

$$\Delta Q_{\%} = \frac{Q_c - Q_L}{Q_{kn}} \cdot 100 \quad (1)$$

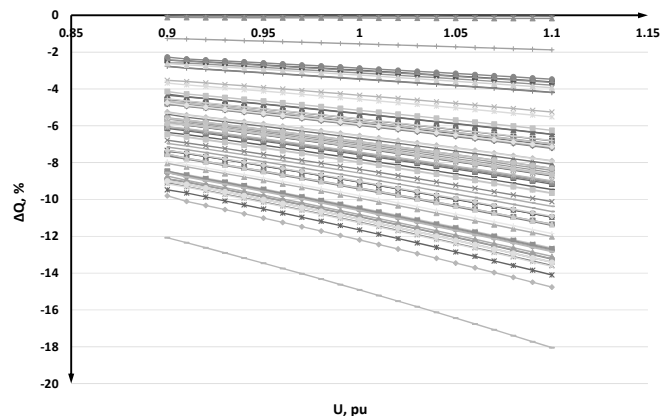
gdzie jako Q_{kn} zdefiniowano moc dławika zapewniającego idealną kompensację, przy pojemności B_{kn} i napięciu $U_{PCC} = U_N = 110$ kV.



Rys. 2. Stopień skompensowania linii kablowej – wyniki symulacji Monte Carlo dla losowo wybranych par (B_K , X_L) i pełnego zakresu zmian napięcia w PCC

Jak pokazano na rys. 2, losowy charakter parametrów kabla oraz dławika powoduje, że dla wartości napięcia w PCC wynoszącej 121 kV stopień kompensacji zamiast wartości zerowej, może wynieść nawet 10%. Oznacza to, że przy mocy ładowania 100 Mvar (np. 2 linie kablowe pracujące

równolegle o długości 50 km) można oczekiwać niedokompensowania o wartości 10 Mvar (zbyt mała moc dławika) lub przekompensowania (zbyt duża moc dławika) o wartości – 10 Mvar. Z punktu widzenia praktyki projektowej zjawisko niedokompensowania jest znacznie bardziej kłopotliwe – bo mocy dławika zwiększyć się nie da, a jego wymiana, z uwagi na koszty, nie wchodzi w grę. Stąd też próba alternatywnego podejścia zaproponowana przez autorów niniejszego referatu – jako wartość znamionową reaktancji dławika określoną dla wytwórcy w zamówieniu, podaje się $X_{Lp} = (1 + 3\sigma_L) \cdot X_{Ln}$. Oczywiście dławik o reaktancji określonej w ten sposób też będzie podlegał losowemu procesowi produkcji zdefiniowanemu za pomocą rozkładu Gaussa, analogicznego jak w poprzednim przypadku. Tym razem jednak losowy charakter reaktancji dławika i pojemności kabla nigdy nie spowoduje niedokompensowania linii kablowej – zawsze jest to przekompensowanie, co wskazuje rys. 3. Opanowanie przekompensowania jest jednak względnie łatwe – może być zrealizowane za pomocą kondensatorów przyłączonych do szyn średniego napięcia rozdzielni FW. Kondensatory takie są produkowane seryjnie i stosunkowo łatwo dostępne, dlatego o ich liczbie i mocy można zdecydować na późniejszym etapie procesu inwestycyjnego. Z rysunku 2 można wnioskować, że stopień przekompensowania zawiera się w przedziale od zera do –18%. Można jednak wykazać, że uzasadnione jest zainstalowanie „w ciemno” baterii sześcioczołowej o mocy odpowiadającej 12% Q_{kn} przy zapewnieniu możliwości dostawienia dodatkowych jednostek o łącznej mocy 8% Q_{kn} (razem moc baterii 20% Q_{kn}).



Rys. 3. Stopień skompensowania linii kablowej - wyniki symulacji Monte Carlo dla losowo wybranych par (B_K , X_L) i pełnego zakresu zmian napięcia w PCC, przy powiększonej do wartości X_{Lp} reaktancji znamionowej dławika

4. ROZWIĄZANIE ALTERNATYWNE – DŁAWIK REGULOWANY

Zastosowanie dławika o ustalonej (choć wstępnie nieokreślonej) reaktancji wraz z baterią kondensatorów po stronie SN pozwala na opanowanie problemu kompensacji nawet w sytuacji niepewności w zakresie pojemności linii kablowej oraz w warunkach zmienności napięć na szynach PCC. Zastosowanie dławika o ustalonej wartości reaktancji (FSR) można zastąpić zastosowaniem dławika o regulacji zaczepowej (VSR). Nieliczni producenci takich dławików podejmują się jednostkowej produkcji elementów, których moc określona jest zgodnie z zależnością

$$Q_L = Q_{Ln} \frac{(U/U_N)^2}{(Z/Z_N)^2} = \quad (2)$$

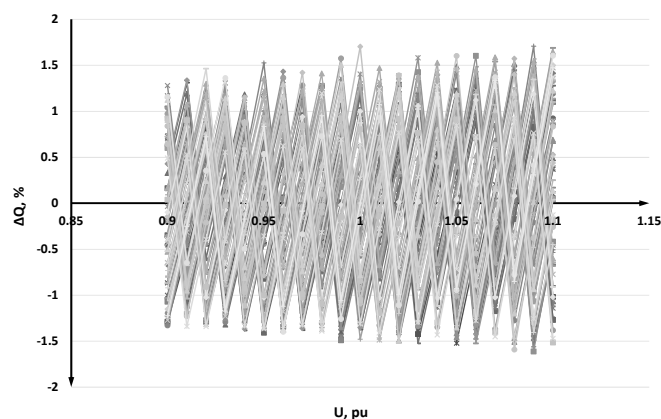
$$= Q_{Ln} \cdot (U/U_N)^2 \cdot \left(\frac{100}{100 + N \cdot \Delta R} \right)^2$$

gdzie: N – numer zaczepu (dodatni, ujemny lub zero);
 ΔR – skok zaczepu w % (np. 1,5%, 2%, 2,5%, 3%).

Tak jak i w przypadku dławika FSR, losowość jednostkowej produkcji dławika VSR upoważnia do przyjęcia założenia o rozkładzie Gaussa jedynie w stosunku do reaktancji X_{Ln} , bowiem wyprowadzenie zaczepów może być zrealizowane w sposób równomierny i dokładny.

W rezultacie, dla znamionowej wartości reaktancji X_{Ln} zmiany zaczepów oraz zróżnicowanie poziomu napięcia prowadzi do znaczącej zmienności mocy dławika.

Możliwość uzyskiwania z dławika VSR mocy biernej o zmiennej wartości, pozwala na wykorzystanie go zarówno w przypadku stochastycznej niepewności związanej z wartością indukcyjności i pojemności kabla, jak też w związku ze zmiennością napięcia w PCC. Także i w tym przypadku przeprowadzono analizę obliczeniową wykorzystującą symulację Monte Carlo. Proces losowania pary wielkości (B_K, X_L) uzupełniono obliczeniowym poszukiwaniem takiej liczby N (numer zaczepu), która minimalizuje wartość bezwzględną procentowego stopnia kompensacji. Dodatkowo, tak jak w poprzednim przypadku, operacje tę powtórzono w procesie skanowania pełnego zakresu napięć od $0,90U_N$ do $1,10U_N$.



Rys. 4. Stopień skompensowania linii kablowej – wyniki symulacji Monte Carlo dla losowo wybranych par (B_K, X_L) i pełnego zakresu zmian napięcia w PCC, przy wykorzystaniu dławika regulowanego VSR, o skoku zaczepu 1,5%

Uzyskane wyniki przedstawiono na rys. 4. Przedstawia on wpływ regulacji zaczepowej (skok 1,5%) na stopień skompensowania. Jak można zauważyć moc rozkompensowania mieści się zasadniczo w zakresie strefy martwej wynikającej ze skoku przelącznika zaczepów dławika. Możliwe jest zawężenie tej strefy poprzez dobór dławika o większej mocy znamionowej na zaczepie zerowym, zgodnie z formułą $X_{Lp} = (1 + 3\sigma_L) \cdot X_{Ln}$.

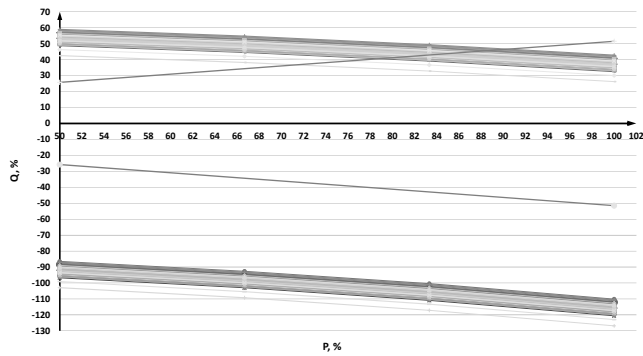
Warto w tym miejscu zauważyć, że Instrukcja [4] formułując wymagania odnośnie kompensacji pojemności linii kablowej nie podaje tolerancji w zakresie dokładności tej kompensacji. W rezultacie, niektórzy projektanci i operatorzy sieci, traktując kwestie tej kompensacji wręcz obsesyjnie kierują inwestora ku niezwykle kosztownym układom SVC. Tymczasem, z podstawowej zasady prawa energetycznego – niedyskryminacyjnego podejścia do podmiotów, powinna wynikać zasada, aby dokładność kompensacji linii kablowej

była nie większa niż skutki pracy linii napowietrznej analogicznej długości pracującej w stanie jałowym. Wobec linii napowietrznych 110 kV nikt bowiem kompensacji nie wymaga. Uwzględniając stosunek pojemności typowych linii napowietrznych i typowych linii kablowych tolerancję kompensacji tych ostatnich powinno się określać na poziomie 2–2,5%.

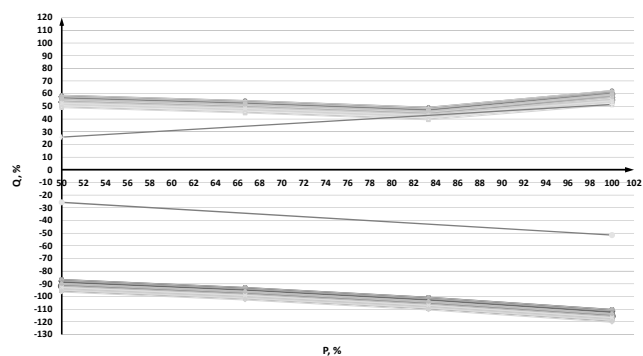
5. KOMPENSACJA POJEMNOŚCI LINII KABLOWEJ 110 kV A ZDOLNOŚĆ FW DO PRODUKCJI MOCY BIERNEJ W WYMAGANYM ZAKRESIE

Układ kompensacji pojemności kabla 110 kV wyprzedzającego moc z farmy wiatrowej powinien być rozpatrywany także pod kątem spełnienia innych wymagań sformułowanych w stosunku do farmy w Instrukcji [4]. W szczególności chodzi o zapewnienie możliwości generacji mocy biernej farmy, tak aby w całym zakresie możliwej generacji mocy czynnej pomiar mocy biernej w punkcie PK (rys. 1) zapewniał współczynnik mocy nie mniejszy niż 0,95 – w obydwu kierunkach, zarówno w zakresie poboru mocy biernej (wartość przyjmowana dla źródeł jako ujemna) jak też jej generacji. Omawiając powyższy problem warto przypomnieć, że układy przekształtnikowe, w które wyposażone są wiatraki mają bardzo szerokie możliwości generacyjne w odniesieniu do mocy biernej – [5]. Większość obecnie produkowanych jednostek o mocach znamionowych P_{NG} równych 2–3 MW ma zdolność generacji każdej ilości mocy biernej z przedziału od $-0,5P_{NG}$ do $0,5P_{NG}$, w zakresie generacji mocy czynnej prawie od aż do pełnej mocy znamionowej P_{NG} . Okazuje się jednak, że nie są to możliwości wystarczające, co ilustruje rys. 7. Dla generacji mocy czynnej bliskiej znamionowej i dla wszystkich jednostek pracujących, straty mocy biernej związane z przesyłem mocy czynnej niweczą częściowo możliwości generacyjne przekształtników. Także i w tym przypadku ostateczny efekt rozumiany jako wynik pomiaru mocy w punkcie PK ma charakter stochastyczny – decyduje o tym niepewność w określaniu parametrów kabla 110 kV oraz dławika kompensującego w FW. Symulacja Monte Carlo odniesiona do par (B_K, X_L), połączona z analizą rozptyłową, wskazuje, że deficyt możliwości generacyjnych farmy w zakresie mocy biernej (mierzonej w punkcie PK) może zawierać się w przedziale od 10% do 20% Q_{kn} . Tym samym idea zastosowania wieloczołkowej baterii kondensatorów po stronie SN oraz dławika o stałej mocy daje gwarancję kompleksowego opanowania problemu mocy biernej FW zasilanej linią kablową o znacznej długości.

Podobne korzyści w zakresie opanowania deficytu mocy biernej generowanej w farmie wiatrowej w warunkach zbliżonych do znamionowej mocy czynnej, daje zastosowanie dławika regulowanego VSR. Dławik ten pełni wtedy rolę swoistego zaworu, który udostępnia dla potrzeb bilansu mocy biernej farmy (mierzonego w punkcie PK) rezerwar mocy biernej którym jest pojemność kabla. Zmniejszając moc dławika (poprzez odpowiednią regulację zaczepową uwzględniającą także warunki napięciowe) osiąga się stan niedokompensowania kabla 110 kV zyskując jednocześnie brakującą moc bierną. Efekt zastosowania dławika VSR pokazano na rys. 8. Jak widać stosowanie dodatkowych kondensatorów po stronie SN jest zbędne.



Rys. 7. Moc bierna mierzona w punkcie PK (pasma) w funkcji mocy czynnej generowanej w wiatrakach FW – stochastyczny charakter parametrów dławika *FSR* oraz pojemności linii kablowej 110 kV wynika z symulacji Monte Carlo, wskazano linie odpowiadające współczynnikowi mocy 0,95 (charakter indukcyjny i pojemnościowy); moc bierna w wiatrakach $-0,5P_{nG}$ (część dolna rysunku oraz $0,5P_{nG}$ (część górna rysunku)



Rys. 8. Moc bierna mierzona w punkcie PK (pasma) w funkcji mocy czynnej generowanej w wiatrakach FW – stochastyczny charakter parametrów dławika *VSR* oraz pojemności linii kablowej 110 kV wynika z symulacji Monte Carlo; wskazano linie odpowiadające współczynnikowi mocy 0,95 (charakter indukcyjny i pojemnościowy); moc bierna w wiatrakach $-0,5P_{nG}$ (część dolna rysunku oraz $0,5P_{nG}$ (część górna rysunku)

6. PODSUMOWANIE

W referacie przedstawiono problem doboru dławika kompensującego pojemność długiej linii kablowej 110 kV

wyprowadzającej moc z farmy wiatrowej. Wskazano na możliwość zastosowania dwóch rozwiązań:

- dławika o stałej wartości indukcyjności (*FSR*) współpracującego z wieloczołową baterią kondensatorów zainstalowaną po stronie średniego napięcia;
- dławika o regulacji zaczepowej (*VSR*) o odpowiednio dobranej liczbie zaczepów i skoku zaczepu.

Obydwie koncepcje (choć za bardziej zaawansowana technicznie uznaje się drugą) pozwalają na opanowanie problemu niepewności i tolerancji dotyczącego zarówno pojemności jednostkowej kabla 110 kV jak i reaktancji dławika. Finalne wartości obydwu tych wielkości, wobec jednostkowego charakteru produkcji kabla jak i dławika są znane dopiero w fazie montażu urządzeń na placu budowy, co firmy projektowe i wykonawcze uznają za poważne utrudnienie.

Dodatkowo obydwie metody pozwalają na spełnienie wymagań operatorów sieci w zakresie wartości mocy biernej generowanej przez farmy wiatrowe w warunkach generacji mocy czynnej zbliżonej do znamionowej, bez konieczności stosowania dodatkowych układów kompensacyjnych i baterii kondensatorów.

7. BIBLIOGRAFIA

1. Saadat H: Power System Analysis, McGraw-Hill International Editions, 3-rd edition, 2010.
2. Sobral A., Moura A., Carvalho M.: Technical Implementation of Cross Bonding in Underground HV Lines Projects, 21-st International Conference on Electricity Distribution, Frankfurt 6–9 June 2011, paper 0499.
3. Iwanicki M., Dębek M.: Kompensacja mocy biernej indukcyjnej oraz pojemnościowej na farmach wiatrowych, Wiadomości Elektrotechniczne Nr 2, 2015 r., s. 35–38.
4. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej PSE SA <http://www.pse.pl/>.
5. Lubośny Z. Farmy wiatrowe w systemie elektroenergetycznym. Warszawa, WNT 2010.
6. Kacejko P., Pijarski P.: Generation level matching to the transmission capability of overhead lines, Acta Energetica – 2013, nr 1/14, vol 5, s. 43–49.
7. Kacejko P., Pijarski P.: Przyłączanie farm wiatrowych – ograniczenia zamiast przewymiarowanych inwestycji, Rynek Energii, nr 1 (80), luty 2009 r., s.10–15.

COMPENSATION OF 110 kV CABLE LINES CONNECTING WIND FARMS WITH THE GRID

Application of 110 kV cable lines with length bigger than a few kilometers, is a standard engineering practice now. These cables are used mainly by wind farm developers for connecting them to power system in PCCs (*Points of Common Coupling*). Because of infrastructure limitations, it is impossible to built the new overhead lines, so cables occur to be one and only solution. As it is well known, HV cables are significant sources of the reactive power. It should be controlled and coordinated with general requirements of the grid operators. Application of a shunt reactor with fixed reactance (*FSR*), seems to be theoretically an easy task. On the other hand variability of power system parameters (voltage in PCC, active power in WF), constructional uncertainty of cable and reactor nominal parameters, forced us to look for more flexible solutions. As the alternative, the reactor with on load tap changer (*OLTC*) called *Variable SR* can be taken into account. In the paper two alternative methods of *FSR* versus *VSR* adjustment are considered.

Keywords: reactive power compensation, HV cable lines, wind farms

STACJE PRZEKSZTAŁTNIKOWE HVDC UMOŻLIWIAJĄCE INTEGRACJĘ MORSKICH FARM WIATROWYCH Z SYSTEMEM ELEKTROENERGETYCZNYM

Mariusz KŁOS¹, Łukasz ROSŁANIEC, Józef PASKA, Karol PAWLAK

Institut Elektroenergetyki, Politechnika Warszawska
1. tel.: +48222347591; e-mail: Mariusz.Klos@ien.pw.edu.pl

Streszczenie: Podstawowym problemem dla rozwoju morskich farm wiatrowych jest ich integracja z istniejącą infrastrukturą elektroenergetyczną. Przesył energii elektrycznej może być tu realizowany z użyciem kablowych łączy HVAC i HVDC. Dla morskich farm wiatrowych, z uwagi na szereg zalet, docelową wydaje się być technologia VSC HVDC.

W artykule zaprezentowano obecnie wykorzystywane technologie przekształtników energoelektronicznych dużej mocy, stosowane w stacjach elektroenergetycznych HVDC, umożliwiającą integrację morskich farm wiatrowych z systemem elektroenergetycznym.

Przedstawiono aspekty techniczne technologii stacji przekształtnikowych oraz osiągnięte etapy standaryzacji. Zaprezentowano również potencjał poszczególnych technologii stacji przekształtnikowych HVDC (wady i zalety) w obszarze potencjalnych usług systemowych, które mogą pełnić w KSE.

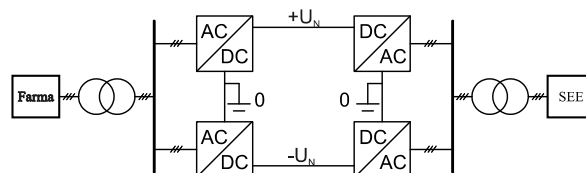
Słowa kluczowe: Stacje przekształtnikowe LCC i VSC HVDC, standaryzacja technologii HVDC, morskie farmy wiatrowe.

1. WSTĘP

Coraz częściej duże farmy wiatrowe są budowane na obszarach morskich. W Europie prawdziwy boom inwestycyjny możemy zaobserwować na obszarach Morza Północnego. Już dzisiaj mówi się szeroko o budowie morskich sieci przesyłowych, które umożliwią zagospodarowanie potencjału energetycznego w tym obszarze [10]. Podstawowym problemem jest integracja morskiej generacji wiatrowej z istniejącą infrastrukturą elektroenergetyczną. Przesył energii elektrycznej może być tu realizowany z użyciem kablowych łączy HVAC i HVDC. Dla morskich farm wiatrowych z uwagi na szereg zalet rozpatruje się, jako docelową, technologię VSC HVDC.

Prace badawczo rozwojowe układów przesyłowych HVDC (ang. *High Voltage Direct Current*) prowadzone w ostatnich latach przyczyniły się do szybkiego rozwoju tej technologii i zwiększenia roli, jaką ma odegrać w procesach rozwojowych sektora elektroenergetycznego w ujęciu globalnym. Główną przyczyną szybkiego rozwoju technologii HVDC była potrzeba poprawy efektywności przesyłu energii elektrycznej na znaczne odległości oraz możliwość budowy infrastruktury przesyłowej dla morskich instalacji technologicznych, np. morskich farm wiatrowych [1–5, 12]. Na rysunku 1 przedstawiono przykładową topologię łączy HVDC umożliwiającą integrację morskich farm wiatrowych z systemem elektroenergetycznym.

W przypadku morskich farm wiatrowych zlokalizowanych w odległości powyżej 80 km, technologia HVDC, wykorzystująca do przesyłu energii elektrycznej linie kablowe jest jedyną, racjonalną technologią do zastosowania.



Rys. 1. Przykładowa topologia łączy HVDC umożliwiająca integrację morskich farm wiatrowych z systemem elektroenergetycznym (topologia bipolarna wykorzystująca uzmielenia, jako przewód zerowy)

2. PORÓWNANIE TECHNOLOGII ŁĄCZY KABLOWYCH HVAC I HVDC

Obecnie przesyłanie energii elektrycznej z morskich farm wiatrowych do systemu elektroenergetycznego może być realizowane z użyciem łączy kablowych HVAC lub HVDC. Łączy HVAC są dojrzałą technologią. Dla przypomnienia, umożliwiają one przesył energii na duże odległości z wykorzystaniem głównie linii napowietrznych. Dodatkowo charakteryzują się: poborem dużej mocy biernej ładowania i ograniczoną przepustowością w przypadku linii kablowych AC (długie odcinki). Istnieje tu możliwość wystąpienia zjawiska rezonansu pomiędzy elementami łączy HVAC. Konstrukcja kabli AC wysokich napięć jest bardzo skomplikowana, co wpływa na wzrost kosztów inwestycyjnych. W przypadku łączy HVDC nie występują ograniczenia, co do długości linii przesyłowych (również kablowych). Podstawową i chyba najważniejszą właściwością łączy HVDC jest możliwość asynchronicznego łączenia dwóch systemów elektroenergetycznych pracujących na różnych poziomach napięć i z różnymi częstotliwościami i dwukierunkowy przesył energii. W zależności od użytej technologii przekształtników energoelektronicznych łączy HVDC umożliwia niezależną kontrolę mocy czynnej i mocy biernej w punkcie przyłączenia do systemu elektroenergetycznego (PCC). Do wad łączy HVDC należy zaliczyć duże nakłady inwestycyjne stacji przekształtnikowych. W tabelicy 1 przedstawiono charakterystykę porównawczą łączy kablowych HVAC i HVDC [1–4, 8].

Tablica 1. Porównanie funkcjonalne technologii łączy kablowych HVAC i HVDC [3–4, 7]

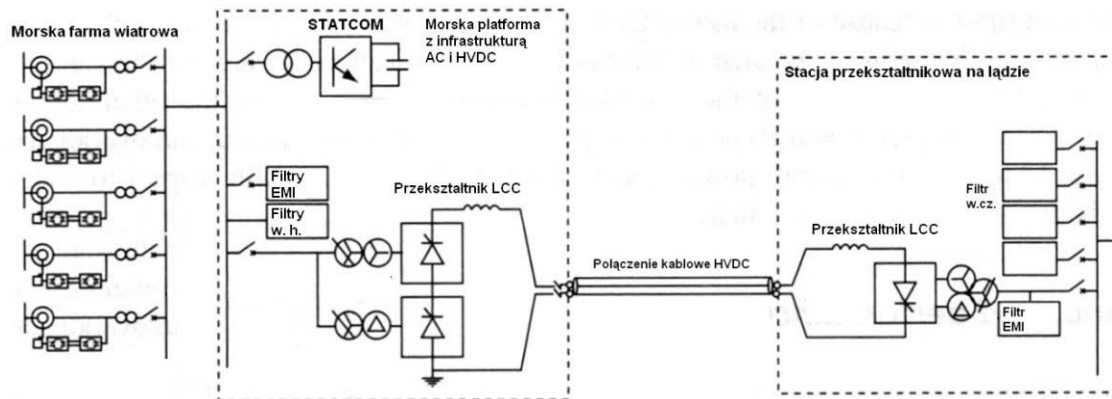
Wymagania funkcjonalne	HVAC	HVDC
Moc zwarciova w PCC	Moc zwarciova ulega zwiększeniu (udział w prądach zwarciowych zależny od rodzaju zastosowanego turbozespołu)	Moc zwarciova ulega zwiększeniu w minimalnym stopniu
Pobór mocy biernej	Tak (prąd ładowania linii AC)	W zależności od technologii: –LCC HVDC – tak (wymagany do prawidłowej pracy przetwornicy energoelektronicznej), –VSC HVDC – nie
Regulacja częstotliwości	Warunkowo możliwa (zależnie od rodzaju zastosowanego turbozespołu)	Możliwa
Praca z niskim obciążeniem łącza (w stanie pracy synchronicznej z KSE)	Tak	W zależności od technologii: –LCC HVDC – niestabilna, –VSC HVDC – tak
Regulacja mocy biernej w PCC (regulacja napięcia)	W większości przypadków potrzeba stosowania dodatkowych urządzeń do kompensacji mocy biernej	W zależności od technologii: –LCC HVDC – ograniczona, potrzeba stosowania dodatkowych urządzeń do kompensacji mocy biernej, –VSC HVDC – możliwa bez dodatkowych urządzeń do kompensacji mocy biernej
Wpływ na parametry jakościowe energii elektrycznej w PCC	Spełnia wymagania systemowe	Spełnia wymagania systemowe
Black start (praca „wyspowa”)	Warunkowo możliwy (zależnie od rodzaju zastosowanego turbozespołu)	Możliwy (tylko w przypadku przekształtników VSC, praca jako niezależne źródło napięcia)

3. INTEGRACJA MORSKICH FARM WIATROWYCH Z SYSTEMEM ELEKTROENERGETYCZNYM Z WYKORZYSTANIEM ŁĄCZY HVDC

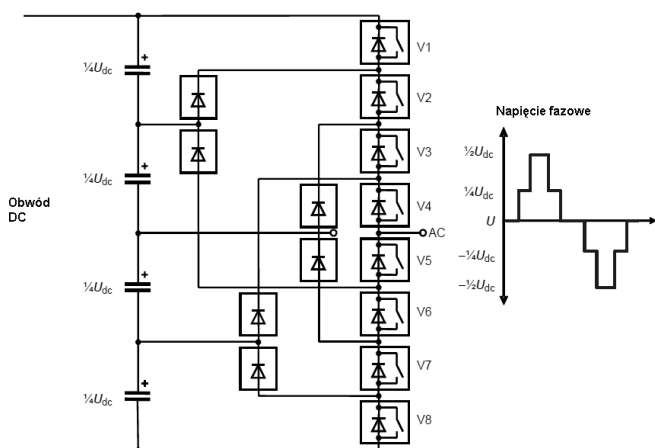
Łącze HVDC składa się z dwóch stacji elektroenergetycznych, każda z infrastrukturą DC (przekształtnikiem energoelektronicznym HVDC) i AC, zlokalizowanych na lądzie i platformie morskiej, oraz kabla energetycznego wysokiego napięcia DC, tworzącego linię przesyłową HVDC. Łącza HVDC wykorzystują dwie technologie przekształtników energoelektronicznych. Pierwszą technologią są układy z przekształtnikami pracującymi, jako źródła prądowe CSC (ang. Current Source Converter), często nazywane systemami „LCC HVDC” lub „classical HVDC”. Drugą technologią są układy z przekształtnikami pracującymi, jako źródła napięciowe VSC (ang. Voltage Source Converter), często nazywane systemami „VSC HVDC” [3, 6, 8, 11–12]. Systemy CSC HVDC wykorzystujące łączniki tyrystorowe (SCR, GTO, IGCT, GCT) są optymalną technologią do przesyłu bardzo dużej mocy na duże odległości. Charakterystyczny jest tu pobór mocy biernej bez względu na kierunek przepływu mocy czynnej przez linię. Technologia CSC HVDC posiada ograniczenia, co do kontroli i sterowania mocą bierną.

Te ograniczenia utrudniają funkcjonowanie tej technologii w strukturach morskich farm wiatrowych. Technologia LCC jest rozpatrywana, jako wiodąca technologia dla bardzo dużych morskich farm wiatrowych, które w przyszłości będą zlokalizowane na obszarach mórz i oceanów, bardzo daleko od systemu elektroenergetycznego. W tym przypadku rozpatruje się wykorzystanie układów STATCOM, jako wzorca napięcia potrzebnego do synchronizacji turbozespołów wiatrowych farmy i synchronicznej pracy z przetwornicą tyrystorową pracującą, jako prostownik [3, 6, 8-9]. Na rysunku 2

przedstawiono przykładową topologię łącza LCC HVDC współpracującego z farmą wiatrową [3]. Systemy VSC HVDC bazujące na technologii tranzystorowej (IGBT) nie mają takich ograniczeń, umożliwiają niezależną kontrolę przesyłu mocy czynnej i mocy biernej. Wykorzystanie technologii VSC HVDC w strukturach morskich farm wiatrowych umożliwia jednocześnie usprawnienie funkcjonowania, zarówno wewnętrznej infrastruktury elektroenergetycznej farmy (bardzo dobre parametry jakościowe energii elektrycznej po stronie SN), jak i przyłączenie całej instalacji do „słabego” pod kątem parametrów jakościowych energii systemu elektroenergetycznego (moce zwarciove w PCC są teoretycznie niewystarczające do współpracy systemu z farmą wiatrową). Dla przykładu kluczowym wymaganiem dla układów LCC HVDC, zapewniającym prawidłową współpracę z systemem elektroenergetycznym, jest zapewnienie, co najmniej dwukrotnie większego poziomu mocy zwarciowej w punkcie przyłączenia w stosunku do mocy samego łącza HVDC. Podstawą do budowy układów VSC są tranzystorowe falowniki napięcia, które umożliwiają dwukierunkowy przesył energii, czyli są w stanie pracować zarówno w trybie prostownika, jak i falownika [3, 6, 7–8, 10–12]. Konstrukcja ma bezpośredni wpływ na kształtowanie sygnału napięciowego na wyjściu przetwornicy. Bardziej skomplikowane struktury przekształtnika (przetwornice wielopoziomowe) przekładają się na jakość sygnału napięciowego (niższą zawartość wyższych harmonicznych). Ułatwia to znacznie filtrowanie sygnału napięcia z użyciem mniejszych filtrów na wyjściu przetwornicy. Wadą tego rozwiązania jest pogorszenie parametrów niezawodnościowych w wyniku skomplikowania torów mocy i algorytmów starowania. Na rys. 3 przedstawiono przykładowy schemat pięciopoziomowego przekształtnika tranzystorowego wykorzystywanego w łączy VSC HVDC wraz z kształtowanym napięciem fazowym.

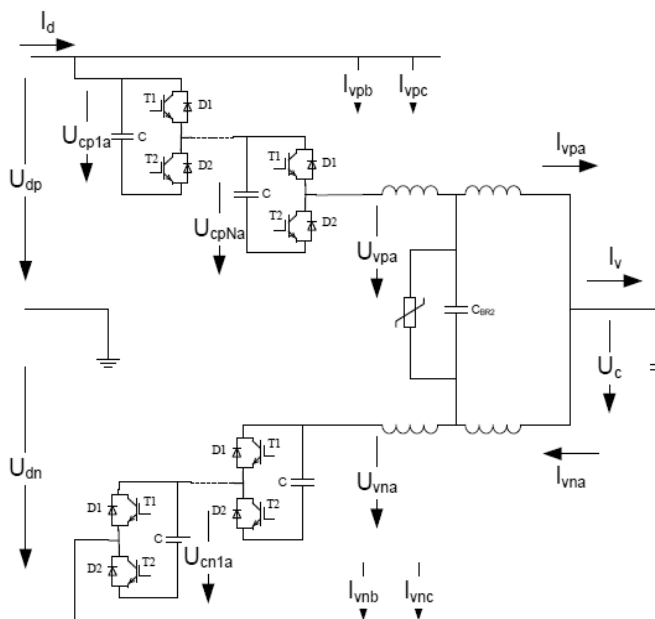


Rys. 2. Przykładowa topologia łącza LCC HVDC współpracującego z farmą wiatrową [3]



Rys. 3. Schemat pięciopozomowego przekształtnika tranzystorowego wykorzystywanego w łączu VSC HVDC wraz z kształtowanym napięciem fazowym

Na rysunku 4 przedstawiono schemat kaskadowego przekształtnika tranzystorowego wykorzystywanego w łączu VSC HVDC [7].



Rys. 4. Schemat kaskadowego przekształtnika tranzystorowego wykorzystywanego w łączu VSC HVDC sterowanego modulacją szerokości impulsu PWM

4. STANDARYZACJA TECHNOLOGII HVDC – STAN OBECNY

Na obecną chwilę nie istnieje komplet standardów technicznych w zakresie łącz HVDC, w tym morskich połączeń HVDC, umożliwiające prowadzenie ujednoczonych prac projektowo-budowlano-eksploatacyjnych w tym obszarze. Standaryzacja dla sieci HVDC, w tym łącz VSC HVDC, jest obecnie w opracowaniu przy udziale międzynarodowych organizacji standaryzujących, instytucji naukowych, operatorów systemów przesyłowych krajów członkowskich UE oraz firm międzynarodowego sektora elektroenergetycznego: IEC, ENTSO-E, CIGRE, CENELEC, DNV, 50Hertz Transmission, ABB, ALSTOM, DKE, Energinet, National Grid, Prysmian, SEK, Siemens, TenneT, i innych. Prace związane z określeniem ogólnych standardów technicznych dla łącz HVDC są obecnie prowadzone przez IEC (ang. International Electrotechnical Commission) w ramach komitetu technicznego TC115 High Voltage Direct Current (HVDC) transmission for DC voltages above 100 kV, przy współpracy z CIGRE. Obecnie istnieje 29 dokumentów normalizacyjnych dotyczących łącz HVDC. W tabeli 2 przedstawiono wykaz będących w opracowaniu standardów technicznych dla łącz HVDC, które będą uzupełniały merytorycznie istniejący wykaz norm mających zastosowanie na etapie projektowania, budowy i eksploatacji tych łącz.

Wymagania i główne wytyczne dotyczące współpracy technologii HVDC z systemem elektroenergetycznym są dopiero opracowywane przez ENTSO-E i będą uwzględniały następujące obszary [10]:

- kontrola i sterowanie przesyłem mocy czynnej i biernej,
- kontrola i regulacja poziomów napięć,
- regulacja częstotliwości,
- praca wyspowa,
- możliwość odbudowy systemu po ciężkiej awarii,
- stabilność systemu,
- operacje łączeniowe,
- instalacje teletechniczne,
- analizy systemowe (rozpływy, zwarcia),
- parametry jakościowe energii elektrycznej,
- rozruch instalacji (synchronizacja z KSE),
- straty przesyłowe,
- automatyka zabezpieczeniowa.

Obecnie mamy do czynienia ze swoistym monopolem wiedzy trzech koncernów energetycznych: ABB, Siemens i Alstom. Jedynie te koncerny energetyczne (potencjalni dostawcy technologii) posiadają technologie i rozwiązania umożliwiające bezpieczną współpracę łącz HVDC (szcze-

gólnie wykonanych w preferowanej technologii VSC) z systemami elektroenergetycznymi.

Tablica 2. Standardy techniczne dla łącz HVDC będące w opracowaniu w ramach komitetu technicznego IEC TC115

Numer normy	Tytuł normy
IEC/TS 61973 Edition 1.0	High voltage direct current (HVDC) substation audible noise
PWI/TR 115-3	DC side harmonics & filtering in LCC HVDC transmission systems
IEC/TR 62681 Ed.1	Electromagnetic Environment Criterion for High-voltage Direct Current (HVDC) Overhead Transmission Lines
PWI/TR 115-2	Guideline for HVDC System Operation Procedure
PWI/TR 115-5	Planning of HVDC Systems
IEC/TS 62344 Edition 1.0	Design of earth electrode stations for high-voltage direct current (HVDC) links – General guidelines
IEC/TS 62672-1 Ed.1	Reliability and availability evaluation of HVDC systems – Part 1: HVDC Systems with Line Commutated Converters

5. WNIOSKI KOŃCOWE

Z technicznego punktu widzenia, zarówno technologia LCC, jak i VSC wydają się być wystarczające do integracji morskich farm wiatrowych z systemem elektroenergetycznym. Pełna standaryzacja jest możliwa po zebraniu wieloletniego doświadczenia z eksploatacji obecnie pracujących stacji VSC HVDC, jak to miało miejsce w przypadku układów HVAC. Ze względu na specyfikę pracy, objawiającą się lepszymi parametrami i większą elastycznością, układy VSC (wykorzystujące falowniki napięcia), powinny być tu prefe-

rowane. Szczególnie w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym technologia VSC HVDC powinna być dedykowana do przyłączania morskich farm wiatrowych rozpatrywanych do budowy na wodach Morza Bałtyckiego.

6. BIBLIOGRAFIA

1. ABB: Technical description of HVDC Light® technology (2013).
2. ABB: Building resilient and reliable AC offshore wind farm grid connections (2013).
3. Arrillaga J., Liu Y. H., Watson N. R.: Flexible Power Transmission. The HVDC Options, John Wiley & Sons, Ltd 2007.
4. Arrillaga J., Liu Y. H., Watson N. R., Murray N. J.: Non-Linear Control of VSC and CSC Systems. In Self-Commutating Converters for High Power Applications, John Wiley & Sons, Ltd 2009.
5. Asplund G.: Sustainable energy systems with HVDC Transmission. ABB Power Technologies, Power Systems, HVDC.
6. Chan-Ki Kim, Vijay K. Sood, Gil-Soo Jang, Seong-Joo Lim, Seok-Jin Lee: HVDC transmission: power conversion applications in power systems. John Wiley and Sons 2009.
7. Jacobson B. et al: VSC-HVDC Transmission with Cascaded Two-Level Converters, B4-110, Cigré 2010.
8. Kala Meah, S. U.: Comparative Evaluation of HVDC and HVAC Transmission Systems, IEEE 2008.
9. Melhem Z.: Electricity transmission, distribution and storage systems, Woodhead Publishing Limited, 2013
10. Network Code for HVDC Connections and DC-connected Power Park Modules Requirement Outlines, Draft Version for Assembly approval, 2013.
11. Rudervall R.: High voltage direct current (HVDC) transmission systems technology review paper, Washington, USA: Energy Week 2000.
12. Ragheb M.: High Voltage Direct Current for Wind Power, 2009.

INVERTER HVDC SUBSTATIONS ENABLING INTEGRATION OF OFF-SHORE WIND FARMS INTO ELECTRIC POWER SYSTEM

The main problem in off-shore wind farms development is their integration into existing electric power infrastructure. The transmission of electricity can be realized with utilization of HVAC and HVDC cable connections. For off-shore wind farms, because of the series of their advantages, the goal technology seems to be VSC HVDC.

The article presents the current technologies of high capacity power electronic inverters used in HVDC substations, allowing the integration of offshore wind farms to the electric power system.

The technical aspects of inverter substation technology and achieved stages of standardization were presented. The potential of each HVDC inverter substation technology (pros and cons) in the area of potential system services that can play in the NPS was also presented.

Keywords: LCC and VSC HVDC substations, standardization of HVDC, off-shore wind farms

WYBRANE PROBLEMY PRZYŁĄCZANIA FARM WIATROWYCH DO SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO Z WYKORZYSTANIEM KABLI WN

Jacek KLUCZNIK

Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki, ul. G. Narutowicza 11/12, 80-233 Gdańsk
tel.: 58 347 1798; e-mail: jacek.klucznik@pg.gda.pl

Streszczenie: Referat prezentuje problemy jakie powstają przy przyłączaniu farm wiatrowych do systemu elektroenergetycznego za pomocą kabli wysokiego napięcia. Referat wskazuje możliwe problemy z kompensacją mocy biernej w zależności od sposobu przyłączenia dławika kompensacyjnego i nastawień układów napięcia farmy wiatrowej. Referat porusza też zagadnienia zwiększenia strat mocy czynnej powodowanych instalacją dławików kompensacyjnych.

Słowa kluczowe: linie kablowe, farmy wiatrowe, moc bierna

1. WSTĘP

Problemy z pozyskaniem gruntów pod budowę linii napowietrznych wysokiego napięcia, a co za tym idzie długi czas uzyskiwania pozwolenia na budowę takich linii powoduje, że coraz częściej budowane są linie kablowe wysokiego napięcia. W ostatnich latach obserwuje się tendencję do wykorzystywania linii kablowych do przyłączania farm wiatrowych do systemu elektroenergetycznego. Wydawać by się mogło, że jest to rozwiązanie dobre – linia jest niewidoczna, przez co nie psuje krajobrazu, linia ma większą niezawodność, bo nie jest narażona na warunki atmosferyczne takie jak silne wiatry czy wyładowania atmosferyczne. Jednak przy stosowaniu linii kablowych WN występuje jeden poważny problemem techniczny. Jest nim duża pojemność elektryczna kabla i co za tym idzie problemy z generowaną przez kabel mocą bierną.

Obecna konstrukcja umów przyłączeniowych pomiędzy właścicielem farmy wiatrowej a spółką dystrybucyjną, do sieci której wprowadzana jest moc generowana przez farmę wiatrową, zawiera precyzyjne zapisy o wymaganiach jakie muszą być spełnione w zakresie dostarczanej do sieci mocy biernej. W umowie określa się dopuszczalny zakres mocy biernej jaka może być pobierana i oddawana do sieci. Z kolei taryfa operatora sieci dystrybucyjnej określa dokładnie wartości opłat jakie są naliczane za przekroczenie ustalonych wartości mocy biernej wymienianej z siecią. Powyższe powoduje, że na etapie wykonywania projektu farmy wiatrowej konieczne jest zaplanowanie w jaki sposób dokonywana będzie kompensacja mocy biernej linii kablowej, tak aby ograniczyć koszt opłat za moc bierną.

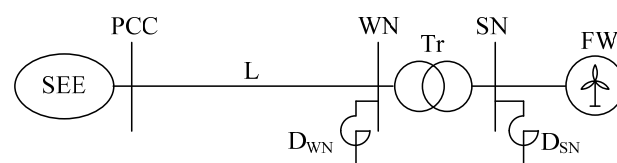
Możliwe są tu trzy główne rozwiązania problemu (rys. 1):

- Kompensacja za pomocą dławika D_{WN} przyłączonego do sieci wysokiego napięcia (stosuje się wówczas dławik wysokiego napięcia),
- Kompensacja za pomocą dławika D_{SN} przyłączonego do sieci średniego napięcia (stosuje się wówczas dławik średniego napięcia),

- Kompensacja z wykorzystaniem elektrowni wiatrowych (można nie stosować wówczas dodatkowego dławika, a nadmiar mocy biernej linii kablowej jest kompensowany przez układy energoelektroniczne elektrowni wiatrowych).

Niniejszy referat przedstawia jedynie zagadnienia związane z rozwiązaniami wykorzystującymi dławiki, pomijając potencjalne możliwości wykorzystania elektrowni wiatrowych do regulacji mocy biernej. Wynika to z faktu, że znakomita większość obecnie instalowanych elektrowni wiatrowych ma zerowe, lub bardzo niewielkie możliwości regulacji mocy biernej w sytuacji gdy elektrownia nie generuje mocy czynnej (w sytuacji gdy warunki wiatrowe są niewystarczające do uruchomienia elektrowni). Co prawda część producentów wyposaża swoje elektrownie w dodatkowe układy typu STATCOM rozszerzające możliwości regulacji mocy biernej, lecz wiąże się to z większymi kosztami inwestycyjnymi.

Dwa podstawowe sposoby kompensacji z wykorzystaniem dławików przedstawiono na rysunku 1.



Rys. 1. Możliwe miejsca przyłączenia dławików do kompensacji mocy biernej linii kablowej

2. KOMPENSACJA Z WYKORZYSTANIEM DŁAWIKÓW WN

W przypadku wykorzystania dławika wysokiego napięcia (D_{WN}) jego moc powinna być dobrana do skompensowania mocy biernej wytwarzanej przez linię kablową WN (rys. 1). Można to zapisać w sposób następujący:

$$Q_L = Q_D \rightarrow U_{WN}^2 B_L = \frac{U_{WN}^2}{X_D} \quad (1)$$

gdzie: Q_L – moc bierna linii kablowej WN,

Q_D – moc bierna dławika,

B_L – susceptancja linii kablowej,

X_D – reaktancja dławika,

U_{WN} – napięcie w miejscu przyłączenia dławika.

Podany wzór bazuje na uproszczeniu zakładającym, że napięcie na początku linii (punkt PCC – rys. 1) i na jej końcu

(gdzie zainstalowany jest dławik) są sobie równe. W rzeczywistości napięcia te nie będą takie same, ale z racji dość małych rezystancji i reaktancji linii kablowych ich różnica nie będzie duża. Dzięki temu przyjęte uproszczenie nie prowadzi do dużych błędów, a w łatwy sposób pozwala na dobór dławika. Wzór (1) można przekształcić aby uzyskać zależność na znamionową moc bierną dławika

$$Q_{Dn} = U_n^2 B'_L l \quad (2)$$

gdzie: U_n – napięcie znamionowe dławika
 B'_L – susceptancja jednostkowa kabla
 l – długość linii

Korzystając z przedstawionej zależności dokonano doboru dławika kompensacyjnego dla przykładowej farmy wiatrowej. Założono, że farma o mocy znamionowej 50 MW przyłączona jest do systemu elektroenergetycznego kablem o napięciu znamionowym 110 kV o długości 32 km, którego jednostkowa susceptancja wynosi 50,9 $\mu\text{S}/\text{km}$. Zatem, zgodnie ze wzorem (2) wymagana moc dławika kompensacyjnego będzie wynosić 19,7 Mvar.

W tych uproszczonych rozważaniach pomijana jest sieć wewnętrzna farmy wiatrowej, która w rzeczywistości również wpływa na bilans mocy biernej.

3. KOMPENSACJA Z WYKORZYSTANIEM DŁAWIKÓW SN

W przypadku wykorzystania dławika przyłączonego do szyn SN jego moc, tak jak w poprzednim przypadku powinna być dobrana do skompensowania mocy biernej wytwarzanej przez linię kablową WN. Można to zapisać w sposób następujący (pomijając straty mocy w transformatorze farmy wiatrowej):

$$Q_L = Q_D \rightarrow U_{WN}^2 B_L = \frac{U_{SN}^2}{X_D} \quad (3)$$

gdzie: U_{SN} – napięcie w miejscu przyłączenia dławika
 U_{WN} – napięcie linii kablowej WN

Oznacza to, że dławik powinien być dobrany analogicznie jak poprzednio (2) na moc:

$$Q_{Dn} = U_{WN}^2 B'_L l \quad (4)$$

Napięcie we wzorze (4) nie jest w tym przypadku napięciem znamionowym dławika a napięciem znamionowym linii WN. Oczywiście jest, że obliczona moc dławika wymaganego do kompensacji, dla danych z prezentowanego wcześniej przykładu, będzie taka sama (19,7 Mvar).

W zaprezentowanym sposobie doboru dławika tkwi jednak zagrożenie, związane ze zmiennością napięcia w punkcie przyłączenia. Napięcie w sieci podlega wahaniom i zgodnie z IRiESP [3] dla sieci WN może przyjmować dla normalnych stanów pracy wartości od 105 kV do 123 kV.

Jaki zatem poziom napięcia powinien być wykorzystany w doborze dławika? Najniższy, znamionowy, najwyższy?

W przypadku dławika przyłączonego do szyn WN, analizując zależność (1) można zauważyć, że warunek kompensacji nie zależy od napięcia, gdyż przy nie zmieniających się parametrach linii (B_L) i dławika (X_D) wartości mocy generowanej przez linię kablową i pobieranej przez dławik zmieniają się tak samo, proporcjonalnie do kwadratu napięcia zasilania. Zatem układ kompensacji dobrany na napięcie znamionowe zachowa się poprawnie dla napięć wyższych i niższych od napięcia znamionowego.

Z kolei w celu analizy poprawności doboru dławika przyłączonego po stronie SN transformatora, zależność (3) należy zmodyfikować do postaci (5), wprowadzając do wzoru przekładnię transformatora \mathcal{G} , wiążącą napięcie strony górnej i dolnej transformatora.

$$Q_L = Q_D \rightarrow U_{WN}^2 B_L = \frac{U_{WN}^2}{X_D \mathcal{G}} \quad (5)$$

Pobieżna ocena uzyskanej zależności wydaje się wskazywać, że warunek kompensacji będzie spełniony niezależnie od napięcia, podobnie jak w przypadku dławika instalowanego po stronie WN. Jednak zaprojektowanie układu kompensacji w ten sposób może skutkować poważną niedokładnością kompensacji przy zmianach napięcia w punkcie przyłączenia. Powodem tego jest fakt, że transformatory farm wiatrowych są wyposażone w przełącznik zaczełów i regulator napięcia. Zadaniem tego układu jest utrzymanie stałego poziomu napięcia w sieci wewnętrznej farmy wiatrowej, tak aby zapewnić prawidłową pracę przyłączonych elektrowni wiatrowych. Regulatory napięcia stosowane dla transformatorów farm wiatrowych dość często pracują z wąską strefą nieczułości i krótkim czasem zwłoki. Takie nastawienie regulatora wynika z obawy projektantów przed możliwością wyłączenia elektrowni wiatrowych przez zabezpieczenia podnapięciowe lub nadnapięciowe.

Wszystko to powoduje, że napięcie na szynach SN utrzymywane jest na w zasadzie stałym poziomie, niezależnie od wartości napięcia linii kablowej WN. W efekcie tego moc bierna pobierana przez dławik pozostaje praktycznie stała, mimo zmian napięcia w linii kablowej. Powyższe powoduje, że dobrana (wg zależności 4) wartość mocy dławika kompensacyjnego może zapewnić pełną kompensację jedynie dla jednego, określonego napięcia zasilającego linię kablową WN.

W uproszczeniu, przy pominięciu strat mocy w linii kablowej i w transformatorze, uchyb kompensacji można opisać jako różnicę mocy biernej generowanej przez linię kablową Q_L i mocy pobieranej przez dławik Q_D . Uchyb kompensacji wyrażony będzie jako

$$\Delta Q = Q_L - Q_D = U_{WN}^2 B_L - \frac{U_{SN}^2}{X_D} \quad (6)$$

Przy stałej wartości napięcia na szynach SN (wynikającym z przyjętego sposobu sterowania przekładnią transformatora) uchyb kompensacji zawsze będzie zależał od wartości napięcia zasilającego linię kablową WN i niemożliwe jest uzyskanie pełnej kompensacji dla różnych warunków pracy układu przy stałej wartości indukcyjności dławika.

4. PORÓWNANIE KOMPENSACJI MOCY BIERNEJ Z WYKORZYSTANIEM DŁAWIKÓW SN I DŁAWIKÓW WN

W celu porównania obu metod kompensacji wykonano w programie PowerFactory badania porównawcze dla obu opisywanych rozwiązań. Badania przeprowadzono wykorzystując prosty model sieci zawierający linię kablową WN i transformator sieciowy farmy (rys. 1). Odpowiada to sytuacji, gdy farma wiatrowa nie pracuje i jej sieć SN nie jest pod napięciem. Układ taki przyjęto ze względu na chęć uproszczenia zjawisk jakie występują w układzie, tak aby skupić się jedynie na aspektach związanych z kompensacją mocy biernej linii kablowej. Warto zauważyć, że sytuacja ta bardzo podobna, do stanu kiedy farma wiatrowa nie generuje

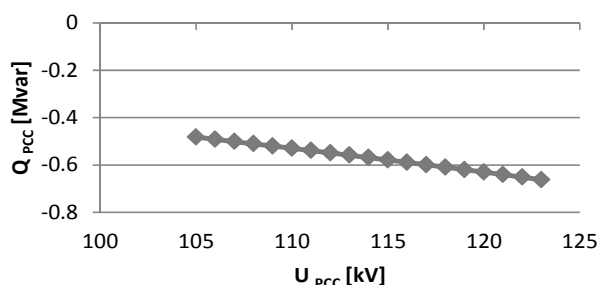
mocy czynnej (bo występują zbyt małe prędkości wiatru), ale sieć wewnętrzna jest pod napięciem, co może występować nawet przez 10% roku.

Bazując na obliczonej uprzednio wymaganej mocy dławika 19,7 Mvar przyjęto dławik o mocy 20 Mvar, w wersji na napięcie znamionowe 20 kV lub 110 kV. Podstawowe dane wykorzystanych dławików zestawiono w tabelicy 1.

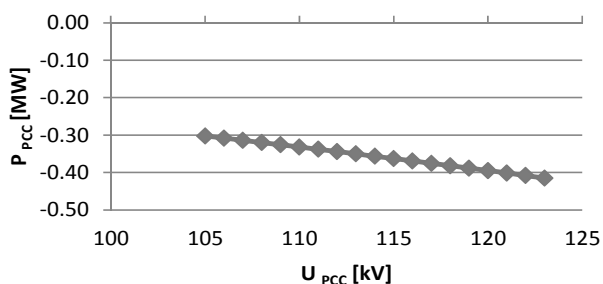
Tabela 1. Wybrane dane dławików powietrznych firmy Trench [4]

Napięcie znamionowe	20 kV	110 kV
Moc znamionowa	20 Mvar	20 Mvar
Reaktancja dławika	20 Ω	605 Ω
Prąd znamionowy	578 A	105 A
Straty znamionowe	182 kW	235 kW

Rysunki 2 i 3 ilustrują zachowanie układu z dławikiem WN podczas zmian napięcia w punkcie przyłączenia farmy wiatrowej do sieci (PCC).



Rys. 2. Moc bierna w punkcie przyłączenia w funkcji napięcia w punkcie przyłączenia, dla układu z dławikiem WN

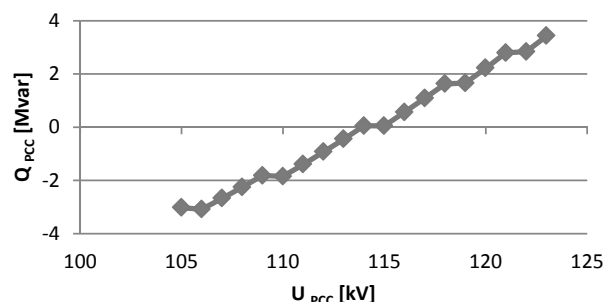


Rys. 3. Moc czynna w punkcie przyłączenia w funkcji napięcia w punkcie przyłączenia, dla układu z dławikiem WN

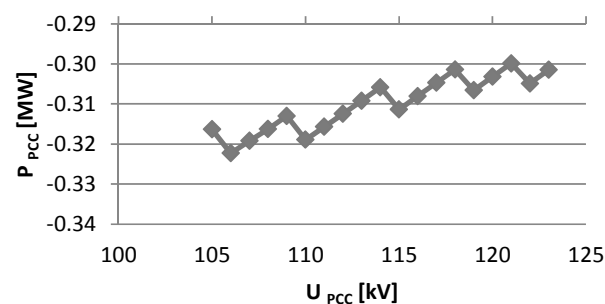
Dla najniższego poziomu napięcia 105 kV można zauważyć (rys. 2), że wartość mocy biernej w punkcie przyłączenia wynosi $-0,5$ Mvar. Widać, że dobrany w sposób bardzo uproszczony dławik poprawnie kompensuje moc bierną linii kablowej. Wraz ze wzrostem napięcia moc bierna w punkcie przyłączenia obniża się, osiągając przy maksymalnym napięciu wartość około $-0,7$ Mvar. Te zmiany mocy są efektem wzrostu napięcia w układzie. Wzrost napięcia powoduje wzrost prądu dławika, wzrost prądu magnesowania transformatora w efekcie czego zwiększa się wartość prądu płynącego kablem, co z kolei powoduje powstawanie dodatkowych (nie uwzględnianych w uproszczonych wzorach) strat mocy biernej w kablu WN. Powyższe powoduje, że kompensacja nie jest idealna i wartość mocy biernej w punkcie przyłączenia jest w niewielkim stopniu zależna od poziomu napięcia. Powyższe rozważania wskazują, że układ z dławikiem WN dość dobrze zapewnia kompensację mocy biernej linii kablowej WN. Zasadniczą wadą układu są dość

duże straty mocy czynnej w dławiku i w linii kablowej (rys. 3), rosnące wraz ze wzrostem napięcia w punkcie przyłączenia.

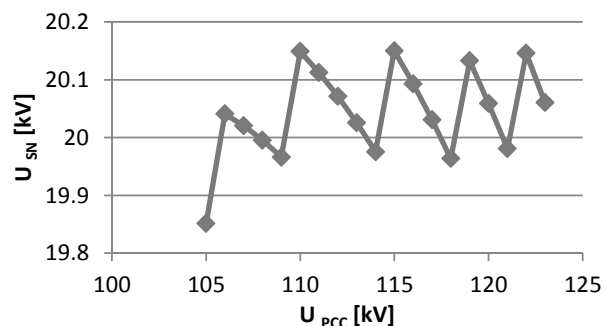
Z kolei rysunki 4÷6 ilustrują zachowanie układu z dławikiem SN podczas zmian napięcia w punkcie przyłączenia farmy wiatrowej do sieci.



Rys. 4. Moc bierna w punkcie przyłączenia w funkcji napięcia w punkcie przyłączenia, dla układu z dławikiem SN



Rys. 5. Moc czynna w punkcie przyłączenia w funkcji napięcia w punkcie przyłączenia, dla układu z dławikiem SN



Rys. 6. Napięcie szyn SN w funkcji napięcia w punkcie przyłączenia, dla układu z dławikiem SN

Można zauważyć, że układ z dławikiem przyłączonym do szyn napięcia średniego zachowuje się zgodnie z oczekiwaniami. Przy niskich napięciach, gdy moc ładowania linii kablowej jest niska, układ jest przekompensowany i z sieci pobierana jest znaczna wartość mocy biernej (rys. 4). Wraz ze wzrostem napięcia w punkcie przyłączenia, moc ładowania linii kablowej WN rośnie, zaś moc bierna dławika pozostaje praktycznie na stałym poziomie, gdyż napięcie szyn SN (rys. 6), kontrolowane przez regulator transformatora, zmienia się w bardzo wąskich granicach. Skutkiem tego jest wzrost mocy biernej w punkcie przyłączenia. W analizowanym przykładzie przy napięciu 115 kV występuje pełna kompensacja, zaś dalszy wzrost napięcia powoduje wzrost mocy biernej oddawanej do sieci. Przy najwyższym dopuszczalnym napięciu w punkcie przyłączenia (125 kV) wartość oddawanej do sieci mocy biernej przekracza 3 Mvar. Zakres zmian mocy biernej w punkcie przyłączenia, w przypadku dławika przyłączonego do szyn SN wynosi około 6 Mvar,

czemu odpowiada zmiana współczynnika mocy w bardzo szerokim zakresie. Pewną zaletę układu jest ograniczenie strat mocy czynnej dławika względem układu z dławikiem WN, zwłaszcza w zakresie wyższych napięć (rys. 5).

Można zauważyć, że rozpatrywany układ z dławikiem zainstalowanym na szynach SN nie pozwala na uzyskanie zadowalającego stopnia kompensacji, a realizacja praktyczna takiego rozwiązania, mimo niższych kosztów inwestycyjnych może, z racji znacznych opłat za moc bierną oddawaną/pobieraną z sieci, spowodować w długofalowym horyzoncie czasowym znaczne obniżenie zysku inwestora.

5. PODSUMOWANIE

Przedstawione w referacie dwa sposoby rozwiązania problemu kompensacji mocy biernej linii kablowej za pomocą dławików, wskazują na istotne różnice wpływu dławików zainstalowanych na poziomie napięcia wysokiego i napięcia średniego na efekty kompensacji.

Wykorzystanie dławików WN niesie ze sobą mniej problemów eksploatacyjnych. Dławik nie wymaga regulacji, a mimo to w szerokim zakresie napięć jest w stanie zapewnić ograniczenie mocy biernej pobieranej/oddawanej z sieci. Brak konieczności regulacji mocy dławika pociąga zmniejszenie kosztów (brak konieczności instalacji droższych dławików regulowanych, brak układów regulacji, brak przeglądów czy konserwacji układów przełączających). Ograniczona do minimum zostaje ilość operacji łączeniowych, gdyż dławik praktycznie przez cały czas pracy pozostaje załączony. Wadą rozwiązania jest fakt, że dławiki wysokich napięć charakteryzują się często nieco wyższymi stratami mocy czynnej w porównaniu z dławikami na napięcia średnie. Dodatkową wadą jest konieczność rozbudowy rozdzielni WN o dodatkowe pole dławika.

Wykorzystanie dławików SN bez możliwości regulacji ich mocy biernej powoduje, że kompensacja mocy biernej kabla będzie zapewniona w otoczeniu jednego, określonego poziomu napięcia. Powyżej tego napięcia farma będzie oddawała nadmiar mocy biernej do sieci, poniżej tego napięcia, farma będzie pobierała moc bierną z sieci. Takie rozwiązanie jest zatem korzystne jedynie w wypadku, gdy napięcie w punkcie przyłączenia farmy do sieci charakteryzuje się bardzo małą zmiennością. W innym przypadku należy stosować dławiki umożliwiające regulację mocy biernej, bądź liczyć się z wysokimi opłatami z tytułu niedotrzymania współczynników mocy zawartych w umowie przyłączeniowej.

Na koniec warto zauważyć, że wykorzystanie linii kablowych w celu przyłączania farm wiatrowych do systemu elektroenergetycznego oraz konieczność stosowania dławików do kompensacji mocy biernej w istotny sposób zwiększa straty mocy czynnej takiej instalacji. Układ linii kablowej i dławika, jako urządzenia pracujące ciągle, powinien być zatem projektowany pod kątem ograniczenia strat mocy czynnej, a projektanci powinni zwracać uwagę na deklarowane przez producentów dławików parametry konstrukcyjne i poszukiwać urządzeń o możliwie najniższych stratach mocy czynnej.

6. BIBLIOGRAFIA

1. Lubośny Z. Farmy wiatrowe w systemie elektroenergetycznym, WNT 2009
2. Taryfa Energa – Operator, zatwierdzona Decyzją Prezesa URE nr DRE-4211-79(8)/2013/VII/WDR/KGo z dnia 17.12.2013 r.
3. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej PSE-Operator z dnia 1 sierpnia 2014r.
4. Dry-Type, Air-Core Shunt Reactors, Trench Austria GmbH

SELECTED PROBLEMS OF CONNECTING WIND FARMS TO THE POWER SYSTEM USING HIGH VOLTAGE UNDERGROUND CABLES

The paper presents the problems related to connecting wind farms to the power system by using high voltage underground cables. The paper indicates possible problems with reactive power compensation depending on the method of shunt reactor connection and setting wind farm reactive power and voltage control systems. The paper also shows issues of active power losses increasing caused by the installation of shunt reactors.

Keywords: underground cables, reactive power, wind farms

ZUŻYCIE ENERGII ELEKTRYCZNEJ W GOSPODARSTWACH DOMOWYCH DLA WYBRANYCH KRAJÓW UE

Marek KOTT

Politechnika Wroclawska, Wydział Elektryczny
Wybrzeże Wyspiańskiego 27, 50-370 Wrocław
tel.: (71) 320 44 23; e-mail: marek.kott@pwr.edu.pl

Streszczenie: Zużycie energii elektrycznej w każdym z sektorów gospodarki narodowej nabiera coraz większego znaczenia. Efektywność energetyczna dotyczy zarówno szeroko rozumianej polityki energetyczno-klimatycznej, jak i stanowi istotny czynnik wpływający na wysokość kosztów produkcji przedsiębiorstw (a tym samym na ich zyski) oraz na rozwój społeczno-gospodarczy. Konsekwencją nieracjonalnego użytkowania energii jest nadmierna konsumpcja zasobów surowców energetycznych, problemy z zanieczyszczeniem środowiska naturalnego, oraz ograniczona konkurencyjność krajowych przedsiębiorstw na rynkach światowych. Z punktu widzenia indywidualnego odbiorcy efektywność energetyczna jest jednym z głównych środków do obniżenia udziału kosztów energii elektrycznej w domowym budżecie.

W ostatnich latach Komisji Europejskiej poczyniła wiele wysiłków mających na celu redukcję zużycia energii elektrycznej w gospodarstwach domowych między innymi: promowanie oszczędnego oświetlenia, dopłaty do przydomowych mikro-instalacji OZE, konieczność etykietowania energetycznego urządzeń AGD oraz szeroko rozumiana liberalizacja rynku energii elektrycznej.

W referacie przedstawiono wyniki analizy porównawczej wykorzystania energii elektrycznej w polskich gospodarstwach domowych na tle wybranych krajów Unii Europejskiej.

Słowa kluczowe: zużycie energii elektrycznej, gospodarstwa domowa, analiza porównawcza

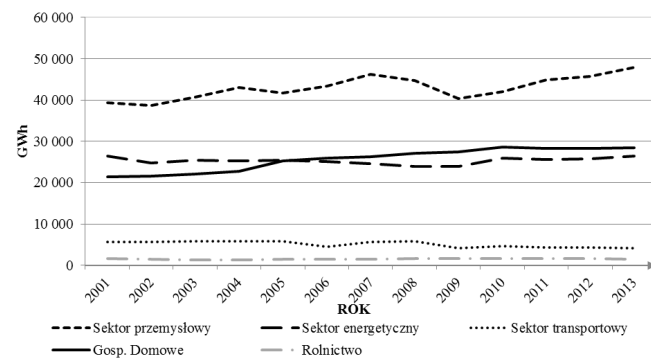
1. ZUŻYCIE ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POLSKIEJ GOSPODARCE

Od początku transformacji lat '90 w Polsce, pomimo kilku globalnych przestojów i kryzysów ekonomicznych, widoczny jest stały i szybki rozwój społeczno-gospodarczy. W ostatniej dekadzie XX wieku proces pozytywnych zmian, zarówno ilościowo jak i jakościowych, przebiegał znacznie burzliwiej niż to małe miejsce w obecnym stuleciu. Po przystąpieniu Polski do Unii Europejskiej w 2004 roku w sferze rozwoju działalności gospodarczej, kulturowej i społecznej można stwierdzić, iż mamy do czynienia ewolucją, a nie rewolucją stosunków społeczno-produkcyjnych oraz polityczno-ustrojowych. Istnieje jednak wiele czynników, które mogą negatywnie wpłynąć na rozwój kraju. Z punktu widzenia gospodarki paliwowo-energetycznej takim czynnikiem spowalniającym wzrost gospodarczy może być niewystarczająca wielkość produkcji energii elektrycznej. Przyczyn deficytu w produkcji energii elektrycznej można wymienić wiele. Jednymi z najistotniejszych są brak znaczących inwestycji w nowe jednostki wytwórcze i infrastrukturę sieciową, nadmierna zużycie energii elektrycznej w gospodarce narodowej oraz brak zachęt do oszczędzania energii elektrycznej. Zatem jednym z najważniejszych zadań jest zapewnienie zrównoważonej polityki energetycznej kraju. Skuteczna

działalność polityczno-gospodarcza powinna opierać się na zdobywaniu informacji o sektorach gospodarki oraz ich efektywnym wykorzystaniu w procesie prognozowania, symulacji i podejmowania decyzji, a w dalszym czasie tworzeniu odpowiednich aktów prawnych.

Do najistotniejszych sektorów gospodarki narodowej zalicza się: sektor przemysłowy, energetyczny, transportowy, gospodarstwa domowe oraz rolnictwo. Analizując zużycie energii elektrycznej (rys.1) w wybranych sektorach gospodarki narodowej można podzielić je na trzy grupy:

- sektory, w których w ostatnim dziesięcioleciu ilość zużytej energii elektrycznej spadła.
- sektory cechujące się zużyciem energii na niezmiennym/stabilnym poziomie,
- sektory charakteryzujące się wzrostem zużycia energii elektrycznej,



Rys. 1. Zużycie energii elektrycznej wg sektorów ekonomicznych na podstawie [1]

Sektorem, w którym spadło zużycie energii elektrycznej w ostatniej dekadzie jest sektor transportowy, a w szczególności podsektor kolejowy. Przyczyn pogarszającej się sytuacji sektora transportu szynowego jest wiele, najistotniejsze to: złe zarządzanie, niewykorzystanie w pełni funduszy europejskich na modernizację kolei oraz duża i silna konkurencja na rynku przewozów towarów i osób.

Do kolejnej grupy sektorów zaliczyć można rolnictwo oraz sektor energetyczny. Oba działy gospodarki charakteryzują się zużyciem na stałym poziomie z niewielkimi odchyłkami. Dla rolnictwa roczne zużycie energii elektrycznej wynosi ok 1,5 TWh \pm 5%, natomiast dla sektora energetycznego 26,5 TWh \pm 0,5%. O ile w rolnictwie zużywa się rocznie nieco ponad 1% wyprodukowanej energii elektrycznej, o tyle stabilne zużycie energii elektrycznej w sektorze ener-

getycznym nie napawa optymizmem. Fakt ten pozwala wnioskować, że krajowy sektor energetyczny czekają znaczne (i być może gwałtowne zmiany) spowodowane polityką UE. Na szczycie unijnym w październiku 2014 przyjęto dwa główne cele w zakresie polityki klimatycznej: 40% redukcji emisji gazów cieplarnianych do roku 2030 w stosunku do 1990r oraz 27% udziału energii z OZE w końcowym zużyciu energii w UE do 2030 roku. Oba przyjęte cele klimatyczne są fizycznie nierealizowalne, szczególnie w Polsce [2].

Ostatnią grupę stanowią: sektor przemysłowy i gospodarstwa domowe, w których zanotowano wzrost zużycia energii elektrycznej od 2001 roku odpowiednio o 18% i 24,5%. Wzrost udziału przemysłu w krajowym zużyciu energii elektrycznej spowodowany jest znacznym rozwojem tego sektora w Polsce. W większości rozwijających się w kraju branż przemysłowych (zwłaszcza nastawionych na eksport) wskaźniki efektywności energetycznej nieznacznie odbiegają lub są porównywalne do wartości tych wskaźników w wysokorozwiniętych krajach Europy Zachodniej [3]. Poprawę efektywności energetycznej w sektorze przemysłowym jest efektem konkurencji na szerokorozumianym rynku europejskim oraz wynika z wprowadzenia następujących działań:

- nakazów wynikających z obowiązującego prawa, wymuszających podejmowanie odpowiednich działań,
- regulacji rynku energii wymuszających wzrost efektywności energetycznej przedsiębiorstw energetycznych,
- stworzenia warunków rynkowych do oszczędzania energii,
- promocji zachowań ukierunkowanych na racjonalne użytkowanie energii.

W ostatnich latach najwyższą dynamikę wzrostu zużycia energii elektrycznej odnotowały gospodarstwa domowe, które zagospodarowują obecnie ponad 19% rocznej produkcji energii elektrycznej. Sektor ten z punktu widzenia gospodarki narodowej stanowi drugiego pod względem wielkości odbiorcę energii elektrycznej. Jednocześnie należy zwrócić też uwagę, że znacznie trudniej jest poprawić wskaźniki efektywności energetycznej dla działu gospodarki narodowej obejmującego ponad 13mln odbiorców, z których każdy zużywających średnio rocznie ok 2 150 kWh, niż w znacznie mniej liczny sektorze przemysłowym. Z przeprowadzonej wstępnej analizy wynika, że w sektorze gospodarstw domowych można znacznie poprawić wskaźniki efektywności energetycznej. Ponad 50% gospodarstw domowych w 2013 roku charakteryzowało się powierzchnią nie przekraczającą 60 m² i kubaturą do 200 m³, w którą zamieszkiwało najczęściej 2–3 osoby. W ciągu ostatniego dziesięciolecia można zauważyć systematyczny zwiększanie się powierzchni mieszkań oraz spadek średniej ilości osób w gospodarstwie domowym.

2. POLSKIE GOSPODARSTWA DOMOWE NA TLE WYBRANYCH KRAJÓW UE

Liczba gospodarstw domowych w Polsce stanowi 6,4% gospodarstw domowych ogółem w krajach UE. Średnia liczba osób w gospodarstwie domowym w Polsce wynosi 2,8 (podobną wielkość odnotowano na Cyprze, Irlandii, Malcie, Rumuni i Słowacji) i była wyższa niż średnia unijna wynosząca 2,3 osób. Najmniejsza średnia liczba osób dotyczyła gospodarstw domowych w Szwecji (1,9 osoby) i w Niemczech (2 osoby).

Tablica 1. Porównanie zużycia energii elektrycznej w gospodarstwach domowych w wybranych krajach EU w 2012 roku na podstawie [4,5].

Kraj	Zużycie energii elektrycznej w mieszkaniach (ogółem)	Zużycie energii elektrycznej w mieszkaniach na ogrzewanie	Zużycie energii elektrycznej na jedno mieszkanie	Zużycie energii elektrycznej na ogrzewanie i ciepłą wodę na jedno mieszkanie
	TWh	TWh	kWh/mieszk.	toe/mieszk.
Czechy	14,58	2,57	3 547,31	1,23
Niemcy	137,00	8,77	3 583,30	1,31
Polska	28,5	2,27	2 147,17	1,00
Słowacja	4,73	0,43	2 718,11	1,04
Szwecja	43,47	14,18	9 738,11	1,15
Hiszpania	75,10	17,37	4 159,01	0,59
Irlandia	8,12	1,14	4 898,06	1,25
UE-27	828,34	167,95	3 921,74	1,12

W tablicy 1 zestawiono wybrane wskaźniki zużycia energii elektrycznej dla krajów UE. Poddając analizie zużycie energii elektrycznej w każdym z krajów można zauważyć, że:

- zużycie energii elektrycznej w niemieckich gospodarstwach domowych jest porównywane ze zużyciem energii elektrycznej w całej polskiej gospodarce,
- porównywalna pod względem ilości mieszkańców Hiszpania zużywa rocznie 2,5 razy więcej energii w gospodarstwach domowych niż Polska,
- w Polsce tylko 8% zużytej rocznie energii elektrycznej jest wykorzystywana w celach grzewczych, podczas gdy średnia UE wynosi 20,3%. W rejonie Europy środkowej jedynie Niemcy (6,4%) mają mniejszy udział konsumpcji energii elektrycznej do ogrzewania mieszkań. Procentowy udział w Czechach i Słowacji wynosi odpowiednio 17,6% oraz 9%. Krajem UE o największym udziale zużycia energii elektrycznej do ogrzewania jest Szwecja. Wynika to głównie mierze ze względów na położenie geograficzne.
- Wskaźnik zużycie energii elektrycznej na jedno mieszkanie w Polsce jest jednym z najniższych w Europie – jest prawie dwa razy mniejszy od średniej UE.
- Sumaryczne zużycie energii na ogrzewanie i ciepłą wodę w Polsce (1,0 toe/mieszk.) jest niższe od średniej UE (1,12 toe/miesz) i najniższym w rejonie Europy Środkowej. Ze względów na warunki klimatyczne kraje południa Europy charakteryzuje niższym wskaźnikiem zużycia energii elektrycznej do celów grzewczych i podgrzewania wody.

Przeprowadzona analiza pozwala stwierdzić, że w krajowe gospodarstwa domowe na tle krajów UE charakteryzują się stosunkowo niedużym zużyciem energii elektrycznej. Główną przyczyną jest brak znaczącego udziału energii elektrycznej w produkcji ciepła na potrzeby gospodarstw domowych. W najbliższych latach wskaźnik ten powinien zachować trend wzrostowy (rys. 1), ponieważ w mieszkaniach stale wzrasta ilość urządzeń elektrycznych głównie o małych mocach (elektronika użytkowa, Komputery).

Tablica 2. Wybrane wskaźniki *Europa 2020* na podstawie [4,5]

Kraj	Wskaźnik efektywności energetycznej gospodarstw domowych	Emisje CO ₂ na mieszkanie	Emisje CO ₂ na mieszkanie (z korektą klimatyczną)
	Rok 2000 = 100%	tCO ₂ /mieszk.	tCO ₂ /mieszk.
Czechy	77,89	1,68	1,70
Niemcy	79,79	2,44	2,51
Polska	75,97	2,44	2,47
Słowacja	97,04	1,76	1,84
Szwecja	76,80	0,17	0,18
Hiszpania	96,03	0,92	0,92
Irlandia	68,60	3,64	3,46
UE-27	81,30	1,94	1,98

Na szczycie Rady Europejskiej 8–9 marca 2007 r. przyjęto Plan Działań integrujący politykę klimatyczną i energetyczną UE. Plan zakłada ograniczenie wzrostu średniej globalnej temperatury o więcej niż 2°C powyżej poziomu sprzed okresu uprzemysłowienia oraz zmniejszenie wzrostu cen i ograniczoną dostępność ropy i gazu. Pakiet 3×20 do 2020 roku zakłada:

- zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych do 2020 r. co najmniej o 20% w porównaniu do 1990 r.,
- zwiększenie udziału energii produkowanej z odnawialnych źródeł energii (OZE) do 20% całkowitego zużycia energii w UE w 2020 roku,
- racjonalizację wykorzystania energii i w konsekwencji ograniczenie jej zużycia o 20% (poprawa efektywności energetycznej gospodarki).

Komisja Unii Europejskiej monitoruje realizację przyjętej polityki klimatyczno-energetyczną w krajach członkowskich m.in. poprzez publikowanie wskaźników nazywanych potocznie *Europa 2020* (tablica 2). Jednym z najistotniejszych indeksów dla sektora gospodarstw domowych jest wskaźnik efektywności energetycznej gospodarstw domowych. W Polsce wynosi 76% i jest o 5% niższy od średniej krajów UE. Wynik ten jest efektem wymiany przestarzałych urządzeń AGD i RTV na nowsze i energooszczędne oraz coraz popularniejsze stają się źródła światła typu LED. Z kolei emisje CO₂ w przeliczeniu na jedno mieszkanie w kraju jest o ok. 25% wyższa od średniej UE i wynosi 2,47 tCO₂ w ciągu roku. Stosunkowa duża wartość tego wskaźnika jest wypadkową krajowego mixu energetycznego, który jest oparty głównie o paliwa kopalne (węgiel kamienny i brunatny).

3. PODSUMOWANIE

Energia elektryczna jest w krajowych gospodarstwach domowych używana powszechnie, w przeważającej części gospodarstw do oświetlenia, gotowania posiłków oraz zasilania urządzeń AGD i RTV. Zastosowanie energii elektrycznej w celach grzewczych jest niewielkie, ze względu na wysokie ceny i istnienie tańszych substytutów. Energia elektryczna jest stosowana do ogrzewania pomieszczeń raczej jako nośnik dodatkowy, a do ogrzewania wody jest używana głównie tam, gdzie nie ma dostępu do sieci ciepłowniczej i gazowej.

Średnie roczne wydatki na energię elektryczną nie przekraczają obecnie 1500zł i stanowią ok 11% ogółu wydatków w gospodarstwie domowym. Tak znaczny udział

wydatków na energię elektryczną mógł przyczynić się do faktu, że ok 100 000 indywidualnych odbiorców energii eklektycznej (licząc od roku 2011) skorzystało z zasady TPA (*Third-party Access*) umożliwiającej zmianę dostawcy energii elektrycznej. Pomimo początkowych problemów (bariery techniczne oraz prawne, braku pełnej i rzetelnej informacji o możliwości zmiany dostawcy energii, małe zróżnicowanie ofert spółek obrotu energią dla odbiorców indywidualnych) zauważalny jest stały wzrost zainteresowania zmianą dostawcy energii elektrycznej. Pozwala to stwierdzić, że przy prognozowanych wzrostach cen za energię elektryczną w następnych latach [1, 6, 7] w Polsce wzrośnie zainteresowanie redukcją wydatków na energię elektryczną wśród odbiorców indywidualnych, a tym samym na poprawę efektywności energetycznej w gospodarstwach domowych. Szacuje się, że potencjał poprawy efektywności energetycznej do 2020 roku jedynie poprzez modernizację oświetlenia i wymianę urządzeń AGD wynosi ok 10 TWh rocznie [6]. Aby potencjał ten był w pełni wykorzystany, konieczne jest wdrożenie szeregu instrumentów skierowanych do sektora gospodarstw domowych. Narzędzia te można podzielić na informacyjne, edukacyjne, regulacyjne, finansowe oraz instytucjonalne i zaliczyć do nich:

- częste kampanie informacyjne, których głównym celem powinien być wzrost świadomości o racjonalnym wykorzystaniu energii elektrycznej,
- serwisy internetowe opisujące sprzęt oświetleniowy, AGD i RTV od strony efektywności energetycznej oraz charakteryzujące dostępne technologie energooszczędne wykorzystywane w gospodarstwach domowych. Głównym celem takich serwisów powinien być ukierunkowany na pomoc w Świadomym i racjonalnym wyborze i zakupie energooszczędnych odbiorników energii elektrycznej,
- powszechne i szeroko dostępne informacje o etykietowaniu sprzętu AGD i RTV.
- opracowanie i wdrożenie systemu egzekwowania stosowania etykietowania sprzętu i urządzeń w miejscach ich sprzedaży,
- włączenie systemu etykietowania do informacji i edukacji użytkowników energii,
- system powszechnej edukacji składający się z szkoleń wpływających na wzrost świadomości i racjonalne użytkowanie energii w sektorze gospodarstw domowych
- system szkoleń zawodowych podnoszących kwalifikacje i umiejętności stosowania standardów oraz doradztwo w wykorzystaniu energooszczędnych technologii przeznaczonych dla odbiorców indywidualnych,
- wprowadzenie szeregu uregulowań prawnych ukierunkowanych na promocję efektywnego wykorzystania energii przez użytkowników końcowym, w tym też gospodarstwa domowe.
- Stworzenie kompleksowego systemu dofinansowania środkami publicznymi przedsięwzięć dotyczących potencjału efektywnego wykorzystania energii i zastosowania odnawialnych źródeł energii w budynkach wielko i jednorodzinnych. Realne umożliwienie gospodarstwom domowym stanie się *prosumentem* na rynku energii elektrycznej [8].

Kierunek jaki Polska przyjęła, zainicjowany europejskim pakietem klimatyczno-energetycznym wraz z późniejszymi zmianami, wydaje się być słuszny, zwłaszcza w stosunku do sektora gospodarstw domowych. Pozwala sektorowi na szybką modernizację i dogonienie wysokorozwiniętych krajów europejskich z pominięciem kilku po-

średnich etapów. Poprawa efektywności energetycznej w dziale gospodarstw domowych wpływa również pozytywnie na poprawę bezpieczeństwa energetycznego kraju oraz sprzyja budowie nowoczesnej gospodarki w Polsce.

4. BIBLIOGRAFIA

1. Bank danych lokalnych, GUS <http://stat.gov.pl/> (2.02.2015)
2. Mielczarski W., Odnawialne źródła energii. Wag the Dog, '07, Energy Newsletters 2015/8 Łódź 20.02.2014.
3. Kott M. "Indicators of energy intensity in industry." The European Energy Market: 11th International Conference, EEM 14: Kraków, Poland, 28–30 May 2014.
4. Eurostat. Baza danych <http://ec.europa.eu/eurostat/> (2.02.2015)
5. Odysee-Mure Baza danych, www.odyssee-mure.eu (2.02.2015)
6. Liszka Sz., Pasierb S., Wojtulewicz J., „Raport: Możliwości zwiększenia efektywności energetycznej Polski w ramach wdrożenia pakietu energetyczno-klimatycznego”, Fundacja na rzecz Efektywnego Wykorzystania Energii, Katowice 11.2009
7. „Krajowy Plan Działań dotyczący efektywności energetycznej dla Polski 2014”. Wersja 1.9, Ministerstwo Gospodarki. Warszawa, 20.10.2014
8. Popczyk J. "Prosumenstwo – innowacja przełomowa", Energetyka ciepła i Zawodowa 2.2014

ELECTRICITY CONSUMPTION IN HOUSEHOLDS IN SELECTED EU COUNTRIES

The efficient use of electricity in each of the sectors of the national economy is becoming increasingly important. Energy efficiency relates among others energy and climate policy, as well as an important determinant of the cost of production enterprises and socio-economic development. The main consequences of irrational energy use is the excessive consumption of energy resources, problems of environmental pollution and limited competitiveness of domestic enterprises in world's markets. Energy efficiency for individual customer is one of the main means to reduce the share of the cost of electricity in the household budget.

In the last years the European Commission has made a lot of efforts to reduce energy consumption in households among others: to promote efficient lighting, subsidies to domestic micro-RES installations, the need for energy labeling of household appliances and the liberalization of the electricity market.

The paper presents the results of a comparative analysis of energy use in Polish households compared to selected countries of the European Union in the context of European energy policy.

Keywords: electricity consumption, household, comparative analysis

MOŻLIWOŚCI POPRAWY JAKOŚCI PROGNOZ GENERACJI WIATROWEJ PRZY WYKORZYSTANIU DOSTĘPNYCH INFORMACJI JAKO ZMIENNYCH OBJAŚNIAJĄCYCH

Rafał MAGULSKI¹, Tomasz PAKULSKI²

1. Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk
tel.: 58 349 82 11; fax: 58 341 76 85; e-mail: r.magulski@ien.gda.pl
2. Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk
tel.: 58 349 82 11; fax: 58 341 76 85; e-mail: t.pakulski@ien.gda.pl

Streszczenie: W artykule przedstawiono wyniki analiz dotyczących możliwości prognozowania generacji wybranej farmy wiatrowej (FW), realizowanych za pomocą zróżnicowanych metod predykcyjnych, wykorzystujących odmienny zakres danych pomiarowych i prognostycznych, dostępnych na farmie i w jej otoczeniu. Analizy koncentrowały się na ocenie błędów uzyskiwanych prognoz oraz doborze danych wejściowych do modeli prognostycznych i ocenie ich wpływu na poprawę jakości predykcji.

Słowa kluczowe: prognozowanie, metody statystyczne, sieci neuronowe.

1. WSTĘP

Do korekt numerycznych prognoz pogody (NPP) na świecie najczęściej wykorzystywane są metody *ex post*, bazujące na danych historycznych. W literaturze najczęściej występującymi metodami korygowania numerycznych prognoz pogody są [1, 2, 3]:

- metody statystyczne, w których poszukuje się zależności opisujących związek zmiennych prognozowanych ze zmiennymi rzeczywistymi np. metody regresji;
- metody sztucznej inteligencji, w których w procesie uczenia wykorzystuje się korelację pomiędzy zmiennymi wejściowymi a zmienną wyjściową (oczekiwaną) np. sztuczne sieci neuronowe (SSN).

W ramach pracy było zbadanie możliwości korygowania NPP w celu poprawy jakości predykcji generacji wiatrowej w horyzoncie 24-godzinowym, przy wykorzystaniu obu przedstawionych metod [4].

Do wykonania symulacji wykorzystano historyczne dane z wybranej FW. Próbkę danych wejściowych licząca ok. 300 dni obejmowała: NPP, pomiar rzeczywistych warunków atmosferycznych oraz wielkość rzeczywistej produkcji farmy.

Poszukiwano rozwiązania dającego w rezultacie najmniejszy średni bezwzględny błąd prognozy produkcji farmy wiatrowej $NMAE^1$ określonego jako:

$$NMAE = \frac{MAE}{P_{FW}} \quad (1)$$

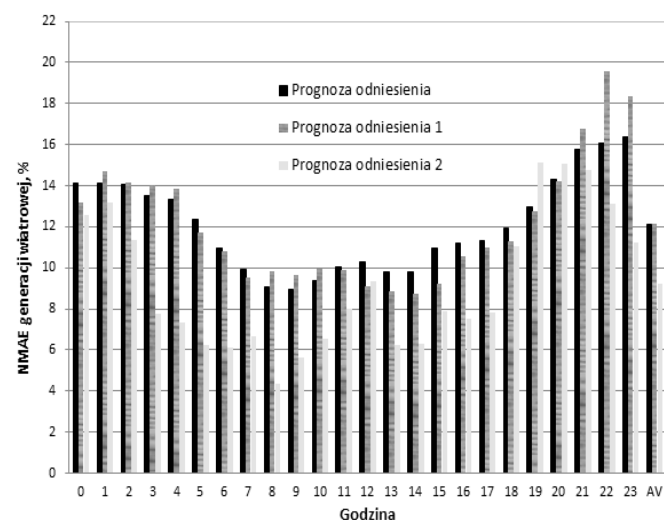
gdzie:

$$MAE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N |PROG_1 - POM_1| \quad (2)$$

gdzie: P_{FW} – moc znamionowa farmy wiatrowej,
 $PROG_1$ – wartość prognozowana,
 POM_1 – wartość pomierzona (rzeczywista),
 N – liczba próbek.

Na podstawie NPP oraz krzywych mocy z poszczególnych turbin wyznaczono prognozę odniesienia produkcji farmy wiatrowej, a następnie błędy produkcji w poszczególnych godzinach doby (Prognoza odniesienia).

Zbiór danych testowych wykorzystanych do wykonania symulacji za pomocą SSN został wydzielony ze zbioru głównego w sposób przypadkowy (Prognoza odniesienia 1)². Zważywszy na losowy charakter wietrzności przedstawiony dobór pod kątem błędów generacji był reprezentatywny dla całego rozpatrywanego okresu (rys. 1). W celu sprawdzenia przydatności struktur, dla których otrzymano najmniejsze błędy dla prognozy odniesienia 1, przeprowadzono alternatywne symulacje dla prognozy odniesienia 2, w której testowy obejmował wybrany ciągle 14-dniowy okres roku³.



Rys. 1. Błędy prognoz odniesienia w poszczególnych godzinach

² Do testowania jakości nauczanej sieci wybrano 20% próbek z całego zbioru tj. co 5 dzień.

³ Dodatkowym celem przedstawionego podziału była możliwość porównania wyników obu rozpatrywanych metod.

¹ NMAE – Normalized mean absolute error

2. POPRAWA JAKOŚCI PROGNOZ GENERACJI POPRZEZ KOREKTĘ NUMERYCZNYCH PROGNOZ POGODY

2.1. Metody statystyczne

Dokonano analizy odchylenia prędkości wiatru zmierzonych na FW od wielkości prognozowanych, w szczególności badając wartość oraz stacjonarność średnich odchylenia. Stwierdzono, że średnie odchylenia wielkości prognozowanych od wartości rzeczywistych są niezerowe i mają zmienny charakter, w zależności od prognozowanej prędkości wiatru. Można stąd wnioskować, że odchylenia te wykazują pewną tendencję statystyczną, której usunięcie powinno prowadzić do zwiększenia trafności prognozy wiatru, a w konsekwencji do poprawy jakości prognozy generacji FW. Na tej podstawie zbudowano szereg modeli korekty prognozy wiatru, bazujących na metodzie regresji liniowej. Modele te wyznaczają zmianę wartości prognoz ex post w taki sposób, aby średnia ich odchylenia od wielkości zmierzonych zbliżona była do zera. W modelowaniu uwzględniono zróżnicowane okresy próbkowania danych do wyznaczania korekty, podział danych na klasy ze względu na porę doby i kierunek wiatru. Do dalszej analizy wybrano model, który w 14-dniowym okresie testowym osiągnął najmniejsze błędy prognoz prędkości wiatru.

2.2. Metody sztucznej inteligencji

Do wykonania symulacji wykorzystano pakiet obliczeniowy Neural Network w środowisku Matlab.

W ramach pracy testowano jednokierunkowe sieci zbudowane na wielowarstwowym perceptronie (MLP) według zaadoptowanego algorytmu przedstawionego w [5]. Przebadano wiele struktur sieci dwu oraz trójwarstwowych o zmiennej liczbie neuronów i funkcji aktywacji w poszczególnych warstwach, zróżnicowanych algorytmów uczących oraz zmiennej ilości cykli iteracyjnych [6, 7].

W rozważanym wariancie korekta prognoz produkcji była wykonywana w sposób dwuetapowy (model kaskadowy) [8]. W pierwszym etapie dokonywano korekty NPP, które wykorzystywano do wyznaczenia skorygowanych prognoz produkcji farmy. Rozpatrzono:

- wariant A – korekta poszczególnych zmiennych tworzących NPP;
- wariant B – wspólna korekta NPP⁴⁾.

Symulacje przeprowadzono oddzielnie dla każdej godziny doby i wybierano strukturę dla której otrzymano najmniejsze błędy odwzorowania.

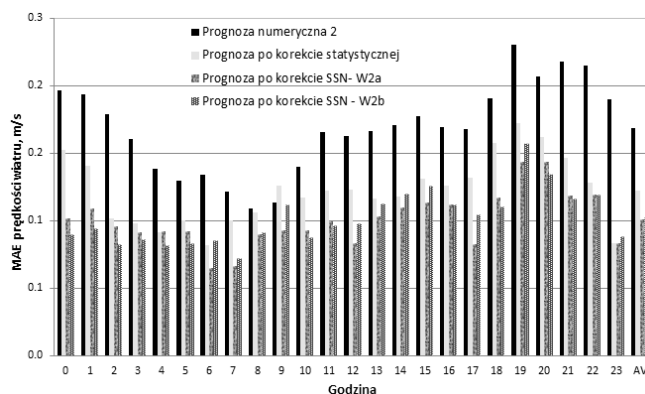
2.3. Porównanie wyników

Przedstawione wyniki (rys. 2) wskazują na dobową zmienność błędów prognoz. Badania wykazały, iż średnio możliwe jest zmniejszenie błędu MAE NPP o ok. 0,5 m/s, w przypadku metod statystycznych oraz o ok. 0,7 m/s w przypadku SSN⁵⁾.

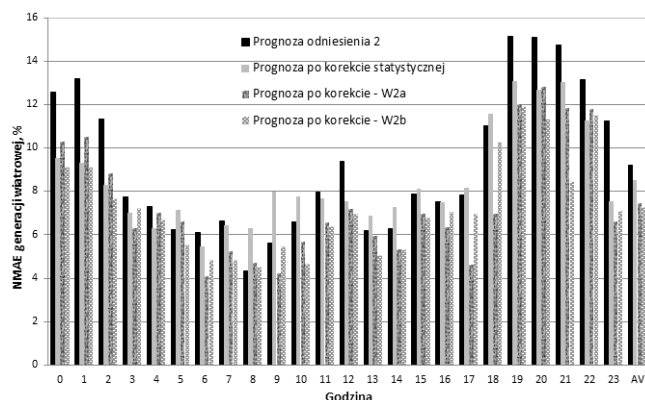
Błąd NMAE skorygowanej prognozy produkcji farmy wyznaczonej w oparciu o skorygowane NPP (rys. 3) zmniejsz

szyl się w stosunku do prognozy odniesienia w zależności od godziny doby:

- metody statystyczne: od -2,4% do 3,9% – średniodobowo o ok. 0,7%.
- sztuczne sieci neuronowe: od -0,1% do 6,3% – średniodobowo o ok. 2,0%⁶⁾.



Rys. 2. Korekta numerycznych prognoz pogody



Rys. 3. Korekta generacji wiatrowej przy wykorzystaniu skorygowanych prognoz numerycznych

Dla wybranego modelu regresji do korekty prognozy pogody średniodobowy błąd prognozy prędkości wiatru wyniósł 1,2 m/s, co oznacza poprawę o ok. 0,5 m/s w stosunku do prognozy odniesienia. Błąd NMAE prognozy generacji po zastosowaniu korekty statystycznej kształtował się na poziomie 8,5%, czyli był o ok. 0,7% niższy w stosunku do prognozy odniesienia. Wyniki uzyskane przy wykorzystaniu sztucznych sieci neuronowych zestawiono w tabeli 1.

Tabela 1. Korekta numerycznych prognoz pogody oraz generacji wiatrowej

Cecha	Średniodobowy błąd prognozy numerycznej MAE, m/s		Średniodobowy błąd generacji wiatrowej, NMAE, %	
	Prognoza numeryczna 1	Prognoza numeryczna 2	Prognoza odniesienia 1	Prognoza odniesienia 2
Wybór struktur dających najmniejszy błąd dla poszczególnych godzin doby				
Wartość przed korektą	1,71	1,69	12,2	9,2
Wartość po korekcie	1,33	1,02	10,7	7,2
Redukcja błędu prognozy	0,38	0,67	1,5	2,0
Wybór struktury dającej najmniejszy błąd w okresie całodobowym				
Wartość przed korektą	1,71	1,69	12,2	9,2
Wartość po korekcie	1,38	1,21	11,3	8,9
Redukcja błędu prognozy	0,33	0,48	0,9	0,3

⁴⁾ Przedstawione na rys. 2 oraz rys. 3. wartości błędów prognoz w poszczególnych godzinach dotyczą struktur dla których uzyskano najmniejszy błąd odwzorowania. AV – wartość średniodobowa. Wykorzystano sieci wielowarstwowe.

⁵⁾ Dla wariantów W2a i W2b SSN uzyskano zbliżone wyniki.

⁶⁾ W przypadku symulacji wykonanych dla prognozy odniesienia 2

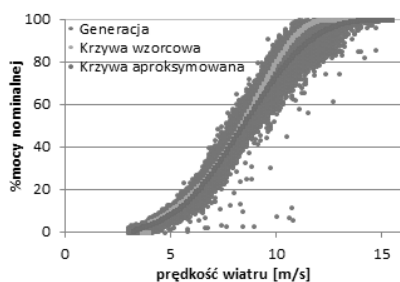
3. KOREKTA PROGNOZ GENERACJI WIATROWEJ POPRZEZ WYKORZYSTANIE INFORMACJI O RZECZYWISTEJ PRODUKCJI

3.1. Metody statystyczne

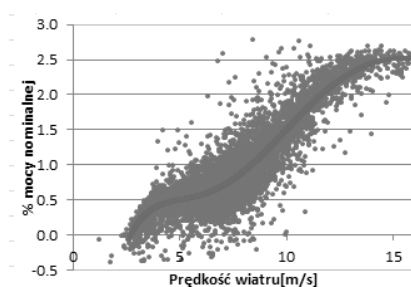
Na podstawie historycznych pomiarów wiatru oraz mocy generowanej przez poszczególne turbiny dokonano aproksymacji rzeczywistej krzywej mocy FW w zależności od prędkości wiatru. Jak widać na rys. 4 uzyskana krzywa dość znacznie odbiega od krzywej wzorcowej przyjętej do sporządzenia prognozy odniesienia.

Do uwzględnienia w prognozie generacji strat energii wynikających z przesyłu i transformacji energii w obrębie FW wykorzystano sumaryczne dane o generacji poszczególnych turbin wiatrowych oraz informacje o ilości energii wprowadzanej do KSE, zmierzonej w punkcie przyłączenia FW. Za różnicę tych wielkości odpowiadają wewnętrzne straty elektryczne farmy. Dokonując aproksymacji krzywej na podstawie danych pomiarowych (rys. 5) określono zależność strat elektrycznych na farmie od prędkości wiatru. Na tej podstawie wyznaczano współczynnik korygujący energię brutto generowaną na poszczególnych masztach do postaci energii netto, wprowadzanej do sieci.

Wykorzystano informacje o statusie poszczególnych turbin wiatrowych. Dane historyczne o statusach turbin zostały przekształcone w taki sposób, aby mogły być traktowane jako sporządzona wcześniej prognoza dyspozycyjności farmy wiatrowej⁷⁾.



Rys. 4. Aproksymacja rzeczywistej krzywej mocy farmy wiatrowej



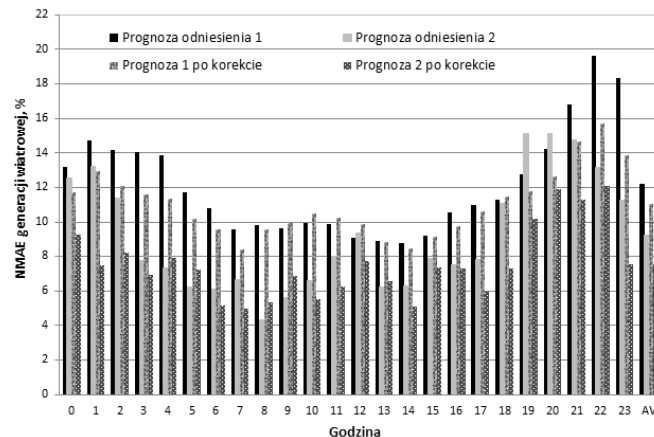
Rys. 5. Aproksymacja krzywej o straty mocy w obrębie FW

Punktem wyjścia do sporządzenia prognoz generacji FW były skorygowane prognozy wiatru, zgodnie z przyjętym modelem regresji liniowej. Wielkość generacji obliczono na podstawie uzyskanego przybliżenia rzeczywistej krzywej mocy FW, a następnie skorygowano ją o planowany wskaźnik dyspozycyjności farmy oraz wskaźnik strat elektrycznych na farmie.

⁷⁾ Pominięto informacje o wszelkich nieprzewidzianych przerwach w pracy turbin, a uwzględniono jedynie planowane postoje, związane z prowadzonymi przeglądami, konserwacjami lub remontami. Planowane ubytki mocy w generacji farmy wiatrowej mogą posłużyć do dokonania korekty prognozy produkcji.

3.2. Metody sztucznej inteligencji

W rozważanym wariancie (rys. 6) korekta prognoz produkcji była wykonywana bezpośrednio na podstawie NPP z wykorzystaniem danych historycznych o rzeczywistej produkcji farmy oraz statusie pracy poszczególnych turbin.



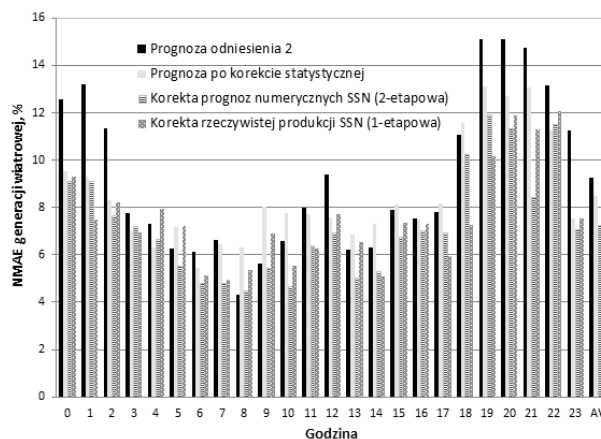
Rys. 6. Korekta generacji wiatrowej przy wykorzystaniu informacji o rzeczywistej produkcji

Wyniki symulacji przedstawionych na Rys.6. wskazują, iż możliwe jest zmniejszenie błędu MAE generacji wiatrowej w zależności od godziny doby w granicach⁸⁾:

- prognoza odniesienia 1: od $-0,8\%$ do $4,5\%$ – średniodobowo o $1,2\%$ z poziomu $12,2\%$ na $11,0\%$;
- prognoza odniesienia 2: od $-1,2\%$ do $5,7\%$ – średniodobowo o $1,7\%$ z poziomu $9,2\%$ na $7,5\%$.⁹⁾

4. PORÓWNANIE JAKOŚCI SKORYGOWANYCH PROGNOZ GENERACJI

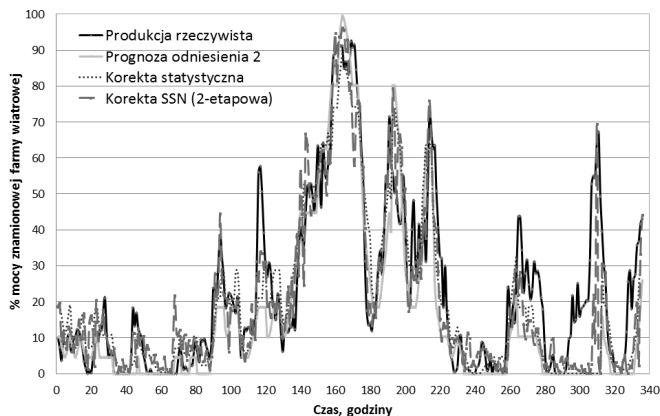
Na rys. 7. przedstawiono porównanie błędów NMAE prognozy generacji wiatrowej w poszczególnych godzinach doby przed i po dokonaniu korekty, zaś na rys. 8 przebiegi generacji wiatrowej w symulowanym 14-dniowym okresie czasu.



Rys. 7. Błędy NMAE generacji wiatrowej przed i po dokonaniu korekt

⁸⁾ W przypadku przyjęcia struktur dających najmniejszy błąd prognozy dla poszczególnych godzin doby

⁹⁾ W przypadku przyjęcia struktury dającej najmniejszy NMAE w okresie całodobowym błąd prognozy wyniósł odpowiednio: $11,3\%$ (dla prognozy odniesienia 1) oraz $9,1\%$ (dla prognozy odniesienia 2)



Rys. 8. Przebiegi generacji wiatrowej w symulowanym 14-dniowym okresie czasu

5. PODSUMOWANIE I WNIOSKI

W pracy podjęto próbę poprawy jakości predykcji generacji wiatrowej poprzez korygowanie NPP przy użyciu metod statystycznych oraz metod sztucznej inteligencji. Badania wykazały:

- możliwość poprawy jakości prognozowania poprzez wykorzystanie metod sztucznej inteligencji w większym stopniu niż przy użyciu metod statystycznych;
- możliwość zmniejszenia błędu MAE NPP średniodobowo ok. 0,5 m/s (metody statystyczne) – 0,7 m/s (SSN);
- zmniejszenie średniodobowego błędu NMAE prognozy produkcji FW w zależności od prognozy odniesienia o ok. 1,5–2,0% (korekta 2-etapowa) oraz o ok. 1,2–1,7% (korekta 1-etapowa);
- zmniejszenie średniodobowego błędu NMAE produkcji FW wyznaczonej w oparciu o skorygowane prognozy wiatru przy użyciu metod regresji o ok. 0,4–0,7%;
- preferowanie wyboru różnych struktur neuronowych do korygowania prognoz w poszczególnych godzinach doby;
- składowe wykorzystane do określenia prognozy odniesienia miały tendencję do wzajemnego kompensowania

generowanych przez siebie błędów (prognozy prędkości wiatru prowadziły do niedoszacowania prognozy produkcji FW zaś skutkiem przyjęcia teoretycznej krzywej mocy było przeszacowanie produkcji), co działało na jej korzyść i mogło mieć wpływ na ograniczenie efektów zastosowanych narzędzi do poprawy jakości prognoz;

- konieczność ciągłej aktualizacji danych wejściowych, wykorzystywanych w procesie uczenia SSN. Wydłużenie okresu obserwacji pracy źródeł wiatrowych do okresu wielolecia pozwoli osiągnąć lepszą jakość predykcji.

6. BIBLIOGRAFIA

1. Sweeney C., Lynch P., Nolan P., Reducting errors of wind speed forecasts by an optimal combination of post-processing methods, Department of Meteorology and Climate Centre, Dublin, 2011.
2. Prondziński Z., Rubanowicz T., Zryczałowana usługa operatora handlowo – technicznego na potrzeby rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce, *ActaEnergetica*, 2/19, 2004.
3. Sweeney C., Lynch P., Nolan P., Courtney J., Post-processing COSMO output for improved wind forecast, Meteorology and Climate Centre, Universtity College Dublin, Ireland, April 2012.
4. Selcuk Nogay H., Akinci T.C., Eidukeviciute M., Application of artificial neural networks for short term wind speed forecasting in Mardin, Turkey, *Journal of Energy in Southern Africa*, Vol. 23 no 4, November 2012.
5. Mao J., Zhang X., Li J., Wind power forecasting based on the BP neural network, Beifang University of Nationalities, Yinchuan, China;
6. Hernandez L., Artificial Neural Network for Short-Term Load Forecasting in Distribution Systems, *Energies* 2014, 7 1576–1598, ISSN1996-1073, marzec 2014, praca zbiorowa.
7. Perez-Llera C., Fernandez-Baizan M.C., Gonzalez del Valle V., Local Short-Term Prediction of Wind Speed: A Neural Network Analysis, Universidad Politecnica de Madrid, Spain.
8. Moghaddas-Tafreshi, S.M., Panahi D., One-hour-ahead forecasting of wind turbine power generation using artificial neural networks, University of technology, Teheran, Iran.

OPPORTUNITIES TO IMPROVE THE QUALTY OF FORECASTS OF WIND GENERATION USING AVAILABLE INFORMATION AS EXPANATORY VARIABLES

The article presents the results of analyzes refer to the capabilities of wind generation forecasting in selected case study, implemented by means of different methods of prediction, using a different range of measurement and forecasting data available Analyses focused on the evaluation of forecasts generated errors, input data of forecasting models selection and evaluation of the impact on the quality of prediction.

Keywords: forecasting, statistical methods, neural network

AUTONOMICZNA STACJA ŁADOWANIA POJAZDÓW ELEKTRYCZNYCH

Józef PASKA¹, Mariusz KŁOS¹, Łukasz ROSŁANIEC¹, Rafał BIELAS², Magdalena BŁĘDZIŃSKA²

1. Politechnika Warszawska, Instytut Elektroenergetyki, Zakład Elektrowni i Gospodarki Elektroenergetycznej
tel.: 22 234 58 64; e-mail: Jozef.Paska@ien.pw.edu.pl
2. Politechnika Warszawska, Wydział Elektryczny, studia doktoranckie
tel.: 22 234 56 13; e-mail: bledzinm@ee.pw.edu.pl

Streszczenie: W artykule zaprezentowano model autonomicznej stacji ładowania pojazdów elektrycznych. Składa się ona z odnawialnych źródeł energii: turbozespołu wiatrowego, ogniw fotowoltaicznych, a także zasobnika energii, odbioru i stacji służącej do ładowania pojazdów elektrycznych. Dla osiągnięcia optymalnych warunków pracy do układu wprowadzono przekształtniki energoelektroniczne. Model zaimplementowano w programie Homer Energy.

W pierwszej części artykułu przedstawione zostały założenia projektowe oraz zaprezentowano obecnie dostępne rozwiązania technologiczne w tym zakresie. Dalsza część artykułu prezentuje wyniki badań otrzymanych z przeprowadzonych symulacji oraz ich analizę. We wnioskach wskazano rolę, jaką mogą odgrywać autonomiczne stacje zasilania.

Słowa kluczowe: odnawialne źródła energii, samochody elektryczne, stacja ładowania, mikro sieci

1. WSTĘP

Rosnąca popularność rozproszonych źródeł energii znacząco wpływa na rozwój nowych technologii wykorzystujących ich możliwości. Przyczyniają się do tego takie czynniki, jak wyczerpujące się zasoby paliw kopalnych czy większa świadomość ludzi dotycząca ochrony środowiska. Redukcja zanieczyszczeń w miastach i zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych do atmosfery stały się wyzwaniem dla władz i ludności. Naprzeciw tym wymaganiom wychodzą także koncerny samochodowe, które w swojej ofercie prezentują modele samochodów elektrycznych i hybrydowych.

Pełny rozwój technologii pojazdów elektrycznych jest możliwy jedynie przy zapewnieniu odpowiedniej infrastruktury do ich ładowania. W miastach z gęstą siecią elektroenergetyczną zasilanie takich stacji nie stanowi większego problemu. Komplikacja pojawia się w miejscach oddalonych od systemu elektroenergetycznego. Rozwiązaniem, które może zostać wykorzystane w tego typu obiektach jest hybrydowy układ zasilania oparty na odnawialnych źródłach energii, pracujący niezależnie od zewnętrznej sieci zasilającej [1]. Dotychczas autonomiczne stacje ładowania pojazdów powstały m.in. w Stanach Zjednoczonych. Firma Envision Solar zaprezentowała autonomiczną stację zasilaną z ogniw fotowoltaicznych EV ARC (Electric Vehicle Autonomous Renewable Charger). Zdjęcie stacji przedstawiono na rysunku 1.

W niniejszej publikacji została przedstawiona koncepcja mikro sieci, z przyłączoną stacją ładowania pojazdów elektrycznych, pracującej w trybie off-grid, tj. niepołączonej z system elektroenergetycznym.



Rys. 1. Autonomiczna stacja ładowania pojazdów zasilana z ogniw fotowoltaicznych [1]

2. ZAŁOŻENIA PROJEKTOWE

Autorska koncepcja zaprezentowana w artykule ma na celu przedstawienie możliwości wykorzystania odnawialnych źródeł energii do zasilania obiektów odległych od sieci elektroenergetycznej. Ze względu na niedostatecznie rozbudowaną infrastrukturę elektroenergetyczną w województwie warmińsko-mazurskim oraz wysokie walory turystyczne tych obszarów stację do ładowania pojazdów zlokalizowano właśnie tam. Jej budowa umożliwia korzystanie z ekologicznego transportu, przyjaznego środowiska, który nie ingeruje nadmiernie w krajobraz.

Stacja powinna zapewniać możliwość ładowania pojazdów różnych producentów. Najbardziej rozpowszechnionym obecnie standardem szybkich ładowarek pojazdów elektrycznych jest standard Chademo. Najczęściej są stosowane stacje ładowania o mocy 50 kW, napięciu 500 V DC oraz prądzie 125 A. Czas ładowania pojazdu w takim trybie wynosi od 15 do 30 minut [3].

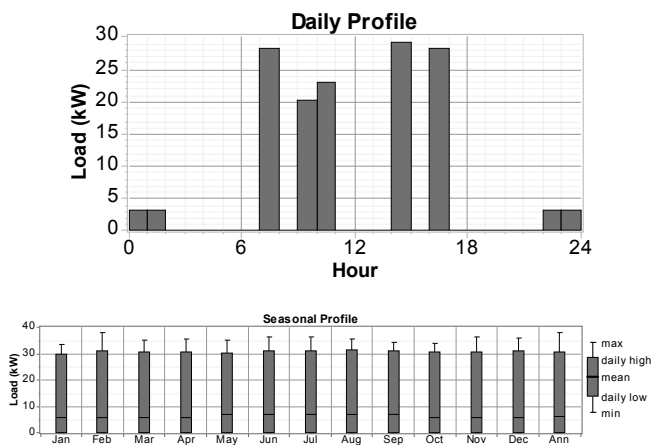
Stacja ładowania zaproponowana w publikacji jest zgodna ze standardem Chademo, dlatego jej moc nie może być mniejsza niż 50 kW. Jest połączona z mikro siecią, która pracuje niezależnie, odłączona od systemu elektroenergetycznego. Dla zapewnienia odpowiedniego poziomu niezawodności w mikro sieci zainstalowano dwa rodzaje źródeł energii: ogniwa fotowoltaiczne oraz elektrownię wiatrową.

Model mikro sieci oraz przyłączonej do niej stacji ładowania pojazdów wykonano w programie komputerowym

Homer Energy [4]. W modelu przyjęto następujące założenia:

- stacja pozwala na naładowanie 6 samochodów dziennie w okresie od maja do września, natomiast w okresie od października do kwietnia - 5 (założenie wynika z faktu, iż w okresie letnim więcej osób korzysta z samochodu osobowego);
- przeciętna pojemność baterii samochodu elektrycznego wynosi około 35 kWh, natomiast w jednym cyklu szybkiego ładowania pojazd pobiera do 80% tej wartości,
- dzienne przeciętne zapotrzebowanie na energię przyjęto na poziomie 140 kWh,
- pojemność zasobnika mikrosieci, przy zachowaniu współczynnika naładowania (ang. state of charge SOC) na poziomie nie mniejszym niż 30%, wystarcza na pokrycie 2,5-krotności dziennego zapotrzebowania na energię.

Podsumowując, otrzymano roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną na poziomie 51000 kWh. Profile obciążenia, dobowy i miesięczny, zaimplementowane w programie zilustrowano na rysunku 2.



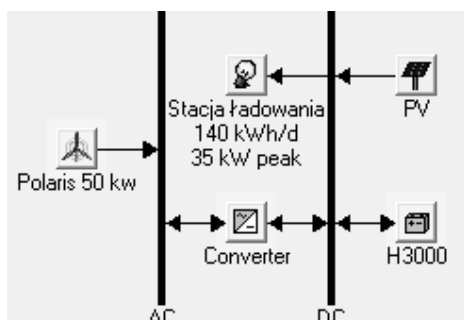
Rys. 2. Profile obciążenia stacji ładowania pojazdów: dobowy, miesięczny

3. OPIS MODELU

Podstawowymi elementami układu hybrydowego (mikrosieci) zasilającego stację ładowania są: elektrownia wiatrowa, instalacja fotowoltaiczna oraz baterijny zasobnik energii. Model proponowanego układu przedstawiono na rysunku 3.

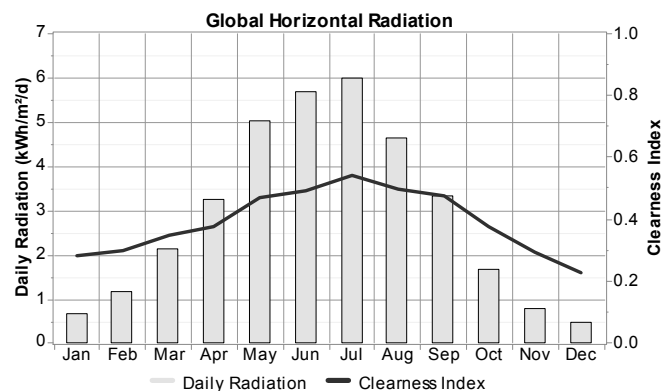
Dobór paneli fotowoltaicznych

Położenie geograficzne Polski nie jest bardzo korzystne pod względem dostępnego natężenia promieniowania słonecznego. Średnia roczna ilość promieniowania słonecznego wynosi 1000÷1100 kWh/m²/rok [5, 6, 7].



Rys. 3. Schemat modelu w programie Homer Energy

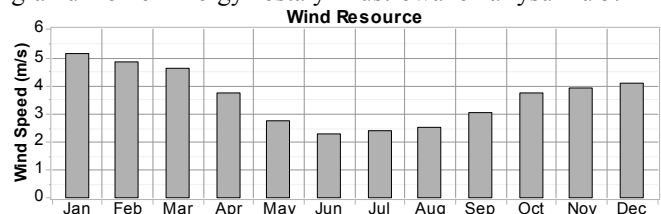
Największe nasłonecznienie występuje w centralnej i wschodniej Polsce. W związku z występującymi warunkami należy dążyć do maksymalnego wykorzystania dostępnego promieniowania. W związku z tym do modelu wybrano ogniwa zbudowane z krzemu monokrystalicznego, które charakteryzują się najwyższą sprawnością. Panele są skierowane na południe i ustawione pod kątem 35° do podłoża, co stanowi optymalne warunki pracy dla ogniw fotowoltaicznych instalowanych w naszym położeniu geograficznym [5]. Straty w układzie (spadki napięć, sprawność przekształtnika, temperatura otoczenia) przyjęto na poziomie 14%. Ogniwa w żadnej porze dnia nie są zacienione, gdyż mogłyby to spowodować znaczący spadek ilości produkowanej energii [8]. Na rysunku 4 przedstawiono dane wejściowe wprowadzone do programu Homer Energy. Na ich podstawie przeprowadzono symulację produkcji energii z ogniw fotowoltaicznych. Dobrano instalację o łącznej mocy 40 kW.



Rys. 4. Średnia, dzienna ilość promieniowania słonecznego w poszczególnych miesiącach

Dobór turbosespołu wiatrowego

Uzysk energii z turbosespołu wiatrowego zależy od warunków wietrzności na danym terenie. W Polsce można wyróżnić cztery strefy wietrzności [7, 9]. Proponowany obiekt będzie zlokalizowany w strefie, w której średnia prędkość wiatru wynosi 3,5 m/s. W związku z małą wartością średniej prędkości wiatru jest konieczne zastosowanie turbiny startującej przy niskich prędkościach. Równie ważnym jest szybkie uzyskanie przez generator mocy nominalnej. Biorąc pod uwagę wspomniane kryteria do modelu wybrana została turbina z poziomą osią obrotu firmy Polaris o mocy 50 kW. Wysokość wieży wynosi 36,6 m; obiekt jest zlokalizowany na terenach leśnych. Dane wejściowe programu Homer Energy zostały zilustrowane na rysunku 5.



Rys. 5. Średnia prędkość wiatru w poszczególnych miesiącach

Dobór baterii akumulatorów

Zasobnik energii w zaproponowanym rozwiązaniu pozwala na pokrycie 2,5-dniowego zapotrzebowania energetycznego według założonego profilu obciążenia. Zdecydowano się na zastosowanie zasobników kwasowo-olowiowych firmy Hoppecke 24 OPzS 3000, o nominalnej pojemności pojedynczej komórki 3000 Ah (6 kWh). Całko-

wita pojemność zasobnika wynosi 480 kWh, zaś jego pojemność użyteczna 336 kWh.

4. BADANIA I ANALIZA

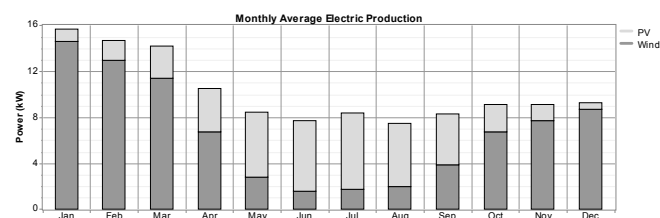
Na podstawie wyżej wymienionych danych zostały wykonane badania w programie Homer Energy. Na rysunku 6 przedstawiono dane dotyczące energii wyprodukowanej i zużytej przez układ.

Production			Consumption			Quantity		
	kWh/yr	%		kWh/yr	%		kWh/yr	%
PV array	30,807	34	DC primary load	51,048	100	Excess electricity	29,070	32.5
Wind turbine	58,658	66	Total	51,048	100	Unmet electric load	52.1	0.1
Total	89,465	100				Capacity shortage	99.7	0.2

Rys. 6. Dane dotyczące rocznej produkcji i zużycia energii w badanym układzie hybrydowym

Można zauważyć, że zdecydowana większość energii, bo aż 66%, pochodzi z elektrowni wiatrowej, natomiast pozostałe 34% z elektrowni słonecznej. Dzieje się tak mimo większej jedynie o 20% mocy turbozespołu wiatrowego. Przyczyną takiego wyniku są słabe warunki nasłonecznienia występujące na tej szerokości geograficznej oraz praca układu PV wyłącznie w dzień. Układ łącznie w ciągu roku produkuje 51 MWh, co całkowicie pokrywa zapotrzebowanie stacji. Można również zauważyć, że część wyprodukowanej energii nie może być zużyta (współczynnik Excess electricity) ze względu na ograniczoną pojemność zasobnika baterijnego oraz specyficzny dla tego typu układów rozkład obciążenia. Wskaźnik informujący o energii niedostarczonej (Unmet electric load) jest bliski zeru w związku z czym praktycznie przez cały czas możliwe jest pokrycie zapotrzebowania stacji na energię elektryczną.

Łączny czas produkcji energii elektrycznej z ogniw fotowoltaicznych wynosi 4500 h/rok. W wynikach symulacji wyraźnie zauważalna jest granica pomiędzy poszczególnymi porami roku. Znaczne ilości energii są generowane latem, natomiast zimą praktycznie zerowe. Wówczas niezbędne jest inne źródło energii niezależne od czynników wpływających na ogniwa PV. W zaproponowanym układzie takim źródłem jest turbozespół wiatrowy. Produkcja energii z generatora wiatrowego wykazuje odwrotną tendencję niż dla źródła fotowoltaicznego. Więcej energii jest produkowane w okresach zimowych. Dobrze zobrazowane zostało to na rys. 7 porównującym średnią miesięczną produkcję energii obydwu źródeł. Elektrownia wiatrowa pracuje łącznie około 6500 h/rok co stanowi niemal 145% czasu pracy elektrowni słonecznej.

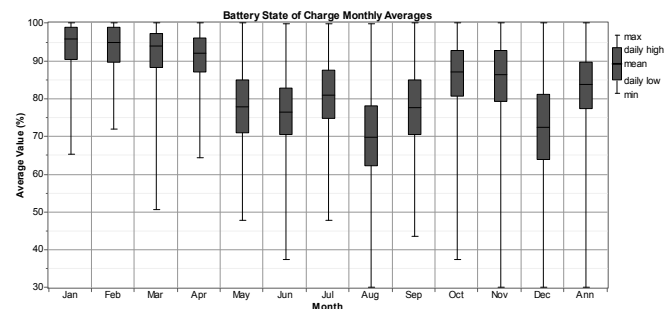


Rys. 7. Średnia miesięczna produkcja energii elektrycznej w układzie

Na rysunku 8 zaprezentowano stopień naładowania zasobnika baterijnego (SOC) dla poszczególnych godzin w ciągu roku.

Największy stopień rozładowania występuje w miesiącach letnich, w których zwiększa się zużycie energii. Niski poziom naładowania pojawia się również w okresach zimowych. Dzieje się tak ze względu na krótkie

dni oraz małą ilość promieniowania słonecznego docierającego na rozpatrywaną szerokość geograficzną. Łącznie zasobnik baterijny zgromadził ponad 31 MWh energii w ciągu roku, natomiast oddał niecałe 27 MWh. Różnica pomiędzy wymienionymi wielkościami to straty występujące w magazynie energii.



Rys. 8. Stopień naładowania baterii w poszczególnych miesiącach

Na podstawie wyników przedstawionych powyżej można zauważyć kilka problemów. Niewątpliwie jedną z wad zaprezentowanego rozwiązania jest znaczne przewymiarowanie poszczególnych elementów układu hybrydowego. Powodem tego jest specyfika odbioru. Szybkie ładowarki samochodów elektrycznych wymagają dostępu do dużego zasobu energii w krótkim czasie. Wymusza to umieszczenie w układzie zasobnika energii o znacznej pojemności. To z kolei pociąga za sobą potrzebę zainstalowania odpowiedniej wielkości źródeł energii mogących uzupełniać braki mocy w stosunkowo krótkim czasie. Kolejnym problemem mogą być same źródła zasilania. Niewątpliwie turbina wiatrowa oraz ogniwa fotowoltaiczne należą do źródeł niestabilnych oraz trudnych do prognozowania, co może spowodować braki energii przy wyjątkowo niekorzystnych warunkach atmosferycznych. Dlatego też w rozpatrywanym przykładzie zasobnik baterijny został w znacznym stopniu przewymiarowany. Kolejnym problemem może być koszt przedstawionego układu hybrydowego. Stosunkowo duże elementy stacji wymagają znacznych nakładów finansowych. Kwestią wymagającą analizy jest niewątpliwie porównanie kosztów wybudowania i użytkowania zaprezentowanego układu z kosztami budowy odpowiedniej infrastruktury elektroenergetycznej doprowadzającej zasilanie do danego miejsca. Analiza taka z pewnością wyjaśniłaby, powyżej jakiego dystansu pomiędzy autonomiczną stacją ładowania pojazdów elektrycznych od dostępnej sieci elektroenergetycznej jej budowa byłaby opłacalna finansowo. Zagadnienie to nie jest jednak tematem tego artykułu i nie będzie szczegółowo omawiane.

Kolejnym zagadnieniem, które powinno być rozpatrywane przy projektowaniu rzeczywistych układów jest budowa i implementacja układu sterowania i nadzoru do stacji ładowania pojazdów. Można przypuszczać, że wraz z rozbudową infrastruktury do ładowania pojazdów elektrycznych oraz zmianami w systemie elektroenergetycznym obejmującymi wprowadzanie na szeroką skalę sieci inteligentnych (smart grid) pojawi się problem zintegrowania i zarządzania takimi systemami. W literaturze można znaleźć propozycje trzystopniowego układu sterowania. Na pierwszym poziomie działa jednostka sterująca, która zbiera informacje i sygnały pochodzące od systemu pomiarowego, systemu zarządzania baterią oraz terminalu użytkownika. Jej zadaniem jest dostosowanie parametrów ładowania do odpowiednich wartości. Na kolejnych poziomach można wyróżnić system zarządzania i kontroli stacji ładowania oraz system zarządzania infra-

strukturą do ładowania pojazdów w przypadku pracy kilku stacji w lokalnej sieci elektroenergetycznej. Ostatni z układów należy rozpatrywać z punktu widzenia działania całej infrastruktury. Zbiera on informacje ze wszystkich podłączonych obiektów, ulepsząc działanie sieci, m.in. przez monitorowanie parametrów poszczególnych obiektów oraz informacje o dostępności energii elektrycznej w konkretnym miejscu. Taki zintegrowany system zwiększa komfort użytkowników samochodów elektrycznych i pozwala im na wcześniejsze zaplanowanie miejsc ich postoju [10].

5. WNIOSKI

Autonomiczna stacja ładowania pojazdów w niektórych rejonach świata może stanowić jedyne możliwe do zastosowania i opłacalne rozwiązanie. Zastosowany w stacji układ hybrydowy z odnawialnymi źródłami energii jest wystarczający do zasilenia kilku samochodów dziennie. W zależności od miejsca umieszczenia stacji, zmiany mogłyby ulegać moc poszczególnych źródeł ze względu na rozkład rocznego natężenia promieniowania słonecznego czy prędkości wiatru oraz pojemność magazynu. Pomogłoby to zoptymalizować produkcję energii elektrycznej na potrzeby ładowania pojazdów. Niewątpliwie kwestią niezbędną do rozpatrzenia są zagadnienia opłacalności takiej inwestycji. Biorąc jednak pod uwagę tendencje rozwoju odnawialnych źródeł energii oraz samochodów elektrycznych, a co za tym idzie spadku ich ceny, w przyszłości autonomiczne stacje ładowania pojazdów mogą stanowić duży potencjał na rynku pojazdów elektrycznych.

6. BIBLIOGRAFIA

1. <http://envisionsolar.com/ev-arc/> - dostęp 27.02.2015 r.
2. Paska J., Biczek P., Kłos M.: Hybrid power systems – An effective way of utilising primary energy sources, *Renewable Energy*, Vol. 34, No 11, Nov. 2009, pp. 2414–2421.
3. Biernat K., Nita K., Wójtowicz S.: Architektura mikrosieci do inteligentnego ładowania pojazdów elektrycznych, *Prace Instytutu Elektrotechniki*, zeszyt 260, 2012.
4. Getting started Guide for Homer – instrukcja program.
5. Klugmann-Radziemska E.: Fotowoltaika w teorii i praktyce, Wydawnictwo BTC, Legionowo 2010
6. Paska J.: Wytwarzanie rozproszone energii elektrycznej i ciepła, Oficyna Wydawnicza PW, Warszawa 2010
7. Paska J., Surma T., Sałek M.: Current status and perspectives of renewable energy sources in Poland, *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, Vol. 13, No 1, 2009. pp. 142–154.
8. Paska J., Kłos M., Kocęba M., Roslaniec Ł.: Aspekty techniczne i ekonomiczne wykorzystania urządzeń energoelektronicznych w fotowoltaicznych układach wytwórczych, *Elektroenergetyka – Współczesność i Rozwój*, Nr 1, 2011, ss. 42–47.
9. Ćwil M.: Możliwości wykorzystania energetyki wiatrowej małej mocy w gminach, prezentacja Polska Izba Energetyki Odnawialnej, Warszawa 2009.
10. Deng Benzai, Wang Zhiqiang: Research on Electric-Vehicle Charging Station Technologies Based on Smart Grid, *Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, 2011 Asia-Pacific Wuhan.

AUTONOMOUS ELECTRIC VEHICLES' CHARGING STATION

The paper presents a model of autonomous electric vehicles' charging stations. It consists of renewable energy sources: wind turbine, photovoltaic cells, energy storage, load and station for charging electric vehicles. In order to achieve optimum operating conditions power electronics converters were added into the model. The model was implemented in Homer Energy computer program.

In the first part of the article there is a presentation of the project design assumptions and systems currently operating in the industry. The location of the object and parameters of charging standard are enclosed. The next chapter comprises of design assumption and model characteristic, including choice of parameters of every element based on weather conditions in Poland. The last part of the article presents the results obtained from the simulations and their analysis. The effects encompass: energy production, time of operating, indicators of battery state. Subsequently, problems observed during the simulation are described and propositions of their possible solving are given.

Keywords: renewable energy sources, electric vehicles, charging station, microgrids

WPLYW PRZEKSZTAŁTNIKÓW ENERGOELEKTRONICZNYCH NA WZROST UDZIAŁU ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII

Katarzyna PRZYTUŁA¹, Dariusz ZIELIŃSKI²

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

1. tel.: 605308165; e-mail:poczta.katarzyna@gmail.com

2. tel.: 781830870; e-mail:shadow031@gmail.com

Streszczenie: Alternatywne źródła energii coraz częściej zastępują te konwencjonalne. Są bowiem niewyczerpalnym źródłem energii i nie zanieczyszczają środowiska naturalnego. Największy procent źródeł alternatywnych stanowią farmy wiatrowe i fotowoltaiczne. Ich budowa wiąże się ze stosowaniem przekształtników energoelektronicznych, które pośredniczą w przyłączaniu wymienionych źródeł energii do sieci elektroenergetycznej. Wadą włączania do sieci elektroenergetycznej źródeł tego typu jest generacja wyższych harmonicznych. W artykule przedstawiono zależność topologii przekształtnika od generowanych harmonicznych oraz zaproponowano rozwiązania w postaci przekształtnika wielokanałowego z trybem pracy naprzemienną. Zwiększając w ten sposób wydajność całego układu w chwilach mniejszej generacji mocy przez OZE można doprowadzić do wzrostu udziału źródeł odnawialnych w sieci elektroenergetycznej. Modele badawcze symulowano w środowisku MATLAB/Simulink.

Słowa kluczowe: układy przekształtnikowe, przekształtniki wielokanałowe, OZE, THD

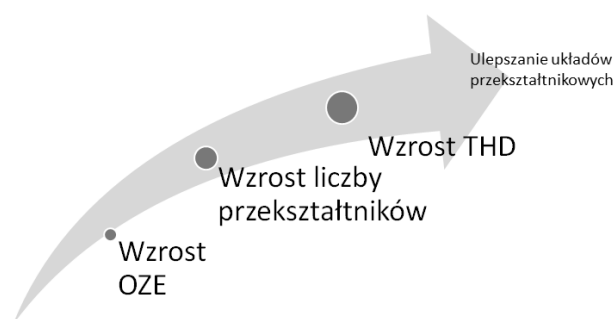
1. WSTĘP

Systemy energoelektroniczne są w dzisiejszych czasach nieodłącznym elementem sieci elektroenergetycznych. Są to najszybsze i najpewniejsze układy przyłączające odnawialne źródła energii, takie jak farmy fotowoltaiczne czy wiatrowe do sieci. W krajach takich jak Dania udział elektrowni wiatrowych przekracza już 30%, a w Portugalii 20%. W 2000 roku udział OZE wyniósł 2%, w 2005 roku wzrósł do 3%, a w 2010 roku osiągnął wielkość 7% [1]. Narzucanie norm prawnych dotyczących procentu udziału energii odnawialnej w krajach Unii Europejskiej doprowadzi do wzrostu odnawialnych źródeł energii, takich jak farmy wiatrowe i fotowoltaiczne, a zatem układów energoelektronicznych, które są nieodłączną ich częścią[2].

Tematykę artykułu, czyli wpływ przekształtników energoelektronicznych na wzrost udziału odnawialnych źródeł energii w sieci elektroenergetycznej, można analizować pod różnym kątem. Po pierwsze pod względem sposobu sterowania, budowy i cech stosowanych przekształtników. Im lepsze właściwości układów, tym mniejsze zakłócenia wprowadzają one do sieci. Pomaga to na przyłączanie coraz większej liczby OZE do sieci nie naruszając obowiązujących norm dotyczących jakości energii. Po drugie pod względem sposobu pracy przekształtników.

W artykule opisano tryb pracy układów przekształtnikowych połączonych równolegle z pracą naprzemienną. Celem takiego zabiegu jest zwiększenie wydajności prądowej w czasie niższego zapotrzebowania na moc i ograniczenie w ten sposób udziału układów chłodzenia. Celem tych

rozważań jest zwiększenie udziału OZE w sieci elektroenergetycznej.



Rys. 1. Wpływ przekształtników na udział elektrowni OZE

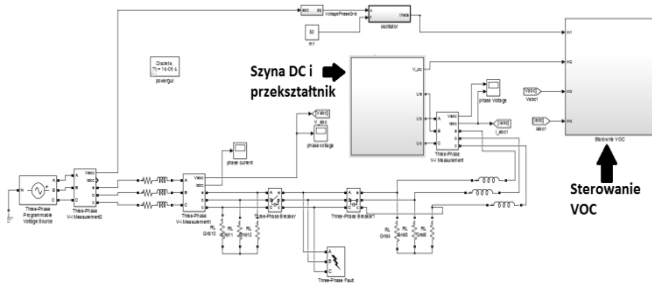
2. RODZAJ PRZEKSZTAŁTNIKA A GENERACJA WYŻSZYCH HARMONICZNYCH

Głównym problemem, który stwarzają układy przekształtnikowe jest generacja wyższych harmonicznych do sieci elektroenergetycznej. Problem ten minimalizuje się poprzez zastosowanie rozbudowanych topologii przekształtników i zmianę ich sterowania. Przekształtnik dwupoziomowy (zawierający sześć tranzystorów) jest podstawową strukturą tego typu układów. Największą jego wadą jest wysoki współczynnik THD (ang. *Total Harmonic Distortion*). W celu zmniejszenia tego problemu buduje się przekształtniki trój- i wilopoziomowe [3]. W celu potwierdzenia wpływu topologii przekształtników na współczynnik THD, zbadano różne układy w tych samych warunkach. Symulacji dokonano w środowisku MATLAB/Simulink.

Rozpatrywane przypadki w artykule oparte są o sterowanie VOC (ang. *Voltage Oriented Control*) i przebadane na podstawie przykładowego modelu fragmentu sieci elektroenergetycznej przedstawionego na rys. 2. Sterowanie wektorowe VOC jest jednym z bardziej precyzyjnych sposobów sterowania przekształtnikami [4].

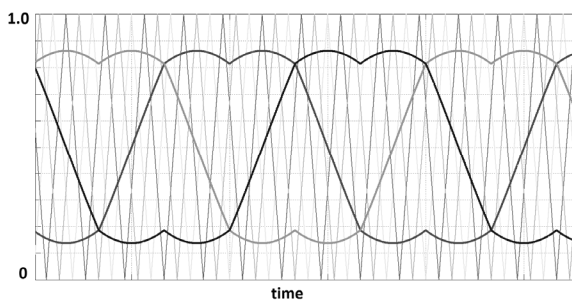
Przebadano różne topologie przekształtników: dwupoziomowy, trójpoziomowy i połączenia równoległe dwóch i trzech tych rodzajów przekształtników. Skonstruowano również model przekształtnika wielokanałowego z pracą ciągłą i naprzemienną. Najwyższy współczynnik THD uzyskał przekształtnik dwupoziomowy. Natomiast im wyższy poziom przekształtnika tym współczynnik THD ma niższą wartość. Zgodnie z teorią im zastosowanych jest więcej poziomów, tym napięcie w większym stopniu odwzorowuje

kształt sinusoidy i urządzenie wprowadza mniej harmonicznych do sieci elektroenergetycznej. Wiąże się to jednak z koniecznością stosowania większej liczby tranzystorów, a co za tym idzie podwyższenia kosztów budowy układu. Pod względem ekonomicznym stosowanie dwupoziomowych przekształtników może jednak okazać się bardziej niekorzystne, ze względu na konieczność stosowania dużych filtrów na wyjściu i tranzystorów o wyższym napięciu pracy.



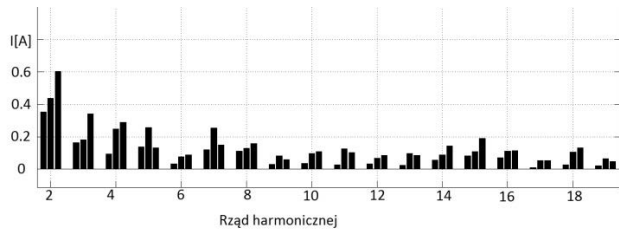
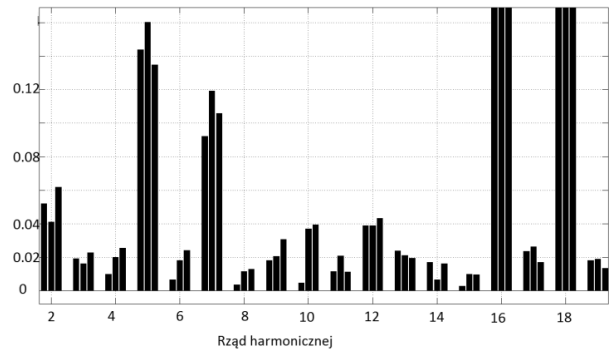
Rys. 2. Modelowy fragment sieci elektroenergetycznej I przyłączonego do niego przekształtnik NPC

Ponadto przeprowadzono badania pod kątem spektrum harmonicznych. Rysunek 3 przedstawia spektrum harmonicznych dla pracy trzech przekształtników pracujących równolegle. Pierwszy wykres dotyczy pracy gdzie sygnał modulujący (piłokształtny) w module PWM jest identyczny dla wszystkich trzech przekształtników. Drugi wykres dotyczy symulacji przy przesuniętych sygnałach modulujących o 120 stopni względem siebie (względem każdego modułu PWM poszczególnych przekształtników). Rysunek 3 przedstawia trzy sygnały modulowane (sterowania wektorowego), które zamieniane są na sygnał PWM, podawany na bramki tranzystorów IGBT. Na rysunku widać również trzy sygnały modulujące (piłokształtne) przesunięte względem siebie o 120 stopni. W przypadku normalnej pracy trzech równoległych przekształtników energoelektronicznych wszystkie trzy sygnały są zgodne ze sobą w fazie. Powoduje to zagęszczenie punktów tworzących sinusoidalny kształt napięcia, a w konsekwencji mniejszy współczynnik THD. Zanikają również poszczególne harmoniczne, co widać dokładnie na rysunku 4. Wszystkie wyższe harmoniczne uległy obniżeniu, co działa na korzyść omawianej topologii przekształtnika.

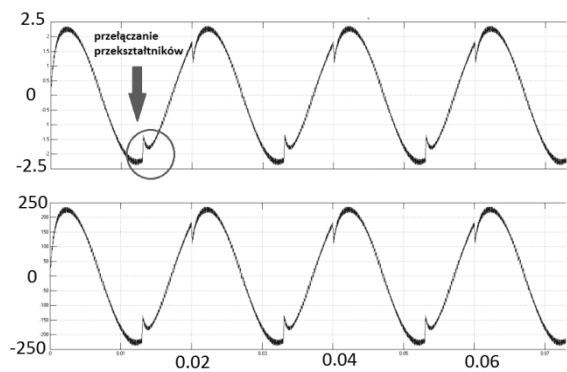


Rys. 3. Sygnał modulujący (piłokształtny) i modulowany w trzech różnych modułach PWM, w systemach sterowania przekształtnikami układu wielokanałowego

Praca naprzemienna, powoduje zakłócenia w napięciu wyjściowym, co widać na rys. 5. Są to krótkotrwałe zapady napięcia, które przyczyniają się do podwyższenia współczynnika THD, a w konsekwencji do pogorszenia się jakości energii.



Rys. 4. Spektrum harmonicznych dla układu przekształtników równoległych: a) wspólny sygnał modulujący, b) trzy sygnały modulujące przesunięte względem siebie o 120 stopni



Rys. 5. Przebieg prądu i napięcia wyjściowego układu przekształtników wielokanałowych z pracą naprzemienną

3. TRYB PRACY NAPRZEMIENNEJ PRZEKSZTAŁNIKÓW RÓWNOLEGLYCH

Straty w kluczach półprzewodnikowych są opisane wzorem (1), gdzie P_{TOT1} to straty wynikające z przepływu prądu, a $P_{TOTswitch}$ to straty wynikające z przełączania kluczy półprzewodnikowych[5]. Im moc tranzystora większa tym współczynnik energii przełączania IGBT jest większy, większa energia potrzebna jest do jego przełączania. Na skutek tego, straty przełączania IGBT są proporcjonalne do rozmiaru tranzystora. Oplacalne staje się więc stosowanie trzech mniejszych przekształtników pracujących równolegle, niż jeden większy, pokrywający parametrami przesyłaną moc.

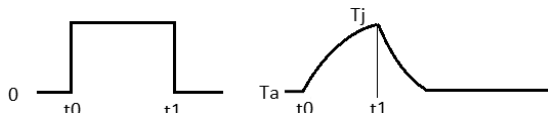
$$\begin{aligned}
 P_{TOT1} &= V_{CE} \cdot I_c \cdot D \\
 P_{TOTswitch} &= E \cdot f \\
 P_c &= P_{TOT1} + P_{TOTswitch} + P_d
 \end{aligned}
 \tag{1}$$

- gdzie: V_{CE} – spadek napięcia kolektor-emiter,
 I_c – prąd kolektora, D-poziom wypełnienia sygnału w jednym cyklu pracy,
 E – energia przełączania tranzystora IGBT,
 f – częstotliwość kluczowania,
 $P_{TOTswitch}$ – straty mocy wynikające z kluczowania tranzystorów,
 P_c – straty całkowite,
 P_d – straty na diodzie zwrotnej.

Stosowanie układów równoległych ma również inne zalety. W przypadku konieczności remontu lub awarii jednego z przekształtników może okazać się konieczność obniżenia przesyłanej mocy, ale nie następuje przerwa w zasilaniu, tak jak ma to miejsce w przypadku użycia jednego przekształtnika.

Przedmiotem badań są przekształtniki połączone równolegle z możliwością pracy naprzemienną. Metoda ta polega na przełączaniu sygnału PWM pomiędzy dwa (lub więcej) falowniki. Włączając i wyłączając jeden z dwóch falowników, co pół okresu (lub co 1/3 okresu w przypadku trzech falowników) zyskujemy kolejne korzyści. W przypadku pobliskiego zwarcia w sieci, istnieje mniejsze prawdopodobieństwo uszkodzenia wszystkich trzech przekształtników. Układ sterowania nie załącza wtedy kolejnego przekształtnika w danym okresie. Kolejną zaletą trybu pracy naprzemienną jest załączanie jej w przypadku niższej generacji mocy, np. przez farmy wiatrowe. Zamiast wyłączenia całkowitego jednego z trzech pracujących przekształtników, układ przełącza się w pracę naprzemienną. Generuje w ten sposób mniej strat, a tranzystory mają możliwość okresowego wychładzania się. Może zaistnieć sytuacja, w której tranzystory zaczną wychładzać się pasywnie bez konieczności stosowania zaawansowanych, zewnętrznych układów chłodzenia, zyskując w ten sposób na ogólnej sprawności.

Należy pamiętać, że wydajność prądowa tranzystora IGBT maleje wraz ze wzrostem temperatury złącza [6]. Przykładowe zależności między temperaturą złącza a przejściową impedancją termiczną pokazane są na rys. 6. Z zależności tych wynika, że w momencie przerw w zasilaniu temperatura złącza tranzystora maleje (w zależności od rodzaju klucza przekształtnika, układu chłodzenia, czasu przerwy, charakteru impulsu wejściowego itd.).



Rys. 6. Zależność temperatury złącza tranzystora, gdzie t_0 – czas wzrostu skokowego mocy na złączu, t_1 – czas powrotu mocy złącza do zera, T_A – temperatura początkowa złącza, T_j – temperatura maksymalna złącza [6]

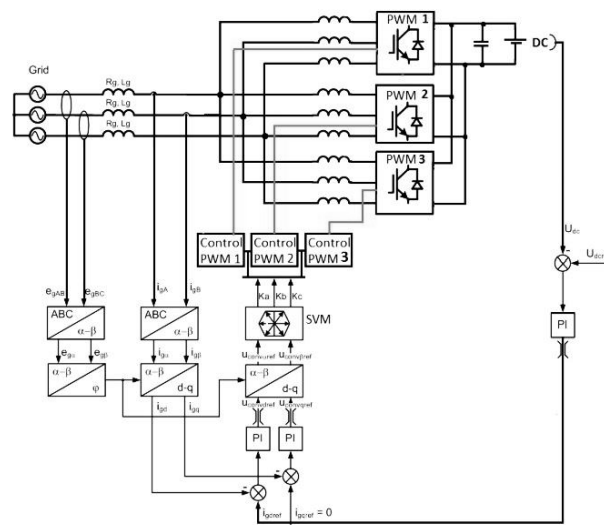
Wadą jest to, że synchronizacja sygnału PWM i cyklu przełączania przekształtników między sobą, ze względu na występującą inercję w elementach energoelektronicznych i sterujących, powoduje dodatkowe zakłócenia w procesie tworzenia sygnału, co widać na rys. 4.

4. SYMULACJE PRACY NAPRZEMIENNEJ

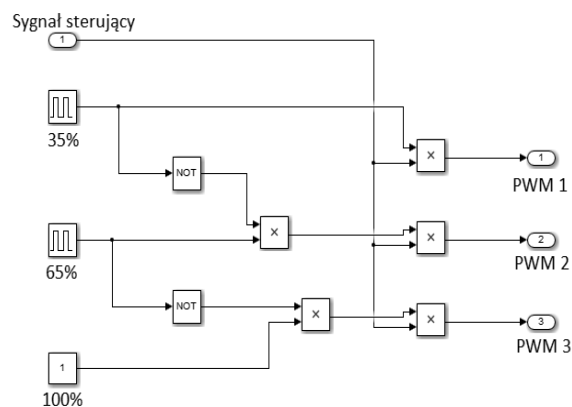
Badania przeprowadzono na układzie przekształtnika, ze sterowaniem wektorowym VOC (ang. *Vector Oriented Control*) podłączonego do przykładowego fragmentu sieci elektroenergetycznej. Wartość napięcia stałego na szynie DC wynosi 700 V. Rysunek 7 przedstawia blokowy schemat takiego układu. Zbudowano jeden system sterowania i trzy systemy kontrolujące, zajmujące się przełączaniem przekształtników naprzemiennie.

Rysunek 8 pokazuje wnętrze układu sterującego, złożonego z trzech modułów „Control PWM 1, PWM2 i PWM3”. Są one odpowiedzialne za załączanie pracy naprzemienną. Wylączają cyklicznie sygnał sterujący SVM (ang. *Space Vector Modulation*) na poszczególny przekształtnik lub pracują w trybie ciągłym i odzwierciedlają oryginalny sygnał sterujący do wszystkich przekształtników jednocześnie.

Według przykładowego modelu na rysunku 8 pierwszy przekształtnik pracuje przez 35% okresu, drugi przez 30% (65–35%), a trzeci przez 35% (100–65%).

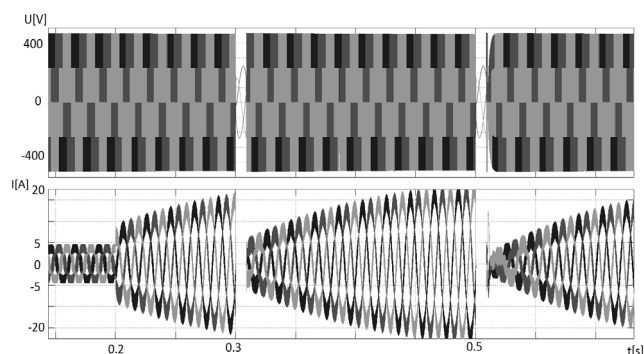


Rys. 7. Schemat blokowy układu sterowania wektorowego VOC dla trzech równolegle połączonych przekształtników, wraz z trybem pracy naprzemienną



Rys. 8. Moduł wyboru kluczującego przekształtnika

Na rysunku 9 zostały przedstawione wyniki symulacji porównujących prądy i napięcia dla różnych stanów pracy równolegle połączonych ze sobą przekształtników. W pierwszej fazie, kiedy źródło OZE pracuje z pełną mocą, wszystkie trzy przekształtniki pracują równolegle z pracą ciągłą. Istnieją jednak sytuacje, w których może dojść do awarii np. wiatranka, bądź źródło wiatru nie jest dostatecznie silne na przekazanie oczekiwanej ilości energii. Następuje wówczas przełączenie pracy ciągłej na tryb pracy naprzemienną pomiędzy trzy lub dwa przekształtniki.



Rys. 9. Wyniki symulacji zmian trybu pracy układu trzech przekształtników połączonych równolegle

W 0,2 s następuje podłączenie przekształtników do sieci, w czasie 0,3 s. przełączono pracę ciągłą na pracę naprzemienną, natomiast w 0,5 s następuje przejście z pracy trójkanałowej na dwukanałową. Za każdym razem następuje płynny wzrost prądu do wartości ustalonej w sterowaniu VOC, wywołana działaniem regulatorów PI.

Z symulacji wynika, że praca w każdym trybie wygląda podobnie i jest możliwe płynne przejście z jednego trybu do drugiego. Rysunek przedstawia pracę układu przekształtnikowego bez zastosowania filtrów. Zastosowanie ich powoduje jednak krótkie zapady napięcia tak jak ma to miejsce na rys. 5. Jest to wynikiem powstałego przepięcia w obwodzie dławika wyrównawczego. To zjawisko powoduje krótkie zapady napięcia sieciowego. Zdefiniowany problem jest podstawą do kolejnych badań i rozważań nieobjętych niniejszego artykułu.

5. WNIOSKI

Artykuł dowodzi, że priorytetem przy budowie nowych elektrowni wiatrowych, fotowoltaicznych czy innych powinien być prawidłowy dobór przekształtników, które łączą te elementy z siecią elektroenergetyczną. Zaniedbanie tego zadania może wiązać się z wysokim współczynnikiem THD i przekroczeniem norm związanych z jakością dostarczanej do odbiorcy energii, a także wysokimi stratami.

Dowodzono, że praca równoległa przekształtników jest jednym z bardziej korzystnych zabiegów. Zwiększa ona niezawodność zasilania, straty i zwiększa sprawność układu. Tryb naprzemienny wprowadza dodatkowe zalety, przy

obniżonej mocy generowanej przez elektrownię OZE – możliwość pasywnego chłodzenia tranzystorów IGBT. Zastosowanie tego typu rozwiązań staje się więc podstawą do kolejnych badań w kierunku ulepszenia technologii przekształtników, zwiększania ich ilości w sieci, a w konsekwencji zwiększania udziału odnawialnych źródeł energii.

6. LITERATURA

1. Okulski T., Analiza struktury produkcji energii elektrycznej we Francji i w Polsce. POLITYKA ENERGETYCZNA Tom 16 Zeszyt 3, 2013 ISSN 1429-6675.
2. Jarzyna W., Lipnicki P., The Comparison of Polish Grid Codes to Certain European Standards and resultant Differences for WPP Requirements. Power Electronics and Applications (EPE), 2013 15th European Conference, 02 Sep – 06 Sep 2013 Lille. IEEE Xplore Digital Library.
3. Strzelecki R., Technologie energoelektroniczne w nowoczesnych systemach elektroenergetycznych. Zeszyt Naukowy AM w Gdyni 62 (2009), 164–189.
4. Zieliński D., Lipnicki P., Jarzyna W., Synchronization of Voltage Frequency Converters with the Grid in the Presence of Notching. COMPEL International Journal for Computation and Mathematics in Electrical and Electronic Engineering, No. 3, 2015
5. Seyezhai R., Mathur B.L., Performance evaluation of inverted sine PWM technique for an asymmetric cascaded multilevel inverter, 2005–2009 JATIT
6. Mitsubishi Semiconductors Power Modules MOS. GENERAL CONSIDERATIONS FOR IGBT AND INTELLIGENT POWER MODULES. Sept. 1998

INFLUENCE OF POWER CONVERTERS ON INCREASING THE SHARE OF RENEWABLE ENERGY SOURCES

The highest percentage of alternative sources are wind farms and photovoltaic arrays. Power electronic system are used for the integration renewable energy sources with power grids and helping to increase their participation in this network. The biggest problem of it is the fact that the more renewable sources are present in the power grid the bigger number of converters is applied and a higher THD factor is indicated in the output voltage wave. It can lead to exceeding the required standards. The article shows the various configuration of topology of grid converters with their control system, that can be used in power grid. The authors analyzes the high harmonics injected into the network by the converters. There are also the own solution of converter connected in parallel with alternating working mode. This paper provides a description of the benefits and disadvantages of implementation this solution in the power grid and when this mode can work. The improvement of converters is very important for the renewable energy market and their spreading. A case study has been carried out using MATLAB/Simulink environment.

Keywords: converters, SVM, multi-channel converter, parallel converters

WSPÓLPRACA MIKROINSTALACJI FOTOWOLTAICZNEJ Z SYSTEMEM ELEKTROENERGETYCZNYM

Marian SOBIERAJSKI¹, Wilhelm ROJEWSKI²

Politechnika Wrocławska, Wydział Elektryczny, Wyb. Wyspiańskiego 27, 50-370 Wrocław

1. tel.: 71 320 44 22; e-mail: marian.sobierajski@pwr.edu.pl

2. tel.: 71 320 37 24; e-mail: wilhelm.rojewski@pwr.edu.pl

Streszczenie: W pracy analizowane jest wytwarzanie energii i mocy przez mikroinstalację fotowoltaiczną o mocy 15 kW. Mikroinstalacja jest przyłączona do sieci niskiego napięcia, z której zasilany jest nowy klimatyzowany budynek D-20. W referacie omówiono wytwarzanie energii i mocy w przedziale rocznym, miesięcznym i dobowym. Generacja w mikroinstalacji w szczycie rannym miesiący letnich porównana jest z dobową generacją wiatrową na tle zapotrzebowania, generacji i minimum technicznego oraz remontów w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym.

Słowa kluczowe: odnawialne źródła energii, mikroinstalacja fotowoltaiczna, system elektroenergetyczny

1. WPROWADZENIE

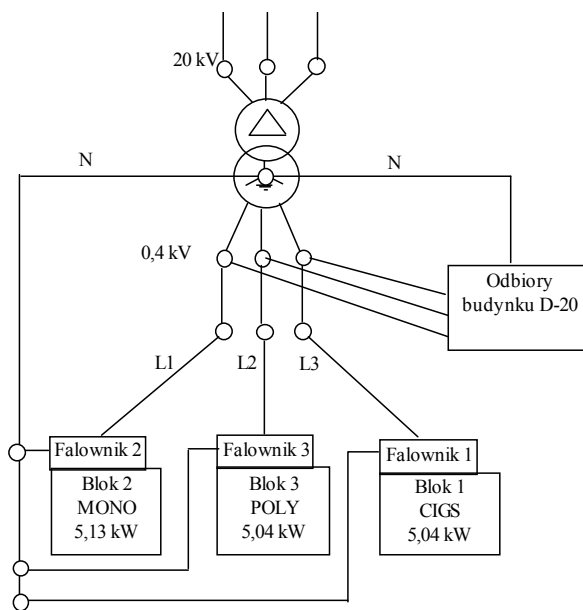
Przyłączona do sieci mikroinstalacja fotowoltaiczna jest opisana przez maksymalną moc czynną i zakres regulacji współczynnika mocy. Przyłączenie mikroinstalacji poprzedza ocena jej wpływu na warunki pracy sieci i jakość energii, która powinna objąć następujące problemy [1, 2]:

- odchylenia poziomu napięcia nie powinny przekraczać $\pm 10\%U_n$,
- powolne zmiany napięcia nie powinny przekraczać $3\%U_n$,
- szybkie zmiany napięcia w punkcie przyłączenia nie powinny przekraczać $3\%U_n$,
- krótkotrwały współczynnik migotania powinien być mniejszy od 1, a długotrwały od 0,65,
- wprowadzane do sieci harmoniczne prądów nie powinny powodować przekroczenia dopuszczalnych przez normę poziomów harmonicznych, a współczynnik zawartości harmonicznych w napięciu powinien być mniejszy od 8%,
- asymetria napięcia po przyłączeniu mikroinstalacji nie powinna przekraczać 2%,
- prąd zwarciovowy po przyłączeniu mikroinstalacji nie powinien przekroczyć wytrzymałości zwarciovowej linii i aparatury w stacji transformatorowej,
- wprowadzanie mocy do sieci nie powinno powodować przekroczenia dopuszczalnego długotrwałe obciążenia linii i transformatora SN/nN,
- wprowadzana do sieci moc czynna powinna być uzależniona od aktualnej wartości częstotliwości w systemie elektroenergetycznym.

Odpowiednie analizy mogą być dokonane metodami uproszczonymi [3], ale w przypadku sieci niskiego napięcia z dużą liczbą mikroinstalacji przybliżone obliczenia są niewystarczające i konieczne jest korzystanie z komputerowego programu obliczeń rozplływów mocy i zwarć.

2. WSPÓLPRACA BADAWCZEJ MIKROINSTALACJI FOTOWOLTAICZNEJ Z SYSTEMEM ELEKTROENERGETYCZNYM

Badawcza mikroinstalacja fotowoltaiczna o mocy 3×5 kW została zbudowana w listopadzie 2011 r. ze środków Funduszu Nauki i Technologii Polskiej i została przyłączona do sieci niskiego napięcia.



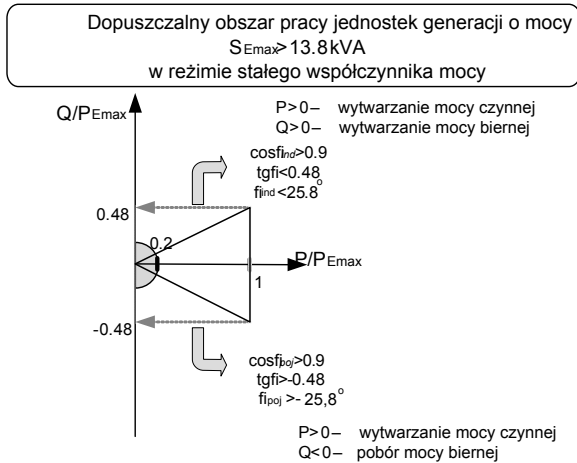
Rys. 1. Schemat ideowy przyłączenia badawczej mikroinstalacji fotowoltaicznej do sieci niskiego napięcia

W skład mikroinstalacji wchodzi 3 moduły, z których każdy jest przyłączony do osobnej fazy istniejącej sieci trójfazowej, rys. 1.

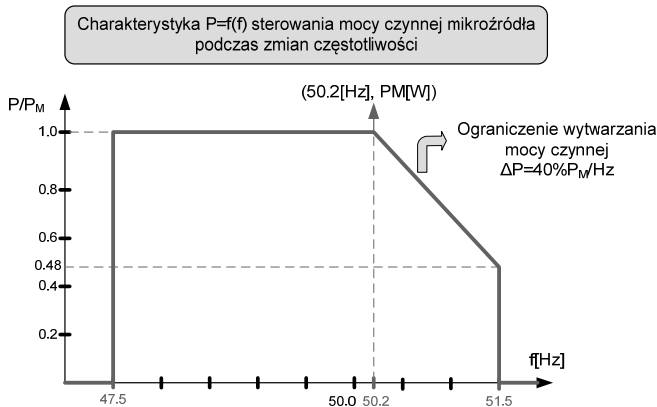
Falowniki mają zaimplementowaną regulację mocy biernej w funkcji wytwarzanej mocy czynnej, czyli realizują standardową charakterystykę $\cos \varphi(P)$ [2–4], rys. 2.

Falowniki mogą pracować również według zadanej charakterystyki $P(f)$. W zakresie częstotliwości od 47,5 Hz do 50,2 Hz pracuje z maksymalną mocą czynną osiąganą dla danych warunków pogodowych. W przedziale częstotliwości od 50,2 Hz do 51,5 Hz przy wzroście częstotliwości redukuje moc czynną z szybkością $40\% P_M$ na każdy Hz, gdzie P_M oznacza moc czynną wytwarzaną w momencie przekroczenia częstotliwości sieciowej 50,2 Hz. Po przekroczeniu częstotliwości 52 Hz lub obniżeniu poniżej 47,5 Hz

następujące odłączenie falownika od sieci niskiego napięcia, rys. 3.



Rys. 2. Wymagane wartości współczynnika mocy w odniesieniu do źródeł o mocach osiągalnych S_{Emax} powyżej 13,8 kVA



Rys. 3. Charakterystyka $P = f(f)$ wytwarzania mocy czynnej przez mikroinstalację fotowoltaiczną podczas zmian częstotliwości w systemie elektroenergetycznym

Wytwarzanie mocy w omawianej mikroinstalacji fotowoltaicznej 15 kW obserwowane jest przez system zdalnego odczytu energii, mocy, napięć, prądów, składający się z inteligentnych liczników LEW 101-P 5(40)A. Ponadto mikroinstalacja została wyposażona w system Sunny Sensor Box śledzący warunki pogodowe (nasłonecznienie, temperatura otoczenia, prędkość wiatru). Wszystkie pomiary są automatycznie zapisywane do bazy danych typu MySQL. Możliwa jest *on-line* wizualizacja wszystkich zebranych danych pomiarowych.

Dotychczasowa obserwacja pracy mikroinstalacji fotowoltaicznej 15 kW pozwala stwierdzić [4, 5], że nie powoduje ona przekroczenia dopuszczalnych wartości powolnych i szybkich zmian napięcia, krótkotrwałych i długotrwałych wskaźników migotania światła oraz że pracuje zgodnie z charakterystykami $\cos \phi(P)$ i $P(f)$.

Jeżeli chodzi o odkształcenia harmoniczne prądów i napięć, to zauważalna jest zależność poziomu harmonicznych w prądzie od wartości wytwarzanej mocy. Dla małych wartości mocy względny udział harmonicznych w prądzie jest znaczący. Wraz ze wzrostem mocy generowanej powyżej 20% mocy maksymalnej obserwuje się zmniejszenie odkształceń generowanego prądu, ale nie powoduje to przekroczenia dopuszczalnej wartości THD.

Zaobserwowano również występowanie asymetrii napięcia powodowane opóźnieniem nasłonecznienia Modułu 3

(Bloku 3), zwłaszcza przy wysokich poziomach nasłonecznienia. Pojawiająca się asymetria nie przekracza jednak dopuszczalnej w sieci niskiego napięcia wartości 2%.

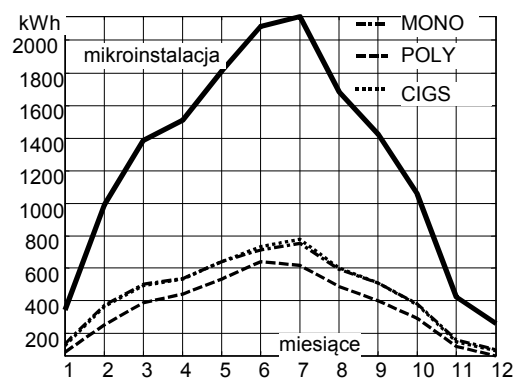
Produkcja energii elektrycznej z fotoogniw silnie zależy od warunków atmosferycznych przede wszystkim od nasłonecznienia, wiatru i temperatury powietrza. W tabelicy 1 podano wartości energii elektrycznej wytworzonej w poszczególnych latach.

Tabela 1. Energia wytworzona przez mikroinstalację fotowoltaiczną w latach 2012–2014 oraz czas wykorzystania zainstalowanej mocy

Rok	2012	2013	2014
Energia wytworzona, kWh	15540	13672	15146
Roczny czas wykorzystania mikroinstalacji, godz.	1036	911	1010

Czas wykorzystania mikroinstalacji otrzymany z podzielenia wytworzonej energii przez moc zainstalowaną mikroinstalacji jest w przybliżeniu równy 1000 godzin w roku, co jest wartością charakterystyczną dla warunków pogodowych w Polsce. Najkorzystniejsze warunki pogodowe wystąpiły w 2012 r., a najgorsze – w 2013 r. Na rysunku 4 przedstawiono wartości energii wyprodukowanej przez mikroinstalację fotowoltaiczną 15 kW w 2014 r. z podziałem na miesiące i rodzaje paneli.

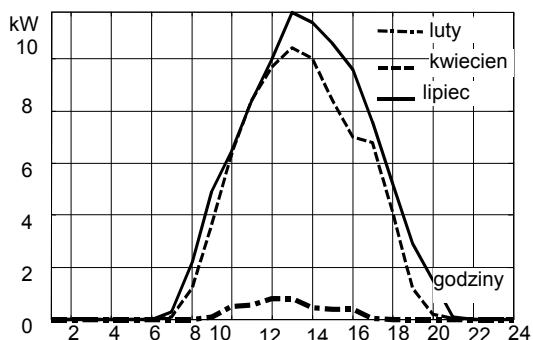
W każdym miesiącu produkcja energii elektrycznej przez ogniwa polikrystaliczne (POLY) jest najmniejsza. Spowodowane jest to tym, że ogniwa te zostały zainstalowane na innej połaci dachu budynku D-1, niż ogniwa monokrystaliczne (MONO) i cienkowarstwowe (CIGS). Pomimo tego, że ogniwa polikrystaliczne posiadają najwyższą sprawność rzędu 15,5%, nie są w stanie wyprodukować tyle samo energii elektrycznej jak pozostałe ogniwa. Z przebiegu krzywych miesięcznej generacji pokazanej na rysunku 4 widać, że miesiące od marca do października decydują o rocznej produkcji energii.



Rys. 4. Miesięczne wytwarzanie energii przez poszczególne moduły oraz sumarycznie przez mikroinstalację fotowoltaiczną 15 kW w 2014 r.

Na rysunku 5 pokazano jak kształtuje się wytwarzana moc mikroinstalacji w 3 typowych dobach roku. Najkorzystniej kształtowała się krzywa mocy w lipcu, kiedy to mikroinstalacja wytwarzała moc od godz. 6.00 do godz. 21.

Wytwarzanie mocy przez mikroinstalację fotowoltaiczną 15 kW ma podobne uwarunkowania pogodowe jak wszystkie inne mikroinstalacje fotowoltaiczne w kraju. Największa moc jest generowana w godzinach południowych. Taki przedział dnia pokrywa się z rannym szczytem zapotrzebowania mocy w KSE.



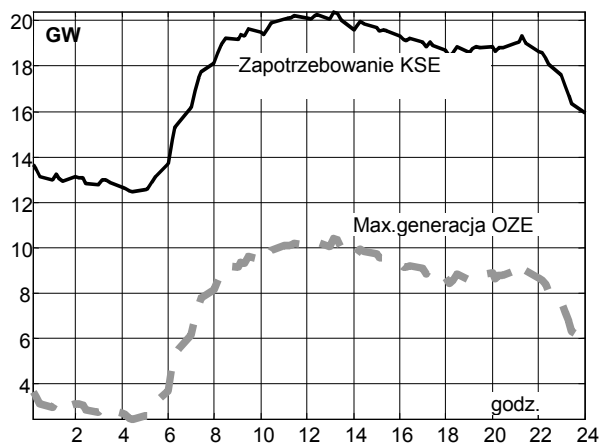
Rys. 5. Zmiany wytwarzanej mocy w typowych dobach 2014 r.: 26 lutego, 18 kwietnia i 8 lipca

Tablica 2. Bilans mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym 8 lipca 2014 r w szczycie rannym i wieczornym

Szczyt	Zapotrzebowanie KSE	Saldo wymiany KSE	Generacja KSE	Remonty
	MW	MW	MW	MW
Poranny	21732	-257	21991	9392
Wieczorny	19786	-115	19896	9313

W tablicy 2 przedstawiono bilans mocy w KSE w dniu 8 lipca 2014 roku, według danych dostępnych na stronie internetowej Polskich Sieci Elektroenergetycznych [6]. Należy zwrócić uwagę na dużą wartość mocy remontowanych jednostek wytwórczych, bliską 10 GW, osłabiających zdolności wytwórcze KSE. W miesiącach letnich KSE jest dodatkowo osłabiony remontami linii przesyłowych.

Maksymalna generacja z odnawialnych źródeł może być oszacowana jako różnica między zapotrzebowaniem mocy i minimum technicznym KSE. Minimum techniczne KSE jest warunkowane pracą bloków ciepłych biorących udział w regulacji częstotliwości. Należy pamiętać, że minimalna moc wytwarzana przez bloki ciepłe kształtuje się na poziomie około 60% mocy znamionowej, bloki te nie mogą być wyłączane w dowolnej chwili doby, gdyż ich rozruch trwa około 5–6 godzin. Na rysunku 6 przedstawiono krzywą zapotrzebowanie dobowe oraz maksymalną możliwą do wprowadzenia generację OZE w dniu 8 lipca 2014 r, przy założeniu, że minimum techniczne KSE w tej dobie wynosiło 10 GW.

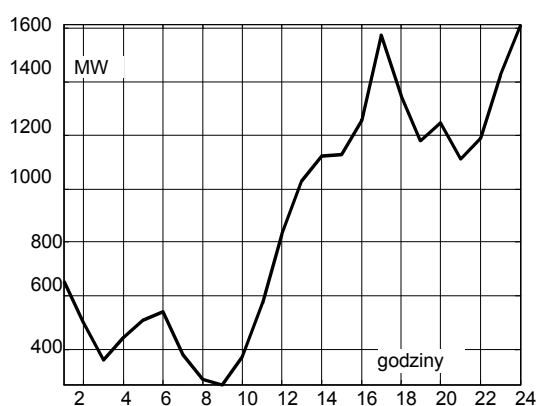


Rys. 6. Oszacowanie maksymalnej dobowej generacji OZE wynikająca z zapotrzebowania mocy i minimum technicznego KSE w dniu 8 lipca 2014 r.

Wraz ze wzrostem poziomu życia, w kraju przybywa urządzeń klimatyzacyjnych, co powoduje, że największe zapotrzebowanie mocy nie występuje w szczycie wieczornym, ale w szczycie rannym, w przedziale godzinowym 12.00–13.00 i odpowiada wysokim temperaturom na zewnątrz. Właśnie duży wzrost zapotrzebowania mocy 26 czerwca 2006 roku ok. godz. 13 spowodował utratę stabilności napięciowej w centralnej i północno-wschodniej Polsce [7].

Okres lata to również okres wzmożonych remontów w elektrowniach i w sieci przesyłowej. Wszelka dodatkowa generacja słoneczna i wiatrowa jest w lecie bardzo pomocna w bilansowaniu mocy w KSE. Na rysunku 6 pokazano jak kształtowała się generacja wiatrowa 8 lipca 2014 r.

Z porównania krzywych dobowych generacji fotowoltaicznej i wiatrowej widać, że z punktu widzenia bilansowania mocy w KSE w szczytach rannych upalnych dni lata korzystniejsza jest jednak generacja fotowoltaiczna, gdyż osiąga ona największe wartości przy największym zapotrzebowaniu mocy.



Rys. 7. Przebieg dobowy mocy wytwarzanej w KSE przez elektrownie wiatrowe 8 lipca 2014 r.

3. WNIOSKI KOŃCOWE

W krajowych warunkach pogodowych roczny czas wykorzystania mikroinstalacji fotowoltaicznych wynosi około 1000 godzin, co w przypadku mocy zainstalowanej 10 kW odpowiada wytworzeniu 10 MWh energii elektrycznej w ciągu roku.

Zaletą generacji fotowoltaicznej w porównaniu z generacją wiatrową jest fakt, że osiąga ona największe wartości w upalni dni lata, w szczycie rannym, kiedy o zapotrzebowaniu mocy decyduje pobór mocy przez urządzenia klimatyzacyjne.

4. BIBLIOGRAFIA

1. Ustawa o OZE. Projekt z lipca 2014 r., <http://www.mg.gov.pl/>.
2. Sobierajski M., Rojewski W., Technical conditions of micro-generator connection to a low voltage network taking into account valid rules and practices applied in Europe and Poland, Acta Energetica 2014, 4/21 (December 2014), s.116–124.
3. Sobierajski M., Rojewski W., Kobusiński M., Sikorski T., Przyłączanie mikroinstalacji i małych instalacji do sieci rozdzielczej nN. Przewodnik. Raporty Instytutu Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 2012.
4. Sikorski T., Monitoring i ocena jakości energii w sieciach elektroenergetycznych z udziałem generacji rozproszonej. Prace Naukowe Instytutu Podstaw Elektrotechniki i Elektroenergetyki Politechniki Wrocławskiej 49, Seria: Monografie 18, Wrocław 2013.

5. Janik P., Photovoltaic power generation assessment based on advanced signal processing and optimisation techniques. Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 2014.
6. www.pse.pl, strona internetowa Operatora Systemu Przesyłowego.
7. Sobierajski M., Rojewski W., Po czerwcowej awarii 2006 roku, czyli warunki bezpiecznego przesyłu energii elektrycznej, *Automatyka Elektroenergetyczna* 2007, nr 3, s. 36–41.

THE COOPERATION OF A PHOTOVOLTAIC MICROINSTALLATION WITH ELECTRICAL POWER SYSTEM

The analysis of 15 kW PV microinstaliation has been done in the paper. The PV microinstallation is placed on the roof of the building D-1 at Wrocław University of Technology. This PV microinstallation is connected to the low voltage network which supplies the new campus building with air conditioning. The generation of energy and power in the range of annual, monthly and daily is discussed. Power generation at the peak of the early summer months is compared with the daily wind generation on the background of total power demand and generation in the National Power System.

Keywords: renewable energy sources, microinstallation PV, electrical power system

MODELOWANIE NIEZAWODNOŚCI FARMY WIATROWEJ Z WYKORZYSTANIEM SIECI BAYESOWSKICH I PROCESÓW SEMI-MARKOWA

Robert Adam SOBOLEWSKI

Politechnika Białostocka, Wydział Elektryczny, ul. Wiejska 45D, 15-351 Białystok
tel.: 85 7469385; e-mail: r.sobolewski@pb.edu.pl

Streszczenie: Niezawodność urządzeń technicznych farmy wiatrowej (FW) wpływa między innymi na moc wyjściową farmy. Ilościową miarą tej niezawodności może być rozkład prawdopodobieństwa kombinacji stanów gotowości elektrowni wiatrowych (EW) farmy, tj. stanów oznaczających ich gotowość do produkcji energii elektrycznej i przekazywania jej do sieci elektroenergetycznej. Miarę tę można stosować do np. ilościowej analizy wpływu różnych topologii FW i niezawodności urządzeń farmy na jej niezawodność oraz wyznaczać wartość oczekiwaną mocy farmy z uwzględnieniem niezawodności. W artykule przedstawiono modele probabilistyczne opisujące ilościowo niezawodność FW, wykorzystujące sieci Bayesowskie (BN) i procesy semi-Markowa (PSM). W artykule zaprezentowano przykład obliczeniowy dotyczący analizy niezawodności FW składającej się z 4 EW, potwierdzający użyteczność metody.

Słowa kluczowe: energetyka wiatrowa, niezawodność, sieci Bayesowskie, procesy semi-Markowa

1. WSTĘP

Poziom wytwarzanej i przekazywanej mocy z FW do sieci elektroenergetycznej zależy między innymi od niezawodności urządzeń elektroenergetycznych wchodzących w skład farmy (generatorów, transformatorów, inwerterów, łączników, szyn zbiorczych, kabli, zabezpieczeń elektroenergetycznych itd.), o której decydują głównie: topologia wewnętrznej sieci elektroenergetycznej i niezawodność tych urządzeń. Waga czynników technicznych bardziej uwypukla się, jeżeli częściej i dłużej panują warunki wiatrowe sprzyjające produkcji energii w lokalizacji FW [1]. Za sprzyjające warunki wiatrowe należy uważać zakres prędkości wiatru, w którym energia wiatru może być przetwarzana na energię elektryczną. Topologia sieci wewnętrznej i niezawodność urządzeń decydują o gotowości do wytwarzania i przekazywania energii elektrycznej z poszczególnych EW do sieci zewnętrznej, w tym również w warunkach rozprzestrzeniania się uszkodzeń na urządzenia sąsiednie. Rozprzestrzenianie się uszkodzeń może mieć miejsce np. w sytuacji: (1) zawodności (zadziałania brakującego) zabezpieczenia elektroenergetycznego (ZE) lub (2) takiej lokalizacji wyłączników i ZE w sieci wewnętrznej, która nie pozwala na wyłączenie jedynie urządzenia uszkodzonego. Konsekwencją rozprzestrzeniania się uszkodzeń może być konieczność wyłączenia całej gałęzi zawierającej uszkodzone urządzenie lub całej FW.

Użyteczną ilościową miarą niezawodności FW może być rozkład prawdopodobieństwa występowania kombinacji stanów gotowości EW. Stan gotowości danej EW oznacza jej gotowość do produkcji energii elektrycznej i przekazywania jej do sieci zewnętrznej, co oznacza zdatność EW i pozostałych urządzeń niezbędnych do przekazania energii

do sieci. Miarę tę można wykorzystywać np. do analizy wpływu różnych topologii FW i niezawodności urządzeń farmy na jej niezawodność oraz do wyznaczania wartości oczekiwanej mocy farmy z uwzględnieniem niezawodności. Wiedza ta może być przydatna w analizie niezawodności wytwarzania energii elektrycznej.

W literaturze można znaleźć kilka różnych modeli niezawodności FW, które były wykorzystane między innymi do odwzorowania niezawodności FW w modelach opisujących charakterystyki mocy i energii wytwarzanej przez EW i FW [2–6]. Cechuje je uproszczone odwzorowanie wpływu wielu czynników na niezawodność.

W artykule przedstawiono modele probabilistyczne, które w większym stopniu niż dotychczas uwzględniają istotne czynniki decydujące o niezawodności FW i umożliwiają wyznaczanie rozkładu prawdopodobieństwa występowania kombinacji stanów gotowości EW wchodzących w skład farmy. Do sformułowania tych modeli wykorzystano BN i PSM. Za pomocą BN odwzorowano niezawodność FW uwzględniającą topologię sieci wewnętrznej oraz charakterystyki ilościowe opisujące niezawodność poszczególnych urządzeń farmy. Do wyznaczania tych charakterystyk zastosowano PSM, których parametrami są parametry niezawodnościowe urządzeń.

2. WYKORZYSTANIE BN DO MODELOWANIA NIEZAWODNOŚCI FW

Podstawy modelowania za pomocą BN można znaleźć między innymi w [7–8]. Sformułowanie modelu opisującego niezawodność FW obejmuje: (1) ustalenie węzłów sieci, (2) utworzenie struktury sieci, (3) sformułowanie tabel prawdopodobieństw warunkowych (TPW) dla węzłów i (4) zadanie prawdopodobieństw poszczególnych stanów niezawodnościowych urządzeń reprezentowanych przez węzły źródłowe. Ustalenie węzłów sieci dotyczy: (1) węzłów źródłowych, (2) węzłów pośrednich reprezentujących kombinacje stanów niezawodnościowych węzłów rodziców dla tych węzłów i (3) węzła typu „liść” reprezentującego niezawodność FW. Węzłom źródłowym przypisane są TPW zawierające prawdopodobieństwa stanów urządzeń. Liczba stanów danego urządzenia zależy od jego rodzaju i umiejscowienia w strukturze wewnętrznej FW. Celowe jest rozróżnienie urządzeń o: (1) dwóch stanach – „zdatne” i „niezdatne” oraz (2) trzech stanach – „zdatne”, „niezdatne” i „niezdatne z rozprzestrzeniającym się uszkodzeniem”. Wyodrębnienie urządzeń o trzech stanach jest spowodowane zadziałaniami brakującymi ZE (ZE obejmuje zabezpieczenie i wyłącznik

realizujący wyłączenie urządzenia) prowadzącymi do wyłączenia nieuszkodzonych urządzeń (np. zamiast wyłączenia uszkodzonej EW musi być wyłączona gałąź zawierająca tę i inne EW przyłączone do tej gałęzi). Węzłom pośrednim i typu „liść” przypisane są TPW zawierające warunkowe prawdopodobieństwa stanów wynikających z możliwych kombinacji stanów uwzględnionych w węzłach rodzicach. Węzły pośrednie mogą uwzględniać dwa lub trzy rodzaje stanów. Natomiast TPW przypisana do węzła typu „liść” zawiera wszystkie kombinacje stanów gotowości lub niegotowości EW. Stan gotowości „1” EW oznacza, że zdalna jest EW i urządzenia w przynajmniej jednej gałęzi sieci wewnętrznej, dzięki którym możliwe jest przekazywanie wytworzonej energii do sieci zewnętrznej. Stan niegotowości „0” oznacza stan przeciwny w stosunku do stanu „1”. Utworzenie struktury sieci obejmuje zadanie wszystkich węzłów sieci i połączenie ich krawędziami adekwatnie do: uwzględnianych w modelu urządzeń, topologii sieci wewnętrznej i kombinacji stanów niezawodnościowych urządzeń. Sformułowanie TPW dla węzłów pośrednich i węzła typu „liść” polega na wypełnieniu ich wartościami prawdopodobieństw „0” lub „1” w taki sposób, aby zależności na prawdopodobieństwa warunkowe poszczególnych stanów reprezentowanych przez te węzły odwzorowywały występowanie możliwych kombinacji stanów węzłów rodziców. W przypadku węzłów pośrednich wartości w TPW mogą odpowiadać dysjunkcji i koniunkcji stanów węzłów rodziców lub też innym kombinacjom stanów urządzeń.

3. WYKORZYSTANIE PSM DO MODELOWANIA NIEZAWODNOŚCI URZĄDZEŃ FW

Podstawy modelowania za pomocą PSM można znaleźć w [9–10]. Wykorzystanie PSM do wyznaczania prawdopodobieństw stanów niezawodnościowych urządzeń FW umożliwia: (1) opisanie czasów do uszkodzenia i czasów odnowy dowolnymi rozkładami probabilistycznymi oraz (2) uwzględnienie kolejności występowania uszkodzeń. Druga cecha pozwala na właściwe odwzorowanie w modelu stanów niezawodnościowych związanych z wyłączeniami potrzebnymi i brakującymi ZE. Dzięki temu możliwe jest wyznaczanie prawdopodobieństw stanów urządzeń, związanych zadaniami brakującymi ZE, które powodują rozprzestrzenianie się uszkodzeń i konieczność wyłączania urządzeń sąsiednich w stosunku do uszkodzonego urządzenia. Założono, że: (1) urządzenie i ZE mogą znajdować się albo w stanie zdatności albo niezdatności, (2) po wystąpieniu uszkodzenia w urządzeniu i jednoczesnej zdatności ZE urządzenie jest wyłączane (zadziałanie potrzebne), (3) po wystąpieniu uszkodzenia w urządzeniu przy niezdatnym ZE urządzenie nie jest wyłączane przez ZE (zadziałanie brakujące) lecz przez zabezpieczenie rezerwowe oraz (4) pomija się zadaniami zbędne ZE i występowanie uszkodzeń ZE w momencie pojawienia się uszkodzenia w urządzeniu.

Wyróżniono następujące stany PSM: S_0 – urządzenie i ZE są zdadne, S_1 – urządzenie jest niezdatne i ZE jest zdadne, S_2 – urządzenie jest zdadne i ZE jest niezdatne, S_3 – urządzenie i ZE są niezdatne. Jeśli przyjąć, że czasy do uszkodzenia urządzenia i ZE oraz odnowy urządzenia i ZE opisane są rozkładem wykładniczym, to prawdopodobieństwa poszczególnych stanów mają postać:

$$P_0 = \frac{\gamma \cdot \lambda \cdot \xi}{(\gamma + \lambda) \cdot \lambda \cdot \xi + (\lambda + \xi) \cdot \gamma \cdot \theta}, \quad (1)$$

$$P_1 = \frac{\lambda^2 \cdot \xi}{(\gamma + \lambda) \cdot \lambda \cdot \xi + (\lambda + \xi) \cdot \gamma \cdot \theta}, \quad (2)$$

$$P_2 = \frac{\gamma \cdot \xi \cdot \theta}{(\gamma + \lambda) \cdot \lambda \cdot \xi + (\lambda + \xi) \cdot \gamma \cdot \theta}, \quad (3)$$

$$P_3 = \frac{\gamma \cdot \lambda \cdot \theta}{(\gamma + \lambda) \cdot \lambda \cdot \xi + (\lambda + \xi) \cdot \gamma \cdot \theta}. \quad (4)$$

gdzie: λ – intensywność uszkodzeń urządzenia,
 θ – intensywność uszkodzeń ZE,
 γ – intensywność odnowy urządzenia,
 ξ – intensywność odnowy ZE.

W przypadku urządzeń o dwóch stanach, prawdopodobieństwa tych stanów wyrażone są następująco:

- prawdopodobieństwo tego, że urządzenie jest zdadne
$$P_{ZD} = P_0 + P_2, \quad (5)$$

- prawdopodobieństwo tego, że urządzenie jest niezdatne
$$P_{NIEZ} = P_1 + P_3. \quad (6)$$

Natomiast, w przypadku urządzeń o trzech stanach, prawdopodobieństwa tych stanów opisują wzory:

- prawdopodobieństwo tego, że urządzenie jest zdadne
$$P_{ZD} = P_0 + P_2, \quad (7)$$

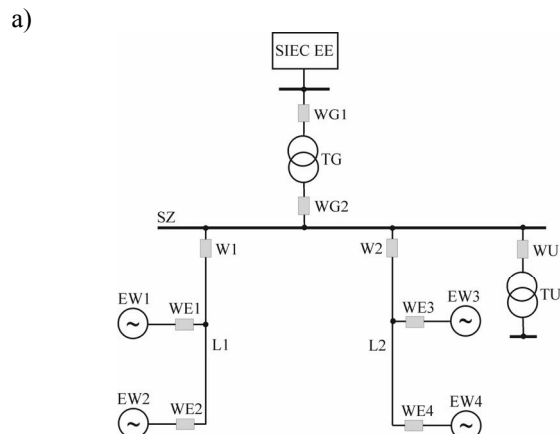
- prawdopodobieństwo tego, że urządzenie jest niezdatne
$$P_{NIEZ} = P_1, \quad (8)$$

- prawdopodobieństwo tego, że urządzenie jest niezdatne i wystąpiło zadziałanie brakujące ZE
$$P_{NIEZB} = P_3. \quad (9)$$

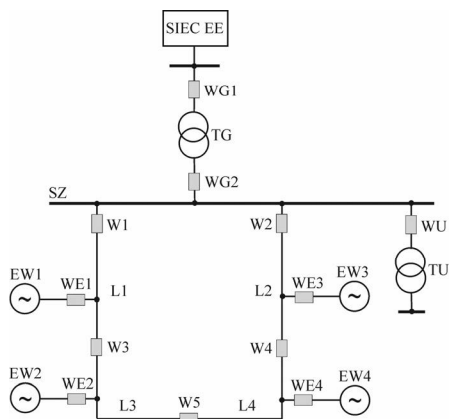
4. PRZYKŁAD OBLICZENIOWY

Przykład dotyczy analizy niezawodności FW o dwóch topologiach sieci wewnętrznej (promieniowej i pierścieniowej), obejmującej wyznaczenie: (1) rozkładu prawdopodobieństwa kombinacji stanów gotowości EW wchodzących w skład FW oraz (2) wartości oczekiwanej mocy FW z uwzględnieniem jej niezawodności dla różnych prędkości wiatru w lokalizacji EW1. FW zlokalizowana jest w Polsce i składa się z 4 EW, każda o mocy $P_{Ri} = 2$ MW ($i = 1, 2, 3, 4$). Założono, że czasy do uszkodzenia i odnowy urządzeń są opisane rozkładami wykładniczymi i znane są ich parametry. Wartości oczekiwane mocy EW wyznaczono na podstawie rzeczywistych danych zarejestrowanych w odstępach 10 min. w okresie od stycznia do czerwca 2012 r. Liczba rekordów danych wyniosła 21282.

Na rysunku 1 przedstawiono schematy promieniowej i pierścieniowej topologii wewnętrznej sieci FW. Natomiast na rys. 2 zaprezentowano BN odwzorowującą strukturę niezawodnościową FW o promieniowej topologii sieci wewnętrznej. Oznaczenia węzłów źródłowych odnoszą się do oznaczeń urządzeń FW (rys. 1a).



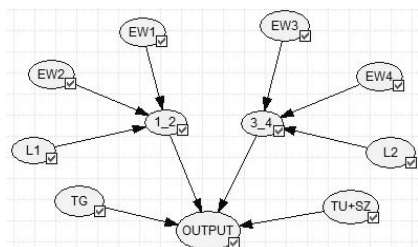
b)



Rys. 1. Schemat wewnętrznej sieci FW o topologii:

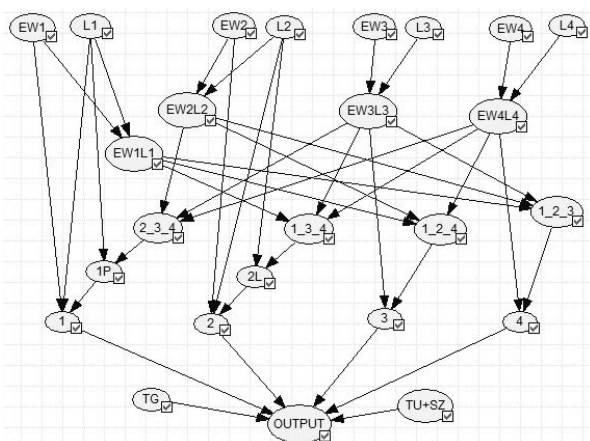
a) promieniowej i b) pierścieniowej. Oznaczenia: L1 i L2, L3 i L4 – linie kablowe, W1, W2, W3, W4, WE1, WE2, WE3, WE4, WG1, WG2, WU – wyłączniki, TG i TU – transformatory, SZ – szyny zbiorcze, SIEC EE – sieć elektroenergetyczna

Węzły 1_2 i 3_4 (rys. 2) są węzłami pośrednimi, natomiast węzeł OUTPUT jest typu „liść”.



Rys. 2. BN odwzorowująca strukturę niezawodnościową FW o promieniowej topologii sieci wewnętrznej. Oznaczenia w tekście

Na rysunku 3 przedstawiono BN odwzorowującą strukturę niezawodnościową FW o pierścieniowej topologii sieci. Oznaczenia węzłów źródłowych odnoszą się do oznaczeń urządzeń FW (Rys. 1b). Węzły EW1L1, EW2L2, EW3L3 i EW4L4, 1_2_3, 1_2_4, 1_3_4, 2_3_4, 1P, 1L, 1, 2, 3 i 4 są węzłami pośrednimi. Węzeł OUTPUT jest typu „liść”.



Rys. 3. BN odwzorowująca strukturę niezawodnościową FW o pierścieniowej topologii sieci wewnętrznej. Oznaczenia w tekście

Parametry rozkładów czasu do uszkodzenia i odnowy urządzeń FW są następujące: intensywność uszkodzeń EWi $\lambda_{EWi}=0,09$ 1/rok, intensywność uszkodzeń Lj $\lambda_{Lj} = 0,08$ 1/rok (topologia promieniowa) i $\lambda_{Lj} = 0,04$ 1/rok (topologia pierścieniowa), intensywność uszkodzeń TG $\lambda_{TG} = 0,02$ 1/rok,

intensywność uszkodzeń TU i SZ $\lambda_{TU+SZ} = 0,03$ 1/rok, intensywność uszkodzeń ZE $\theta_{ZE} = 0,005$ 1/rok, intensywność odnowy $\gamma_U = 182,5$ 1/rok – dotyczy EWi, Lj, TG, TU i SZ oraz intensywność odnowy ZE $\xi_{ZE} = 121,667$ 1/rok.

Tablica 1 przedstawia prawdopodobieństwa kombinacji EW jednocześnie znajdujących się w stanie zdatności.

Tablica 1. Wartości prawdopodobieństwa wystąpienia kombinacji EW jednocześnie znajdujących się w stanie zdatności (niezawodność a priori) dla dwóch topologii sieci wewnętrznej

Kombinacja EW jednocześnie znajdujących się w stanie zdatności	Prawdopodobieństwo kombinacji EW jednocześnie znajdujących się w stanie zdatności	
	t. promieniowa	t. pierścieniowa
EW1,EW2,EW3,EW4	0,996573	0,996491
EW1,EW2,EW3	0,000489	0,000788
EW1,EW2,EW4	0,000489	0,000788
EW1,EW3,EW4	0,000489	0,000747
EW1,EW3	$2,39 \cdot 10^{-7}$	$5,90 \cdot 10^{-7}$
EW1,EW4	$2,39 \cdot 10^{-7}$	$5,13 \cdot 10^{-7}$
EW1	$2,53 \cdot 10^{-10}$	$7,80 \cdot 10^{-8}$
EW2,EW3,EW4	0,000489	0,000747
EW2,EW3	$2,39 \cdot 10^{-7}$	$5,13 \cdot 10^{-7}$
EW2,EW4	$2,39 \cdot 10^{-7}$	$5,90 \cdot 10^{-7}$
EW2	$2,53 \cdot 10^{-10}$	$7,80 \cdot 10^{-8}$
EW3,EW4	0,000516	$4,93 \cdot 10^{-7}$
EW3	$2,53 \cdot 10^{-10}$	$3,51 \cdot 10^{-10}$
EW4	$2,53 \cdot 10^{-10}$	$3,51 \cdot 10^{-10}$
BRAK	0,000438	0,000436

Z tablicy 1 wynika, że w obu przypadkach topologii sieci prawdopodobieństwo wszystkich EW znajdujących się w stanie zdatności jest największe w stosunku do prawdopodobieństw wystąpienia innych kombinacji. Jest ono o 0,0082% większe dla topologii promieniowej w porównaniu z pierścieniową. Najmniejsze prawdopodobieństwa są dla pojedynczych kombinacji EW. O wyższej niezawodności topologii pierścieniowej w stosunku do promieniowej świadczyć mogą większe prawdopodobieństwa w odniesieniu do trzech EW i niższe prawdopodobieństwo braku przynajmniej jednej EW.

Korzystając z wartości oczekiwanych mocy EW i obliczonych prawdopodobieństw kombinacji EW znajdujących się jednocześnie w stanie zdatności (Tablica 1) można wyznaczyć wartości oczekiwane mocy FW. Tablica 2 przedstawia wartości mocy farmy o obu topologiach sieci wyrażone w procentach wartości mocy uwzględniającej zdatność wszystkich urządzeń.

Z tablicy 2 wynika, że warianty niezawodności urządzeń FW w różnym stopniu wpływają na wartość oczekiwaną mocy. Wpływ ten zależy również od przyjętej topologii sieci wewnętrznej i założonej prędkości wiatru. W wariancie a priori niezawodności urządzeń można się spodziewać niewielkiego obniżenia wartości oczekiwanej mocy w stosunku do wartości podanej w ostatnim wierszu tablicy, przy czym wynosi ono 0,14% i 0,12% odpowiednio dla topologii promieniowej i pierścieniowej. W przypadku promieniowej, niezdatność EW1 powoduje obniżenie mocy od 23,53% przy $v_1 = [5-6]$ do 25,09% przy $v_1 = [9-10]$. Natomiast w przypadku pierścieniowej, obniżenie mocy w obu przypadkach prędkości wiatru jest o 0,02% mniejsze w stosunku do pro-

mieniowej. Niezdatność L1 skutkuje obniżeniem mocy od 51,51% przy $v_1 = [5-6)$ do 52,44% przy $v_1 = [9-10)$ – dla promieniowej i od 23,53% przy $v_1 = [5-6)$ do 25,09% przy $v_1 = [9-10)$ – dla pierścieniowej.

Tablica 2. Wartości oczekiwane mocy FW dla różnych stanów niezawodnościowych urządzeń i różnych prędkości wiatru, wyrażone w procentach mocy uwzględniającej zdatność urządzeń

Topologia/ wariant niezawodności urządzeń FW	Prędkość wiatru w lokalizacji EW1 [m/s]			
	<i>a priori</i>	$v_1=[5-6)$	$v_1=[7-8)$	$v_1=[9-10)$
Prom./ <i>a priori</i>	99,86%	99,86%	99,86%	99,86%
Pierśc./ <i>a priori</i>	99,88%	99,88%	99,88%	99,88%
Promieniowa/ niezdat. EW1	75,55%	76,47%	75,78%	74,91%
Pierścieniowa/ niezdat. EW1	75,57%	76,49%	75,80%	74,93%
Promieniowa/ niezdatna L1	48,34%	48,49%	47,97%	47,56%
Pierścieniowa/ niezdatna L1	75,55%	76,47%	75,78%	74,91%
Wartość oczekiwana mocy [kW]	2133,4	1094,7	2657,1	4946,0

5. WNIOSKI KOŃCOWE

W artykule zaprezentowano modele probabilistyczne wykorzystujące BN i PSM, przeznaczone do analizy niezawodności FW o różnych topologiach sieci wewnętrznej. Główną zaletą modeli jest uwzględnienie najważniejszych czynników technicznych decydujących o gotowości EW. Ważną cechą opracowanych modeli jest również łatwe wnioskowanie dotyczące prawdopodobieństw kombinacji EW jednocześnie znajdujących się w stanie zdatności, dla

zadanych stanów niezawodnościowych wybranych urządzeń FW. Wyznaczane prawdopodobieństwa można również wykorzystywać do obliczania wartości oczekiwanej mocy FW z uwzględnieniem jej niezawodności.

6. BIBLIOGRAFIA

1. Sobolewski R.A.: Analiza niezawodności układu wytwórczo-przylączeniowego turbiny wiatrowej wykorzystująca kryterium ekonomiczne zawodności, Przegląd Elektrotechniczny, R. 86 Nr 10/2010, s. 324–329.
2. Sannino A., Breder H., Nielsen E.K.: Reliability of collection grids for large offshore wind parks. 9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems KTH, Stockholm, Sweden – June 11–15, 2006.
3. Quinonez-Varela G., Ault G.W., Anaya-Lara O., McDonald J.R.: Electrical collector system options for large offshore wind farms. IET Renewable Power Generation, 2007, 1, (2), pp. 107–114.
4. Bahirat H.J., Mork B.A., Hoidalén H.K.: Comparison of wind farm topologies for offshore applications. IEEE Power and Energy Society General Meeting 2012.
5. Mabel M.C., Raj R.E., Fernandez E.: Analysis on reliability aspects of wind power. Renewable and Sustainable Energy Reviews 15 (2011) 1210–1216.
6. Ali M., Matevosyan J., Milanovic J.V.: Probabilistic assessment of wind farm annual energy production. Electric Power Systems Research 89 (2012) 70–79.
7. Darwiche A.: Modeling and reasoning with Bayesian networks. Cambridge University Press 2009.
8. Kjaerulff U.B., Madsen A.L.: Bayesian Networks and Influence Diagrams. A Guide to Construction and Analysis. Springer.
9. Grabski F.: Semi-Markowskie modele niezawodności i eksploatacji. Seria: Badania systemowe, tom 30. Polska Akademia Nauk, Instytut Badań Systemowych, Warszawa 2002.
10. Howard R.A.: Dynamic Probabilistic Systems. Volume II: Semi-Markov and Decision Processes. Dover Books on Mathematics, 2007.

WIND FARM AVAILABILITY MODELING BASED ON BAYESIAN NETWORKS AND SEMI-MARKOV PROCESSES

Factors that influence wind-farm output power also include the availability of a farm. The availability depends on: arrangements of a wind farm (WF), internal collection grid topology and reliability of electrical equipment included in WF (e.g. generators, transformers, cables, breakers, protective relays, busbars and so on). One of the measures of WF availability can be probability distribution of combinations of availability states of wind turbines generators (WTGs), where availability state means the WTG is able to generate and deliver power to external grid. This measure can be applied in e.g.: (1) study of different internal collection grid topologies and reliability of WF electrical equipment effects on availability of WF and (2) assessment of WF output power considering farm availability. In this work the probabilistic models of WF availability are presented. Because of stochastic nature of electrical equipment failures they rely on two modeling methods, i.e. Bayesian networks and semi-Markov processes. Both approaches allow taking into account the electrical equipment of WF, internal grid topology of WF and reliability characteristics of equipment. The case study of availability modeling is presented as well.

Keywords: wind energy, availability, Bayesian networks, semi-Markov processes

ZASTOSOWANIE METODY AHP DO PORÓWNIANIA KRYTERIÓW WYBORU LOKALIZACJI BUDOWY FARMY WIATROWEJ

Alicja STOLTMANN

Politechnika Gdańska Wydział Elektrotechniki i Automatyki
e-mail: a.stoltmann@ely.pg.gda.pl

Streszczenie: W artykule przedstawiono opis oraz porównanie kryteriów wyboru lokalizacji farmy wiatrowej. Kryteria te uwzględniają pomiary wietrzności na rozpatrywanym terenie, lokalizację turbin wiatrowych, lokalizację linii elektroenergetycznej służącej do przesyłu wyprodukowanej energii elektrycznej od farmy wiatrowej do stacji elektroenergetycznej (GPZ), infrastrukturę towarzyszącą, warunki techniczne przyłączenia do sieci elektroenergetycznej oraz otoczenie projektu.

Do porównania kryteriów zastosowano metodę AHP (Analytic Hierarchy Process) przyporządkowując skalę ocen preferencji od 1 do 9. Ustalony ranking kryteriów, biorący pod uwagę wpływ kryteriów na powodzenie projektu budowy farmy wiatrowej wskazał, że najważniejszym kryterium głównym jest kryterium związane z uzyskaniem decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla obszaru farmy wiatrowej.

Słowa kluczowe: Analytic Hierarchy Process, proces inwestycyjny w energetyce

1. WPROWADZENIE

Krajowy System Elektroenergetyczny wymaga modernizacji ze względu na wyeksploatowane bloki elektrowni węglowych oraz konieczność realizacji postanowień Dyrektywy UE [1] nakładającej na państwa członkowskie obowiązek rozwoju energetyki odnawialnej. Do odnawialnych źródeł energii należy zaliczyć m.in. energię wiatru, która przekształcona w energię elektryczną za pomocą turbin wiatrowych pozwala na produkcję energii bez emisji zanieczyszczeń do atmosfery. Dynamiczny rozwój energetyki wiatrowej może przyczynić się do wypełnienia zobowiązań wynikających z pakietu energetyczno-klimatycznego UE.

W niniejszym opracowaniu proces inwestycyjny farmy wiatrowej obejmuje czas od momentu prac przygotowawczych inwestycji budowy farmy wiatrowej do uzyskania pozwolenia na budowę. Proces inwestycyjny podzielono na 9 głównych zagadnień uwzględniając: pomiary wietrzności, dokumenty planistyczne, decyzję środowiskową oraz prawo do terenu dla wyprowadzenia mocy oraz dla obszaru farmy wiatrowej, warunki techniczne przyłączenia do sieci, a także otoczenie projektu. Mnogość wymienionych zagadnień świadczy o dużym stopniu komplikacji procesu inwestycyjnego i powoduje, że trwa on kilka lat.

2. OPIS METODY AHP

Metoda AHP (ang. *Analytic Hierarchy Process*) jest metodą opracowaną przez T.L. Saaty'ego [2]. Jest to metoda wielokryterialnej analizy problemów decyzyjnych. Metoda ta pomimo swojego zaawansowania matematycznego i czasochłonności obliczeń jest stosowana w wielu dziedzi-

nach, np. politologii, zarządzaniu do ocen różnego rodzaju przedsięwzięć a także w złożonych zagadnieniach techniczno-gospodarczych. Jest to także jedna z najszybciej rozwijających się i najbardziej znanych na świecie metod, ponieważ łączy ze sobą koncepcje z dziedziny matematyki i psychologii. Dużą zaletą metody jest porównywanie wybranych elementów parami i nadawanie im preferencji względnej określonej słownie np. jednakowe znaczenie, słaba przewaga. Poszczególne preferencje odpowiadają konkretnym liczbom, w skali porównań T.L. Saaty'ego [2] (tablica 1). Nadawanie preferencji względnej jest ogromną zaletą metody, gdyż oceny są subiektywne i podlegają ocenie eksperckiej, co dodatkowo zwiększa poprawność merytoryczną wyników. Porównanie kryteriów parami pozwala na jednoczesne uporządkowanie ich pod względem jakościowym (dotyczącym porządku przewagi jednego kryterium nad drugim) i ilościowym (wskazuje o ile jedno kryterium jest ważniejsze od drugiego).

Tablica 1. Skala porównań parami wg. [2]

Skala ważności	Definicja	Opis
1	równe znaczenie	oba działania przyczyniają się w równym stopniu do osiągnięcia celu
3	słaba przewaga	słaba przewaga jednego elementu w stosunku do drugiego
5	duża przewaga	duża przewaga jednego elementu w stosunku do drugiego
7	bardzo duża przewaga	bardzo duża przewaga jednego elementu w stosunku do drugiego
9	absolutna przewaga	przewaga jednego elementu w stosunku do drugiego jest na najwyższym możliwym poziomie
2, 4, 6, 8	wartości pośrednie	wartości środkowe skali do wyrażenia opinii kompromisowych
Odwrotność skal (1/3, ..., 1/9)		jeżeli element i otrzyma ocenę z powyższej skali, będącą porównaniem z elementem j , to j ma odwrotną wartość

Analiza kryteriów wyboru lokalizacji farmy wiatrowej metodą AHP składa się z dwóch etapów:

1. Zdefiniowanie celu głównego problemu decyzyjnego oraz kryteriów przyczyniających się do osiągnięcia celu i umieszczenie ich w modelu hierarchicznym. Na poziomie pośrednim znajdują się kryteria cząstkowe wpływające na stopień realizacji celu nadrzędnego.

2. Określenie preferencji względnej przez porównanie parami kryteriów głównych oraz kryteriów cząstkowych, następnie obliczenie względnej dominacji czynników. Wybór najistotniejszego kryterium mającego największy wpływ na realizację celu nadrzędnego.

Aby dokonać porównania parami poszczególnych kryteriów należy umieścić je w kwadratowej macierzy porównań parami typu $(n \times n)$. Macierz porównań parami składa się z n jedynek umieszczonych na głównej diagonalnej. Porównania dokonuje się poprzez wskazanie wpływu elementów z lewej strony macierzy na elementy znajdujące się na górze macierzy. Poniżej głównej diagonalnej znajdują się odwrotności porównań parami, wzór macierzy A zamieszczono poniżej:

$$A = \begin{bmatrix} 1 & a_{12} & \dots & a_{1n} \\ \frac{1}{a_{12}} & 1 & \dots & a_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{1}{a_{1n}} & \frac{1}{a_{2n}} & \dots & 1 \end{bmatrix} \quad (1)$$

Ze względu na odwrotności porównań parami, i -ty wiersz jest odwrotnością i -tej kolumny, a więc zachodzi równość:

$$A\mathbf{w} = n\mathbf{w} \quad (2)$$

gdzie: \mathbf{w} – wektor kolumnowy o składowych w_1, w_2, \dots, w_n

Składowe wektora własnego w stanowią wektor priorytetów poszczególnych kryteriów ze względu na cel główny analizy. Aby go wyznaczyć należy zastosować wzór

$$\mathbf{w} = \sum_{j=1}^n w_j a_{ij} \quad (3)$$

Jedną z najważniejszych wielkości wyznaczanych w metodzie AHP jest największa wartość własna macierzy i jest jedną z miar zgodności porównań odzwierciedlających proporcjonalność preferencji. Wartość własną macierzy wyznacza się ze wzoru:

$$\lambda_{\max} = \frac{1}{w_i} \sum_{j=1}^n a_{ij} w_j \quad (4)$$

Porównania parami są konsekwentne, jeśli λ_{\max} jest zbliżone do n [3].

Drugą wielkością konieczną do uzyskania w metodzie AHP jest współczynnik niespójności CI (ang. *Consistency Index*), który wyznacza odchylenie od zgodności. Wyznacza się go ze wzoru:

$$CI = \frac{\lambda_{\max} - n}{n - 1} \quad (5)$$

Ostatnim wskaźnikiem spójności porównań parami jest współczynnik niezgodności CR (ang. *Consistency Ratio*), określający stopień, w jakim porównania ważności charakterystyk są niezgodne ze sobą. Wskaźnik ten wyznacza się ze wzoru:

$$CR = \frac{CI}{RI} \quad (6)$$

gdzie RI (ang. *Random Indeks*) to losowy indeks niezgodności.

Wielkości RI oszacowane przez T.L. Saaty'ego przedstawiono w opracowaniach [4, 5]

3. OPIS KRYTERIÓW

W celu porównania kryteriów oceny lokalizacji budowy farmy wiatrowej wyróżniono kryteria główne, które następnie podzielono na kryteria cząstkowe.

Oceniając daną lokalizację budowy farmy wiatrowej należy ocenić obszar pod względem możliwości wykorzystania energii wiatru. W tym celu należy przeprowadzić pomiary wiatru umieszczając urządzenia pomiarowe potencjału energetycznego wiatru na masztach pomiarowych. Pomiary siły wiatru przeprowadza się zwykle przez okres 1 roku. W przypadku chęci uzyskania bardziej miarodajnych danych zaleca się wykonywanie pomiarów przez dłuższy okres czasu (zazwyczaj do 5 lat).

Energia elektryczna produkowana przez farmę wiatrową jest wyprowadzona linią elektroenergetyczną połączoną z siecią elektroenergetyczną. Należy, zatem uwzględnić uwarunkowania planistyczne, terenowe i środowiskowe dla budowy wytworzenia mocy. W przypadku, gdy linia elektroenergetyczna nie jest uwzględniona w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego (MPZP) należy złożyć wniosek o zmianę bądź sporządzenie MPZP lub uzyskać decyzję o lokalizacji inwestycji celu publicznego. Istotny wpływ na czas uzyskania wymienionych dokumentów ma technologia wykonania, napięcie linii elektroenergetycznej oraz jej długość.

Obszar farmy wiatrowej również musi być uwzględniony w MPZP, w przeciwnym wypadku plan należy zmienić lub, w przypadku braku MPZP lub studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego, uchwalić plan lub studium.

Uzyskanie ostatecznej decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla farmy wiatrowej również jest procesem długotrwałym i wielowątkowym z uwagi na ilość opracowań, jakie należy wykonać, aby decyzję uzyskać. Dokładna analiza otoczenia lokalizacji budowy farmy wiatrowej, określająca czy w jej pobliżu nie znajdują się obszary lub formy ochrony przyrody oraz tereny chronione akustycznie, pozwala zminimalizować ryzyko uzyskania negatywnej decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach.

Ważnym opracowaniem na drodze uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach jest wykonanie raportu środowiskowego, który następnie jest uzgadniany z Regionalnym Dyrektorem Ochrony Środowiska oraz jest opiniowany przez odpowiedniego Inspektora Sanitarnego. W celu wykonania raportu środowiskowego należy przeprowadzić analizy przyrodnicze, które często muszą być realizowane w określonych porach roku (np. okresy migracji ptaków) i w efekcie mogą doprowadzić do uzyskania negatywnej decyzji o środowiskowych oddziaływaniach dla farmy wiatrowej, lub uzyskania pozwolenia na pracę farmy wiatrowej w określonych porach roku, co zmniejsza opłacalność inwestycji.

Na etapie planowania budowy farmy wiatrowej inwestor zabezpiecza nieruchomości gruntowe tak, aby po uzyskaniu wszystkich niezbędnych pozwoleń i decyzji móc rozpocząć budowę farmy wiatrowej oraz infrastruktury towarzyszącej.

Aby produkowana przez farmę wiatrową energia elektryczna dotarła do odbiorcy niezbędne jest zawarcie umowy przyłączeniowej z operatorem sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej. Pierwszym krokiem do zawarcia umowy jest uzyskanie warunków przyłączeniowych. Aby je uzyskać inwestor musi wykazać, że posiada wszystkie niezbędne dokumenty, aby móc uzyskać warunki przyłączenia.

4. MODEL HIERARCHICZNY I ANALIZA ZAGADNIENIA

Problem decyzyjny w metodzie AHP przedstawia się w postaci hierarchicznej ilustrującej podział wszystkich kryteriów na kryteria główne oraz kryteria cząstkowe. Kryteria cząstkowe są porównywalne parami w odniesieniu do kryteriów głównych. Kryteria te mają wpływ na cel główny problemu decyzyjnego, znajdującego się na czele hierarchii i obejmują wszystkie elementy wskazane przez grupę ekspertów.

Tablica 2. Zestawienie kryteriów głównych i kryteriów cząstkowych

A	Pomiary wietrzności
A1	Kompletność pomiarów
A2	W jakim okresie wykonano pomiary
A3	Odległość pomiędzy urządzeniem pomiarowym a wysokością wieży
B	Dokumenty planistyczne – wyprowadzenie mocy
B1	Technologia wykonania linii
B2	Przewidywana długość linii
B3	Wysokość napięcia linii
B4	Ilość dokumentów do uzyskania
B5	Konieczność zmiany przeznaczenia gruntów rolnych i leśnych
C	Decyzja środowiskowa – wyprowadzenie mocy
C1	Linia zlokalizowana na terenach chronionych przyrodniczo
C2	Wykonanie raportu środowiskowego
C3	Wykonanie opracowań przyrodniczych
C4	Uzgodnienia raportu środowiskowego z RDOŚ i PIS
C5	Protesty społeczne w zakresie budowy linii
D	Prawo do terenu – wyprowadzenie mocy
D1	Długość linii
D2	Napięcie linii
D3	Technologia wykonania linii
D4	Koszt uzyskania prawa do terenu
D5	Lasy na trasie linii
D6	Ilość działek ewidencyjnych znajdujących się na trasie linii
D7	Przeprowadzenie rozmów z właścicielami terenów na temat możliwości lokalizacji linii
D8	Wstępne zgody właścicieli terenów na lokalizację linii
E	Warunki techniczne przyłączenia do sieci elektroenergetycznej
E1	Dokumenty planistyczne potwierdzające dopuszczalność lokalizacji FW
E2	Tytuł prawny do terenu
E3	Sieć el. en. operatora umożliwiająca przyłączenie FW o planowanej mocy elektrycznej
E4	Inne podmioty ubiegające się o wydanie warunków przyłączenia w wybranym punkcie przyłączenia

Poprawność merytoryczna wyników analizy jest uzależniona od wiedzy i doświadczenia ekspertów dokonujących oceny kryteriów i stanów zaawansowania rozważanych projektów. Na potrzeby niniejszej analizy współpracowano ze specjalistami realizującymi projekty budowy farm wiatrowych po stronie inwestora.

Zgodnie z metodą AHP kryteria zostały umieszczone w tabeli i następnie porównane parami uwzględniając kryterium ważności jednego elementu względem drugiego. Porównania dokonano według skali opisanej w tablicy 1. uzyskując macierz, której następnie wyznaczono wartości własne, wektor własny oraz wartość własną. Wyznaczono także wskaźniki niespójności, spójności oraz niezgodności (odpowiednio *CI*, *CR*, *RI*).

Dla omawianego przykładu struktura hierarchiczna składa się z:

- celu głównego: wpływ czynników na czas uzyskania pozwolenia na budowę farmy wiatrowej,
- kryteriów głównych (A, B,...,I),
- kryteriów cząstkowych (A1, A2,..., B1, B2,..., I4).

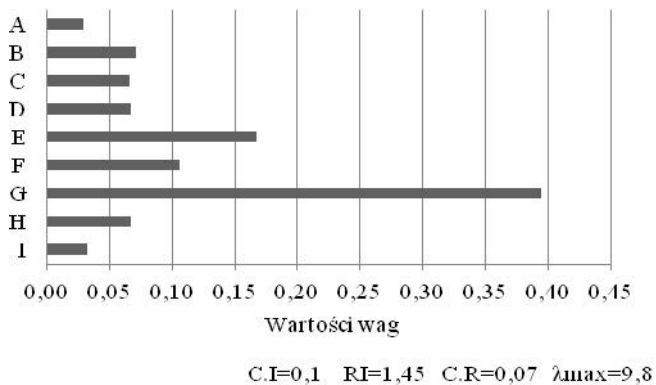
Metoda AHP pozwala na analizę rozbudowanych struktur hierarchicznych procesów decyzyjnych. W omawianym przykładzie wytypowano 9 kryteriów głównych oraz 46 kryteriów cząstkowych, co przedstawiono w tablicy 2.

F	Dokumenty planistyczne – farma wiatrowa
F1	Komplet dokumentów planistycznych umożliwiających lokalizację FW
F2	Stan planistyczny obszaru lokalizacji FW
F3	Konieczność zmiany przeznaczenia gruntów rolnych i leśnych
G	Decyzja środowiskowa – farma wiatrowa
G1	Obszar FW zlokalizowany na terenie chronionym przyrodniczo
G2	Obszary ochrony przyrody w sąsiedztwie FW
G3	Uzgodnienie raportu środowiskowego z RDOŚ i PIS
G4	Wykonanie opracowań przyrodniczych
G5	Istnienie zagrożeń wynikających z uwarunkowań środowiskowych np. migracja ptaków, lokalizacje w pobliżu gniazd gatunków chronionych
G6	Obszar FW zlokalizowany w odległości pow. 200 m od terenów leśnych, zadrzewień, oczek wodnych
G7	Tereny chronione akustycznie znajdujące się w bezpiecznej odległości (700–800 m)
G8	Protesty społeczne w zakresie budowy FW
H	Prawo do terenu – farma wiatrowa
H1	Posiadane prawo do terenu obejmujące lokalizacje infrastruktury towarzyszącej
H2	Koszt uzyskania terenu na cele budowlane
H3	Roczny koszt korzystania z gruntu po wybudowaniu FW
H4	Przeprowadzenie rozmów z właścicielami terenów na temat możliwości lokalizacji FW
H5	Wstępne zgody właścicieli terenów na lokalizację turbin wiatrowych
H6	Ilość turbin przypadająca na 1 działkę ewidencyjną
I	Otoczenie projektu
I1	Poparcie projektu budowy przez wójta/burmistrza/prezydenta miasta
I2	Poparcie projektu budowy przez radę gminy/miasta
I3	Akceptowalność projektu budowy przez lokalną społeczność
I4	Przeprowadzenie działań promocyjnych w ramach projektu

Następnie powtórzono schemat czynności analizując wpływ poszczególnych kryteriów cząstkowych na kryteria główne oraz na cel nadrzędny, co omówiono w części artykułu opisującej wyniki analizy.

5. WYNIKI ANALIZY

Całość analizy metodą AHP przeprowadzono w arkuszu MS Excel. W procesie analizy eksperckiej wytypowano 9 kryteriów głównych następnie dokonano porównania parami poszczególnych kryteriów zgodnie ze skalą opracowaną przez T.L. Saaty'ego [2] (przedstawioną w tab. 1) oraz wyznaczono wektor preferencji, co przedstawiono na rys. 1.



Rys. 1. Wyniki porównania parami kryteriów głównych

Jak wynika z analizy metodą AHP przeważający wpływ na czas uzyskania pozwolenia na budowę farmy wiatrowej ma uzyskanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach (0,395). Spowodowane jest to skomplikowaniem procedury mającej na celu uzyskanie decyzji i wysokim ryzykiem nieuzyskania decyzji z przyczyn lokalnych (często trudnych do wstępnego oszacowania) uwarunkowań środowiskowych. W drugiej kolejności na realizację celu nadrzędnego wpływa uzyskanie warunków technicznych przyłączenia do sieci elektroenergetycznej (0,168). Jest to spowodowane ilością dokumentów (i długością procedur ich uzyskania), jakie należy uzyskać, aby móc ubiegać się o wydanie warunków przyłączeniowych (m.in. uwzględnienie lokalizacji farmy wiatrowej w dokumentach planistycznych na danym terenie). Najmniejszy wpływ na spełnienie celu głównego ma pomiar wietrzności na danym terenie (0,029), ponieważ nawet w przypadku, gdy inwestor nie posiada pomiarów wietrzności, może prowadzić je równoległe wraz z procedurami uzyskiwania pozostałych pozwoleń oraz skorzystać z danych meteorologicznych lub statystycznych.

6. PODSUMOWANIE

Metoda AHP, choć czasochłonna, przy dużej liczbie kryteriów głównych oraz kryteriów cząstkowych jest dosko-

nałym narzędziem do analizowania zagadnień związanych z analizą lokalizacji inwestycji w energetyce. Jak pokazano na przykładzie porównania kryteriów mających na celu skrócenie czasu potrzebnego na uzyskanie pozwolenia na budowę farmy wiatrowej metoda AHP pozwala na analizę problemów realnie występujących.

W wyniku analizy wskazano, iż najważniejszymi kryteriami głównymi są uzyskanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla obszaru farmy wiatrowej oraz uzyskanie warunków technicznych przyłączenia do sieci elektroenergetycznej.

Jak wspomniano, metoda AHP jest czasochłonna dla dużej liczby kryteriów głównych i cząstkowych. Jest także tematem wielu prac naukowych i badawczych, dzieląc tym samym naukowców na zwolenników i przeciwników metody. Pomimo krytycznych głosów popartych różnymi dowodami, proces podejmowania decyzji metodą AHP znajduje zastosowanie w praktyce, ze względu na udział ekspertów w trakcie dokonywania analizy. Zarówno odpowiedni dobór grupy ekspertów, poprawne wykonanie obliczeń matematycznych oraz krytyczna analiza wyników warunkują sens stosowania metody AHP w analizach inwestycji w energetyce.

7. BIBLIOGRAFIA

1. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych z dnia 23 kwietnia 2009 r.
2. Saaty T. L.: How to make a decision: The Analytic Hierarchy Process, Eur. J. Oper. Res., 1990.
3. Plazibat N., Babic Z.: Ranking of enterprises based on multicriterial analysis, Int. J. Prod. Econ., Nr 97, 1998, s. 29–35.
4. Downarowicz O., Krause J., Sikorski M., Stachowski W.: Zastosowanie metody ahp do oceny i sterowania poziomem bezpieczeństwa złożonego obiektu technicznego, P. Gdań. Wydz. Zarz. i Ekon. Zakł. Erg. i Eksp. Syst. Tech., 2000, s. 7–42.
5. Adamus W., Gręda A.: Wspomaganie decyzji wielokryterialnych w rozwiązywaniu wybranych problemów organizacyjnych i menedżerskich, Badania operacyjne i Decyz., 2005 s. 5–36.

APPLICATION OF AHP METHOD FOR COMPARING THE CRITERIA USED IN LOCATING WIND FARMS

The article presents description and comparison of criteria used for choosing the localization of a wind farm. The criteria include measurements of wind kinetic energy on a given location, location of wind turbines, location of transmission line which is used for power transfer from wind farm to substation, location of local infrastructure and grid connection related with technical requirements and project's environment.

In order to compare the above mentioned criteria AHP (Analytic Hierarchy Process) method was used, with 1 to 9 point scale. As far as matching preferences with criteria is concerned it embraces issues of obtaining decisions and permissions. The aim of the article is to create a ranking of criteria in their correlation to probability of project success.

After analysis indicated that the dominant influence on the time to obtain a permit for the construction of a wind farm is to obtain the environmental conditions for the wind farm area and obtaining issue terms of connection to the transmission grid.

Keywords: Analytic Hierarchy Process (AHP), investment process

ZINTEGROWANA METODA OPTIMALIZACJI UKŁADU POŁĄCZEŃ I DOBORU KABLI DLA WEWNĘTRZNEJ SIECI FARMY WIATROWEJ

Andrzej WĘDZIK

Politechnika Łódzka, Instytut Elektroenergetyki, 90-924 Łódź, ul. Stefanowskiego 18/22
tel.: (42) 631 26 08; e-mail: andrzej.wedzik@p.lodz.pl

Streszczenie: Sieć wewnętrzna farmy wiatrowej przypomina rozległą strukturę sieciową. Turbiny wiatrowe, rozmieszczone są na dużych obszarach terenu, a łączące je linie kablowe osiągają długości kilkudziesięciu kilometrów. Koszty budowy takiej sieci stanowią znaczący element całej inwestycji. Należy więc, już na etapie projektowania, dążyć do takiej konfiguracji układu połączeń wewnętrznych farmy wiatrowej, aby przy jednoczesnym spełnieniu warunków technicznych koszty takiego przedsięwzięcia były najniższe. Dotychczas, zazwyczaj dokonywano tego w dwóch niezależnych procesach. Najpierw określano strukturę sieci, zapewniającą najkrótsze możliwe połączenia pomiędzy turbinami, a następnie, co tak określonej struktury, dobierano odpowiednie kable, spełniające wymagania techniczne. Jednak czy przy takim podejściu projektowym zapewniony był optymalny (najniższy) koszt inwestycji? W artykule przedstawiona została odpowiedź na tak postawione pytanie. Zaprezentowana została metoda realizacji wytyczonego w tytule celu. Przytoczone zostały przykłady obliczeń i porównania wyników dla metod optymalnego doboru struktury połączeń i przekrojów kabli sieci wewnętrznej farmy wiatrowej: dwuetapowej i zintegrowanej. Wykazano przydatność zastosowania metody nieliniowej optymalizacji całkowitoliczbowej (*Mixed Integer Non-linear Programming* – MINLP), do określania optymalnej struktury sieci kablowych, na terenie farmy wiatrowej.

Słowa kluczowe: Optymalizacja, energetyka odnawialna, farmy wiatrowe.

1. WPROWADZENIE

Projektanci farm wiatrowych stają przed wieloma problemami technicznymi i ekonomicznymi, które muszą rozwiązać w początkowym etapie inwestycji [1–3]. Wielokrotnie stają oni przed dylematem wyboru najlepszych i najbardziej ekonomicznych rozwiązań. Standardy gospodarki rynkowej oraz zwykła dbałość o finanse inwestora, wymagają, aby wydatki, na każdym etapie budowy farmy wiatrowej, były jak najniższe.

Określanie struktury sieci wewnętrznej farmy wiatrowej, obejmującej połączenia pomiędzy poszczególnymi turbinami oraz dobór odpowiednich przekrojów kabli, realizujących te połączenia, to drugi pod względem wielkości (po zakupie turbin) nakład inwestycyjny, decydujący o kosztach całego projektu. W praktyce, na tym etapie projektowania, projektant dąży do zapewnienia możliwie najkrótszych połączeń pomiędzy turbinami oraz GPZ farmy wiatrowej [4]. W procesie wyboru struktury połączeń należy uwzględnić sprawy związane z prawem własności gruntów oraz możliwe, ze względów technicznych, trasy prowadzenia kabli. Przy doborze przekrojów kabli priorytetem jest spełnienie, wymaganych przepisami, ograniczeń technicznych, takich jak: dopuszczalna, długotrwała obciążalność prądowa kabli czy dopuszczalne spadki napięć. Nie należy jednak przy tym

zapominać o tym, aby dobór ten zapewnił minimum kosztów zakupu kabli, niezbędnych do realizacji wszystkich zaplanowanych połączeń.

Opisane powyżej etapy projektowania, zazwyczaj wykonywane są w dwóch niezależnych procesach. Jak należało przypuszczać rozdzielone w ten sposób zadania, choć optymalne w pojedynczym działaniu, nie zapewniają najlepszego rozwiązania jednoczesnego, zintegrowanego procesu doboru układu połączeń i przekrojów kabli dla wewnętrznej sieci farmy wiatrowej.

W prezentowanym artykule, autor koncentruje się na sformułowaniu i analizie zintegrowanego algorytmu rozwiązania problemu jednoczesnego określenia doboru struktury połączeń i przekrojów kabli sieci wewnętrznej farmy wiatrowej. Pokazuje możliwości zastosowania metody nieliniowej optymalizacji całkowitoliczbowej (*Mixed Integer Non-linear Programming* – MINLP) [5], do rozwiązania takiego problemu. Przytoczone zostały przykłady obliczeń i porównania wyników dla metod optymalnego doboru struktury połączeń i przekrojów kabli sieci wewnętrznej farmy wiatrowej: dwuetapowej i zintegrowanej.

2. MODEL MATEMATYCZNY PROBLEM

Postać funkcji celu:

$$K_{\text{całkowity}} = K_{\text{zakup kabli}} = 3 \cdot \sum_{\substack{i>1 \\ i \neq j}}^{LW} \sum_{j=1}^{LW} \sum_{p=1}^{LPK} L_{j,i} \cdot X_{j,i} \cdot Z_{i,p} \cdot K_p \quad (1)$$

Dobór optymalnej struktury sieci oparty został na algorytmie minimalnego drzewa rozpinającego (*Minimum Spanning Tree*) w postaci uwzględniającej pojedyncze przepływy sieciowe (*single-commodity flow*). Postać odpowiednich równań, realizujący powyższy algorytm, jest następująca [11]:

$$\sum_{i=1}^{LW} X_{i,j} = 1, \quad \forall j = 2 \dots LW \quad (2)$$

$$\sum_{i=1}^{LW} Y_{i,j} - \sum_{i>1}^{LW} Y_{j,i} = 1, \quad \forall j = 2 \dots LW \quad (3)$$

$$X_{i,j} \leq Y_{i,j}, \quad \forall i = 1 \dots LW; \forall j = 2 \dots LW \quad (4)$$

$$Y_{i,j} \leq (LW - d_i) \cdot X_{i,j}, \quad \forall i = 1 \dots LW; \forall j = 2 \dots LW \quad (5)$$

Równania sieciowe uzupełniane są równaniami opisującymi ograniczenia techniczne, które są konieczne do spełnienia w projektowanej sieci:

Dopuszczalna, długotrwała obciążalność prądowa dla każdego odcinka linii:

$$\sum_{p=1}^{LPK} Idd_p \cdot Z_{i,p} \geq \sum_{j=1}^{LW} I_{N \text{ turbiny}} \cdot Y_{j,i}, \quad \forall i = 2 \dots LW \quad (6)$$

Dopuszczalne spadki napięcia dla każdego odcinka linii:

$$\sqrt{3} \cdot \sum_{\substack{i>1 \\ i \neq j}}^{LW} \sum_{j=1}^{LW} \sum_{p=1}^{LPK} L_{j,i} \cdot X_{j,i} \cdot I_{N \text{ turbiny}} \cdot Y_{j,i} \cdot Z_{i,p} \cdot (R_p \cos \varphi + XL_p \sin \varphi) \leq \Delta U_{\max}, \quad \forall i = 2 \dots LW \quad (7)$$

Zmienne występujące w powyższych równaniach:

- $X_{i,j}$ – zmienne decyzyjne (binarne) wyboru połączenia pomiędzy węzłami i, j (wymiar $LW \times LW$);
- $Y_{i,j}$ – zmienne przepływów sieciowych pomiędzy węzłami i, j (wymiar $LW \times LW$);
- $Z_{i,p}$ – zmienne decyzyjne (binarne) wyboru danego przekroju kabla dla odcinka i, j sieci (wymiar $LW \times LPK$).

Symbole i oznaczenia użyte w powyższych równaniach:

- LW – liczba turbin (węzłów sieci wewnętrznej farmy wiatrowej);
- LPK – liczba przekrojów kabli w typoszeregu;
- $L_{i,j}$ – macierz odległości pomiędzy węzłami i, j (wymiar $LW \times LW$) [km];
- K_p – jednostkowy koszt 1 km kabla o przekroju s_j z typoszeregu kabli [zł/km];
- Idd_p – dopuszczalna, długotrwała obciążalność kabla o przekroju s_j z typoszeregu kabli [A];
- $I_{N \text{ turbiny}}$ – prąd znamionowy pojedynczej turbiny [A];
- R_p – rezystancja jednostkowa kabla o przekroju s_j z typoszeregu kabli [Ω /km];
- XL_p – reaktancja indukcyjna, jednostkowa kabla o przekroju s_j z typoszeregu kabli [Ω /km];
- ΔU_{\max} – maksymalny, dopuszczalny spadek napięcia dla odcinka i, j linii kablowej.

3. PRZYKŁADY OBLICZENIOWE

W celu przetestowania i sprawdzenia przydatności zaproponowanej metody, przeprowadzone zostały obliczenia dla lokalizacji turbin na terenie realnej farmy wiatrowej, dla której przeprowadzana była ekspertyza wpływu przyłączenia tej farmy na pracę KSE. Analizie porównawczej poddane zostały następujące warianty określania optymalnej struktury sieci i doboru kabli:

- Rozdzielny, dwuetapowy algorytm optymalizacyjny, polegający na:
 - określaniu optymalnego układu połączeń pomiędzy turbinami z wykorzystaniem algorytmu minimalnego drzewa rozpinającego (1 etap),
 - optymalny dobór kabli do określonego w 1 etapie układu połączeń (2 etap).

Oba etapy mają postać liniową i do ich rozwiązania możliwe jest bezpośrednie wykorzystanie metod programowania całkowitoliczbowego, z udziałem zmiennych binarnych (MIP).

- Zintegrowany, jednoetapowy algorytm optymalizacji układu połączeń i doboru kabli dla wewnętrznej sieci farmy wiatrowej.

Zastosowany model jest w tym przypadku nieliniowy, całkowitoliczbowy, z udziałem zmiennych binarnych (MINLP). W obliczeniach porównawczych przyjęto, że połączenia pomiędzy turbinami dokonywane są za pomocą

pojedynczej linii kablowej (wykluczono połączenia liniami równoległymi). W obliczeniach wykorzystane zostały następujące „silniki” obliczeniowe:

- AlphaECP (do problem MINLP),
- FICO® Xpress Optimization Suite v. 7.8 64-bit (do problem MIP),
- IBM ILOG CPLEX Optimizer v. 12.6 (do problem MIP),
- GUROBI Optimizer v. 6.0 (do problem MIP).

W artykule wykorzystano dane kabli XRUHAKXS 18/30 kV jednego z wiodących, polskich producentów kabli – firmy TELE-FONIKA Kable Sp. z o.o. S.K.A.

Przedstawione zostały 3 warianty obliczeniowe:

- wariant 1** – porównanie optymalnej struktury sieci przy uwzględnieniu wyłącznie ograniczeń technicznych;
- wariant 2** – porównanie optymalnej struktury sieci przy uwzględnieniu ograniczeń technicznych i określonej liczby sekcji;
- wariant 3** – porównanie optymalnej struktury sieci przy uwzględnieniu ograniczeń technicznych, określonej liczby sekcji i określonej liczby przekrojów kabli.

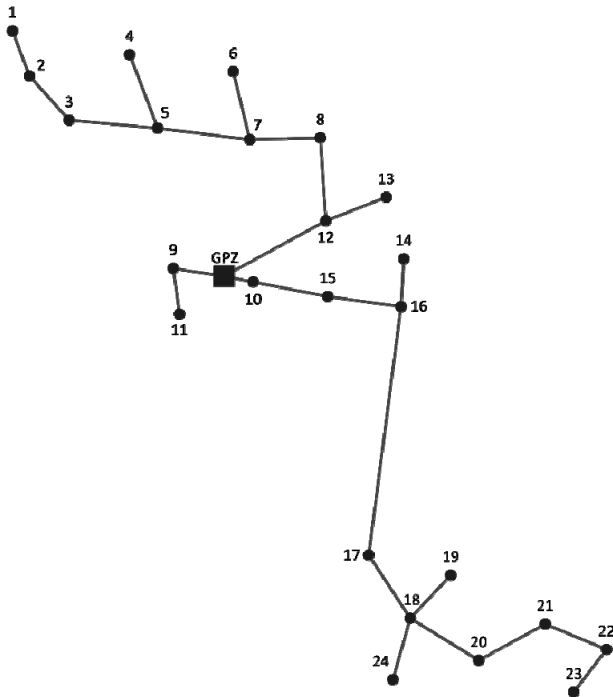
Zestawienie wyników obliczeń, dla otrzymanych struktur sieci wewnętrznej farmy wiatrowej, zaprezentowane zostały na rys. 1÷4 (warianty 1 i 3) oraz przedstawione w tabeli 1 (wszystkie warianty).

4. WNIOSKI

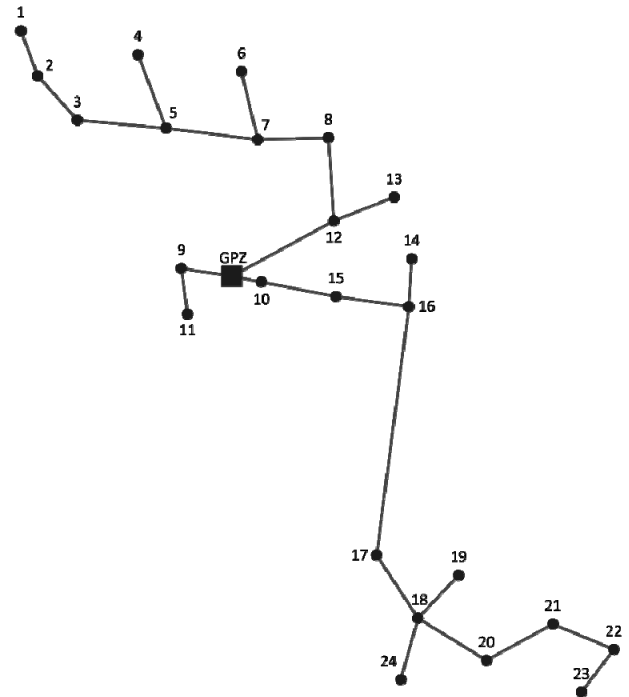
Zaprezentowana w artykule analiza porównawcza dwóch metod określania optymalnej struktury sieci farmy wiatrowej, wykazała, że rozwiązywanie tego problemu w dwóch niezależnych procesach nie zapewnia optymalnego sposobu realizacji inwestycji. Wykazano jednocześnie przydatność wykorzystania metoda nieliniowego programowania całkowitoliczbowego, z udziałem zmiennych binarnych (*Mixed Integer Nonlinear Programming* – MINLP). Wykorzystanie tej metody zapewnia optymalną strukturę sieci przy jednoczesnym, prawidłowym doborze kabli, tworzących tę sieć. Wyniki obliczeń, zestawione w tabeli 2, wykazują jednoznacznie wyższość algorytmu zintegrowanego nad algorytmem dwuetapowym. Korzyści, wynikające ze stosowania metody zintegrowanej mogą osiągnąć nawet ponad 32% kosztów inwestycji.

Należy jednak podkreślić spore kłopoty, związane ze stosowaniem tego algorytmu. Problem jest typu binarnego. Ze względu na obecność iloczynów zmiennych, zarówno we funkcji jak i w ograniczeniach, jest on również nieliniowy i niewypukły (*nonconvex*). Powyższe fakty sprawiają, że:

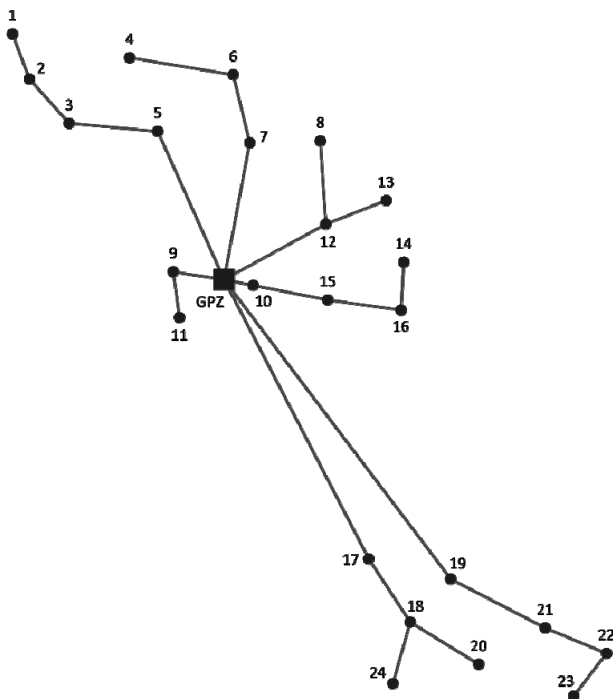
- problem jest bardzo trudny do rozwiązania – jest typu NP-trudnego (*NP-Hard*),
- znalezione rozwiązanie ma charakter lokalny,
- rozwiązanie może zależeć od wyboru punktu startowego,
- niewiele programów obliczeniowych radzi sobie z tego typu problemami, co znacznie zawęża i utrudnia znalezienie rozwiązania – w rozpatrywanym przypadku „poradził” sobie jedynie „silnik” obliczeniowy AlphaECP w połączeniu z GUROBI i FICO® Xpress.
- obliczenia zajmują stosunkowo dużo czasu (w porównaniu z metodami typu MIP) – znalezienie optymalnej struktury sieci zajmowało od ok. 30 s (wariant 1) do kilkuset s (warianty 2 i 3), przy czym wyniki we Wariantach 2 i 3 są takie tylko dzięki zastosowaniu odpowiednich strategii obliczeniowych. W innym przypadku czasy te dochodziły nawet do ponad 10000 s.



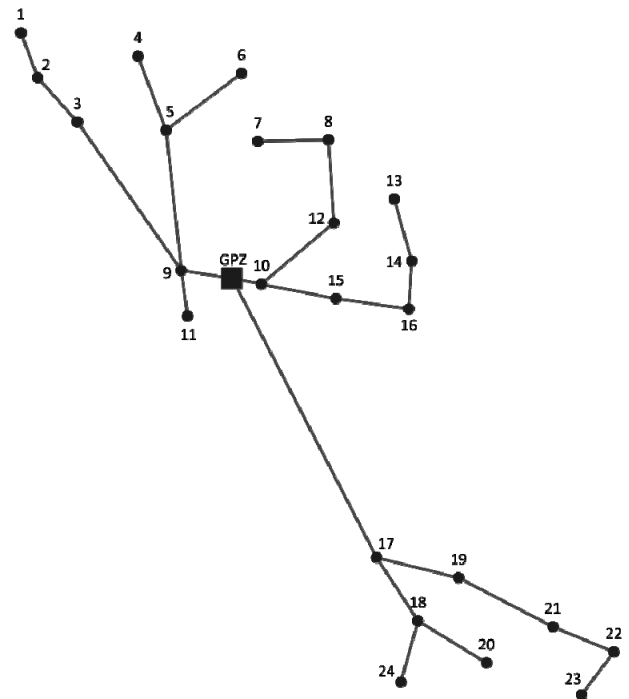
Rys. 1. Struktura sieci przy uwzględnieniu wyłącznie ograniczeń technicznych – algorytm dwuetapowy



Rys. 3. Struktura sieci przy uwzględnieniu ograniczeń technicznych, maksymalnie 3 sekcjach i 3 rodzajach przekrojów kabli – algorytm dwuetapowy



Rys. 2. Struktura sieci przy uwzględnieniu wyłącznie ograniczeń technicznych – algorytm zintegrowany



Rys. 4. Struktura sieci przy uwzględnieniu ograniczeń technicznych, maksymalnie 3 sekcjach i 3 rodzajach przekrojów kabli – algorytm zintegrowany

5. KIERUNKI PRZYSZŁYCH BADAŃ

Do najważniejszych kierunków można zaliczyć:

- znalezienie dokładniejszych zależności pomiędzy zmiennymi opisującymi problem, które pozwolą na zwiększenie prędkości działania metody;
- znalezienie prawidłowego przybliżenia liniowego opisywanego problemu, które pozwoli z powodzeniem zastosować metody typu MIP, charakteryzujące się dobrą zbieżnością i szybkością działania.

Do problemów technicznych, którymi warto zainteresować się w przyszłości, można zaliczyć przede wszystkim:

- uwzględnienie możliwości prowadzenia linii równoległych na niektórych odcinkach sieci, co może jeszcze bardziej obniżyć koszty całej inwestycji;
- uwzględnienie w obliczeniach problemu minimalizacji strat energii w sieci wewnętrznej farmy wiatrowej.

Tabela 1. Zestawienie wyników obliczeń dla poszczególnych wariantów obliczeniowych doboru optymalnej struktury sieci wewnętrznej farmy wiatrowej

Zestawienie wyników	Jednostki	Wariant 1		Wariant 2		Wariant 3	
		algorytm dwuetapowy	algorytm zintegrowany	algorytm dwuetapowy	algorytm zintegrowany	algorytm dwuetapowy	algorytm zintegrowany
Długość linii	m	15 169	19 992	15 198	19 092	15 169	17 401
Liczba sekcji	szt.	3	7	2	2	3	3
Liczba przekrojów kabli	szt.	8	2	9	5	3	3
Koszt całkowity	PLN	2 381 317	1 853 905	2 944 363	1 985 128	2 914 631	1 965 868
Różnica kosztów	%	22,15		32,58		32,55	

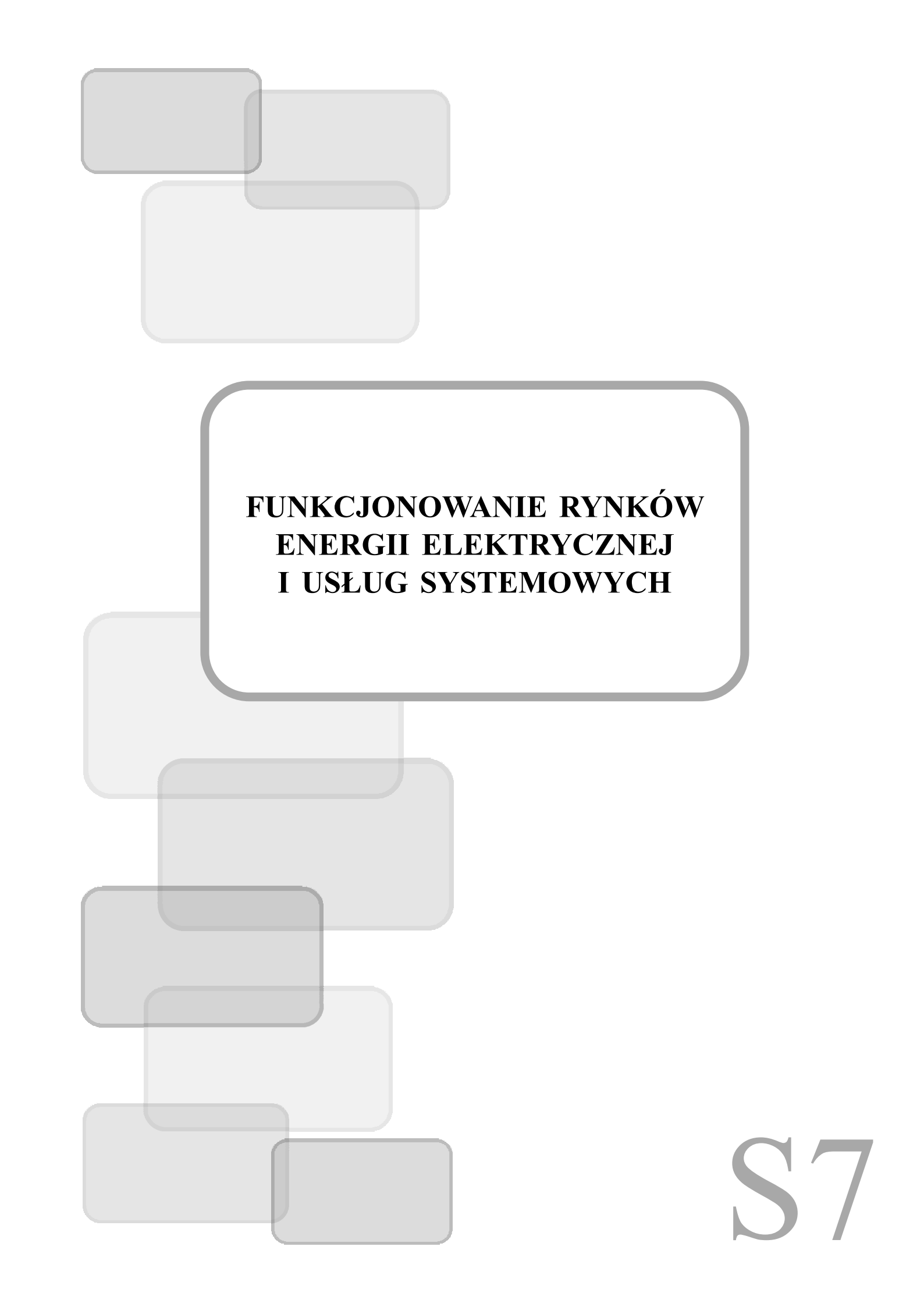
6. BIBLIOGRAFIA

- Lundberg S., Evaluation of wind farm layouts, *EPE Journal*, Vol. 16, No. 1, s. 14–21, February 2006.
- Lundberg S., Thesis For The Degree Of Doctor Of Philosophy – „Wind Farm Configuration and Energy Efficiency Studies – Series DC versus AC Layouts”, Department of Energy and Environment, Chalmers University Of Technology, Göteborg, Sweden 2006.
- Wędzik A., Optymalizacja doboru kabli, łączących turbiny na obszarze farmy wiatrowej, Jubileuszowa XV Międzynarodowa Konferencja Naukowa „Aktualne problemy w elektroenergetyce. APE '11”, Jurata 8–10 czerwca 2011, tom IV, s. 77–87.
- Wędzik A., Optymalizacja układu połączeń kablowych na obszarze farmy wiatrowej, *Acta Energetica* 3/20 (2014), s. 144–149, DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2014313.
- Floudas Ch. A. *Nonlinear and Mixed-Integer Optimization: Fundamentals and Applications* (Topics in Chemical Engineering), Oxford University Press, First Edition October 5, 1995), ISBN-13: 978-0195100563.
- Bertsekas D.P., *Network Optimization: Continuous and Discrete Models*; Athena Scientific, Belmont, MIT Massachusetts, 1998.
- Donovan S., Wind Farm Optimization, Proceedings of the 7th Triennial Conference of the Asia-Pacific Operations Research Society, Manila, 2006.
- Donovan S. i in., Mixed Integer Programming Models for Wind Farm Design, MIP 2008 Workshop on Mixed Integer Programming, Columbia University, New York City, 2008.
- Donovan S., An Improved Mixed Integer Programming Model for Wind Farm Layout Optimisation, 41st Annual ORSNZ Conference, 30th November and 1st December, 2006, New Zealand.
- Wu B.Y., Chao K.-M., *Spanning Trees and Optimization Problems*, Chapman & Hall/CRC, 2004.
- Gavish, B. , Topological design of centralized computer networks: Formulations and algorithms, *Networks* 12, 1982, s. 355–377.

THE INTEGRATED OPTIMIZATION METHOD OF CONNECTION AND CABLES LAYOUT DESIGN FOR A WIND FARM INTERNAL NETWORK

A minimization of investment costs is one of the main objectives of any investor. Therefore, in the design phase, it should seek to determine the optimal structure of the wind farm internal MV distribution network. It should however follow in the integrated form, guaranteeing the optimal network structure and, at the same time, correct parameters of cables, forming this network. In practice this network guarantees the shortest, possible connection between wind turbines and MPS Substation, while at the same time fulfilling the condition of the lowest cost of building such a network. In the article are presented examples of calculation for the real wind farm. Results were compared with cases of the separated process of determining structures of the network and the layout design of cables forming this network.

Keywords: Optimization, renewable energy, wind farms



**FUNKCJONOWANIE RYNKÓW
ENERGII ELEKTRYCZNEJ
I USŁUG SYSTEMOWYCH**

S7

PROPOZYCJA ZMIAN W ROZLICZENIACH ZA ENERGIĘ BIERNĄ

Paweł BUĆKO¹, Artur WILCZYŃSKI²

1. Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki
tel.: 58 347 17 81; e-mail: pawel.bucko@pg.gda.pl
2. Politechnika Wrocławska, Wydział Elektryczny
tel.: 71 320 28 54; e-mail: Artur.Wilczynski@pwr.edu.pl

Streszczenie: W artykule opisano możliwe do wprowadzenia zmiany w zasadach rozliczeń za energię bierną w taryfach operatorów sieci dystrybucyjnych stosowanych w Polsce. Jako najbardziej celowe wskazano modyfikacje taryf w celu poprawy ich funkcji motywacyjnej w odniesieniu do użytkowników systemów dystrybucyjnych. Zwrócono uwagę na nowe problemy wynikające z pracy rozproszonych wytwórców. Omówiono sposób rozliczeń możliwy do efektywnego wdrożenia w okolicznościach występowania odkształconych przebiegów napięć i prądów.

Słowa kluczowe: taryfy elektroenergetyczne, moc bierna, rynek energii.

1. WPROWADZENIE

System rozliczeń za moc bierną powinien realizować zadanie stymulowania odbiorców do minimalizacji negatywnych efektów jakie pojawiają się w systemie na skutek nadmiernych przesyłów mocy biernej. O ile moc czynna w systemie elektroenergetycznym generowana jest w źródłach wytwórczych i trafia do odbiorców za pośrednictwem systemu przesyłowego i dystrybucyjnego, powodując straty na całej drodze przesyłu, energia bierna generowana jest nie tylko przez źródła wytwórcze ale także wewnątrz systemu przesyłowego i dystrybucyjnego. Elementy układu przesyłowego są także istotnymi odbiornikami mocy biernej. Utrzymanie właściwych bilansów mocy biernej jest więc w systemie problemem często o znaczeniu lokalnym – dotyczy obszarów systemu lub nawet pojedynczych węzłów.

Ważnym narzędziem stymulującym racjonalną gospodarkę mocą bierną po stronie odbiorców powinien być właściwie funkcjonujący system rozliczeń w taryfach dla odbiorców końcowych. Negatywne skutki ponadumownego poboru mocy biernej lub jej wprowadzania do systemu są ściśle związane z sytuacją chwilową. System rozliczeń powinien stymulować odbiorcę do utrzymywania na odpowiednim poziomie chwilowego współczynnika mocy. W większości stosowane układy pomiarowe (i konsekwencji system rozliczeń) nie kontrolują chwilowej wartości współczynnika mocy tylko opierają się na pomiarze poboru energii biernej w strefie czasowej. Występujący w taryfie $t\phi$ definiowany jest jako iloraz pobranej w strefie czasowej energii biernej do pobranej w tym samym czasie energii czynnej. Ze względu na różną zmienność w czasie poboru mocy czynnej i biernej, tak policzony współczynnik często może nie wykazywać nawet istotnych chwilowych przekroczeń współczynnika mocy.

Obecny system rozliczeń za moc bierną opiera się o wskazania liczników energii biernej. Takie rozwiązanie wynika głównie z łatwości pomiaru tych wielkości. W prze-

szłości do pomiaru energii stosowano liczniki indukcyjne. Zaletą takich układów pomiarowych była względna prostota układu pomiarowego i jego niewielkie koszty. Rozwiązanie posiada jednak liczne wady, jeżeli system rozliczeniowy ma odzwierciedlać koszty, jakie w sieci dostawcy powoduje ponadnormatywny pobór mocy biernej:

- nie kontroluje się chwilowych wartości współczynnika mocy, a to największa chwilowa wartość współczynnika mocy decyduje o kosztach stałych dostawy mocy biernej do odbiorcy oraz jest decydująca w ocenie wpływu odbiorcy na chwilowe poziomy napięć w sieci (i koszty związane z przekroczeniem dopuszczalnych wartości napięć),
- koszty strat energii czynnej w sieci zależą (w uproszczeniu) od całki z kwadratu prądu biernego pobieranego przez odbiorcę a nie od energii biernej pobranej przez odbiorcę.

Zmierzona energia bierna nie może więc być bezpośrednio traktowana jako nośnik kosztów jej dostawy [3, 9]. Stosowany system rozliczeń odbiorców za ponadumowny pobór energii biernej jest bardzo uproszczoną próbą powiązania kosztów strat energii czynnej wywołanych poborem „energii” biernej. Wielość założeń upraszczających, które przyjęto przy jego wyprowadzeniu jest duża.

Funkcją obecnego systemu rozliczeń jest więc próba dyscyplinowania odbiorców w zakresie właściwych zachowań w odniesieniu do poboru mocy biernej, ale przy dalece nieskutecznej kontroli tych zachowań, na skutek uwarunkowań wynikających ze stosowanej w przeszłości techniki pomiarowej. Kary za ponadumowny poziom energii biernej nie odzwierciedlają rzeczywistych kosztów powodowanych jej poborem. Ze względu na ich stosunkowo niskie wielkości w porównaniu do kosztów urządzeń kompensujących nie działają też dostatecznie stymulująco.

2. PROPOZYCJE ZMIAN

Bilans mocy biernej w systemie zależy w dużej mierze od aktualnego obciążenia elementów systemu i podlega znacznie większym dobowym wahaniom niż bilans mocy czynnej. Występują okresy z istotną nadwyżką mocy biernej (w dolinach obciążenia) oraz okresy deficytu. Wprost przekłada się to na sytuację napięciową w sieci. Bilanse mocy biernej mogą być zróżnicowane lokalnie oraz na różnych poziomach napięciowych sieci. Zapewnienie właściwych dla poprawnej pracy systemu warunków napięciowych i bilansów mocy biernej wymaga wdrożenia szeregu środków technicznych przez operatorów sieci. Środki te generują

istotne koszty. Aktualny stan jest taki, że te istotne koszty są generowane po stronie systemu (u wytwórców i operatorów systemów) natomiast możliwości odbiorców w zakresie poprawy sytuacji nie są wykorzystywane. Przyszłe działania dla poprawy bezpieczeństwa systemu powinny być skierowane na [3, 9]:

1. wykorzystanie możliwości odbiorców (szczególnie dużych i średnich) jako potencjalnych dostawców usług systemowych w zakresie regulacji U i Q,
2. modyfikacji zasad rozliczeń odbiorców za ponadumowny pobór energii biernej, polegającej na:
 - odchodzenie od pomiarów energii biernej i wdrożeniu układów pomiarowych kontrolujących chwilowe wartości współczynnika mocy, przy którym pracuje odbiorca,
 - uzależnienie sposobu rozliczeń z odbiorcami nie tylko od ich współczynnika mocy ale także od chwilowej sytuacji systemowej.

Aktualny system rozliczeń jest mało skuteczną próbą dyscyplinowania odbiorców. Rozliczenia w niewielkim stopniu oddają rzeczywiste koszty po stronie dostawcy. Takie systemy są najczęściej nieskuteczne lub prowadzą do rozwiązań nieoptymalnych. Jeżeli stawki w rozliczeniach są zbyt niskie odbiorcy nie dbają właściwie o gospodarkę mocą bierną (z taką sytuacją mamy do czynienia w aktualnych taryfach), a w przypadku ustalenia nadmiernie restrykcyjnych stawek koszty ponoszone przez odbiorców są na nieuzasadnionym ekonomicznie zbyt wysokim poziomie.

Zmodyfikowany system rozliczeń poza prostym dyscyplinowaniem odbiorców, powinien mieć rolę motywującą odbiorców do zachowań sprowadzających systemowe koszty dostawy energii biernej oraz regulacji poziomów napięć do racjonalnych poziomów. Osiągnąć taki stan można jedynie w sytuacji, gdy system rozliczeń będzie odzwierciedlał rzeczywiste koszty dostawcy. W przypadku dużych odbiorców rozliczenia oparte o rejestrację chwilowych wartości współczynnika mocy mogą spełnić taką rolę.

Modyfikacja układów pomiarowych wymaga kosztów. W przypadku drobnych odbiorców często poniesienie tych kosztów nie jest uzasadnione – dlatego powinno się utrzymać zasadę nie kontrolowania poborów mocy biernej przez licznych, drobnych odbiorców. Właściwe standardy gospodarki mocą bierną w odniesieniu do tych grup odbiorców można osiągnąć przez formułowanie i egzekwowanie standardów technicznych dotyczących urządzeń elektrycznych powszechnego użytku.

Niestety ostatnie zmiany rozporządzenia regulującego sposób kalkulacji taryf [7, 8] utrzymują dotychczasowy system rozliczeń za moc bierną, oparty na pomiarze energii biernej. Kontynuowana jest polityka mało skutecznego dyscyplinowania odbiorców, zamiast postulowanych zmian, czyli wysyłania do odbiorców właściwych impulsów kosztowych. Należy wzmocnić funkcje stymulacyjną taryf.

3. PROPOZYCJA NOWEJ METODY ROZLICZEŃ ZA POBÓR ENERGII BIERNEJ

Aktualnie stosowany sposób rozliczania odbiorców za pobór energii odbywa się przy założeniu sinusoidalnych przebiegów napięć i prądów. Ważnym zatem problemem jest sposób podejścia do regulowania opłat za pobór energii biernej w okolicznościach występowania odkształconych przebiegów napięć i prądów w systemie elektroenergetycznym, co wobec coraz powszechniejszego użytkowania odbiorników o charakterystykach nieliniowych nabiera

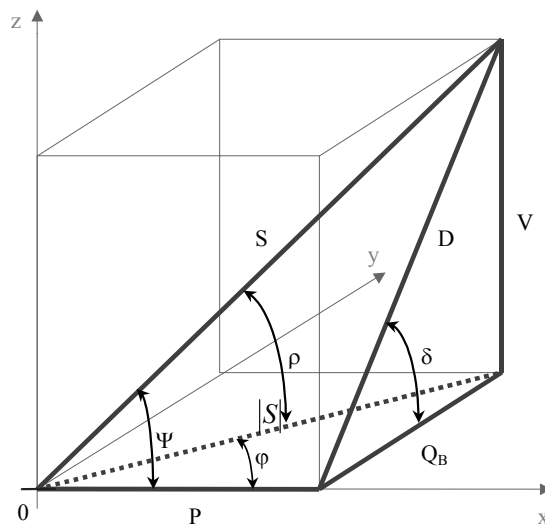
szczególnego znaczenia. Dotychczas ten problem nie był przedmiotem rozważań pod kątem praktycznego uwzględnienia w rozliczeniach za energię elektryczną. Niekorzystne zjawisko występowania odkształconych przebiegów napięć i prądów z jednej strony zaostrza się, zaś z drugiej strony przybiera urzędzie i odbiorników wrażliwych na wyższe harmoniczne. Zauważyć należy, że za występowanie w sieci elektroenergetycznej wyższych harmonicznych, nie mieszczących się w dopuszczalnych przedziałach, określonych w rozporządzeniu [5, 6], odpowiada dostawca energii elektrycznej, nie będąc winnym zaistniałej sytuacji.

Wyższe harmoniczne stwarzają szereg zagrożeń dla pracy urządzeń i odbiorników energii elektrycznej.

Na duże niebezpieczeństwo, w warunkach pracy w środowisku, w którym występują wyższe harmoniczne, są narażone także ważne elementy systemu elektroenergetycznego, jak: kondensatory, transformatory, silniki i generatory.

Wydaje się zatem, że użytkownicy odbiorników nieliniowych powinni być rozliczani za pobór energii elektrycznej, w sposób uwzględniający wywoływane przez nich negatywne skutki w sieci elektroenergetycznej. Takich możliwości nie przewiduje obecny system taryfowy i nie ma aktualnie na rynku przyrządów pomiarowych – liczników, które pozwoliłyby na uzyskanie danych potrzebnych do wyznaczenia parametrów energii charakteryzujących sytuację występowania odkształceń przebiegów napięć i prądów.

Rezultaty podjętej próby rozwiązania tego problemu przedstawiono w pracach [1, 2], zaś efektem badań było zaproponowanie nowej reguły dopłaty za przekroczenie optymalnego poboru energii biernej. W obwodach z przebiegami niesinusoidalnymi, wartość współczynnika $\text{tg}\varphi$ nie stanowi w sposób adekwatny o poborze energii biernej. Kąt fazowy φ jest różny dla różnych harmonicznych. Zastępując klasyczną definicję energii biernej, definicją energii dystorsji, słusznym wydaje się wprowadzenie kąta rozchyłu ψ , zamiast kąta fazowego φ (rys. 1).



Rys. 1. Czworościan mocy jednofazowego układu o odkształconych przebiegach prądu i napięcia

Biorąc pod uwagę odwzorowanie graficzne czworościanu mocy, wg teorii Budeanu [4], można wyprowadzić zależność, określającą wartość tangensa kąta rozchyłu:

$$\text{tg}\psi = \frac{D}{P}, \quad (1)$$

gdzie: P – moc czynna,
D – moc dystorsji.

Problemem jest wyznaczenie mocy dystorsji D , której nie można wyznaczyć w efekcie pomiaru, lecz ustala się jej wartość w następstwie dokonanych obliczeń, mając pomierzone wartości mocy S i P . Moc S zawiera już odkształcenia pobieranego prądu i napięcia, jak też straty w sieci.

Propozycja nowego sposobu rozliczeń za energię bierną, przedstawiona poniżej, zakłada, że opłata za energię bierną ma być proporcjonalna do opłat za energię czynną. Należy zatem określić stosunek dopłat za pobór energii biernej do opłat za energię czynną [2]. Gdy wartość energii biernej wynosi zero, wówczas opłata za zużyta energię odpowiada w całości opłacie za energię czynną, nie ma dodatkowych opłat. Natomiast, gdy wartość energii biernej jest różna od zera, opłata jest wyższa. Zwykłą tej opłaty, oznaczoną symbolem d , określa relacja:

$$d = k \left(\sqrt{W_P^2 + W_D^2} - W_P \right), \quad (2)$$

gdzie: k – jest jednostkową opłatą.

Biorąc pod uwagę, że dopłata za pobór energii powinna być wyrażona w procentach, relatywnie do W_P , można zapisać:

$$100 \cdot \frac{d}{W_P} = \frac{\sqrt{W_P^2 + W_D^2} - W_P}{W_P} 100 = d'_{100}. \quad (3)$$

Dokonując dalej prostych przekształceń i uwzględniając optymalną wartość współczynnika $\operatorname{tg} \psi_0$, jako poziom, przy którym dopłata za pobór energii jest równa zero, otrzymujemy:

$$d'_{100} = \left(\sqrt{\operatorname{tg}^2 \psi - \operatorname{tg}^2 \psi_0 + 1} - 1 \right) \times 100. \quad (4)$$

Dla wartości $\operatorname{tg} \psi < \operatorname{tg} \psi_0$, odbiorca otrzymuje bonifikatę (upusty), gdy zaś $\operatorname{tg} \psi > \operatorname{tg} \psi_0$, odbiorca jest obciążony dopłatą. Podobnie jak dla przebiegów sinusoidalnych, tak i dla przebiegów niesinusoidalnych można przyjąć optymalną wartość współczynnika $\operatorname{tg} \psi_0 = 0,4$.

Współczynnik $\operatorname{tg} \psi_0$ mógłby zostać zatem zastąpiony współczynnikiem $\operatorname{tg} \psi_0$. Otwarty jest jednak problem ustalenia optymalnej wartości tego współczynnika oraz ewentualnego przedziału dopuszczalnych odstępstw od wartości $\operatorname{tg} \psi_0$, nie pociągającego za sobą opłat, ani upustu. Wymaga to jednak przeprowadzenia szerokich badań i dyskusji na ten temat wśród specjalistów. Jednocześnie rozważyć można, czy zastosować w tym przypadku metodę dynamicznego pomiaru, czy też nie.

Wprowadzenie takiej finansowej odpowiedzialności mogłoby stanowić nacisk na odbiorców, aby ograniczali możliwość generowania wyższych harmonicznych, zaś z drugiej strony mogłoby zasilić finansowo dostawcę, do zadań którego należy zabezpieczanie przed rozprzestrzenianiem się tych harmonicznych na znaczne obszary sieci elektroenergetycznej. Należy również podjąć decyzję, wobec których grup odbiorców powinno się zastosować proponowane rozliczenia za moc bierną.

Wydaje się, że przedstawiona propozycja powinna zainicjować dyskusję nad analizowaną problematyką. Wymagałoby to przeprowadzenia szerokich badań i analiz, dotyczących zasadności dokonywania takiego sposobu rozliczeń za moc bierną. Dopiero podjęcie decyzji o przyjęciu proponowanego sposobu rozliczeń, mogłoby stanowić podstawę do określenia szczegółowych warunków jego stosowania, tj. sprecyzowania, wobec których grup odbiorców

energii elektrycznej, a ponadto, czy i w jakich strefach czasowych, sposób ten należy stosować, itp.

4. WNIOSKI I ZALECENIA

Aktualne taryfy słabo realizują funkcje motywujące odbiorców. Oddziaływanie obecnych taryf ogranicza się do prób motywowania odbiorców do korzystnego kształtowania krzywej obciążenia mocą czynną, ograniczania szczytowych poborów mocy oraz prób dyscyplinowania w zakresie poboru mocy biernej. Żadnej z tych funkcji obecne taryfy nie realizują skutecznie.

W zakresie rozliczeń za moc bierną celowe jest stopniowe odchodzenie od rozliczania odbiorców według wskazań liczników energii biernej. Celowe jest wdrażanie systemów rozliczeń opartych o pomiary chwilowych wartości współczynnika mocy odbiorcy. System rozliczeń, którego zadaniem jest proste dyscyplinowanie odbiorców należy zastępować systemami lepiej odzwierciedlającymi wpływ zachowań odbiorców na koszty dostawy mocy biernej.

Poza rozliczeniami taryfowymi, należy wykorzystywać możliwości odbiorców w zakresie regulacji bilansów mocy czynnej i mocy biernej, poprzez stworzenie warunków do aktywnego uczestnictwa odbiorców w dostawie wybranych usług systemowych. Postulat dotyczy zarówno usług z grupy regulacji napięcia i mocy biernej, jak i ograniczonego uczestnictwa odbiorców w regulacji mocy czynnej (szczególnie w przypadkach pracy systemu z deficytem mocy oraz stanów zagrożenia bezpieczeństwa pracy systemu).

Gospodarka energią bierną w całym systemie elektroenergetycznym, tak na poziomie sieci przesyłowej, jak i sieci dystrybucyjnej, ma duży wpływ na jakość i efektywność dostaw energii elektrycznej do jej użytkowników. Czynnikiem stymulujący pożądane zachowania użytkowników sieci elektroenergetycznych stanowią zapisy regulujące warunki przyłączenia do sieci, a także zasady rozliczeń za energię bierną, określone w taryfach.

Z uwagi na fakt, że obecnie stwierdza się coraz większe problemy związane z występowaniem wyższych harmonicznych w sieciach elektroenergetycznych, pogłębionych przez powszechne stosowanie odbiorników o charakterystykach nieliniowych, należy poszukiwać skutecznych narzędzi do ograniczania tego niekorzystnego zjawiska. Można tutaj wymienić proponowane rozwiązania rozliczeń za energię bierną, zastosowane w przypadku występowania odkształconych przebiegów prądów i napięć. Wprowadzenie takiej finansowej odpowiedzialności mogłoby stanowić instrument nacisku na odbiorców, aby ograniczali możliwość generowania wyższych harmonicznych, z drugiej zaś strony mogłoby to zasilić finansowo zadania związane z zabezpieczaniem się dostawcy przed rozprzestrzenianiem się tych harmonicznych na znaczne obszary sieci elektroenergetycznej. Należy się również zastanowić, wobec których grup odbiorców powinno się zastosować proponowane rozliczenia za moc bierną. Wydaje się, że przedstawiona propozycja powinna zainicjować szerszą dyskusję nad celowością i możliwością jej zastosowania. Obecnie, choćby z uwagi na brak możliwości pomiarowych, nie jest to możliwe.

Należy, zdaniem autorów, rozważyć ponowne upowszechnienie sposobu rozliczeń za pobór energii biernej, wykorzystującego progresywnie rosnące stawki dopłat, w zależności od stopnia przekroczenia zadanego poziomu $\operatorname{tg} \psi_0$. Sposób ten jest czytelny i emituje silne sygnały adresowane do użytkownika energii elektrycznej, kształtując jego pożądane zachowania w zakresie poboru energii.

Modyfikacja zasad rozliczeń odbiorców za ponadumowny pobór energii biernej, powinna podążać w kierunku odchodzenia od pomiarów energii biernej w okresie obrachunkowym i wdrażania układów pomiarowych, kontrolujących chwilowe wartości współczynnika mocy, przy którym pracuje odbiorca. Sposób rozliczeń powinien być jednocześnie powiązany, nie tylko z poziomem współczynnika mocy, ale także z chwilową sytuacją w systemie elektroenergetycznym. Uzasadnienie może znaleźć różnicowanie kosztów i stawek (dopłat) za moc bierną, w zależności od pory dnia i rejonu geograficznego tak, by cena była najwyższa w tych porach, w których w danym regionie pojawia się potrzeba najsilniejszego „wsparcia” napięcia. Taki system rozliczeń, lepiej odzwierciedlający wpływ zachowań odbiorców na koszty dostawy mocy biernej, powinien być wdrażany etapowo, w pierwszej kolejności u odbiorców największych, a w miarę potrzeby, u coraz mniejszych.

Wartość współczynnika $\text{tg}\varphi$, stanowiąca podstawę do rozliczeń użytkowników energii elektrycznej i rozliczeń pomiędzy podmiotami przyłączonymi do sieci elektroenergetycznej (np. operatorami systemów dystrybucyjnych, operatorem systemu dystrybucyjnego i operatorem systemu przesyłowego), powinna być ustalana na podstawie badań i obliczeń, przy założeniu racjonalnej gospodarki mocą bierną w systemie elektroenergetycznym. Może być ona różna w różnych okresach doby i sezonu, a ponadto może ona ulegać zmianom, wraz z upływem czasu, na co mogą mieć wpływ zmiany zachodzące w systemie, znajdujące się po stronie popytowej, jak również te, które są po stronie podażowej (rozwój sieci elektrycznych i bazy wytwórczej).

Należy upowszechnić bezpośredni pomiar przekroczeń poziomu $\text{tg}\varphi_0$, celem wykrycia odbiorców cechujących się szybkozmiennym poborem energii czynnej i biernej, którzy przyczyniają się do pogorszenia jakości energii elektrycznej. W dalszej kolejności trzeba spopularyzować zastosowanie wobec nich odpowiedniego sposobu rozliczeń, polegającego na dynamicznym pomiarze przekroczeń wskazanego $\text{tg}\varphi_0$. Taki sposób z pewnością zdyscyplinuje użytkowników energii elektrycznej do dotrzymywania warunków, określonych w umowie o przyłączenie, a jak pokazują doświadczenia może przyczynić się do zwiększenia wpływów finansowych dla dostawców.

System taryfowy, w zakresie rozliczeń za energię bierną, powinien być wspierany przez odpowiednie regulacje prawne, stymulujące działania racjonalnego gospodarowania mocą bierną w systemie elektroenergetycznym. Regulacje te

mogłyby stanowić narzędzie w rękach operatorów, używane do wpływania na inne podmioty – szczególnie wytwórców (np. elektrownie wiatrowe), korzystające ze wspólnej sieci elektroenergetycznej i nie respektujące uwarunkowań dotyczących poziomu generacji mocy biernej.

Przychody uzyskiwane z opłat za energię bierną, powinny być kierowane na wydatki celowe, tj. na inwestycje poprawiające jakość energii elektrycznej i efektywność jej dostawy.

5. BIBLIOGRAFIA

1. Borecki J., Wilczyński A., Rozliczenia użytkowników za pobieraną energię bierną w warunkach występowania odkształconych przebiegów napięć i prądów, *Elektroenergetyka*, nr 2, 2005.
2. Borecki J., Wilczyński A., Badanie struktury taryfy za energię z uwzględnieniem mocy biernej pod kątem stymulowania zachowania użytkowników energii elektrycznej. Projekt Badawczy Zamawiany nr PBZ-MEiN-1/2/2006 „Bezpieczeństwo elektroenergetyczne kraju”, Zadanie 7, temat 7.1, punkty: 7.1.3.D i E, Politechnika Wroclawska, Instytut Energoelektryki, Wrocław 2008.
3. Bućko P., Badanie struktury taryfy za energię z uwzględnieniem mocy biernej pod kątem stymulowania zachowania użytkowników energii elektrycznej. Projekt Badawczy Zamawiany nr PBZ-MEiN-1/2/2006 „Bezpieczeństwo elektroenergetyczne kraju”, Zadanie 7, temat 7.1, punkt: 7.1.3.D, Politechnika Gdańska, Katedra Elektroenergetyki, Gdańsk 2007.
4. Budeanu C., J., Puissances reactivs et fictives. Publication de l'Institut National Roumain pour l'Etude de Amenagment et de l'Utilisation des Sources d'Energie, Bucurest 1927.
5. Rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 20 grudnia 2004 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznych, ruchu i eksploatacji tych sieci. Dz. U. Nr 2 z 2005 r., poz. 6.
6. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Dz. U. Nr 93 z 2007 r., poz. 623.
7. Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 18 sierpnia 2011 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. Nr 189, poz. 1126 z 2011 r.).
8. Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 27 kwietnia 2012 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. Nr 0, poz. 535 z 2012 r.).
9. Szczerba Z., Czy pomiar energii biernej ma sens? Zeszyty Naukowe Politechniki Gdańskiej, Gdańsk 2000.

PROPOSED CHANGES IN REACTIVE ENERGY SETTLEMENTS

In this paper, proposed changes of the rules for reactive energy settlements that are possible to implement in the tariffs of distribution system operators for electricity in Poland were described. Modifications of tariffs were identified as the most purposeful in order to improve their motivational functions with respect to the users of distribution systems. Attention was drawn to the new challenges arising from operation of distributed generation. The method of settlement that is possible to effectively implement in the circumstances of occurring distorted voltage and current waveforms was discussed

Key words: energy tariffs, reactive power, energy market

ROZLICZENIA ZA ENERGIĘ BIERNĄ W TARYFACH OPERATORÓW W POLSCE

Paweł BUCKO¹, Artur WILCZYŃSKI²

1. Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki
tel.: 58 347 17 81; e-mail: pawel.bucko@pg.gda.pl
2. Politechnika Wrocławska, Wydział Elektryczny
tel.: 71 320 28 54; e-mail: Artur.Wilczynski@pwr.edu.pl

Streszczenie: W artykule opisano aktualny sposób rozliczeń za energię bierną stosowany w taryfach operatorów sieci dystrybucyjnych w Polsce. Dokonano krytycznej oceny obecnych rozwiązań. Przeanalizowano zagadnienia związane z motywacyjnym oddziaływaniem obecnych rozwiązań na odbiorców. Zasygnalizowano problemy pojawiające się w związku z przyłączaniem rozproszonych wytwórców do sieci dystrybucyjnych oraz wyzwania związane z rozliczaniem prosumentów.

Słowa kluczowe: taryfy elektroenergetyczne, moc bierna, rynek energii.

1. WPROWADZENIE

Zadaniem systemu rozliczeń za moc bierną jest takie stymulowanie zachowań użytkowników energii elektrycznej, które prowadzą do minimalizacji negatywnych skutków przesyłówo-mocy biernej, pojawiających się w systemie elektroenergetycznym. Moc bierna, podobnie jak moc czynna, generowana jest w jednostkach wytwórczych, jednakże jej źródłem są również elementy systemu przesyłowego i rozdzielczego. Utrzymanie właściwych bilansów mocy biernej jest często problemem o znaczeniu lokalnym.

Nadmierny przesył mocy biernej, od miejsca jej wytworzenia w systemie elektroenergetycznym do miejsc jej użytkowania, jest przyczyną występowania negatywnych skutków, jak na przykład:

- zwiększenie strat mocy czynnej,
- zmniejszenie zdolności przesyłowej (przepustowości) sieci,
- zmiany poziomów napięć w sieci,
- ograniczenie zdolności produkcyjnych generatorów.

Moc bierna odgrywa istotną rolę w procesie regulacji napięć w całym systemie elektroenergetycznym, w odpowiedzi na przepływy mocy czynnej, jak również w związku z poborem mocy biernej przez użytkowników. W rezultacie problemy sterowania rozprzyskami mocy biernej oraz regulacji napięć muszą być rozwiązywane łącznie.

Zapotrzebowanie na moc bierną cechuje się szybkimi zmianami w czasie. Wymagania ze strony systemu elektroenergetycznego, dotyczące poziomu mocy biernej też ulegają ciągłym zmianom, co jest rezultatem fluktuacji obciążeń, występowaniem nieprzewidywalnych zjawisk w systemie, a także zmieniającego się zapotrzebowania na moc bierną, wynikającego z przepływów mocy.

Narzędziem, skutecznie przeciwdziałającym negatywnym skutkom przesyłu energii biernej, a więc stymulującym racjonalną gospodarkę mocą bierną po stronie odbiorców, powinien być system rozliczeń za pobór mocy biernej, sto-

sowany w taryfach dla odbiorców finalnych [4, 12]. Skuteczność tej stymulacji zależy jednak od właściwej konstrukcji systemu rozliczeń za moc bierną. W pracy [5] stwierdzono, że *Taryfy są relatywnie tania i skuteczną metodą kształtowania obciążeń, spełniony musi być jednak podstawowy warunek, że będą właściwie zaprojektowane. Poddawanie się przez odbiorcę energii oddziaływaniu taryf powinno być dla niego opłacalne, czyli w efekcie przynieść mu oszczędności finansowe, czego musi on być świadomy.*

Jednocześnie system taryfowy wraz z odpowiednimi zapisami prawnymi, dotyczącymi funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz warunków przyłączenia, powinien oddziaływać na inne podmioty korzystające ze wspólnej sieci elektroenergetycznej, na przykład na producentów energii elektrycznej, operatorów systemu przesyłowego i operatorów systemów dystrybucyjnych. Operatorzy systemu powinni posiadać możliwość wpływania na wytwórców energii elektrycznej odnośnie generacji energii biernej. Takie możliwości są obecnie ograniczone w odniesieniu do generacji rozproszonej i prosumentów, np. do farm wiatrowych, których coraz więcej pojawia się w krajowym systemie.

2. ANALIZA ZASAD UWZGLĘDNIANIA ENERGII BIERNEJ W TARYFACH OPERATORÓW

Gospodarka energią bierną w całym systemie elektroenergetycznym ma duży wpływ na jakość i efektywność dostaw energii elektrycznej do jej użytkowników. Czynnikiem stymulującym pożądane zachowania użytkowników sieci elektroenergetycznych, stanowią zapisy regulujące warunki przyłączenia podmiotów do sieci oraz funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, określone w rozporządzeniach Ministra Gospodarki [7, 8], a także zasady rozliczeń za energię bierną, określone w taryfach [9, 10]. Jak można zorientować się z przedstawionych zasad rozliczeń za przesył i dystrybucję energii elektrycznej, koszt przesyłu mocy biernej uwzględniony jest w sposób bardzo zagregowany i występuje w składniku zmiennym stawki sieciowej.

Od początku 2008 r. opłaty za działalność handlową i związaną z fizyczną dostawą energii elektrycznej, są rozliczane za pomocą osobnych taryf, opracowywanych według wytycznych zawartych w [9, 10], przez przedsiębiorstwo sieciowe i przedsiębiorstwo obrotu. Z uwagi na to, że przedsiębiorstwa sieciowe działają w warunkach naturalnego monopolu, taryfa za przesył i dystrybucję podlega zatwierdzeniu przez Urząd Regulacji Energetyki.

Według [9] stawki opłat przesyłowych są kalkulowane, z uwzględnieniem podziału na następujące stawki (§ 14.1):

- 1) przesyłania energii elektrycznej;
- 2) korzystania z krajowego systemu elektroenergetycznego – zwana stawką jakościową (§ 14.2);
- 3) prowadzenia rozliczeń, z tytułu wymiany energii elektrycznej między krajowym systemem elektroenergetycznym, a systemami elektroenergetycznymi państw nie będących członkami Unii Europejskiej – zwana stawką rynkową (§ 14.2).

Stawki opłat dystrybucyjnych kalkuluje się, z uwzględnieniem następującego podziału (§ 14.3):

- 1) dystrybucji energii elektrycznej;
- 2) korzystania z systemu elektroenergetycznego;
- 3) odczytywania wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych i ich bieżącej kontroli.

Stawki opłaty przesyłowej i dystrybucyjnej, zwane „stawkami sieciowymi”, zawierają (§ 14.7):

- 1) składnik stały stawki sieciowej - obliczany na jednostkę mocy umownej, a dla odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym – obliczany, w zależności od rodzaju układu pomiarowo-rozliczeniowego;
- 2) składnik zmienny stawki sieciowej – obliczany na jednostkę energii elektrycznej, pobieranej z sieci w miejscu jej dostarczenia.

Składnik zmienny stawki sieciowej wyznacza się na podstawie planowanych kosztów uzasadnionych:

- 1) zakupu energii elektrycznej w ilości niezbędnej do pokrycia różnicy między ilością energii elektrycznej, wprowadzanej do sieci danego poziomu napięć znamionowych, a ilością energii pobranej z tej sieci przez odbiorców lub przesłanej, lub dystrybuowanej do sieci innych poziomów napięć znamionowych;
- 2) kosztów zmiennych przesyłu lub dystrybucji energii elektrycznej sieciami innych poziomów napięć znamionowych i sieciami należącymi do innych operatorów lub innych przedsiębiorstw energetycznych;
- 3) kosztów stałych przesyłu lub dystrybucji energii elektrycznej w części nie uwzględnionej w składniku stałym.

W zakresie przepływów mocy biernej, pomiędzy siecią przesyłową, a 110 kV, mają zastosowanie wymagania zawarte w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej [6], które stanowią *W normalnym stanie pracy sieci (dla sieci funkcjonującej bez zakłóceń) średnie 15-minutowe wartości współczynnika $\text{tg}\varphi$ poboru mocy dla uzgodnionych przez OSP i OSD obszarów sieci dystrybucyjnej powinny zawierać się w przedziale $\langle 0,0; 0,4 \rangle$, przy czym dla wyznaczenia współczynnika przyjmuje się sumę wartości mocy czynnej i sumę wartości mocy biernej, pomierzonych na granicy tych obszarów.*

W rozporządzeniach [7–10] zamieszczono warunek takiego przepływu mocy biernej, aby spełnione było ograniczenie, przedstawione w postaci odpowiedniej wartości $\text{tg}\varphi$, najczęściej równej 0,4; w [8] podany jest przedział $\langle 0,0; 0,4 \rangle$. Jedynie w rozporządzeniu „taryfowym” stwierdzono, że w zależności od warunków panujących w sieci, wartość $\text{tg}\varphi$ może być inna niż 0,4, ale podstawę do tej zmiany musi stanowić odpowiednia ekspertyza.

Należy zaznaczyć, że obowiązujące regulacje prawne, które powinny wspomagać system taryfowy, w zakresie prowadzenia racjonalnego gospodarowania mocą bierną w systemie elektroenergetycznym, nie dają podmiotom odpowiedzialnym za efektywną pracę tego systemu (operato-

rom systemów przesyłowego i systemów dystrybucyjnych), odpowiednich narzędzi do wpływania na inne podmioty, korzystające ze wspólnej sieci elektroenergetycznej i nie respektujące uwarunkowań dotyczących generacji mocy biernej. Problem stanowią małe źródła energii, np. elektrownie wiatrowe, których instaluje się coraz więcej. Pobierają one z sieci elektroenergetycznej moc bierną, jednakże często nie posiadają możliwości regulacji tej mocy.

3. OBECNIE STOSOWANE ZASADY ROZLICZEŃ ZA ENERGIĘ BIERNĄ

Zasady rozliczeń za energię bierną reguluje rozporządzenie Ministra Gospodarki, z dnia 18 sierpnia 2011 r., w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną [9] oraz wprowadzona jego późniejsza zmiana [10]. Poświęcony temu problemowi jest § 45.1 tego rozporządzenia. Opłatę za energię bierną stosuje się za tzw. ponadumowny jej pobór, który rozumiany jest jako:

- pobór energii elektrycznej, przy współczynniku $\text{tg}\varphi$ wyższym od umownego współczynnika $\text{tg}\varphi_0$ (niedokompensowanie) lub
- pobór energii biernej indukcyjnej, przy braku poboru energii czynnej lub
- pobór energii czynnej, przy współczynniku pojemnościowym, tj. przy $\text{tg}\varphi < 0$ (przekompensowanie), zarówno przy poborze energii elektrycznej czynnej, jak i przy braku takiego poboru.

Rozliczeniami za energię bierną w zasadzie objęci są odbiorcy zasilani z sieci powyżej 1 kV, czyli średniego i wysokiego napięcia. Jednakże w uzasadnionych przypadkach mogą one także dotyczyć odbiorców zasilanych z sieci niskiego napięcia (o napięciu do 1 kV), jeśli zostało to określone w warunkach przyłączenia lub w umowie kompleksowej.

Opłatę za nadwyżkę energii biernej, czyli ponad ilość wynikającą ze współczynnika $\text{tg}\varphi_0$, oblicza się według wzoru:

$$Q_b = k \cdot C_{rk} \cdot \left(\sqrt{\frac{1 + \text{tg}^2 \varphi}{1 + \text{tg}^2 \varphi_0}} - 1 \right) \cdot A, \quad (1)$$

gdzie: Q_b – opłata za nadwyżkę energii biernej w zł,

C_{rk} – cena energii elektrycznej, obowiązująca w dniu zatwierdzenia taryfy, wyrażona w zł/MWh lub zł/kWh,

$\text{tg}\varphi_0$ – umowny współczynnik mocy,

$\text{tg}\varphi$ – współczynnik mocy wynikający z pobranej energii biernej,

A – energia czynna, pobrana całodobowo lub dla strefy czasowej, w której prowadzona jest kontrola poboru energii biernej, wyrażona w MW lub kWh,

k – ustalona w taryfie krotność ceny C_{rk} .

W okresie rozliczeniowym, opłacie podlega, ponadumowny pobór energii biernej, określanej jako nadwyżka tej energii ponad ilość odpowiadającą wartości współczynnika $\text{tg}\varphi$ – gdy $\text{tg}\varphi > \text{tg}\varphi_0$, zmierzona w strefach, w których jest prowadzona kontrola poboru tej energii lub całodobowo, w zależności od rodzaju zainstalowanego układu pomiarowego.

Wartość współczynnika mocy $\text{tg}\varphi_0$ określa się w warunkach przyłączenia, lub w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji, bądź w umowie kompleksowej. Na ogół przyjmuje się wartość tego współczynnika: $\text{tg}\varphi_0 = 0,4$. W uzasadnionych przypadkach można stosować niższą jego wartość, na co wymagana jest indywidualna

ekspertyza. W żadnym jednak przypadku wartość współczynnika mocy $\text{tg}\varphi_0$ nie może być niższa niż 0,2 [9]. Jeżeli wartość współczynnika $\text{tg}\varphi_0$ nie została określona w warunkach przyłączenia lub w umowie o świadczenie usług dystrybucji, do rozliczeń przyjmuje się wartość $\text{tg}\varphi_0 = 0,4$.

Wartość współczynnika mocy $\text{tg}\varphi$ jest rezultatem ilorazu energii biernej, pobranej całodobowo lub w strefach czasowych, w których dokonywana jest kontrola poboru energii biernej i energii czynnej, pobranej w tych samych okresach czasu, z zastrzeżeniem zawartym w § 45. pkt. 7 rozporządzenia [9], odnoszącym się do sytuacji przedstawionej poniżej, czyli występowania gwałtownie zmieniającej się mocy biernej.

W sytuacji występowania szybkozmiennego obciążenia mocą bierną, rozporządzenie dopuszcza rozliczanie ponadumownego poboru energii biernej ponad wartość współczynnika $\text{tg}\varphi_0$ przeprowadzanego na podstawie bezpośredniego pomiaru nadwyżki energii biernej. Opłatę oblicza się na podstawie zależności 1, w której wartość współczynnika $\text{tg}\varphi$ ustala się, zgodnie ze wzorem:

$$\text{tg}\varphi = \frac{\Delta E_b}{A} + \text{tg}\varphi_0, \quad (2)$$

gdzie: ΔE_b – nadwyżka energii biernej, wykazana przez urządzenie pomiarowe w okresie rozliczeniowym,

A – energia czynna pobrana całodobowo lub dla strefy czasowej, w której jest prowadzony pomiar poboru energii biernej.

W przypadku pracy przy współczynniku pojemnościowym lub poborze energii biernej przy braku poboru energii czynnej, odbiorca ponosi w okresie rozliczeniowym opłatę, wynikającą z iloczynu całej ilości energii biernej (o której mowa w ust. 1. pkt. 2 i 3 rozporządzenia [9]) i ustalonej w taryfie krotności „k” ceny energii elektrycznej, obowiązującej w dniu zatwierdzenia taryfy.

W § 45. pkt. 9 rozporządzenie [9] reguluje opłaty za ponadumowny pobór energii biernej pomiędzy operatorami systemów. Opłaty tej *nie pobiera się w rozliczeniach między:*

- *operatorem elektroenergetycznego systemu przesyłowego a operatorem elektroenergetycznego systemu dystrybucyjnego posiadającym co najmniej dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej połączone siecią tego operatora, w odniesieniu do tych miejsc dostarczania;*
- *operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, z których każdy posiada co najmniej po dwa sieciowe miejsca dostarczania energii elektrycznej, połączone siecią tego operatora [9].*

W § 45. pkt. 10 rozporządzenia [9] zawarte jest również zalecenie, jak postępować, jeśli konfiguracja sieci i miejsca zainstalowania układów pomiarowo-rozliczeniowych nie odwzorowują rzeczywistych rozplywów mocy oraz energii biernej, pobieranej lub oddawanej do sieci danego przedsiębiorstwa energetycznego. W takim przypadku ilość energii biernej podlegającej rozliczeniu, ustala się na podstawie odpowiednich pomiarów właściwych dla miejsc dostarczania energii, przeprowadzonych przez przedsiębiorstwo energetyczne, odbiorcę lub niezależną jednostkę, w sposób przez te podmioty uzgodniony, jeśli nie zostało to określone inaczej w umowie.

4. WADY AKTUALNEGO MECHANIZMU ROZLICZEŃ ZA ENERGIĘ BIERNĄ

Aktualnie stosowany system rozliczeń odbiorców końcowych za energię bierną nie motywuje w sposób dostateczny tych odbiorców do poprawy współczynników mocy. Zasady rozliczeń stanowią próbę wykorzystania istniejących przestarzałych już układów pomiarowych. Taki system cechuje się licznymi wadami [1–4].

Negatywne skutki ponadumownego poboru mocy biernej lub jej wprowadzania do systemu mają zwykle charakter chwilowy. System rozliczeń powinien zatem stymulować takie zachowanie użytkownika energii elektrycznej, aby chwilowa wartość współczynnika mocy była utrzymywana na odpowiednim poziomie.

W stosowanym obecnie systemie rozliczeń za moc bierną [9, 10], wykorzystuje się wskazania liczników energii czynnej i biernej. Zaletą takich pomiarów jest ich prostota i niewielkie koszty, jednakże system posiada zasadniczą wadę, a mianowicie nie odzwierciedla kosztów występujących w sieci dostawcy, które są wynikiem ponadnormatywnego poboru mocy biernej. Podstawową wadą tego systemu jest to, że nie rejestruje chwilowych wartości współczynnika mocy, czyli nie uwzględnia kosztów stałych dostawy mocy biernej do odbiorcy, a także wpływu odbiorcy na chwilowe poziomy napięcie w sieci i kosztów związanych z przekroczeniem dopuszczalnych wartości napięć [4].

Z powyższego wynika, że zmierzona energia bierna nie może więc być bezpośrednio traktowana jako nośnik kosztów jej dostawy. Stosowany system rozliczeń odbiorców za ponadumowny pobór energii biernej, jest bardzo uproszczoną formą powiązania kosztów strat energii czynnej, spowodowanych poborem energii biernej. System rozliczeń nie odzwierciedla między innymi skutków ekonomicznych zmian warunków napięciowych w sieci, które są możliwe do określenia, jeśli przeprowadzi się dość żmudne obliczenia.

Niektórzy dostawcy energii elektrycznej wykorzystują możliwość rozliczeń szybkozmiennych obciążeń mocą bierną. Sposób takich rozliczeń powstał w wyniku prac badawczych, prowadzonych w Instytucie Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej [1, 2]. Pozwala on obciążać kosztami tych użytkowników energii elektrycznej, którzy przyczyniają się do powstawania niekorzystnych warunków pracy sieci elektroenergetycznej. Szkoda, że nie jest to praktyka powszechnie stosowana.

Zastosowanie liczników do dynamicznego pomiaru ponadumownego poboru mocy biernej, umożliwiłoby zidentyfikowanie odbiorców, charakteryzujących się szybkozmiennym poborem energii biernej, zaś z drugiej strony, zastosowanie odpowiedniego sposobu rozliczeń stanowiłoby impuls do instalowania przez nich dynamicznych kompensatorów mocy biernej.

Wydaje się, że ważne jest również to, aby finalny odbiorca oprócz opłat za ponadumowny pobór energii biernej, mógł otrzymywać także upusty, jeżeli $\text{tg}\varphi < \text{tg}\varphi_0$. Takie rozwiązanie daje dwustronne korzyści – po stronie użytkownika systemu i jego operatora. Wydaje się, że nie występuje tutaj zagrożenie nie pokrycia kosztów zmiennych, ponieważ, zarówno stawki opłat, jak i poziom $\text{tg}\varphi$, można aktualizować w miarę zmieniającej się sytuacji w sieci elektroenergetycznej.

Dokonując oceny obecnego sposobu rozliczeń za pobór energii biernej, należałoby podkreślić, że charakteryzuje się on niezbyt dużą siłą nacisku na odbiorców, czyli słabo stymuluje pożądane zachowania użytkowników energii elektrycznej. Warto w tym miejscu przypomnieć, że na początku lat 90. ubiegłego wieku zaproponowano sposób rozliczeń,

wprowadzający progresywne stawki po przekroczeniu $tg\varphi_n$, który zaczął obowiązywać od chwili wprowadzenia nowego cennika dla odbiorców finalnych w 1992 r. [2]. Sposób rozliczeń polegał na ustalaniu stawki – dopłaty za pobór energii biernej relatywnie (procentowo) do opłat za pobór energii czynnej [12]. Określony wpływ stymulujący oczekiwaną reakcję użytkowników energii elektrycznej, zapewniało przyjęcie stawek opłat progresywnie rosnących, w zależności od poziomu współczynnika $tg\varphi$. System ten dość skutecznie oddziaływał na użytkowników energii elektrycznej.

Wraz z uwolnieniem w 2000 r. ceny energii elektrycznej wprowadzono swobodę w ustaleniu sposobu rozliczeń za energię bierną. Wiele spółek dystrybucyjnych wzorowało się na dotychczasowych zasadach rozliczeń, jednakże niektóre wprowadziły pewne zmiany do sposobu obliczania opłat. Zmiany dokonane przez spółki dystrybucyjne, zostały w wielu przypadkach ocenione negatywnie, a krytyczny przegląd tych zmian przedstawiony został w pracy [11]. Stwierdzono między innymi, znaczne zawyżenie opłat za energię bierną w 2000 r. W [11] podkreślono, że opłaty za ponadoptimalny pobór energii biernej nie zostały oparte o analizę kosztów dosyłania nadwyżki energii biernej do odbiorców, lecz zostały tak dobrane, aby stymulowały odbiorców do kompensacji mocy biernej, co jednakże nie byłoby zbyt wielkim grzechem, gdyby nie były one rażąco zawyżane. Powinny one być jedynie na takim poziomie, aby odbiorcom opłacało się instalowanie baterii kondensatorów.

Obecnie stosowany system rozliczeń nie uwzględnia szkodliwych zjawisk powodowanych w następstwie stosowania urządzeń odbiorczych o charakterystykach nieliniowych.

Konkludując, można stwierdzić, że stosowany dotychczas sposób rozliczeń użytkowników energii elektrycznej za pobór mocy biernej stanowi mało skuteczne narzędzie nacisku, aby zmniejszyć niekorzystne skutki przepływu tej mocy w sieciach elektroenergetycznych, które obniżają efektywność pracy systemu elektroenergetycznego, a także wpływają negatywnie na jakość energii. Należałoby również podkreślić konieczność celowego kierowania wpływów z opłat uzyskiwanych za energię bierną, na inwestycje wpływające na poprawę jakości energii elektrycznej i efektywności jej dostawy.

5. BIBLIOGRAFIA

1. Borecki J., Wilczyński A., Kalinowski T., Olichwer T., Problemy rozliczeń za pobór energii biernej, „Energetyka” 1992, nr 11.
2. Borecki J., Wilczyński A., Propozycja metody pomiaru energii biernej dla celów rozliczeniowych z odbiorcami, „Elektroenergetyka” PSE SA Warszawa 1993, nr 1.
3. Borecki J., Wilczyński A., Badanie struktury taryfy za energię z uwzględnieniem mocy biernej pod kątem stymulowania zachowania użytkowników energii elektrycznej. PBZ-MEiN-1/2/2006 „Bezpieczeństwo elektroenergetyczne kraju”, Zadanie 7, temat 7.1, punkty: 7.1.3.D, E. Politechnika Wroclawska, Instytut Energoelektryki, Wrocław 2008.
4. Bućko P., Badanie struktury taryfy za energię z uwzględnieniem mocy biernej pod kątem stymulowania zachowania użytkowników energii elektrycznej. PBZ-MEiN-1/2/2006 „Bezpieczeństwo elektroenergetyczne kraju”, Zadanie 7, temat 7.1, punkt: 7.1.3.D, Politechnika Gdańska, Gdańsk, grudzień 2007.
5. Malko J., Wilczyński A.: Oszczędne, racjonalne czy efektywne użytkowanie energii elektrycznej. Energetyka, Nr 9, 2007.
6. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej. Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci. PSE SA, Tekst jednolity po Karcie aktualizacji CK/1/2012 zatwierdzonej decyzją Prezesa URE nr DPK-4320-2(16)/2010=2013/LK z dnia 29 stycznia 2013 r.
7. Rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 20 grudnia 2004 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznych, ruchu i eksploatacji tych sieci. Dz. U. Nr 2 z 2005 r., poz. 6.
8. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Dz. U. Nr 93 z 2007 r., poz. 623.
9. Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 18 sierpnia 2011 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. Nr 189, poz. 1126 z 2011 r.).
10. Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 27 kwietnia 2012 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. Nr 0, poz. 535 z 2012 r.).
11. Szostek T., O potrzebie zmiany obecnie stosowanych zasad rozliczeń odbiorców finalnych za pobieraną energię bierną, Energetyka nr 10, 1999.
12. Wilczyński A., Systemy taryfowe jako narzędzie ekonomiczne sterowania zapotrzebowaniem na moc i energię elektryczną. Prace Naukowe Instytutu Elektroenergetyki Politechniki Wrocławskiej nr 68, Monografie nr 25, Wrocław 1990.

SETTLEMENTS OF REACTIVE ENERGY IN THE TARIFFS OF SYSTEM OPERATORS FOR ELECTRICITY IN POLAND

In this paper, current method of settlements of reactive energy, applied in tariffs of distribution system operators for electricity in Poland was described. The critics of presently implemented solutions was presented. The issues concerning motivational impact of current solutions on power consumers were analyzed. The problems arising with regard to connecting distributed generation to the grid and clearance of prosumers were discussed.

Key words: Energy tariffs, reactive power, energy market

OCENA MOŻLIWOŚCI WYKORZYSTANIA CHARAKTERYSTYK ENERGETYCZNYCH PROCESU DO PRZEWIDYWANIA WSKAŹNIKÓW ENERGETYCZNYCH NA BIEŻĄCO

Izabela SADOWSKA

Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki, ul. G. Narutowicza 11/12, 80-233 Gdańsk
tel.: 58 347 2663; e-mail: izabela.sadowska@pg.gda.pl

Streszczenie: W artykule autorka zaprezentowała możliwości wykorzystania charakterystyk energetycznych procesu do bieżącej kontroli wskaźników energetycznych. Metoda bieżącej kontroli wskaźników wykorzystuje jako wartości porównawcze wskaźniki wyznaczane na podstawie charakterystyk energetycznych procesów. Metoda ma przede wszystkim mieć zastosowanie do wczesnego wykrywania i eliminowania nadmiernego, nieracjonalnego zużycia nośników energii oraz zmian w prowadzonej gospodarce energetycznej.

Słowa kluczowe: gospodarka energetyczna, energochłonność, przemysł

1. WPROWADZENIE

Metody wykorzystujące wskaźniki energetyczne są szeroko stosowane do wielu zadań. Są powszechnym podejściem w analizach statystycznych dotyczących stanu gospodarki. Wykorzystywane są do porównań benchmarkingowych procesów produkcyjnych. Wykorzystywane są do monitorowania skuteczności wdrożeń działań energooszczędnych. Dość powszechne jest ich stosowanie w formułowaniu polityk energetycznych oraz w prognozowaniu zapotrzebowania na nośniki energetyczne. Klasyczne podejście charakteryzuje głównie prowadzenie analiz w skali makroekonomicznej oraz wyznaczanie wskaźników w stosunkowo długich okresach czasu, charakterystycznych dla cykli zbierania danych statystycznych.

Wzrost popularności rozwiązań polegających na bieżącej kontroli nośników wynika głównie z rozwoju nowoczesnych technik pomiarowych oraz możliwości gromadzenia i obróbki komputerowej dużej liczby danych. Obróbka zgromadzonych danych jest najbardziej złożonym etapem w procesie bieżącej kontroli wskaźników. Etap ten opiera się głównie na znalezieniu prawidłowej zależności pomiędzy agregowanymi danymi. Wymaga się zatem dostosowania analizy do specyfiki technologicznej obiektu. Wskazane jest, aby rozpoznawanie wskaźników energetycznych odbywało się na jak najwyższym poziomie uszczegółowienia, definiując analizowany proces użytkowania energii jako pojedynczy i w największej mierze identyfikowalny. Uzyskane w ten sposób informacje dają o wiele większe możliwości interpretacyjne w porównaniu do wykonywanej standardowo analizy punktowej.

Wyznaczane punktowo wartości wskaźników zagregowanych typu zużycie energii na jednostkę produktu unieumożliwiają bieżącą kontrolę procesu ponieważ zawierają informację obejmującą wszystkie etapy produkcji. W proponowanym podejściu zaleca się modyfikację dotychczasowo-

wych nawyków i skłonności zarządzających nośnikami energii. Zmiana polega na przystosowywaniu wyznaczonych wskaźników do rzeczywistej specyfiki procesu, a nie do przyzwyczajień i intuicji.

Przez bieżącą kontrolę rozumie się wnioskowanie na podstawie wskaźników wyznaczanych w możliwie krótkich okresach czasu. Przez krótki okres czasu rozumie się okres niezbędny do wiarygodnego zebrania danych pomiarowych o zużyciu energii i wielkości produkcji. W procesach zarządzania energią w obiektach przemysłowych najczęściej takim okresem jest doba.

2. CHARAKTERYSTYKI ENERGETYCZNE PROCESU

2.1. Sformułowanie zadania

Miarodajna charakterystyka interesującej badacza złożowości musi obejmować swoim zasięgiem badanie powiązań pomiędzy zmiennymi. Przeciwdziałanie nadmiernemu zużyciu energii elektrycznej nie może ograniczać się wyłącznie do obserwacji jej poziomu podczas zachodzących procesów. Określenie natury nośnika energetycznego powinno wiązać się z jednoczesnym monitoringiem danych, które mogą mieć istotny wpływ na badaną zmienną [4]. Właściwa klasyfikacja rozważanego procesu może pomóc zrozumieć jego charakter. Pomocne na tym etapie rozważań okazują się wykresy, na których zebrano dane o produkcji i zużyciu energii w ustalonych okresach czasu.

Wybór opisu kształtowania się zużycia energii elektrycznej w funkcji produkcji wynika głównie z dostępności danych pomiarowych. Za takim podejściem przemawia również fakt, że rozpatrywane wielkości są mierzone w pożądanym odstępach czasu. Nie bez znaczenia jest zatem jednolitość oraz wiarygodność materiału statystycznego.

Tradycyjne działania związane z nadzorowaniem zużycia nośników wewnątrz zakładu uzależnione są przede wszystkim od zakresu opomiarowania poboru nośników. Struktury komputerowych systemów zbierania danych w badanym zakładzie przemysłowym są bardzo różne. Różnice wynikają z:

- różnorodności nośników energetycznych,
- liczby punktów pomiarowych,
- struktury organizacyjnej przedsiębiorstwa,
- dostępnych sieci transmisyjnych,
- potrzeb służb energetycznych w zakresie monitorowania i rejestracji danych o zużyciu poszczególnych nośników.

W przypadku tak rozbudowanej struktury systemu, która obejmuje zasięgiem punktów pomiarowych cały zakład produkcyjny, należy założyć, że najbardziej odpowiedni okres umożliwiający bieżące nadzorowanie zużywanych nośników wynosi raz na dobę. Wybór dobowej analizy wielkości zużywanych mediów jest podyktowany koniecznością odczytu wszystkich nośników we wszystkich działach o tej samej porze dla każdej doby. Konfiguracja rozpatrywanego systemu zbierania pomiarów opiera się w zależności od nośnika na odczytach elektronicznych oraz ręcznych. Komplikacje wynikające z próby skracania odcinków czasu (np. godzinowych) są związane z brakiem dostępu do pomiarów w tym samym momencie dla wszystkich mediów. Kłopotliwy staje się zwłaszcza pomiar danych na temat wielkości produkcji. Pozyskanie wyników godzinowych wiązałyby się zatem z brakiem jednoczesności odczytu, a tym samym obarczałoby wyniki analizy bieżącej błędami ze względu na niejednoczesność pomiarów.

Wiadomości o sposobie użytkowania energii w przeszłości pozwalają na wypracowanie prawidłowych zasad jej użytkowania [1, 5]. Przestrzeganie określonych standardów na bieżąco stanowi pierwszy etap wdrażania procedur kontroli procesów technologicznych pod względem użytkowania energii w czasie rzeczywistym. Dysponując pomiarami wielkości produkcji oraz zużycia energii w wybranych odstępach czasu (np. na dobę) można w pierwszej kolejności przedstawić graficznie zależność pomiędzy zmiennymi w postaci wykresu rozproszenia.

Analizując wykresy rozproszenia najbardziej istotna jest ocena ogólnego charakteru powiązań i odstępstw od niej. Typową formą zależności jest przybliżona zależność funkcyjna. Definicja krzywej najlepiej pasującej do zgromadzonych danych określana jest w literaturze jako podstawowa charakterystyka energetyczna [1, 4]. Ujęcie zależności funkcyjnej za pomocą podstawowej charakterystyki energetycznej oznacza uwzględnienie tylko dwóch parametrów przy założeniu stałej wartości pozostałych czynników. Wyznaczenie pełnej charakterystyki energetycznej procesu produkcji piwa jest bardzo trudne (i w praktyce mało efektywne) ze względu na specyfikę zachodzących zmian.

Dobranie najlepszej postaci równania charakterystyki opiera się głównie na wykorzystaniu metod statystycznych. Bazując na dostatecznie dużej liczbie uzyskanych w czasie normalnej eksploatacji pomiarów zostanie w pierwszej kolejności wykorzystane typowe podejście dopasowania funkcji do wyników. Dostęp dobowych pomiarów dwóch wartości cech (x_i, y_i) , gdzie x_i oznacza i -ty pomiar dobowej wielkości produkcji, natomiast y_i oznacza i -ty pomiar dobowego zużycia energii elektrycznej umożliwia dostosowanie zależności liniowej wielu zmiennych objaśniających do skonstruowania funkcji liniowej między dwiema zmiennymi. Zastosowanie regresji liniowej pozwala zdefiniować zależność typu:

$$y = bx + c \quad (1)$$

gdzie: b, c – stałe charakteryzujące dany proces.

Określony jako stała c punkt przecięcia wykresu funkcji z osią energii interpretowany będzie jako zużycie „jałowe”. Mierzony np. w kWh/dobę wymiar wyrazu wolnego wiąże zużycie energii jedynie z wybranym w analizie okresem odniesienia. Wartość natomiast oznacza niezbędną ilość energii elektrycznej do utrzymania zdolności produkcyjnej na minimalnym poziomie.

Stała b nazywana współczynnikiem nachylenia prostej informuje ile energii elektrycznej należy zużyć aby wypro-

dukować każdą kolejną jednostkę produkcji. Wyrażona w kWh/j.nat. konstrukcja tej stałej świadczy o możliwości interpretacji jej wymiaru jako dynamicznego wskaźnika zużycia energii. Wyrażony wskaźnik informuje bezpośrednio o poziomie zmienności zużycia energii w wyniku jednostkowej zmiany poziomu produkcji.

Sposób wyznaczania wartości parametrów b i c funkcji liniowej, opisującej wpływ zmiennej x czyli dobowej wielkości produkcji w j.nat./dobę na zmienną y to znaczy dobowe zużycie energii elektrycznej w kWh/dobę, opiera się na wykorzystaniu metody najmniejszych kwadratów. Metoda najmniejszych kwadratów opiera się na założeniu, że suma kwadratów odchyłeń zaobserwowanych wartości zużycia energii elektrycznej od wartości teoretycznie obliczonych na podstawie wybranej funkcji jest najmniejsza. Podstawowe założenie zapisane zostało następująco:

$$F = \sum_i (y_i - \hat{y}_i)^2 = \sum_i (y_i - c - bx_i)^2 = \min \quad (2)$$

gdzie: x_i – i -ty pomiar dobowej wielkości produkcji [j.nat/dobę],

y_i – i -ty pomiar dobowego zużycia energii elektrycznej [kWh/dobę],

\hat{y}_i – i -ta wartość teoretyczna dobowego zużycia energii elektrycznej [kWh/dobę],

b, c – stałe charakteryzujące dany proces.

Przyjęcie w pierwszej kolejności liniowego sposobu przyporządkowania wartości zużycia energii elektrycznej wartościom produkcji wynika z przypuszczenia, że pomiędzy zmiennymi występuje liniowy związek o charakterze przyczynowo-skutkowym. Oceniając wykresy rozproszenia podejrzewa się, że jednakowym przyrostom produkcji towarzyszą jednakowe przyrosty zapotrzebowania na energię.

2.2. Wyniki analizy regresji rocznej zmiennych dobowych – studium przypadku

Opisywana w artykule metoda jest proponowana jako ogólna do badań energochłonności w przemyśle. Do potrzeb testowania wybrano zakład reprezentujący przemysł spożywczy. Badania modelowe przeprowadzono na przykładzie browaru należącego do koncernu zrzeszającego pięć browarów. Grupa zakładów piwowarskich osiąga łącznie około 30% sprzedaży rocznej piwa w Polsce. Ze względu na wysoką jakość prowadzonej gospodarki energetycznej w badanym browarze, wyniki energochłonności produkcji piwa stanowią punkt odniesienia dla pozostałych zakładów.

Możliwość wykorzystania charakterystyk energetycznych procesu produkcji piwa opierać się będzie w pierwszej kolejności na obserwacji rocznej pomiarów dobowych zużycia energii elektrycznej oraz wielkości produkcji browaru. Obliczone w tabeli 1 parametry liniowych funkcji regresji dobowego zużycia energii przez browar ogółem oraz poszczególne działy względem dobowej produkcji piwa na podstawie wzoru (2) dla rocznej obserwacji umożliwiają wstępną klasyfikację działów w kontekście rozważanego procesu technologicznego. Analizując parametry rocznych charakterystyk energetycznych można podzielić realizowane przez poszczególne działy procesy produkcyjne według siły zależności zużycia od wielkości produkcji.

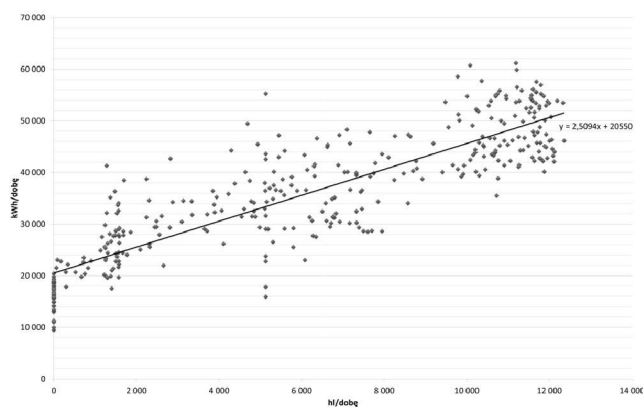
Wyznaczony współczynnik determinacji R^2 wynosząc dla Browaru Ogółem 0,762 informuje, że 76,2% dobowej zmienności zużycia energii elektrycznej przez Browar jest wyjaśnione kształtowaniem się dobowej wielkości produkcji piwa. Przybliżone wartości wyliczono między innymi w przypadku Zakładu Sprężonego Powietrza 87,3%, Stacji

Uzdatniania Wody z wynikiem 86,3% czy Warzelnia 85,8%. Odwrotne miary uzyskano np. w Starej Butelkowni, gdzie tylko 5,5% zużywanej energii wynika z produkcji piwa przez Browar.

Tablica 1. Wartości parametrów funkcji liniowych oraz współczynników determinacji rocznej zmienności danych dobowych

	b_r [kWh/hl]	c_r [kWh/dobę]	R_r^2 [-]
BROWAR OGÓLEM	2,5094	20 550,1	0,762
Podział na działy Browaru			
Magazyn Surowców	0,0674	68,9	0,691
Stara Butelkownia	0,0209	405,3	0,055
SUW	0,0510	262,2	0,863
Administracja	0,0360	513,6	0,252
UniTanki	0,0240	892,2	0,285
Zakład CO ₂	-0,1865	2 703,2	0,276
Filtracja	0,1542	660,5	0,695
Zakład Sprężonego Powietrza	0,2509	893,6	0,873
Warzelnia	0,4476	316,0	0,858
Linia Puszeki	0,2096	1 987,2	0,324
Pozostałe nieopomiarowane	0,1516	4 378,1	0,178
Linia Butelki	0,6559	1 149,0	0,644
Maszynownia Chłodnicza	0,4650	4 829,0	0,263

Rysunek 1 wizualizuje rzeczywistą zmienność stabelaryzowanych powyżej wyników parametrów rocznych zależności regresyjnych. Ocena wzrokowa charakterystyk energetycznych pomaga dopełnić badanie zależności pomiędzy zmiennymi dobowymi w ujęciu rocznym. Porównanie kolejnych wykresów rocznych umożliwia oszacowanie rozrzutu punktów wynikających z pomiarów dobowych w konkretnych przypadkach. Obserwuje się także różnice w kątach nachylenia prostych regresyjnych.



Rys. 1. Zmienność roczna dobowego zużycia energii elektrycznej przez Browar Ogółem w funkcji dobowej produkcji piwa

3. OCENA CHARAKTERYSTYKI ROCZNEJ

3.1. Dobór metody porównawczej

Przyjęto, że zmienność roczną zapotrzebowania na energię można przybliżyć charakterystycznymi wykresami zmienności dobowej produkcji piwa w funkcji dobowego zużycia energii elektrycznej. Przez wykres charakterystyczny rozumie się przebieg wartości oczekiwanej zużycia energii elektrycznej czyli najbardziej przybliżonej rzeczywistości. Opisanie w punkcie 2 charakterystyki energetyczne mają służyć docelowo jako podstawa do oceny gospodarki energetycznej na bieżąco.

Wyznaczanie na bieżąco standardów zużycia energii w zakładzie produkcyjnym polega na przyrównywaniu realnych miar wskaźników dobowych do tych uzyskiwanych przy pomocy funkcji. Przeprowadzona na tym etapie badań weryfikacja użyteczności generowanych przebiegów opiera się będzie na ocenie błędów, jakie będą popełniane przy szacowaniu wskaźników na podstawie wyznaczonych charakterystyk energetycznych.

Punktem wyjściowym oceny błędów, jakimi obciążone są równania charakterystyk energetycznych jest oszacowanie wariancji resztowej. Realizacja tego etapu jest konieczna ze względu na przyjętą w analizie miarę odchyłki czyli błędu średniokwadratowego. Błąd ten wynika bezpośrednio z pierwiastkowania wariancji odchyłek.

Wyznaczone miary odchylenia pomiędzy wskaźnikami wyliczonymi z równania ekonometrycznego a wskaźnikami obliczonymi na podstawie realnych pomiarów dobowych wyrażają w kWh/hl o ile faktycznie różnią się wielkości teoretyczne od rzeczywistych. Porównanie odchyłek średniokwadratowych z wyliczonymi zgodnie z analizą klasyczną odchyleniami standardowymi stanowi doskonałe narzędzie do odpowiedzi na pytanie, które z podejść jest bardziej użyteczne do szacowania i oceny bieżących wskazań przyrządów pomiarowych.

3.2. Ocena charakterystyki rocznej

Wyznaczane wskaźniki na podstawie estymacji zagregowanych danych dobowych umożliwiły wyznaczenie spodziewanych wskaźników dobowych z dokładnością zestawioną w tabeli 2 w kolumnie wyników odchylenia standardowego reszt. Szacowanie wskaźników dobowych na podstawie odpowiednich charakterystyk rocznych prowadzi do zauważalnego obniżenia miary błędu odchyłki (w stosunku do analizy klasycznej). Dowodem na to jest kolumna wyników relacji odchyłek średniokwadratowych w stosunku do standardowych. Poprawę wyników uzyskano we wszystkich rozpatrywanych działach.

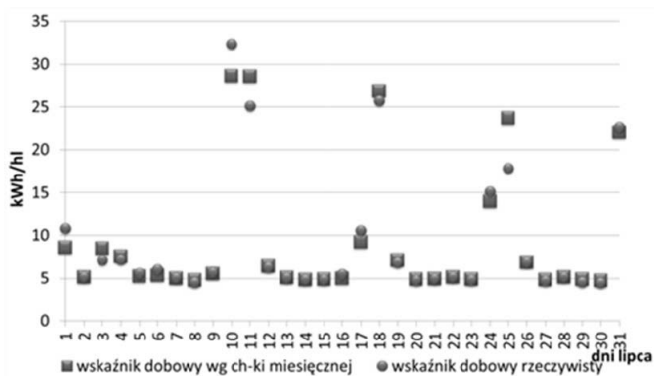
Tablica 2. Wyniki miar zmienności wskaźników dobowych w roku wyznaczonych na podstawie analizy klasycznej oraz charakterystyki rocznej

Miejsce pomiaru	Miara dopasowania	Odchylenie standardowe wskaźników dobowych w roku	Odchylenie standardowe reszt wg ch-k rocznych	Relacja odchylenia standardowego reszt do odchylenia standardowego
		[kWh/hl]	[kWh/hl]	[-]
BROWAR OGÓLEM		25,493	2,675	0,105
Podział na działy Browaru				
Magazyn Surowców		0,165	0,103	0,624
Stara Butelkownia		0,983	0,589	0,599
SUW		0,337	0,040	0,119
Administracja		0,704	0,165	0,234
UniTanki		0,911	0,179	0,196
Zakład CO ₂		4,577	1,534	0,335
Filtracja		0,551	0,353	0,642
Zakł. Spręż. Powietrza		1,096	0,347	0,316
Warzelnia		0,645	0,361	0,560
Linia Puszeki		1,924	0,853	0,443
Pozostałe nieopomiarowane		3,703	1,892	0,511
Linia Butelki		1,780	1,150	0,646
Maszynownia Chłodnicza		7,775	2,668	0,343

3.3. Wyniki dopasowania funkcji miesięcznych

Zestawienie tabelaryczne odchyłek pomiędzy dobowymi wartościami wskaźników wyznaczonych według rzeczywistych pomiarów oraz zgodnie z charakterystykami miesięcznymi stanowią potwierdzenie zauważonych korzyści na przykładzie funkcji rocznych. Najbardziej wartościowe wydaje się jednak uszczegółowienie funkcji rocznej na miesięcznej.

Potwierdzeniem dostrzeżonej powyżej przewagi metody określania wskaźników dobowych za pomocą wykresu miesięcznego są wykresy punktowe wskaźników zilustrowane na rys. 2 Wyznaczone na podstawie charakterystyki punkty w przewadze pokrywają się z rzeczywistymi. Pomimo braku idealnej zgodności współrzędnych zauważa się relatywnie duże dopasowanie wskaźników rzeczywistych do modelowych. Stopień przyporządkowania jest na tyle akceptowalny żeby ostatecznie potwierdzić efektywność wybranej metody oceny gospodarki energetycznej na bieżąco.



Rys. 2. Wykres wskaźników dobowych rzeczywistych oraz wyznaczonych za pomocą charakterystyki miesięcznej dla Browaru (ogółem w lipcu)

4. PODSUMOWANIE

Zestawienie odchyłek standardowych wraz z odchyleniami średniokwadratowymi wyraża miarę korzyści z zastosowania charakterystyk energetycznych. Świadczy o tym fakcie przede wszystkim poprawa wyników odchylenia standardowego reszt wobec odchylenia standardowego wskaźników we wszystkich badanych działach browaru

Rozpatrując działy, w których obserwuje się niewielką poprawę należy podkreślić, że są to działy o najniższych wynikach odchyłek standardowych spośród pozostałych. Obserwacje te są jednak zdecydowanie rzadziej obserwowalne. Weryfikacja wyników ilorazu odchyłek we wskazanych przypadkach na poziomie bliskim jedności sugeruje również, że same wyniki są sobie bardzo bliskie. Stosowanie charakterystyk energetycznych w tych przypadkach jest więc także dopuszczalne (choć nie powoduje istotnej poprawy jakości wniosku).

5. BIBLIOGRAFIA

1. Bućko P.: Zastosowanie regresji liniowej do analizy obciążeń cieplnych. Rynek Energii nr 5/2009.
2. Dobrzańska I.: Prognozowanie w elektroenergetyce. Wydawnictwo Politechniki Częstochowskiej. Częstochowa 2002.
3. Kamrat W.: Metody oceny efektywności inwestowania w elektroenergetyce. Wydawnictwo Politechniki Gdańskiej. Gdańsk 2004.
4. Szargut J., Ziębik A., Kozioł J., Janiczek R., Kurpisz K., Chmielniak T., Wilk R.: Racjonalizacja użytkowania energii w zakładach przemysłowych. Poradnik audytora energetycznego. Fundacja Poszanowania Energii. Warszawa 1994.
5. Wilczyński A.: Racjonalne użytkowanie energii w przedsiębiorstwie. Racjonalność w Funkcjonowaniu Organizacji. Gospodarka – Społeczeństwo. Oficyna Wydawnicza PWSZ w Nysie. Nysa 2009.

THE POSSIBILITY OF USING THE DETERMINED CHARACTERISTICS OF PROCESSES TO CALCULATE COMPARATIVE INDICATORS TO ONLINE CONTROL OF ENERGY CONSUMPTION

Ensuring sustainable economic development of a country requires exercising effective energy management. Due to ever the increasing demand for energy, evaluating consumption effectiveness becomes necessary to reach essential goals. Energy economy should be evaluated within a specific branch of industry, using a specific indicator value. Determining a value of an indicator describing energy consumption enables comparing energy intensity at a certain consumption level This paper overviews applied methods of energy consumption analysis in Brewery Industry. Stages of the method for on-line control energy consumption indicators are establishing a basis for predicting from past energy consumption data, using this to establish the expected energy consumption indicators, calculating the difference between actual and predicted energy consumption indicators, which decide on the necessity to conduct an effective energetic economy.

Keywords: energetic economy, energy consumption, industry

EFEKTYWNOŚĆ TRANSFORMACJI I PRZESYŁANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ W SIECIACH DYSTRYBUCYJNYCH

Waldemar SZPYRA¹, Wiesław NOWAK², Rafał TARKO³

AGH Akademia Górniczo – Hutnicza, al. A. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków

1. tel.: 12 617 32 47 e-mail: wszpyra@agh.edu.pl
2. tel.: 12 617 28 24 e-mail: wieslaw.nowak@agh.edu.pl
3. tel.: 12 617 36 53 e-mail: rtarko@agh.edu.pl

Streszczenie: W artykule przedstawiono podstawowe pojęcia z zakresu rachunku kosztów w elektroenergetyce oraz wybrane metody oceny efektywności w elektroenergetyce. Przedstawiono wybrane wyniki oceny efektywności wymiany transformatorów dystrybucyjnych SN/nn oraz porównano jednostkowe koszty przesyłania energii przy wykorzystaniu różnych typów linii średniego napięcia. Otrzymane wyniki potwierdzają opłacalność wymiany transformatorów wyprodukowanych przed 1975 rokiem, oraz celowość bardziej powszechnego wykorzystywania linii typu PAS w terenowych sieciach rozdzielczych średniego napięcia.

Słowa kluczowe: elektroenergetyczne sieci rozdzielcze, rachunek kosztów, efektywność dystrybucji energii elektrycznej

1. WPROWADZENIE

Jednym z głównych celów polityki energetycznej Polski jest poprawa efektywności energetycznej [5]. W dokumencie tym, jako jeden ze środków do osiągnięcia tego celu wymienia się zwiększenie sprawności wytwarzania energii elektrycznej oraz ograniczenie strat energii w sieciach przesyłowych i dystrybucyjnych. Ograniczenie strat w sieciach ma być osiągnięte m.in. poprzez budowę nowych i modernizację istniejącej infrastruktury sieciowej oraz wymianę transformatorów o niskiej sprawności.

Również przepisy Unii Europejskiej narzucają konieczność podejmowania działań mających na celu poprawę sprawności energetycznej, dla przykładu Rozporządzenie Komisji Unii Europejskiej NR 548/2014 z 21 maja 2014 r. [6] wprowadza ograniczenie maksymalnego poziomu strat jałowych i obciążeniowych w nowo instalowanych transformatorach energetycznych. Z rozporządzenia wynika, że od 1 lipca 2015 roku możliwe będzie instalowanie transformatorów klasy AoCk, a od 1 lipca 2021 roku transformatorów o stratach stanu jałowego zmniejszonych o 10% w stosunku do klasy Ao i stratach obciążeniowych klasy Ak.

Operatorzy sieci dystrybucyjnych (OSD) od wielu lat realizują programy ograniczania strat. Programy te obejmują zarówno inwestycyjne jak i bezinwestycyjne metody ograniczania strat w sieciach. Do najbardziej popularnych obecnie inwestycyjnych metod ograniczania strat należy kompensacja mocy biernej biegu jałowego transformatorów SN/nn, wymiana starych transformatorów o dużych stratach na nowe oraz modernizacja istniejących i budowa nowych linii i stacji elektroenergetycznych. Więcej informacji na temat efektywności kompensacji mocy biernej w sieciach rozdzielczych można znaleźć m.in. w [2 i 7].

Realizacja podejmowanych działań wymaga poniesienia określonych (często bardzo dużych) nakładów inwestycyjnych, dlatego każda decyzja o wydatkowaniu środków na

realizację inwestycji w elektroenergetyce powinna być poprzedzona wnikliwą analizą techniczną i ekonomiczną.

Analiza techniczna obejmuje m.in. takie zagadnienia jak właściwy dobór urządzeń (obciążalność, szeroko pojęte bezpieczeństwo, wpływ na środowisko) oraz ocenę wpływu inwestycji na poziom strat i jakość energii elektrycznej. Wykonanie takich analiz nie nastęca obecnie większych problemów, za wyjątkiem oceny wpływu inwestycji na poziom strat i jakość energii w sieciach dystrybucyjnych średniego i niskiego napięcia. Obliczenia dla tych sieci, ze względu na niedostatek informacji pomiarowych dotyczących obciążenia, wykonuje się przy wykorzystaniu różnych założeń dotyczących obciążenia, które są przyczyną znacznych błędów (zarówno niedoszacowanie jak i zawyżenie efektów). Do oceny efektywności ekonomicznej wykorzystuje się różne metody, przy czym wybór metody zależy od fazy procesu decyzyjnego, wielkości przedsięwzięcia oraz okresu analizy.

2. RACHUNEK KOSZTÓW

Do oceny i porównania różnych wariantów rozwiązań technicznych w elektroenergetyce dosyć powszechnie wykorzystuje się rachunek kosztów rocznych. Pod pojęciem *koszt roczny* rozumie się sumę kosztów ponoszonych w ciągu roku w związku z eksploatacją pojedynczego obiektu (linia, transformator, stacja) lub grupy połączonych funkcjonalnie obiektów (np. sieć elektroenergetyczna na pewnym obszarze). Najogólniej składniki kosztów rocznych, można podzielić na dwie grupy, tj.: koszty kapitałowe K_k oraz koszty eksploatacyjne (operacyjne) K_e .

$$K_r = K_k + K_e \quad (1)$$

Koszty kapitałowe stanowią zwrot kapitału zaangażowanego w realizację inwestycji wraz z jego oprocentowaniem (amortyzacja + akumulacja). Koszty te oblicza się z zależności:

$$K_k = r_{rr} \cdot K_I \quad (2)$$

gdzie: K_I – nakłady inwestycyjne poniesione na realizację inwestycji,

r_{rr} – rata kapitałowa (współczynnik wycofania kapitału).

$$r_{rr} = \frac{p(1+p)^{N_a}}{(1+p)^{N_a} - 1} \quad (3)$$

gdzie: p – stopa oprocentowania kapitału wyrażona w postaci ułamka dziesiętnego,

N_a – okres wycofania kapitału (okres amortyzacji).

Koszty eksploatacyjne są sumą kosztów eksploatacyjnych stałych K_{es} , zmiennych K_{ez} oraz zawodności K_a . Na roczne koszty stałe eksploatacji obiektów elektroenergetycznych takich jak linie, stacje itp. składają się koszty ogólne, koszty remontów oraz osobowe ruchu. W przypadku oceny nowych inwestycji oblicza się je jako pewien procent od wartości inwestycyjnej obiektu:

$$K_{es} = K_I (r_{adm} + r_{or} + r_{rem}) = K_I \cdot r_{es} \quad (4)$$

gdzie: r_{adm} – stawka odpisu na koszty ogólne,

r_{rem} – stawka odpisu na koszty remontów,

r_{or} – stawka odpisu na koszty osobowe ruchu.

Roczne koszty eksploatacyjne zmienne elementów sieci (linia, transformator) są to koszty strat mocy i energii w tych elementach. Koszty te oblicza się z zależności:

$$K_{ez} = \delta_s \cdot k_P \cdot \Delta P_s + k_E \cdot \Delta E_r \quad (5)$$

gdzie: ΔP_s – maksymalne (szczytowe) straty mocy w elemencie sieci,

ΔE_r – roczne straty energii w elemencie sieci,

k_P – jednostkowy koszt strat mocy,

δ_s – współczynnik udziału w szczycie obciążenia (w praktyce dla sieci rozdzielczych często przyjmuje się wartość $\delta_s = 1$),

k_E – jednostkowy koszt zakupu energii na pokrycie strat.

Do kosztów awaryjności w przypadku przedsiębiorstw sieciowych zalicza się koszty napraw awaryjnych uszkodzonych elementów sieci, utracone opłaty przesyłowe oraz koszty bonifikat i upustów udzielanych odbiorcom (naliczane tylko w przypadku przekroczenia dopuszczalnych czasów przerw w zasilaniu).

W przypadku, gdy analiza obejmuje dłuższe okresy czasu, a ponoszone koszty oraz uzyskiwane efekty są różne w poszczególnych latach, wówczas zarówno koszty jak i efekty sprowadza się do porównywalności stosując rachunek dyskonta [3 i 4].

3. EFEKTYWNOŚĆ

Słowo efektywność (łac. *effectivus* = skuteczny) stało się w ostatnich latach nieomal słowem kluczem w różnych publikacjach dotyczących szeroko pojętej gospodarki. Jest ono najczęściej używane do określenia sytuacji, w której uzyskanie żądanych efektów lub wyników wymaga poświęcenia minimalnych środków (nakładów, czasu, wysiłku lub umiejętności). Według ekonomistów efektywność jest to wynik działań, określony przez relację uzyskanych efektów do nakładów poniesionych na ich realizację. Liczbowo, efektywność można wyrazić w postaci różnych wskaźników [1]:

- zysk bezwzględny stanowiący różnicę pomiędzy efektami i nakładami:

$$Z = E - N, \quad (6)$$

- zysk względny przypadający na jednostkę poniesionych nakładów:

$$z = \frac{Z}{N} = \frac{E - N}{N}, \quad (7)$$

- jednostkowy koszt uzyskania efektu:

$$k_j = \frac{N}{E}. \quad (8)$$

gdzie: E – efekt (wynik) podjętych działań,

K – nakłady poniesione na realizację działań.

W relacjach (6) do (8) zarówno nakłady jak i efekty są zazwyczaj wyrażone w jednostkach monetarnych. Gdy celem działań jest ograniczenie strat energii przeliczenie efektów w postaci ilości zaoszczędzonej energii na jednostki

monetarne nie stanowi problemu, jednak dzieląc poniesione nakłady przez wielkość ograniczenia otrzymuje się jednostkowy koszt ograniczania strat.

W elektroenergetyce do oceny efektywności ekonomicznej wykorzystuje się różne metody. Wybór metody zależy od fazy procesu decyzyjnego, wielkości przedsięwzięcia oraz okresu analizy. Metody te można podzielić na dwie grupy: statyczne i dynamiczne. Do metod statycznych zalicza się metody polegające na określeniu: okresu zwrotu nakładów inwestycyjnych, stopy zwrotu nakładów inwestycyjnych lub stopy zwrotu kapitału własnego. Metody te nie uwzględniają wpływu czasu na wartość pieniądza oraz zysków osiągniętych po okresie zwrotu nakładów inwestycyjnych.

Metody dynamiczne to m.in. metoda równoważnego kosztu rocznego, równoważnego kosztu jednostkowego, wartości zaktualizowanej netto, wewnętrznej stopy zwrotu (prosta i zmodyfikowana) oraz wskaźnik rentowności. W tych metodach uwzględnia się ponoszone koszty oraz uzyskiwane przychody w całym okresie realizacji i eksploatacji inwestycji sprowadzając je, przy wykorzystaniu rachunku dyskonta, do wspólnego momentu w czasie (tzw. roku zerowego). Do najczęściej wykorzystywanych elektroenergetyce należy metoda kosztów rocznych, przy czym, gdy porównywane warianty różnią się ponoszonymi w kolejnych latach kosztami i/lub uzyskiwanymi efektami wykorzystuje się metodę równoważnych (ekwiwalentnych) kosztów rocznych lub metodę równoważnych kosztów jednostkowych. Równoważne koszty roczne oblicza się z zależności:

$$K_{r_{ekw}} = \frac{\sum_{t=1}^N K_{r_t} (1+p)^{-t}}{\sum_{t=1}^N (1+p)^{-t}} \quad (9)$$

natomiast równoważne koszty jednostkowe z zależności:

$$k_{ekw} = \frac{\sum_{t=1}^N K_{r_t} (1+p)^{-t}}{\sum_{t=1}^N E_{r_t} (1+p)^{-t}} \quad (10)$$

gdzie: K_{r_t} – koszty poniesione w roku t ,

E_{r_t} – efekty uzyskane w roku t .

Zarówno metoda kosztów rocznych jak i metoda kosztów jednostkowych nie dają informacji o efektywności (zyskowności) zainwestowanego kapitału. Można do tego wykorzystać metodę wskaźnika wartości zaktualizowanej netto $NPVR$. Wskaźnik ten oblicza się jako iloraz wartości zaktualizowanej netto NPV przez sumę nakładów inwestycyjnych zdyskontowanych na rok rozpoczęcia inwestycji:

$$NPVR = \frac{NPV}{\sum_{t=1}^N K_{I_t} (1+p)^{-t}} = \frac{\sum_{t=1}^N (CI_t - CO_t) (1+p)^{-t}}{\sum_{t=1}^N K_{I_t} (1+p)^{-t}} \quad (11)$$

gdzie: K_{I_t} – nakłady inwestycyjne poniesione w roku t ,

NPV – wartość zaktualizowana netto,

CI_t – wpływy pieniężne (przychody) uzyskane w roku t ,

CO_t – wydatki pieniężne poniesione w roku t ,

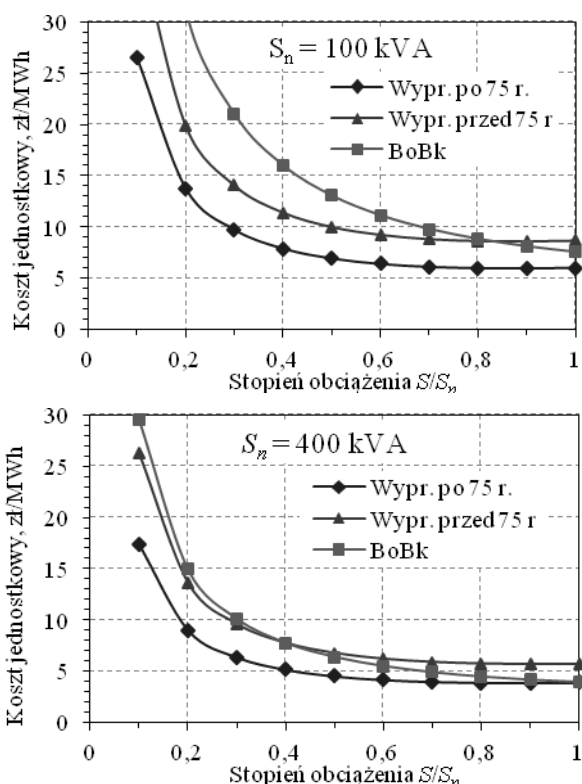
N – okres obliczeniowy (okres budowy + okres eksploatacji obiektu).

4. EFEKTYWNOŚĆ WYMIANY TRANSFORMATORÓW

W ramach w ramach programu operacyjnego „Infrastruktura i środowisko 2007–2013” operatorzy sieci dystrybucyjnych w Polsce dokonali wymiany blisko 2 tys. sztuk transformatorów SN/nn. Istniejące transformatory zostały zastąpione transformatorami klasy BoBk o takiej samej lub porównywalnej mocy znamionowej. W tabeli 1 podano znamionowe straty mocy w trójfazowych transformatorach olejowych produkowanych przed i po roku 1975, oraz w transformatorach klasy BoBk.

Tabela 1. Znamionowe straty stanu jałowego i obciążeniowe wybranych transformatorów olejowych o górnym napięciu ≤ 24 kV.

S_n [kVA]	Rodzaj transformatora						
	wyprodukowany				BoBk		
	przed 1975 r.		po 1975 r.				
	P_0 [W]	P_k [W]	P_0 [W]	P_k [W]	P_0 [W]	P_k [W]	Cena [zł]
100	495	2 300	260	1 600	180	1 475	13 700
160	700	3 300	400	2 250	260	2 000	18 130
250	970	4 700	520	3 000	360	2 750	19 800
400	1 390	6 000	750	4 250	520	3 850	25 450
630	1 950	9 450	970	6 100	680	5 600	35 600



Rys. 1. Jednostkowe koszty transformacji w funkcji stopnia obciążenia

W celu oceny efektywności ekonomicznej wymiany transformatorów wykonano obliczenia jednostkowych kosztów transformacji w zależności od stopnia obciążenia. Obliczenia wykonano dla transformatorów o mocach $S_n = \{100, 160, 250, 400\}$ kVA, dla czasów trwania obciążenia szczytowego $T_s = \{2500, 3500, 4500\}$ h/a, przy współczynniku mocy $\cos \varphi = 0,93$. Do obliczeń przyjęto cenę energii na pokrycie strat $k_E = 250$ zł/MWh, jednostkowy koszt mocy $k_P = 115$ zł/kW/a, okres analizy $N_a = 20$ lat, stopę

dyskontową $p = 0,08$ (8%), współczynnik odpisu na koszty eksploatacyjne stałe $k_{es} = 0,045$, koszt wymiany transformatora $K_{wym} = 4 400$ zł/szt. Założono, że istniejące transformatory są zamortyzowane dlatego w obliczeniach pominięto koszty kapitałowe tych transformatorów.

Na rysunku 1 pokazano zależność jednostkowych kosztów transformacji w funkcji stopnia obciążenia transformatorów o mocy $S_n = 100$ i 400 kVA, dla czasu $T_s = 4500$ h/a. Z wykresów tych wynika, że wymiana transformatorów wyprodukowanych przed rokiem 1975 spowoduje obniżenie jednostkowych kosztów transformacji gdy stopień obciążenia transformatorów jest wysoki (powyżej 80% dla transformatora o mocy 100kVA i powyżej 40% dla transformatora o mocy 400 kVA). Wymiana transformatora wyprodukowanego po 1975 roku byłaby opłacalna tylko w przypadku transformatora o mocy 400 kVA obciążonego w 100%.

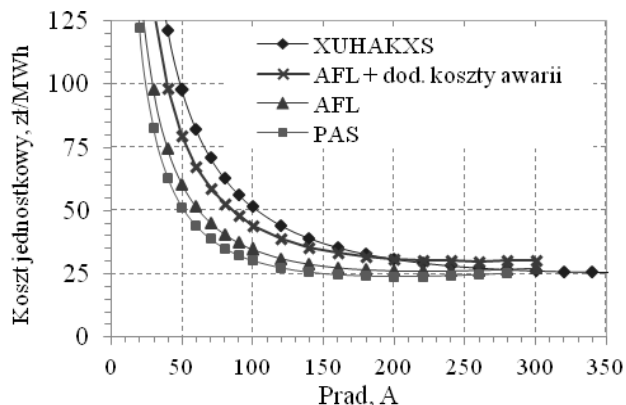
W przypadku transformatorów wyprodukowanych po roku 1975 nawet uwzględnienie 30% dotacji nie powoduje takiego obniżenia kosztów jednostkowych by wymiana transformatorów stała się opłacalna. Należy tu dodać, że przeciętny stopień obciążenia transformatorów w sieciach dystrybucyjnych mieści się w przedziale 40% ÷ 60%.

5. EFEKTYWNOŚĆ PRZESYŁANIA ENERGII W TERENOWYCH SIECIACH SN

Terenowe sieci średniego napięcia w większości są zbudowane jako linie napowietrzne z przewodami AFL 6 o przekroju 70 mm^2 w magistralach oraz 35 mm^2 w odgałęzieniach i odczepach do stacji transformatorowych. Większe przekroje przewodów spotyka się sporadycznie. Sieci te są narażone na bezpośrednie lub pośrednie oddziaływanie zjawisk atmosferycznych powodujących liczne, czasem rozległe i długotrwałe awarie, a w efekcie długotrwałe przerwy w dostawie energii elektrycznej do wielu odbiorców. Operatorzy sieci dystrybucyjnych ponoszą wówczas bardzo wysokie koszty, na które składają się koszty usuwania awarii (często w bardzo trudnych warunkach atmosferycznych) oraz koszty wynikające z niedostarczonej energii. Dla przykładu koszty napraw jednej linii o łącznej długości 39,7 km (w tym 15,7 km magistrali z przewodami AFL 6–70 mm^2) zasilającej 37 stacji SN/nn na obszarze Jury Krakowsko-Częstochowskiej wyniosły prawie 970 tys. zł, a koszty wynikające z niedostarczenia energii ponad 600 tys. zł. Operatorzy sieci dystrybucyjnych poszukują więc rozwiązań, które zapobiegałyby takim awariom. Rozważa się zastąpienie całych linii lub ich fragmentów liniami typu PAS lub kablowymi. O wyborze wariantu rozwiązania powinien decydować rachunek ekonomiczny.

Na rysunku 2 pokazano wykresy jednostkowych kosztów przesyłania w funkcji prądu płynącego do magistrali SN wykonanej jako: linia kablowa z żyłami aluminiowymi o przekroju 120 mm^2 , linia napowietrzna typu PAS oraz AFL 6 (obie z przewodami o przekroju 70 mm^2). Obliczenia wykonano dla czasu wykorzystania mocy szczytowej $T_s = \{2 500, 3 500, 4 500\}$ h/a, zakładając że obciążenie jest rozłożone równomiernie wzdłuż linii. Nakłady inwestycyjne na budowę linii oraz koszty eksploatacyjne stałe przyjęto według danych jednego z operatorów sieci dystrybucyjnych. Koszty kapitałowe zostały rozłożone na okres 35 lat. Jednostkowe koszty strat mocy i energii oraz stopę dyskontową przyjęto jak w obliczeniach dotyczących wymiany transformatorów. Dla linii z przewodami AFL wykonano dodatkowo obliczenia zakładając podwyższone koszty eksploatacyjne stałe uwzględniające okresowe występowanie katastrofal-

nych warunków atmosferycznych powodujących wzrost rocznych kosztów eksploatacji średnio o 85 tys. zł.



Rys. 2. Porównanie jednostkowych kosztów przesyłania w funkcji prądu wpływającego do linii dla $T_s = 3500$ h/a

Z wykresów na rysunku 2 wynika, że dopiero przy prądzie powyżej 280 A koszty przesyłania linią kablową byłyby niższe niż koszty przesyłania linią napowietrzną z przewodami AFL, a przy zwiększonych kosztach awaryjności przy obciążeniu równym co najmniej 200 A. Jednostkowe koszty przesyłania linią kablową byłyby niższe od kosztów przesyłania linią typu PAS dopiero przy obciążeniu około 300 A, czyli większym od obciążenia dopuszczalnego długotrwale. Linia typu PAS wypada korzystniej niż linia z przewodami AFL w całym zakresie obciążenia.

Z analizy blisko 1000 obwodów sieci SN należących do dwóch operatorów sieci dystrybucyjnych wynika, że blisko 80%, wartości prądów wpływających z GPZ do obwodów mieści się w przedziale 0–50 A, a obwody o obciążeniu powyżej 100 A stanowią niecałe 4%. Należy jednak dodać, że mniejsze wartości prądów dotyczą głównie stosunkowo

krótkich obwodów zasilających bezpośrednio odbiorców przemysłowych o niezbyt dużej mocy.

6. PODSUMOWANIE

Na podstawie analizy wyników obliczeń można stwierdzić, że wymiana transformatorów wyprodukowanych przed 1975 rokiem może być opłacalna również przy braku dofinansowania, natomiast wymiana sprawnych technicznie transformatorów wyprodukowanych po roku 1975 nie znajduje uzasadnienia ekonomicznego, nawet przy znaczącym dofinansowaniu.

Zastępowanie linii napowietrznych liniami kablowymi jest nieopłacalne nawet na obszarach gdzie co kilka lat występuje katastrofalne oblodzenie przewodów. Ze względu na niższe koszty eksploatacyjne uzasadnione jest częstsze stosowanie linii typu PAS w terenowych sieciach rozdzielczych

7. BIBLIOGRAFIA

1. Adamczyk J.: Efektywność Przedsiębiorstw sprywatyzowanych, AE, Kraków 1995.
2. Kot A., Nowak W., Szpyra W., Tarko R.: Efficiency improvement of reactive power compensation in power distribution networks, Przegląd Elektrotechniczny, 2013 R.89 nr 6, ISSN 0033-209, s. 190–195.
3. Paska J.,: Ekonomia w elektroenergetyce, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2007.
4. Praca zbiorowa pod red. Jerzego Kulczyckiego: Straty energii elektrycznej w sieciach dystrybucyjnych, Wyd. Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, Poznań 2009.
5. Projekt Polityki energetycznej Polski do roku 2050, Warszawa, sierpień 2014.
6. Rozporządzenie Komisji Unii Europejskiej NR 548/2014 z dnia 21 maja 2014 r.
7. Szpyra W.: Efektywność kompensacji mocy biernej stanu jałowego transformatorów SN/nn, Przegląd Elektrotechniczny, 2011 R.87 nr 2, ISSN 0033-2097, s. 144–146.

EFFICIENCY OF TRANSFORMATION AND TRANSMISSION OF ELECTRICITY IN DISTRIBUTION NETWORKS

The article discusses the components of the costs and selected methods used to evaluate the efficiency of electricity distribution. Shows the results of evaluation of the effectiveness of MV/LV distribution transformers exchange. Were also compared the unit costs of energy transfer using various types of medium-voltage lines. The calculation results confirm the profitability of replacing transformers manufactured before 1975, and the desirability of a more widespread use of PAS type lines in terrain medium voltage distribution networks.

Keywords: power distribution networks, cost accounting in the electricity sector, the efficiency of the electricity distribution



**ZAGADNIENIA WYBRANE
ELEKTROENERGETYKI**

LABORATORYJNY MODEL ODBIORNIKA DUŻEJ MOCY. KONCEPCJA, WYKONANIE, EKSPERYMENTY

Bartosz KĘDRA¹, Robert MAŁKOWSKI²

1. Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk, ul. Reja 27, 80-870 Gdańsk

tel.: 58 349 8185; e-mail: b.kedra@ien.gda.pl

2. Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki, ul. G. Narutowicza 11/12, 80-233 Gdańsk

tel.: 58 347 1798; e-mail: robert.malkowski@pg.gda.pl

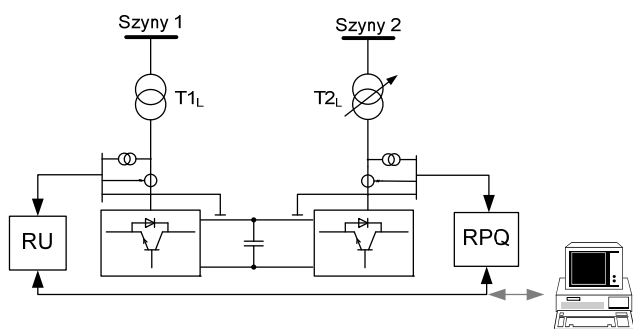
Streszczenie: W referacie przedstawiono koncepcję oraz sposób realizacji laboratoryjnego modelu odbioru o mocy 150 kVA. Odbiornik zaprojektowano w taki sposób aby umożliwić emulację zmienności mocy dowolnego odbiorcy, jak również pracę transformatora zasilającego takiego odbiorcę. W referacie zaprezentowano też przykładowe wyniki prób eksperymentalnych potwierdzające słuszność przyjętej koncepcji sterowania.

Słowa kluczowe: Przekształtnik mocy, Simulink Real-Time, Matlab, model odbioru.

1. KONCEPCJA

Przedmiotowy odbiornik został zaprojektowany i wykonany w ramach realizacji projektu LINTE². W założeniach jest to element stanowiący obciążanie urządzeń wytwórczych i systemów badanych w laboratorium. W ramach projektu wykonano i zainstalowano w laboratorium LINTE² trzy sztuki opisywanego laboratoryjnego modelu odbiornika.

Zgodnie z wymaganiami zawartymi w [1] odbiorniki te powinny zapewniać zwrot energii do sieci. Od strony SEE odbiorniki tworzą grupę urządzeń o jednostkowym współczynniku mocy. Każdy odbiornik został zbudowany z przekształtnika AC/DC/AC oraz transformatora 400 V / 400 V z energoelektronicznym przełącznikiem zacze- pów. Schemat sposobu wykonania modelu odbioru przedstawiono na rys. 1.



Rys. 1. Przykładowy sposób wykonania modelu odbioru:
T_{1L} – transformator sprzęgający, T_{2L} – transformator regulacyjny

W celu umożliwienia odwzorowania zachowania typowych odbiorników czy też grup odbiorów pracujących w systemie elektroenergetycznym opracowany odbiornik ma możliwość wyboru jednego lub kilku trybów pracy, w szczególności:

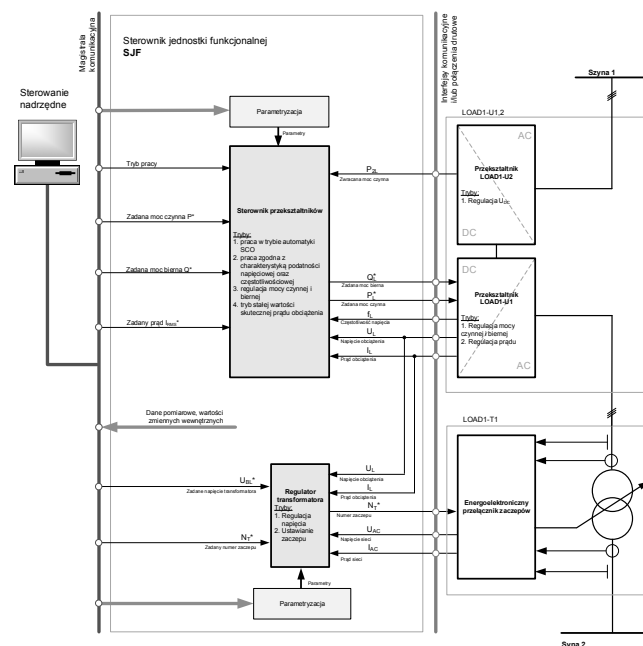
- praca z zadaną mocą czynną i/lub bierną,

- praca z zadaną wartością prądu, przy założonym współczynniku $\cos(\varphi)$,
- praca w trybie poboru zadanej wartości mocy pozornej,
- praca w trybie regulacji napięcia z wykorzystaniem energoelektronicznego przełącznika zacze- pów,
- odwzorowanie zadanego przebiegu zmienności mocy czynnej i biernej,
- odwzorowanie zadanej charakterystyki podatności czę- stotliwościowej i/lub napięciowej,
- odwzorowanie działania automatyki odciążającej typu SCO.

Wszystkie opisane powyżej wymagania zostały zreali- zowane w sposób umożliwiający łatwą modyfikację jak i rozbudowę o dodatkowe funkcjonalności.

Odbiornik jest wyposażony w interfejsy komunikacyjne pozwalające na zdalną parametryzację urządzenia, sterowa- nie, pomiary oraz diagnostykę.

W celu realizacji postawionych wymagań jednym z istotnych zagadnień było zdefiniowanie podziału funkcji sterowniczych pomiędzy poszczególnymi komponentami. Do realizacji przyjęto rozwiązanie pokazane na rys. 2.



Rys. 2. Koncepcja rozdziału funkcji sterowniczych

W celu umożliwienia łatwego prototypowania układów regulacji wykorzystano dedykowane środowisko – Simulink Real-Time. Sterownik jednostki funkcjonalnej pokazany na rys. 1 jest oparty na komputerze PC z kartami we/wy i oprogramowaniem Simulink pracującym w czasie rzeczywistym.

Simulink Real-Time jest używany do tworzenia algorytmu sterującego pracą odbioru bezpośrednio z programu Simulink. W kolejnym kroku algorytm sterowania jest ładowany do komputera docelowego podłączonego do urządzeń fizycznych, stanowiącego część składową pętli tzw. Hardware in the Loop (HIL).

Modele opracowane w Simulink Real-Time zostały rozszerzone o moduły obsługi kart we/wy sterownika. Umożliwia to automatyczne generowanie aplikacji czasu rzeczywistego oraz wykonywanie działań interaktywnych lub zautomatyzowanych na dedykowanym komputerze docelowym, wyposażonym w jądra czasu rzeczywistego oraz wielordzeniowe procesory i karty we/wy.

2. REALIZACJA

Opisywany laboratoryjny model odbioru składa się ze sterownika jednostki funkcjonalnej oraz urządzeń jednostki funkcjonalnej. Urządzenia jednostki funkcjonalnej to przetwornica częstotliwości zrealizowana w oparciu o przełączniki IGBT, transformator o mocy ciągłej 100 kVA i przekładni 400/400 V/V. Transformator wyposażony jest w sterowany energoelektroniczny (tyrystorowy) przełącznik zacze­pów. Sterownik jednostki funkcjonalnej zbudowany jest z komputera PC z platformą Simulink Real-Time oraz kartami we/wy. Karty korzystają z magistrali PCI i są przeznaczone do akwizycji danych oraz sterowania pracą urządzenia w czasie rzeczywistym. Każda karta obsługuje 16 analogowych kanałów wejściowych (± 10 V), 4 kanały wyjściowe analogowe (± 10 V) i 32 cyfrowych kanałów wejścia/wyjścia. Parametry wewnętrzne algorytmu sterowania modelu odbioru oraz wartości zadane mogą być zmienione z poziomu systemu SCADA SYNDIS-RV lub za pośrednictwem interfejsu użytkownika (panelu sterowania zrealizowanego z wykorzystaniem funkcji pakietu Simulink Real-Time).

3. WYBRANE FUNKCJONALNOŚCI

3.1. Opis

Ze względu na swą otwartą strukturę sterowania, model odbioru umożliwia definiowanie wartości obciążenia w różnorodny sposób. Istnieją trzy główne warianty kształtowania wartości zadanej mocy odbioru:

- moc pozorna S_{ref} i $\cos \varphi_{ref}$,
- moc czynna P_{ref} i/lub bierna Q_{ref} ,
- wartość skuteczna składowej czynnej I_{Pref} i/lub biernej I_{Qref} prądu.

Dodatkowo, w każdym z tych wariantów definiowania mocy zadanej można aktywować trzy dodatkowe funkcje. Są nimi:

- automatyka odciążająca,
- podatność napięciowa mocy odbioru,
- podatność częstotliwościowa mocy odbioru,
- definiowana charakterystyka zmienności mocy w czasie.

3.2. Charakterystyka podatności napięciowej i częstotliwościowej

Jedną z dostępnych funkcji sterowania jest możliwość uzależnienia mocy odbioru od aktualnej wartości napięcia

i częstotliwości. W podstawowym algorytmie sterowania odbiornikami przyjęto, że podatność napięciowa i częstotliwościowa odbiorów będzie kształtowana zgodnie z zależnościami (1) i (2):

$$P(U, f) = P_{\downarrow ref} \left(p_{\downarrow 1} (u \uparrow 2 + p_{\downarrow 2}) (u + p_{\downarrow 3}) (1 + K_{\downarrow pf} (\Delta f)) \right) \quad (1)$$

$$Q(U, f) = Q_{\downarrow ref} \left(q_{\downarrow 1} (u \uparrow 2 + q_{\downarrow 2}) (u + q_{\downarrow 3}) (1 + K_{\downarrow qf} (\Delta f)) \right) \quad (2)$$

gdzie: P_{ref} – zadana wartość mocy czynnej,
 Q_{ref} – zadana wartość mocy biernej,
 p_1, p_2, p_3 – współczynniki charakterystyki statycznej odbiorów mocy czynnej,
 q_1, q_2, q_3 – współczynniki charakterystyki statycznej odbiorów mocy biernej,
 K_{pf}, K_{qf} – współczynniki podatności częstotliwościowej odpowiednio mocy czynnej i biernej,
 Δf – pochodna częstotliwości,
 u – wartość napięcia w miejscu przyłączenia odbioru.

3.3. Automatyka samoczynnego częstotliwościowego odciążania

Zaimplementowany algorytm automatyki odciążającej odpowiada algorytmowi automatyki SCO stosowanej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE). Algorytm działania obecnie stosowanej automatyki SCO jest stosunkowo prosty. Kryterium działania tej automatyki jest obniżenie się częstotliwości poniżej nastawionego progu, co powoduje wyłączenie wcześniej określonej grupy odbiorów. Szczegóły algorytmu opisano w [2].

3.4. Zmienność mocy odbioru zdefiniowana w czasie

Niezależnie od możliwości ręcznej zmiany wartości zadanej prądu, mocy czynnej i biernej możliwe jest zdefiniowanie tych zmian w dziedzinie czasu. Funkcja ta umożliwia definiowanie dowolnych krzywych zmienności niezależnie dla obu składowych (moc czynna i/lub bierna, lub składowa czynna i/lub bierna prądu). Możliwe jest zatem kształtowanie np. zmienności dobowej, tygodniowej, zmienności mocy emulującej odbiornik niespokojny, itp.

3.5. Transformator z energoelektronicznym przełącznikiem zacze­pów

W pierwotnym zamyśle laboratoryjny model odbioru miał modelować stację GPZ 110 kV/SN. Dlatego też integralnym elementem modelu odbioru jest transformator z możliwością zmiany przekładni pod obciążeniem. Zaprojektowany transformator ma grupę połączeń Y_{yn} , 25 odce­pów i zakres zmian napięcia w zakresie $(0,85 \div 1,15) \cdot U_n$.

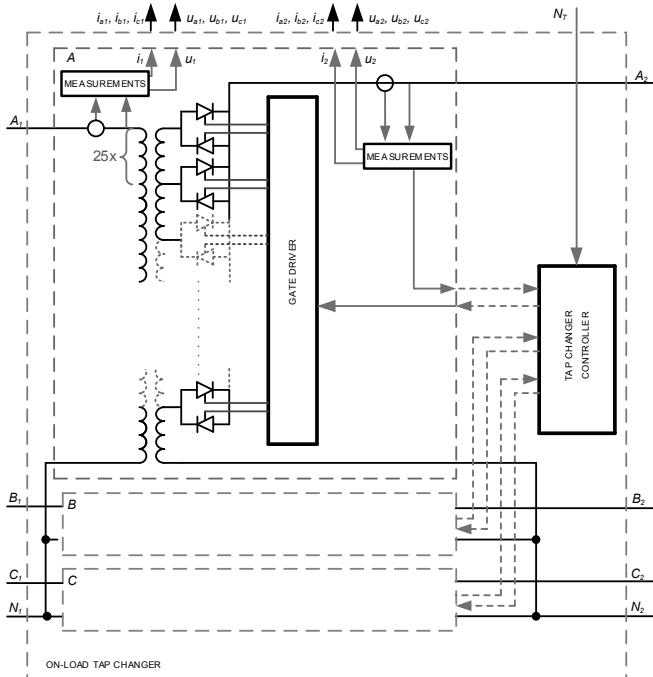
Zmiana zacze­pów realizowana jest przez energoelektroniczny przełącznik zacze­pów. Jako przełączniki zastosowano przeciwso­bnie połączone tyrystory, z indywidualnym sterownikiem bramki każdego tyrystora.

Transformator wyposażono w regulator działający wg dwóch kryteriów:

- kryterium utrzymywania zadanej wartości napięcia po dowolnej stronie transformatora,
- kryterium utrzymywania zadanej wartości mocy biernej po dowolnej stronie transformatora.

Schemat ideowy sterowania energoelektronicznym przełącznikiem zacze­pów przedstawiono na rys. 3.

Regulator transformatora został opracowany w taki sposób by było możliwe emulowanie działania elektromechanicznego przełącznika zacze­pów. Realizacja polega na odpowiednim nastawieniu opóźnień czasowych przełączania.

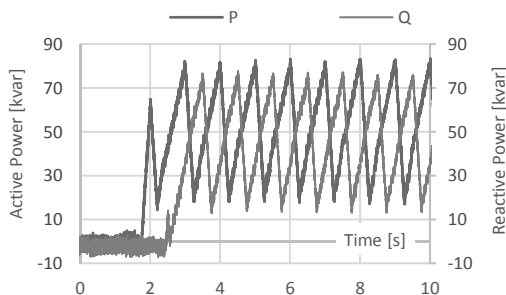


Rys. 3. Schemat blokowy energoelektronicznego przełącznika zacze'pów

4. PRZYKŁADOWE WYNIKI TESTÓW

4.1. Zmienność mocy odbioru

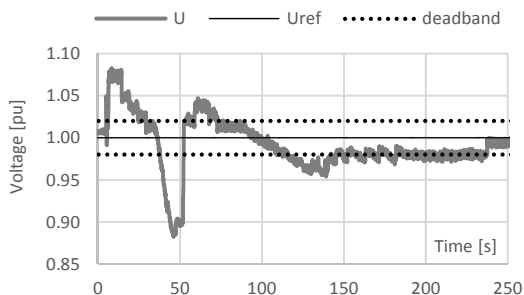
Zaprojektowany laboratoryjny model odbioru oferuje szerokie spektrum definiowania i uzyskania charakterystyk zmienności mocy w funkcji czasu. Przykład szybkich zmian mocy pokazano na rys. 4.



Rys.4. Niezależna zmiana mocy czynnej i biernej – zmiany szybkie

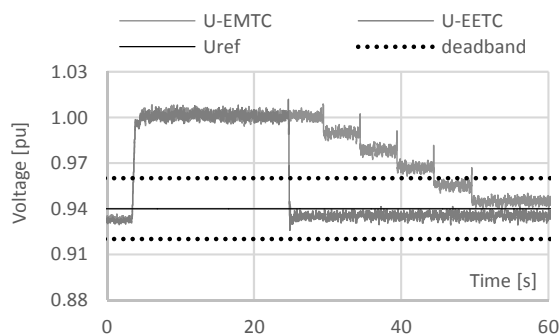
4.2. Test regulatora transformatora

Sterownik jednostki funkcjonalnej urządzenia zawiera typowy algorytm regulacji napięcia transformatora. Przykładowy przebieg napięcia pokazujący efekt działania regulatora napięcia transformatora przedstawiono na rys. 5.



Rys. 5. Przebieg zmienności napięcia przy uwzględnieniu działania regulatora transformatora z zamodelowanym electro-mechanicznym przełącznikiem zacze'pów

Na rys. 6 pokazano przykładowe wyniki, obrazujące szybkość działania energoelektronicznego przełącznika zacze'pów opisywanego odbioru.



Rys. 6. Porównanie szybkości regulacji napięcia dla dwóch przypadków; EMTC – emulacja electro-mechanicznego przełącznika zacze'pów, EETC – emulacja energo-elektronicznego przełącznika zacze'pów

Szybkość działania, jaką daje zastosowanie w omawianym modelu, energoelektronicznego przełącznika zacze'pów rys. 6, wprowadza nowe możliwości badawcze w zakresie regulacji napięcia.

4.3. Skuteczność działania automatyki SCO

Poprawność działania automatyki SCO zweryfikowano w sposób niekonwencjonalny. W chwili pisania artykułu nie było możliwości utworzenia konfiguracji badawczej z udziałem rzeczywistego generatora. W celu zamodelowania zmienności częstotliwości wywołanej zaburzeniem bilansu mocy czynnej oraz działaniem automatyki odciażającej posłużono się zależnością (3) [2].

$$\frac{d\Delta f^*}{dt} = \frac{1}{T_{Jg\Sigma} \cdot \left[1 + \beta \cdot (1 + \Delta P^*) \cdot \left(1 - \sum_1^k P_{odc}^* \right) \right]} \cdot \left\{ 1 + (1 + \Delta P^*) \cdot (1 + k_{o\Sigma}^* \cdot \Delta f^*) \cdot \left(1 - \sum_1^k P_{odc}^* \right) \right\} \quad (3)$$

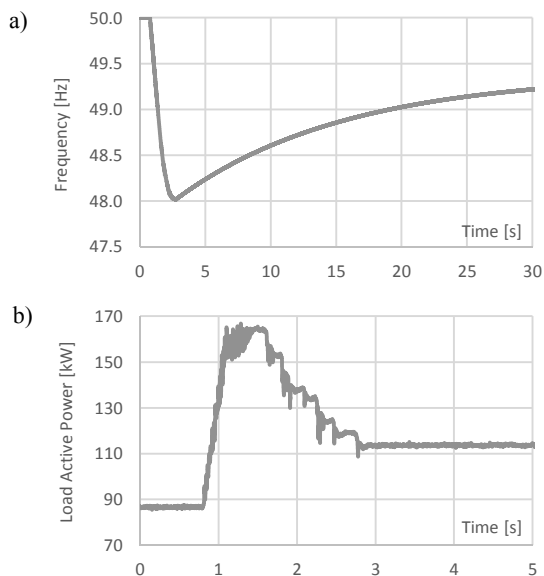
gdzie: $T_{Jg\Sigma}$ – wypadkowa (średnioważona) stała czasowa bezwładności turboszespołów pracujących w systemie po zakłóceniu ($T_{Jg\Sigma} = 5 \div 10$ s);

β – współczynnik określający stosunek stałej czasowej bezwładności odbiorów do wypadkowej stałej czasowej turboszespołów w przedzakłóceniovym stanie pracy ($\beta = 0,3 \div 0,5$);

ΔP^* – względna wartość deficytu mocy;

P_{odc}^* – wyrażona w jednostkach względnych moc odciażania na poszczególnych stopniach automatyki SCO.

Zależność (3) została zaimplementowana w sterowniku SJF. Wartości mocy ΔP^* oraz P_{odc}^* były wartościami rzeczywistymi wygenerowanymi przez SJF. Wyniki przeprowadzonej próby pokazano na rys. 7.



Rys. 7. Zmienność w czasie: a) częstotliwości, b) moc czynna odbioru. Przyjęto $T_{Jg\Sigma} = 10$; $\Delta P^* = 0,5$; $k_{o\Sigma}^* = 1$; $\beta = 0,3$

5. WNIOSKI I SPOSTRZEŻENIA

Zaprezentowane w referacie wyniki przeprowadzonych prób eksperymentalnych pozwalają stwierdzić słuszność przyjętej koncepcji sterowania. Otwarta struktura sterowania zarówno mocą przekształtnika jak i niezależnej regulacji przekładni transformatora, umożliwia zaimplementowanie praktycznie dowolnego algorytmu sterowania. Zastosowanie przekształtnika, jako sterowanego odbiornika mocy czynnej i/lub biernej, pozwala uzyskać dużą zmienność, szybkość

i charakter pobieranej mocy. Transformator wyposażony w energoelektroniczny przełącznik zaczeów wprowadza nowe możliwości w zakresie testowania nowatorskich rozwiązań algorytmów regulacji napięcia i mocy biernej

Przedstawiony w referacie model jest jednym z kilkadziesiątu urządzeń zainstalowanych w laboratorium LINTE². Tym samym może być szeroko wykorzystywany na początku fazy testów produkcyjnych, ponieważ umożliwia odtworzenie rzeczywistych warunków panujących w SEE. Możliwe jest również takie przygotowanie eksperymentu aby było możliwe odtworzenie szczególnych warunków wymaganych do symulacji różnych nietypowych zakłóceń sieciowych. Co równie ważne, istnieje pełna powtarzalność odtwarzania wymaganych warunków pracy urządzeń.

6. BIBLIOGRAFIA

- [1] Dostawa instalacji badawczej laboratorium innowacyjnych technologii elektroenergetycznych i integracji odnawialnych źródeł energii LINTE² wraz z jej zaprojektowaniem, montażem i uruchomieniem (przetarg nieograniczony), załącznik |Z1 do specyfikacji istotnych warunków zamówienia, postępowanie nr ZP/124/014/D/13, Gdańsk 2013.
- [2] Małkowski R.: Nowe algorytmy działania automatyki samoczynnego częstotliwościowego odciążania (SCO) w systemie elektroenergetycznym, Rozprawa doktorska, Gdańsk 2003.
- [3] R. Małkowski, Badania symulacyjne weryfikujące poprawność doboru mocy odciążania dla automatyki samoczynnego częstotliwościowego odciążania, Zeszyty Naukowe Politechniki Gdańskiej, seria Elektryka nr. 54, Gdańsk 2000
- [4] Simulink 2014b user manual
- [5] Dokumentacja techniczno-ruchowa transformatora z energoelektronicznym przełącznikiem zaczeów, zaprojektowanego na potrzeby projektu LINTE²

LABORATORY LARGE POWER LOAD MODEL. CONCEPT, IMPLEMENTATION, EXPERIMENTS

First section of the paper provides concept of laboratory load model basing on 150 kVA power frequency converter and Simulink Real-Time platform. Assumptions, as well as control algorithm structure is presented. Theoretical considerations based on criteria which load types may be simulated using discussed laboratory setup, are described. Implementation details are given in second section of paper. Hardware structure is presented and described. Information about used communication interface, data maintenance and storage solution, as well as used Simulink real-time features are presented. Third section describes performed laboratory tests and their results.

Keywords: Power Converter, Simulink Real-Time, Matlab, Load, Tap controller

LABORATORYJNY MODEL SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO PRZEZNACZONY DO BADAŃ PROCESÓW DYNAMICZNYCH

Jerzy SZCZEPANIK¹, Bartosz ROZEGNAŁ²

1. Politechnika Krakowska, Wydział Inżynierii Elektrycznej i Komputerowej, Instytut E2
tel.: 12 628 2623; e-mail: jerzy_szczepanik@hotmail.com
2. Politechnika Krakowska, Wydział Inżynierii Elektrycznej i Komputerowej, Instytut E2
tel.: 12 628 2623; e-mail: b.rozegal@gmail.com

Streszczenie: Doświadczenia wykonane na Politechnice Krakowskiej, przedstawione w artykule pokazują, że uproszczenia przyjmowane przy budowie modeli symulacyjnych często powodują niezgodność wyników symulacyjnych z rzeczywistymi przebiegami stanu systemu. Badania przeprowadzono przy użyciu skonstruowanego wcześniej rzeczywistego pięciowęzłowego modelu laboratoryjnego systemu elektroenergetycznego. Dla zbudowanego modelu wykonano pełny proces identyfikacyjny parametrów tak, aby możliwa była budowa jego ekwiwalentu komputerowego. Model laboratoryjny na podstawie, którego zbudowano ekwiwalent symulacyjny jest układem pięciowęzłowym o strukturze zamkniętej i składa się z czterech węzłów generacyjno- odbiorczych oraz jednego węzła odbiorczego. Doświadczenia przedstawione w artykule mają na celu badanie procesów dynamicznych zachodzących w trakcie i po zwarciu.

Słowa kluczowe: System elektroenergetyczny, dynamika systemu, zwarcie, identyfikacja parametrów

1. WSTĘP

Artykuł ukazuje proces budowy oraz badań modelu wielo-generatorowego systemu laboratoryjnego. Celem budowy modelu było uwiarygodnienie badań stabilności systemu, badań wpływu urządzeń typu FACTS na statyczny rozptył mocy oraz w stanach dynamicznych, czy badań zmierzających do budowy procedury lokalizującej zwarcia w systemach elektroenergetycznych. Badania te przeprowadzono dotychczas na podstawie symulacji, a symulacje zjawisk dynamicznych wykonywane na modelach komputerowych systemów elektroenergetycznych budowanych nawet przy pomocy zaawansowanych modeli elementów tych systemów często wykazują rozbieżności z rzeczywistymi przebiegami. Rozbieżności te mogą wynikać nie tylko z nieuwzględnienia w symulacji wszystkich elementów, które mają wpływ na przebiegi prądów i napięć, ale także z problemami numerycznymi związanymi z procedurami rozwiązywania nieliniowych układów równań o zespolonych współczynnikach [1–4].

Układ modelu laboratoryjnego jest układem o konfiguracji opartej na wzorcowym 5-cio węzłowym układzie IEEE, o strukturze zamkniętej (okrężnej) i zawiera cztery węzły generatorowe oraz pięć węzłów odbiorczych (Rys.1). Węzły odbiorcze zostały zaprojektowane z uwzględnieniem zarówno obciążeń statycznych jak i dynamicznych [1, 2].

2. MODEL LABORATORYJNY SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

2.1. Skalowanie modelu

W trakcie konstrukcji modelu założono że parametry linii modelu na napięcie 400 V powinny odpowiadać parametrom linii 400 kV. Wymusza to przekładnie napięciową $\eta U = 1000 \div 1$ (krajowe napięcie przesyłowe 400 KV = 400 V model). Niemożliwe jest wykonanie modelu przy uwzględnieniu tylko przekładni napięciowej i przy stałej mocy. Oszacowano, więc możliwości układu zasilania zewnętrznego i zaproponowano skalowanie mocowe: $\eta S = 25000 \div 1$. Po przeliczeniu otrzymano przekładnię prądową: $\eta I = \eta S / \eta U = 25000 / 1000 = 25$

Przy projektowaniu systemu linii założono, że maksymalny prąd ciągły długotrwały linii to 30 A, co odpowiada prądowi w układzie rzeczywistym 750 A i mocy przesyłanej przez linię ok. 520 MVA [3].

2.2. Budowa modeli linii

Modele linii energetycznych zostały wykonane jako szereg czwórników typu II (modeli o parametrach skupionych) których parametry (indukcyjność i rezystancja wzdłużna i pojemność i rezystancja poprzeczna) zostały przeliczone poprzez przekładnie z parametrów rzeczywistej linii 400 kV. Każdy człon modelu linii odpowiada około 30 km linii w układzie rzeczywistym a zróżnicowanie długości linii osiągnięto poprzez szeregowo połączenie poszczególnych członów w model łańcuchowy – od trzech do ośmiu [5].

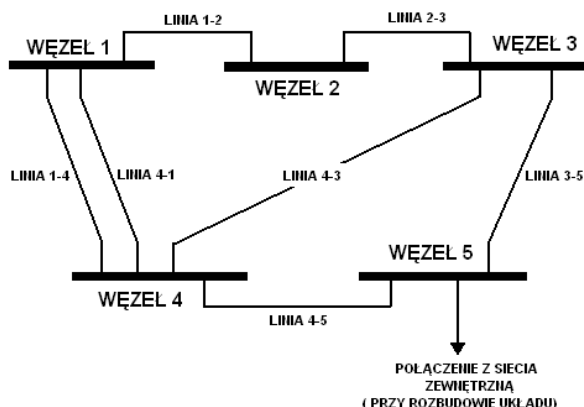
2.3. Struktura modelu oraz konstrukcja rozdzielni.

Rozdzielnie zostały zabudowane w pięciu pulpitach sterowniczych. Zrezygnowano z montażu odłączników zarówno liniowych jak i szynowych, a układ szyn zbiorczych ograniczono do pojedynczego. W układzie nie występują także sprzęgła systemowe i sekcyjne. Budowa poszczególnych węzłów przedstawia się następująco:

- WĘZŁ 1: pole generatora, pole obciążenia statycznego, pole linii 1-4, pole linii 4-1, pole linii 1-2,
- WĘZŁ 2: pole obciążenia dynamicznego, pole linii 1-2, pole linii 2-3,
- WĘZŁ 3: pole generatora, pole obciążenia statycznego, pole linii 2-3, pole linii 3-4, pole linii 3-5,
- WĘZŁ 4: pole generatora, pole obciążenia statycznego, pole linii 1-4, pole linii 4-1, pole linii 3-4, pole linii 4-5,

- WĘZEL 5: pole generatora, pole obciążenia statycznego, pole obciążenia dynamicznego, pole linii 3-5, pole linii 4-5, pole linii „sieć zewnętrzna”,

Poniżej przedstawiono schemat główny zbudowanego systemu z zaznaczonymi węzłami [3,6].



Rys. 1. Uproszczona struktura układu laboratoryjnego

2.4. Pole generatora

Pole przyłączenia generatora wprowadzono w rozdzielniach 1, 3, 4 oraz 5. Pole generatora składa się z układu sterowania maszyną napędową (silnikiem prądu stałego) w postaci przekształtnika Mentor, silnika prądu stałego o mocy nominalnej większej od mocy generatora, sprzęgła (układu pomiaru momentu), generatora oraz transformatora blokowego. Moce zamontowanych generatorów wynoszą odpowiednio: 10 kVA \approx 250 MVA, 16 kVA \approx 400 MVA i 20 kVA \approx 500 MVA. Pole generatora podłączone jest do rozdzielni przy pomocy wyłącznika. Załączenie generatora odbywa się ręcznie bądź automatycznie pod nadzorem synchronizatora serii SV. Do sterowania napędu generatora wykorzystano tyrystorowy układ napędowy „Mentor II” w połączeniu do pracy dwu-kwadrantowej. Każdy generator został ponadto zaopatrzony w regulator wzbudzenia oparty na sterowniku programowalnym realizującym regulator typu PID [6].

2.5. Pole obciążenia statycznego.

Pole obciążenia statycznego wykonano jako połączenie równoległe obciążenia rezystancyjnego oraz indukcyjnego. Każde z czterech obciążeń rezystancyjnych zbudowane zostało w oparciu o cztery stopnie regulacji: odpowiednio 600 W, 1200 W, 2400 W i 4800 W co odpowiada w rzeczywistym układzie odbiorom o mocach: 15 MW, 30 MW, 60 MW oraz 120 MW. Taka konstrukcja obciążenia pozwala na 16 stopniową regulację obciążenia- od 0 do 9 kW co 600 W. Zmienność obciążenia indukcyjnego uzyskano poprzez przyłączenie do systemu specjalnie zaprojektowanego 3- fazowego dławika o mocy 9 kvar (co odpowiada w rzeczywistym układzie 225 Mvar), przez 3-fazowy autotransformator [6].

2.6. Pole obciążenia dynamicznego.

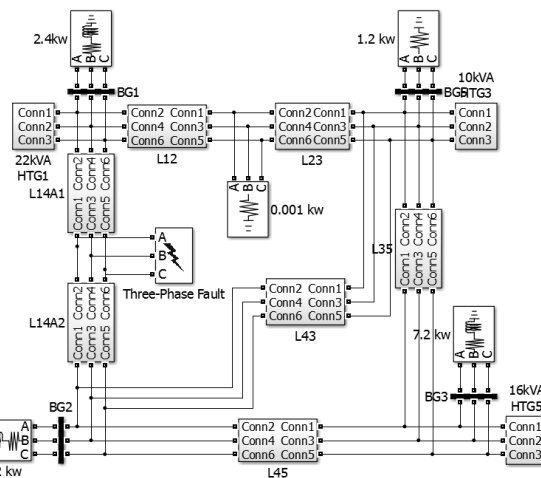
Obciążenie dynamiczne zostało zasymulowane poprzez silnik asynchroniczny o mocy 10 kW załączany za pomocą układu soft start.. Na wspólnym wale z silnikiem znajduje się maszyna prądu stałego wykorzystywana jako prądnica. Energia z maszyny prądu stałego poprzez tyrystorowy układ napędowy „MentorII” pracujący w układzie 4-ro kwadrantowym jest zwracana jest do sieci zasilającej [7].

2.7. Pole linii

W zaprojektowanym modelu systemu energetycznego jest siedem linii przesyłowych (rys. 1). Ich długości elektryczne to odpowiednio: Linia 1-2 i Linia 2-3 – 3 segmenty – odpowiednik linii o długości 90 km, Linia 1-4 i Linia 4-1 – 4 segmenty – odpowiednik linii o długości 120 km, Linia 3-4 – 8 segmentów – odpowiednik linii o długości 240 km, Linia 3-5 – 5 segmentów – odpowiednik linii o długości 150 km, Linia 4-5 – 6 segmentów – odpowiednik linii o długości 180 km. Linie podłączone do szyn rozdzielni poprzez wyłączniki oraz zaopatrzone w układ pomiarowy prądów używający przekładników do pomiarów statycznych oraz LEM-ów do pomiarów dynamicznych. Nie zastosowano żadnych blokad uniemożliwiających połączenie dwóch rozdzielni, w przypadku, gdy każda z tych rozdzielni jest podłączona do innego źródła. Blokady zostały pominięte z premysłem, aby móc odtworzyć pewne stany dynamiczne w systemie[5].

3. BUDOWA I OPIS SYMULACYJNEGO MODELU SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO.

W celu budowy modelu komputerowego struktura modelu laboratoryjnego została w pełni odwzorowana w programie Matlab-Simulink. Struktury połączeń obydwóch układów zbudowano tak, aby można było je zmieniać w zależności od ilości zastosowanych generatorów, odbiorów oraz sposobu połączenia węzłów. Na poniższym rysunku (rys. 2) pokazano układ połączeń bloków modelu symulacyjnego odwzorowującego jedną z badanych konfiguracji systemu fizycznego.



Rys. 2. Schemat symulacyjnego modelu pięciowęzłowego systemu elektroenergetycznego

Do odwzorowania pracy generatora wykorzystano istniejący w programie Matlab-Simulink model generatora: Synchronous Machine pu Standard, którego parametry uzyskano od producenta oraz z przeprowadzonej procedury identyfikacyjnej. Najbardziej zbliżonym modelem, pozwalającym odtworzyć nastawy regulatora momentu, czy prędkości dostępnym w Matlab-Simulink okazał się gotowy model turbiny wodnej z regulatorem PID: HTG – Hydraulik Turbine and Governor. Model ten, zbudowany jest jako implementacja turbiny wodnej, wraz z regulatorami bazującymi na regulatorze PID oraz serwowatorze. Układ ten we współpracy z regulatorem napięcia wzbudzenia maszyny synchronicznej: Excitation System jest odpowiedzialny za oddanie dynamiki napędu rzeczywistego układu laboratoryjnego [8–9].

Na wyjściu generatora umieszczono transformator blokowy. Do symulacji użyto klasycznego modelu transformatora typu „T” o liniowej charakterystyce. Poza węzłami generacyjnymi utworzono jeszcze węzły odbiorcze, do których podłączono trójfazowe obciążenia rezystancyjno indukcyjne (Three-Phase Series LR Load – element biblioteki Simulink). Wszystkie węzły systemu zostały połączone za pomocą trójfazowych modeli linii typu PI (Three-Phase PI section Line) o parametrach odpowiadających odpowiednim odcinkom modelu fizycznego, w konfiguracji takiej, jaka została zaprezentowana na rys. 2. Każda linia została wyposażona w wyłącznik (Breaker), dający możliwość skonfigurowania połączeń między węzłami systemu zgodnego z aktualnie badaną-porównywaną konfiguracją układu rzeczywistego. W modelu fizycznym dokonywano zwarć przy pomocy modułu zwarciovego, który odwzorowany został w odpowiedniku komputerowym poprzez blok: *Three-Phase Fault* [9].

4. IDENTYFIKACJA PARAMETRÓW SYSTEMU LABORATORYJNEGO

Porównanie modeli przeprowadzone zarówno dla stanów ustalonych jak i dynamicznych wymaga identyfikacji wszystkich parametrów użytych w zastosowanych sub-modelach biblioteki Simpowersystem. Od typu użytych modeli oraz poprawności zmierzonych wielkości parametrów zależna jest nie tylko przydatność otrzymanego modelu symulacyjnego, ale także oczekiwana zgodność wyników pomiarowych i symulacyjnych. Proces identyfikacyjny laboratoryjnego modelu pięciowęzłowego systemu elektroenergetycznego został przeprowadzony w oparciu o klasyczne metody opisane w normach oraz pozycjach literatury [10–12].

Identyfikację układu napędowo generacyjnego rozpoczęto od wyznaczenia parametrów indywidualnych – rezystancji oraz reaktancji uzwojeń napędowego silnika prądu stałego. Przeprowadzone pomiary oraz uzyskane wartości pozwoliły na oszacowanie strat mechanicznych badanego układu napęd-generator dla prędkości znamionowej, co z kolei było konieczne do wyznaczenia momentu bezwładności. Pomiaru momentu bezwładności J dokonano z wykorzystaniem metody wybiegu dla pełnego układu napędowo generacyjnego. Zmierzony moment bezwładności był więc sumą momentów pochodzących od silnika prądu stałego, silnika synchronicznego oraz sprzęgła łączącego oba urządzenia.

Reaktancje X_d oraz X_q wyznaczono przy wykorzystaniu metody małego poślizgu [12]. Wyznaczenie reaktancji podrzęściowych X_d'' , X_q'' wykonano przy zasilaniu dwóch faz generatora z jednofazowego autotransformatora dla zatrzymanej maszyny.

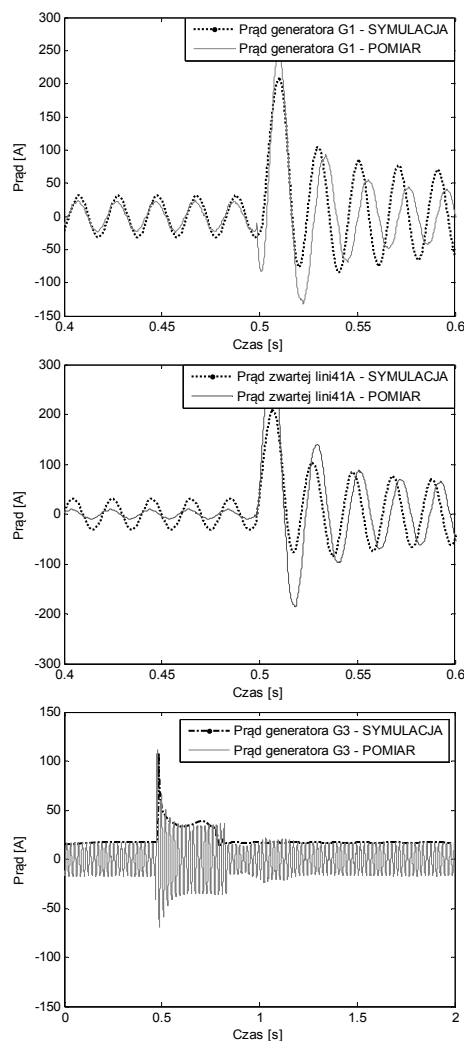
Identyfikację parametrów linii przeprowadzono metodą techniczną dla każdej sekcji linii z osobna.

Dla transformatorów przeprowadzono klasyczną identyfikację parametrów dla modelu typu „T”, a dodatkowo zmierzono rezystancję uzwojeń metodą techniczną i uwzględniono stosunkowo duży prąd magnesujący.

5. PORÓWNANIE SYSTEMU LABORATORYJNEGO Z JEGO KOMPUTEROWYM ODPOWIEDNIKIEM

W celu porównania systemu fizycznego z odpowiadającym mu odwzorowaniem komputerowym dla obu modeli zestawiono tą samą konfigurację. Porównywano zarówno stan ustalony pracy układu, jak również stan nieustalony, ukazujący na dynamikę systemu.

Porównanie dla stanu ustalonego pracy systemu wykonano ustawiając w obu modelach generator wiodący na sterowanie prędkością (swing bus) z bilansowaniem momentu, natomiast pozostałym generatorom zadawano moment oraz napięcie (sterowanie typu PV). Kolejnym krokiem dla modelu laboratoryjnego było sukcesywne dołączanie obciążeń oraz synchronizacja generatorów i doprowadzenie systemu do konfiguracji zaprezentowanej na rys. 2. Po uzyskaniu stałej częstotliwości pracy systemu zarejestrowano rozkład mocy i napięć w systemie. Wyniki komputerowego odwzorowania otrzymano zestawiając wcześniej przedstawiony model symulacyjny w konfiguracji zgodnej z modelem fizycznym, przy jednakowym obciążeniu węzłów systemu i jednakowych zadanych momentach generatorów PV. Porównanie pokazało zbliżone punkty pracy systemów. Porównanie modeli w stanie nieustalonym przeprowadzono na podstawie zwarcia symetrycznego – zwarcia trójfazowego z ziemią. Zwarcie zamodelowano na czterosekcyjnej linii 1-4A w odległości 90 km od generatora G1 oraz 210 km od generatora G3 (między 3 a 4 sekcją linii 1-4A). Dla obu systemów rzeczywistego oraz komputerowego ponownie ustawiono te same konfiguracje, zgodne z rys. 2 oraz badano ten sam odcinek czasu. Czas trwania zwarcia zaprogramowany na module zwarciovym odpowiadał wartości ustawionej w bloku *Three-Phase Fault* i wynosił równo 0,3 s [13]. Na poniższych wykresach porównano otrzymane wyniki symulacji dla kilku charakterystycznych sygnałów odzwierciedlających sposób odpowiedzi zamodelowanych systemów elektroenergetycznych na zaburzenia – dynamikę systemu.



Rys. 8. Porównanie odpowiedzi dynamicznej układu laboratoryjnego z jego komputerowym odpowiednikiem

Przeprowadzono również badania, które miały na celu sprawdzenie czułość systemu na zmianę stałych czasowych układów regulacyjnych (między innymi: układów wzbudzenia generatorów, układów regulacji prędkości oraz regulatorów momentu) zarówno dla układu laboratoryjnego, jak i dla modelu symulacyjnego. Starano się otrzymać jak najbardziej zbliżone odpowiedzi systemów.

6. WNIOSKI

Celem przeprowadzonej pracy badawczej było zbudowanie laboratoryjnego modelu systemu elektroenergetycznego oraz jego komputerowego odpowiednika. Porównanie statycznych warunków pracy oraz dynamicznych odpowiedzi obydwóch modeli ma pozwolić oszacować przydatność modeli komputerowych i stopień dokładności odwzorowania przebiegów przejściowych. W badaniach, które jeszcze trwają, skoncentrowano się na problemach związanych z pracą systemu w stanach dynamicznych, a w szczególności w stanach po zanurzeniowych. Zainteresowanie tym problemem wynika z faktu, że dla symulacji zachowania systemów używa się obecnie znacznie uproszczonych modeli, co zdaniem autorów może wpływać na jakość odwzorowania. Zbudowany w programie Matlab model systemu zawiera tylko elementy o charakterystyce liniowej (z wyjątkiem generatora) a już wstępne badania wykazały na przykład nieliniowość rzeczywistych transformatorów w trakcie zwarcia bliskiego.

Zbudowanie symulacyjnego modelu systemu elektroenergetycznego przy wykorzystaniu najnowszych dostępnych narzędzi i programów przeznaczonych do analizy komputerowej i obliczeń numerycznych niesie jednak za sobą wiele korzyści. Pozwala na sprawdzenie odpowiedzi systemu na wiele różnych zaburzeń, również takich, których pojawienie się podczas pracy w rzeczywistym obiekcie mo-

głoby doprowadzić do jego uszkodzenia. Jednak przydatność takiego komputerowego odwzorowania jest ściśle związana z poprawnością identyfikacji wszystkich, nawet najbardziej szczegółowych parametrów oraz wyborem modeli obiektów odwzorowujących wystarczająco dużo cech charakterystycznych dla danego zastosowania.

7. BIBLIOGRAFIA

1. Potamianakis E. G., Vournas, C. D.: Modeling and Simulation of Small Hybrid Power Systems, IEEE PowerTech Conference, 2003.
2. Andersson G.: Modelling and Analysis of Electric Power Systems, ETH Zurich, 2009.
3. Cokkinides G. J., Mohagheghi: A laboratory setup of a power system scaled model for testing and validation of EMS applications, PowerTech, 2009 IEEE Bucharest
4. Gomez-Exposito A., Conejo A. J., Canizares C.: Electric Energy Systems: Analysis and Operation, CRC Press, 2009.
5. Miller P., Wanczer M., Wpływ sposobu wyznaczania parametrów linii 110 kV na dokładność obliczeń sieciowych, Przegląd Elektrotechniczny, 2014.
6. Yoshihide H., Handbook of Power System Engineering, WILEY 2007.
7. Mentor I, User guide.
8. Mak F.K., Design of nonlinear generator exciters using differential geometric control theories, Decision and Control, Proceedings of the 31st IEEE Conference on, 1992.
9. Simulink Documentation, Simulation and Model-Based Design, MathWorks.
10. Norma PN-78 E-04252.
11. Latek W., Badanie maszyn elektrycznych w przemyśle, Wydawnictwo Naukowo-Techniczne, Warszawa 1979.
12. Norma PN-E-06704.
13. Kacejko P., Machowski J., Zwarcia w systemach elektroenergetycznych, Warszawa, WNT 2009, wyd.2.

LABORATORY POWER SYSTEM MODEL FOR DYNAMIC PROCESS RESEARCH

The dynamic processes occurring in power systems and system response to the disturbances are usually assessed using simulation methods. The structures of the simulation models are usually built using simplified equivalent circuits of real power system elements. In real life, to validate the results of the simulation one has to compare simulation results with data acquired from real system. The research work led at Cracow University of Technology and included in this paper shows that simplification and assumptions taken under consideration during computer model development are the source of the model errors. The research was performed using the developed laboratory model of the power system. For this model, full parameter identification procedures were performed, what was necessary to develop computer model using Matlab software. The laboratory model is a five node closed loop structure model including four generation load nodes and a single load node. The parameters of the laboratory models were selected using power based scaling. The models of the lines were designed as chain models in which each link of the PI structure is modeling about 30 km of 400 kV line. The research program conducted with the use of the lab model includes the investigation of system behavior during dynamic responses to the disturbances.

Keywords: short circuits, power system dynamics, parameter identification

WPLYW NIEPEŁNOFAZOWEJ PRACY ENERGEOELEKTRONICZNEGO PRZEKSZTAŁNIKA SIECIOWEGO NA SYSTEM ELEKTROENERGETYCZNY

Dariusz ZIELIŃSKI¹, Katarzyna PRZYTUŁA²

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

1. tel.: 570643750; e-mail:shadow031@gmail.com

2. tel.: 605308165; e-mail:poczta.katarzyna@gmail.com

Streszczenie: Artykuł przedstawia wpływ pracy niepełnofazowej na pracę przekształtnika energoelektronicznego. Do badań wykorzystano trójpoziomowy przekształtnik NPC (ang. Neutral Point Clamped), sterowany metodą napięciowo zorientowaną Voltage Oriented Control (VOC). Przekształtnik ten pełni rolę sprzęgu, który integruje odnawialne źródła energii z siecią elektroenergetyczną. Artykuł zawiera omówienie przyczyn pracy niepełnofazowej oraz analizę wpływu awarii przekształtników na fragment sieci elektroenergetycznej. Symulacje przeprowadzono w środowisku MATLAB/Simulink. Badania obejmują również koncepcję zintegrowanego zabezpieczenia dla tranzystorów IGBT, sterowanego w układzie mikroprocesorowym DSP.

Słowa kluczowe: Praca niepełnofazowa, zwarcia, zabezpieczenia kluczy IGBT, VOC

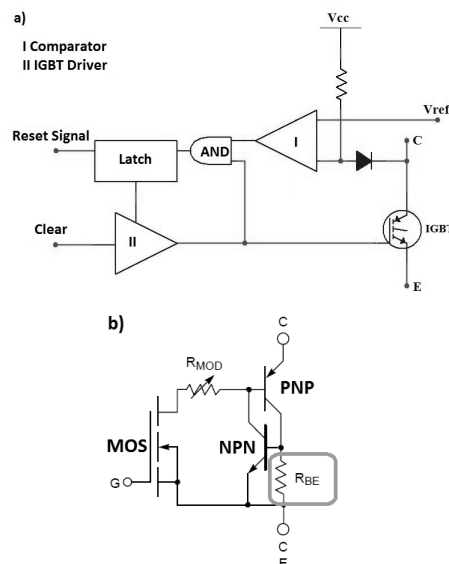
1. WSTĘP

Rozwój energetyki rozproszonej opartej o dużą liczbę źródeł energii odnawialnej wymaga dołączania do sieci coraz większej liczby przekształtników energoelektronicznych. Przekształtniki te pełnią rolę interfejsów pomiędzy parametrycznie niestabilnym źródłem energii odnawialnej a sztywną siecią elektroenergetyczną. Pracy układów przekształtnikowych w takich konfiguracjach towarzyszą przemijające zwarcia lub chwilowe przeciążenia. Te stany zakłócenia nie pozostają bez wpływu na sieć przesyłową, a w skrajnych przypadkach mogą doprowadzić do niestabilności systemu elektroenergetycznego w danym obszarze. W artykule przedstawiono wyniki badań symulacyjnych pracy przekształtnika trójpoziomowego z siecią elektroenergetyczną. Omówiono również przyczyny pracy niepełnofazowej układów energoelektronicznych i skutkach tego zjawiska, występującego w sieci. Artykuł zawiera analizę prądów w modelowym fragmencie sieci elektroenergetycznej. Zaprezentowano stosowane układy elektronicznych zabezpieczeń układów przekształtnikowych dużej mocy oraz wyjaśniono przyczyny awarii tranzystorów IGBT.

2. PRZYCZYNY PRACY NIEPEŁNOFAZOWEJ PRZEKSZTAŁNIKA

Przekształtnik współpracujący z siecią elektroenergetyczną pracuje w stanie zakłócenia wielokrotnie w ciągu roku. Zakłócenia spowodowane są najczęściej czynnikami atmosferycznymi takimi jak burze, szadź katastroficzna na przewodach linii elektroenergetycznej, połamane drzewa. Zakłócenia mogą pochodzić nie tylko od strony linii przesyłowej. Są to przede wszystkim zwarcia w obwodzie generatora elektrowni wiatrowej, awarie paneli fotowoltaicznych,

błędy obsługi lub starzenie się podzespołów bazowych. Z tego powodu buduje się zaawansowane obwody zabezpieczeń, których celem jest ochrona wrażliwych półprzewodników oraz wyeliminowanie możliwości pracy niepełnofazowej.



Rys. 1. a) Schemat blokowy zabezpieczenia IGBT (a); model tranzystora IGBT wykorzystywany w badaniach (b)

Przykładem takiej ochrony jest układ przedstawiony na (rys. 1a). Układ dokonuje pomiaru spadku napięcia na złączu tranzystora kolektor-emiter (V_{CE}) (rys. 1b). W momencie wystąpienia zwarcia następuje gwałtowny wzrost napięcia V_{CE} . To zjawisko spowodowane jest przepływem dużego prądu przez rezystancję wewnętrzną tranzystora R_{BE} [1]. W momencie gdy napięcie przekroczy dopuszczalną wartość referencyjną (V_{ref}) komparator zmienia stan logiczny na przeciwny. Efektem działania jest wyłączenie i zablokowanie sterowania tranzystora IGBT. Ten rodzaj zabezpieczenia jest efektywny tylko w przypadku wystąpienia przeciążenia prądowego klucza i nie chroni urządzenia energoelektronicznego przed innymi typami zakłóceń.

Tabela 1 przedstawia rodzaje przykładowych zaburzeń zewnętrznych występujących w sieci elektroenergetycznej oraz wynikające z nich przyczyny awarii tranzystorów IGBT zastosowanych w modelowym przekształtniku. Każda z wymienionych przyczyn może skutkować pracą niepełnofazową układu i prowadzić do pracy awaryjnej układu.

Na podstawie wyżej wymienionych powodów zostanie opracowany model numeryczny układu zabezpieczającego klucz półprzewodnikowy IGBT, zawierający w swojej strukturze obwody chroniące przed pracą niepełnofazową.

Tablica 1. Przyczyny zaburzeń wewnętrznych

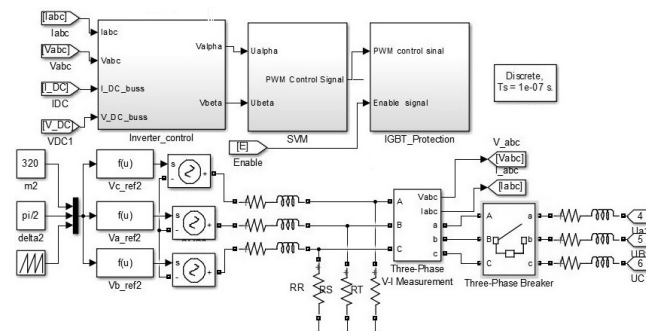
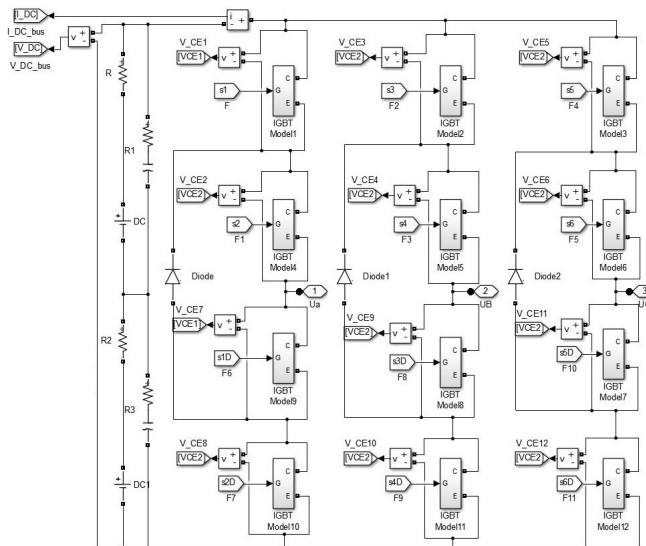
Rodzaj zaburzenia zewnętrznego	Przyczyna awarii tranzystorów IGBT	
zwarcie w gałęzi przekształtnika	zwarcie uszkadza jeden element	
zwarcie szeregowe gałęzi mostka	zakłócenia w obwodzie bramki tranzystora, błąd logiczny, szumy.	
	dv/dt	niewłaściwa polaryzacja wsteczna bramki
	za krótki czas martwy	niewłaściwa polaryzacja wsteczna bramki, błędne nastawy czasu martwego
zwarcie zewnętrzne	przerwa w obwodzie, błędne połączenia przewodów roboczych, zwarcie w obwodzie obciążenia	
zwarcie doziemne	przerwa w obwodzie, błędne połączenia przewodów	
przeciążenie	ochrona przeciążeniowa nastawiona błędnie oraz błędy logiczne	
przekroczenie napięcia szyny DC	przekroczenie napięcia wejściowego oraz niewłaściwa ochrona przepięciowa	
przepięcia	wyłączenie klucza	
	komutacja FDW	wysoka wartość di/dt
		krótkie czasy rekombinacji wstecznej

3. MODEL NUMERYCZNY PRZEKSZTAŁNIKA

Przekształtniki sieciowe powinny generować napięcie o kształcie zbliżonym do sinusoidy, przy jednoczesnej kontroli prądu i współczynnika mocy we wszystkich stanach pracy. Szczególnie trudna sytuacja występuje podczas stanów awaryjnych sieci, do której dołączony jest przekształtnik. Głównym problemem jest niebezpieczeństwo nadmiernego wzrostu prądu w gałęziach przekształtnika, zmiennego obciążenia źródła energii, nierównomiernego obciążenia faz czy pojawienia się zakłóceń częstotliwościowych w obwodzie prądu stałego.

Istnieje szereg metod sterowania, które są stosowane w tego typu układach. Inspiracją do ich opracowania jest sterowanie polowo-zorientowane FOC (ang. *Field Oriented Control*) i sterowanie bezpośredniego DTC (ang. *Direct Torque Control*) maszyn prądu zmiennego. Odpowiednikami powyższych metod są kolejno VOC (ang. *Voltage Oriented Control*) oraz DPC (ang. *Direct Power Control*). Podobnie jak w przypadku sterowania silników pojawiają się one w wielu odmianach optymalizujących własności przekształtników sieci ze względu na stany nieustalone, czy wielkość strat łączeniowych [2].

Na potrzeby badań opracowano przekształtnik trójfazowy NPC (ang. *Neutral Point Clamped*) [3, 4], przedstawiony na rys.2. Układ składa się z dwunastu kluczy półprzewodnikowych – tranzystorów IGBT oraz trzech diod poziomujących. Układ zasilono z dzielonego napięcia stałego 750 V. Jako bufor energii zastosowano kondensator o pojemności 1 mF. Na każdym tranzystorze zainstalowano układ do pomiaru napięcia V_{ce} . Na podstawie tego pomiaru są projektowane układy zabezpieczające klucze tranzystorowe.



Rys. 2. Model przekształtnika NPC przyłączającego źródło prądu stałego do wybranego fragmentu sieci elektroenergetycznej

Algorytm VOC wielokrotnie przebadano w dynamicznych stanach pracy. Parametry nastaw czterech regulatorów PI dobrano opierając się o kryterium Zieglera-Nicholsa, tak by uzyskać jak najszybsze odpowiedzi przy minimalnym przeregulowaniu. Zastosowane regulatory PI wykorzystują system „Anty-Wind Up”, zapewniający minimalizację wspomnianego przeregulowania. Bardzo ważnym elementem sterowania wektorowego VOC jest również system PLL (ang. *Phase Loop Locking*), odpowiadający za poprawną synchronizację przekształtnika z modelową siecią [5]. Algorytm PLL oparto o modyfikowaną metodę SRF (ang. *Synchronous Reference Frame*) [2]. Dobór algorytmu PLL był zrealizowany na podstawie kryterium utrzymania synchronizmu w stanach zaburzeniowych. Synchronizacja jest elementem kluczowym projektowania i jej poprawność ma ogromny wpływ na jakość prezentowanych badań.

4. WYNIKI BADAŃ

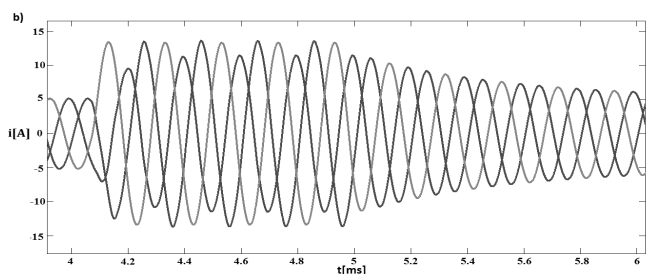
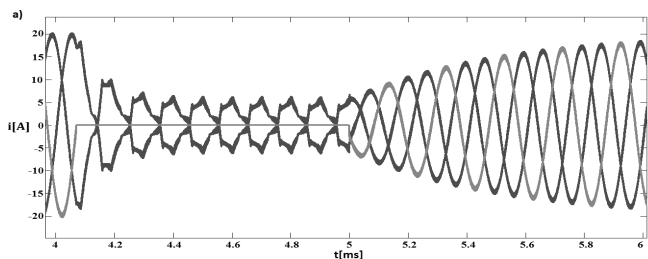
Badania prowadzono na modelu przedstawionym na rys.2. Przeprowadzono serie pomiarów polegających na okresowym wystąpieniu pojedynczego zakłócenia. Zbadano następujące przypadki:

- przerwa w fazie przekształtnika,
- zwarcie pary kluczy półmostka,
- awaria sterowania tranzystora IGBT,
- zwarcie doziemne jednej fazy obciążenia znajdującego się w bliskim sąsiedztwie przekształtnika.

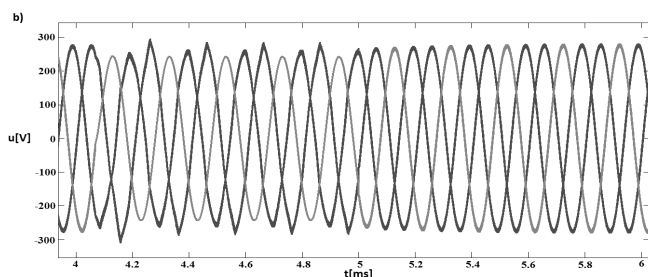
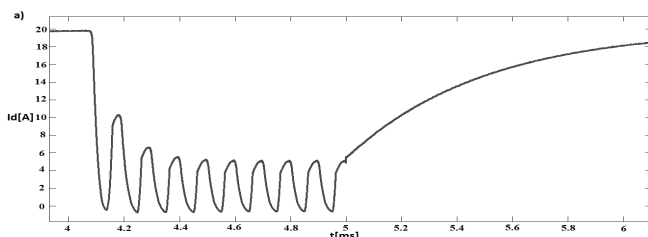
Następnie przedstawiono najważniejsze wyniki symulacyjne w postaci oscylogramów. Awaria miała miejsce w czasie symulacji 0,4 s i trwała 0,1 s. Okresowe wystąpienie awarii

ma na celu wykazanie czy sterowanie jest w stanie powrócić do pracy stanu ustalonego.

Praca niepełnofazowa jest rozumiana jako stan awaryjny podczas, którego napięcie na „chorej” fazie jest bliskie zeru. Ten rodzaj zakłócenia przedstawiono na rys. 3. Przed wystąpieniem zakłócenia przekształtnik pokrywał 75% zapotrzebowania na moc obciążenia. W chwili $t = 0,4$ s przekształtnik znacznie obniżył prąd wydawany do sieci. W przebiegu prądu zaobserwowano wyższe harmoniczne, które nie pozostały bez wpływu na napięcie odbiornika rys. 4b. Układ zabezpieczenia nie ma podstawy do reagowania na takie zaburzenie.



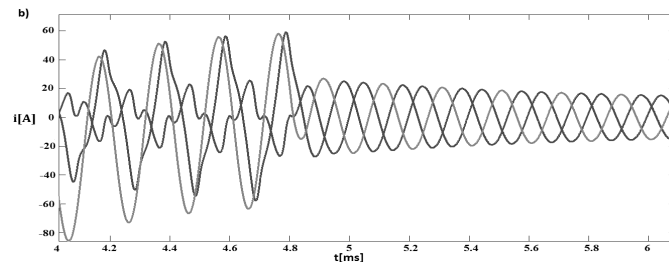
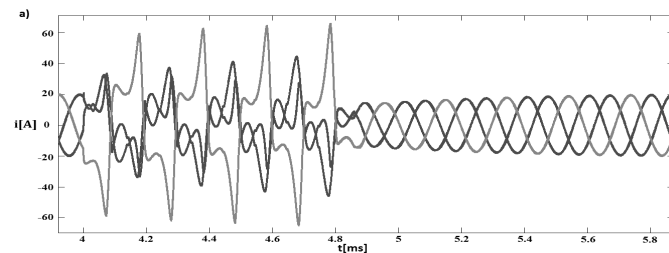
Rys. 3. Przerwa fazy przekształtnika: a) prąd zmierzony na zaciskach przekształtnika; b) prąd na zaciskach generatora



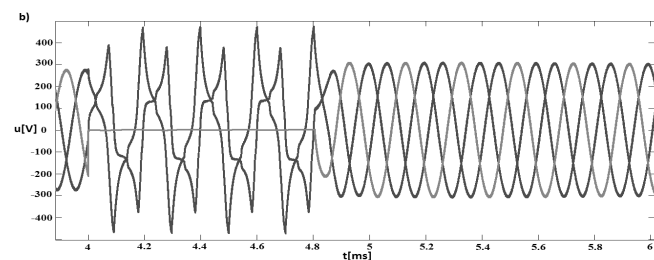
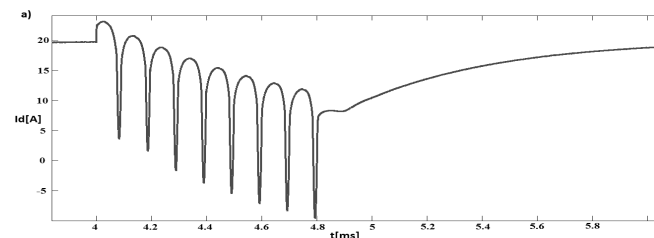
Rys. 4. Przerwa fazy przekształtnika: a) prąd I_d badanego przekształtnika; b) napięcie zmierzone na zaciskach obciążenia

Dokonano zwarcia doziemnego jednej z faz odbiornika pracującego w pobliżu przekształtnika rys. 5. Z powodu zaniku napięcia na jednej fazie, przekształtnik utracił częściowo synchronizację. Świadczy o tym wzrost prądów powyżej wartości zadanej rys. 4a–5a. Przekształtnik utracił sterowalność i jest silnym zagrożeniem dla odbiorników pracujących w sieci. Napięcie na zaciskach odbiornika ulega silnej deformacji, a niewłaściwa praca przekształtnika powoduje niedopuszczalne przekroczenie wartości znamionowej napięcia sieciowego w fazach zdrowych rys. 6b. Sterowanie VOC nie radzi sobie z silnie niezbalansowanym

obciążeniem występującym w bliskim sąsiedztwie przekształtnika. W takich przypadkach zalecane jest bezzwłoczne wyłączenie przekształtnika.



Rys. 5. Zwarcie fazy przekształtnika: a) prąd zmierzony na zaciskach przekształtnika; b) prąd na zaciskach generatora



Rys. 6. Zwarcie fazy przekształtnika: a) prąd I_d badanego przekształtnika, b) napięcie zmierzone na zaciskach obciążenia

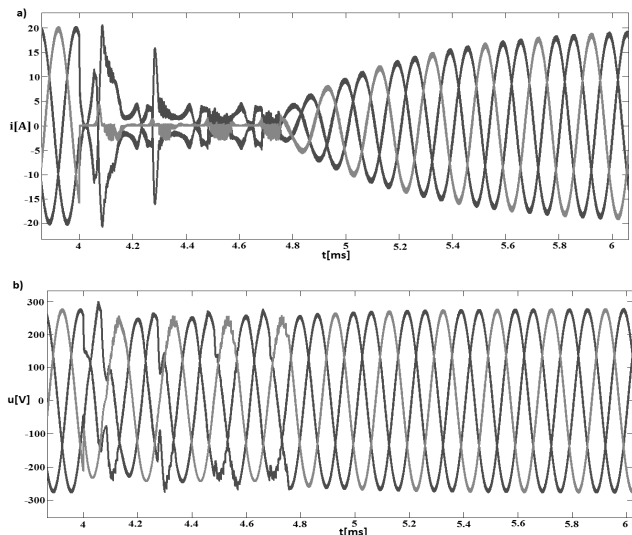
Symulację zwarcia fazy przekształtnika przeprowadzono z zablokowanym zabezpieczeniem. W przypadku prowadzenia badań z działającym zabezpieczeniem następuje wyłączenie przekształtnika już w pierwszym półokresie po wystąpieniu zakłócenia.

Dokonano zwarcia na dolnym półmostku przekształtnika rys. 7. Ten rodzaj zakłócenia jest możliwy do realizacji przy pomocy oprogramowania numerycznego. W każdym cyklu załączenia górnej części półmostka płyną prądy skrośne, których wartość sięga setek amperów. Przyczyną tego zjawiska jest duża pojemność nisko impedancyjnych kondensatorów zainstalowanych na szynie DC. Brak szybkiej reakcji zabezpieczenia, która wyłączy uszkodzony obwód, w czasie nie dłuższym niż 50 ns, spowoduje całkowite zniszczenie półmostka, a nawet wybuch samych elementów półprzewodnikowych.

Wpływ zwartego półmostka na sieć elektroenergetyczną nie jest znaczący. Sprężenie zwrotne kontroli prądu wykrywa przepływ w przeciwną stronę i ogranicza poziom wypełnienia PWM do minimum. Z powodu uszkodzenia

półmostka deformacja napięcia na wyjściu przekształtnika jest znaczna.

Zwarcie wewnętrzne przekształtnika nie jest znacząco groźne dla sieci. W pierwszej chwili wystąpienia awarii prąd zwarciový jest ograniczony przez indukcyjność dławika sprzęgającego. Następnie powinno nastąpić przepalenie wkładek topikowych zainstalowanych na szynie DC przekształtnika lub szybkie wyłączenie starowania pozostałych kluczy w celu uniknięcia zwarcia skrośnego.



Rys. 7. Zwarcie dolnej pary tranzystorów półmostka:
a) prąd zmierzony na zaciskach przekształtnika; b) wpływ zwarcia na napięcie sieci

5. WNIOSKI

W artykule przedstawiono badania zachowania się przekształtnika trójpoziomowego podczas pracy w stanach zakłóceńowych i wpływu ich pracy na sieć elektroenergetyczną. Wyjaśniono przyczyny pracy zaburzeniowej przekształtnika oraz przedstawiono wpływ pracy niepełnofazowej na prąd wyjściowy przekształtnika. Zamodelowano również zabezpieczenie wykrywające stan saturacji tranzystora IGBT. Dokonano kontrolowanego wyłączenia pary kluczy mostka. Na podstawie wyników symulacyjnych stwierdzono, że nie jest dopuszczalna przedłużająca się praca przekształtnika w stanie pracy niepełnofazowej. Badany przekształtnik

nie spełnia normy określającej zawartość harmoniczných wprowadzanych do sieci, a w niektórych przypadkach traci sterowalność. Z uwagi na możliwość wystąpienia stanu zwarciový pracy przekształtnika, polegającego na przebicium pary IGBT, przeprowadzono szczegółową symulację tych stanów. Wyniki przedstawiono na rysunkach 3–7. Na podstawie badań symulacyjnych stwierdzono, że wymagana jest szybka reakcja sterowania przekształtnika na stany awaryjne. Zabezpieczenie powinno składać się z dwóch warstw. Pierwsza „programowa”, która estymuje temperaturę wewnętrzną półprzewodników i ogranicza możliwości przegrzania się struktury klucza. Druga „sprzętowa”, która bezpiecznie wyłączy tranzystory, które pracują w stanie zwarcia. Współpraca tych dwóch warstw gwarantuje pewne i bezpieczne wygaszenie przekształtnika, pracującego w stanach zaburzeniowych oraz ograniczenie wprowadzania zakłóceń do sieci elektroenergetycznej. Wyniki prac symulacyjnych są podstawą do stworzenia szybkiego układu logicznego, którego zadaniem jest diagnoza stanu zakłóceńowego oraz łagodne wyprowadzanie tranzystora mocy ze stanu zwarcia.

6. BIBLIOGRAFIA

1. Semikron – nota katalogowa tranzystora IGBT SKM300GA12T4.
2. Zieliński D., Lipnicki P., Jarzyna W., Synchronization of Voltage Frequency Converters with the Grid in the Presence of Notching, *COMPEL International Journal for Computation and Mathematics in Electrical and Electronic Engineering*, No. 3, 2015.
3. F. Blaabjerg, K. Ma, and D. Zhou, “Power electronics and reliability in renewable energy systems,” in *Proc. IEEE Int. Symp. Ind. Electron.*, May 2012, pp. 19–30.
4. Strzelecki R., Technologie energoelektroniczne w nowoczesnych systemach elektroenergetycznych. *Zeszyty Naukowe AM w Gdyni* 62 (2009), 164–189.
5. Knapczyk M., Pieńkowski K., Analiza nieliniowych metod sterowania przekształtnikiem sieciowym AC/DC, *Materiały Konferencyjne XIV Seminarium Technicznego KOMEL, Ustroń – Jaszowiec*, 2005.
6. Zieliński D.: Układ badawczy przeznaczony do analizy synchronizacji przekształtników sieciowych podczas zapadów napięcia. – *Informatyka, Automatyka, Pomiary w Gospodarce i Ochronie Środowiska*. 2014, nr 2, s. 77–80.

THE IMPACT OF POWER ELECTRONICS CONVERTER IN PHASE FAILURE WORK ON THE POWER SYSTEM NETWORK

The paper presents the results and the analysis of the simulations during the power converter’s phase failure work and its impact on the power grid. There are the output current and voltage plots during disturbances in the article. They include open-circuit in one phase of the inverter, short-circuit of the converter’s branch, a system control failure and a ground fault of one phase that occur near the inverter. The numerical model, which is based on a research and simulations, is designed in the MATLAB/Simulink environment. It includes the three-level converter NPC (Neutral Point Clamped). It is controlled by VOC (Voltage Oriented Control) and build on the transistors IGBT. The systems like these are used to integrate the unstable renewable sources with the stable power grid, in the flexible alternating current transmission systems (FACTS) or in the converter station of High Voltage Direct Current systems (HVDC). The paper shows also the causes of the phase failure work and negative consequences for the converter’s components. The result of the research is the proposal model of an integrated protection of IGBT. The model of the protection of a transistor will be built and implemented to a DSP processor in the future.

Keywords: the phase failure work, short-circuit, the protection of IGBT, VOC