



Konferencja APE '15

AKTUALNE PROBLEMY W ELEKTROENERGETYCE ZESZYT 2

- 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 Wybrane zagadnienia elektroenergetyki



Aktualne problemy w elektroenergetyce

Jastrzębia Góra | 17–19 czerwca 2015

ORGANIZATOR

Katedra Elektroenergetyki | Wydział Elektrotechniki i Automatyki | Politechnika Gdańska

PATRONAT

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

PATRON MEDIALNY

Kwartalnik Naukowy Energetyków „Acta Energetica”

SPONSOR STRATEGICZNY

ENERGA SA

SPONSORZY

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

REDAKCJA ARTYKUŁÓW

Kwartalnik Naukowy Energetyków „Acta Energetica”

KONFERENCJA W SIECI

www.eia.pg.edu.pl/ape



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

Słowo wstępne

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

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

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

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

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

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:

- 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 oraz PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA.

Komitet Naukowy sprecyzował następujące tematy preferowane:

- I. Współpraca operatorów systemów przesyłowych w ramach ENTSO-E. Doświadczenia i perspektywy. Powiązania liniami prądu stałego
- II. 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
- III. 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
- IV. Aspekty techniczne wprowadzania nowych technologii do systemu elektroenergetycznego. Technologie Smart Grid
- V. 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

- VI. Generacja rozproszona i odnawialne źródła energii – ich wpływ na system elektroenergetyczny. Integracja elektrowni wiatrowych, fotowoltaicznych i ogniw paliwowych z systemem elektroenergetycznym. Problemy techniczne, ekonomiczne, prawne. Mikroźródła i mikrosieci. Współpraca pojazdów elektrycznych z systemem elektroenergetycznym (V2G). Jakość energii elektrycznej
- VII. 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
- VIII. 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
- IX. 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 79 referatów podstawowych, które podzielono na 8 sekcji tematycznych:

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. Wybrane zagadnienia 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. Do referatów w każdej sekcji opracowywane będą referaty generalne, będące wprowadzeniem 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:

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

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

Dziękuję również Panom Profesorom, którzy zgodzili się uczestniczyć w pracach Komitetu Naukowego konferencji i za ich pomoc w przeprowadzeniu obrad, 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.

Nowoczesne technologie wytwarzania energii elektrycznej

- TRANSFORMACJA POLITYKI ENERGETYCZNEJ POLSKI W KONTEKŚCIE ZMIAN W KRAJACH UNII EUROPEJSKIEJ
Radosław Szczerbowski, Bartosz Ceran7
- EFEKTYWNOŚĆ NADKRYTYCZNYCH ELEKTROWNI WĘGLOWYCH
ZINTEGROWANYCH Z INSTALACJAMI WYCHWYTU I SPRĘŻANIA CO₂ W TECHNOLOGII OXY-COMBUSTION
Janusz Kotowicz, Mateusz Brzęczek, Marcin Job 14
- MAKSYMALIZACJA SPRAWNOŚCI ELEKTROWNI GAZOWO-PAROWYCH
Janusz Kotowicz, Marcin Job, Mateusz Brzęczek 23
- REALIZACJE SPRZĘTOWO-PROGRAMOWE SYMULATORÓW
PODSTAWOWYCH ZASAD PRZEBIEGU PROCESÓW REAKTORA JĄDROWEGO
Tomasz Karła, Jarosław Tarnawski, Kazimierz Duzinkiewicz 30
- KOGENERACJA JĄDROWA: ANALIZA TECHNICZNYCH MOŻLIWOŚCI I SZACOWANIE KOSZTÓW
Andrzej Reński, Kazimierz Duzinkiewicz, Tomasz Minkiewicz, Marcin Jaskólski, Agnieszka Kaczmarek-Kacprzak 37
- ADVANCED CONTROL STRUCTURES OF TURBO GENERATOR SYSTEM OF NUCLEAR POWER PLANT
Paweł Sokólski, Karol Kulkowski, Anna Kobylarz, Kazimierz Duzinkiewicz, Tomasz A. Rutkowski, Michał Grochowski 45
- EFEKTYWNOŚĆ ENERGETYCZNA I EKONOMICZNA
GAZOWYCH ORAZ GAZOWO-PAROWYCH ELEKTROCIEPŁOWNI OPALANYCH GAZEM ZIEMNYM
Bolesław Zaporowski 54
- WYSOKOSPRAWNA KOGENERACJA GAZOWA – OCENA MECHANIZMU WSPARCIA
Maciej Sołtysik, Karolina Mucha-Kuś 61

Oświadczamy, że treść referatów opublikowanych w materiałach z konferencji „Aktualne problemy w elektroenergetyce” APE '15 nie została zmieniona bez uzgodnienia z autorami, ani przez Komitet Organizacyjny Konferencji, ani przez redakcję czasopisma „Acta Energetica”.

Transformacja polityki energetycznej Polski w kontekście zmian w krajach Unii Europejskiej

Autorzy

Radosław Szczerbowski
Bartosz Ceran

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

polityka energetyczna, bezpieczeństwo energetyczne, wytwarzanie energii elektrycznej

Streszczenie

W artykule przedstawiono rozwój polskiego systemu energetycznego w kontekście zmian, jakie zachodzą w systemach energetycznych innych krajów Unii Europejskiej. Przeanalizowano plany rozwoju wybranych systemów energetycznych krajów europejskich i ich wpływ na rozwój krajowego systemu energetycznego. Polityka energetyczna, aby odnieść zamierzony skutek, musi wpływać na decyzje inwestycyjne podmiotów gospodarczych. Polska znalazła się w momencie, w którym powinna stworzyć optymalną koncepcję miksu energetycznego i konsekwentnie dążyć do jej wdrożenia. Artykuł ma na celu pokazanie realnych kierunków rozwoju bazy wytwórczej energii elektrycznej w Polsce, a także wskazanie możliwego wpływu trendów polityk krajów Unii Europejskiej na rynek energii elektrycznej w Polsce.

Wprowadzenie

W ostatnich latach zagadnieniom bezpieczeństwa energetycznego kraju poświęcono wiele uwagi. Ogólnie można stwierdzić, że „bezpieczeństwo energetyczne to stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię, w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy minimalizacji negatywnego oddziaływania sektora energii na środowisko i warunki życia społeczeństwa”¹.

Obecny stan bezpieczeństwa energetycznego w poszczególnych sektorach polskiej energetyki jest mocno zróżnicowany. W elektroenergetyce oraz ciepłownictwie, które oparte są na własnych zasobach węgla kamiennego i brunatnego, Polska jest samowystarczalna. W sektorze gazu oraz paliw płynnych w znacznej mierze uzależniona jest od importu, głównie z Rosji. W oparciu o bilanse paliwowo-energetyczne konieczne jest wypracowanie wieloletniej strategii energetycznej, która uwzględni rosnące potrzeby odbiorców indywidualnych oraz przemysłowych, a jednocześnie zapewni bezpieczeństwo energetyczne. Dlatego od kilku lat podejmowane są próby określenia nowego modelu strategii energetycznej, która z jednej strony uwzględniałaby potrzeby odbiorców, a z drugiej odpowiadałaby na wyzwania stawiane przez Unię Europejską.

Krajowa strategia energetyczna

W ostatnich latach zagadnieniom strategii i planów rozwoju systemu energetycznego kraju poświęcono wiele uwagi. Temat

ten pojawił się w wielu aktach prawnych, raportach, opracowaniach oraz materiałach konferencyjnych. Dokumenty, które przedstawiają problem rozwoju systemu energetycznego, to m.in.:

- Polityka energetyczna Polski do 2025 roku. Dokument przyjęty przez Radę Ministrów 4 sierpnia 2005 roku
- Polityka energetyczna Polski do 2030 roku. Dokument przyjęty przez Radę Ministrów 10 listopada 2009 roku
- Mix energetyczny 2050, Analiza scenariuszy dla Polski. Warszawa 2011 (Ministerstwo Gospodarki)
- Mix energetyczny dla Polski do roku 2060. Warszawa 2013 (Kancelaria Prezesa Rady Ministrów, Departament Analiz Strategicznych: Optymalny).

W kwietniu 2014 roku Rada Ministrów podjęła uchwałę w sprawie przyjęcia strategii „Bezpieczeństwo Energetyczne i Środowisko – perspektywa do 2020 roku”². Celem strategii jest rozwój nowoczesnego, przyjaznego środowiska sektora energetycznego, który będzie w stanie zapewnić Polsce bezpieczeństwo energetyczne. Strategia „Bezpieczeństwo Energetyczne i Środowisko” obejmuje dwa istotne obszary: energetykę i środowisko oraz określa kluczowe reformy i niezbędne działania, które powinny zostać podjęte w perspektywie do 2020 roku. W dokumentach strategii znalazł się zapis, że do 2020 roku krajowa elektroenergetyka będzie się opierać przede wszystkim na węglu. Polska, dzięki znacznym złożom węgla w porównaniu z pozostałymi państwami UE, jest krajem bezpiecznym w kontekście produkcji energii elektrycznej i stosunkowo niskich kosztów jej wytwarzania.

¹ Paska J., Ekonomiczny wymiar bezpieczeństwa elektroenergetycznego i niezawodności zasilania, *Rynek Energii* 2013, nr 2.

² http://strateg.stat.gov.pl/strategie_pliki/Strategia_Bezpieczenstwo_Energetyczne_i_Srodowisko.pdf.

Porównując strukturę mocy zainstalowanych w Polsce ze średnią Unii Europejskiej oraz wybranymi krajami europejskimi (rys. 1), można zauważyć, że w naszym kraju dominującym paliwem jest węgiel. Mix energetyczny dla całej Unii Europejskiej przedstawia się o wiele bardziej korzystnie. Wykorzystanie wielu paliw i technologii pozwala jednocześnie na zapewnienie odpowiednich mocy wytwórczych, a także pozwala sprostać wymogom ochrony środowiska. Dywersyfikacja paliw jest też istotna z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego. Na rys. 2 przedstawiono, jak kształtuje się produkcja energii z poszczególnych źródeł wytwórczych. W kolejnych częściach artykułu zaprezentowane zostaną koncepcje rozwoju systemów energetycznych w wybranych krajach europejskich, koncepcje te mogą mieć również wpływ na rozwój naszego systemu energetycznego.

Z danych Eurostatu wynika, że w 2013 roku kraje Unii Europejskiej były uzależnione od importu surowców energetycznych i energii aż w 54%. Sytuacja Polski jest zdecydowanie korzystniejsza, nasze uzależnienie wynosi nieco ponad 35%, co plasuje nas w czołówce najbezpieczniejszych energetycznie państw UE. W mniejszym stopniu uzależnione są tylko Dania, Estonia i Rumunia.

W zdecydowanie gorszej sytuacji są natomiast największe unijne gospodarki. Uzależnienie od zewnętrznych surowców energetycznych w Niemczech wynosi ponad 62%, we Francji ok. 48%, w Wielkiej Brytanii ok. 46%. Kraje o stosunkowo niskim poziomie energetycznego uzależnienia od importu bazują na swoich naturalnych paliwach kopalnych. Przykładem są tu Czechy, Estonia i Rumunia. W tab. 1 przedstawiono porównanie wybranych krajów europejskich: Niemiec, Danii, Francji, Wielkiej Brytanii i Czech.

Koszty dostosowania polskiej energetyki do wymogów unijnych z pewnością będą bardzo wysokie. Należy do nich zaliczyć również konieczność budowy nowoczesnych bloków energetycznych w elektrowniach węglowych, a także planowaną

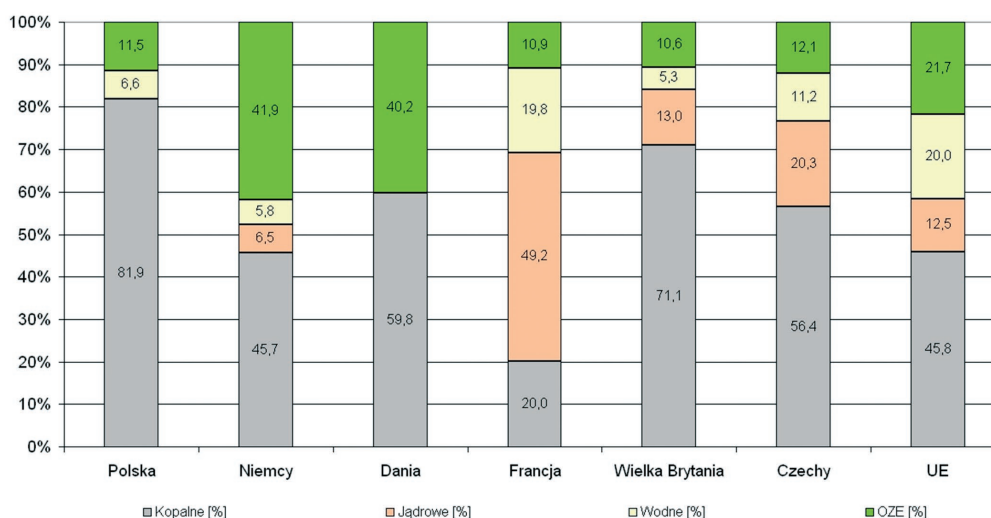
budowę elektrowni jądrowej. Ponadto najważniejszym kosztem naszego członkostwa w Unii Europejskiej w wymiarze energetycznym jest ograniczenie rozwoju energetyki opartej na węglu. Stanowi to ważną przeszkodę w wykorzystaniu potencjału, jaki posiadamy w zasobach węgla kamiennego oraz brunatnego. Także inwestycje w odnawialne źródła energii będą dla Polski z pewnością znacznym obciążeniem. Jednak należy też zaznaczyć, że pozytywnym efektem inwestycji w OZE jest rozwój sektora produkcji energii odnawialnej w Polsce.

W celu porównania polskiego systemu energetycznego z systemami krajów europejskich, wykorzystano trzy wskaźniki wyrażone w procentach:

- współczynnik mocy szczytowej do zainstalowanej
- współczynnik minimalnego obciążenia do mocy zainstalowanej
- stopień wykorzystania mocy zainstalowanej.

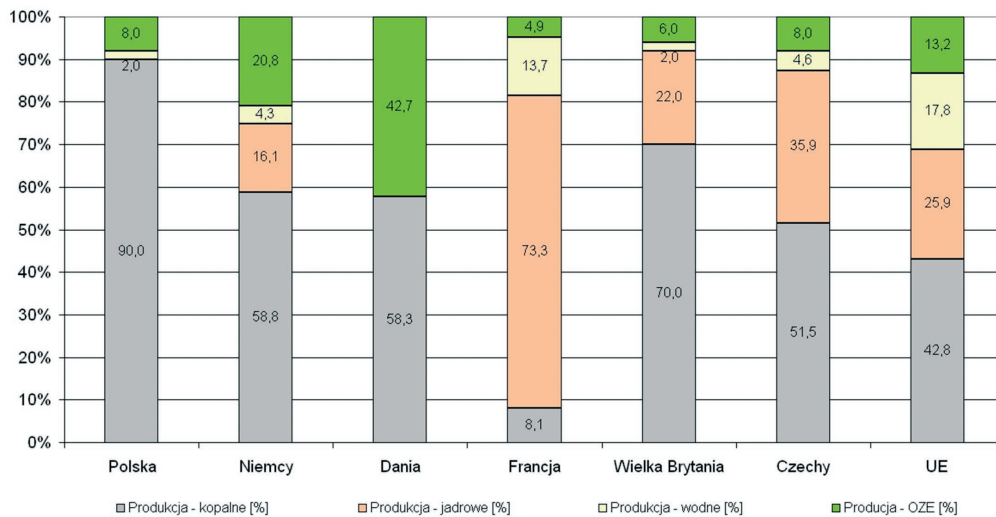
Wyniki porównania zostały przedstawione na rys. 3. Z porównania tych wyników można wyciągnąć kilka istotnych wniosków:

- współczynnik mocy szczytowej do zainstalowanej oraz stopień wykorzystania mocy zainstalowanej w Polsce są porównywalne z danymi dla rynku francuskiego oraz brytyjskiego, a znacznie wyższe niż w Niemczech i wartości średniej dla całej Europy
- intensywny rozwój OZE w Niemczech, a szczególnie w Danii, skutkuje spadkiem współczynnika mocy szczytowej do zainstalowanej, ze względu na zdecydowanie niższą dyspozycyjność odnawialnych źródeł energii w porównaniu z elektrowniami konwencjonalnymi. Jest on również związany z koniecznością zachowania mocy rezerwowych, gwarantujących produkcję energii elektrycznej w czasie niskiej generacji z elektrowni bazujących na odnawialnych źródłach energii
- różnica pomiędzy wartością współczynnika minimalnego obciążenia do mocy zainstalowanej a wartością współczynnika

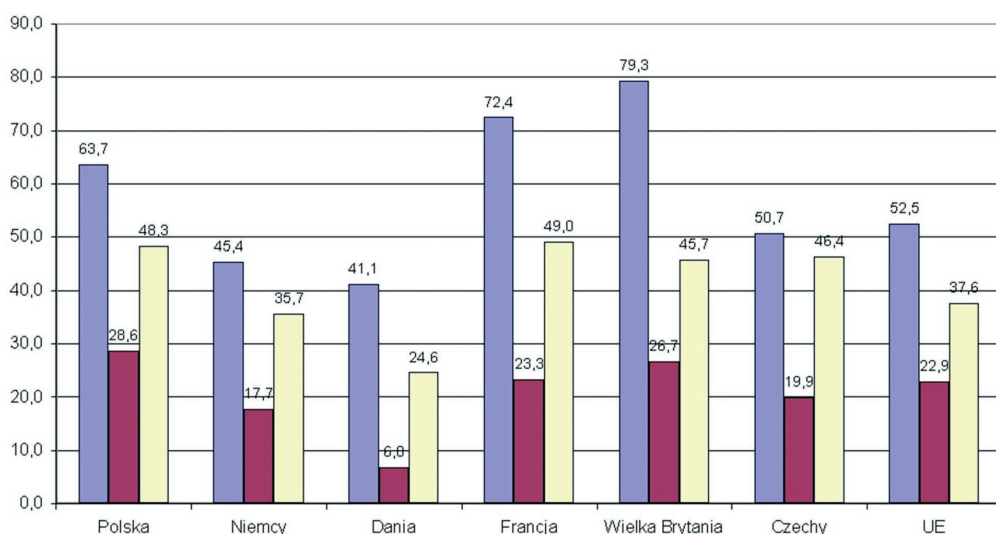


Rys. 1. Struktura mocy zainstalowanej w Polsce i w wybranych krajach europejskich na koniec 2013 roku³

³ Opracowanie własne na podstawie danych z: Eurostat, EurObserv'ER oraz ENTSO-E.

Rys. 2. Produkcja energii elektrycznej z różnych rodzajów źródeł w Polsce i wybranych krajach europejskich na koniec 2013 roku⁴

	Polska	Niemcy	Dania	Francja	Wielka Brytania	Czechy	UE
Moc zainstalowana [MW]	35 631	183 099	14 855	128 289	74 931	19 909	1 007 453
Moc szczytowa godzinowa [MW]	22 680	83 102	6 109	92 900	59 440	10 093	528 749
Minimalne obciążenie godzinowe [MW]	10 206	32 473	1 008	29 869	19 989	3 952	230 694
Elektrownie na paliwa kopalne [MW]	29 170	84 411	8 886	25 707	53 287	11 237	461 278
Elektrownie jądrowe [MW]	0	12 068	0	63 130	9 749	4 040	126 395
Elektrownie wodne [MW]	2 349	10 780	9	25 434	3 969	2 230	201 395
Źródła odnawialne [MW]	4 112	77 360	5 960	14 018	7 926	2 402	218 385
Produkcja energii [TWh]	150,9	571,8	32,0	550,7	300,0	80,9	3315,8

Tab. 1. Zestawienie podstawowych parametrów systemu elektroenergetycznego w Polsce i wybranych krajach europejskich⁵Rys. 3. Porównanie współczynnika mocy szczytowej do zainstalowanej, współczynnika minimalnego obciążenia do mocy zainstalowanej oraz stopnia wykorzystania mocy zainstalowanej w Polsce i wybranych krajach europejskich na koniec 2013 roku⁶⁴ Opracowanie własne na podstawie danych z: Eurostat, EurObserv'ER oraz ENTSO-E.⁵ Opracowanie własne na podstawie danych z Eurostat, EurObserv'ER i ENTSO-E.⁶ Opracowanie własne na podstawie danych z Eurostat, EurObserv'ER i ENTSO-E.

- mocy szczytowej do zainstalowanej przedstawia amplitudę zmian obciążeń występujących w danym systemie w ciągu roku, odniesioną do mocy zainstalowanej
- można stwierdzić, że kraje Unii Europejskiej, które już zainstalowały w swoim systemie energetycznym znaczne ilości źródeł odnawialnych, spowodują odejście od dotychczasowych zasad projektowania systemów opartych na źródłach dyspozycyjnych, na rzecz systemów elektroenergetycznych, w których moc zainstalowana będzie kilkukrotnie przekraczała wartość mocy szczytowej.

Polityka energetyczna Niemiec

Zainicjowana w 2011 roku niemiecka transformacja energetyczna Energiewende, zaproponowana przez rząd ze względu na narzucone tempo zmian, stanowi nową jakość w strategii energetycznej Niemiec. Pojawiła się ona kilka miesięcy po awarii elektrowni jądrowych w Fukushima. Rząd niemiecki nie poprzestał na ustanowieniu planu działania i roli nowej polityki energetycznej, ale zostały określone precyzyjne założenia uwzględniające dodatkowe wartości wyznawane przez większość obywateli. Ma to być niemiecka odpowiedź na zmniejszenie zasobów naturalnych oraz wzrost uniezależnienia od surowców importowanych z niestabilnych regionów świata i wyższy poziom życia w przyszłości. Najistotniejsze założenia Energiewende to:

- odstąpienie od eksploatacji elektrowni atomowych do 2022 roku
- znaczna redukcja emisji dwutlenku węgla
- wzrost efektywności energetycznej
- redukcja importu nośników energii
- oparcie systemu elektroenergetycznego na odnawialnych źródłach energii.

Strategia ma się opierać głównie na rozwoju odnawialnych źródeł energii. Zgodnie z nowelizacją ustawy udział energii odnawialnej w produkcji energii elektrycznej ma systematycznie wzrastać z obecnych ok. 20% do ok. 38% w 2020 roku, ok. 50% w 2030 roku i aż 80% w roku 2050. Całkowite przejście na korzystanie z energii niskoemisyjnej, z wykorzystaniem głównie źródeł odnawialnych, jest znaczącym wyzwaniem społecznym, szczególnie ze względu na konieczność podniesienia opłat za energię elektryczną. Jak na razie społeczeństwo niemieckie jest gotowe do ponoszenia kosztów związanych z transformacją energetyczną. Podstawowym problemem przy realizacji nowej polityki energetycznej Energiewende jest zapewnienie ciągłości dostaw energii po stopniowym wyłączeniu kolejnych elektrowni jądrowych do 2022 roku. Niemcy starają się wykorzystać w tym celu energetykę węglową oraz gaz ziemny, który jest surowcem niskoemisyjnym i pozwala na zachowanie celów redukcji emisji dwutlenku węgla. Pierwszą znaczącą zmianą związaną z nową koncepcją niemieckiej energetyki jest budowa nowych elektrowni zasilanych węglem. Jest to dość zaskakujące ze względu na wysoką emisyjność tego paliwa, jednak uzasadnione koniecznością zbilansowania wycofywanych mocy w elektrowniach

jądrowych. Jednocześnie, dotowanie źródeł odnawialnych skutkuje obniżeniem poziomu cen hurtowych energii elektrycznej poniżej progu opłacalności generacji. Szczególnie jest to widoczne w niektórych zamortyzowanych elektrowniach gazowych. Fakt ten sprawia, że elektrownie gazowe znalazły się w roli źródeł szczytowych i ze względu na ich obecny charakter pracy znacznie obniżyła się produkcja energii z paliwa gazowego.

Polityka energetyczna Wielkiej Brytanii

Pod koniec lat 80. Wielka Brytania była pionierem zmian w energetyce i jako pierwsza zliberalizowała rynek energii. Wprowadzona wtedy liberalna polityka energetyczna przyniosła wiele sukcesów, takich jak znaczna obniżka kosztów produkowanej energii czy demonopolizacja sektora energetycznego. Wówczas Wielka Brytania służyła jako wzór dla polityki prowadzonej na poziomie Unii Europejskiej. Jednak wraz z wyczerpywaniem się zasobów ropy i gazu ze złóż na Morzu Północnym oraz rosnącą niepewnością na światowych rynkach energii w Wielkiej Brytanii pojawiło się zagrożenie bezpieczeństwa dostaw. W 2003 roku rząd Wielkiej Brytanii opublikował Białą Księgę Energii (ang. *Energy White Paper – Our energy future – creating a low carbon economy*). Był to zarys polityki energetycznej Wielkiej Brytanii na następne 50 lat. Główne założenia w tej wizji rozwoju to: odejście od węgla, zahamowanie rozwoju energetyki jądrowej z możliwością powrotu do niej w przyszłości, konieczność ochrony środowiska i związana z tym redukcja emisji dwutlenku węgla o 60% w 2050 roku. Kolejnymi dokumentami zawierającym strategię rozwoju energetycznego były Energy Act oraz Climate Change Act z 2008 roku⁷. Dokumenty te zawierały zapisy dotyczące m.in.: regulacji dostaw gazu, konieczności modernizacji sektora wytwórczego, w tym wprowadzenia technologii wychwytywania i składowania dwutlenku węgla (CCS), rozbudowy systemu opartego na źródłach odnawialnych dzięki wprowadzeniu taryf wspierających te źródła. W 2012 roku Wielka Brytania dokonała kolejnej reformy swojego sektora energetycznego⁸. W nowej polityce energetycznej Wielkiej Brytanii można zaobserwować zwrot, który polega na odejściu od modelu rynkowego w kierunku bardziej zdecydowanego interwencjonizmu państwa. Rząd brytyjski wyznaczył ambitne cele, takie jak dekarbonizacja, czyli zmniejszanie emisyjności gospodarki, oraz zapewnienie bezpieczeństwa dostaw i cen energii dostępnych dla wszystkich konsumentów.

Priorytetem rządu brytyjskiego zawartym w Energy Security Strategy stały się: dywersyfikacja dostaw i zminimalizowanie ryzyka związanego z nadmiernym uzależnieniem od importu. Jest to tym bardziej istotne, ponieważ brytyjski mix energetyczny oparty jest w głównej mierze na paliwach kopalnych. Źródła wytwórcze oparte na gazie stanowią 44%, a na węglu 29%. Obawy o bezpieczeństwo dostaw potęguje także wyeksploatowany majątek wytwórczy. Zakłada się, że do 2020 roku jedna piąta elektrowni zostanie zamknięta, a dużą część nowych będzie stanowiła tzw. generacja niestabilna (energetyka wiatrowa

⁷ Energy Act oraz Climate Change Act, opublikowane w 2008 (<http://www.legislation.gov.uk/>).

⁸ Energy Security Strategy (2012) oraz Electricity Market Reform (2013), opublikowane przez Department of Energy and Climate Change (<https://www.gov.uk/>).

i fotowoltaika) lub nieelastyczna (energetyka atomowa). Wielka Brytania należy także do liderów, jeśli chodzi o rozwój energetyki wiatrowej, szczególnie morskiej. Do dziś zainstalowano ponad 12 GW w elektrowniach wiatrowych. Roczna produkcja w tych źródłach przekroczyła w ubiegłym roku 28 tys. TWh, co stanowi ponad 9,8% wytwarzanej energii elektrycznej⁹. Również rozwój systemów fotowoltaicznych w ostatnich latach wzrósł znacząco. W ubiegłym roku moc zainstalowana w elektrowniach fotowoltaicznych wyniosła ponad 5 GW¹⁰.

W przeszłości zliberalizowany brytyjski rynek energii elektrycznej działał prawidłowo i mechanizmy konkurencji przeciwdziałały nadmiernym cenom, a rynek dawał odpowiednie sygnały inwestycyjne dla zapewnienia właściwego poziomu nowych mocy wytwórczych. W ostatnich latach sytuacja się zmieniła, a wcześniejszą równowagą zachwiało m.in. wprowadzenie systemów wsparcia dla niektórych technologii wytwarzania energii elektrycznej, w szczególności OZE. Nowa polityka energetyczna zapisana w Electricity Market Reform wprowadza dwa podstawowe rozwiązania, które mają poprawić sytuację w sektorze energetyki:

- nowy system wsparcia dla zeroemisyjnych i niskoemisyjnych technologii wytwarzania energii elektrycznej
- rynek mocy, który ma zapewnić bezpieczeństwo dostaw energii, a główną rolę mają w nim odgrywać wytwórcy energii elektrycznej, odbiorcy oraz technologie magazynowania energii.

Polityka energetyczna Francji

Francja w latach 70. podjęła decyzję o budowie bloków jądrowych i oparciu energetyki na tym źródle energii. Była to odpowiedź na światowy kryzys energetyczny. Założeniem strategicznym tamtej polityki energetycznej była samowystarczalność energetyczna dzięki energetyce jądrowej. Podstawowym źródłem takiej decyzji były stosunkowo niewielkie zasoby energetyczne Francji (gaz, ropa, węgiel).

Zgodnie z najnowszymi założeniami projektu polityki energetycznej Francji, ogłoszonego przez Ministerstwo Zrównoważonego Rozwoju i Energii w czerwcu 2014 roku, energetyka jądrowa ma w dalszym ciągu stanowić podstawę systemu energetycznego. Wcześniejsze założenia z 2012 roku zakładały stopniowe wycofywanie się z udziału energetyki jądrowej, w całkowitym bilansie energetycznym z obecnych ponad 73% wytwarzanej energii elektrycznej do 50% w 2025 roku, i stopniowe wyłączenie najstarszych bloków jądrowych. Nowa polityka energetyczna również zakłada stopniowy spadek udziału wytwarzanej energii z elektrowni jądrowej i stopniowe zastępowanie jej udziałem ze źródeł odnawialnych. Większość z 58 reaktorów będących własnością firmy EDF powstała w latach 70. i 80. ubiegłego wieku i wkrótce skończy się ich okres eksploatacji przewidziany na ok. 40 lat. Zakłada się jednak możliwość przedłużenia okresu eksploatacji do 50, a nawet 60 lat.

Nowe wytyczne polityki energetycznej zakładają również, że do 2030 roku osiągnięta zostanie 40-proc. redukcja emisji dwutlenku węgla w porównaniu z emisją w 1990 roku, a w 2050 roku aż 75-proc. redukcja emisji. Do tego czasu udział energii odnawialnej w bilansie energetycznym ma stanowić ponad 30%, a niektóre źródła podają, że nawet ok. 40%, przy jednoczesnym zmniejszeniu udziału paliw kopalnych o 30%. Celem nowej ustawy jest również zmniejszenie zużycia energii o 20% w 2030 roku i o 50% w 2050 roku. Komunikat płynący z proponowanej ustawy jest bardzo czytelny, mimo że Francja planuje zmniejszenie ilości energii pochodzącej z atomu, nie zamierza na wzór Niemiec całkowicie z niej zrezygnować.

Rozwój branży OZE związany jest m.in. z rozbudową elektrowni fotowoltaicznych i wiatrowych. Obecnie na terenie Francji zainstalowano ponad 5 GW mocy w fotowoltaice. Zakłada się, że do 2020 roku osiągnięty zostanie poziom prawie 8 GW, a do roku 2030 prawie 25 GW¹¹. Również elektrownie wiatrowe stanowią już znaczny procent mocy zainstalowanej i osiągnęły poziom ponad 8 GW¹².

Polityka energetyczna Danii

Duński plan energetyczny zakłada uniezależnienie się od paliw kopalnych w perspektywie 2050 roku¹³. Założenia do tego planu powstały w 2010 roku i jest to pierwszy tego rodzaju dokument na świecie. Duńskie władze chcą, aby do 2020 roku energia produkowana w Danii pochodziła w jednej trzeciej ze źródeł odnawialnych, a do 2050 roku udział ten ma osiągnąć 100%. Przejście na energetykę opartą wyłącznie na źródłach odnawialnych ma się odbywać głównie dzięki zwiększaniu potencjału morskich farm wiatrowych. Obecnie Dania ma prawie 5 GW mocy zainstalowanej w farmach wiatrowych, a w planach jest budowa kolejnych ponad 3 GW. Oprócz rozwoju energetyki wiatrowej duński plan zakłada m.in. zakaz montowania kotłów na paliwa stałe, ciekłe oraz gazowe i zastępowanie ich urządzeniami korzystającymi z odnawialnych źródeł energii. Co prawda w 2010 roku paliwa kopalne pokrywały niemal 80% zapotrzebowania na energię w Danii, ale już w 2013 roku ten udział wynosił niespełna 60%. Ten ambitny plan związany jest jednak z dużymi kosztami wdrożenia polityki zeroemisyjnej.

Polityka energetyczna Czech

Wykorzystanie złóż węgla, rozwój energetyki jądrowej oraz dywersyfikacja źródeł to główne założenia polityki bezpieczeństwa energetycznego, przyjęte w 2011 roku przez czeski rząd. W dokumencie, który był podstawą do opracowania struktury energetycznej na kolejne 20 lat, Czesi zakładają wybudowanie nowych bloków w elektrowniach jądrowych, kładą nacisk na wykorzystanie potencjału krajowych złóż węgla brunatnego oraz rozwój energetyki odnawialnej.

Z szacunków wynika, że w ciągu najbliższych kilkunastu lat w Czechach trzeba będzie zamknąć elektrownie o łącznej mocy

⁹ <http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/statistics/EWEA-Annual-Statistics-2014.pdf>.

¹⁰ <https://www.gov.uk/government/statistics/solar-photovoltaics-deployment>.

¹¹ Chiffres clés de l'énergie Édition 2014 (www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr).

¹² http://www.rte-france.com/sites/default/files/apercu_energie_elec_2014_11_an.pdf.

¹³ http://www.ens.dk/Documents/Netboghandel%20-%20publikationer/2011/Energy_Strategy_2050.pdf.

ok. 4 GW. W ich miejsce planowane są nowoczesne elektrownie węglowe, gazowe oraz nowe bloki w elektrowniach jądrowych. Rząd docenia także rolę odnawialnych źródeł energii, których w obecnej chwili jest ok. 12% w całkowitym bilansie energetycznym. W ostatnich latach dynamiczny rozwój elektrowni fotowoltaicznych, stymulowany systemem dotacji i wysokimi gwarantowanymi cenami zakupu energii, stworzył poważne problemy operatorom przesyłowym. Istotnym źródłem energii dla Czech mają pozostać elektrownie jądrowe w Temelinie i Dukovanach, które obecnie stanowią ok. 20% mocy zainstalowanej i odpowiadają za ponad 35% wytwarzanej energii elektrycznej. Czeski rząd rozważa także rozbudowę obu elektrowni. Obecnie Czechy mają nadwyżkę mocy w swoich elektrowniach, stan ten według prognoz może utrzymać się nawet do 2030 roku. W 2013 roku rząd Czech rozpoczął proces przyjęcia nowej długoterminowej strategii energetycznej, zorientowanej na 2040 rok. Nowa strategia rozwoju energetycznego, która została przedstawiona przez czeskie Ministerstwo Przemysłu i Handlu, zakłada tylko wstępnie decyzję o rozwoju energetyki jądrowej z perspektywą uruchomienia nowych bloków w 2037 roku. Zgodnie ze strategią energetyczną, energia jądrowa powinna stanowić 49–58% całkowitego wytwarzania energii elektrycznej przed 2040 rokiem. W tym samym roku udział węgla w produkcji energii elektrycznej powinien spaść z obecnych ponad 52% do 18%.

Podsumowanie

Niemcy i Dania stawiają na energetykę opartą na odnawialnych źródłach energii, Wielka Brytania zapowiada budowę nowych elektrowni jądrowych, również Czesi nie rezygnują z energetyki jądrowej, Francja utrzymuje swój potencjał jądrowy, a jednocześnie buduje źródła odnawialne. Z tego zestawienia widać wyraźnie, że Europejczycy nie potrafią porozumieć się w sprawach energii i każdy kraj realizuje swój własny plan energetyczny.

Czy zatem Polska powinna iść śladem któregoś ze wspomnianych krajów, czy też realizować swój własny wariant rozwoju energetycznego?

Zdaniem autora o decyzji dotyczącej strategii energetycznej powinny decydować niezależnie państwa członkowskie Unii Europejskiej. Każdy kraj sam powinien wybierać, czy postawi na energetykę jądrową, spalanie gazu lub węgla, czy też energetykę odnawialną.

Polityka energetyczna to polityka bezpieczeństwa danego kraju. Powinna być przemyślana i uwzględniać dostęp do źródeł energii. Ważną kwestią jest również konieczność uniezależnienia się od importu paliw. Jednocześnie ostatnie wydarzenia pokazują, jak ważny jest wspólny głos polityki unijnej w kwestii energetyki. Stąd rodzi się pytanie, jak dalece ten wspólny głos powinien wpływać i decydować o krajowych strategiach energetycznych państw Unii Europejskiej.

BIBLIOGRAFIA

1. Paska J., Ekonomiczny wymiar bezpieczeństwa elektroenergetycznego i niezawodności zasilania, *Rynek Energii* 2013, nr 2, s. 17–22.
2. Wilczyński M., Zmierch węgla kamiennego w Polsce, Fundacja Instytut na rzecz Ekorozwoju, Warszawa, 2013.
3. Gawlikowska-Fyk A., Nowak Z., Polityka energetyczna Wielkiej Brytanii – pionierskie podejście do reformy rynku energii, *Biuletyn PISM* (Polskiego Instytutu Spraw Międzynarodowych) 2013, nr 87.
4. Szczerbowski R., Bezpieczeństwo energetyczne Polski – mix energetyczny i efektywność energetyczna, *Polityka Energetyczna* 2013, t. 16, z. 4, s. 35–47.
5. Kaliski M., Frączek P., Szurlej A., Brytyjskie doświadczenia a zmiana struktury źródeł energii w Polsce, *Polityka Energetyczna* 2011, t. 14, z. 2, s. 141–153.

Radosław Szczerbowski

dr inż.

Politechnika Poznańska

e-mail: radoslaw.szczerbowski@put.poznan.pl

Absolwent, a obecnie wykładowca na Wydziale Elektrycznym Politechniki Poznańskiej. Zakres jego zainteresowań naukowych obejmuje zagadnienia związane z problematyką: wytwarzania energii elektrycznej, gospodarką energetyczną oraz bezpieczeństwem energetycznym. Jest członkiem Stowarzyszenia Elektryków Polskich.

Bartosz Ceran

mgr inż.

Politechnika Poznańska

e-mail: bartosz.ceran@put.poznan.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrycznym Politechniki Poznańskiej na kierunku elektrotechnika, specjalność elektroenergetyka. Od 2009 roku pracuje w Instytucie Elektroenergetyki Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej na stanowisku asystenta. Jego zainteresowania naukowe dotyczą: zagadnień rozproszonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła ze szczególnym uwzględnieniem technologii ogniw paliwowych.

Transformation of Polish Energy Policy in the Context of Changes in European Union Member States

Keywords

energy policy, energy security, electricity generation

Abstract

This paper presents the development of the Polish energy system in the context of the changes taking place in the energy systems of other European Union Member States. Power system development plans in selected European countries were analysed, as well as their impact on the development of the national energy system. To be effective, an energy policy must affect the investment decisions of business entities. Poland is at the time when it should create the optimal energy mix concept and consistently strive for its implementation. This paper aims to show the real direction of the growth in the electricity generation assets in Poland, as well as to indicate the possible impact of trends in the policies of European Union Member States on the electricity market in Poland.

Efektywność nadkrytycznych elektrowni węglowych zintegrowanych z instalacjami wychwytu i sprężania CO₂ w technologii oxy-combustion

Autorzy

Janusz Kotowicz
Mateusz Brzęczek
Marcin Job

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

nadkrytyczne elektrownie węglowe, technologia oxy-spalania, instalacja wychwytu CO₂

Streszczenie

W artykule przedstawiono nadkrytyczne elektrownie węglowe zintegrowane z instalacjami wychwytu i sprężania CO₂ w technologii oxy-spalania. Porównano efektywność oraz główne parametry pracy analizowanych bloków dla różnych metod produkcji tlenu. Przedstawiono metody: kriogeniczną, kriogeniczno-membranową wykorzystującą membrany polimerowe i metody membranowe wykorzystujące membrany ceramiczne HTM typu *three-end* oraz *four-end*. Pokazano utratę sprawności wszystkich analizowanych układów względem elektrowni pracującej w trybie klasycznym (bez instalacji wychwytu CO₂). Przedstawiono główne parametry termodynamiczne rozpatrywanych bloków. Praca jest syntezą rezultatów w realizowanym przez autorów projekcie strategicznym „Opracowanie technologii spalania tlenowego dla kotłów pyłowych i fluidalnych zintegrowanych z wychwytem CO₂”.

1. Wprowadzenie

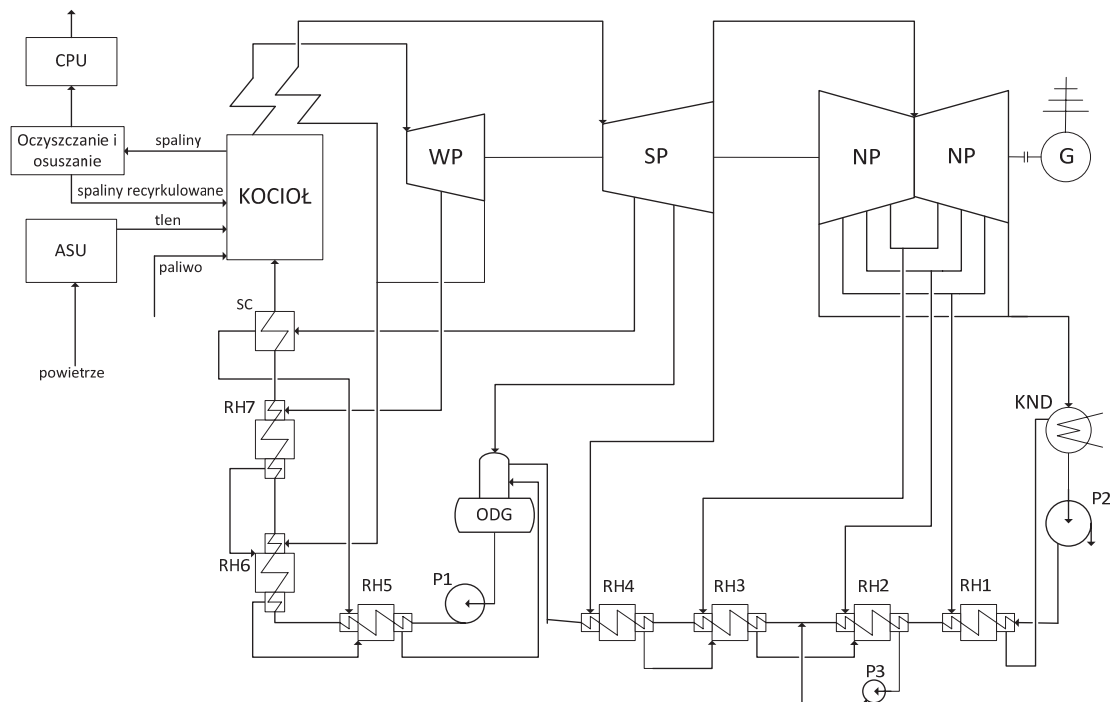
Generacja energii elektrycznej przez długi okres będzie jeszcze oparta na spalaniu paliw kopalnych. Dotyczy to w szczególności takich krajów jak Polska. Głównymi warunkami rozwoju elektrowni węglowych jest produkcja energii elektrycznej przy możliwie wysokiej sprawności oraz spełnienie wymagań dotyczących dopuszczalnych emisji gazów szkodliwych do atmosfery. Rygorystyczne ograniczenia związane z poziomem emisji CO₂ mogą być spełnione dzięki technologii CCS (ang. *Carbon Capture and Storage*). Oprócz technologii CCS istotną rolę w ograniczaniu emisji CO₂ do atmosfery odgrywa poprawa sprawności bloków energetycznych.

Istotne ograniczenie antropogenicznej emisji gazów cieplarnianych w sektorze energetyki może być osiągnięte poprzez stosowanie technologii separacji oraz składowania CO₂. Istnieją obecnie trzy technologie wychwytu tego gazu: *pre-combustion* (w której wychwyt CO₂ jest realizowany przed procesem spalania), *post-combustion* (w której separacja następuje po procesie spalania) oraz *oxy-combustion* (czyli spalanie paliwa w warunkach tlenowych) [1]. W ich obrębie wykorzystywane są różne metody separacji CO₂ ze spalin lub gazu syntezowego, takie jak: absorpcja fizyczna [2], absorpcja chemiczna [3], adsorpcja, metody membranowe [4], metody kriogeniczne [5], a także metody termoakustyczne, wykorzystujące falę dźwiękową [6].

Idea technologii *oxy-combustion* bazuje na wyeliminowaniu z procesu spalania balastu azotowego, czyli na przeprowadzeniu procesu w warunkach atmosfery czystego tlenu. Powstające spaliny składają się głównie z dwutlenku węgla i pary wodnej. Nadmiar utleniacza w komorze spalania, skład paliwa, nieszczelność instalacji oraz obecność innych gazów niż tlen w utleniaczu powodują obecność w spalinach dodatkowych gazów, takich jak: azot, tlen, dwutlenek siarki czy argon. Głównym kierunkiem analiz technologii spalania tlenowego paliw kopalnych jest istota samego procesu oraz jego optymalizacja [7], jednak obecnie nie istnieje żadna komercyjnie działająca elektrownia dużej skali wykorzystująca tę technologię. Obecnie w świecie prowadzonych jest wiele projektów, których celem jest potwierdzenie zasadności takiego rozwiązania w perspektywie ograniczenia emisji CO₂ z sektora energetycznego. Przykładami takich projektów są pracujące w technologii spalania tlenowego elektrownie Callide Oxyfuel, zlokalizowana w Australii [8], i Schwarze Pumpe w Niemczech [9].

2. Struktura elektrowni typu oxy-combustion

Jako ogólny układ bazowy przyjęto blok przedstawiony schematycznie na rys. 1. Założono, że poszczególne instalacje zintegrowane z obiegiem parowym są zwymiarowane w celu uzyskania określonej mocy elektrycznej brutto całego bloku oxy, równej



Rys. 1. Schemat układu spalania tlenowego wraz z instalacją oczyszczania i sprężania CO₂; oznaczenia: ASU – tlenownia, CPU – układ kondycjonowania spalin, KND – kondensator, WP/SP/NP – turbina parowa, ODG – odgazowywacz, RH – wymienniki regeneracyjne, P1 – pompa wody zasilającej, P2 – pompa skroplin, SC – schładzacz pary, G – generator

Wielkość	Oznaczenie	Wartości			Jedn.
		PF-460	CFB-600	PF-600P	
Moc elektryczna bloku brutto	$N_{el,b}$	460	600	600	MW
Temperatura pary świeżej przed turbiną	t_{pS}	600	600	650	°C
Ciśnienie pary świeżej przed turbiną	p_{pS}	29	29	30	MPa
Temperatura pary wtórnie przegrzanej przed turbiną	t_{pWP}	620	620	670	°C
Ciśnienie pary wtórnie przegrzanej na wejściu do turbiny	p_{pWP}	4,8	5,0	6,0	MPa
Ciśnienie w odgazowywaczu	p_{ODG}	1,2			MPa
Ciśnienie w skraplaczu	p_{KND}	0,005			MPa
Temperatura wody zasilającej	t_{wZ}	297	297	310	°C
Sprawność wewnętrzna grup stopni części WP/SP/NP/NP1 (ostatniej grupy stopni NP) turbiny	$\eta_{WP/SP/NP/NP1}$	90/ 93/ 86/ 81			%
Sprawność generatora	η_G	99			%
Straty mechaniczne turbiny	ΔN_{mTP}	4,6	6,0	6,0	MW
Sprawność wewnętrzna pomp	η_{IP}	85			%
Sprawność wymienników regeneracyjnych, schładzacza pary i odgazowywacza	$\eta_W, \eta_{SCH}, \eta_{ODG}$	99,5			%

Tab. 1. Wielkości charakterystyczne obiegu parowego dla trzech wariantów bloków

460 MW (warianty 1 i 2) lub 600 MW (warianty 3 i 4). W tab. 1 zostały przedstawione wielkości charakterystyczne dla analizowanych wariantów bloku.

W analizowanym bloku oxy produkowana jest nadkrytyczna para o parametrach 600°C/620°C/29 MPa (wariant 1, 2 i 4) oraz 650°C/670°C/30 MPa (wariant 3). W skład elektrowni wchodzi: kocioł pyłowy opalany węglem kamiennym (wariant 1–3) lub

kocioł fluidalny zasilany węglem brunatnym (wariant 4) zintegrowany z instalacją recyrkulacji spalin, układ tlenowni ASU (ang. *Air Separation Unit*) (kriogenicznej, membranowej lub hybrydowej), obieg parowy oraz układ oczyszczania i sprężania CO₂ przed transportem CPU (układ kondycjonowania dwutlenku węgla). W ramach artykułu skupiono się na wybranych strukturach układów oxy-spalania, inne rozwiązania zostały przedstawione

Wielkość	Jedn.	Wariant 1	Wariant 2	Wariant 3	Wariant 4
Moc netto bloku	MW	460	460	600	600
Temperatura pary świeżej	°C	600	600	650	600
Temperatura pary przegrzanej	°C	620	620	670	620
Ciśnienie pary świeżej	MPa	29	29	30	29
Rodzaj kotła	–	pyłowy	pyłowy	pyłowy	fluidalny
Rodzaj paliwa	–	węgiel kamienny	węgiel kamienny	węgiel kamienny	węgiel brunatny
Typ tlenowni (ASU)	–	kriogeniczna	hybrydowa	membranowa HTM <i>four-end</i>	membranowa HTM <i>three-end</i>

Tab. 2. Zestawienie konfiguracji analizowanych wariantów układów oxy-spalania

Parametr	Jednostka	Wartości	
		Węgiel kamienny	Węgiel brunatny
Wartość opałowa (W_d)	kJ/kg	24 078	9 960
Wilgoć (W)	%	17,32	42,50
Popiół (A)	%	9,00	17,50
C	%	61,25	28,60
S	%	1,10	0,95
H	%	3,90	2,20
N	%	0,93	0,25
O	%	6,50	8,00

Tab. 3. Parametry węgla kamiennego oraz węgla brunatnego

w publikacjach, np. [10–12]. Analizie poddano wykorzystanie różnych typów układu produkcji tlenu, tj. tlenownię kriogeniczną, hybrydową membranowo-kriogeniczną (wykorzystującą membrany niskotemperaturowe) oraz membranową wykorzystującą membrany wysokotemperaturowe HTM (ang. *High Temperature Membrane*) typu *three-end* oraz *four-end*. Zestawienie najważniejszych danych dla wybranych wariantów do analiz układów przedstawiono w tab. 2. W tab. 3 został przedstawiony skład i główne parametry węgla kamiennego i brunatnego.

2.1. Układ z tlenownią kriogeniczną

Moc brutto bloku pracującego w technologii oxy-spalania wynosi 460 MW. Układ ten nazywany jest wariantem 1. W układzie wykorzystano kocioł pyłowy, który realizuje suchą recyrkulację spalin. Kocioł opalany jest węglem kamiennym o składzie przedstawionym w tab. 3. Tlen na potrzeby kotła generowany jest w instalacji tlenowni kriogenicznej. Nierecykulowane spaliny trafiają do instalacji kondycjonowania, gdzie są osuszane oraz oczyszczane z gazów, które nie kondensują (argon, azot, dwutlenek siarki). Zabieg ten powoduje wzrost czystości dwutlenku węgla, następnie jest on sprężany do wymaganego ciśnienia (150 bar) w celu transportu i składowania. Szczegółowy

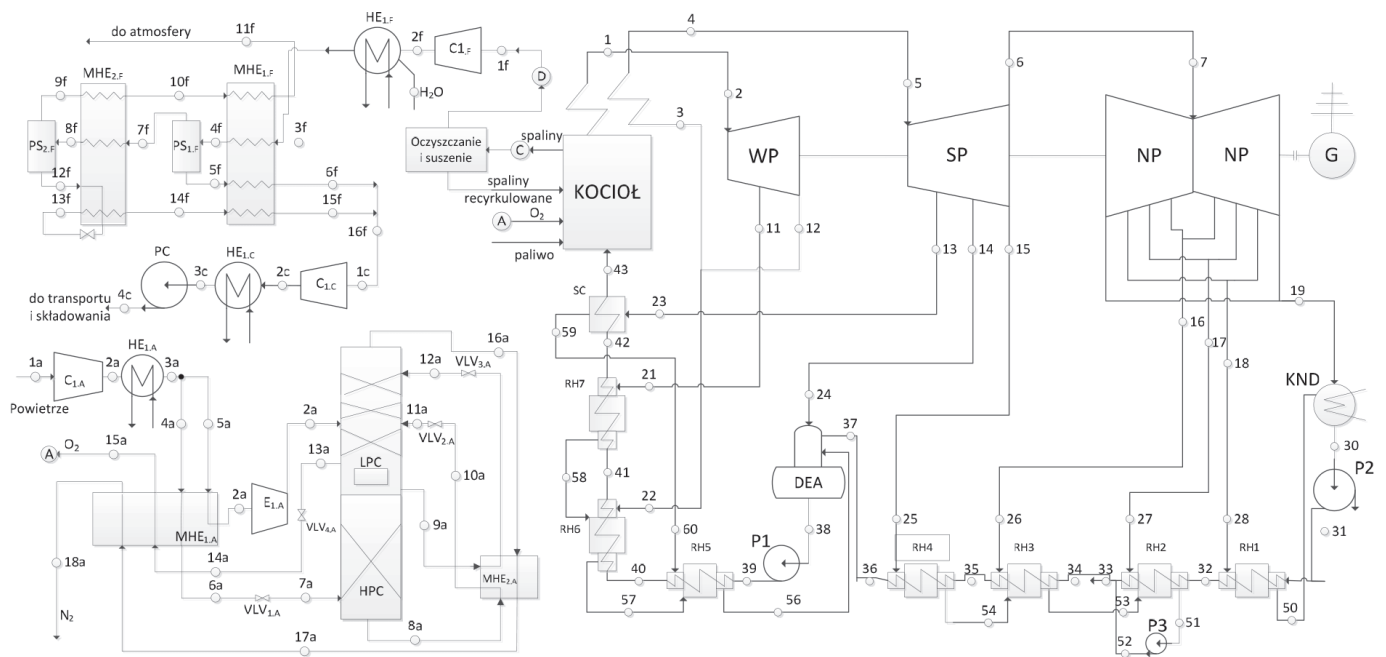
schemat rozpatrywanego bloku został przedstawiony na rys. 2. Najważniejsze dane dotyczące instalacji kotła zebrano w tab. 1.

Najbardziej energochłonną instalacją zintegrowanego układu oxy-spalania jest układ tlenowni kriogenicznej, dla której wskaźnik potrzeb własnych wynosi od ok. 18%, co odpowiada zapotrzebowaniu na moc elektryczną rzędu 83 MW. W układzie tlenowni jednostkowe zapotrzebowanie na moc instalacji wytwarzania tlenu przekracza wartość 0,2 kWh/kgO₂ i wynika głównie ze stosunkowo wysokiego ciśnienia, które panuje w kolumnie wysokociśnieniowej (ciśnienia końcowego w układzie sprężania powietrza). W literaturze przedmiotu przedstawiane są już rozwiązania posiadające niższą energochłonność. Uwzględnienie jej zmniejszyłoby zapotrzebowanie mocy, a tym samym przyczyniłoby się do wzrostu sprawności netto całej elektrowni.

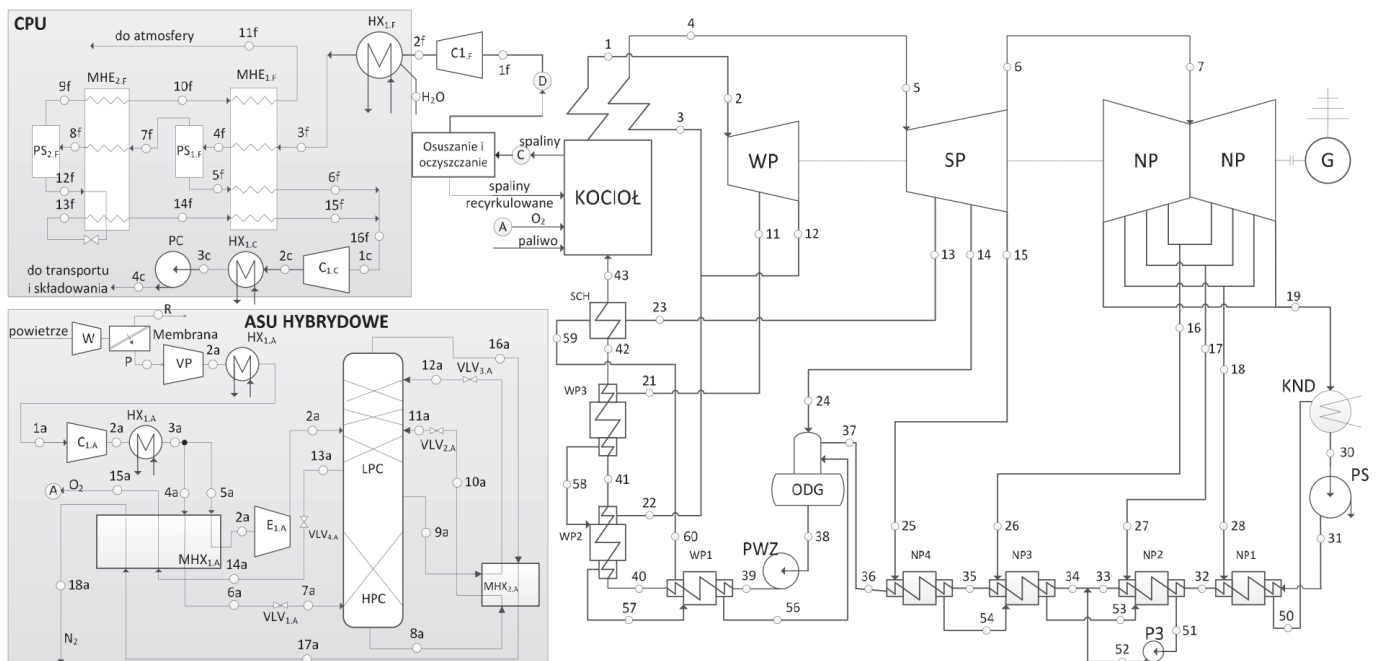
2.2. Układ z tlenownią hybrydową membranowo-kriogeniczną

Koncepcja bloku z tlenownią hybrydową bazuje na zastosowaniu membran polimerowych niskotemperaturowych, które cechuje niska energochłonność wraz ze stosunkowo niewielką czystością uzyskiwanego tlenu oraz tlenowni kriogenicznej, pozwalającej uzyskać odpowiednią czystość tlenu dla kotła oxy. Odpowiednia integracja tych dwóch koncepcji pozwala stworzyć układ o mniejszej energochłonności niż tlenownie kriogeniczne. W niniejszej pracy analizowano układ z tlenownią hybrydową o mocy 460 MW i parametrach pary 600°C/29 MPa (nazwany wariantem 2).

Obecny etap rozwoju membran polimerowych nie pozwala na uzyskanie wysokich stopni czystości tlenu bądź otrzymanie takich czystości wiąże się z wysoką energochłonnością wymaganą do napędu sprężarek oraz pomp próżniowych. W analizie przyjęto, że na membranie otrzymano taki strumień powietrza wzbogaconego w O₂, który wiąże się z najniższą energochłonnością układu hybrydowego rozpatrywanego jako całość. Wymagana dla kotła czystość tlenu równa 95% jest uzyskiwana w klasycznej dwukolumnowej tlenowni kriogenicznej. Schemat układu jest przedstawiony na rys. 3.



Rys. 2. Schemat analizowanego układu spalania tlenowego zintegrowanego z tlenownią kriogeniczną oraz instalacją oczyszczania i sprężania CO₂; (WP/SP/NP – turbina parowa, C – kompresor, E – ekspander, P – pompa, HE – wymiennik ciepła, KND – kondensator, HPC, LPC – kolumna destylacyjna, NP – wymiennik regeneracyjny)



Rys. 3. Schemat układu oxy zintegrowanego z hybrydową membranowo-kriogeniczną instalacją produkcji tlenu

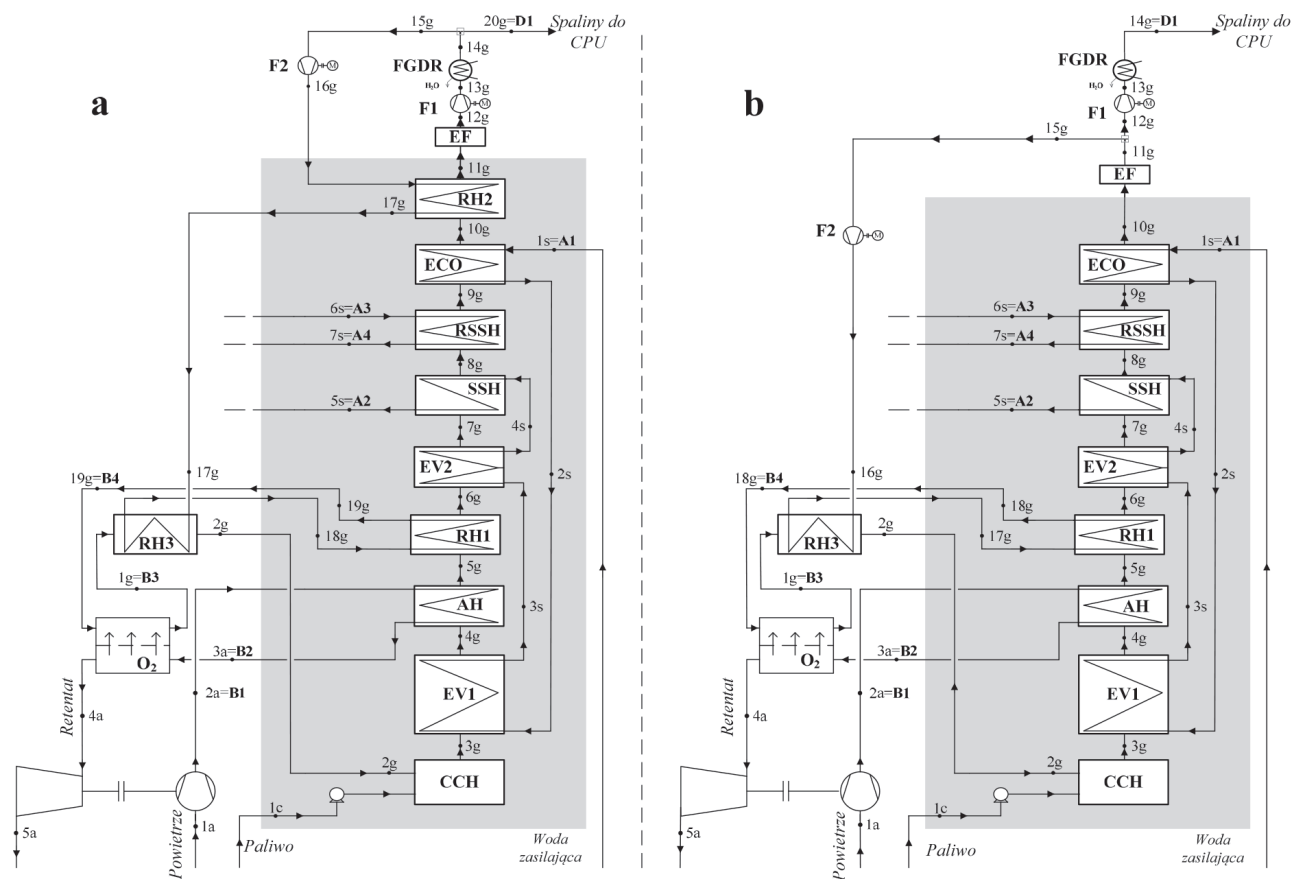
Modele analizowanych układów zostały zbudowane w programach GateCycle™ (kocioł pyłowy, układ parowo-wodny) oraz Aspen (tlenownia oraz instalacja wychwytu CO₂). Dane dotyczące kotła pyłowego oraz spalania paliwa przedstawiono kolejno w tab. 2 oraz tab. 3.

2.3. Układ z tlenownią HTM typu four-end

Kolejnym analizowanym układem jest blok oxy o mocy 600 MW, zintegrowany z kotłem pyłowym oraz tlenownią wyposażoną

w wysokotemperaturową membranę HTM (ang. *High Temperature Membrane*) typu *four-end* (wariant 3). Tego typu proces wykorzystuje możliwość zwiększania różnicy ciśnień po obu stronach membrany (będąca siłą napędową procesu) poprzez wykorzystanie spalin będących tzw. gazem przemywającym.

Parametry modelu kotła pyłowego zostały przedstawione w tab. 2, przy czym rozważano tu dwa podwarianty układu, tj. z recyrkulacją suchą (spaliny zawierane są za osuszaczem spalin) oraz z recyrkulacją mokrą (spaliny zawierane sprzed



Rys. 4. Schemat układu oxy-spalania z kotłem pyłowym realizującym suchą (a) oraz mokrą (b) pętlę recyrkulacji spalin, zintegrowanego z tlenownią membranową HTM typu *four-end*

osuszacza). Schematy kotła z obiema recyrkulacjami przedstawiono na rys. 4.

W układzie przyjęto, że kocioł opalany jest węglem o składzie przedstawionym w tab. 3. W instalacji z membraną wysokotemperaturową niezbędny jest podgrzew powietrza i spalin do temperatury pracy membrany, którą przyjęto na poziomie 850°C. Realizacja podgrzewu odbywa się w dwóch lub trzech podgrzewaczach spalin recyrkulowanych oraz podgrzewaczu powietrza. W układzie produkowana jest para świeża o temperaturze równej 650°C i ciśnieniu równym 30 MPa oraz para wtórna o temperaturze 670°C i ciśnieniu 6 MPa. Sprawność brutto analizowanej elektrowni zależy od stopnia odzysku tlenu R. Sprawność analogicznego układu pracującego w technologii spalania powietrznego (układ odniesienia) wynosi 46,5%.

Instalacja kondycjonowania CO₂ (osuszania, oczyszczania i sprężania) składa się z trzech sprężarek, trzech wymienników ciepła, trzech separatorów fazowych oraz pompy ciepłego CO₂. Ciśnienie gazu na wylocie z instalacji (z pompą) wynosi 15 MPa. Zastosowanie takiej konfiguracji instalacji pozwala na uzyskanie stopnia odzysku CO₂ ok. 92% i czystości CO₂ równej 94% w wariantcie recyrkulacji suchej, a 92% w przypadku recyrkulacji mokrej.

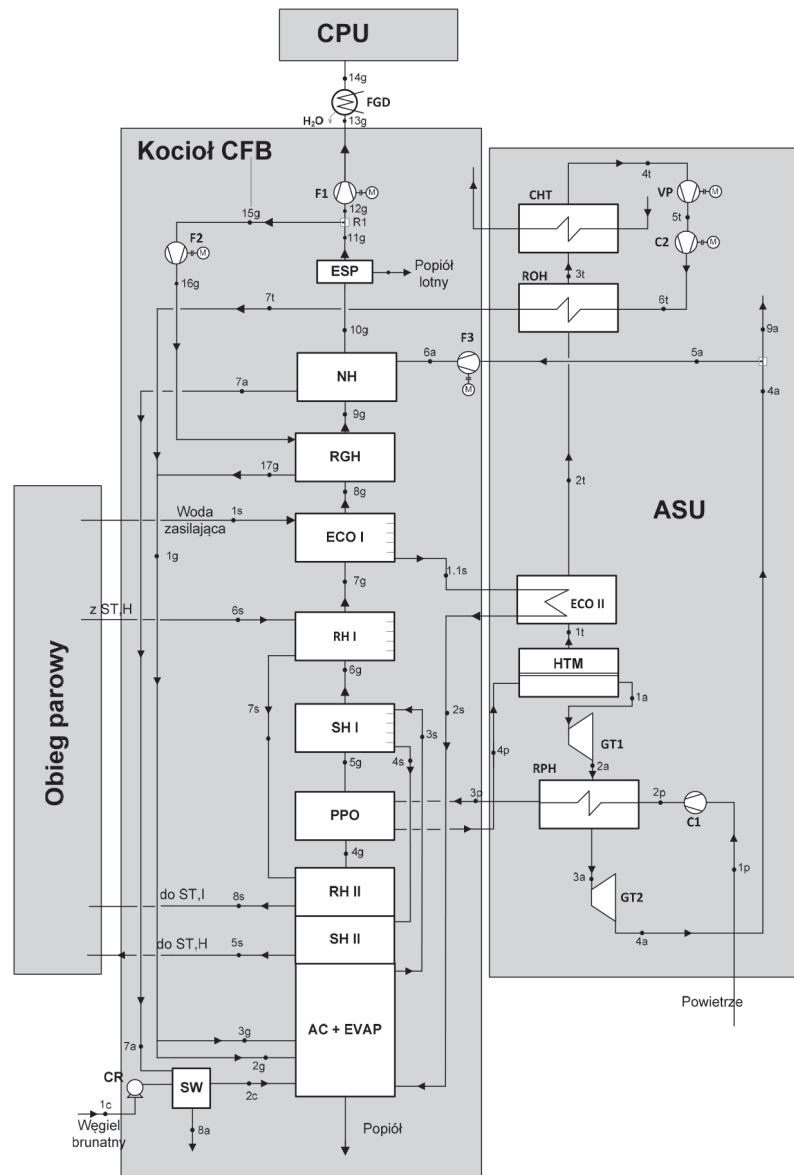
2.4. Układ z tlenownią HTM typu *three-end*

Ostatnim z rozważanych układów jest wariant elektrowni o mocy brutto równej 600 MW z fluidalnym kotłem pyłowym

zintegrowanym z tlenownią bazującą na wysokotemperaturowych membranach HTM typu *three-end* (wariant 4).

W pierwszym etapie prac układ oxy-spalania, zintegrowany z tlenownią HTM typu *three-end*, został poddany wielu analizom mającym na celu wyznaczenie podstawowych charakterystyk termodynamicznych układu. Analizie poddano wpływ zawartości O₂ w utleniaczu kierowanym do komory spalania oraz w strumieniu tlenu technicznego doprowadzanego z instalacji separacji powietrza na adiabatyczną temperaturę spalania, strumień objętościowy spalin wylotowych z separatora cząstek stałych i kierowanych do części konwekcyjnej kotła, czy też stopień recyrkulacji spalin. Rezultaty tych analiz przedstawiono w literaturze [m.in. 13]. Schemat zintegrowanego modelu przedstawiono na rys. 5.

Centralnym elementem instalacji jest moduł membranowy zaopatrzone w membrany wysokotemperaturowe typu *three-end* (HTM), w ramach którego można zidentyfikować trzy strumienie gazu: nadawę, permeat i retentat. Powietrze po podniesieniu ciśnienia w sprężarce (S) jest doprowadzane do regeneracyjnego wymiennika ciepła (PRP), a następnie do podgrzewacza powietrza zlokalizowanego w ciągu konwekcyjnym kotła. W membranie strumień powietrza jest rozdzielany na: tlen (permeat) oraz pozostałe gazy (retentat). Tlen techniczny o czystości 100% po opuszczeniu membrany oddaje ciepło czynnikowi obiegowemu w kotle w drugim stopniu podgrzewacza (ECO II), a następnie tlenowi w regeneracyjnym podgrzewaczu



Rys. 5. Schemat zintegrowanych instalacji: kotła CFB pracującego w technologii oxy-spalania, separacji powietrza ASU, obiegu parowego oraz kondycjonowania spalin (CPU)

utleniaacza (PU). Następnie jest schładzany przed pompą próżniową (VP) w chłodnicy O_2 (CHT). Po procesie separacji powietrza w membranie pozostałością jest strumień gazu składający się z N_2 oraz O_2 . Mieszanka ta posiada wysoką temperaturę i zostaje skierowana do dwusekcyjnej turbiny gazowej (TG1 i TG2). Pomiędzy sekcjami ekspandera zabudowano regeneracyjny podgrzewacz powietrza, gdzie powietrze, które opuszcza sprężarkę jest ogrzewane.

3. Porównanie efektywności elektrowni

Głównym celem analiz termodynamicznych było wyznaczenie głównych wielkości i wskaźników termodynamicznych, w tym mocy, wskaźnika potrzeb własnych oraz sprawności netto zintegrowanego układu. Rozważane układy były jednak wzajemnie niezintegrowane cieplnie, tj. bez wykorzystania ciepła odpadowego, z jednym stopniem sprężania powietrza w instalacji ASU, dwoma stopniami osuszania spalin oraz jednym stopniem

sprężania CO_2 . Najważniejsze wartości tych wskaźników dla analizowanych wariantów zostały zestawione w tab. 4.

4. Podsumowanie

Przedstawiono analizy bazowych wariantów bloków pracujących w technologii spalania tlenowego. Skupiono się na analizie czterech wariantów układów, różniących się rodzajem kotła, spalanej paliwa, parametrami pary oraz strukturą:

1. Blok z kotłem pyłowym opalonym węglem kamiennym, o mocy brutto 460 MW i parametrach pary świeżej $600^\circ C/29$ MPa, zintegrowany z tlenownią kriogeniczną
2. Elektrownia z kotłem pyłowym na węgiel kamienny, o mocy brutto 460 MW i parametrach pary świeżej $600^\circ C/29$ MPa, zintegrowany z tlenownią hybrydową membranowo-kriogeniczną
3. Układ z kotłem pyłowym zasilanym węglem kamiennym, o mocy brutto 600 MW i parametrach pary świeżej $650^\circ C/30$ MPa, zintegrowany z tlenownią wykorzystującą

Wielkość	Wariant 1	Wariant 2	Wariant 3		Wariant 4 R = 0,6
			Sucha R = 0,6	Mokra R = 0,6	
Strumień ciepła doprowadzanego do obiegu parowego, MW	908,4	908,4	1154,9	1154,9	1182,2
Sprawność kotła pyłowego oxy, %	93,19	93,16	70,12	70,58	82,62
Strumień energii chemicznej paliwa, MW	978,8	975,2	1694,7	1636,2	1430,9
Moc elektryczna turbiny parowej, MW	460,0	460,0	600,0	600,0	600,0
Sprawność brutto obiegu parowego, %	50,64	50,64	51,3	51,95	50,75
Moc potrzeb własnych obiegu parowego, MW	15,53	15,54	20,44	20,44	19,14
Moc potrzeb własnych wyspy kotłowej, MW	11,82	11,82	14,31	20,11	17,56
Moc potrzeb własnych tlenowni, MW	71,98	61,34	-106,0	-107,2	-55,56
Moc potrzeb własnych układu separacji CO ₂ , MW	30,98	30,96	0	0	0
Moc potrzeb własnych układu sprężania CO ₂ , MW	12,51	11,08	65,64	64,60	60,08
Moc elektryczna netto elektrowni, MW	318,48	329,26	605,65	602,03	558,78
Sprawność elektryczna netto elektrowni, %	33,02	34,53	35,74	36,79	39,06
Sprawność elektryczna netto elektrowni bez CCS, %	47,85	47,85	48,48	49,09	47,96

Tab. 4. Wyniki analizy termodynamicznej układu bazowego oxy-spalania

membrany wysokotemperaturowe HTM typu *four-end* z recykulacją spalin mokrych, jak i suchych

4. Jednostka wytwórcza z cyrkulacyjnym kotłem fluidalnym, który spala węgiel brunatny, o mocy brutto 600 MW i parametrach pary świeżej 600°C/29 MPa, zintegrowany z tlenownią wykorzystującą membrany wysokotemperaturowe HTM typu *three-end*.

Proces separacji tlenu z powietrza jest najbardziej energochłonnym procesem w bloku oxy. W odniesieniu do tlenowni kriogenicznej analizowano możliwości zmniejszenia zapotrzebowania na energię do procesu poprzez zastosowanie nowych rozwiązań (tlenowni hybrydowej membranowo-kriogenicznej oraz tlenowni wykorzystującej membrany wysokotemperaturowe HTM). Pod kątem obniżenia energochłonności na uwagę zasługują membrany HTM, jednak ich wadą jest brak dojrzałości komercyjnej.

W celu rozwoju technologii oxy-spalania należy się skupić na działaniach zmierzających do poprawy sprawności całego układu oxy, głównie poprzez poprawę sprawności kotła (np. suszenie paliwa, organizacja spalin recykulowanych). Optymalizacja pracy w wyraźny sposób zmniejsza energochłonność poszczególnych instalacji technologicznych wchodzących w skład struktury układu oxy. Istotne jest także wykorzystanie ciepła odpadowego z międzystopniowego chłodzenia sprężarek i pomp próżniowych oraz ciepła kondensacji w celu zwiększenia mocy turbiny parowej.

Wyniki przedstawione w artykule zostały uzyskane z prac badawczych współfinansowanych przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w ramach Kontraktu SP/E/2/6642020/10 – Strategiczny Program Badań „Zaawansowane technologie pozyskiwania

energii: opracowanie technologii spalania tlenowego w kotłach pyłowych i fluidalnych, zintegrowanych z wychwytywaniem CO₂”.

BIBLIOGRAFIA

1. Kanniche M. i in., Pre-combustion, post-combustion and oxy-combustion in thermal power plant for CO₂ capture, *Applied Thermal Engineering* 2010, nr 30, s. 53–62.
2. Maurstad O., An overview of coal based integrated gasification combined cycle (IGCC) technology, September 2005, MIT LFEE 2005-002 WP.
3. Duan L. i in., Integration and optimization on the coal fired power plant with CO₂ capture using MEA, *Energy* 2012, nr 45, s. 107–116.
4. Kotowicz J., Bartela Ł., Optimisation of the connection of membrane CCS installation with a supercritical coal-fired power plant, *Energy* 2012, nr 38, s. 118–127.
5. Skorek-Osikowska A., Kotowicz J., Influence of the selected parameters of a single-stage flash drying and purification of flue gas in the oxy combustion system on purity and recovery rate of the separated CO₂, *Archivum Combustionis* 2012, nr 32, s. 47–61.
6. Remiorz L., Detecting disturbance of uniformity of a nitrogen and CO₂ mixture in an acoustic tube, *Journal of Power Technologies* 2014, nr 94, s. 226–231.
7. Jordal K. i in., Oxyfuel combustion for coal-fired power generation with CO₂ capture – opportunities and challenges, 7th International Conference on Greenhouse Gas Technologies, Vancouver, Canada, 5–9.09.2004 [online], www.uregina.ca.

8. Fujimori T., Yamada T., Realization of oxyfuel combustion for near zero emission power generation, *Proceedings of the Combustion Institute* 2013, nr 34, s. 2111–2130.
 9. Anheden M. i in., Overview of Operational Experience and Results from Test Activities in Vattenfall's 30 MW_{th} Oxyfuel Pilot Plant in Schwarze Pumpe, *Energy Procedia* 2011, nr 4, s. 941–950.
 10. Kotowicz J., Dryjańska A., Supercritical power plant 600 MW with cryogenic oxygen plant and CCS installation, *Archives of Thermodynamics* 2013, nr 34(3), s. 123–136.
 11. Kotowicz J., Dryjańska A., Balicki A., Wpływ wybranych parametrów na sprawność kotła CFB typu oxy, *Rynek Energii* 2012, nr 2(99), s. 120–126.
 12. Kotowicz J., Łukowicz H., Bartela Ł., Michalski S., Validation of a program for supercritical power plant calculations, *Archives of thermodynamic* 2011, nr 32, s. 81–89.
 13. Kotowicz J., Balicki A., Thermodynamic analysis of supercritical power plant with circulating fluidized bed boiler working in oxy-combustion technology and high temperature membrane “three-end” for air separation, *Archives of Energetics* 2011, nr 3–4, s. 127–140.
-

Janusz Kotowicz

prof. dr hab. inż.

Politechnika Śląska

e-mail: Janusz.Kotowicz@polsl.pl

Dziekan Wydziału Inżynierii Środowiska i Energetyki oraz kierownik Zakładu Miernictwa i Automatyki Procesów Energetycznych w Instytucie Maszyn i Urządzeń Energetycznych Politechniki Śląskiej w Gliwicach.

Mateusz Brzęczek

mgr inż.

Politechnika Śląska

e-mail: Mateusz.Brzeczek@polsl.pl

Doktorant w Zakładzie Miernictwa i Automatyki Procesów Energetycznych w Instytucie Maszyn i Urządzeń Energetycznych Politechniki Śląskiej w Gliwicach.

Marcin Job

mgr inż.

Politechnika Śląska

e-mail: Marcin.Job@polsl.pl

Doktorant w Zakładzie Miernictwa i Automatyki Procesów Energetycznych w Instytucie Maszyn i Urządzeń Energetycznych Politechniki Śląskiej w Gliwicach.

Efficiency of Supercritical Coal Power Stations with Integrated CO₂ Capture and Compression Systems Based on *Oxy-combustion* Technology

Keywords

supercritical coal power stations, oxy-combustion technology, CO₂ capture system

Abstract

This paper presents supercritical coal-fired power stations integrated with CO₂ capture and compression systems based on *oxy-combustion*. The efficiency and key performance indicators of analysed units with different oxygen generation methods have been compared. The following methods are presented: cryogenic, cryogenic-membrane based on polymer membranes, and membrane methods with *three-end* and *four-end* HTM membranes. Loss of efficiency in reference to a plant operating in classic arrangement (without CO₂ capture) is given for all analysed systems. The main thermodynamic parameters of considered power units were presented. The paper is a summary of results of the strategic programme "Development of oxygen combustion technology for pulverised- and fluidised-bed boilers with integrated CO₂ capture" carried out by the authors.

Maksymalizacja sprawności elektrowni gazowo-parowych

Autorzy

Janusz Kotowicz
 Marcin Job
 Mateusz Brzęczek

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

elektrownia gazowo-parowa, chłodzenie turbiny, optymalizacja

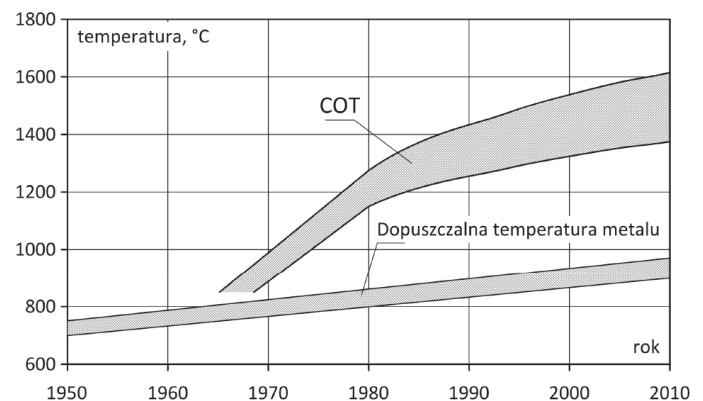
Streszczenie

W artykule przedstawiono koncepcje zwiększenia sprawności nowoczesnej elektrowni gazowo-parowej. Poprawa charakterystyk pracy turbiny gazowej oraz wykorzystanie ciepła powietrza chłodzącego układ przepływowy turbiny gazowej pozwalają na osiągnięcie sprawności elektrycznej brutto rzędu 65%. Analizy przeprowadzono w szerokim zakresie stopni sprężania w kompresorze. Sporządzono główne charakterystyki pracy analizowanego układu gazowo-parowego dla różnych typów chłodzenia otwartego powietrzem ekspandera turbiny gazowej: konwekcyjnego, transpiracyjnego oraz błonowego.

1. Wprowadzenie

Popularność elektrowni gazowo-parowych w ostatnich latach stale rośnie. Technologia ta szybko się rozwija, osiągając obecnie sprawności wytwarzania energii elektrycznej rzędu 60%. Ponadto cechuje się szeregiem zalet, jak: korzystne charakterystyki ekologiczne, niskie nakłady inwestycyjne, wysoka elastyczność i niezawodność pracy [1, 2]. W 2012 roku na świecie wyprodukowano 22,5% energii elektrycznej z gazu ziemnego. W Polsce udział ten jest obecnie znacznie niższy i wyniósł 6,6%, co wynika przede wszystkim z relatywnie wysokiej ceny gazu ziemnego w porównaniu z węglem [3].

Rozwój układów gazowo-parowych w celu dalszego zwiększania sprawności opiera się na wzroście parametrów panujących w turbinie gazowej oraz parametrów pary w kotle odzyskowym [4, 5]. Obecnie stosowane materiały w układzie łopatkowym turbiny wytrzymują maksymalnie temperatury na poziomie ok. 900°C. Chronione są one przed wyższymi temperaturami przez termiczne powłoki ochronne TBC (ang. *Thermal Barrier Coating*). Przyjmuje się, że obecnie stosowane TBC pozwalają na ciągłą pracę w temperaturze nieprzekraczającej 1200°C. Natomiast technologie chłodzenia, pozwalają na obniżenie temperatury spalin na powierzchni chłodzonej do dopuszczalnego poziomu, dlatego najwyższa temperatura w układzie COT (ang. *Combustor Outlet Temperature*) może być znacznie wyższa niż 1200°C. Stosowane jest otwarte powietrzne chłodzenie turbiny, w którym część powietrza pobierana jest z za sprężarki i prowadzona kanałami w łopatkach turbiny, a następnie miesza się z rozprężanymi spalinami. Wyróżnia się tutaj technologie: konwekcyjną, błonową i transpiracyjną. Alternatywą jest zamknięty układ chłodzenia parą wodną z części parowej, która

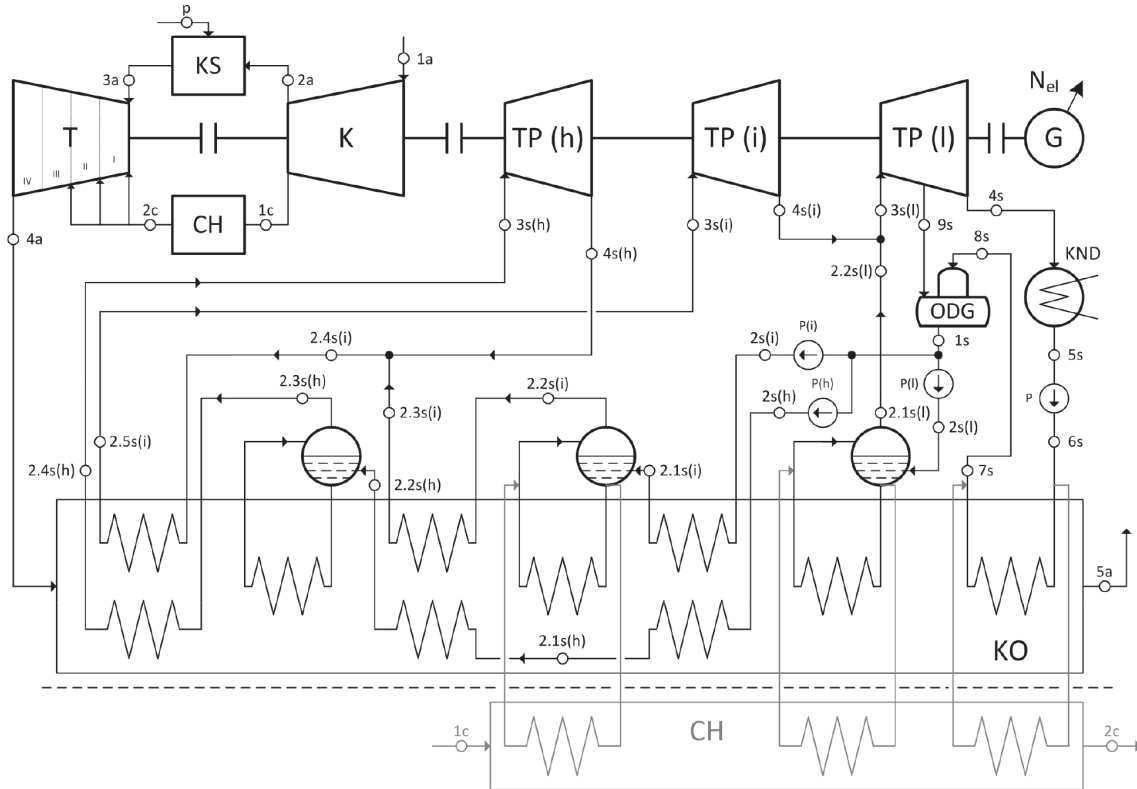


Rys. 1. Osiągnięte temperatury metalu oraz COT na przestrzeni lat 1950–2010

po ochłodzeniu łopatek skierowania jest powrotnie do części parowej [6, 7]. Obecnie większość producentów stosuje temperatury w komorze spalania COT rzędu 1500°C, tylko jeden wprowadził COT = 1600°C i prowadzi badania nad zastosowaniem 1700°C [8–10]. Zmiany osiągniętych temperatur metalu oraz COT na przestrzeni ostatnich 60 lat przedstawiono na rys. 1.

2. Struktura elektrowni

Elektrownia gazowo-parowa składa się z instalacji turbiny gazowej oraz obiegu parowego zasilanego parą wytworzoną w kotle odzyskowym. Zastosowano trójciśnieniowy kocioł odzyskowy z przegrzewem wtórnym pary zasilany spalinami oraz dodatkowy kocioł odzyskowy wykorzystujący ciepło



Rys. 2. Schemat układu gazowo-parowego, gdzie: CH – chłodziwa powietrza, G – generator, K – sprężarka, KND – kondensator, KO – kocioł odzyskowy, KS – komora spalania, ODG – odgazowywacz, P – pompa, T – turbina, TP – turbina parowa, (h) – dotyczy wysokiego, (i) – średniego, (l) – niskiego poziomu ciśnienia

chłodzenia powietrza. Schemat analizowanego układu przedstawiono na rys. 2. Model układu wykonany został w programie GateCycle™ [11].

2.1. Turbina gazowa

Kluczowym parametrem pracy badanej turbiny gazowej jest stopień sprężania powietrza w kompresorze β . Przeprowadzono analizę w szerokim zakresie $\beta = 10\text{--}100$. Zastosowano tutaj podejście ze stałą temperaturą wylotową z turbiny gazowej, równą 630°C . Temperatura ta utrzymywana jest poprzez uzmiennienie temperatury spalin za komorą spalania t_{3a} w zależności od β .

Sprawności izentropowe kompresora oraz ekspandera wyznaczono na podstawie charakterystyki sprawności politropowych w funkcji β dla sprężarki oraz w funkcji β i TIT dla ekspandera (ang. *Turbine Inlet Temperature*; wyznaczana zgodnie z ISO-2314 [12]). Charakterystyki dla wariantów optymistycznych zaczerpnięto z literatury [13], więc odpowiadają one nowoczesnej turbinie gazowej z ograniczonymi stratami wewnętrznymi. Szczegółowy algorytm obliczeń stosowany przez autorów przedstawiono w [14].

W ekspanderze zastosowano otwarte powietrzne chłodzenie układu łopatkowego. Analizie poddano trzy technologie chłodzenia: konwekcyjna (warianty A i B), błonowa (wariant C) oraz transpiracyjna (wariant D). Ponadto w wariantach B-D zastosowano chłodzenie powietrza chłodzącego do temperatury 100°C

w celu zmniejszenia jego strumienia. Zastosowany model chłodzenia wynika z równania przepływu ciepła w układzie łopatkowym turbiny [7, 15]. Dla modelu chłodzenia konwekcyjnego strumień ciepła między gorącymi spalinami, łopatkami turbiny a powietrzem chłodzącym wyrażony jest zależnością:

$$\begin{aligned} \dot{Q} &= \dot{m}_g \cdot c_{p,g} \cdot (t_{g,i} - t_{g,o}) = \alpha_b \cdot A_b \cdot (t_{g,i} - t_b) = \\ &= \dot{m}_c \cdot c_{p,c} \cdot (t_{c,o} - t_{c,i}) \end{aligned} \quad (1)$$

gdzie:

m_g , $t_{c,i}$, $t_{c,o}$, $c_{p,c}$ – strumień, temperatura na wlocie, temperatura na wylocie, średnie ciepło właściwe powietrza chłodzącego dany stopień turbiny, m_g , $t_{g,i}$, $t_{g,o}$, $c_{p,g}$ – strumień, temperatura na wlocie, temperatura na wylocie, średnie ciepło właściwe gazu zasilającego dany stopień turbiny, a_b – średni współczynnik wnikania ciepła łopatkę, A_b – powierzchnia wymiany ciepła w łopatkę, t_b – temperatura materiału łopatek turbiny.

W modelu konwekcyjnego chłodzenia uwzględniono zależność (2) opisującą strumień masy gorących spalin (\dot{m}_g), zależność (3) definiującą liczbę bezwymiarową Stanton (St) oraz równanie (4) określające efektywność chłodzenia (η_c).

$$\dot{m}_g = A_g \cdot v_g \cdot \rho_g \quad (2)$$

gdzie:

A_g – powierzchnia przekroju przepływu spalin, v_g – prędkość spalin, ρ_g – gęstość spalin.

$$St = \frac{\alpha_b}{c_{p,g} \cdot v_g \cdot \rho_g} \quad (3)$$

$$\eta_c = \frac{t_{c.o} - t_{c.i}}{t_b - t_{c.i}} \quad (4)$$

Korzystając z zależności (1)–(4), otrzymujemy równanie (5) opisujące stosunek strumienia powietrza chłodzącego do strumienia powietrza na wlocie do sprężarki.

$$\frac{\dot{m}_c \cdot c_{p,c}}{\dot{m}_g \cdot c_{p,g}} = \frac{k \cdot St}{\eta_c} \cdot \left(\frac{t_{g,i} - t_b}{t_b - t_{c,i}} \right) \quad (5)$$

$$k = \frac{A_b}{A_g} \quad (6)$$

Gdy mamy do czynienia z chłodzeniem błonowym lub transpiracyjnym, strumień ciepła przekazywany do łopatki od strony spalin jest mniejszy niż w modelu chłodzenia konwekcyjnego. Uwzględnia to wprowadzona efektywność izotermiczna η_{iso} . W przypadku chłodzenia konwekcyjnego $\eta_{iso} = 0$. Dla chłodzenia błonowego przyjęto $\eta_{iso, film} = 0,4$, natomiast dla chłodzenia transpiracyjnego $\eta_{iso, trans} = 0,5$ [7]. Ekspander składa się z czterech stopni łopatkowych, z których chłodzone są stopnie z temperaturą spalin wyższą od granicznej temperatury łopatek t_b . Strumień powietrza chłodzącego każdy stopień turbiny liczony jest indywidualnie, zgodnie z zależnością:

$$\dot{m}_c = \dot{m}_g \cdot \frac{k \cdot St}{\eta_c} \cdot \left(\frac{t_{g,i} - t_b}{t_b - t_{c,i}} \right) \cdot \frac{c_{p,g}}{c_{p,c}} \cdot (1 - \eta_{iso}) \quad (7)$$

Skład i parametry powietrza założono zgodnie z ISO-2314 ($t_{0a} = 15^\circ\text{C}$, $p_{0a} = 101,325$ kPa, $\phi = 60\%$). Jako paliwo przyjęto gaz ziemny o czystości 100% CH_4 , z parametrami na wlocie do komory spalania $15^\circ\text{C}/3,5$ MPa. Wartość opałowa paliwa wynosi $W_d = 50,049$ MJ/kg. Pozostałe założenia dla turbiny gazowej zestawiono w tab. 1.

2.2. Część parowa

Część parowa elektrowni składa się z:

- klasycznego obiegu parowego z trójciśnieniowym kotłem odzyskowym z przegrzewem międzystopniowym pary (3PR)
- dotatkowego kotła odzyskowego wykorzystującego ciepło chłodzonego powietrza CH (w wariantach B-D).

Klasyczny obieg parowy oparty jest na pracy trójsekcyjnej turbiny parowej z wtórnym przegrzewem pary przed częścią średnioprężną. Zastosowano odgazowywacz zasilany parą z upustu w części niskoprężnej turbiny. W kotle odzyskowym

Parametr		Jednostka	Wartość
Moc elektryczna turbiny gazowej	N_{eTG}	MW	200,0
Sprawności mechaniczne sprężarki i turbiny	η_m	–	0,995
Sprawność generatora	η_G	–	0,985
Sprawność energetyczna komory spalania	η_{KS}	–	0,99
Względna strata ciśnienia w komorze spalania	ζ_{KS}	–	0,045
Względna wlotowa strata ciśnienia	ζ_{in}	–	0,01
Ciśnienie spalin opuszczających ekspander	p_{4a}	kPa	105,5

Tab. 1. Założenia dla turbiny gazowej

Parametr		Jednostka	Wartość
Temperatura pary świeżej na wlocie do TP	$t_{3s(h)}$	$^\circ\text{C}$	600,0
Ciśnienie pary świeżej na wlocie do TP	$p_{3s(h)}$	MPa	18,0
Temperatura pary wtórnej na wlocie do TP	$t_{3s(l)}$	$^\circ\text{C}$	600,0
Ciśnienie pary wtórnej na wlocie do TP	$p_{3s(l)}$	MPa	4,0
Ciśnienie pary na wlocie do części niskoprężnej TP	$p_{3s(l)}$	MPa	0,3
Ciśnienie w kondensatorze	p_{KND}	MPa	0,005
Sprawność izentropowa turbiny parowej	η_{TP}	–	0,90
Sprawność mechaniczna turbiny parowej	η_{mTP}	–	0,99
Sprawności wymienników w kotle odzyskowym	η_{WC}	–	0,99
Spiężnienie temperatury w parowaczach – pitch point	Δt_{pp}	$^\circ\text{C}$	5,0
Niedogrzew wody w podgrzewaczach wody – approach point	Δt_{ap}	$^\circ\text{C}$	5,0

Tab. 2. Założenia dla części parowej układu

zastosowano dwuczęściową budowę podgrzewacza wysokociśnieniowego oraz podgrzewacz deaeracyjny, który zastępuje podgrzewacz niskociśnieniowy. Założenie stałej temperatury spalin trafiających do kotła odzyskowego ($t_{4a} = 630^\circ\text{C}$) pozwala na zastosowanie stałych parametrów klasycznej części parowej układu w całym zakresie analizy turbiny gazowej. Podstawowe założenia dla części parowej zestawiono w tab. 2.

W wariantach B-D z chłodzeniem powietrza chłodzącego łopatki turbiny wprowadzono dodatkowy kocioł odzyskowy CH. Wraz ze stopniem sprężania w kompresorze zmienia się temperatura powietrza wylotowego, dlatego zdecydowano się na zastosowanie dwóch konstrukcji CH. Dla niższych β , gdy $t_{1c} < 630^\circ\text{C}$, CH składa się z podgrzewacza deaeracyjnego wody oraz parowaczy: niskoprężnego i średnioprężnego. W zakresie wyższych β , dla których spełniony jest warunek $t_{1c} \geq 630^\circ\text{C}$, zastosowano CH o konstrukcji identycznej jak klasyczny kocioł odzyskowy 3PR. W poszczególnych wymiennikach ciepła w CH zastosowano identyczne parametry po stronie obiegu parowego jak w odpowiadających im wymiennikach w klasycznym kotle odzyskowym. Pozwala to na produkcję pary zasilającej wspólną turbinę parową.

3. Analiza termodynamiczna

3.1. Metodologia oceny

Efektywność elektrowni gazowo-parowych oceniana jest poprzez sprawność generacji energii elektrycznej. Sprawność brutto η_{el} badanej elektrowni wyznaczana jest z zależności:

$$\eta_{el} = \frac{N_{el}}{\dot{m}_p W_d} = \frac{N_{elTG} + N_{elTP} + N_{elCH}}{\dot{m}_p W_d} \quad (8)$$

gdzie:

N_{el} – moc elektryczna bloku brutto, N_{elTG} , N_{elTP} – moc elektryczna turbiny gazowej i turbiny parowej, N_{elCH} – przyrost mocy elektrycznej turbiny parowej związany z wykorzystaniem ciepła powietrza chłodzącego turbinę gazową, M_p – masowy strumień paliwa, W_d – wartość opałowa paliwa.

Sprawności elektryczne części gazowej η_{elTG} , klasycznej części parowej η_{elTP} oraz efektywność wykorzystania ciepła powietrza chłodzącego η_{elCH} wyrażane są zależnościami:

$$\eta_{elTG} = \frac{N_{elTG}}{\dot{m}_p W_d} \quad (9)$$

$$\eta_{elTP} = \frac{N_{elTP}}{\dot{Q}_{4a}} \quad (10)$$

$$\eta_{elCH} = \frac{N_{elCH}}{\dot{Q}_{1c}} \quad (11)$$

gdzie:

\dot{Q}_{4a} – strumień ciepła w spalinach za turbiną gazową, \dot{Q}_{1c} – strumień ciepła w powietrzu doprowadzonym do chłodnicy CH.

Wykorzystując wskaźniki strumieni spalin α (12) oraz powietrza chłodzącego α_{CH} (13), sprawność elektryczną brutto

badanej elektrowni gazowo-parowej (8) można przedstawić w postaci (14):

$$\alpha = \frac{\dot{Q}_{4a}}{N_{elTG}} \quad (12)$$

$$\alpha_{CO} = \frac{\dot{Q}_{1c}}{N_{elTG}} \quad (13)$$

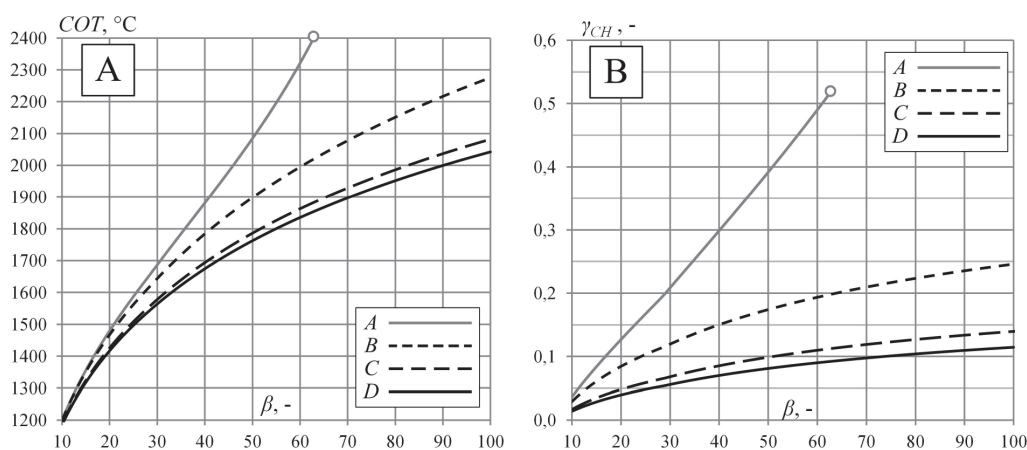
$$\eta_{el} = \eta_{elTG} \cdot (1 + \alpha \cdot \eta_{elTP} + \alpha_{CH} \cdot \eta_{elCH}) \quad (14)$$

Do oceny efektywności chłodzenia turbiny służy wskaźnik ilości gazu chłodzącego łopatkę turbiny γ_{CH} , wyrażany jako masowy stosunek strumienia powietrza chłodzącego m_{1c} do strumienia powietrza na wlocie do turbiny gazowej m_{1a} :

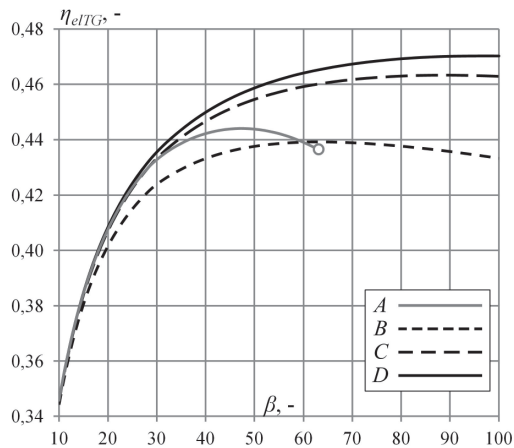
$$\gamma_{CH} = \frac{\dot{m}_{1c}}{\dot{m}_{1a}} \quad (15)$$

3.2. Rezultaty

Chcąc sprawdzić potencjał turbin gazowych z otwartym chłodzeniem powietrznym, także pracujących w układach gazowo-parowych, przeprowadzono analizę w zakresie stopni sprężania $\beta = 10-100$. Temperatura za komorą spalania COT jest zależna przede wszystkim od β oraz efektywności zastosowanego chłodzenia turbiny. Strumień powietrza w pierwszym kroku chłodzi łopatkę, a następnie miesza się ze spalinami, obniżając dodatkowo ich temperaturę w dalszej części turbiny. Sprawia to, że konieczne jest zastosowanie wyższej temperatury COT do uzyskania założonej temperatury wylotowej $t_{4a} = 630^\circ\text{C}$. Zależność tę przedstawia wykres COT oraz γ_{CH} na rys. 3. Konieczny strumień powietrza chłodzącego zależy od COT oraz temperatury powietrza t_{2c} , która w wariantach A wzrasta wraz ze stopniem sprężania (rys. 5a). Efektem tego są bardzo wysokie wartości γ_{CH} , natomiast COT przy $\beta = 63$ przekracza 2400°C i osiąga granicę spalania stechiometrycznego. Dlatego w tym wariantach niemożliwe jest osiągnięcie wyższych stosunków sprężania.



Rys. 3. a) Temperatura na wylocie z komory spalania COT, b) Wskaźnik ilości powietrza chłodzącego, w funkcji β

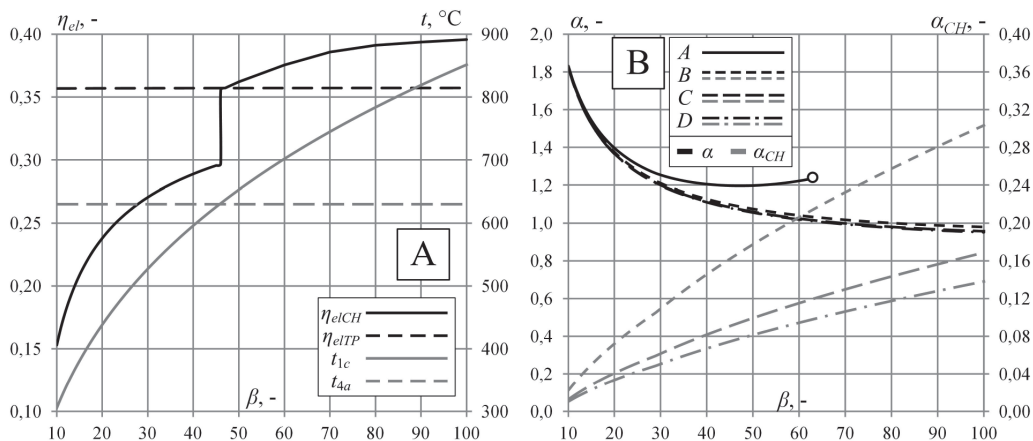


Rys. 4. Sprawność elektryczna turbiny gazowej w funkcji β

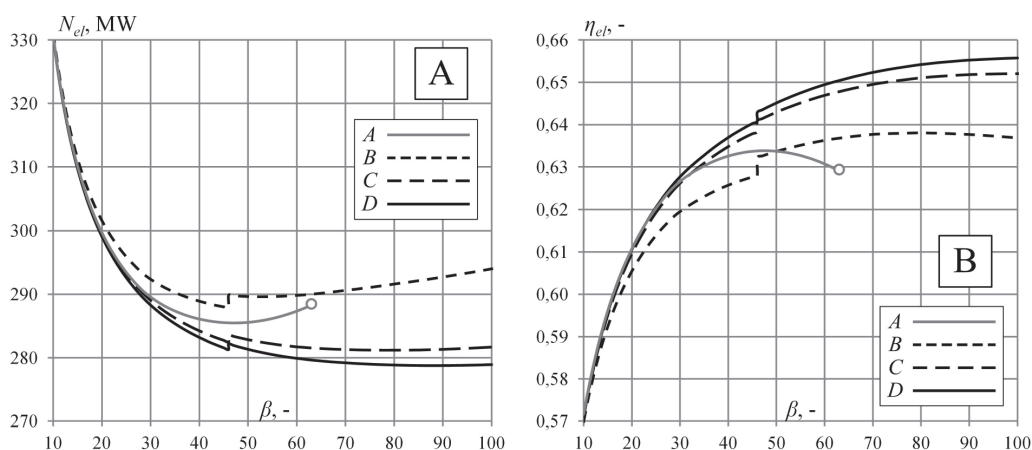
Ochłodzenie powietrza chłodzącego turbinę do $t_{2c} = 100^\circ\text{C}$ w wariantcie B pozwala na znaczne ograniczenie jego strumienia

oraz redukcję temperatury COT, w szczególności przy wysokich wartościach β . Zastosowanie chłodzenia błonowego w wariantcie C oraz transpiracyjnego w wariantcie D wpływają na dalsze zmniejszenie wskaźnika γ_{CH} , odpowiednio o przeszło 40% oraz 50% względem wariantu B w całym zakresie analizy. Wynika to z założonych efektywności izotermicznych η_{iso} oraz dalszego obniżenia COT. Zastosowanie tych technik chłodzenia pozwala na uzyskanie sprawności turbiny gazowej η_{elTG} powyżej 46% przy $\beta \geq 52$ dla wariantu D oraz przy $\beta \geq 61$ dla wariantu C. Uzyskane sprawności η_{elTG} przedstawiono na rys. 4.

Podejście ze stałą temperaturą t_{4a} sprawia, że sprawność klasycznej części parowej jest stała niezależnie od wariantu oraz od zmiany parametrów turbiny gazowej i wynosi $\eta_{elTP} = 35,71\%$. Natomiast sprawność wykorzystania ciepła powietrza chłodzącego w obiegu parowym η_{elCH} mocno zależy od jego poziomu temperatury t_{1c} . Oba parametry oraz temperatury źródeł ciepła przedstawiono na rys. 5a. Skokowy wzrost efektywności η_{elCH} przy $\beta = 46$ odpowiada zmianie struktury CH przy spełnieniu warunku $t_{1c} \geq 630^\circ\text{C}$. Na rys. 5b przedstawiono ilości ciepła



Rys. 5. a) Sprawność części parowej η_{elTP} i efektywność wykorzystania ciepła powietrza chłodzącego η_{elCH} , b) Wskaźniki ilości ciepła α i α_{CH} w funkcji β



Rys. 6. a) Moc N_{el} , b) Sprawność brutto η_{el} układu gazowo-parowego w funkcji β

trafiające do kotła odzyskowego a oraz do chłodnicy powietrza chłodzącego α_{CH} .

Uzyskane moce N_{el} oraz sprawności brutto η_{el} dla wszystkich wariantów przedstawiono na rys. 6. W zakresie niskich β ilości ciepła dostarczonego do CH są niewielkie, co przy połączeniu z niską efektywnością η_{elCH} daje niewielki przyrost mocy. Przy wyższych stopniach sprężania, w szczególności dla $\beta \geq 46$, N_{elCH} osiąga znaczące wartości, dla wariantu B w zakresie 11,75–24 MW, dla wariantów C i D są to wartości mniejsze proporcjonalnie do α_{CH} . Uzyskane sprawności elektryczne układu gazowo-parowego wykazują, że możliwe jest przekroczenie sprawności 65% w wariantach C (dla $\beta \geq 73$ i $COT \geq 1947^\circ C$) oraz w wariantach D (dla $\beta \geq 62$ i $COT \geq 1848^\circ C$). W wariantach z konwekcyjnym chłodzeniem turbiny możliwe jest przekroczenie jedynie bariery 63%, osiągając maksymalnie $\eta_{el} = 63,4\%$ (dla $\beta = 47$ i $COT = 2021^\circ C$) w wariantach A, oraz $\eta_{el} = 63,8\%$ (dla $\beta = 80$ i $COT = 2151^\circ C$) w wariantach B.

4. Podsumowanie i wnioski

W artykule przeprowadzono analizę termodynamiczną elektrowni gazowo-parowej w różnych wariantach różniących się rozwiązaniem chłodzenia powietrznego turbiny gazowej. Elektrownia w wariantach A wykorzystuje chłodzenie konwekcyjne niechłodzonym powietrzem z za sprężarki. W wariantach B dodatkowo przedstawiono ochłodzenie powietrza chłodzącego do temperatury $100^\circ C$. Warianty C oraz D wykorzystują kolejno chłodzenie błonowe oraz transpiracyjne, przy ochłodzeniu powietrza chłodzącego. Założeniem w obliczeniach jest stała temperatura spalin za turbiną gazową (t_{4d}) na poziomie $630^\circ C$, natomiast wyniki przedstawiono jako charakterystyki w funkcji stopnia sprężania. W przypadku zastosowania chłodzenia powietrza chłodzącego odzyskane ciepło jest wykorzystane w obiegu parowym, uzyskując dodatkową moc turbiny parowej. Wyniki uzyskane w analizie termodynamicznej pozwalają na wysunięcie następujących wniosków:

- bez chłodzenia powietrza chłodzącego turbinę niemożliwe jest zastosowanie zbyt wysokich spręży. Ograniczeniami są bardzo duże strumienie tego powietrza (γ_{CH} , rys. 3b), wysokie temperatury COT (rys. 3a), a w ostateczności osiągnięcie spalania stechiometrycznego dla $\beta = 63$
- zastosowanie chłodzenia powietrza chłodzącego pozwala na stosowanie stopni sprężania znacznie powyżej $\beta = 30$ przy zachowaniu znacznie niższych wartości γ_{CH} oraz COT
- porównanie wariantów A i B wykazuje, że mimo korzyści wynikających z ograniczenia strumienia powietrza chłodzącego wyprowadzenie jego ciepła z obiegu powoduje spadek sprawności turbiny gazowej η_{elTG} (rys. 4). Dopiero efektywne wykorzystanie odzyskanego ciepła w obiegu parowym pozwala na uzyskanie poprawy i elektrownia w wariantach B uzyskuje wyższe sprawności niż w wariantach A dopiero przy $\beta \geq 50$
- wprowadzenie efektywniejszych technologii chłodzenia w wariantach C i D prowadzi do dalszego ograniczenia ilości powietrza chłodzącego turbinę i temperatury COT oraz do poprawy sprawności turbiny gazowej η_{elTG} i całego układu η_{el} (rys. 6b) względem wariantu B

- zastosowanie błonowego lub transpiracyjnego chłodzenia powietrzem w połączeniu z chłodzeniem tego powietrza i wykorzystaniem odzyskanego ciepła w obiegu parowym mogą pozwolić na wprowadzenie znacznie wyższych parametrów turbiny gazowej niż obecnie stosowane, jednocześnie zachowując niskie strumienie powietrza chłodzącego. Przy β rzędu 60–80 oraz COT na poziomie 1800 – $2000^\circ C$ możliwe jest osiągnięcie sprawności brutto układu przekraczającej 65% w wariantach C i D.

BIBLIOGRAFIA

1. Chmielniak T., Technologie energetyczne, WNT, Warszawa, 2008.
2. Kotowicz J., Elektrownie gazowo-parowe, Wydawnictwo Kaprint, Lublin, 2008.
3. International Energy Agency [online], <http://www.iea.org>, dostęp: 12.01.2015.
4. Ito E. i in., Development of key Technologies for next generation gas turbine, materiały konferencyjne, ASME Turbo Expo 2007: Gas Turbine Technical Congress and Exposition, GT2007-41023, Montreal, Kanada, 17–20.05.2007.
5. Jordal K. i in., New Possibilities for Combined Cycles Through Advanced Steam Technology, materiały konferencyjne, ASME Turbo Expo 2002, GT-2002-30151, Amsterdam, Holandia, czerwiec 2002.
6. Facchini B., Innocenti L., Carvnevale E., Evaluation and Comparison of Different Blade Cooling Solutions to Improve Cooling Efficiency and Gas Turbine Performances, materiały konferencyjne, ASME Turbo Expo 2001, 2001-GT-0571, New Orleans, USA, czerwiec 2001.
7. Sanjay, Singh O., Prasad B.N., Comparative performance analysis of cogeneration gas turbine cycle for different blade cooling means, *International Journal of Thermal Sciences* 2009, No. 48, s. 1432–1440.
8. Hada S. i in., Evolution and future trend of large frame gas turbines a new 1600 degree C, J class gas turbine, materiały konferencyjne, ASME Expo 2012, GT2012-68574, Copenhagen, Dania, 11–15.06.2012.
9. Heavy Duty Gas Turbines & Combined Cycle. General Electric [online], <http://site.ge-energy.com/prod_serv/products/gas_turbines_cc/en/index.htm>, dostęp: 12.01.2015.
10. Gas turbines, Mitsubishi Heavy Industries, Ltd. [online], <http://www.mhi.co.jp/en/products/category/gas_turbin.html>, dostęp: 12.01.2015.
11. GateCycle Version 5.40. Manual. GE Enter Software, LLC.
12. Norma ISO 2314:2009.: Gas turbines – Acceptance tests.
13. Wettstein H.E., The potential of GT combined cycles for ultra high efficiency, materiały konferencyjne, ASME Turbo Expo 2012, GT2012- 68586, Copenhagen, Dania, 11–15.06.2012.
14. Kotowicz J., Job M., Brzeczek M., Identyfikacja głównych parametrów instalacji turbiny gazowej. Zastosowania analizy termodynamicznej do opisu zjawisk fizycznych i urządzeń energetycznych, monografia pod red. M. Szewczyka, Rzeszów 2014, s. 125–139.
15. Jonsson M. i in., Gas turbine cooling model for evaluation of novel cycles, materiały konferencyjne, ECOS 2005, Trondheim, Norwegia, 20–22.06.2005.

Janusz Kotowicz

prof. dr hab. inż.

Politechnika Śląska

e-mail: janusz.kotowicz@polsl.pl

Dziekan Wydziału Inżynierii Środowiska i Energetyki oraz kierownik Zakładu Miernictwa i Automatyki Procesów Energetycznych w Instytucie Maszyn i Urządzeń Energetycznych Politechniki Śląskiej w Gliwicach.

Marcin Job

mgr inż.

Politechnika Śląska

e-mail: marcin.job@polsl.pl

Doktorant w Zakładzie Miernictwa i Automatyki Procesów Energetycznych w Instytucie Maszyn i Urządzeń Energetycznych Politechniki Śląskiej w Gliwicach.

Mateusz Brzęczek

mgr inż.

Politechnika Śląska

e-mail: mateusz.brzeczek@polsl.pl

Doktorant w Zakładzie Miernictwa i Automatyki Procesów Energetycznych w Instytucie Maszyn i Urządzeń Energetycznych Politechniki Śląskiej w Gliwicach.

Maximisation of Efficiency of Combined Cycle Power Plants

Keywords

combined cycle power plant, turbine cooling, optimisation

Abstract

The paper presents concepts for increasing the efficiency of a modern combined cycle power plant. Improvement of gas turbine performance indicators as well as recovering heat from the air cooling the gas turbine's flow system enable reaching gross electrical efficiencies of around 65%. The analyses were performed for a wide range of compressor pressure ratios. Operating characteristics were developed for the analysed combined cycle plant, for different types of open air cooling arrangements of the gas turbine's expander: convective, transpiration and film.

Realizacje sprzętowo-programowe symulatorów podstawowych zasad przebiegu procesów reaktora jądrowego

Autorzy

Tomasz Karła
Jarosław Tarnawski
Kazimierz Duzinkiewicz

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

symulatory, reaktor jądrowy, kształcenie, praca w czasie rzeczywistym

Streszczenie

W artykule przedstawiono możliwości i proces budowy symulatorów podstawowych zasad działania procesów reaktora jądrowego. Proces budowy i badania oparte są na modelach punktowych: kinetyki neutronów, procesów generacji i wymiany ciepła oraz procesów zatrucia i wypalania paliwa. Badano możliwości realizacji symulatorów, wykorzystując różne środowiska programowe i platformy sprzętowe. Referencyjny symulator został opracowany w środowisku MATLAB/Simulink bez uwzględnienia wymagań pracy w czasie rzeczywistym. Na jego podstawie zbudowano w środowisku xPC drugi symulator procesów reaktora, pracujący w czasie rzeczywistym przy spełnieniu twardych wymagań czasowych. Następnie dokonano dekompozycji funkcjonalnej reaktora jądrowego i wydzielono procesy o różnych skalach czasowych, a ich symulacje zostały wraz z mechanizmem synchronizacji zaimplementowane w kilku jednostkach Raspberry PI, uzyskując rozproszoną wersję symulatora. Przeprowadzono weryfikację poprawności działania symulatorów oraz opracowano interfejsy użytkownika i instrukcje obsługi. W artykule jest również rozpatrywany sieciowy symulator obsługiwany z poziomu przeglądarki internetowej. Dokonano porównania funkcjonalności, ograniczeń i potencjalnych zastosowań poszczególnych symulatorów.

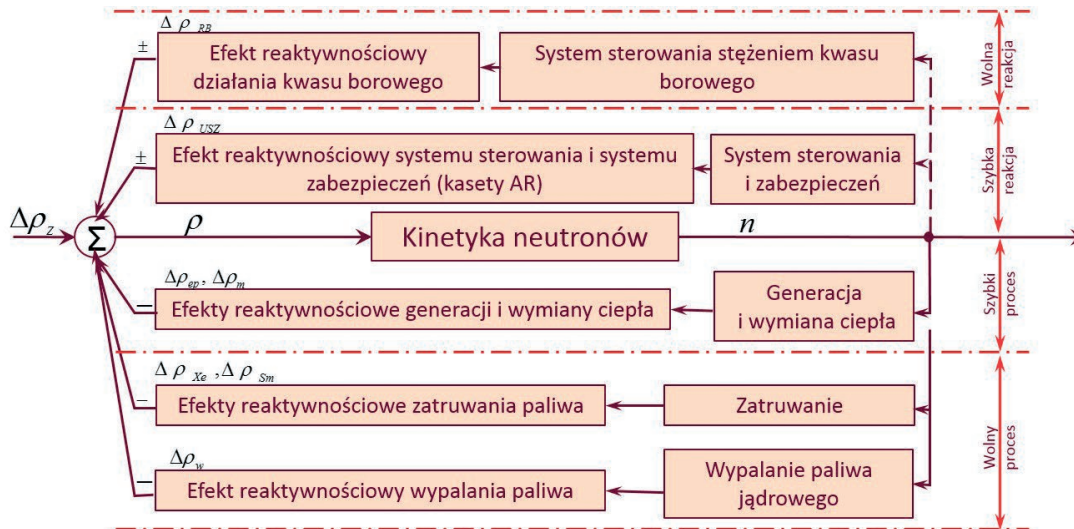
1. Wprowadzenie

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 współzależnościami. Można wskazać rozmaite aspekty symulacji, np.: pracę w czasie rzeczywistym, czyli odwzorowanie zależności czasowych w celu wyrobienia poczucia dynamiki obiektu, umożliwienie testowania różnych scenariuszy z analizą wpływu poszczególnych parametrów, możliwość obserwacji i rejestracji symulowanych wielkości czy możliwość podłączenia układów sterowania do symulowanego obiektu. Dla użytkowników symulatorów istotne będą: metoda obsługi, rodzaj sprzętu i oprogramowania czyli interfejs użytkownika, który umożliwia wpływ na symulowany obiekt i obserwację wyników jego działania. Z powyższego opisu wynika, że różne cele dydaktyczne i popularyzatorskie można osiągnąć z różnymi wersjami symulatorów. Tematykę symulatorów podejmowano już w literaturze, m.in. [2, 3, 8, 9]. W artykule są rozpatrywane różne implementacje sprzętowo-programowe symulatorów podstawowych zasad przebiegu procesów reaktora jądrowego. Na podstawie modeli punktowych procesów

rozpatrywane są symulatory realizowane z wykorzystaniem pakietu Matlab/Simulink, systemu czasu rzeczywistego xPC, komputerów 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 [10]. Na pracę reaktora jądrowego składa się wiele procesów. Do ich zamodelowania można użyć modeli o różnej złożoności. Ich dokładny opis można znaleźć w literaturze [5, 6]. Najprostszym 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 na modelach



Rys. 1. Główne procesy zachodzące w reaktorze jądrowym, wpływające na jego stan

punktowych [1]. Uwzględnione w symulatorach procesy i oddziaływanie sterowania reaktorem zostały przedstawione na rys. 1.

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 zużycia. 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, w jakich zachodzą. Tabela 1 przedstawia

Proces	Czasy procesów przejściowych
Kinetyka neutronowa	10 ⁻⁵ –10 ⁻³ s
Procesy wymiany ciepła między paliwem a chłodziwem/moderatorem, zmiana reaktywności związana ze zmianami temperatury	3–6 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 godz.
Zatrucie samarem	15–20 dni
Wypalanie paliwa	dziesiątki dni/miesiące

Tab. 1. Przedziały czasowe poszczególnych procesów zachodzących w reaktorze

zestawienie poszczególnych procesów i czasów trwania ich procesów przejściowych.

Różnice między najwolniejszymi i najszybszymi procesami sięgają kilku lub kilkunastu rzędów wielkości. Dlatego też dzieli się je dodatkowo na procesy szybkie i wolne (rys. 1).

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 na niskobudżetowych urządzeniach Raspberry PI (RPI) [11] 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 na algorytmie Bogackiego-Shampine'a. 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.

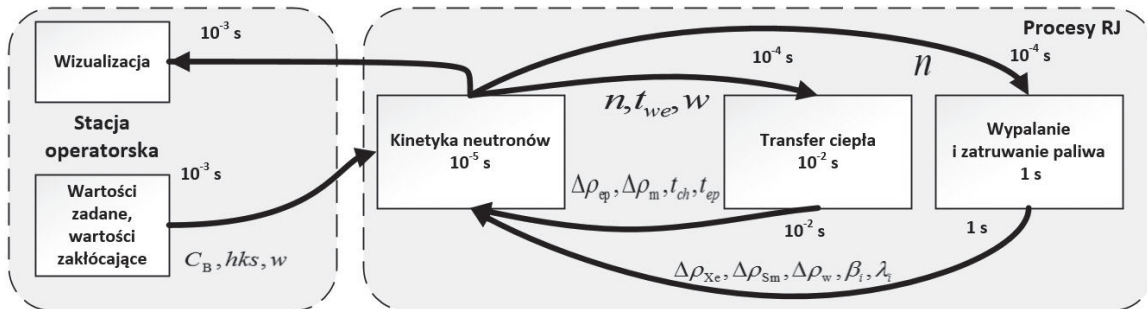
3.2. Symulatory RT

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 odpowiadającego średniemu czasowi życia neutronów), obliczenia dla danych chwil czasowych były wykonywane od ok. 10 razy wolniej do 100 razy szybciej w stosunku do czasu rzeczywistego. Praca z symulatorem odzwierciedlającym dynamikę obiektu w czasie rzeczywistym posiada duże walory edukacyjne, pozwala nabrać doświadczeń związanych z dynamiką obiektu konieczną przy jego obsłudze. Środowisko MATLAB/Simulink posiada przybory pozwalające na wykonywanie symulacji z zachowaniem pracy w czasie rzeczywistym. Autorzy rozpatrywali przybory Real-Time Windows Target (RTWT) i xPC, pozwalające na symulację na komputerach klasy PC oraz przybory zawierający pakiet modułów do współpracy i kompilowania aplikacji na platformę RPI.

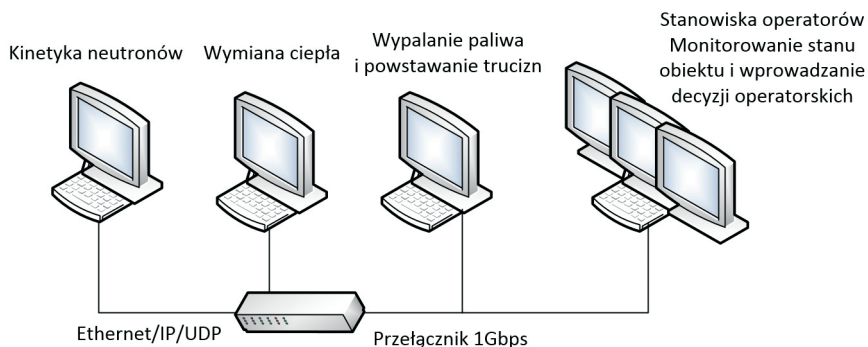
3.2.1. Symulator RT o twardych ograniczeniach czasowych i małym kroku symulacji

Zbudowanie symulatora RT, który mógł pracować z przyjętym przez autorów najbardziej wymagającym krokiem obliczeń rzędu 1E-5s, wymagało zastosowania rozwiązania mającego duże moce obliczeniowe. M/S za pomocą przybory RTWT pozwala na przeprowadzanie symulacji w trybie RT w środowisku Windows. Jednak wydajność tego narzędzia na komputerach testowych była niewystarczająca przy kroku 1E-5. Alternatywą był przybory xPC, zorientowany na symulację w trybie RT, oferujący znacznie wyższą 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 trzy komputery klasy PC. Dekompozycja czasowa procesów reaktora jądrowego przedstawiona w tab. 1 pozwoliła na pogrupowanie poszczególnych procesów w bloki, które mogły być wykonywane z większymi krokami obliczeń (rys. 2).

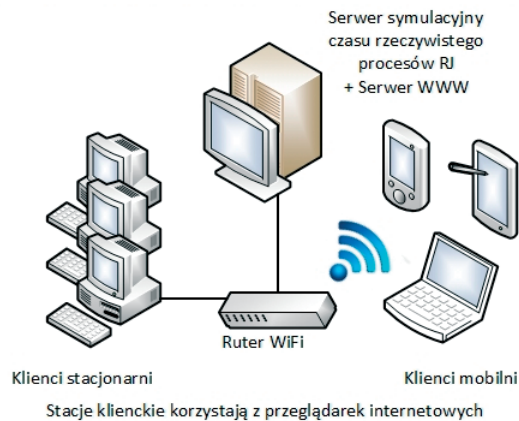
Rozwiązanie takie wymagało jednak zapewnienia komunikacji między poszczególnymi urządzeniami oraz synchronizacji każdego z bloków symulacji z pozostałymi. Opracowano metodę synchronizacji momentów rozpoczynania, wstrzymywania i kończenia obliczeń na poszczególnych urządzeniach. Ze względu na ograniczone możliwości wizualizacyjne narzędzia,



Rys. 2. Podział na bloki funkcyjne i obliczeniowe



Rys. 3. Fizyczne połączenia w symulatorze



Rys. 4. Wielodostępowy koordynowany symulator quasi-czasu rzeczywistego

opracowano dodatkową aplikację za pomocą narzędzia RTWT, uruchamianą na czwartym komputerze, która służyła do zarządzania symulacją, prezentacji wyników w czasie rzeczywistym i ich archiwizacji. Wszystkie jednostki były połączone ze sobą za pomocą gigabitowego przełącznika Ethernet, przy wykorzystaniu bezpołączeniowego protokołu UDP (rys. 3).

3.2.2. Symulator RT o miękkich ograniczeniach czasowych wRPI

Alternatywna implementacja zakłada wykorzystanie niskobudżetowych urządzeń RPI do budowy symulatora pracującego w czasie rzeczywistym z miękkimi ograniczeniami czasowymi. Za pomocą przyborka *Simulink Support Package for Raspberry Pi* wygenerowano aplikację symulatora RT typu *stand-alone*, uruchamianą bez użycia M/S. Jako docelowy krok obliczeń przyjęto 1E-3s (górny próg ze średniego czasu życia neutronów). Przyborek pozwalał na generację kodu aplikacji tylko w wypadku używania bloków dyskretnych i użycia wbudowanego solvera o nazwie *discrete*. 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. Analogicznie jak w wypadku rozproszonej symulacji przy użyciu przyborka xPC, tak i w tym wypadku użyto opracowane mechanizmy synchronizacji symulacji na poszczególnych urządzeniach. Opracowano także w języku C niezależną od M/S aplikację wizualizacyjną, która mogła być uruchamiana na czwartym RPI. Podobnie jak w wypadku rozwiązania opartego na narzędziu xPC, tak i w tym wypadku do komunikacji między wszystkimi urządzeniami użyto połączenia przez interfejs Ethernet, z wykorzystaniem gigabitowego przełącznika i protokołu UDP. Dalsze prace przewidują uniezależnienie kodu aplikacji symulatora od środowiska M/S i jego implementację w języku C, co ma także na celu dalsze poprawienie wydajności symulatora (osiągnięcie jak najmniejszego kroku obliczeniowego).

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 miękkich wymaganiach czasowych. Ze względu na zastosowaną infrastrukturę i jej możliwości przewiduje się wielodostęp do symulatora, zatem realizacja na serwerze musi uwzględniać pracę wielu instancji. 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 peceta, laptopa, tabletu czy nawet telefonu komórkowego. Idea tego rozwiązania jest zaprezentowana na rys. 4. Strona prezentacyjna tej wersji symulatora może być opracowana z wykorzystaniem technik sieciowych, takich jak: AJAX, JavaScript i HTML, natomiast do archiwizacji może posłużyć mechanizm oparty na PHP.

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. Rozproszone odmiany symulatorów RT dokonywały symulacji w różnych urządzeniach, co potencjalnie może prowadzić do błędnych wyników symulacji. Wzięto pod uwagę trzy aspekty komunikacji, które mogą wpływać na błędy w wynikach symulacji: utrata pakietów, docieranie pakietów w nieprawidłowej kolejności oraz opóźnienia w transmisji. Wszystkie trzy aspekty zostały przebadane za pomocą opracowanego mechanizmu, wykorzystującego dodatkową numerację kolejnych pakietów. Utrata pakietów oraz docieranie w złej kolejności było obserwowane, gdy numeracja była nieciągła lub zamieniona. Opóźnienia obserwowano, zliczając czas transmisji pakietu o danym numerze do jednostki, która zaraz po jego otrzymaniu

	Utrata pakietów	Zła kolejność pakietów	Średnie opóźnienia	Średni błąd
xPC	0,00003%	0%	0,8 ms	0,3%
RPI	0,00016%	0%	7 ms	0,65%

Tab. 2. Zestawienie wyników procesu weryfikacji symulatorów

zawracała jego numer do jednostki, z której go otrzymała. Po uzyskaniu odpowiedzi, w jednostce wysyłającej porównane zostają czasy wysłania i ponownego odebrania danego numeru pakietu. Na podstawie tej różnicy były obliczane opóźnienia w transmisji.

Drugi etap weryfikacji polegał na porównaniu wyników symulatora referencyjnego oraz RT na podstawie tych samych, wcześniej przygotowanych scenariuszy przebiegów zmiennych sterujących i zakłóceń uwzględnionych w użytym modelu procesów reaktora jądowego. Porównując wyniki poszczególnych symulatorów w określonych chwilach czasowych określano wg wzoru (1) średni błąd symulacji dla każdego z symulatorów RT. Wyniki procesu weryfikacji przedstawia tab. 2.

$$e_w = \frac{1}{N} \sum_{i=0}^N \sqrt{\left(\frac{w_r(i) - w_s(i)}{w_r(i)}\right)^2} * 100\% \quad (1)$$

gdzie:

$w_r(i)$ – wartość referencyjna z symulatora niepracującego w RT,
 $w_s(i)$ – pomiar z symulatora RT, N – liczba pomiarów

4. Zestawienie cech opracowanych symulatorów

Przedstawione symulatory posiadają różne cechy, które umożliwiają ocenę ich przydatności do potencjalnych zastosowań. Przyjęto kilka kryteriów jakościowych, według których oceniano poszczególne symulatory. Jednym z nich jest „Zgodność”, określana na podstawie zgodności wyników symulacji opisanej w rozdziale 3.3. Kolejnym kryterium jest możliwość pracy w trybie RT, co znacznie podwyższa poczucie pracy z rzeczywistym obiektem, oddając jego rzeczywistą dynamikę. Kryterium określające rozbudowanie możliwości wpływania na parametry

i zmienne obiektu określono jako „Opcje operatorskie”. Ważną cechą jest też możliwość „Archiwizacji” przebiegów symulacji do późniejszych analiz. 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 pętlach sprzężenia zwrotnego (ang. *Hardware in the Loop* – HIL) opisanych w [4], co także wzięto pod uwagę. Dostępność rozwiązań, urządzeń i oprogramowania oraz popularność narzędzi zawarto pod kryterium „Rozpowszechnienie”. Ostatnim wziętym pod uwagę kryterium jest „Koszt” implementacji symulatora. Zestawienia cech symulatorów uwzględniające wszystkie wymienione kryteria dokonano w tab. 3.

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 zróżnicowanie pod względem dostępnych mocy obliczeniowych praca z twardymi ograniczeniami czasu rzeczywistego, przy mniejszych krokach symulacji, możliwa jest tylko na xPC. Występuje także zróżnicowanie pod względem możliwości archiwizacji. Symulator referencyjny M/S oraz sieciowy mogą zapisywać wyniki wszystkich zmiennych procesowych symulacji, bezpośrednio mając do nich dostęp. Archiwizacja w wypadku xPC oraz RPI odbywa się poprzez aplikacje wizualizacji, więc możliwy jest zapis przebiegu tylko obserwowanych wartości. Największe możliwości kształtowania scenariuszy pracy posiada symulator referencyjny M/S, gdyż można dowolnie modyfikować wszystkie zmienne i struktury bezpośrednio w modelu. Możliwości pozostałych symulatorów w tym aspekcie są powiązane bezpośrednio z zaimplementowanymi w aplikacjach wizualizacji mechanizmami. 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.

	Zgodność	Real-Time	Opcje operatorskie	Archiwizacja	Scenariusze	HMI	HIL	Rozpowszechnienie	Koszt
Matlab/Simulink	Wzór	Brak	Oparte na kontrolkach dostępnych w M/S	Wysoki	Wysoki	Średni	Brak	Średni	Średni
xPC	Wysoka	Twardy	Proste, ograniczone, utrudnione	Średni	Średni	Średni	Średni	Niski	Wysoki
RPI	Średnia	Twardy/Miękki	Uproszczone – autorska aplikacja dla RPI	Średni	Średni	Wysoki	Wysoki	Bardzo wysoki	Średni/Niski
Sieciowy	Średnia	Miękki	Elastyczne, wygodne, oparte na kontrolkach przeglądarki	Wysoki	Średni	Wysoki	Brak	Wysoki	Niski

Tab. 3. Zestawienie cech przedstawionych symulatorów

5. Podsumowanie

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, bazując na nim, 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. Sprawia to, że dobrze nadają się do badań wymagających pracy w czasie rzeczywistym, np. w pętlach sprzętowych. Dodatkowo pozwalają na lepsze wyczucie dynamiki rzeczywistego obiektu niż w wypadku wersji referencyjnej symulatora, co również ma wysokie walory edukacyjne. Zaprezentowano także koncepcję symulatora sieciowego, który jest tematem dalszych prac autorów. Analizy funkcjonalno-sprzętowe wszystkich przedstawionych symulatorów względem kilku różnorodnych kryteriów, m.in. możliwości operatorskich, dostępności czy ceny, pozwoliły na rozdział ich zastosowań na typowo akademickie oraz popularyzatorskie.

Podziękowania

Praca powstała przy wsparciu z projektu Unii Europejskiej „INSPE – INNOVATIVE NUCLEAR AND SUSTAINABLE POWER ENGINEERING”. Autorzy pragną wyrazić swoje podziękowania za wsparcie.

BIBLIOGRAFIA

1. Baum G. i in., 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. Karła T., Tarnawski J., Duzinkiewicz K. (2014), Symulator czasu rzeczywistego procesów reaktora jądrowego [w:] Aktualne Problemy Automatyki i Robotyki, red. Malinowski K., Józefczyk J., Świątka J., 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 PAR* 2013, nr 9, s. 97–101.
4. Puchalski B. i in., Programowo-sprzętowa platforma symulacyjna – Hardware In the Loop – zaawansowanego układu sterowania poziomem wody w pionowej wytwornicy pary elektrowni jądrowej, [w:] Aktualne Problemy Automatyki i Robotyki, red. Malinowski K., Józefczyk J., Świątka J., 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. Seok H. i in., Development of software for the microsimulator for the KO-RI nuclear power plant unit 2, *Nuclear Technology* 1994, nr 106 (3), s. 384–396.
9. Kluge A. i in., Designing training for process control simulators: a review of empirical findings and current practices, *Theoretical Issues in Ergonomics Science* 2009, nr 10 (6), s. 489–509.
10. Thermal power plant simulation and control, Flynn D. (red.), *Power and Energy Series* 2003, No. 43.
11. Raspberry PI Website [online], <http://www.raspberrypi.org>, dostęp: 30.10.2014.

Tomasz Karla

mgr inż.

Politechnika Gdańska | Politechnika Warszawska

e-mail: t.karla@eia.pg.gda.pl

Doktorant Politechniki Gdańskiej na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki oraz Politechniki Warszawskiej na Wydziale Mechanicznym Energetyki i Lotnictwa w ramach projektu INSPE. Prowadzi badania z dziedziny sterowania wieloagentowego w zastosowaniu do obiegu pierwotnego elektrowni jądrowej z reaktorem typu PWR.

Jarosław Tarnawski

dr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: jaroslaw.tarnawski@pg.gda.pl

Absolwent Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej (2000), po studiach rozpoczął studia doktoranckie z dziedziny zastosowań sterowania adaptacyjnego do sterowania jakością w sieciach dystrybucji wody pitnej. Tytuł doktora otrzymał z wyróżnieniem (2006). Prowadzi prace badawcze w kierunkach implementacji zaawansowanych metod sterowania, decentralizacji sterowania, systemów wieloagentowych.

Kazimierz Duzinkiewicz

dr hab. inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: kazimierz.duzinkiewicz@pg.gda.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Gdańskiej, specjalność automatyka i metrologia elektryczna. W 1983 roku obronił doktorat na macierzystej uczelni, a w 2009 roku uzyskał stopień doktora habilitowanego na Wydziale Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Elektroniki Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie. Obszar zainteresowań to: modelowanie i estymacja w warunkach niepewności, struktury i algorytmy sterowania, sterowanie optymalizujące wielkimi systemami. Autor monografii i skryptu dydaktycznego. napisał ponad sto artykułów w recenzowanych czasopismach zagranicznych, krajowych, recenzowanych materiałach konferencji. Kierował jednym międzynarodowym projektem naukowo-badawczym, sześcioma krajowymi. Był głównym wykonawcą i wykonawcą w 18 projektach naukowo-badawczych lub badawczo-rozwojowych.

Hardware-Software Implementation of Basic Principles Simulator of Nuclear Reactor Processes

Keywords

modeling, simulation, nuclear reactor, real-time requirements, education, training

Abstract

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.

Kogeneracja jądrowa: analiza technicznych możliwości i szacowanie kosztów

Autorzy

Andrzej Reński
Kazimierz Duzinkiewicz
Tomasz Minkiewicz
Marcin Jaskólski
Agnieszka Kaczmarek-Kacprzak

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

energetyka jądrowa, kogeneracja

Streszczenie

W artykule przedstawiono koncepcję równoległego połączenia elektrowni jądrowej, przystosowanej do oddawania ciepła do celów grzejnych, z istniejącymi elektrociepłowniami i ciepłowniami w rejonie zasilania, w tym przypadku z ciepłowniczymi systemami Wejherowa i Gdyni. Zaproponowano warianty uciepłownienia elektrowni jądrowej, w postaci zasilania wymienników ciepłowniczych parą pobieraną z upustów części niskoprężnej turbiny oraz z przelotni. Zaprezentowano także szczegółowy schemat układu turbinowego uciepłownionej elektrowni jądrowej z reaktorem EPR. Wyznaczono również zależności na moc elektryczną uciepłownionej elektrowni jądrowej, moc elektryczną wytworzoną ściśle w skojarzeniu oraz ubytek mocy elektrycznej i energii elektrycznej na skutek uciepłownienia elektrowni jądrowej. Na koniec podano warunki opłacalności (konkurencyjności) uciepłownionej elektrowni jądrowej dla wybranego rejonu zasilania w ciepło.

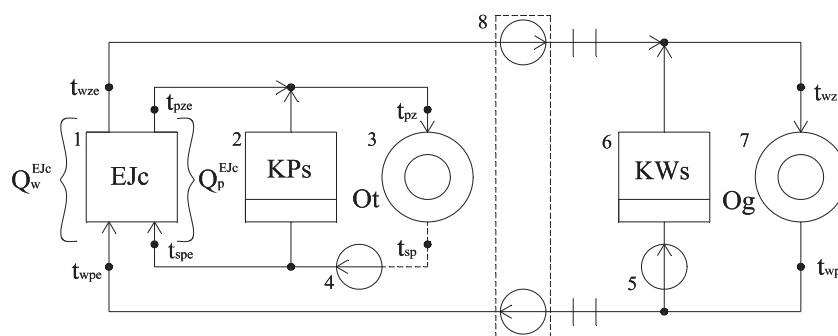
1. Wprowadzenie

Wraz z ponownym wzrostem zainteresowania na świecie rozwojem energetyki jądrowej, a zwłaszcza z przyjęciem 29 stycznia 2014 roku przez Radę Ministrów Programu Polskiej Energetyki Jądrowej, ponownie aktualna stała się kwestia wykorzystania pierwszych elektrowni jądrowych w Polsce jako źródeł ciepła dla odbiorców zewnętrznych. Ponadto, w ramach Nuclear Development Committee Agencji Energii Jądrowej (ang. *Nuclear Energy Agency – NEA*), jest aktualnie realizowany projekt „On the Role and Economics of Nuclear Cogeneration in Low Carbon Energy Future”. Za wdrożeniem takiej metody wykorzystania energii pierwotnej, również w elektrowniach jądrowych, przemawia zmniejszenie zużycia paliw organicznych w elektrowniach konwencjonalnych, a tym samym ograniczenie emisji dwutlenku węgla do atmosfery. Poważnym mankamentem elektrowni parowych jest wytwarzanie przez nie znacznych ilości ciepła odpadowego, które szczególnie w przypadku elektrowni jądrowych, charakteryzujących się niższymi parametrami pary dolotowej do turbiny, stanowi istotne obciążenie głównego procesu technologicznego. Stąd rozwiązanie polegające na wykorzystaniu przynajmniej części tego ciepła do podgrzewania wody sieciowej w systemach ciepłowniczych wydaje się jak najbardziej uzasadnione.

2. Projekty związane z wykorzystaniem elektrowni jądrowych w systemach ciepłowniczych

Koncepcją wykorzystania elektrowni jądrowych w ciepłownictwie zainteresowano się na świecie już przed wieloma laty, praktycznie wraz z początkiem intensywnego rozwoju energetyki jądrowej, tj. w latach 70. oraz 80. ubiegłego wieku. W pracach badawczych mieli także swój udział polscy specjaliści, którzy opracowali koncepcję wykorzystania w charakterze źródła ciepła budowanej w tym czasie elektrowni jądrowej w Żarnowcu i zasilania Trójmiasta ciepłem z tej elektrowni. Koncepcje te w większości przypadków nie wyszły jednak poza fazę projektów. Bardziej szczegółowo przedstawiono je m.in. w [6, 7].

Jedną z głównych przyczyn zahamowania rozwoju energetyki jądrowej, w tym również prac nad wykorzystaniem elektrowni jądrowych jako źródeł ciepła sieciowego, była katastrofa elektrowni jądrowej w Czarnobylu w 1986 roku. Dopiero po 2000 roku, głównie z powodu wzrostu cen paliw konwencjonalnych, a także wyraźnego wzrostu wymagań dotyczących ograniczania emisji zanieczyszczeń z konwencjonalnych źródeł energii, nastąpiło ponownie zwiększenie zainteresowania wykorzystaniem ciepła odpadowego z elektrowni jądrowych. Powstały plany wykorzystania części ciepła z planowanego trzeciego



Rys. 1. Poglądowy schemat systemu zasilania odbiorców bytowo-komunalnych oraz odbiorców przemysłowych ciepłem odbieranym z ucieplonej elektrowni jądrowej EJc (1 – elektrownia jądrowa EJc; 2 – szczytowa kotłownia parowa KPs; 3 – odbiorca ciepła technologicznego Ot; 4 – pompa kondensatu; 5 – pompa zmieszania wody sieciowej; 6 – szczytowe źródło ciepła grzejnego KWs; 7 – odbiorca ciepła grzejnego Og; 8 – przepompownia wody sieciowej; Q_w^{EJc} , Q_p^{EJc} – moc cieplna ucieplonej elektrowni jądrowej EJc, odpowiednio: w wodzie oraz w parze; t_{wze} , t_{wz} – temperatura wody sieciowej na zasilaniu, odpowiednio: z EJc oraz na zasilaniu odbiorców ciepła grzejnego Og; t_{wpe} , t_{wp} – temperatura wody sieciowej na powrocie, odpowiednio: do EJc oraz na powrocie od odbiorców Og; t_{pze} , t_{pz} – temperatura pary, odpowiednio: na zasilaniu z EJc oraz na zasilaniu odbiorców ciepła technologicznego Ot; t_{spe} , t_{sp} – temperatura skroplin pary technologicznej na powrocie, odpowiednio: do EJc oraz na powrocie od odbiorców ciepła technologicznego Ot)

bloku fińskiej elektrowni jądrowej Loviisa do zasilania rozległego systemu ciepłowniczego, który miałby transportować moc cieplną na poziomie ok. 1000 MJ/s na odległość blisko 80 km do Helsinek, jak również plany zaadaptowania istniejącej elektrowni jądrowej Nogent-sur-Seine we Francji z blokami PWR 1300 i stworzenia systemu ciepłowniczego pozwalającego przesyłać moc cieplną 1000 MJ/s na odległość ponad 150 km do zasilania południowo-wschodnich dzielnic Paryża [3, 10]. Podobna koncepcja rozważana jest również w Polsce, ciepło z jednej spośród pierwszych elektrowni jądrowych, zlokalizowanej w rejonie Nowego Miasta w województwie mazowieckim, mogłoby być w znacznych ilościach transportowane na odległość powyżej 55 km i zasilac stołeczny system ciepłownicz. Przy założeniu, że sprawność ogólna powstałej na bazie tego obiektu elektrociepłowni jądrowej wyniosłaby 70%, z jednego bloku o mocy elektrycznej 1600 MW można by uzyskać moc cieplną ok. 1500 MJ/s [2]. Trzeba zaznaczyć, że takie projekty wymagają jednak istotnych zmian konstrukcyjnych w zakresie wyposażenia bloków jądrowych, szczególnie w obrębie turbiny parowej.

Koronnym przykładem elektrowni jądrowej wykorzystywanej do zasilania regionalnego systemu ciepłowniczego pozostaje elektrownia Beznau w Szwajcarii [1], która już blisko 30 lat dostarcza ciepło okolicznym 11 gminom, a ponadto zasilą w energię elektryczną 3 miliony mieszkańców północno-wschodnich kantonów tego kraju.

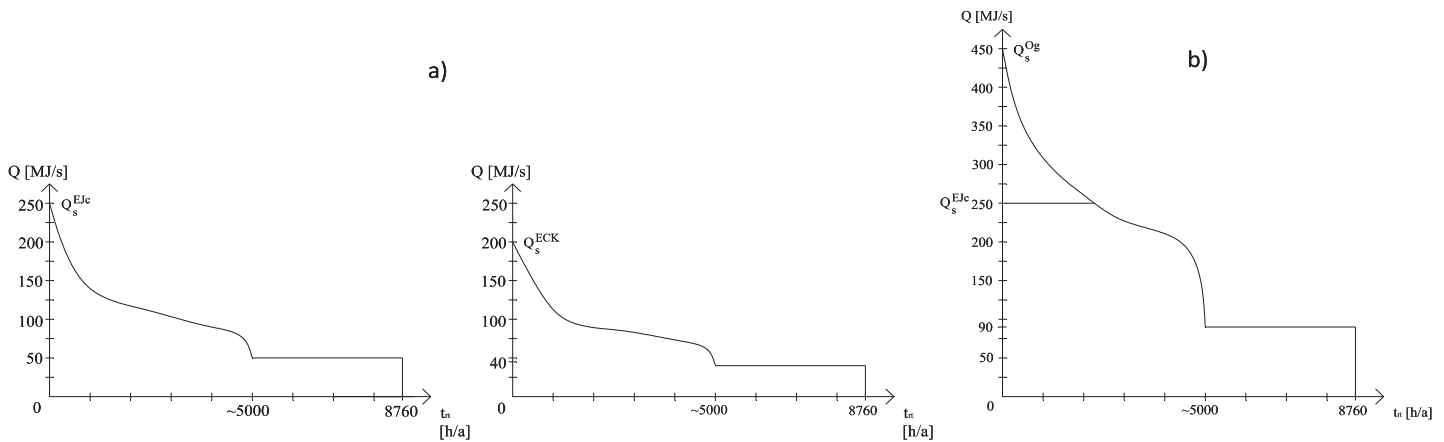
Przykłady te, jak również posiadane własne doświadczenia [5–8], skłoniły międzywydziałowy zespół badawczy Politechniki Gdańskiej do opracowania koncepcji pracy bloku jądrowego z reaktorem wodnym, przy częściowym skojarzeniu w ramach zadania badawczego nr 10 pt.: „Opracowanie metody i wykonanie przykładowej analizy systemowej pracy bloku jądrowego z reaktorem wodnym przy częściowym skojarzeniu” [9] w ramach strategicznego projektu badawczego „Technologie wspomagające rozwój bezpiecznej energetyki jądrowej”.

3. Analiza technicznych możliwości realizacji skojarzonego wywarzania energii elektrycznej i ciepła w elektrowni jądrowej w warunkach polskich

Celem analizy było rozważenie możliwości przystosowania układu kondensacyjnej elektrowni jądrowej, której głównym zadaniem pozostaje wytwarzanie mocy elektrycznej do oddawania ciepła na potrzeby odbiorców zewnętrznych. Wybór optymalnego rozwiązania takiego układu jest zatem w istotny sposób zależny od warunków zewnętrznych oraz od istniejących ograniczeń. Należą do nich przede wszystkim wielkość, rodzaj, charakter i koncentracja zapotrzebowania na moc cieplną, a także możliwości wyprowadzenia zarówno mocy cieplnej, jak i elektrycznej. Na potrzeby analizy stworzono model matematyczny tego układu uwzględniający także charakterystykę odbiorców zewnętrznych. Poglądowy schemat takiego układu przedstawiono na rys. 1. W ogólnym przypadku elektrownia jądrowa (1) może być przystosowana do pokrywania potrzeb zewnętrznych zarówno odbiorców bytowo-komunalnych (7) w postaci ciepła grzejnego, dostarczanego za pośrednictwem gorącej wody sieciowej, jak i potrzeb odbiorców przemysłowych (3) w postaci ciepła technologicznego, dostarczanego z wykorzystaniem pary technologicznej.

Opracowany model układu zasilania w ciepło zakłada, że temperatury wody sieciowej w rejonach odbiorczych pozostaną na dotychczasowych poziomach. W związku z tym człon ciepłowniczy ucieplonej EJ będzie połączony w sposób równoległy z istniejącymi w rejonach zasilania klasycznymi źródłami ciepła. Ten sposób połączenia ma taką zaletę, że umożliwia pozostawienie struktury dotychczasowych źródeł ciepła w rejonach zasilania praktycznie bez zmian.

Powyższa analiza daje podstawy do wstępnego stwierdzenia, że realizacja przedsięwzięcia polegającego na wprowadzeniu częściowego skojarzenia w blokach jądrowych z turbinami



Rys. 2. Charakter przebiegu zmienności zapotrzebowania na moc cieplną z ucieplonej elektrowni jądrowej przez odbiorców bytowo-komunalnych (na cele ogrzewania pomieszczeń, ciepłej wody użytkowej, wentylacji i klimatyzacji): a) przy równoległej oraz b) przy szeregowej współpracy EJc z klasycznymi źródłami ciepła istniejącymi w rejonach zasilania

kondensacyjnymi jest w warunkach krajowych wykonalna, a przedsięwzięcie takie może być opłacalne. W celu wykazania słuszności tego stwierdzenia należało wyznaczyć podstawowe wskaźniki techniczno-eksploatacyjne takiego przedsięwzięcia oraz zaproponować metodę oceny jego opłacalności ekonomicznej. Metodę oceny opłacalności przedstawiono w [4], natomiast poniżej zaprezentowano metodę i założenia do analizy technicznej tego przedsięwzięcia.

4. Wybór układów modelowych do celów analiz technicznych i ekonomicznych

Istotnym problemem technicznym z punktu widzenia eksploatacji ucieplonej elektrowni jądrowej jest duża zmienność poboru mocy cieplnej do celów ogrzewania w ciągu roku. Zobrazowano to w sposób poglądowy na rys. 2, na którym pokazano przebieg zmienności zapotrzebowania na moc cieplną w przypadku równoległej (rys. 2a) oraz szeregowej (rys. 2b) współpracy jądrowego źródła ciepła ze źródłem klasycznym (ciepłownią względnie elektrociepłownią). Zaznaczone wartości szczytowej mocy cieplnej mają charakter orientacyjny i odpowiadają w przybliżeniu szczytowemu zapotrzebowaniu na moc cieplną w rejonie Gdyni, który mógłby być potencjalnym rejonem odbiorczym w przypadku lokalizacji pierwszej elektrowni jądrowej w okolicach Jeziora Żarnowieckiego w województwie pomorskim. Ta zmienność, jak widać, w mniejszym stopniu przekłada się na zmienność obciążenia członu ciepłowniczego EJc w przypadku współpracy szeregowej (początkowo poziomy przebieg linii mocy cieplnej na wysokości Q_s^{EJc} na rys. 2b) niż przy współpracy równoległej.

Inaczej kształtuje się natomiast przebieg zmienności zapotrzebowania na moc cieplną przez odbiorców przemysłowych. Zależy on niewątpliwie od charakteru odbioru technologicznego O_t , ale w większości przypadków można z dostatecznym przybliżeniem przyjąć, że jest on stały w czasie, a ponadto w rozważanym przypadku jego wielkość jest zdecydowanie mniejsza od odbioru ciepła grzejnego O_g .

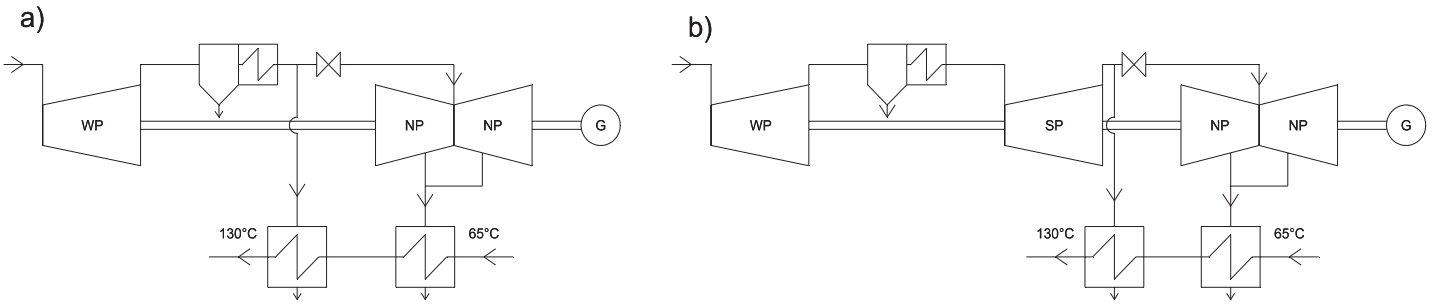
Inną istotną zaletą tego sposobu połączenia w porównaniu z alternatywnym szeregowym jest utrzymanie podgrzewu wody sieciowej w członie ciepłowniczym na znacznie wyższym poziomie, co umożliwi zmniejszenie niezbędnego strumienia masy tej wody. W związku z tym przekroje rurociągów będą odpowiednio mniejsze, co ma bardzo istotne znaczenie przy przesyłaniu ciepła na duże odległości. Natomiast mankamentem tego połączenia będą relatywnie wyższe ubytki mocy i energii elektrycznej w ucieplonej EJ na skutek wyższych parametrów pary pobieranej z turbiny do podgrzewania wody sieciowej. Zaznaczone na wykresach wartości liczbowe zapotrzebowania na moc cieplną mają wprawdzie charakter orientacyjny, odpowiadają jednak realnym wartościom, jakich można się spodziewać w rejonie potencjalnej lokalizacji pierwszej polskiej elektrowni jądrowej.

Również w przypadku odbiorców przemysłowych możliwa jest ewentualna współpraca równoległa z istniejącymi źródłami pary technologicznej (jak to pokazano na rys. 1), przy czym zarówno przesyłana moc cieplna, jak i odległość przesyłania będą na ogół zdecydowanie mniejsze niż w przypadku zasilania odbiorców bytowo-komunalnych.

5. Warianty rozwiązań schematu cieplnego elektrowni jądrowej

Liczba możliwych rozwiązań schematu cieplnego elektrowni jądrowej, przystosowanej do oddawania ciepła dla odbiorców zewnętrznych, jest duża i w głównej mierze zależy od wielkości poboru mocy cieplnej przez tych odbiorców oraz od technicznych możliwości wprowadzenia zmian konstrukcyjnych przede wszystkim w obrębie turbiny parowej [6].

W początkowym okresie rozwoju energetyki jądrowej w Polsce celowe wydaje się rozważenie wprowadzenia jedynie niewielkich modyfikacji turbin kondensacyjnych, umożliwiających jednak realizację częściowego skojarzenia produkcji energii elektrycznej i ciepła. Nadrzędnym zadaniem ucieplonych elektrowni jądrowych pozostanie zatem wytwarzanie energii elektrycznej. Spośród przeanalizowanych układów zarekomendowano wobec



Rys. 3. Schematy zasilania w ciepło członu ciepłowniczego EJc wyposażonej w turbinę główną: a) z 1 korpusem WP oraz z 3 korpusami NP, b) z 1 korpusem WP, 1 korpusem SP oraz 3 korpusami NP

tego do dalszego rozważania zarówno w przypadku turbin z korpusem wysokoprężnym WP i korpusami niskoprężnymi NP, jak i w przypadku turbin z korpusem WP, z korpusem średnioprężnym SP i korpusami NP rozwiązania, które schematycznie przedstawiono na rys. 3. Są to rozwiązania umożliwiające pobieranie pary z nieregulowanych upustów korpusów części NP przy regulacji parametrów pobieranego ciepła, realizowanej przez dodatkowy pobór pary z przelotni pomiędzy korpusami WP i NP, z zastosowaniem zaworu regulacyjnego na rurociągu przelotni WP-NP.

Konsekwencją poboru pary z turbiny do celów ciepłowniczych jest obniżenie mocy elektrycznej oraz zmniejszenie rocznej produkcji energii elektrycznej elektrowni jądrowej, z drugiej jednak strony pozwala to wytwarzać dodatkowy efekt w postaci ciepła, co ma wpływ na opłacalność ekonomiczną całego przedsięwzięcia.

Do dalszych analiz techniczno-ekonomicznych przyjęto trzy technologie bloków jądrowych, spośród których jedna najprawdopodobniej zostanie zainstalowana w Polsce. To są więc bloki jądrowe z reaktorami EPR-1650, AP1000 oraz ESBWR-1550, przy czym moce elektryczne tych bloków potraktowano umownie. Takie podejście było uzasadnione z tego względu, że wg dostępnych szczegółowych danych technicznych rzeczywiste wartości mocy bloków jądrowych mogą odbiegać od powyżej przytoczonych. Adaptacja tych danych do warunków krajowych wymagała wprowadzenia odpowiednich uproszczeń schematów cieplnych. W ten sposób powstały układy stanowiące niezbędną bazę do dalszych analiz.

Ponadto, zgodnie z tym co stwierdzono powyżej, analizę ograniczono do układów pracujących przy częściowym skojarzeniu. Stąd we wszystkich rozpatrywanych obiektach jednakowo ograniczono wielkość poboru mocy cieplnej do celów ogrzewania do poziomu 250 MJ/s oraz poboru ciepła do celów technologicznych do poziomu 10 MJ/s.

Wykorzystując wielkości zaznaczone na rys. 4, moce elektryczne brutto poszczególnych korpusów turbosespołu ucieplownionego bloku jądrowego można wyznaczyć na podstawie poniższych zależności:

$$P_{TWP}^{EJc} = [\dot{m}_3 \cdot (h_3 - h_{13}) + (\dot{m}_3 - \dot{m}_{13} - \dot{m}_8) \cdot (h_{13} - h_{16}) + (\dot{m}_3 - \dot{m}_{13} - \dot{m}_8 - \dot{m}_{16}) \cdot (h_{16} - h_{18})] \cdot \eta_m \cdot \eta_g \cdot 10^{-3}, \text{ MW} \quad (1)$$

$$P_{TSP}^{EJc} = [\dot{m}_{24} \cdot (h_{24} - h_{25}) + (\dot{m}_{24} - \dot{m}_{25}) \cdot (h_{25} - h_{28})] \cdot \eta_m \cdot \eta_g \cdot 10^{-3}, \text{ MW} \quad (2)$$

$$P_{TNP}^{EJc} = [\dot{m}_{33} \cdot (h_{33} - h_{39}) + (\dot{m}_{33} - \dot{m}_{39} - \dot{m}_{43}) \cdot (h_{39} - h_{45}) + (\dot{m}_{33} - \dot{m}_{39} - \dot{m}_{43} - \dot{m}_{45}) \cdot (h_{45} - h_{48})] \cdot \eta_m \cdot \eta_g \cdot 10^{-3}, \text{ MW} \quad (3)$$

$$P^{EJc} = P_{TWP}^{EJc} + P_{TSP}^{EJc} + P_{TNP}^{EJc}, \text{ MW} \quad (4)$$

Ucieplownieniu bloku jądrowego towarzyszy ubytek mocy elektrycznej bloku jądrowego:

$$\Delta P^{EJc} = P^{EJ} - P^{EJc}, \text{ MW} \quad (5)$$

gdzie:

ΔP^{EJc} – ubytek mocy elektrycznej na skutek ucieplownienia EJ [MW], P^{EJ} – moc elektryczna bloku jądrowego przy pracy kondensacyjnej [MW]

Natomiast moc elektryczną wytwarzaną ściśle w skojarzeniu, czyli na strumieniach pary kierowanych do wymienników ciepłowniczych, określa się jak niżej:

$$P_{cWC1}^{EJc} = \dot{m}_{43} \cdot (h_3 - h_{20} + h_{24} - h_{31} + h_{33} - h_{39}) \cdot \eta_m \cdot \eta_g \cdot 10^{-3}, \text{ MW} \quad (6)$$

$$P_{cWC2}^{EJc} = \dot{m}_{37} \cdot (h_3 - h_{20} + h_{24} - h_{31}) \cdot \eta_m \cdot \eta_g \cdot 10^{-3}, \text{ MW} \quad (7)$$

$$P_c^{EJc} = P_{cWC1}^{EJc} + P_{cWC2}^{EJc} \quad (8)$$

gdzie:

P_{cWC1}^{EJc} – moc elektryczna wytwarzana ściśle w skojarzeniu z przekazywaniem do systemu ciepłowniczego mocy cieplnej z wymiennika ciepłowniczego WC1 [MW], P_{cWC2}^{EJc} – moc elektryczna wytwarzana ściśle w skojarzeniu z przekazywaniem do systemu ciepłowniczego mocy cieplnej z wymiennika ciepłowniczego WC2 [MW], P_c^{EJc} – całkowita moc elektryczna wytwarzana ściśle w skojarzeniu [MW].

Uzyskane w oparciu o powyższe zależności roczne przebiegi: całkowitej mocy elektrycznej brutto uciepłnionego bloku jądrowego P^{EJc} , ubytku mocy elektrycznej na skutek uciepłnienia ΔP^{EJc} oraz mocy elektrycznej wytwarzanej ściśle w skojarzeniu P_c^{EJc} przedstawiono na rys. 5, na tle rocznego wykresu uporządkowanego zapotrzebowania na moc cieplną z EJc – Q_{EJc} . Wykresy te stanowią również podstawę do wyznaczenia efektów rocznych w postaci produkcji energii elektrycznej oraz produkcji ciepła, jak również rocznego oddziaływania na środowisko w postaci ograniczenia szkodliwych emisji, a także możliwości zaoszczędzenia zasobów surowców energetycznych. Pełna ocena przedsięwzięcia polegającego na wprowadzeniu kogeneracji w elektrowniach jądrowych wymaga zatem przeprowadzenia analizy ekonomicznej.

W pracach [4, 9], zaproponowano sposób podejścia do wstępnej analizy ekonomicznej, polegający na porównaniu różnych form zaopatrzenia odbiorców w ciepło i energię elektryczną z uwzględnieniem systemów zaopatrzenia, opartych zarówno na gospodarce skojarzonej, jak i rozdzielonej i wykorzystujących jądrowe oraz klasyczne źródła wytwarzania.

Warunki opłacalności systemu opartego na uciepłnionej elektrowni jądrowej (EJc), wynikające z przyjętych kryteriów, sformułowano następująco:

EJc jest opłacalna, jeżeli jej koszty roczne są niższe niż koszty roczne dla równoważnej klasycznej elektrociepłowni i koszty roczne wytwarzania i przesyłania energii wyrównawczej z systemu elektroenergetycznego

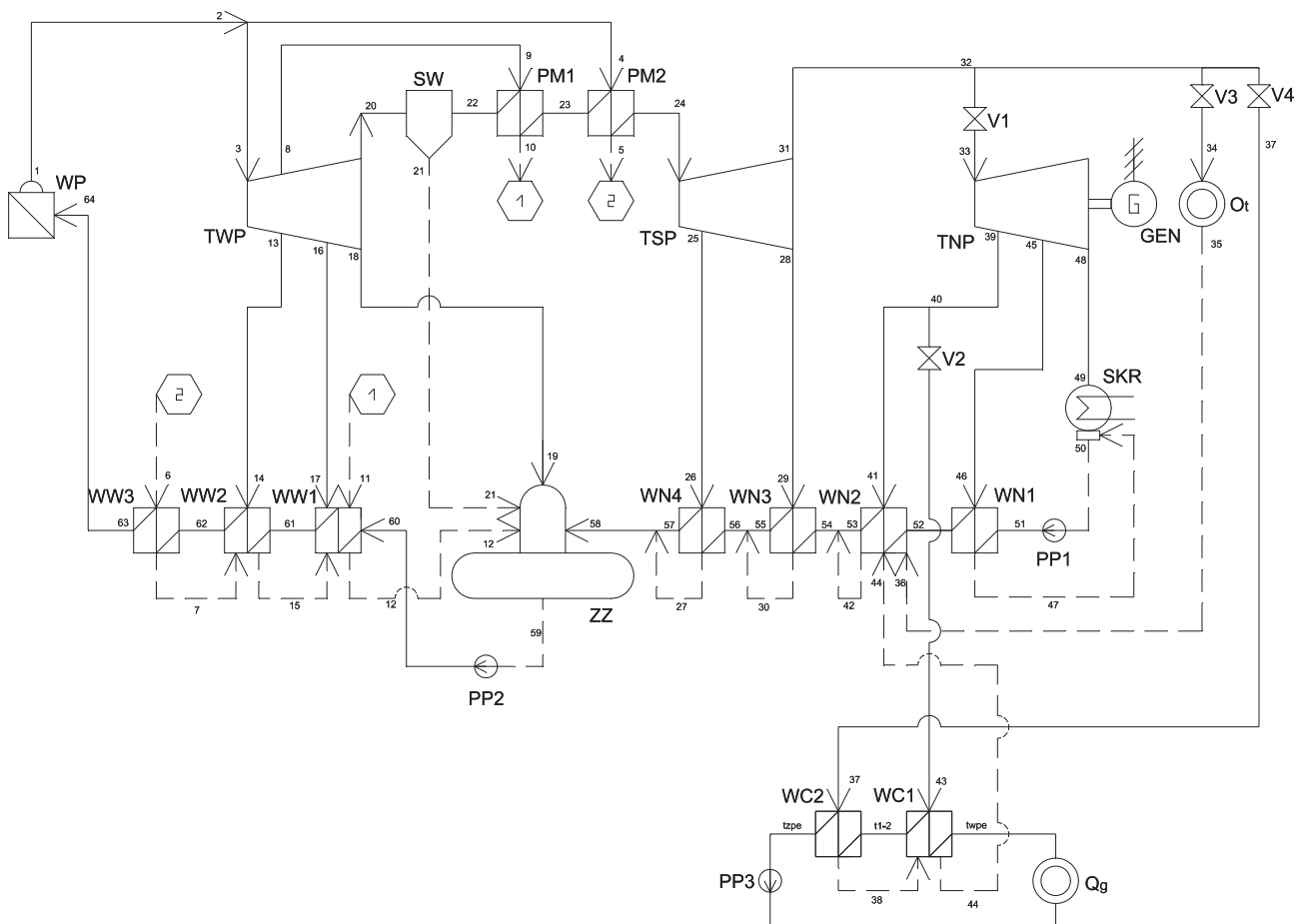
$$K_r^{(a)} < K_r^{(b)}, \text{ zł/a} \quad (9)$$

EJc jest opłacalna, jeżeli jej koszty roczne są niższe niż koszty roczne równoważnej elektrowni systemowej i równoważnych ciepłowni rejonowych

$$K_r^{(a)} < K_r^{(c)}, \text{ zł/a} \quad (10)$$

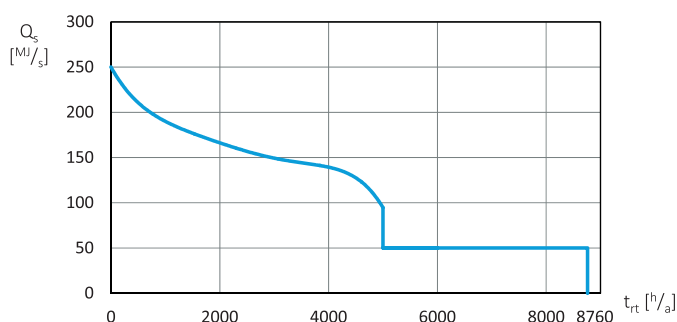
Spełnienie powyższych warunków powoduje, że dokonany na podstawie opracowanego algorytmu wybór układu EJc może być uznany za optymalny.

Wyniki przeprowadzonych badań symulacyjnych pozwalają sformułować następujące wnioski:



Rys. 4. Uproszczony schemat cieplny turbozespołu EJc z reaktorem EPR

WP – wytornica pary; TWP, TSP, TNP – korpusy wysoko-, średnio-, niskoprężne turbiny parowej; SW – separator wilgoci; PM1-2 – przegrzewacze międzystopniowe pary; GEN – generator; V1-4 – zawory; SKR – skraplacz; Ot, Og – odbiorcy ciepła: technologicznego i grzejnego; PP1-4 – pompy; ZZ – zbiornik wody zasilającej z odgazowywaczem; WW1-3, WN1-4 – wymienniki regeneracyjne wysoko- oraz niskoprężne; WC1-2 – wymienniki ciepłownicze



Rys. 5. Uporządkowany roczny wykres zapotrzebowania na moc cieplną z EJc

- stosując kryterium całkowitych kosztów rocznych systemu zasilania w ciepło i w energię elektryczną, można wykazać opłacalność rozwiązania polegającego na przystosowaniu elektrowni jądrowej (EJ) do pracy w skojarzeniu, przy czym istotny wpływ na wynik analizy ma poziom przyjętych parametrów ekonomicznych
- kryterium całkowitych kosztów rocznych nie jest jednak odpowiednie przy dokonywaniu wyboru parametrów częściowego uciepłownienia elektrowni jądrowej, z powodu zbyt małego udziału kosztów ścisłego skojarzenia w całkowitym koszcie rocznym EJ przystosowanej do oddawania ciepła; z tego względu należy zastosować kryterium częściowych kosztów rocznych związanych wyłącznie z przystosowaniem EJ do pracy ciepłowniczej.

6. Podsumowanie

W artykule zaprezentowano ogólną metodykę oceny pod względem technicznym realizacji przedsięwzięcia polegającego na przystosowaniu bloku kondensacyjnej elektrowni jądrowej do przekazywania ciepła na potrzeby odbiorców zewnętrznych. Zwrócono uwagę na ścisłe powiązanie spodziewanych wyników analizy z przyjętymi ograniczeniami technicznymi w postaci wartości mocy, ilości ciepła przekazywanego na zewnątrz z uciepłownionej elektrowni jądrowej i jej odległości od potencjalnego rejonu zasilania oraz na wpływ poziomu przyjętych parametrów ekonomicznych na wybór optymalnego rozwiązania rozpatrywanego przedsięwzięcia.

BIBLIOGRAFIA

1. AXPO, Broschure Kernkraftwerk Beznau [online], http://www.axpo.com/content/dam/axpo/switzerland/erleben/dokumente/axpo_KKB_prospekt_de.pdf.pdf.res/axpo_KKB_prospekt_de.pdf.pdf.
2. Bauriski J., Żbikowski P., Jak zasilić w energię elektryczną, ogrzać i oczyścić Warszawę, czyli elektrociepłownie jądrowe dla stolicy [online], http://nuclear.pl/publikacje/pliki/ecj_warszawa.pdf.
3. Bergroth N., Large-Scale Combined Heat And Power (CHP) Generation at Loviisa Nuclear Power Plant Unit 3, Proceedings of the 8th International Conference On Nuclear Option In Countries With Small And Medium Electricity Grids, Dubrovnik, Croatia, 2010, s. 36.
4. Jaskólski M. i in., Profitability Criteria of Partial Cogeneration in Nuclear Power Plant, *Rynek Energii* 2014, nr 5, s. 141–147.
5. Kordunowska P., Elektrownia jądrowa jako źródło ciepła dla aglomeracji miejskiej, praca dyplomowa, Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki, Gdańsk 2011.
6. Reński A., Przystosowanie energetyki jądrowej do oddawania ciepła dla potrzeb bytowo-komunalnych, materiały konferencji, Przyszłość energetyki jądrowej w Polsce, Warszawa 2007.
7. Reński A., Elektrownie i elektrociepłownie jądrowe źródłem ciepła dla systemów ciepłowniczych, *Energetyka. Problemy energetyki i gospodarki paliwowo-energetycznej* 2009, nr 8, s. 515–520.
8. Reński A., Wybór podstawowych parametrów elektrociepłowni jądrowej, rozprawa doktorska, Politechnika Gdańska, Gdańsk 1981.
9. Reński A. i in., Opracowanie metody i wykonanie przykładowej analizy systemowej pracy bloku jądrowego z reaktorem wodnym przy częściowym skojarzeniu, Politechnika Gdańska, praca w ramach strategicznego projektu badawczego NCBiR „Technologie wspomagające rozwój bezpiecznej energetyki jądrowej”, wrzesień 2014.
10. Safa H., Heat recovery from nuclear power plants, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 2012, t. 42, nr 1, s. 553–559.

Andrzej Reński

prof. dr hab. inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: andrzej.renski@pg.gda.pl

Ukończył studia na Wydziale Mechanicznym Energetyki i Lotnictwa (MEiL) Politechniki Warszawskiej (1969). W 1981 roku obronił pracę doktorską na Wydziale Elektrycznym Politechniki Gdańskiej, a w 2003 roku uzyskał stopień doktora habilitowanego na Wydziale MEiL Politechniki Warszawskiej. Od 2007 roku jest zatrudniony na stanowisku profesora nadzwyczajnego Politechniki Gdańskiej. Obszary jego zainteresowań to: energetyka ciepła – budowa i modelowanie urządzeń energetycznych elektrowni, elektrociepłowni klasycznych i jądrowych oraz optymalizacja rozwoju systemów ciepłowniczych.

Kazimierz Duzinkiewicz

dr hab. inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: kazimierz.duzinkiewicz@pg.gda.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Gdańskiej, specjalność automatyka i metrologia elektryczna. W 1983 roku obronił doktorat na macierzystej uczelni, a w 2009 roku uzyskał stopień doktora habilitowanego na Wydziale Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Elektroniki Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie. Obszar zainteresowań to: modelowanie i estymacja w warunkach niepewności, struktury i algorytmy sterowania, sterowanie optymalizujące wielkimi systemami. Autor monografii i skryptu dydaktycznego. napisał ponad sto artykułów w recenzowanych czasopismach zagranicznych, krajowych, recenzowanych materiałach konferencji. Kierował jednym międzynarodowym projektem naukowo-badawczym, sześcioma krajowymi. Był głównym wykonawcą i wykonawcą w 18 projektach naukowo-badawczych lub badawczo-rozwojowych.

Tomasz Minkiewicz

mgr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: tomasz.minkiewicz@pg.gda.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej (2009). Obecnie uczęszcza na studium doktoranckie na macierzystym wydziale oraz jest zatrudniony na stanowisku wykładowcy w Katedrze Elektroenergetyki PG. Jego zawodowe zainteresowania obejmują: aktualny stan i rozwój energetyki jądrowej w Polsce i na świecie oraz ciepłownictwo.

Marcin Jaskólski

dr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: marcin.jaskolski@pg.gda.pl

Wychowanek Politechniki Gdańskiej. W trakcie realizacji rozprawy doktorskiej odbył szkolenia na Uniwersytecie w Lund (Szwecja) i staże naukowe w Międzynarodowym Instytucie Stosowanej Analizy Systemowej (IIASA) w Laxenburgu (Austria) i Instytucie Gospodarki Energetycznej oraz Racjonalnego Użytkowania Energii (IER) na Uniwersytecie w Stuttgarcie (2002–2003). Zatrudniony jest jako adiunkt w Katedrze Elektroenergetyki Politechniki Gdańskiej. Jego naukowe zainteresowania, oprócz zintegrowanego modelowania rozwoju systemów energetycznych, obejmują wykorzystanie odnawialnych zasobów energii i energetykę jądrową. W 2010 roku autor uczestniczył w trzymiesięcznych szkoleniach z zakresu energii jądrowej w Komisji ds. Energii Atomowej i Alternatywnych Źródeł Energii (CEA) w Saclay (Francja). W 2011 roku odbył sześciotygodniowy staż z zakresu analiz bezpieczeństwa reaktorów jądrowych EPR w ośrodku badawczym EDF SEPTEN w Lyonie.

Agnieszka Kaczmarek-Kacprzak

mgr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: agnieszka.kaczmarek@pg.gda.pl

Absolwentka Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej (specjalizacja: energetyka) oraz pierwszej edycji studiów podyplomowych Podstawy Energetyki Jądrowej. Edukatorka w obszarze energetyki jądrowej w ramach programu Ministerstwa Gospodarki, stażystka w Elektrowni Jądrowej Sizewell B. Obszary zainteresowań: energetyka gazowa, energetyka jądrowa, kogeneracja.

Nuclear Co-generation: Technical Capabilities Analysis and Cost Estimate

Keywords

nuclear power, co-generation

Abstract

This paper presents a concept of the parallel connection of a nuclear power plant fitted to provide heat for heating application, with the CHP and heat plants existing in the supply region, in this case with the heating systems of Wejherowo and Gdynia. The proposed variant was of adding heat to a nuclear power plant's output by way of the supply of heat exchangers with the steam bleeding from the turbine's LP part and from the link between its HP and MP segments. A detailed diagram of the turbine system of a nuclear plant with the output so combined with an EPR reactor is also presented. Also determined are the formulas for: electric power output of a nuclear CHP plant; electric power generated in the strict CHP combination, and the decrease in the electric power and energy resulting from the plant's CHP regime. Finally, the profitability (competitiveness) criteria for a nuclear CHP plant in a selected heat supply region were proposed.

Advanced Control Structures of Turbo Generator System of Nuclear Power Plant

Authors

Paweł Sokółski
 Karol Kulkowski
 Anna Kobylarz
 Kazimierz Duzinkiewicz
 Tomasz A. Rutkowski
 Michał Grochowski

[POWRÓT
DO SPISU TREŚCI](#)

Keywords

turbo generator, steam turbine, synchronous generator, nuclear power plant, fuzzy control

Abstract

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.

1. Introduction

In these days the Nuclear Power Plant (NPP) as well as its subsystems such as turbo generator are often forced to work under varying power demand conditions, what causes the necessity of control within the wide operating range. Efficient and effective control of turbo generator in such conditions is more difficult comparing with traditionally operating in a constant nominal operating point (linear controllers) and calls for more advanced algorithms which are able to meet the demands of changing working conditions of a turbogenerator.

A turbogenerator is a multi-input multi-output (MIMO) nonlinear system. In order to cope with such kind of system, the control structure consisting of multi PI controllers and multi compensators are proposed. Local controllers (turbine) and compensators (generator) are smoothly switched accordingly to changes of an operating point (turbogenerator active power). The switching process is supervised by Takagi-Sugeno-Kang (TSK) fuzzy interference mechanism. The local controllers and compensators parameters are tuned to prescribed operating points, by using optimization procedure minimizing error

trajectories of generator voltage, active power and rotational speed of the generator shaft. That structure ensures high control quality while meeting the demand of changing working conditions of a turbogenerator. Considered issue is to guarantee optimal operation of the control system (minimizing the integral squared error multiplied by the time – the ITSE criterion) for a wide range of changes in the operating point for keeping the active power trajectory, voltage stabilization and damping the oscillation of the generator shaft.

The article presents the results of the turbogenerator simulation with surges in demand for active power using the proposed fuzzy controller for both the turbine and the generator. Its efficiency is compared with the classic control structure (local controllers tuned for nominal operating conditions).

2. Power system model

Single machine infinite bus model of the power system for evaluating the proposed control structure is considered (Fig. 1). It consists of steam turbine, synchronous generator, transformer, transmission line and power system (power network).

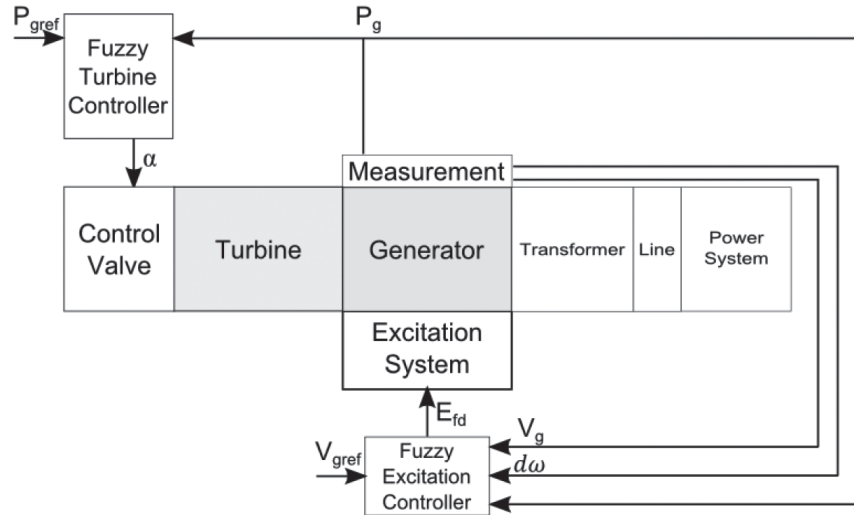


Fig. 1. Turbogenerator connected to the Power System by transformer and power line with control systems

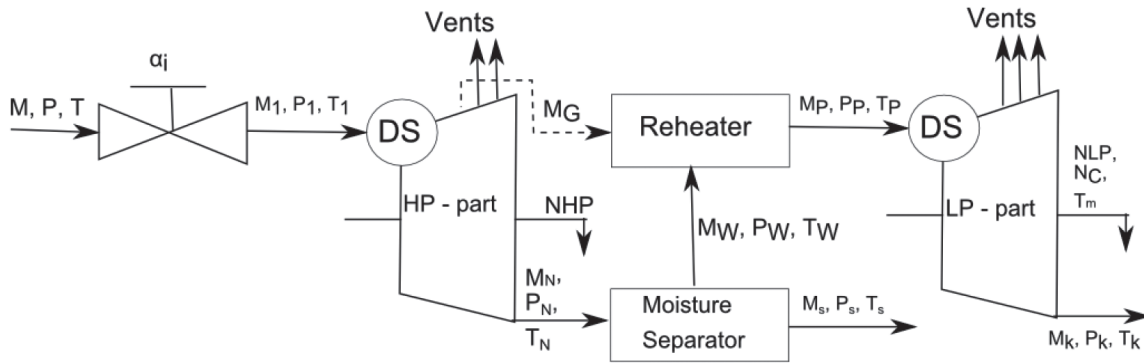


Fig. 2. Steam turbine scheme (M_i – mass flow, P_i – pressure, T_i – temperature, N_i – theoretical power, T_m – torque)

Mathematical model of each element of considered power system structure is briefly described in farther sections. The control structure of the turbogenerator system is shown schematically in Fig. 1.

a) Steam turbine model

The scheme of the steam turbine model, previously introduced in [1], is shown in Fig. 2. Pressure on the inlet of steam turbine control valve P and degree of opening of control valve α_i are the inputs of considered model. The degree of control valve opening is defined as percentage of opened area of the valve. The dynamic nonlinear model of steam turbine consists of sub models based on the characteristic parts of steam turbines built for NPP with high pressure and low pressure parts as well as reheater and moisture separator located between them. The turbine is controlled by the throttling the control valve on the input of high pressure part. Additionally a dynamic of control valve actuator was modelled with usage of the first degree inertia [1].

The mutual variable which connects the presented steam turbine with the generator is turbine torque T_m which is directly bound

with actual steam turbine power and the derivative of rotational speed of the shaft (which nominal value was assumed as 50 RPM).

b) Model of synchronous generator connected to the Power System

A fifth-order non-linear model of a synchronous generator cooperating with power system in dq0 coordinates (Park transform) was used [2]. The infinite stiffness of the power system was assumed. Input variables of the generator are: mechanical torque on the shaft T_m , the excitation voltage U_w , the generator voltage U_s and frequency ω_s related to the generator cooperation with PS (Power System). The output values are: the generator current I_g (defining generators impact on the PS), active and reactive powers P_g and Q_g and the rotational speed of the generator shaft ω_s (Fig. 3).

Changing environment in which generator operates, is defined as the change of generator input variables values due to the work of PS (fault conditions will not be considered). This means: a change of active power demand (change of mechanical torque on the shaft of the generator), reactive power (change of excitation

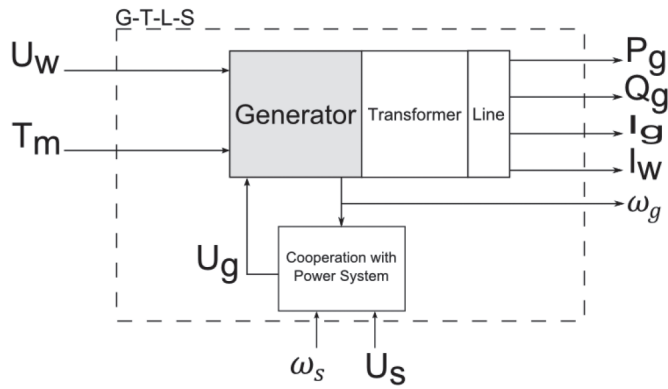


Fig. 3. Generator – Transformer – Line – Power System scheme

voltage) and changes in PS, such as changing value and/or frequency of the system voltage.

In the case study, steam turbine 4 CK 465 and synchronous generator GTHW-600 parameters were used.

3. Control structure

The operation of the generator can be influenced by changes in the rotational speed of the shaft and a change in the excitation voltage. Turbine controller (governor) is responsible for maintaining the synchronous speed by changing the steam flow which regulates drive torque of the generator shaft. This speed changes are associated with the change of the active power load of the generator. Reactive power load influences the generator voltage. The generator excitation control system is responsible for maintaining the voltage proper value.

Taking into account system nonlinearities, it is necessary to develop a control strategy which is relatively insensitive to changing operating conditions. One possible solution for this, in order to ensure high control quality, is simultaneous use of different linear controllers for different active power levels. The problem is how to determine the control value for the power values between those operating points. Takagi-Sugeno-Kang (TSK) fuzzy inference mechanism was chosen to be the tool for its determination, by weighting the switched controllers' outputs depending on the active power level of the generator.

Structure of a turbogenerator control system is presented in

Fig. 1, while structures of proposed fuzzy governor and fuzzy excitation controller are presented in Fig. 4.

The inputs of the fuzzy turbine controller are: reference power P_{gref} and measured electrical power output of the turbogenerator P_g and valve open angle α is the controller's output (Fig. 4a). The excitation control system input consists of measured electrical power output of the turbogenerator P_g , reference voltage V_{gref} and measured voltage V_g and rotor speed deviation.

Excitation voltage is the control output of the controller (Fig. 4b). This enables for a smooth transition between the two systems of regulation by calculating their output weighted average. Hence, the output of the control system is the resultant of outputs of local optimally tuned controllers for neighbouring operating points. The fuzzy controllers' output, for turbine and generator respectively, area normalized weighted average of the outputs of developed local controllers:

$$y = \frac{\sum_{k=1}^M \mu_k \cdot y_k}{\sum_{k=1}^M \mu_k} \quad (1)$$

where:

μ_k – membership function value of the k-th control system, y_k –k-th control system output vector, M – number of selected operating points.

The current value of μ_k and y_k is calculated on the basis of the state of the object. The output value of the fuzzy controller is therefore dependent on the shape of membership function (Fig. 5). In this case, trapezoidal membership functions were selected for both controllers. These functions were chosen in such a way that for any level of active power their sum was equal one.

Fuzzy turbine controller consists of a number of PI controllers equal to number of chosen operating points. Based on generally used and accepted control method a throttling control of the pressure on the inlet of steam turbine was proposed [3] with tracking the power of generator [4] with structure presented in Fig. 4a. Each PI controller was tuned optimally, minimizing ITSE criterion, for one of the operating points. It is important to follow the electrical power demand and therefore not turbine power but generator's active power is taken under consideration while calculating controllers output.

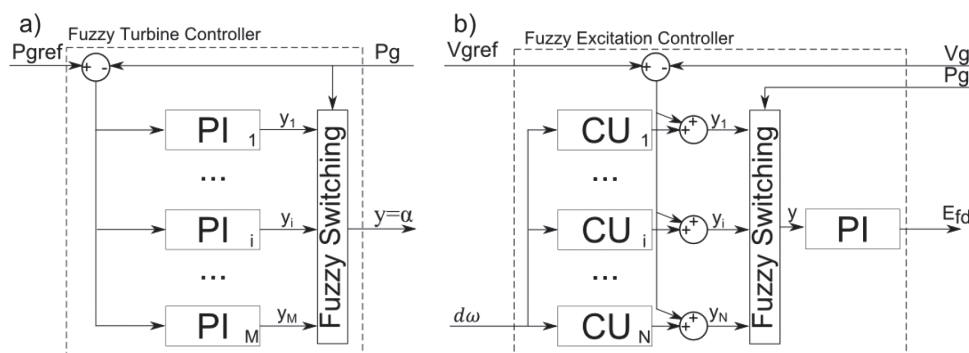


Fig. 4. Fuzzy turbine controller: (a) and fuzzy excitation controller, (b) structures (CU – compensation unit)

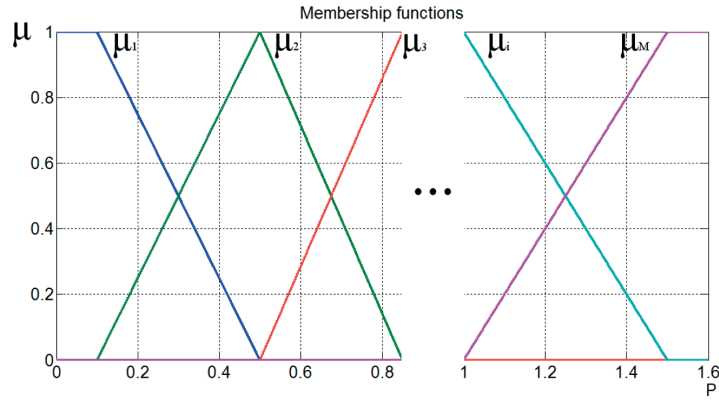


Fig. 5. Membership functions

Typical excitation control system consists of a controller of the excitation voltage, limiters and power system stabilizer unit [5]. Power System Stabilizer (PSS) is a correction unit that affects the excitation voltage controller set point. The automatic voltage control of a generator can weaken the oscillations damping by inducing additional currents opposing currents induced by rotor speed deviation. Correction introduced by the PSS is calculated based on the rotor speed, frequency or active power, adds additional control loop to the system and is used to damp this rotor oscillations [6].

A basic PSS is a single bound lead-lag filters cascade [5]. In order to address more than one bound multi-track multi-bound PSS models are proposed [5]. To cover different bounds for different operating points (active power levels) a fuzzy stabilizing unit consisting of a set of softly switched simple filters (correction units in the form of lead/lag compensators [7]) is proposed (Fig. 4b):

$$CU(s) = \frac{1+sT_1}{1+sT_2} \quad (2)$$

when:

$T_2 > T_1$ it is called lag compensator, and when $T_2 < T_1$ lead compensator and changes the phase characteristics accordingly.

Optimal values of T_1 and T_2 parameters were chosen for different levels of the generator active power minimizing the shaft oscillations. Parameters of excitation system controller (PI) were chosen optimally for the nominal operating point. The stabilizing unit compensation has such a great influence on the whole fuzzy controller output that an extra soft switching of PI controller does not improve the system performance, therefore only one controller for $P_g=100\%$ was selected and tuned.

4. Optimal parameterisation

As a criterion for the selection of optimal local controllers' parameters the integral of the square sum of the deviation of voltage and speed derivative multiplied by time (ITSE) was selected. This criterion allows to evaluate the accuracy of voltage stabilization and stabilization time taking into account increasing weight of error in the later moments of time. Unlike the ISE criterion (integral of squared error) it allows to take into account not only

the amplitude of the oscillations occurring, but also the rate of damping (time acts as a weight). Optimal parameters were found based on the solution of the following optimisation problem:

$$\min_{K_p, K_i, T_1, T_2} \left[f_{ITSE} = \int_{t_1}^{t_2} (a \cdot e_U^2(t, K_p, K_i, T_1, T_2) \cdot t + b \cdot d\omega^2(t, K_p, K_i, T_1, T_2) \cdot t + c \cdot e_p^2(t, K_p, K_i, T_1, T_2) \cdot t) dt \right] \quad (3)$$

regarding to: $K_p, K_i > 0; T_1, T_2 < 10; T_1, T_2 > 0.001$, turbogenerator model constraints, test trajectory of generator active power (varying around the selected operating point) and reference values of generator voltage and generator shaft speed.

where: e_U – generator voltage control error ($U_{gref} - U_g$), e_p – generator active power control error ($P_{gref} - P_g$), $d\omega$ – change in the generator shaft speed, t_1, t_2 – the time of a disturbance and end time of analysis, K_p, K_i – turbine PI controller parameters, T_1, T_2 – generator stabilizing unit parameters; a, b, c – weights of components.

The objective function (3) consists of three weighted parts. The first part (a) corresponds with generator voltage error. It determines how strong the controller's voltage stabilizing action is. The second part (b) is a part associated with changes in the rotational speed of the generator shaft allows to take into account shaft oscillations during controller tuning. These oscillations are caused by the action of the voltage controller and the faster the regulation of the voltage is, the greater oscillations appear. This means that the stabilization of the voltage and minimizing the oscillation of the shaft are mutually contradictory. In order to offset the effect of voltage control and shaft stabilization, scaling factors were added to achieve a compromise between these two control system activities. The last part (c) ensures the optimal tracking thanks to stair trajectory with 5% deviation from operating point used in optimization process.

The goal of the research and experiment presented in this paper was to propose control structure for described problem and its efficiency comparison with classic solution. It was verified by digital simulation in Matlab/Simulink environment. The optimal

values of the controllers: proportional gain K_p and integral gain K_i of PI controller for the turbine and generator stabilizing unit parameters T_1, T_2 were found by solving series of optimization tasks for selected operating points (50%, 75% and 100%) (3). Values of parameters for generator PI controller were obtained for nominal operating point (100%). To calculate objective function f_{ITSE} value the system of turbogenerator equations must be solved considering nonlinear system model expressed as a set of differential and algebraic equations (4).

$$\begin{cases} \dot{x} = f(x, t, K_p, K_i, T_1, T_2) \\ y = f_{itse}(x, t) \end{cases} \quad (4)$$

The tuning of controllers' and compensators' parameters was carried out jointly in one optimizing task. The problem is generally referred as a constrained nonlinear optimization problem.

Control structure	Active power	Turbine		Stabilizing unit		Generator	
		K_p	K_i	T_1	T_2	K_p	K_i
Classic	100%	$1.4346 \cdot 10^3$	$2.1381 \cdot 10^3$	10	3.5	100	10
Fuzzy	50%	879.43	1791.80	10	3.4349	100	10
	75%	$1.3368 \cdot 10^4$	$0.7795 \cdot 10^4$	10	4	100	10
	100%	$1.4346 \cdot 10^3$	$2.1381 \cdot 10^3$	10	3.5	100	10

Tab. 1. Controllers' parameters

The interior point algorithm was used in parameters optimization process. Particular optimization results, for selected operating points, are presented in Tab. 1.

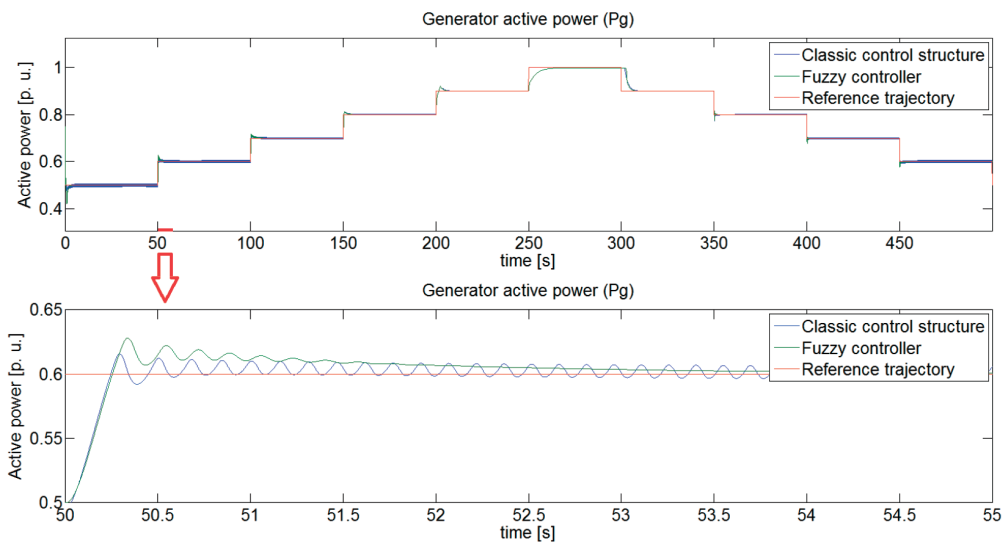


Fig. 6. Generator active power (P_g)

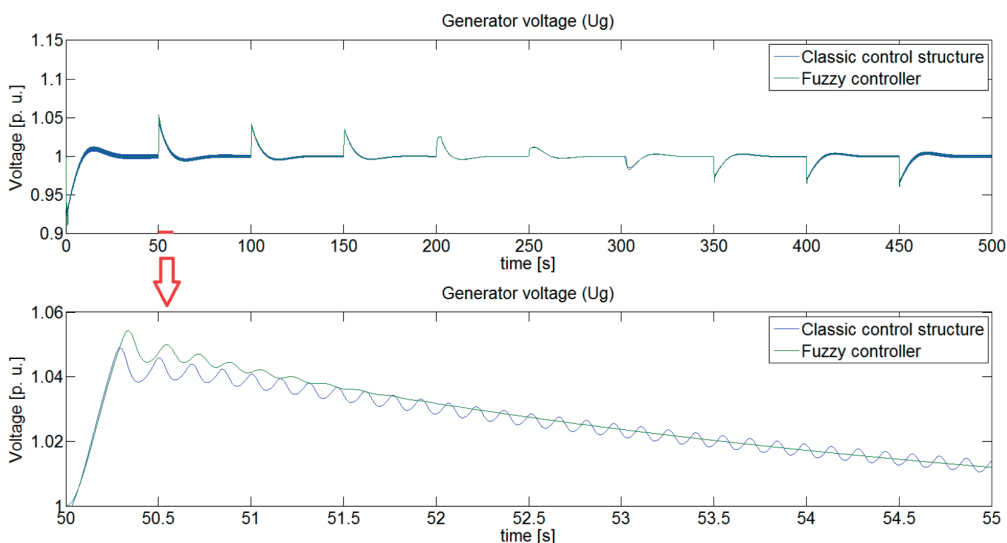


Fig. 7. Generator voltage (U_g)

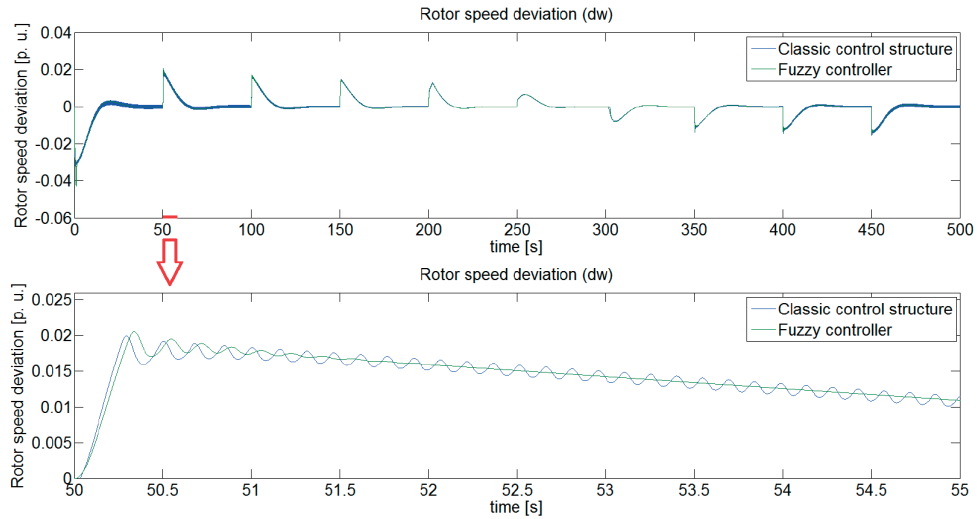


Fig. 8. Rotor speed deviation ($\Delta\omega$)

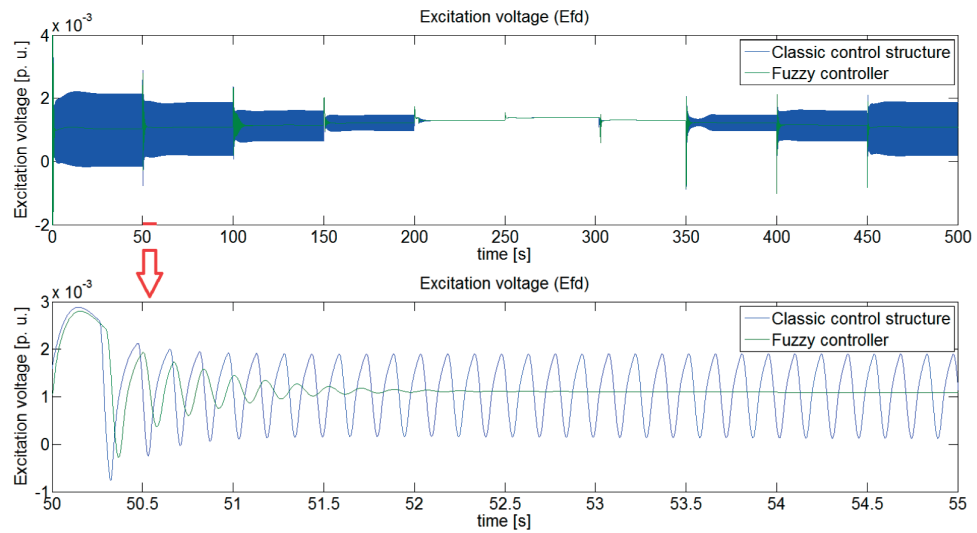


Fig. 9. Excitation voltage (E_{fd})

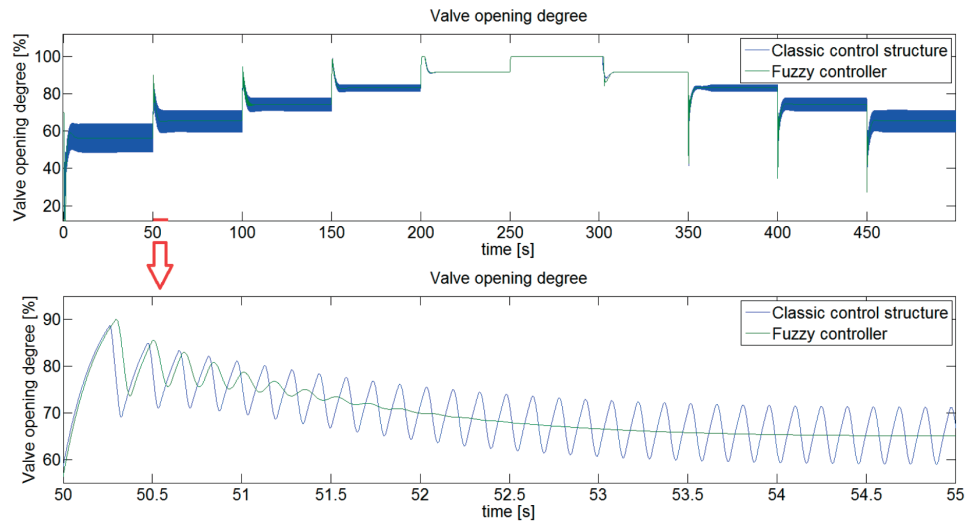


Fig. 10. Valve opening degree (α)

5. Simulation tests results

A comparison of proposed control method (section 3) and classic control, tuned for nominal conditions, was performed. In order to analyse the operation of designed control systems beyond the operating point, turbine power controller set point was changed stepwise within the range of 50–100% (fig. 6). The results of the simulations are shown in Fig. 6–10.

Fig. 6 presents generator active power. Classic control system fulfills its purpose only within the range closest to the local point for which it was tuned (100%). Proposed fuzzy control system decreases the time of adjustment by enhancement of oscillation dumping with only slightly greater overshoot on contrary to the classic controller. While the value of generator active power controlled with fuzzy controller softly converge to reference power trajectory (see Fig. 6, 53–55 seconds), the classic control system generates oscillations of the signal which causes the disturbances in the power system.

Similar situation can be seen in fig. 7 presenting the generator voltage. Classic control system results in an undamped oscillation and greater settling time and comparing with the fuzzy controller (see Fig. 7, 53–55 seconds).

It is desired that the value of rotor speed deviation, presented in Fig. 8, is maintained constant and equal to the synchronous speed of the generator (50 Hz). Proposed fuzzy control system damps the oscillations of the rotor better than classic controller hence the turbogenerator does not generate additional disturbances to power system. Moreover, because of the aforementioned, the work of turbogenerator as a single unit works in more homogenous conditions what positively affects the wear of devices. Please note that presented values are normalized within the range from 0 to 1, so the rotor speed deviation is less than 2.5% in case of fuzzy control system.

Control signals: excitation voltage and valve opening degree are shown respectively in Fig. 9 and in Fig. 10. The variability of both control signals generated by classic control structure (with an exception of nominal operating point and its neighbourhood) is unacceptable when exploitation of actuator systems are taken into account. Proposed fuzzy control system deals with this variability by dumping the oscillations and decreasing the chattering of control signals within whole operating range.

Regarding the ITSE (Integral of Time Squared Error) and ISE (Integral of Squared Error) criterions, simulation carried out showed that the proposed fuzzy controllers were proved to be slightly better than classic control system (Tab. 2).

Objective function	Classic control structure	Fuzzy control structure
f_{ITSE}	145.2	144.3
f_{ISE}	0.6035	0.5985

Tab. 2. Objective function values

Besides the above, fuzzy controller on contrary to classic method, decreases the chattering of the control signal in both the steam turbine (Fig. 10) and synchronous generator (Fig. 9). The above leads to improvement in operation by decreasing the variation of the actuator what reduces the transients (Fig. 6), what increases the vitality of turbogenerator. It is desired to minimize the disturbances in power system, so the rotor speed should operate in the point as close to the synchronous speed as it is possible. The deviation of rotor speed was improved as illustrated in Fig. 8. Thanks to the aforementioned, the work of turbogenerator is steadier. In order to avoid disturbing the devices in power system the compensation unit was introduced. As it is given in Fig. 7, it allows to decrease the oscillations of generator voltage.

6. Conclusions

Paper proposed an approach to design the multiregional fuzzy switched controller of turbogenerator system that meets the assumed control objectives.

For each region a classic PID controller and lead-lag compensator have been utilized. It was proposed to tune parameters of the controller and compensator in one optimizing task. In order to take into account not only the amplitude of the oscillations, but also the rate of damping, ITSE criterion was chosen to be minimized. Performance of designed multiregional fuzzy switched controller and one-region controller and compensator (tuned in nominal operation point – 100%) have been compared. Joined approach to parameters optimisation gave very satisfying results. Classic turbine PI controller coupled with generator compensator and PID controller efficiently controls the process even far from the nominal operating point. However, it is clearly seen that further away from the nominal point, the worse the control quality is (oscillations, steady state error).

Proposed control structure with fuzzy switched controllers and compensators allowed for significant decreasing of chattering of the control signals, with similar to classic controller values of ITSE and ISE criterions, in a wide range of operating conditions. This is very important because increases the lifetime of turbogenerator. The ongoing work focuses on improving the control structure parameters by incorporating the parameters into the optimization task, which define the shapes of the fuzzy functions. Another important topic is optimal selection of weighting factors in the performance index.

Acknowledgments

This work was supported by the European Union project "INSPE – INNOVATIVE NUCLEAR AND SUSTAINABLE POWER ENGINEERING". The authors wish to express their thanks for the support.

REFERENCES

1. Duzinkiewicz K. et al., Dynamic model of nuclear power plant steam turbine, *Archives of Control Sciences* 2015, Vol. 25 (LXI), No. 1, pp. 5–26.
2. Lipo T.A., *Analysis of Synchronous Machines*, Taylor & Francis Group, Boca Raton, 2012.

3. Grote W., Ein Beitrag zur modellbasierten Regelung von Entnahmedampturbinen. Fakultät für Maschinenbau der Ruhr-Universität Bochun, Bochun, Germany 2009 (in German).
4. Domachowski Z., Automatic control of thermal turbine sets, Wydawnictwo Politechniki Gdańskiej, Gdańsk 2011 (in Polish).
5. IEEE Power Engineering Society, IEEE Recommended Practice for Excitation Systems Models for Power System Stability Studies, IEEE, New York, 2006.
6. Machowski J., Białek J., Bumby J., Power System Dynamics: Stability and Control, John Wiley & Sons, 2008.
7. Kaczorek T., The theory of automatic control systems, Vol. 1, Wydawnictwo Politechniki Warszawskiej, Warszawa 1972 (in Polish).

Paweł Sokółski

Gdańsk University of Technology

e-mail: psokolski@eia.pg.gda.pl

PhD student at Gdańsk University of Technology at the faculty of Electrical and Control Engineering. His research is focused on nuclear power plants electrical power generation and cooperation with Power System. In professional work focuses on industrial informatics and SCADA systems.

Karol Kulkowski

Gdańsk University of Technology | Warsaw University of Technology

e-mail: kkulkow@eia.pg.gda.pl

PhD student at Gdańsk University of Technology at the faculty of Electrical and Control Engineering and Control Engineering and at Warsaw University of Technology at the faculty of Power and Aeronautical Engineering. His PhD research is focused on fault detection and fault tolerant control in nuclear power plants.

Anna Kobylarz

Gdańsk University of Technology | Warsaw University of Technology

e-mail: akobylarz@eia.pg.gda.pl

PhD student at Gdańsk University of Technology at the faculty of Electrical and Control Engineering and Control Engineering and at Warsaw University of Technology at the faculty of Power and Aeronautical Engineering. PhD focuses on control systems in nuclear power plants. Her research is focused on predictive control and computational intelligence.

Kazimierz Duzinkiewicz

Gdańsk University of Technology

e-mail: kazimierz.duzinkiewicz@pg.gda.pl

He received MSc degree in Electrical Engineering and PhD in Control Engineering from Faculty of Electrical and Control Engineering at the Gdańsk University of Technology (GUT), in 1973 and 1982, respectively. In 2009 he received Dr hab. Eng. degree in Control Engineering from Faculty of Electrical Engineering, Control Engineering, Informatics and Electronic Engineering at the AGH University of Science and Technology. He has been employed as a university teacher starting his work in 1973 from the post of Assistant to the current position of Associate Professor in Department of Control Engineering. Now he is the Head of Department of Control Systems Engineering and Representative of the Rector of the GUT for the Nuclear Energy. During his research work he has published over 100 reviewed scientific papers and 50 scientific and technical reports, mainly dealing with following problems: a) production scheduling and operational control of technological systems with switchable processes, b) computer control of electric power station in emergency conditions, c) safety and reliability analysis of hazardous systems, d) mathematical modelling of complex systems, e) multihorizon and multilevel optimisation and control structures and algorithms.

Tomasz A. Rutkowski

Gdańsk University of Technology

e-mail: tomasz.adam.rutkowski@pg.gda.pl

Graduated from Gdańsk University of Technology (GUT). He received his M.Sc. degree in control engineering and Ph.D. degree in automatic control and robotics from the Faculty of Electrical and Control Engineering at the GUT in 2000 and 2004, respectively. Now he works as an Assistant Professor at the Department of Control Systems Engineering. His main research interests cover areas of modelling, identification, computational intelligence, advanced control and diagnosis of complex systems (including critical infrastructure systems: nuclear power plants, water distribution systems and wastewater treatment systems).

Michał Grochowski

Gdańsk University of Technology

e-mail: michal.grochowski@pg.gda.pl

He received his M.Sc. degree in control engineering in 2000 from the Faculty of Electrical and Control Engineering at the Gdańsk University of Technology (GUT). In 2004 he received the Ph.D. degree in automatic control and robotics from the same university. Since 2004 he has held the position of an assistant professor at the Control Systems Engineering Department at the Gdańsk University of Technology. His research is focused on predictive control of complex systems, computational intelligence, fault detection and fault tolerant control. His current application area is nuclear power plants.

Struktury zaawansowanego sterowania systemem turbogeneratora w elektrowni jądrowej

Słowa kluczowe

turbogenerator, turbina parowa, generator synchroniczny, elektrownia jądrowa, sterowanie rozmyte

Streszczenie

W artykule przedstawiono syntezę zaawansowanych struktur sterowania turbiną i generatorem synchronicznym dla elektrowni jądrowej pracującej w zmiennych warunkach operacyjnych (zapotrzebowanie na moc czynną). Oparta jest ona na nieliniowych modelach turbiny parowej oraz generatora synchronicznego współpracującego z systemem elektroenergetycznym. Rozważana struktura sterowania składa się z wieloobszarowych systemów sterowania rozmytego z lokalnymi liniowymi regulatorami, w tym regulatorami PID, w poszczególnych pętlach sterowania turbiny i generatora. Miękkie przełączanie pomiędzy lokalnymi regulatorami jest realizowane przez mechanizm logiki rozmytej Takagi-Sugeno-Kanga. Parametry regulatorów lokalnych były dobierane optymalnie dla wybranych *a priori* punktów pracy w zakresie 50–100% nominalnej mocy czynnej wytwarzanej przez generator synchroniczny. Wyniki symulacji pokazują, że proponowana struktura sterowania zaawansowanego przewyższa powszechnie stosowaną klasyczną strukturę sterowania (pojedyncze regulatory lokalne strojone dla nominalnego punktu pracy). W trakcie symulacji wykorzystano dane rzeczywistych urządzeń, odpowiednio: turbiny parowej 4 CK 465 i generatora synchronicznego GTHW- 600, które planowano zastosować w pierwszej polskiej elektrowni jądrowej w Żarnowcu.

Efektywność energetyczna i ekonomiczna gazowych oraz gazowo-parowych elektrociepłowni opalanych gazem ziemnym

Autor

Bolesław Zaporowski

[POWRÓT
DO SPISU TREŚCI](#)

Słowa kluczowe

gaz ziemny, elektrociepłownia, efektywność energetyczna, efektywność ekonomiczna

Streszczenie

W artykule została przedstawiona analiza efektywności energetycznej i ekonomicznej układów technologicznych gazowych oraz gazowo-parowych elektrociepłowni opalanych gazem ziemnym. Do analizy zostało wybranych pięć następujących układów technologicznych gazowych i gazowo-parowych elektrociepłowni opalanych gazem ziemnym: (1) ciepłowniczy blok gazowo-parowy dużej mocy z 3-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym i międzystopniowym przegrzewaniem pary oraz upustowo-kondensacyjną turbiną parową, (2) ciepłowniczy blok gazowo-parowy średniej mocy z 2-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym i upustowo-kondensacyjną turbiną parową, (3) ciepłowniczy blok gazowo-parowy średniej mocy z 1-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym i upustowo-kondensacyjną turbiną parową, (4) ciepłowniczy blok gazowy z turbiną gazową małej mocy pracującą w obiegu prostym i (5) ciepłowniczy blok gazowy z silnikiem gazowym. Dla oceny efektywności energetycznej poszczególnych układów technologicznych skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła wyznaczono następujące wielkości: sprawność wytwarzania energii elektrycznej, sprawność wytwarzania ciepła, sprawność ogólną elektrociepłowni, wskaźnik skojarzenia i oszczędność energii pierwotnej. Jako kryterium oceny efektywności ekonomicznej analizowanych układów technologicznych skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła wybrano jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej, zdyskontowane na 2015 rok. Wyniki wykonanej analizy zostały przedstawione w tablicach i na wykresie.

1. Wprowadzenie

Jednym z ważnych celów rozwoju technologii wytwarzania energii elektrycznej jest obecnie zmniejszenie emisji CO₂ do atmosfery. W związku z wygaśnięciem Protokołu z Kioto zaistniała potrzeba przyjęcia nowego porozumienia w sprawie ograniczenia emisji CO₂, przez strony Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmiany klimatu, którą podpisało i ratyfikowało 189 państw, w tym Polska, oraz wydanych przez Parlament Europejski i Radę związanych z tym dyrektyw [1, 2, 3, 4]. Stawia to przed polską energetyką poważne wyzwanie wdrożenia w pierwszej połowie XXI wieku nowych technologii energetycznych, które doprowadzą do poważnej redukcji emisji CO₂. Redukcja emisji CO₂ w najbliższych latach w Polsce może zostać osiągnięta m.in. przez: zwiększenie sprawności elektrowni opalanych węglem, zwiększenie udziału gazu ziemnego i energii ze źródeł odnawialnych, w tym energii wiatru, biomasy i słońca, w produkcji energii elektrycznej oraz zwiększenie udziału skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w produkcji energii elektrycznej ogółem, w tym w elektrociepłowniach opalanych gazem ziemnym. A w dalszej perspektywie przez udział

energetyki jądrowej w produkcji energii elektrycznej. Skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej jest bowiem jednym ze skutecznych sposobów uzyskania oszczędności zużycia energii pierwotnej, a przez to zmniejszenia emisji CO₂ i obniżenia kosztów wytwarzania energii elektrycznej i ciepła.

Polska zajmuje wysokie 7 miejsce wśród 28 państw członkowskich Unii Europejskiej w dziedzinie udziału energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu w zużyciu ogółem: za Danią (ok. 55%), Słowacją (ok. 37%), Łotwą (ok. 34%), Finlandią (ok. 33%), Holandią (ok. 28%) i Rumunią (ok. 27%). Elektryczna moc zainstalowana w elektrociepłowniach w Polsce wynosi ok. 8200 MW, co stanowi ok. 20,8% mocy zainstalowanej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) [5]. Natomiast udział energii elektrycznej, wytworzonej w skojarzeniu w produkcji energii elektrycznej ogółem, w 2013 roku wyniósł w naszym kraju ok. 16,3%, a w sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym ok. 21% [6].

Przy analizie technologii do nowo budowanych elektrociepłowni coraz częściej są wybierane ciepłownicze bloki gazowe i gazowo-parowe opalane gazem ziemnym. Decydują o tym takie ich

zalety jak: wysoka efektywność energetyczna, niskie nakłady inwestycyjne, krótki czas budowy, elastyczność na zmiany obciążenia, szczególnie obciążenia cieplnego w miejskich systemach ciepłowniczych, krótki czas rozruchu oraz niska emisja szkodliwych substancji do środowiska naturalnego, w tym niska emisja jednostkowa CO₂ (kg CO₂/kWh). Jedyną ich wadą jest wysoka cena paliwa. Dlatego przy wyborze rodzaju ciepłowniczego bloku opalanego gazem ziemnym bardzo ważnym kryterium jest jego efektywność energetyczna i ściśle z nią związana efektywność ekonomiczna.

2. Układy technologiczne elektrociepłowni opalanych gazem ziemnym

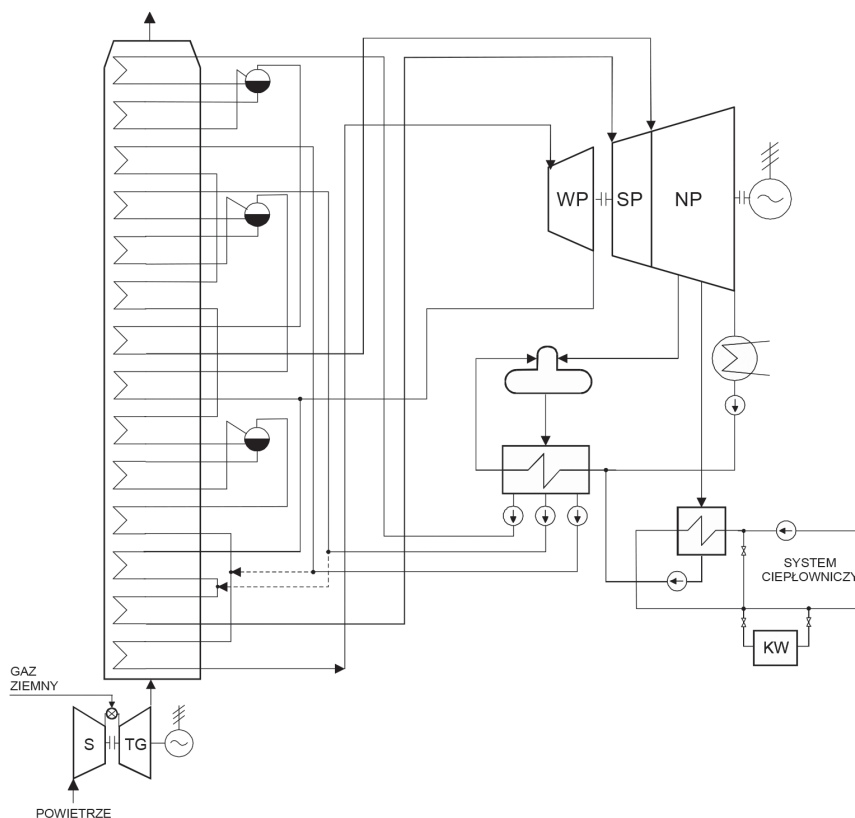
Biorąc pod uwagę obecną strukturę źródeł wytwórczych w KSE oraz stan rozwoju systemów ciepłowniczych w Polsce, w niniejszej pracy założono, że rozwój kogeneracyjnych źródeł wytwórczych w naszym kraju powinien się odbywać równolegle w dwóch następujących grupach: elektrociepłowni dużej i średniej mocy, pracujących w miejskich systemach ciepłowniczych i zakładach przemysłowych oraz elektrociepłowni małej mocy (kogeneracyjnych źródeł rozproszonych). Dlatego do analizy efektywności energetycznej i ekonomicznej kogeneracyjnych źródeł wytwórczych, opalanych gazem ziemnym, w niniejszej pracy wybrano następujące rodzaje bloków:

- ciepłowniczy blok gazowo-parowy dużej mocy, z 3-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym i międzystopniowym przegrzewaniem pary oraz upustowo-kondensacyjną turbiną

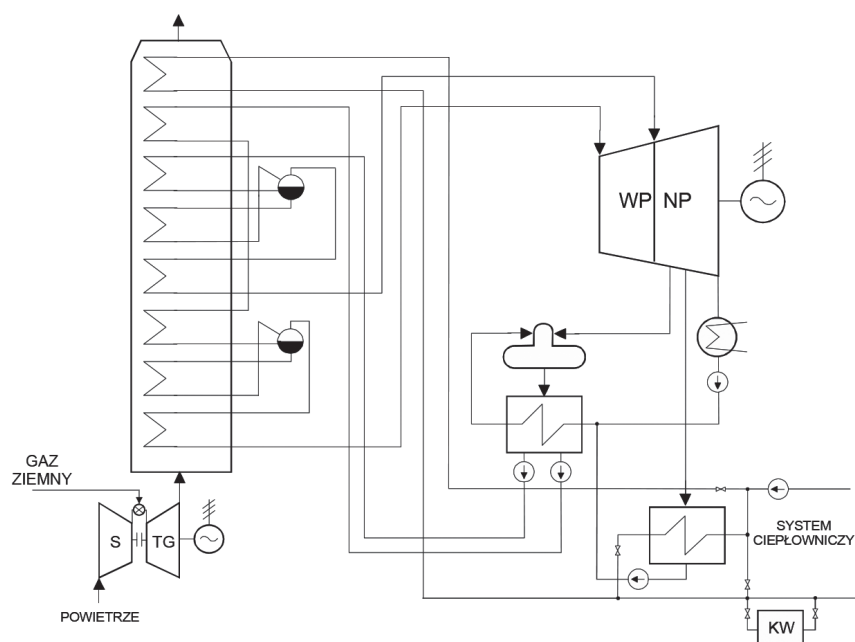
parową, którego schemat układu technologicznego jest przedstawiony na rys. 1

- ciepłowniczy blok gazowo-parowy średniej mocy, z 2-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym i upustowo-kondensacyjną turbiną parową, którego schemat układu technologicznego jest przedstawiony na rys. 2
- ciepłowniczy blok gazowo-parowy średniej mocy, z 1-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym i upustowo-kondensacyjną turbiną parową, którego schemat układu technologicznego jest przedstawiony na rys. 3
- ciepłowniczy blok gazowy małej mocy, z turbiną gazową pracującą w obiegu prostym, którego schemat układu technologicznego jest przedstawiony na rys. 4
- ciepłowniczy blok gazowy małej mocy, z silnikiem gazowym, którego schemat układu technologicznego jest przedstawiony na rys. 5.

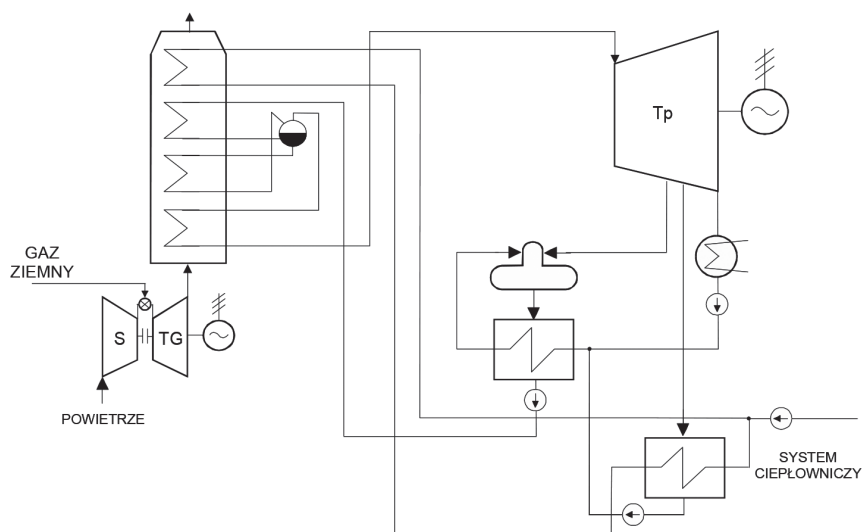
Wybór ciepłowniczego bloku opalanego gazem ziemnym do praktycznej realizacji, z powyższego katalogu bloków kogeneracyjnych, jest zależny od wielkości zapotrzebowania na ciepło użytkowe. Pochodną tego zapotrzebowania są parametry turbiny gazowej lub silnika gazowego. Turbiny gazowe stosowane w blokach gazowo-parowych dużej mocy z 3-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym i międzystopniowym przegrzewaniem pary powinny charakteryzować się temperaturą spalin na wylocie z turbiny 590–650°C oraz mocą elektryczną w trybie pracy kondensacyjnej w zakresie 200–400 MW, w blokach gazowo-parowych średniej mocy z 2-ciśnieniowym



Rys. 1. Schemat układu technologicznego ciepłowniczego bloku gazowo-parowego z 3-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym i międzystopniowym przegrzewaniem pary oraz upustowo-kondensacyjną turbiną parową, opalanego gazem ziemnym



Rys. 2. Schemat układu technologicznego ciepłowniczego bloku gazowo-parowego z 2-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym i upustowo-kondensacyjną turbiną parową, opalanego gazem ziemnym

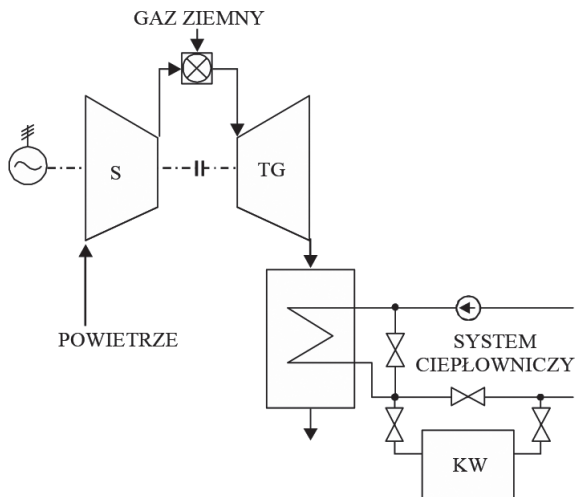


Rys. 3. Schemat układu technologicznego ciepłowniczego bloku gazowo-parowego z 1-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym i upustowo-kondensacyjną turbiną parową, opalanego gazem ziemnym

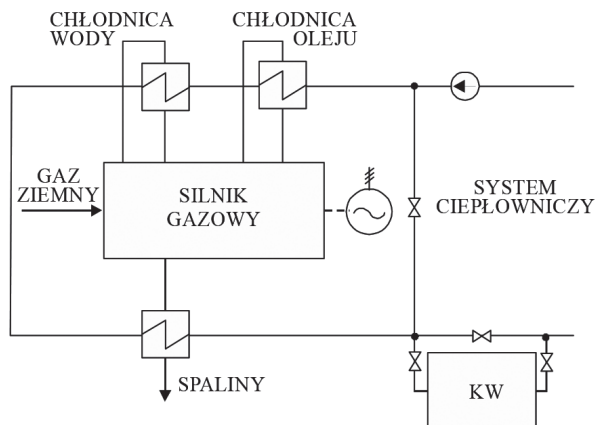
kotłem odzysknicowym temperaturą spalin na wylocie turbiny gazowej 530–580°C i mocą elektryczną w zakresie 60–180 MW, a w blokach gazowo-parowych średniej mocy z 1-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym temperaturą spalin na wylocie z turbiny gazowej 490–520°C i mocą elektryczną 15–60 MW. Turbiny gazowe o temperaturze spalin wylotowych poniżej 490°C i mocy elektrycznej poniżej 15 MW są preferowane do gazowych bloków kogeneracyjnych z turbinami gazowymi, pracującymi w obiegu prostym. W ostatnim czasie przy mocach elektrycznych bloków poniżej 10 MW wyraźną przewagę uzyskały ciepłownicze bloki z silnikami gazowymi. Analizowane w niniejszej pracy bloki kogeneracyjne stanowią wystarczający katalog do wyboru

odpowiedniej technologii kogeneracyjnego źródła wytwórczego opalanego gazem ziemnym dla miejskich i przemysłowych systemów ciepłowniczych, charakteryzujących się zapotrzebowaniem na moc cieplną w szerokim zakresie od ok. 200 kW do ok. 300 MW.

Jako kryteria oceny wybranych do analizy technologii jednostek kogeneracyjnych opalanych gazem ziemnym przyjęto ich efektywność energetyczną i ekonomiczną oraz wpływ na środowisko. Uznano jednak, że przyszłość komercyjna poszczególnych technologii skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła zależy przede wszystkim od ich zalet ekonomicznych. Dlatego jako główne kryterium oceny poszczególnych



Rys. 4. Schemat układu technologicznego ciepłowniczego bloku gazowego z turbiną gazową pracującą w obiegu prostym, opalanego gazem ziemnym



Rys. 5. Schemat układu technologicznego ciepłowniczego bloku gazowego z silnikiem gazowym, opalanego gazem ziemnym

technologii przyjęto jednostkowe, zdyskontowane na 2015 rok, koszty wytwarzania energii elektrycznej. W jednostkowych kosztach wytwarzania energii elektrycznej w sposób bezpośredni są uwzględnione bowiem takie ważne parametry poszczególnych technologii, jak efektywność energetyczna oraz wpływ na środowisko (koszty uprawnień do emisji CO₂).

3. Analiza efektywności energetycznej

Jako podstawowe kryterium oceny efektywności energetycznej skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła przyjęto w niniejszej pracy względną oszczędność energii pierwotnej (ang. *Primary Energy Savings* – PES), uzyskiwaną dzięki zastosowaniu tej technologii, w porównaniu z wytwarzaniem rozdzielonym. Jako kryteria dodatkowe charakteryzujące efektywność energetyczną skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła wyznaczano również: średnioroczną sprawność wytwarzania energii elektrycznej, średnioroczną sprawność wytwarzania ciepła, średnioroczną sprawność ogólną, średnioroczny

wskaźnik skojarzenia oraz jednostkową emisję CO₂. Obliczenia wielkości charakteryzujących efektywność energetyczną wybranych do analizy ciepłowniczych bloków opalanych gazem ziemnym wykonano, stosując metodologię przedstawioną w [7] i przyjmując założenie, że będą one pracowały w miejskich systemach ciepłowniczych oraz przyjmując jako dane wejściowe podstawowe parametry turbin gazowych: 9FB firmy General Electric, V63.4A firmy Ansaldo Energia (licencja firmy Siemens Power Generation), Titan 130 firmy Solar Turbines i CX501-KD7 firmy Centrax Gas Turbines oraz silnika gazowego J416 GS BO5 firmy GE Jenbacher, a także średnią temperaturę w sezonie grzewczym (zimowym) 3°C i średnią temperaturę w sezonie letnim 15°C. Wyniki obliczeń przedstawiono w tab. 1 i 2.

4. Analiza efektywności ekonomicznej

Dla wybranych do analizy układów skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła opalanych gazem ziemnym wykonano analizę porównawczą jednostkowych, zdyskontowanych na 2015 rok, kosztów wytwarzania energii elektrycznej, za pomocą następującego algorytmu :

$$k_e = \frac{\sum_{t=m+1}^{t=s} (C_t - H_t)(1+p)^{-1}}{\sum_{t=m+1}^{t=s} E_t(1+p)^{-1}}$$

gdzie:

C_t – roczne koszty elektrociepłowni; H_t – roczne przychody elektrociepłowni ze sprzedaży ciepła; E_t – roczna produkcja energii elektrycznej elektrociepłowni; m – liczba lat budowy elektrociepłowni; n – liczba lat eksploatacji elektrociepłowni; $s = m + n$ – liczba lat cyklu ekonomicznego elektrociepłowni; p – stopa dyskontowa.

W jednostkowych kosztach wytwarzania energii elektrycznej uwzględniano: koszty kapitałowe, koszty paliwa, koszty remontów, koszty obsługi oraz koszty środowiskowe. Obliczenia tych wielkości wykonano, przyjmując jako dane wejściowe wielkości charakteryzujące efektywność energetyczną poszczególnych układów (tab. 1 i 2) i ceny systemowego gazu ziemnego wysokometanowego obowiązujące w Polsce od 1 stycznia 2015 roku oraz:

- okres eksploatacji elektrociepłowni: z turbinami gazowymi 25 lat, a z silnikami gazowymi 15 lat
- cenę sprzedaży ciepła w wysokości 34,26 zł/GJ
- stopę dyskontową 7,5% dla elektrociepłowni dużej i średniej mocy oraz 7% dla elektrociepłowni małej mocy
- czas wykorzystania elektrycznej mocy zainstalowanej dla elektrowni gazowo-parowych $T_e = 6400$ godz./rok, a czas wykorzystania mocy cieplnej w skojarzeniu $T_c = 4400$ godz./rok
- czas wykorzystania mocy zainstalowanej (elektrycznej i cieplnej) dla elektrociepłowni gazowych małej mocy $T_1 = 7400$ godz./rok.

Wyniki analizy przedstawiono na rys. 6.

Wielkość	Elektrociepłownia gazowo-parowa z:		
	3-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym	2-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym	1-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym
Moc elektryczna bloku w okresie grzewczym [kW]	442 350,3	90 483,0	36 117,9
Moc elektryczna bloku w okresie letnim [kW]	453 355,1	98 472,0	38 113,6
Moc cieplna bloku w okresie grzewczym [kW]	240 000,0	76 929,3	37 431,8
Moc cieplna bloku w okresie letnim [kW]	36 000,0	11 540,4	5 150,2
Roczna produkcja energii elektrycznej [GWh]	2 853,1	595,1	236,1
Roczna produkcja ciepła [GWh]	1 128,0	346,3	175,0
Roczne zużycie energii chemicznej paliwa [GWh]	5 130,5	1 214,3	538,8
Średnioroczna sprawność wytwarzania energii elektrycznej [%]	55,61	49,01	43,82
Średnioroczna sprawność wytwarzania ciepła w skojarzeniu [%]	21,99	28,52	32,42
Średnioroczna sprawność ogólna elektrociepłowni [%]	77,60	77,53	75,94
Średnioroczny wskaźnik skojarzenia	2,53	1,72	1,35
Oszczędność energii pierwotnej [%]	30,35	25,04	19,54
Średnioroczna jednostkowa emisja CO ₂ [kgCO ₂ /kWh]	0,281	0,301	0,311

Tab. 1. Wyniki obliczeń wielkości charakteryzujących efektywność energetyczną gazowoparowych jednostek kogeneracyjnych

Wielkość	Elektrociepłownia gazowa z:	
	turbiną gazową pracującą w obiegu prostym	Silnikiem gazowym
Moc elektryczna bloku w okresie grzewczym [kW]	5 470,0	1 127,0
Moc elektryczna bloku w okresie letnim [kW]	5 334,0	1 127,0
Moc cieplna bloku w okresie grzewczym [kW]	9 080,0	1 020,0
Moc cieplna bloku w okresie letnim [kW]	9 080,0	1 020,0
Roczna produkcja energii elektrycznej [MWh]	39 879,0	8 339,8
Roczna produkcja ciepła [MWh]	67 192,0	7 548,0
Roczne zużycie energii chemicznej paliwa [MWh]	124 233,6	19 623,1
Średnioroczna sprawność wytwarzania energii elektrycznej [%]	32,10	42,50
Średnioroczna sprawność wytwarzania ciepła w skojarzeniu [%]	54,09	38,46
Średnioroczna sprawność ogólna elektrociepłowni [%]	86,19	80,96
Średnioroczny wskaźnik skojarzenia	0,594	1,105
Oszczędność energii pierwotnej [%]	21,24	23,69

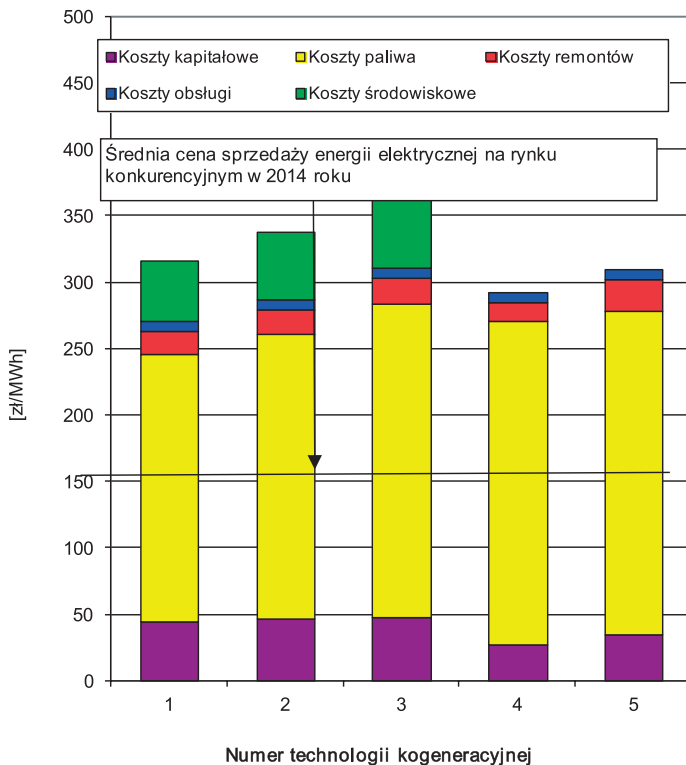
Tab. 2. Wyniki obliczeń wielkości charakteryzujące efektywność energetyczną gazowych jednostek kogeneracyjnych opalanych gazem ziemnym

5. Wnioski

Wykonana analiza efektywności energetycznej i ekonomicznej oraz emisji CO₂ gazowych i gazowo-parowych bloków kogeneracyjnych opalanych gazem ziemnym pozwala na sformułowanie następujących wniosków:

1. Ciepłownicze bloki opalane gazem ziemnym pozwalają na uzyskiwanie wyższej efektywności energetycznej od ciepłowniczych bloków opalanych węglem i biomasą

oraz charakteryzują się niższą emisją szkodliwych substancji do środowiska naturalnego. Ich efektywność ekonomiczna jest obecnie zależna od istnienia środków wspierania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji gazowej w postaci świadectw pochodzenia z kogeneracji gazowej (żółtych certyfikatów). Ich maksymalna wartość jest równa opłacie zastępczej, która w 2015 roku dla kogeneracji gazowej wynosi 121,53 zł/MWh.



Rys. 6. Jednostkowe, zdyskontowane na 2015 rok, koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrociepłowniach dużej, średniej i małej mocy, opalanych gazem ziemnym [zł/MWh] dla: 1) ciepłowniczego bloku gazowo-parowego z 3-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym i międzystopniowym przegrzewaniem pary, 2) ciepłowniczego bloku gazowo-parowego z 2-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym, 3) ciepłowniczego bloku gazowo-parowego z 1-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym, 4) ciepłowniczego bloku z silnikiem gazowym opalanego gazem ziemnym, 5) ciepłowniczego bloku z turbiną gazową, z uwzględnieniem opłaty za emisję CO₂ w wysokości 168 zł/tCO₂)

- Najwyższą efektywnością energetyczną i ekonomiczną oraz najniższą jednostkową emisją CO₂ (kgCO₂/kWh) charakteryzują się ciepłownicze bloki gazowo-parowe dużej mocy, z 3-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym i międzystopniowym przegrzewaniem pary o mocy cieplnej w skojarzeniu 200–300 MW. Sprawność wytwarzania energii elektrycznej w tych blokach w trybie pracy ciepłowniczej wynosi ok. 55%, a w trybie pracy kondensacyjnej ok. 60%. Przeważająca część energii elektrycznej produkowana przez te bloki (ok. 90%) może być zaliczona do energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji, za którą producent uzyskuje świadectwa pochodzenia energii elektrycznej z kogeneracji. Przychody z ich sprzedaży w znaczący sposób podwyższają efektywność ekonomiczną elektrociepłowni.
- Ciepłownicze bloki gazowo-parowe średniej mocy, o mocy cieplnej w skojarzeniu od ok. 60 MW do ok. 200 MW, z 2-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym, charakteryzują się

sprawnością wytwarzania energii elektrycznej ok. 50% i średnioroczną sprawnością ogólną elektrociepłowni ok. 78% oraz jednostkowymi kosztami wytwarzania energii elektrycznej ok. 290 zł/MWh, a z kosztami uprawnień do emisji CO₂ ok. 335 zł/MWh.

- Ciepłownicze bloki gazowo-parowe średniej mocy, o mocy cieplnej w skojarzeniu od ok. 20 MW do ok. 60 MW, z 1-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym, mogą być budowane, gdy znaczna część wytwarzanej energii elektrycznej będzie zużywana przez producenta, lub gdy będą mogły być zasilane ze źródeł lokalnych gazu ziemnego, którego cena jest znacznie niższa od gazu ziemnego systemowego.
- Dla elektrociepłowni gazowych małej mocy (kogeneracyjnych źródeł rozproszonych) ciepłowniczym blokiem gazowym opalonym gazem ziemnym, charakteryzującym się najwyższą efektywnością energetyczną i najniższymi kosztami wytwarzania energii elektrycznej jest blok z silnikiem gazowym. Bloki te uzyskują wysoką efektywność ekonomiczną, gdy mogą pracować z czasem wykorzystania mocy (elektrycznej i cieplnej w skojarzeniu) powyżej 7000 godz./rok. Takie warunki pracy występują dla tych bloków w miejskich systemach ciepłowniczych, gdy wywarzone przez nie ciepło jest wykorzystywane do podgrzewania ciepłej wody użytkowej lub w zakładach przemysłowych do celów technologicznych.

BIBLIOGRAFIA

- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z 23 kwietnia 2009 roku w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej z 5 czerwca 2009 roku, L.140/16-L.140/62.
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z 23 kwietnia 2009 roku zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych, Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej z 5 czerwca 2009 roku, L.140/63-L.140/87.
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/31/WE z 23 kwietnia 2009 roku w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla, Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej z 5 czerwca 2009 roku, L.140/114-L.140/135.
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z 25 października 2012 roku w sprawie efektywności energetycznej, Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej z 14 listopada 2012 roku, L.315/1-L.315/56.
- Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2013, Agencja Rynku Energii SA, Warszawa 2014.
- Informacja statystyczna o energii elektrycznej, Agencja Rynku Energii SA, nr 12 (2014).
- Zaporowski B., Energy and Economic Effectiveness of Gas-Steam Combined Heat and Power Plants Fired with Natural Gas, *Archiwum Energetyki* 2012, t. XLII, nr 1, s. 123–137.

Bolesław Zaporowski

dr hab. inż.

Politechnika Poznańska | Instytut Elektroenergetyki

e-mail: boleslaw.zaporowski@put.poznan.pl

Absolwent Politechniki Poznańskiej. Na Politechnice Warszawskiej ukończył studia podyplomowe w zakresie energetyki jądrowej. Staże naukowe odbył m.in. w: Moskiewskim Instytucie Energetycznym, Instytucie Energetycznym im. G.M. Krzyżanowskiego w Moskwie, Wyższej Szkole Technicznej w Brnie, Uniwersytecie w Bolonii, Uniwersytecie Technicznym w Eindhoven oraz Uniwersytecie La Sapienza w Rzymie. Był kierownikiem Zakładu Elektrowni i Gospodarki Elektroenergetycznej w Instytucie Elektroenergetyki Politechniki Poznańskiej (1975–2006) oraz dwukrotnie dziekanem Wydziału Elektrycznego tej uczelni (1987–1990 i 1996–2002). Jego działalność naukowa jest związana przede wszystkim z technologiami wytwarzania energii elektrycznej oraz skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. W tej dziedzinie opublikował, jako autor lub współautor, ponad 200 prac naukowych, w tym ponad 70 za granicą.

Energy and Economic Effectiveness of Gas and Gas-Steam Combined Heat And Power Plants Fired with Natural Gas

Keywords

natural gas, combined heat and power (CHP) plant, energy effectiveness, economic effectiveness

Abstract

The paper presents the energy and economic effectiveness analysis of technological systems of gas and gas-steam combined heat and power (CHP) plants. For the analysis were chosen the following five technological systems of gas and gas-steam CHP plants fired with natural gas: (1) large-scale gas-steam CHP unit with three-pressure heat recovery steam generator (HRSG) and steam reheat and extraction-condensing steam turbine, (2) middle-scale gas-steam CHP unit with two-pressure HRSG and extraction-condensing steam turbine (3) middle-scale gas-steam CHP unit with one-pressure HRSG and extraction-condensing steam turbine, (4) small-scale gas CHP unit with gas turbine working in simple cycle and (5) gas CHP unit with gas engine. For the energy effectiveness evaluation of particular analyzed technological systems of cogeneration units were determined the following quantities: efficiency of electricity produced in cogeneration, efficiency of heat produced in cogeneration, overall efficiency of cogeneration unit, power to heat ratio and primary energy savings (PES). As a criterion characterizing the economic effectiveness of the analyzed CHP units was chosen the specific electricity generation cost, discounted on 2015. The results of the performed analysis are presented in Tables and on Figures.

Wysokosprawna kogeneracja gazowa – ocena mechanizmu wsparcia

Autorzy

Maciej Sołtysik
Karolina Mucha-Kuś

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

kogeneracja, system wsparcia, efektywność

Streszczenie

Tworzenie wspólnego europejskiego rynku energii implikuje konieczność dostosowywania prawa krajowego i kierunków rozwoju sektora do determinant unijnych. Jednym z tych elementów było wprowadzenie systemu wsparcia rozwoju wysokosprawnej kogeneracji, w tym kogeneracji gazowej. Kilkuletnia historia funkcjonowania mechanizmów pozwala na dokonanie analiz zasadności i poprawności formy modelu wsparcia, oceny jego wpływu na rozwój podsektora oraz kosztów jego funkcjonowania. W artykule przedstawiono na tle genezy wprowadzenia systemu wsparcia wyniki analiz wolumetryczno-cenowych, trendy, ocenę bilansu praw majątkowych oraz dokonano oceny efektywności mechanizmu.

1. Wstęp

Wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z produkcją ciepła było na polskim rynku energii jednym z pierwszych obszarów, w ramach którego zastosowane zostały mechanizmy wsparcia. Promowanie odbywało się na wielu płaszczyznach i w oparciu o różne normy prawne. W ramach taryf przedkładańnych do zatwierdzenia prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki (URE) kształtowane były w sposób arbitralny ceny gwarantujące podmiotom reprezentującym ten sektor pokrywanie uzasadnionych kosztów i zwrot poniesionych nakładów. Równolegle w latach 2004–2006, obowiązywały regulacje ustawowe nakładające na sprzedawców energii elektrycznej obowiązek zapewnienia w sprzedawanym wolumenie odpowiedniego udziału energii z wysokosprawnej kogeneracji. Preferencje dotyczyły także kwestii administracyjnych i technicznych związanych z przyłączeniem jednostek kogeneracyjnych do sieci.

Zwiększenie się gamy instrumentów wspierających wynikało nie tylko z potrzeb wewnętrznych, lecz było także następstwem konieczności implementacji dyrektyw wspólnotowych, a w analizowanym przypadku w szczególności Dyrektywy 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 11 lutego 2004 roku. Zgodnie z treścią pkt (1) preambuły dyrektywy [1] „Promowanie wysoko wydajnej kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe stanowi priorytet Wspólnoty ze względu na związane z nią potencjalne korzyści w zakresie oszczędzania energii pierwotnej, unikania strat sieciowych oraz ograniczania emisji szkodliwych substancji, w szczególności gazów cieplarnianych”. Priorytetowe podejście do produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem, będące w zgodzie z zapisami art. 194 Traktatu o funkcjonowaniu

Unii Europejskiej [10], przyczynia się do poprawy bezpieczeństwa dostaw energii, wzrostu konkurencyjności i do osiągnięcia efektów środowiskowych, a w szczególności redukcji emisji CO₂. Dyrektywa, będąca jedynie dokumentem kierunkowym, wskazała dopuszczalne formy i kształt mechanizmów wsparcia, w tym w szczególności, za brzmieniem pkt (26), na „pomoc inwestycyjną, zwolnienia z podatku lub obniżenie podatku, zielone certyfikaty oraz systemy bezpośrednich dopłat do cen”. W celu realizacji wskazanych wytycznych kierunkowych państwa członkowskie zostały zobligowane do przeprowadzenia analiz potencjału technicznego i ekonomicznego kogeneracji w ramach swoich rynków lokalnych oraz identyfikacji barier rozwoju tego podsektora. Wybór modelu wsparcia, zgodnie z rekomendacjami dyrektywy, miał mieć suwerenny charakter, co było w zgodzie z pkt (32) „(...) pozwoli każdemu Państwu Członkowskiemu wybrać rozwiązania najbardziej odpowiadające jego sytuacji (...)”.

Optymalnym, z punktu widzenia ustawodawcy polskiego, był wybór modelu bazującego na systemie certyfikacji. Stosowne zapisy zostały wprowadzone w życie nowelizacją ustawy Prawo energetyczne w styczniu 2007 roku. Celem tak skonstruowanego mechanizmu było wielopłaszczyznowe wsparcie skupiające się głównie wokół zapewnienia stabilnego środowiska ekonomicznego i minimalizacji barier administracyjnych oraz wykreowaniu rynku, czyli stron podażowej i popytowej, na towar w postaci zbywalnych praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia energii wytworzonej w promowanych typach źródeł wytwórczych. Zgodnie z pierwotnymi założeniami za wystarczający uznano blisko sześćdziesięcioletni okres trwania mechanizmu, który miał się przyczynić przede wszystkim do modernizacji i budowy

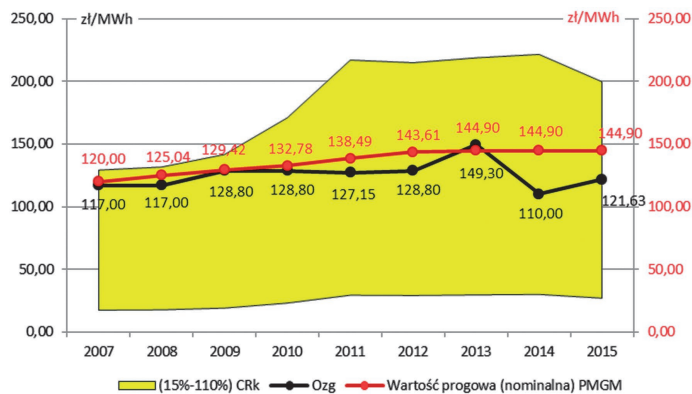
nowych mocy wytwórczych, czego koszty miały być w sposób zrównoważony pokryte przez odbiorców energii elektrycznej. Analiza dokonana na bazie doświadczeń kilkuletniego trwania systemów wsparcia wysokosprawnej kogeneracji pozwala na sformułowanie wniosków i konkluzji oraz dokonanie oceny efektywności zastosowanych mechanizmów, czego wyniki na przykładzie wysokosprawnej kogeneracji gazowej zostały zaprezentowane na łamach niniejszego artykułu.

2. Efektywność wsparcia

Efektywność może być rozpatrywana jako pewna kategoria ekonomiczna, używana jako kryterium oceny funkcjonowania oraz szans rozwojowych badanego mechanizmu. W analizowanym przypadku pojęcie to utożsamiane może być z zasadą racjonalnego gospodarowania w wariantach: wydajnościowym, gdzie liczy się maksymalizacja efektu, i oszczędnościowym, gdzie funkcją celu jest minimalizacja nakładów i kosztów. Mechanizm wsparcia działający w sposób efektywny powinien zatem być tak skonstruowany, by z jednej strony przyczynić się do modernizacji istniejących i budowy nowych mocy wytwórczych oraz ograniczać bariery fiskalne, administracyjne i techniczne, z jednoczesnym zachowaniem minimalizacji ciężaru kosztowego, przenoszonego na odbiorców. W kontekście tak ujętej definicji ważne staje się przytoczenie najistotniejszych założeń mechanizmu rzutujących na ocenę jego efektywności.

2.1. Opłata zastępcza

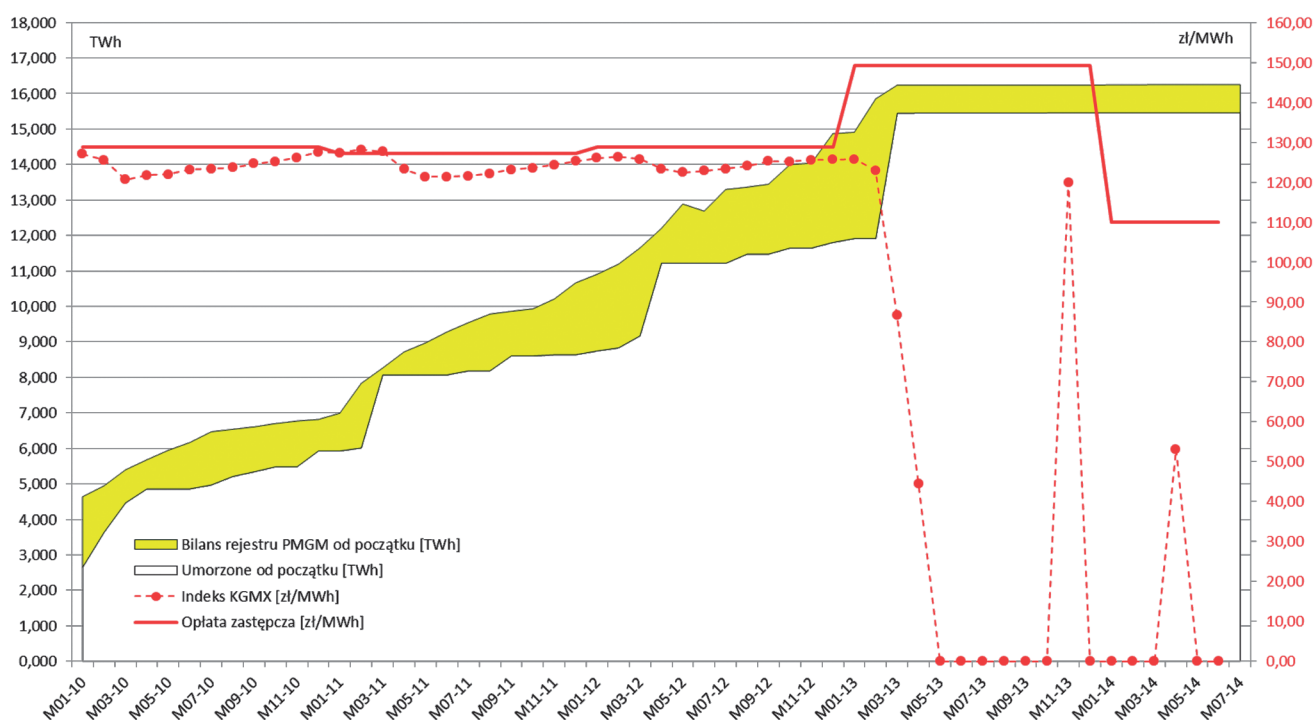
Wartościowanie praw majątkowych na rynku odbywa się z udziałem stron: podażowej, czyli wytwórców kogeneracyjnych, oraz popytowej, czyli sprzedawców energii, którzy zobligowani



Rys. 1. Poziom opłat zastępczych, opracowanie własne

zostali do zakupu i umorzenia stosownego udziału praw majątkowych (PMGM), odpowiadającego części energii elektrycznej sprzedanej odbiorcom końcowym. W przypadku odstąpienia od zakupu i umorzenia praw majątkowych zobligowany sprzedawca ma możliwość wniesienia tzw. opłaty zastępczej (Ozg), czyli pewnego substytutu, gwarantującego mu realizację obowiązku i uniknięcie kar. Wysokość opłaty zastępczej i algorytm jej wyznaczania jest zatem najistotniejszą determinantą mechanizmu wsparcia. Jej wysokość wpływa na zachowania graczy rynkowych, na liczbę praw majątkowych znajdujących się na rejestrach giełdy oraz stanowi istotne odniesienie przy konstruowaniu projekcji inwestycyjnych.

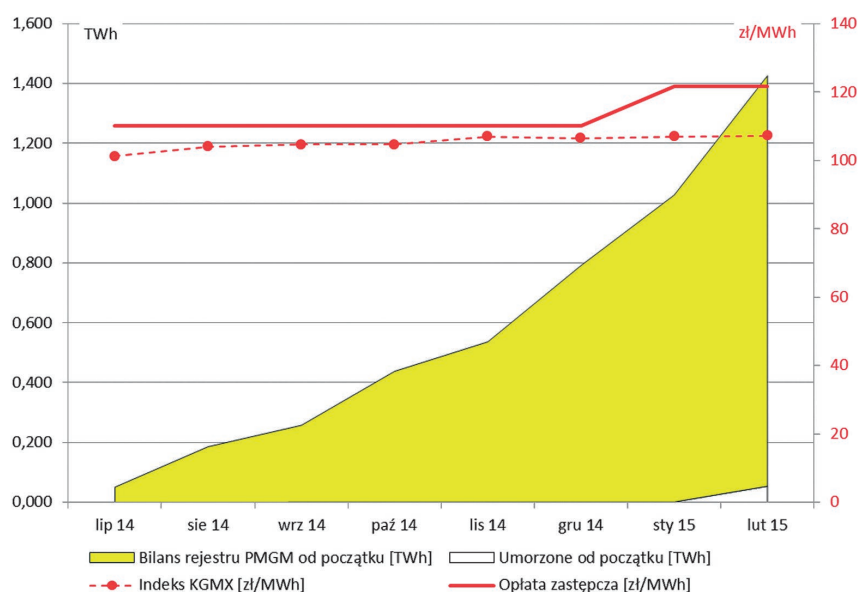
Ustawodawca, implementując zapisy dyrektywy [1] do prawa polskiego, zadbał o nadanie pewnej elastyczności algorytmowi kreowania opłaty zastępczej i nadał kompetencje do jej



Rys. 2. Wartość indeksu cenowego i bilans rejestrów PMGM, opracowanie własne na podstawie danych [2]

wyliczania prezesowi URE. Dla jednostek kogeneracyjnych opalanych gazem bądź o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nieprzekraczającej 1 MW opłata zastępcza powinna się zawierać w przedziale między 15% a 110% ceny rynku konkurencyjnego. Taka konstrukcja, wyliczana w roku 'n', określała wartość opłaty na rok 'n + 1' na podstawie danych z rynku konkurencyjnego z roku 'n - 1'. Mechanizm nie odzwierciedlał zatem bieżących uwarunkowań, rozwoju rynku, trendów cenowych i charakteryzował się silną inercją. Na wadliwą konstrukcję tego algorytmu wskazywał ponadto opublikowany w grudniu 2007 roku raport oceniający półroczne funkcjonowanie wsparcia [6]. Zgodnie z założeniami ekonomicznymi, według których

powstawała koncepcja modelu wsparcia, minimalna progowa wartość świadectwa pochodzenia, gwarantująca uzyskanie uznanego za wystarczający przy realizacji nowych inwestycji wskaźnika IRR na poziomie 10%, wyniosła dla źródeł gazowych 120 zł/MWh. Pomimo wystarczającej elastyczności algorytmu w żadnym z lat pierwszego okresu funkcjonowania mechanizmu (2007–2012) opłata zastępcza nie zrównała się ani nie przekroczyła nominalnej dla danego roku progowej wartości prawa majątkowego, co zilustrowano na rys. 1. Potencjalny bodziec inwestycyjny mógłby się pojawić w 2013 roku, jednakże był to rok, w którym mechanizm wsparcia już nie obowiązywał. Lata 2014–2015 to z kolei okres ponownego wejścia w życie



Rys. 3. Wartość indeksu cenowego i bilans rejestrów PMGM-14, opracowanie własne na podstawie danych [2]

PMGM		WYDANE ZA OKRES						RAZEM
		1.01–31.12.2007	1.01–31.12.2008	1.01–31.12.2009	1.01–31.12.2010	1.01–31.12.2011	1.01–31.12.2012	
wydane w 2013	[MWh]					6 050	1 356 843	1 362 892
wydane w 2012					80 371	1 535 444	2 665 015	4 280 830
wydane w 2011		238 104	256 695		1 330 797	2 276 765		4 102 362
wydane w 2010				631 583	1 809 023			2 440 605
wydane w 2009			754 868	2 438 229				3 193 097
wydane w 2008		1 089 574	2 223 517					3 313 091
RAZEM		1 327 679	3 235 081	3 069 812	3 220 191	3 818 259	4 021 858	18 692 878
wartość PMGM	[mln zł]	155,3	378,5	395,4	414,8	485,5	518,0	2 347,5

Tab. 1. Ilość i wartość wydanych praw majątkowych PMGM. Opracowanie własne na podstawie [8]

mechanizmu w niezmienionej co do pryncypium formie. W tym okresie wysokości opłat zastępczych wyniosły jedynie odpowiednio 55% i 67% ceny z rynku konkurencyjnego, co również negatywnie przełożyło się na nastroje inwestycyjne.

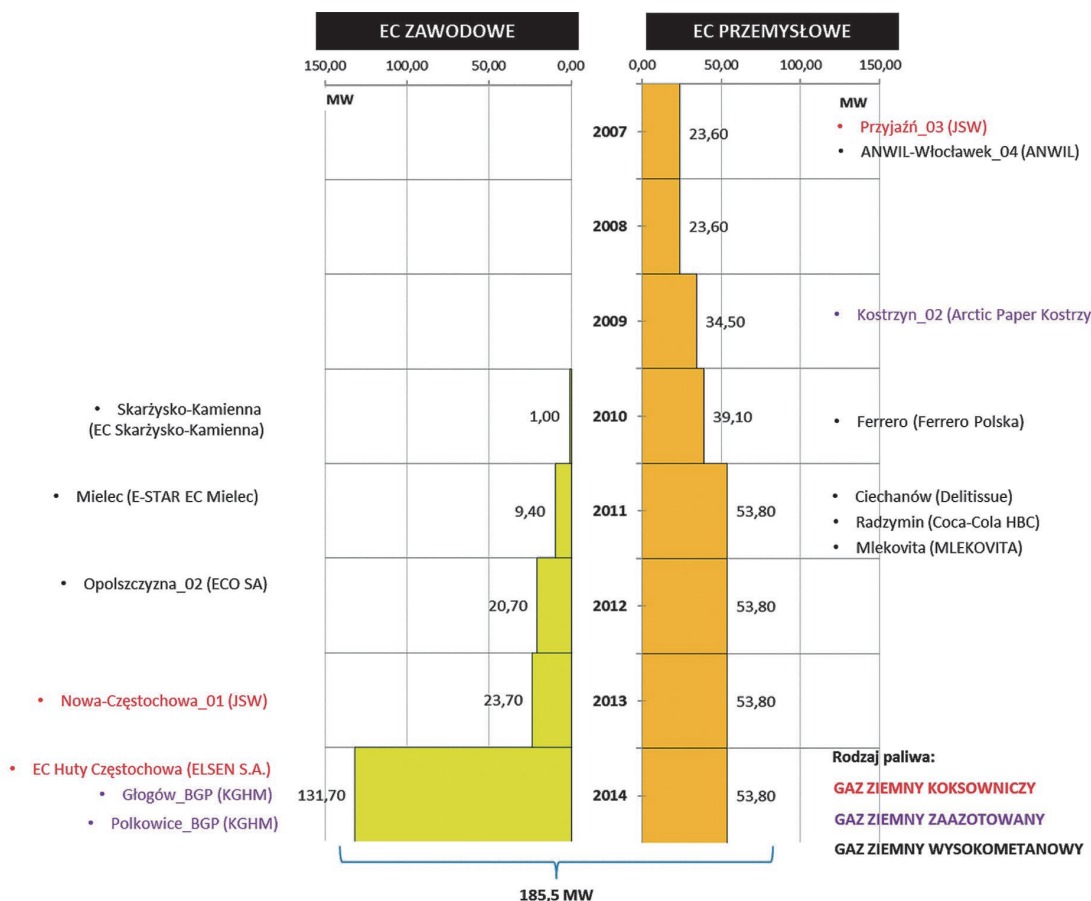
Na ryzyka te wskazano we wnioskach raportu [6], gdzie podkreślono, że cyt. „system wsparcia oparty wyłącznie o świadectwa pochodzenia energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji nie wykreuje dostatecznych bodźców inwestycyjnych. Poziom pierwszy opłat zastępczych [...] ukształtował się wyraźnie poniżej poziomu cen świadectw pochodzenia przyjętych do oszacowania potencjału ekonomicznego kogeneracji. Ponadto cena świadectwa pochodzenia może się w praktyce okazać znacząco niższa od ustalonej opłaty zastępczej. [...] W przypadku zaistnienia sytuacji nadmiaru uprawnień (zbyt mały rynek) mogą one uzyskać skrajnie wartość bliską zera”. Wskazane w dokumencie ryzyka, głównie w zakresie niewłaściwego wywartościowania opłat zastępczych oraz wykreowania popytu, zmaterializowały się i wpłynęły na zbilansowanie stanu rejestrów na koniec okresu obowiązywania mechanizmu.

2.2. Stan rejestrów

Mechanizm wsparcia obowiązujący w latach 2007–2012 nie ograniczał ważności prawa majątkowego wyłącznie do roku, w którym zostało ono wydane. Algorytm ten, w przypadku

niewłaściwego sparametryzowania wskaźników popytowych, skutkowało kumulowaniem praw majątkowych na rejestrach uczestników rynku, co w sztuczny sposób zwiększało podaż i przyczyniało się do spadków cen. Na załamanie się rynku miał także wpływ brak czytelnych sygnałów ze strony ustawodawcy wskazujących w sposób jednoznaczny na przerwanie bądź kontynuację funkcjonowania mechanizmu wsparcia. Tak prowadzona polityka dezinformacji i w konsekwencji wygaśnięcie wsparcia skutkowało spadkiem wartości praw majątkowych PMGM do zera, co zilustrowano na rys. 2.

Znajdująca się na rejestrach nadwyżka stała się bezwartościowa, co stało się m.in. powodem podjęcia przez zainteresowane środowiska branżowe działań zmierzających do reaktywacji mechanizmu. W konsekwencji w marcu 2014 roku została znowelizowana ustawa Prawo energetyczne [9], przywracająca system wsparcia dla wysokosprawnych jednostek kogeneracyjnych. Działanie mechanizmu ograniczono, wskazując 30 czerwca 2019 roku jako ostateczny termin umorzenia praw majątkowych bądź wniesienia opłaty zastępczej. Najistotniejszą zmianą, jaką wprowadzono względem pierwotnego modelu, było nadanie świadectwom pochodzenia atrybutu terminowości, ograniczającej ich ważność do roku wyprodukowania energii. Ograniczenie to zostało wprowadzone w celu wyeliminowania agregacji praw na rejestrach i uniezależnienia ich



Rys. 4. Wykaz nowych mocy wytwórczych oddanych w latach 2007–2014, opracowanie własne na podstawie danych [3, 4]

wartości od nadwyżek w systemie. Druga kluczowa zmiana dotyczyła praw majątkowych wydanych przed dniem wejścia w życie znowelizowanej ustawy i zakładała brak możliwości ich uwzględnienia przy rozliczeniu wykonania obowiązku. Tak skonstruowany mechanizm rozpoczął swoje funkcjonowanie w kwietniu 2014 roku, a pierwsze prawa majątkowe znalazły się w rejestrach w lipcu 2014 roku, co zostało zilustrowane na rys. 3.

Należy w tym miejscu podkreślić, że popyt na prawa majątkowe został dodatkowo zdeterminowany zapisami rozporządzenia [7], z którego wynika, że w przypadku, gdy przedsiębiorstwo energetyczne w roku poprzedzającym rok sporządzania taryfy zrealizowało ciężący na nim obowiązek poprzez uiszczenie opłaty zastępczej w wysokości odpowiadającej ilości energii elektrycznej większej niż 10% portfela sprzedażowego, to przedsiębiorstwo to w taryfie może jako koszt uzasadniony uwzględnić jedynie 80% kosztów poniesionej opłaty zastępczej. Brak możliwości uwzględnienia pełnych kosztów w sposób oczywisty przełoży się na wzrost popytu i tym samym na wzrost wartości praw majątkowych.

2.3. Ocena efektywności mechanizmu

Funkcjonowanie mechanizmu wsparcia miało, zgodnie z założeniami, przyczynić się do wykorzystania potencjału technicznego i ekonomicznego kogeneracji oraz przełożyć się na modernizację i budowę nowych mocy wytwórczych z jednoczesną minimalizacją związanych z tym kosztów. W latach 2007–2012, w ślad za produkcją energii elektrycznej skojarzonej z ciepłem, zostało wydanych ok. 18,7 TWh PMGM, których wartość rynkowa odniesiona do opłaty zastępczej wyniosła ok. 2,3 mld zł, co w szczególności sposób przedstawione zostało w tab. 1. Odnosząc wartość wsparcia do ilości energii sprzedanej odbiorcom końcowym, można wnioskować, że średnio w analizowanym okresie koszt społeczny dla tego systemu wyniósł ok. 3,3 zł/MWh.

W tym miejscu zasadne staje się przedstawienie efektów, jakie udało się uzyskać przez zasilenie mechanizmu kwotą na poziomie 2,3 mld zł. Zgodnie z opracowaniami [3, 4] w polskim systemie elektroenergetycznym zostały przeprowadzone inwestycje, zarówno w obszarze energetyki zawodowej, jak i przemysłowej. Łącznie w latach 2007–2014 oddano blisko 186 MW mocy alokowanej w źródłach bazujących na gazie koksowniczym, zaazotowanym i wysokometanowym, co szczegółowo zostało zilustrowane na rys. 4. Należy podkreślić, że ze względu na długość cyklu inwestycyjnego tylko część decyzji o budowie została podjęta w oparciu o strumień finansowania z rynku praw majątkowych. Przyjmując za jednostkowy koszt budowy źródła gazowego wartość 3,7 mln zł/MW [5] oraz cykl trwania fazy przygotowawczej i budowy na ok. 5 lat [5], można stwierdzić, że zgromadzona pula środków powinna wystarczyć na budowę około 620 MW w przeciągu kilku najbliższych lat.

3. Podsumowanie

Zgodnie z wynikami obliczeń przeprowadzonych w 2007 roku, tj. w momencie wprowadzania systemu wsparcia, w Polsce w skojarzeniu produkowano ok. 280 PJ ciepła, co odpowiadało wykorzystaniu jedynie 64% potencjału ekonomicznego (ok. 430 PJ). Sytuację tę mogło zmienić wprowadzenie mechanizmu wsparcia i ustalenie jego wysokości dla technologii gazowych na poziomie 120 zł/MWh. Działanie takie przełożyłoby się na wzrost potencjału ekonomicznego o ok. 23%, tj. do poziomu 530 PJ w 2020 roku [6]. Wprowadzony algorytm wyznaczania opłaty zastępczej, jak i sam mechanizm umarzania praw majątkowych poniżej wartości progowej stanowiącej odniesienie inwestycyjne. W czasie trwania blisko sześcioletniego okresu funkcjonowania modelu wsparcia oddano do użytku jedynie ok. 186 MW w nowych kogeneracyjnych źródłach gazowych, przy jednoczesnej wartości całego rynku na poziomie sięgającym 2,3 mld zł. Wprowadzenie w 2014 roku nowego mechanizmu uwzględniającego czasową ważność prawa majątkowego wraz z brakiem możliwości transpozycji do taryfy całości kosztów związanych z wnoszeniem opłat zastępczych, przyczyni się do umocnienia wartości rynkowej prawa majątkowego. Zdaniem autorów nie będzie to jednak stanowiło wystarczającego bodźca do inwestycji, gdyż wartość opłaty zastępczej dla 2015 roku jest o ok. 17% niższa od nominalnej progowej wartości gwarantującej rentowność inwestycji. Ponadto duże wątpliwości może budzić globalny spadek dynamiki zapotrzebowania na ciepło, który także ma przełożenie na planowane inwestycje w moce wytwórcze. Zgodnie z [5] w sektorze miejskim i przemysłowym w latach 2014–2050 nastąpi jedynie odpowiednio ok. 12-proc. i 7-proc. wzrost popytu na ciepło.

BIBLIOGRAFIA

1. Dyrektywa 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 11 lutego 2004 roku w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniająca dyrektywę 92/42/EWG.
2. <http://www.polpx.pl/>.
3. Katalog Elektrociepłowni Przemysłowych, ARE Warszawa, lipiec 2014.
4. Katalog Elektrowni i Elektrociepłowni Zawodowych, ARE Warszawa, kwiecień 2014.
5. Model optymalnego miksu energetycznego dla Polski do roku 2060, wersja 3.0; Kancelaria Prezesa Rady Ministrów, Departament Analiz Strategicznych, Warszawa, 2 lutego 2015.
6. Raport oceniający postęp osiągnięty w zwiększaniu udziału energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji w całkowitej krajowej produkcji energii elektrycznej, *Monitor Polski* 2012, nr 1, poz. 12 – załącznik do obwieszczenia ministra gospodarki z 12 grudnia 2007 roku.

7. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 10 grudnia 2014 roku w sprawie sposobu obliczania danych podanych we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji oraz szczegółowego zakresu obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji, Dz. U. z 2014 roku, poz. 1940.
8. Sprawozdania z działalności prezesa URE za lata 2007–2013, *Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki*.
9. Ustawa z 10 kwietnia 1997 roku Prawo energetyczne, Dz. U. z 2012 roku, poz. 1059 z późniejszymi zmianami.
10. Wersja skonsolidowana Traktatu o Unii Europejskiej i Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej, Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej z 30 marca 2010 roku, t. 53, powiadomienie nr 2010/C83/01.

Maciej Sołtysik

dr inż.

TAURON Polska Energia SA

e-mail: maciej.soltysik@tauron-pe.pl

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

Karolina Mucha-Kuś

dr

TAURON Polska Energia SA

e-mail: karolina.mucha-kus@tauron-pe.pl

Absolwentka Śląskiej Międzynarodowej Szkoły Handlowej (2008), studiów podyplomowych z zakresu energetyki jądrowej w Akademii Górniczo-Hutniczej (2012) i studiów doktoranckich na Uniwersytecie Ekonomicznym w Katowicach (2012). Zdobyła drugie miejsce w międzynarodowym konkursie na najlepszą rozprawę doktorską, organizowanym przez Technical University of Ostrava – VŠB-TUO. Od 2007 roku zawodowo związana z branżą energetyczną. Jej zainteresowania naukowo-badawcze dotyczą strategii efektywnych zachowań uczestników rynku energii. Autorka referatów z zakresu zarządzania strategicznego, w szczególności badań nad strategiami kooperacji. Członkini Towarzystwa Obrotu Energią, w tym grup roboczych przy Towarzystwie Obrotu Energią.

High-efficiency Gas Cogeneration – an Assessment of the Support Mechanism

Keywords

cogeneration, support system, efficiency

Abstract

The development of a single European energy market implies the need to harmonise national laws and the directions of the sector's growth to EU determinants. One of these elements was the introduction of a system to support the development of high-efficiency cogeneration, including gas cogeneration. Several years of history of the mechanisms' performance allows for analysis of the advisability and correctness of the support model format, and assessment of its impact on the sub-sector's development and the cost of its operation. Against the background of the support system introduction origins, the paper presents results of volumetric and price analyses, trends, and assessment of the balance of property rights and of the mechanism's effectiveness.

Generacja rozproszona i odnawialne źródła energii

• ANALIZA WYTWARZANIA ENERGII I MOCY W MIKROINSTALACJI FOTOWOLTAICZNEJ WSPÓŁPRACUJĄCEJ Z SIECIĄ NISKIEGO NAPIĘCIA Marian Sobierajski, Wilhelm Rojewski.....	69
• PARAMETRY RUCHOWE BIOMASOWEJ ELEKTROCIEPŁOWNI ORC MAŁEJ MOCY Grzegorz Błajszczak, Iwona Gawęł.....	75
• ANALIZA PRACY HYBRYDOWEGO SYSTEMU WYTWÓRCZEGO SKŁADAJĄCEGO SIĘ Z TURBIN WIATROWYCH, MODUŁÓW FOTOWOLTAICZNYCH ORAZ OGNIWA PALIWOWEGO Bartosz Ceran, Krzysztof Sroka.....	81
• MODELOWANIE NIEZAWODNOŚCI FARMY WIATROWEJ Z WYKORZYSTANIEM SIECI BAYESOWSKICH I PROCESÓW SEMI-MARKOWA Robert Adam Sobolewski.....	89
• ZASTOSOWANIE METODY AHP DO PORÓWNIANIA KRYTERIÓW WYBORU LOKALIZACJI BUDOWY FARMY WIATROWEJ Alicja Stoltmann.....	96
• PROBLEMY PRZYŁĄCZANIA FARM WIATROWYCH DO SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO Z WYKORZYSTANIEM KABLI WN Jacek Klucznik.....	103
• ZINTEGROWANA METODA OPTIMALIZACJI UKŁADU POŁĄCZEŃ I DOBORU KABLI DLA WEWNĘTRZNEJ SIECI FARMY WIATROWEJ Andrzej Wędzik.....	109
• MOŻLIWOŚCI POPRAWY JAKOŚCI PROGNOZ GENERACJI WIATROWEJ PRZY WYKORZYSTANIU DOSTĘPNYCH INFORMACJI JAKO ZMIENNYCH OBJAŚNIAJĄCYCH Rafał Magulski, Tomasz Pakulski.....	116
• BADANIE WSPÓŁZALEŻNOŚCI POZIOMÓW GENERACJI WIATROWEJ I POTENCJALNEJ GENERACJI ZE ŹRÓDEŁ PV NA OBSZARZE ENERGA-OPERATOR SA Michał Bajor, Piotr Ziolkowski, Grzegorz Widelski.....	124
• SKUTECZNE PROGNOZOWANIE KRÓTKOTERMINOWE MOCY FARM WIATROWYCH Elżbieta Bogalecka, Tomasz Rubanowicz.....	131
• UPROSZCZONE MODELOWANIE SIECI DYSTRYBUCYJNEJ NA POTRZEBY ANALIZ PRZYŁĄCZENIOWYCH Paweł Bućko, Jerzy Buriak, Krzysztof Dobrzyński, Marcin Jaskólski, Piotr Skoczko, Piotr Zieliński.....	138
• METODA ANALIZY WIELOKRYTERIALNEJ WYBORU WARIANTU PRZYŁĄCZENIA DO SIECI ELEKTROENERGETYCZNEJ DYSTRYBUCYJNEJ NISKIEGO I ŚRĘDNIEGO NAPIĘCIA Paweł Bućko, Jerzy Buriak, Krzysztof Dobrzyński, Marcin Jaskólski, Piotr Skoczko, Piotr Zieliński.....	146
• KOMPENSACJA LINII KABLOWYCH 110 KV – MOŻLIWOŚCI I OGRANICZENIA Piotr Kacejko, Paweł Pijarski, Sylwester Adamek.....	153
• STACJE PRZEKSZTAŁTNIKOWE HVDC UMOŻLIWIAJĄCE INTEGRACJĘ MORSKICH FARM WIATROWYCH Z SYSTEMEM ELEKTROENERGETYCZNYM Mariusz Kłos, Łukasz Rosłaniec, Józef Paska, Karol Pawlak.....	161
• AUTONOMICZNA STACJA ŁADOWANIA POJAZDÓW ELEKTRYCZNYCH Józef Paska, Mariusz Kłos, Łukasz Rosłaniec, Rafał Bielas, Magdalena Błędzińska.....	168
• WPŁYW PRZEKSZTAŁTNIKÓW ENERGOELEKTRONICZNYCH NA WZROST UDZIAŁU ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII Katarzyna Przytuła, Dariusz Zieliński.....	175
• EFEKTYWNOŚĆ WYKORZYSTANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ W GOSPODARSTWACH DOMOWYCH W KONTEKŚCIE EUROPEJSKIEJ POLITYKI ENERGETYCZNEJ Marek Kott.....	183
• SPOSOBY POPRAWY NIEZAWODNOŚCI ZASILANIA WYBRANYCH, WAŻNYCH ODBIORCÓW KOMUNALNYCH NA TERENIE GMIN Bogdan Mól, Paweł Sowa, Joachim Bargiel.....	190

Oświadczamy, że treść referatów opublikowanych w materiałach z konferencji „Aktualne problemy w elektroenergetyce” APE '15 nie została zmieniona bez uzgodnienia z autorami, ani przez Komitet Organizacyjny Konferencji, ani przez redakcję czasopisma „Acta Energetica”.

Analiza wytwarzania energii i mocy w mikroinstalacji fotowoltaicznej współpracującej z siecią niskiego napięcia

Autorzy

Marian Sobierajski
Wilhelm Rojewski

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

odnawialne źródła energii, mikroinstalacja fotowoltaiczna, sieć dystrybucyjna niskiego napięcia

Streszczenie

W artykule analizowana jest praca mikroinstalacji fotowoltaicznej o mocy 15 kW, umieszczonej na dachu budynku D-1 Wydziału Elektrycznego Politechniki Wrocławskiej. 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 w miesiącach letnich porównana jest z dobową generacją wiatrową na tle zapotrzebowania, generacji, rezerwy regulacyjnej i remontów w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE).

Wprowadzenie

W ostatnich latach obserwuje się w krajach Unii Europejskiej znaczny wzrost liczby mikroelektrowni fotowoltaicznych instalowanych na dachach budynków. Można oczekiwać, że podobny proces wystąpi w Polsce w najbliższych latach. Sprzyjają temu zapisy Ustawy o Odnawialnych Źródłach Energii [1], która m.in. wprowadza pojęcie mikroinstalacji o mocy do 40 kW. Na przestrzeni najbliższych lat w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) pojawią się liczni prosumenci wytwarzający w mikroinstalacjach fotowoltaicznych energię elektryczną na własne potrzeby i wprowadzający nadwyżkę mocy do sieci niskiego napięcia.

Typowa mikroinstalacja fotowoltaiczna składa się z fotoogniw łączonych w panele, a te łączą się następnie w moduły współpracujące z falownikami. Falowniki zamieniają prąd stały fotoogniw na prąd przemienny 50 Hz wprowadzany do sieci niskiego napięcia. Falowniki pełnią również funkcje synchronizujące, regulacyjne i zabezpieczające. Dzięki zaimplementowanym w sterownikach charakterystykom napięciowym i częstotliwościowym dopasowują wytwarzanie mocy czynnej i biernej do aktualnych warunków panujących w sieci niskiego napięcia.

Przyłączenie mikroinstalacji fotowoltaicznej do sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia wymaga wcześniejszej oceny jej wpływu na warunki pracy tej sieci. W tym procesie przyłączana mikroinstalacja fotowoltaiczna jest opisana przez maksymalną moc czynną, zakres regulacji współczynnika mocy, standardowe charakterystyki napięciowe i częstotliwościowe oraz posiadane przez falowniki certyfikaty gwarantujące spełnienie norm kompatybilności elektromagnetycznej. Taka ocena wpływu przyłączenia

mikroinstalacji fotowoltaicznej na warunki pracy sieci powinna uwzględniać następujące ograniczenia [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 limitów zawartości harmonicznych w napięciu, a całkowity współczynnik odkształceń harmonicznych napięcia powinien być mniejszy od 8%
- asymetria napięcia po przyłączeniu mikroinstalacji nie powinna przekraczać 2%
- prądy i moce zwarciove po przyłączeniu mikroinstalacji nie powinny przekroczyć wytrzymałości zwarciovej przewodów linii i aparatury w stacji transformatorowej
- wprowadzanie mocy do sieci nie powinno powodować przekroczenia dopuszczalnego długotrwałe obciążenia przewodów linii i transformatora SN/nN
- wprowadzana do sieci moc czynna powinna być uzależniona od aktualnej wartości częstotliwości w systemie elektroenergetycznym
- wprowadzana do sieci moc bierna powinna być uzależniona od aktualnej wartości napięcia w sieci nN.

Odpowiednie analizy zwykle są dokonywane metodami uproszczonymi [2], ale w przypadku sieci niskiego napięcia z dużą

liczbą mikroinstalacji przybliżone obliczenia mogą okazać się niewystarczające i konieczne jest korzystanie z komputerowego programu do obliczeń rozplądów mocy i zwarć.

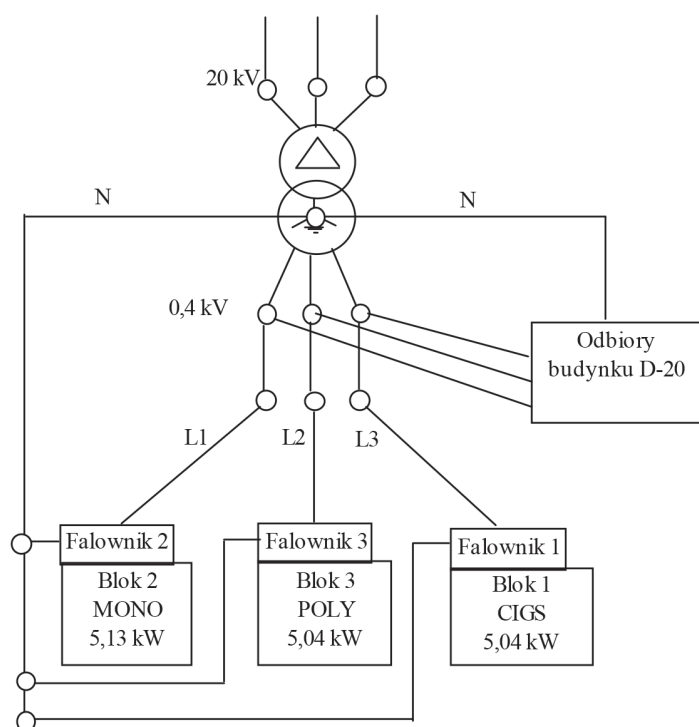
Analiza wytwarzania energii i mocy w mikroinstalacji fotowoltaicznej na dachu budynku Politechniki Wrocławskiej

Mikroinstalacja fotowoltaiczna została zbudowana w listopadzie 2011 roku ze środków Funduszu Nauki i Technologii Polskiej. Składa się z trzech modułów po ok. 5 kW każdy, które zostały przyłączone poprzez jednofazowe falowniki do różnych faz sieci niskiego napięcia. Panele umieszczono na dachu, a falowniki i oprzyrządowanie na poddaszu budynku D-1 Wydziału Elektrycznego Politechniki Wrocławskiej. W pomieszczeniu na poddaszu jednofazowe linie z poszczególnych falowników połączone są z trójfazowym przyłączem (rys. 1) i tam zlokalizowany jest punkt przyłączenia mikroinstalacji.

Moduł nr 3 zawiera panele polikrystaliczne POLY (21 szt.) o sprawności 15,5%, kącie nachylenia 40° (azymut południowo-zachodni 225°), powierzchni 36,7m², mocy całkowitej 5,04 kW, współpracujące z falownikiem jednofazowym SMA Sunny Boy 5000 TL.

Moduł nr 2 zawiera panele monokrystaliczne MONO (27 szt.) o sprawności 14,9%, kącie nachylenia 40° (azymut południowo-wschodni 135°), powierzchni 34,5 m², mocy całkowitej 5,13 kW, współpracujące z falownikiem jednofazowym SMA Sunny Boy 5000 TL.

Moduł nr 1 zawiera panele cienkowarstwowe CIGS (56 szt.) o sprawności 11,8%, kącie nachylenia 40° (azymut południowo-wschodni 135°), powierzchni 42,6 m², mocy całkowitej 5,04 kW,



Rys. 1. Schemat ideowy przyłączenia mikroinstalacji fotowoltaicznej do sieci niskiego napięcia

współpracujące z transformatorowym falownikiem jednofazowym SMA Sunny Mini Central 4600.

Falowniki mają zaimplementowaną regulację mocy biernej w funkcji wytwarzanej mocy czynnej, czyli realizują standardową charakterystykę $\cos \varphi(P)$ [2, 3, 4]. Przy małej mocy czynnej falownik wytwarza niewielką moc bierną, max (0,1–0,2) kVAr. Po przekroczeniu 20% mocy maksymalnej (ok. 1 kW) falownik pracuje z jedynkowym współczynnikiem mocy, a po przekroczeniu 50% mocy maksymalnej (ok. 2,5 kW) – z pojemnościowym współczynnikiem mocy $\cos \varphi_{\text{poj}} = 0,95$.

Falownik może pracować również według zadanej charakterystyki $P(f)$. W zakresie częstotliwości od 47,5 Hz do 50,2 Hz pracuje z maksymalną mocą czynną osiągalną dla danych warunków pogodowych. W przedziale częstotliwości od 50,2 Hz do 51,5 Hz przy wzroście częstotliwości redukuje moc czynną z gradientem 40% P_M/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 następuje odłączenie falownika od sieci niskiego napięcia.

Pomiary wykazały, że poszczególne moduły mikroinstalacji fotowoltaicznej charakteryzują się następującym gradientem przyrostu mocy podczas startu: Moduł 1 – 1,71 kW/s, moduł 2 – 0,86 kW/s; moduł 3 – 0,69 kW/s. Występują też różnice w czasach synchronizacji zastosowanych falowników [4]. Wynika to z faktu, że moduł 3 i moduł 2 posiadają falowniki beztransformatorowe, natomiast Moduł 1 zbudowany jest na panelach cienkowarstwowych typu CIGS, które wymagają izolacji galwanicznej uzyskanej przez zastosowanie dodatkowego transformatora. Tego typu falownik potrzebuje dłuższego czasu do przełączenia w tryb wytwarzania po ponownym załączeniu.

Wytwarzanie mocy w mikroinstalacji fotowoltaicznej 15 kW obserwowane jest przez system zdalnego odczytu energii, mocy, napięć i 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, temperaturę otoczenia, prędkość wiatru). Wszystkie pomiary są automatycznie zapisywane do bazy danych typu MySQL. Możliwa jest wizualizacja online wszystkich zebranych danych pomiarowych.

Dotychczasowa obserwacja pracy mikroinstalacji fotowoltaicznej 15 kW pozwala stwierdzić [3, 4], że nie powoduje ona przekroczenia dopuszczalnych wartości wskaźników jakości energii oraz że pracuje zgodnie z charakterystykami $\cos \varphi(P)$ i $P(f)$.

Jeżeli chodzi o odkształcenia 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. Przepływy odkształconego prądu wywołują na impedancjach sieci spadki napięć, zwiększając istniejące w sieci odkształcenia harmoniczne, ale nie powoduje to przekroczenia dopuszczalnej wartości THD. Zaobserwowano również występowanie asymetrii napięcia powodowane różnym bieżącym nasłonecznieniem i w związku z tym różną generacją poszczególnych modułów. Szczególnie

widoczne jest to 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 (nasłonecznienia, wiatru i temperatury powietrza), stąd różnice wartości energii elektrycznej wytworzonej w poszczególnych latach (2012–2014) (tab. 1). W tab. 2 podano wartości energii wyprodukowanej przez poszczególne moduły mikroinstalacji fotowoltaicznej w kolejnych miesiącach 2014 roku.

Roczny czas wykorzystania mikroinstalacji otrzymany z podzielenia wytworzonej energii przez moc zainstalowaną mikroinstalacji jest w przybliżeniu równy 1000 godzin, co jest wartością charakterystyczną dla warunków pogodowych w Polsce. Najkorzystniejsze warunki pogodowe wystąpiły w 2012 roku, a najgorsze – w 2013 roku.

W każdym miesiącu produkcja energii elektrycznej przez ogniwa polikrystaliczne jest najmniejsza, chociaż ich deklarowana sprawność jest najwyższa (15,5%). Spowodowane jest to tym, że ogniwa te zostały zainstalowane na innej, słabiej nasłonecznionej pości dachu budynku D-1 niż ogniwa monokrystaliczne i cienkowarstwowe.

Na rys. 2 zobrazowano kształtowanie się wytwarzania energii w kolejnych miesiącach 2014 roku. Widać, że miesiące od marca do października decydują o rocznej produkcji energii.

Na rys. 3 pokazano, jak kształtuje się wytwarzana moc mikroinstalacji w trzech typowych dobach roku. Wybrano typowe doby 2014 roku: 26 lutego, 4 kwietnia i 8 lipca. Najkorzystniej kształtowała się krzywa wytwarzanej mocy w dniu 8 lipca, najgorzej 26 lutego. Należy zauważyć, że największa moc jest wytwarzana w godz. 11.00–14.00, co jest szczególnie korzystne w miesiącach letnich, gdyż wówczas z sieci niskiego napięcia, do której jest

przyłączona mikroinstalacja 15 kW, pobierana jest największa moc przez urządzenia klimatyzacyjne nowego budynku Wydziału Elektrycznego D-20.

Wytwarzanie mocy przez mikroelektrownię 15 kW ma podobne uwarunkowania pogodowe, jakie będą miały wszystkie inne

Rok	2012	2013	2014
Energia wprowadzona do sieci, kWh	15 540	13 672	15 146
Roczny czas wykorzystania mikroinstalacji, w godz.	1 036	911	1 010

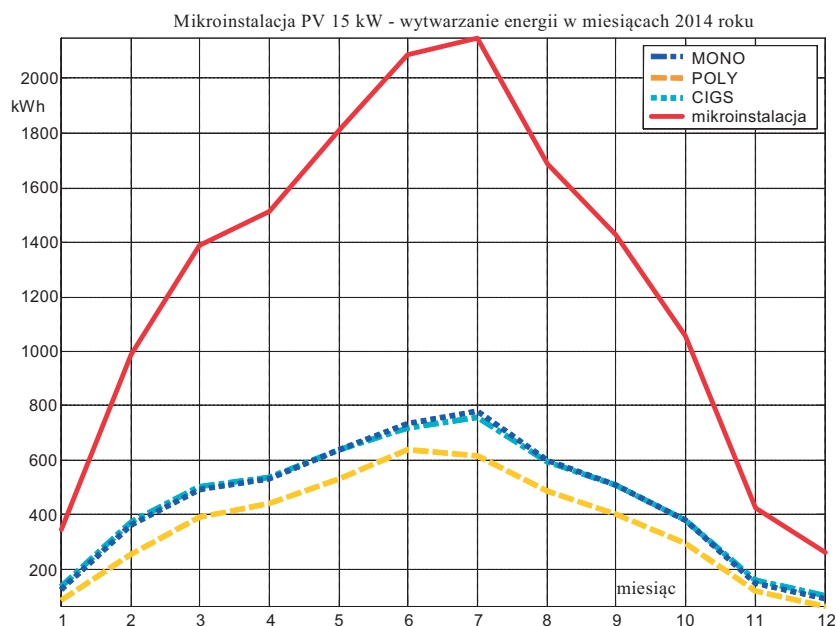
Tab. 1. Energia wyprodukowana przez mikroinstalację fotowoltaiczną w latach 2012–2014 oraz zastępczy czas wykorzystania źródeł energii

podobne mikroinstalacje i elektrownie fotowoltaiczne w kraju. Największa moc będzie generowana w godzinach południowych, a w nocy będzie to moc zerowa. Fakt ten można uznać za okoliczność korzystną z punktu widzenia bilansu mocy w KSE. W nocy w KSE jest bardzo małe zapotrzebowanie, często prawie równe minimum technicznemu pracujących bloków ciepłych elektrowni zawodowych. Ze względu na duży czas rozruchu, wynoszący ok. 6 godzin, duże bloki ciepłe nie mogą być wyłączane na noc, dlatego wszelka dodatkowa generacja w nocy nie zawsze daje się wykorzystać. Nie jest bowiem korzystna z punktu widzenia bezpieczeństwa pracy KSE. Na rys. 4 przedstawiono dla kontrastu przebieg dobowy mocy wytworzonej przez wiatraki w KSE w dniu 8 lipca 2014 roku.

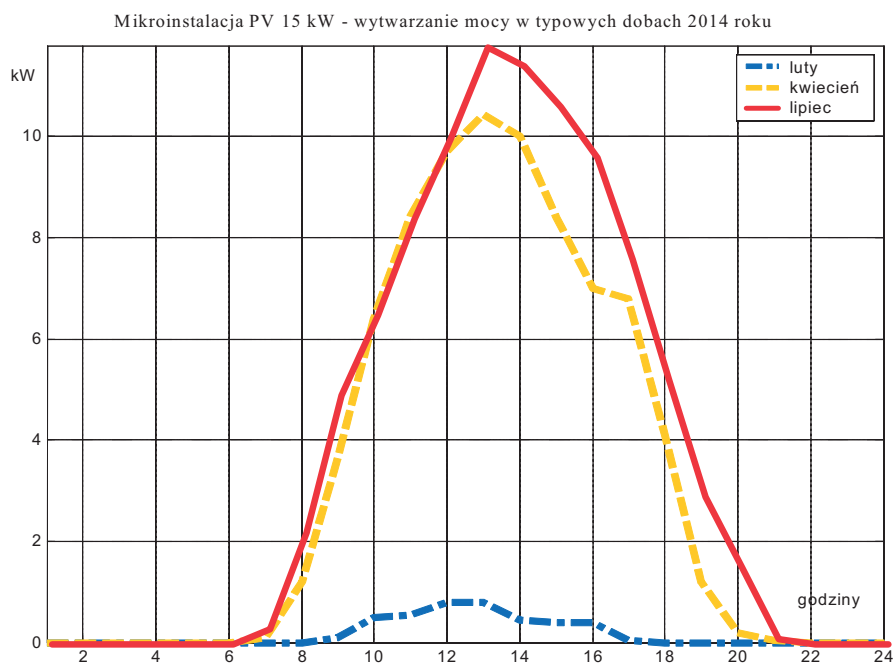
Dodatkowa generacja jest szczególnie korzystna w szczycie rannym dni letnich, charakteryzujących się upałami. W tab. 3

Miesiąc	Monokrystaliczne (MONO)	Polikrystaliczne (POLY)	Cienkowarstwowe (CIGS)	Mikroinstalacja
–	kWh	kWh	kWh	kWh
styczeń	137,4	85,6	126,3	349,3
luty	373,7	253,0	365,2	991,9
marzec	501,9	391,4	494,3	1 387,6
kwiecień	539,3	438,8	531,8	1 509,8
maj	640,1	534,7	638,6	1 813,4
czerwiec	713,9	639,4	733,9	2 087,2
lipiec	757,5	617,0	776,2	2 150,7
sierpień	595,9	487,5	602,2	1 685,7
wrzesień	510,1	400,7	512,8	1 423,6
październik	383,6	294,7	378,4	1 056,7
listopad	158,7	120,7	148,2	427,6
grudzień	104,0	65,5	92,6	262,1
suma	5 416,1	4 329,0	5 400,5	1 5145,6

Tab. 2. Energia elektryczna wytworzona przez mikroinstalację fotowoltaiczną 15 kW w 2014 roku z podziałem na miesiące i rodzaje fotoogniw



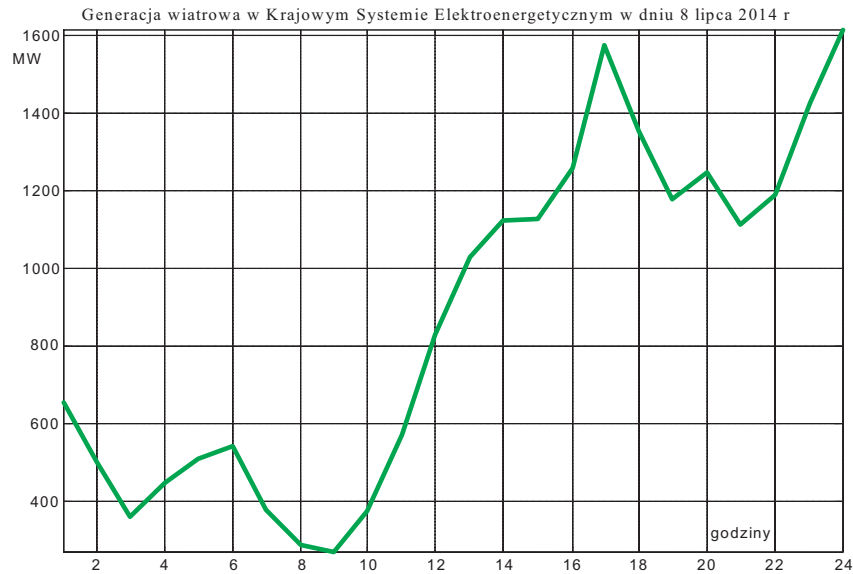
Rys. 2. Miesięczne wytwarzanie energii przez poszczególne moduły oraz sumarycznie przez mikroinstalację fotowoltaiczną 15 kW w 2014 roku



Rys. 3. Zmiany wytwarzanej mocy w typowych dobach 2014 roku: 26 lutego, 18 kwietnia i 8 lipca

przedstawiono bilans mocy w KSE w dniu 8 lipca 2014 roku. Wykorzystano dane dostępne na stronie internetowej Polskich Sieci Elektroenergetycznych [6]. Należy zwrócić uwagę na dużą wartość mocy remontowanych jednostek wytwórczych, bliską 10 GW. Takie wyłączenia w bieżącym okresie osłabiają zdolności wytwórcze KSE, co ma wpływ na bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej. Podobnie wygląda sytuacja z remontowymi wyłączeniami linii przesyłowych. Jednakże, zarówno remonty jednostek wytwórczych, jak i linii przesyłowych są konieczne, a miesiące letnie są najlepszym czasem do prowadzenia tych remontów.

Z drugiej strony w ostatnich latach szczyt zapotrzebowania na moc w miesiącach letnich wykazuje tendencję wzrostową. 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. Właśnie nieoczekiwanie duży wzrost zapotrzebowania mocy 26 czerwca 2006 roku ok. godz. 13 spowodował utratę stabilności napięciowej w centralnej i północno-wschodniej Polsce [7]. Wszelka dodatkowa generacja słoneczna i wiatrowa jest w lecie bardzo pomocna w bilansowaniu mocy w KSE. Z tego punktu



Rys. 4. Przebieg dobowy mocy wytwarzanej w KSE przez elektrownie wiatrowe 8 lipca 2014 roku

Szczyt	Zapotrzebowanie KSE	Saldo wymiany KSE	Generacja KSE	Rezerwa wirująca	Rezerwa zimna	Rezerwa w wodnych elektrowniach	Pozostała rezerwa mocy	Remonty
–	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
ranny	21 732	–257	21 991	949	783	1 267	336	9 392
wieczorny	19 786	–115	19 896	2193	1 561	1 585	342	9 313

Tab. 3. Bilans mocy w KSE 8 lipca 2014 roku w szczycie rannym i wieczornym

widzenia w upalne dni lata korzystniejsza jest jednak generacja fotowoltaiczna, gdyż osiąga ona największe wartości przy największym zapotrzebowaniu mocy.

Podsumowanie

1. W krajowych warunkach pogodowych czas wykorzystania mikroinstalacji fotowoltaicznych wynosi ok. 1000 godzin, co w przypadku mocy zainstalowanej 10 kW odpowiada wytworzeniu 10 MWh energii elektrycznej rocznie.
2. Zaletą generacji fotowoltaicznej w porównaniu z generacją wiatrową jest fakt, że osiąga ona największe wartości w upalne dni lata, w szczycie rannym, kiedy o zapotrzebowaniu mocy może decydować pobór mocy przez urządzenia klimatyzacyjne.

BIBLIOGRAFIA

1. Ustawa o OZE. Projekt z lipca 2014 roku [online], <http://www.mg.gov.pl/>.

2. Sobierajski M., Rojewski W., Technical conditions of microgenerator connection to a low voltage network taking into account valid rules and practices applied in Europe and Poland, *Acta Energetica* 2014, nr 4/21, s. 116–124.
3. Sobierajski M., Rojewski W., Kobusiński M., Sikorski T., Przystąpienie 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 Elektrotechnologii 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. Strona internetowa Operatora Systemu Przesyłowego [online], www.pse.pl.
7. Sobierajski M., Rojewski W., Po czerwcowej awarii 2006 roku, czyli warunki bezpiecznego przesyłu energii elektrycznej, *Automatyka Elektroenergetyczna* 2007, nr 3, s. 36–41.

Marian Sobierajski

prof. dr hab. inż.

Politechnika Wroclawska

e-mail: marian.sobierajski@pwr.edu.pl

Profesor zwyczajny Politechniki Wroclawskiej (1947), pracuje w Katedrze Energoelektryki. Zajmuje się problemami naukowymi związanymi z planowaniem i sterowaniem systemów elektroenergetycznych. Jego prace dotyczą głównie probabilistycznych rozplywów mocy, stabilności napięciowej i jakości energii elektrycznej oraz współpracy rozproszonych źródeł z sieciami przesyłowymi. Ostatnie badania są związane z inteligentnymi sieciami elektroenergetycznymi, współpracą mikroinstalacji i małych instalacji fotowoltaicznymi z sieciami dystrybucyjnymi średniego i niskiego napięcia oraz regulacją częstotliwości w czasie pracy wyspowej.

Wilhelm Rojewski

dr inż.

Politechnika Wroclawska

e-mail: wilhelm.rojewski@pwr.edu.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Wroclawskiej (1973). Uzyskał tytuł doktora nauk technicznych w Instytucie Energoelektryki swojej macierzystej uczelni (1977), gdzie pracuje na stanowisku adiunkta w Katedrze Energoelektryki. Zajmuje się elektroenergetyczną automatyką zabezpieczeniową, sterowaniem i regulacją w systemie elektroenergetycznym oraz warunkami współpracy rozproszonych źródeł energii z systemem elektroenergetycznym.

Analysis of Energy and Power Generation in a Photovoltaic Microinstallation Interconnected with a Low Voltage Grid

Keywords

renewable energy sources, photovoltaic microinstallation, low-voltage distribution grid

Abstract

The paper discusses the performance of the 15 kW photovoltaic microinstallation located on the roof of building D-1 of the Faculty of Electrical Engineering at Wroclaw University of Technology. The microinstallation is connected to the low voltage grid, which supplies the new, air-conditioned building D-20. The paper discusses the energy and power generation output in yearly, monthly, and daily intervals. The microinstallation's output in the summer morning peaks is compared with the daily wind generation against the background of the demand, generation, regulation reserve, and overhauls in the National Power System.

Parametry ruchowe biomasowej elektrociepłowni ORC małej mocy

Autorzy

Grzegorz Błajszczak
Iwona Gawęł

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

elektrociepłownia, biomasa, ORC, optymalizacja, budowa

Streszczenie

Artykuł opisuje elektrociepłownię o mocy elektrycznej do 750 kW i mocy cieplnej 3,4 MW, uruchomioną w lutym 2015 roku przez prywatnego inwestora w Żorach. 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.

Wybór biomasy jako paliwa do wytwarzania 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 mikro-źródeł 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 m.in. produkcją brykietów i pelletów. Taka produkcja wymaga energii elektrycznej i cieplnej, która mogłaby być zakupowana 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.

Zalety obiegu Rankina przy konwersji energii cieplnej w elektryczną

Elektrociepłownia biomasowa jest klasyczną elektrociepłownią, w której proces przetwarzania energii jest trójstopniowy. Energia



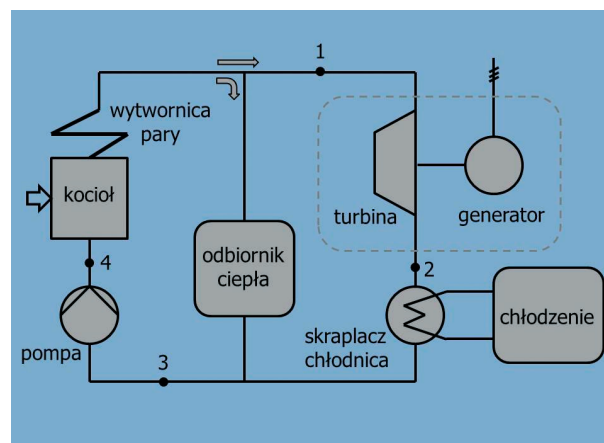
Rys. 1. Biomasowa elektrociepłownia z linią produkcji brykietów i pelletów w Żorach

chemiczna biomasy zamienia się podczas jej spalania na energię cieplną, przekazywaną czynnikowi robocznemu. Następnie, dzięki pracy wykonywanej przez czynnik w silniku cieplnym (turbinie) według obiegu termodynamicznego, energia cieplna jest zamieniana na energię mechaniczną. Energia mechaniczna przekształcana jest w energię elektryczną w generatorze. Obiegi stosowane w elektrowniach i elektrociepłowniach 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. Realizacja w praktyce napotyka trudności w odprowadzeniu ciepła skraplania od pary nasyconej, a następnie podniesienia ciśnienia powstałej pary mokrej o nadal znacznym stopniu nawilżenia [1]. Przy realizacji obiegu Carnota pojawia się również ryzyko uderzenia wodnego podczas sprężania pary mokrej w maszynie tłokowej, a także intensywna erozja łopatek maszyny wirnikowej. Wymagania konstrukcyjne podnoszą koszty realizacji technicznej sprężania pary mokrej nasyconej. Chłodzenie w skraplaczu pary nasyconej do osiągnięcia stanu cieczy nasyconej wymaga utrzymywania sprężania w temperaturze, przy której następuje doprowadzenie ciepła, co z kolei wymaga osiągnięcia bardzo wysokich ciśnień. Dlatego też rezygnuje się z adiabatycznego sprężania cieczy w całym zakresie zmienności temperatury między jej dolnym i górnym poziomem. Uzyskaną podczas skraplania ciecz spręża się za pomocą pompy jedynie do ciśnienia równego ciśnieniu nasycenia na górnej izotermie. Świadomość występowania owych trudności wymusiła przy ocenie siłowni parowych, zastąpienie obiegu Carnota obiegiem Clausiusa-Rankine'a (obieg C-R), zwanego często w uproszczeniu obiegiem Rankine'a.

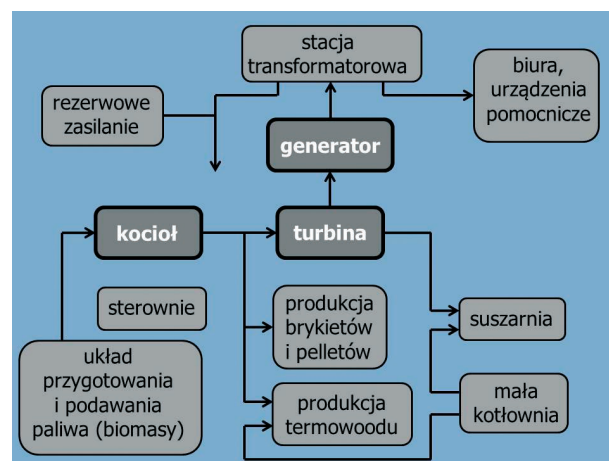
W elektrowniach opalanych węglem czynnikiem roboczym w obiegu Rankine'a jest woda. W elektrowniach opalanych biomasą, ze względu na niższe temperatury osiągane w kotle, czynnikiem roboczym jest najczęściej olej termalny (o znacznie niższej temperaturze wrzenia niż woda). Układy te nazywane są w literaturze technicznej ORC (ang. *Organic Rankine Cycle*). W uproszczeniu realizowany obieg Rankine'a składa się z 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.

Budowa elektrociepłowni biomasy w Żorach

Konstrukcja i obwody elektrociepłowni są zintegrowane z liniami produkcyjnymi. W przedsiębiorstwie realizowane jest wytwarzanie brykietów i pelletów oraz przygotowywane jest uruchomienie wytwarzania termowoodu (drewna, które dzięki odpowiedniej obróbce cieplnej uzyskuje własności pewnych



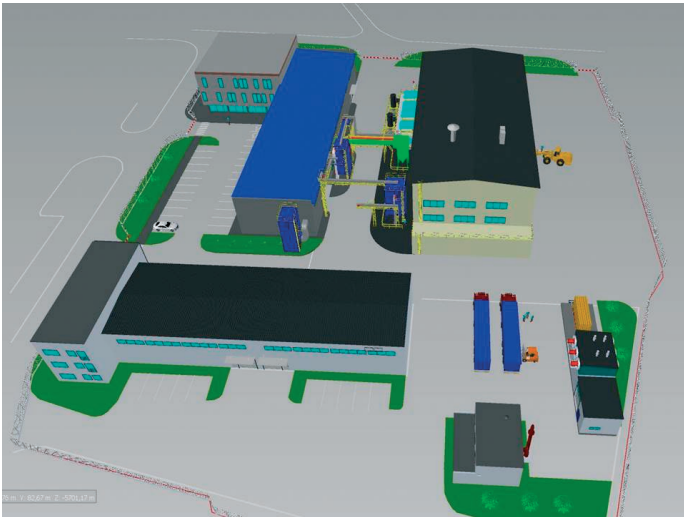
Rys. 2. Obieg Rankine'a realizowany w elektrociepłowni biomasy



Rys. 3. Procesy technologiczne elektrociepłowni i linii produkcyjnych

gatunków drewna tropikalnego, np. jest odporne na wilgoć). Ważniejsze procesy technologiczne pokazano na rys. 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 (rys. 2). Tymi odbiornikami są: linia do produkcji brykietów i pelletów oraz linia termowoodu. Z kotła pobierana jest ilość ciepła wymagana dla normalnej pracy tych instalacji. Pozostała część energii cieplnej jest kierowana do turbiny z generatorem.

Czynnik roboczy (olej termalny) po przejściu przez turbinę kierowany jest do skraplacza (rys. 2), który w standardowych instalacjach pracuje z chłodnicą oddającą ciepło do otoczenia. Aby nie tracić tej energii cieplnej, w tym miejscu podłączono kolejny odbiornik (suszarnie) pełniący rolę chłodnicy (rys. 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



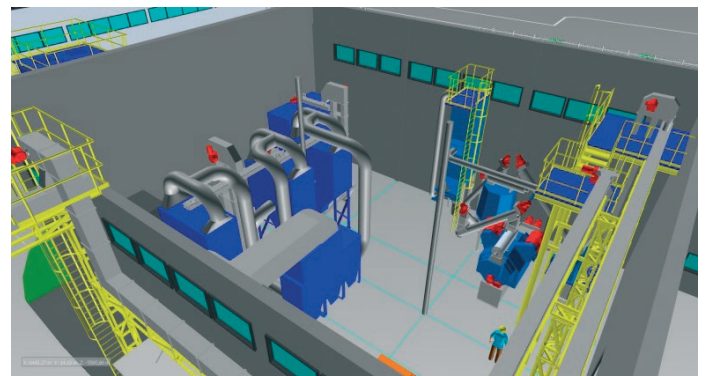
Rys. 4. Położenie hal i procesów technologicznych



Fot. 3. Elektrofiltr



Fot. 1. Montaż paleniska



Rys. 5. Wizualizacja hali produkcji brykietu i pelletu



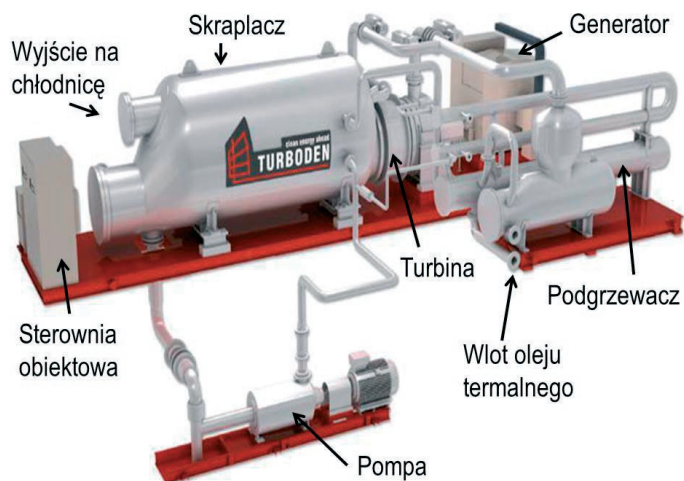
Fot. 2. Montaż podgrzewacza oleju VAS

zasilania. Nadmiar energii elektrycznej oddawany jest do sieci krajowej. Przy większym zapotrzebowaniu na energię ciepłą 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. Działania realizowały własna załoga 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 rys. 5 przedstawiono wizualizację projektową linii wytwarzania brykietu i pelletów.



Rys. 6. Elementy turbogeneratora ORC



Fot. 4. Turbogenerators ORC ustawiony w elektrowni w Żorach

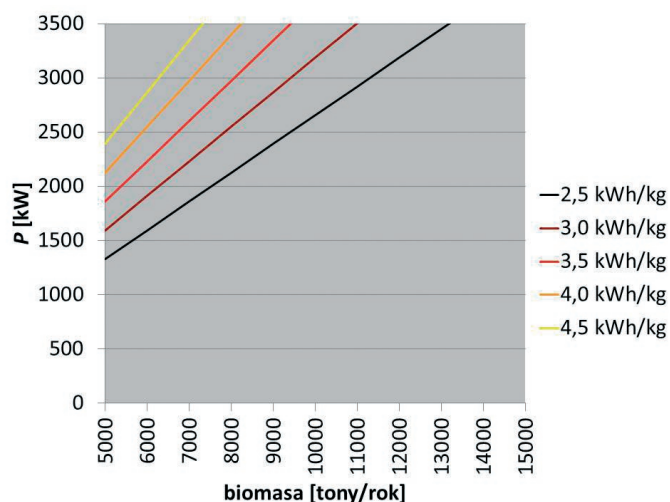
Praca turbogenerators ORC w układzie elektrowni

Ze względu na parametry procesowe osiągnięte przy spalaniu biomasy wybrano turbogenerators ORC. Opis podstawowych elementów turbogenerators podano na rys. 6, a widok zainstalowanego w Żorach turbogenerators na fot. 4.

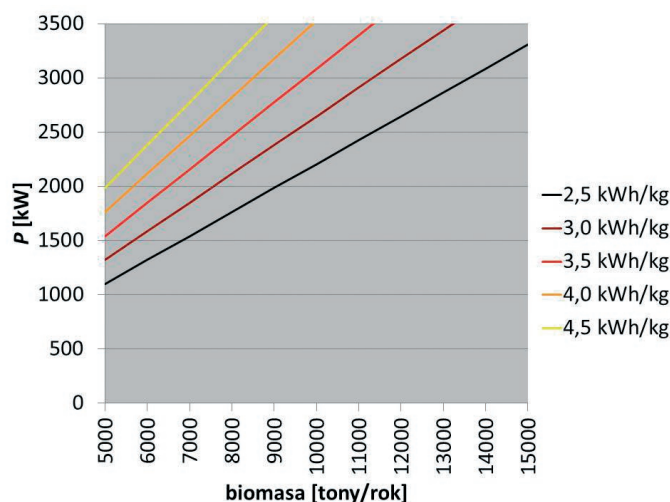
Przy dostarczanej z kotła mocy cieplnej 3 MW, temperatura oleju termalnego na wejściu do turbiny ma ok. 310°C, a na wyjściu ok. 250°C. Odbieranie ciepła w skraplaczu odbywa się za pośrednictwem wody, która na wyjściu ma ok. 80°C, a na wejściu ok. 60°C. W tych warunkach moc elektryczna wytwarzana w generatorze wynosi ok. 620 kW. Temperatura górna wody chłodzącej wychodzącej ze skraplacza, może zmieniać się w granicach 50–110°C (do przegrzanej pary), a temperatura dolna powracającej wody chłodzącej wchodzącej do skraplacza, może zawierać się w granicach 40–100°C. Na rys. 7–9 przedstawiono 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



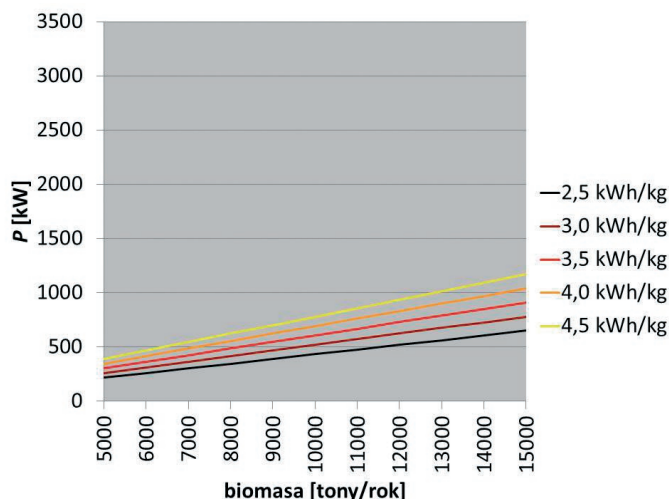
Rys. 7. Osiągnięta moc cieplna kotła w funkcji ilości spalanej biomasy (dla różnych wartości opałowych)



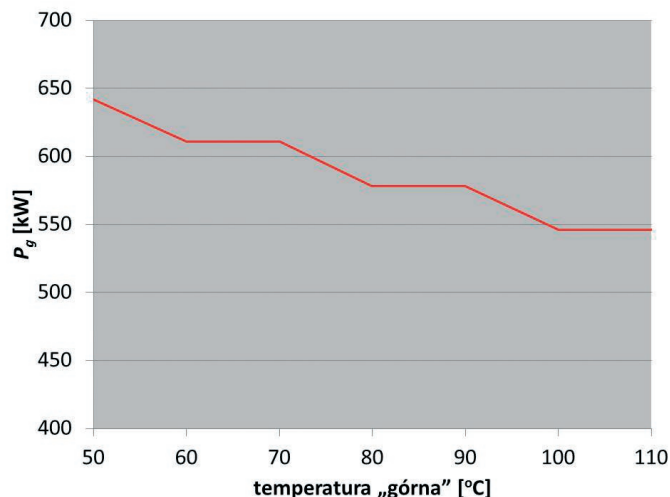
Rys. 8. Odbierana moc cieplna w funkcji ilości spalanej biomasy (dla różnych wartości opałowych)

Wpływ 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.



Rys. 9. Moc elektryczna generatora (netto) w funkcji ilości spalanej biomasy (dla różnych wartości opałowych)



Rys. 10. Zmiana mocy elektrycznej generatora w zależności od temperatury górnej wody chłodzącej ($T_d = 40^\circ\text{C}$)

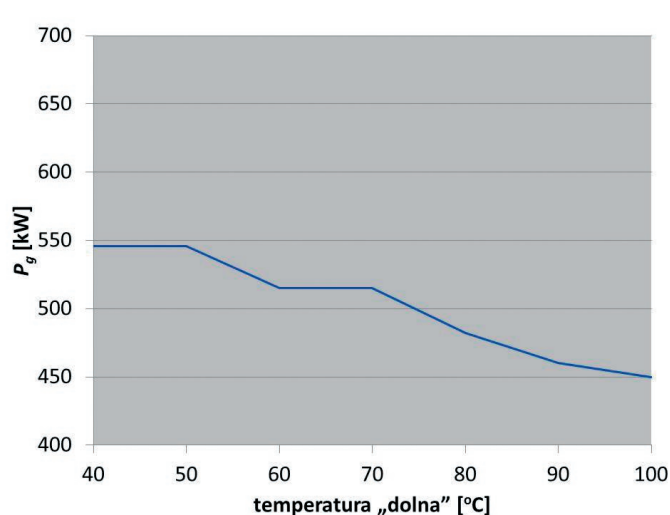
W rozwiązaniu zastosowanym w Żorach woda chłodząca skraplacz ma obniżoną temperaturę w kolejnym odbiorniku ciepła. Ponieważ odbiornik ciepła (suszarnia) ma określone wymagania względem zasilania go w energię cieplną i również ma zmienne parametry, odbiór ciepła ze skraplacza na ogół jest nieoptymalny z punktu widzenia pracy generatora. Odbiór ciepła w każdym przypadku ustala moc elektryczną generatora. Na rys. 10 i 11 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 .

Wnioski

Zastosowanie technologii opartej na ORC pozwala na efektywne odbieranie energii cieplnej pochodzącej z biomasy (bez współspalania). Użycie oleju termalnego jako czynnika roboczego i praca w niższych temperaturach (w porównaniu z instalacją 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.

BIBLIOGRAFIA

- Lewandowski W.M. i in., Poprawa sprawności układów ORC i systemów trigeneracyjnych poprzez zastosowanie różnych termodynamicznych wariantów ich działania, *Nafta-Gaz* 2010, rok LXVI, s. 794–799.
- Duvia A., Guercio A., Rossi di Schio C., Technical and economic aspects of Biomass fuelled CHP plants based on ORC turbogenerators



Rys. 11. Zmiana mocy elektrycznej generatora w zależności od temperatury „dolnej” wody chłodzącej ($T_g = 110^\circ\text{C}$)

feeding existing district heating networks, 2012 [online], www.turboden.com.

- Bini R., Di Prima M., Guercio A., Organic rankine cycle (orc) in biomass plants: an overview on different applications, 2012 [online], www.turboden.com.
- Niedziółka I., Zuchniarz A., Analiza energetyczna wybranych rodzajów biomasy pochodzenia roślinnego, *MOTROL*, 2006, 8A, s. 232–237.
- Stolarski M., Krzyżaniak M., Wartość opałowa i skład elementarny biomasy wierzby produkowanej systemem eko-salix, *Fragmenta Agronomica* 2011, Vol. 28, No. 4, s. 86–95.
- Strzałka R., Ulbrich R., Eicker U., Propozycja modelu procesu spalania biomasy w kotle rusztowym, *Inżynieria i Aparatura Chemiczna* 2010, nr 1, s. 1–2.
- Laudyn D., Pawlik M., Strzelczyk F., *Elektrownie*, Wydawnictwo Naukowo-Techniczne, Warszawa 1995.

Grzegorz Błajszczak

dr inż.

Agencja Rozwoju Przedsiębiorczości sp. z o.o.

e-mail: grzegorz.blajszczak@polish-wood-cluster.pl

Wcześniej zatrudniony kolejno w: Urzędzie Regulacji Energetyki, Towarowej Giełdzie Energi i Polskich Sieciach Elektroenergetycznych.

Iwona Gawel

Agencja Rozwoju Przedsiębiorczości sp. z o.o.

e-mail: iwona.gawel@polish-wood-cluster.pl

Właścicielka Agencji Rozwoju Przedsiębiorczości sp. z o.o., koordynator Polish Wood Cluster.

 **Operational Parameters of Low Power ORC Biomass Plant** **Keywords**

CHP power plant, biomass, ORC, optimization, construction

Abstract

This paper describes a power plant with electrical/thermal capacity of 750 kW/3.4 MW launched in February 2015 by a private investor in Żory, Poland. The ORC Organic Rankine Cycle technology used there enables turbine operation at a lower temperature of the heat medium (thermal oil), so the energy transformation is better suited for biomass combustion. In addition, an innovative solution has been applied, consisting in directing the thermal oil downstream of the turbine to a heat receiver (dryer), instead of a cooling tower, as in traditional solutions. Such a solution significantly improves the CHP plant's overall efficiency, but it also affects its electric output adjustability. The paper also reports the experience from the plant design and construction phases.

Analiza pracy hybrydowego systemu wytwórczego składającego się z turbin wiatrowych, modułów fotowoltaicznych oraz ogniwa paliwowego

Autorzy

Bartosz Ceran
Krzysztof Sroka

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

generacja rozproszona, ogniwa paliwowe, elektroliza, magazynowanie energii, hybrydowe systemy wytwórcze

Streszczenie

W artykule zaprezentowano wyniki analizy energetycznej układu wytwórczego, składającego się z turbin wiatrowych, modułów fotowoltaicznych, ogniwa paliwowego z membraną polimerową oraz elektrolizera. Analizę przeprowadzono dla trzech konfiguracji połączeń urządzeń wytwórczych z odbiorcą: I – turbiny wiatrowe i moduły fotowoltaiczne zasilają elektrolizer, II – współpraca równoległa ogniwa paliwowego ze źródłami odnawialnymi, III – źródła odnawialne zasilają elektrolizer, z możliwością bezpośredniego zasilania odbiorcy.

1. Wprowadzenie

W ostatnich latach można zaobserwować coraz większe zainteresowanie fotowoltaiką oraz generacją wiatrową. W większości przypadków elektrownie wiatrowe oraz systemy fotowoltaiczne, ze względu na swoją niewielką moc jednostkową, należą do grupy rozproszonych źródeł energii elektrycznej. Powszechnie wiadomo, że źródła tego typu pracują jedynie w sprzyjających warunkach atmosferycznych (odpowiednia siła wiatru, nasłonecznienie), co stanowi ich istotną wadę. Brak pełnej dyspozycyjności wymaga uruchamiania i efektywnego sterowania w czasie rzeczywistym źródeł rezerwujących w szczytach zapotrzebowania oraz możliwości sterowania poborem w dolinach zapotrzebowania na energię elektryczną [4].

W celu eliminacji silnego uzależnienia pracy źródeł odnawialnych od warunków pogodowych można zastosować hybrydowy system wytwórczy, czyli kombinację połączenia źródeł odnawialnych ze źródłami nieodnawialnymi (małe turbiny gazowe, generatory napędzane silnikami, ogniwa paliwowe itp.) i/lub zasobnikami energii elektrycznej (koło zamachowe, akumulatory, elektrolizery ze zbiornikami na wodór, superkondensatory itp.) [2]. W tab. 1 porównano właściwości zasobników energii, które mogą być stosowane w elektroenergetyce.

Z wymienionych technologii magazynowania energii duży potencjał wykazuje ogniwo paliwowe typu PEM, współpracujące z elektrolizerem i zbiornikiem wodoru (układ EI-OP). Dostępne są

rozwiązania techniczne, w których ogniwo paliwowe i elektrolizer zastąpiono ogniwem paliwowym z możliwością realizacji pracy odwracalnej tzw. RFC (ang. *reversible fuel cell*). Kompaktowe jednostki typu RFC wymagają mniejszej powierzchni instalacyjnej w stosunku do układu EI-OP oraz charakteryzują się wysoką gęstością magazynowanej energii, większą niż 500 Wh/kg. Sprawność cyklu ładowania i rozładowania jednostki RFC osiąga wartość na poziomie 45–25% w zależności od obciążenia (rys. 1), czyli zdecydowanie mniej niż pozostałe technologie magazynowania energii (tab. 1). Niemniej jednak wysoka wartość gęstości energetycznej powoduje, że RFC może znaleźć zastosowanie dla aplikacji, gdzie powierzchnia systemu magazynującego jest ograniczona [1].

2. Analiza energetyczna pracy hybrydowego układu wytwórczego

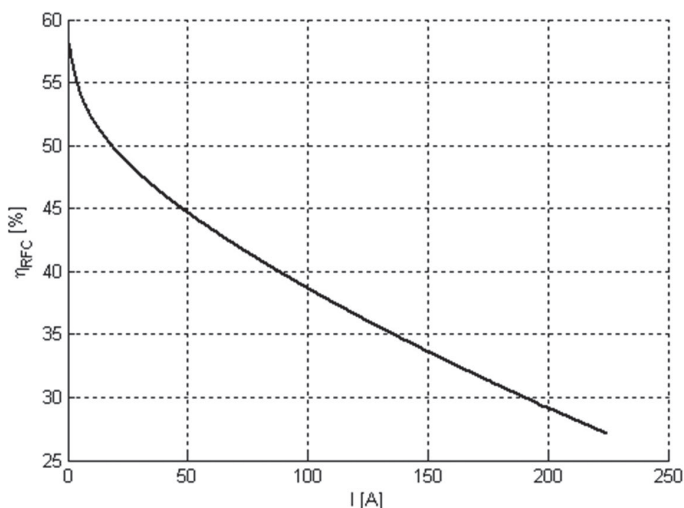
Do analizy pracy hybrydowego układu wytwórczego składającego się z turbin wiatrowych, modułów fotowoltaicznych, ogniwa paliwowego z membraną polimerową oraz elektrolizera przyjęto profil odbiorcy komunalnego o maksymalnym poborze mocy 12 kW i dobowym zapotrzebowaniu na 194 kWh energii elektrycznej oraz przebiegi zmienności wiatru i natężenia promieniowania słonecznego (rys. 3). Dane techniczne urządzeń tworzących układ wytwórczy zestawiono w tab. 2.

¹ CAES (ang. *compressed air energy storage*) – magazynowanie energii za pomocą sprężonego powietrza.

² SMES (ang. *superconducting magnetic energy storage*) – nadprzewodnikowy zasobnik energii.

	Zakres mocy	Czas ładowania	Czas rozładowania	Czas życia lub liczba cykli pracy	Spadek nagromadzonej energii	Sprawność
	(MW)			Lata/liczba cykli	(%/dzień)	(%)
Elektrownia wodna szczytowo-pompowa	50–1000	4–12 h	3–10 h	30–90 lat	~0	60–85
CAES ¹	10–1000	2–30 h	3–24 h	20–40 lat	~0	40–85
Koło zamachowe	0,01–10	sek.–godz.	sek.–min	20 000–100 000	1,3–100	70–95
Bateria Li-ion	0,1–20	1 min – 8 h	15 min – 4 h	1000–10 000	0,1–0,3	85–98
Bateria NaS	3–100	1 min – 8 h	30 min – 8 h	2500–4500	0,05–20	70–90
Superkondensator	0,01–1	ms–min	< 30 s	10 000–100 000	20–40	80–98
Ogniwo paliwowe wodorowe	0,01–10	min–tydz.	min–tydz.	5–30 lat	0–4	25–45
SMES ²	0,1–10	ms–sek.	s–min	100 000	10–15	80–95

Tab. 1. Porównanie cech zasobników energii [1]



Rys. 1. Zależność sprawności magazynu energii RFC w funkcji obciążenia prądowego (opracowanie własne)

Elektrownia wiatrowa:	
Moc nominalna generatora	5 kW
Roboczy zakres prędkości wiatru	3,5–5 m/s
Liczba jednostek	3
Moduły fotowoltaiczne:	
Moc nominalna w warunkach STC	110 W _p
Sprawność nominalna w warunkach STC	13%
Powierzchnia czynna	0,84 m ²
Liczba modułów	72
Ogniwo paliwowe:	
Moc nominalna stosu	6 kW
Moc maksymalna stosu	8 kW
Liczba stosów	2
Elektrolizer:	
Moc nominalna	25 kW
Liczba stosów	1

Tab. 2. Parametry urządzeń hybrydowego układu wytwórczego

Przeanalizowano pracę układu dla trzech konfiguracji połączeń urządzeń wytwórczych z odbiorcą:

- I – turbiny wiatrowe i moduły fotowoltaiczne zasilają elektrolizer
- II – współpraca równoległa ogniwa paliwowego ze źródłami odnawialnymi
- III – źródła odnawialne zasilające elektrolizer, z możliwością bezpośredniego zasilania odbiorcy.

W celu określenia ilości energii wytworzonej przez elektrownie wiatrowe posłużono się charakterystyką prędkości wiatru w funkcji mocy $v = f(P)$ podaną przez producenta, natomiast do określenia energii wytworzonej przez moduły fotowoltaiczne wykorzystano zależność sprawności modułu w funkcji natężenia

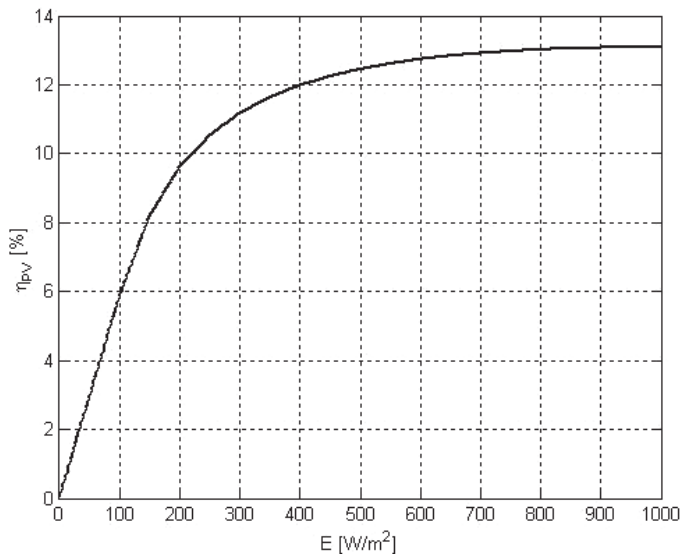
promieniowania słonecznego $\eta_{PV} = f(E)$ (rys. 2). Moc elektryczną oddawaną przez moduł obliczono ze wzoru:

$$P_{PV} = \frac{E \cdot S \cdot \eta_{PV}}{100} \quad (1)$$

gdzie:

P_{PV} [W] – moc elektryczna modułu fotowoltaicznego,
 E [W/m²] – natężenie promieniowania słonecznego,
 S [m²] – powierzchnia czynna modułu, η_{PV} [%] – sprawność modułu.

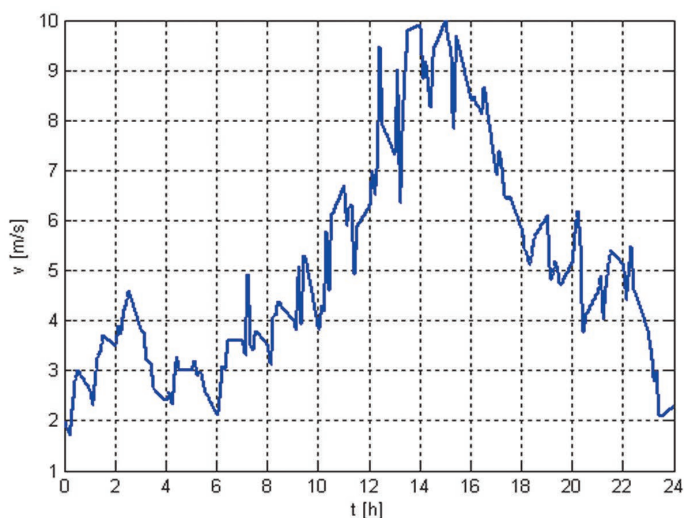
Na rys. 4 porównano profil energetyczny odbiorcy z mocą wytwarzaną przez elektrownie wiatrowe i moduły fotowoltaiczne.



Rys. 2. Sprawność modułu fotowoltaicznego w funkcji natężenia oświetlenia (opracowanie własne)

W znacznej części doby (w rozpatrywanym przypadku) warunki atmosferyczne nie pozwalają na wytworzenie takiej ilości energii, która pokrywałaby zapotrzebowanie odbiorcy. Ponadto szczyt generacji przez źródła OZE przypada w okresie doliny południowej. W takiej sytuacji system elektroenergetyczny musi dostarczyć brakującą energię w godz. 24–11, odebrać nadmiar wytwarzanej energii w godz. 11–17 i ponownie dostarczyć braki energii do odbiorcy w godz. 17–24.

W celu minimalizacji oddziaływania na system elektroenergetyczny źródeł o losowym charakterze pracy zaproponowano i porównano trzy konfiguracje systemu hybrydowego: elektrownia wiatrowa – moduły fotowoltaiczne – magazyn energii elektrolizer/ogniwo paliwowe typu PEM.



Konfiguracja I

Źródła odnawialne zasilające bezpośrednio elektrolizer

Schemat blokowy układu przedstawiono na rys. 5. Energia wytworzona w źródłach odnawialnych jest wykorzystywana do procesu elektrolizy (rozkładu wody na wodór i tlen).

Wytworzony wodór magazynuje się w zbiorniku pod ciśnieniem 20 MPa. Bilans mocy w układzie opisuje równanie:

$$P_{PV} + P_{EW} = P_{elek} + P_{komp} \quad (2)$$

gdzie:

P_{PV} [W] – moc elektryczna modułów fotowoltaicznych, P_{EW} [W] – moc elektrowni wiatrowych, P_{elek} [W] – moc pobierana przez elektrolizer, P_{komp} [W] – moc pobierana przez kompresor.

Głównym urządzeniem potrzeb własnych magazynu energii jest kompresor. Moc potrzebną do jego zasilania opisuje wzór:

$$P_{komp} = m_{H_2} \frac{\kappa}{\kappa - 1} p_0 v_0 \left[\left(\frac{p_1}{p_0} \right)^{\frac{\kappa - 1}{\kappa}} - 1 \right] \frac{1}{\eta_{ikomp}} 10^{-3} [kW] \quad (3)$$

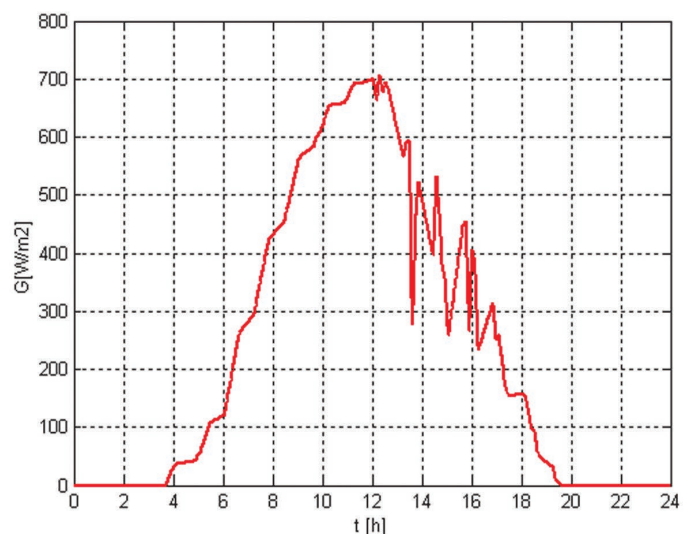
gdzie:

m_{H_2} [kg/s] – masowy przepływ wodoru, κ – wykładnik adiabaty ($\kappa = 1,41$ dla wodoru), p_0 [MPa] – ciśnienie wodoru przed sprężeniem, v_0 [Nm³/kg] objętość właściwa wodoru, p_1 [MPa] – ciśnienie wodoru po sprężeniu, η_{ikomp} – sprawność wewnętrzna kompresora.

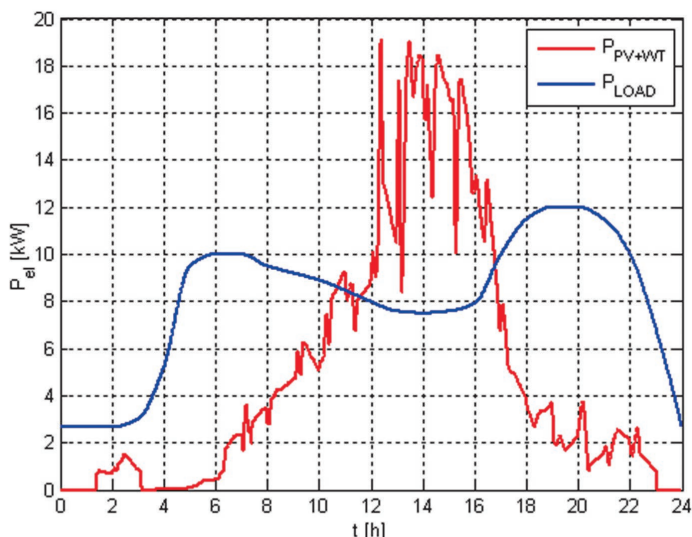
Na rys. 6 przedstawiono zależność pracy sprężania wodoru w zależności od osiąganego ciśnienia końcowego wyznaczoną zgodnie ze wzorem (3).

Odbiorcę zasilają ogniwo paliwowe, a niedobór mocy pokrywa system elektroenergetyczny zgodnie z zależnością:

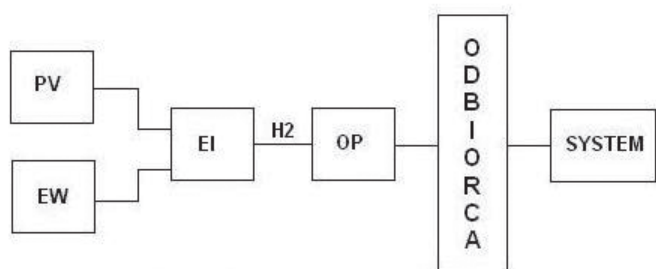
$$P_{Odb} = P_{OP} + P_{sys} \quad (4)$$



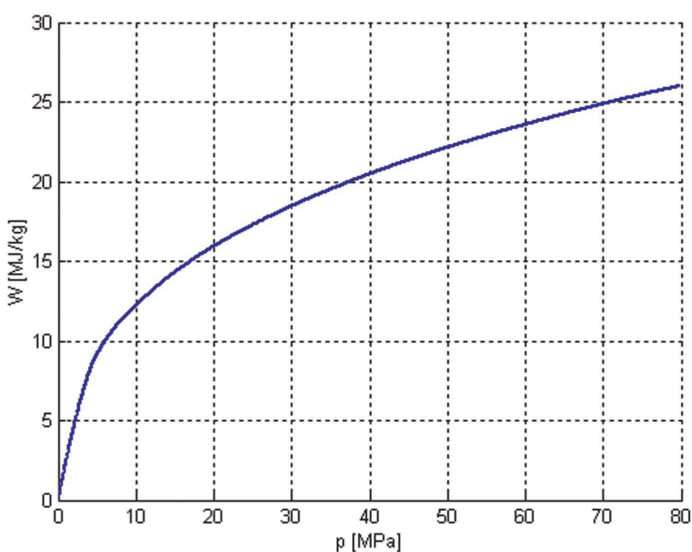
Rys. 3. Dobowa zmienność prędkości wiatru (niebieski) i natężenia promieniowania słonecznego (czerwony)



Rys. 4. Profil energetyczny odbiorcy (niebieski), moc wytwarzana przez elektrownie wiatrowe i fotowoltaiczne (czerwony)



Rys. 5. Schemat blokowy układu I: OP – ogniwo paliwowe, PV – ogniwo fotowoltaiczne, EW – elektrownia wiatrowa, EI – elektrolizer



Rys. 6. Zależność pracy, jaką trzeba wykonać, aby sprężyć 1 kg wodoru w funkcji ciśnienia końcowego (opracowanie własne)

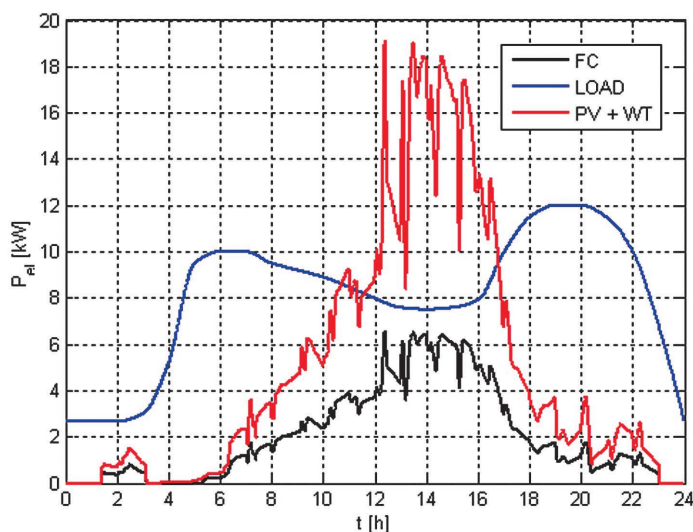
gdzie:

P_{Odb} [W] – zapotrzebowanie na moc przez odbiorcę, P_{Op} [W] – moc generowana przez ogniwo paliwowe, P_{sys} [W] – moc z systemu elektroenergetycznego.

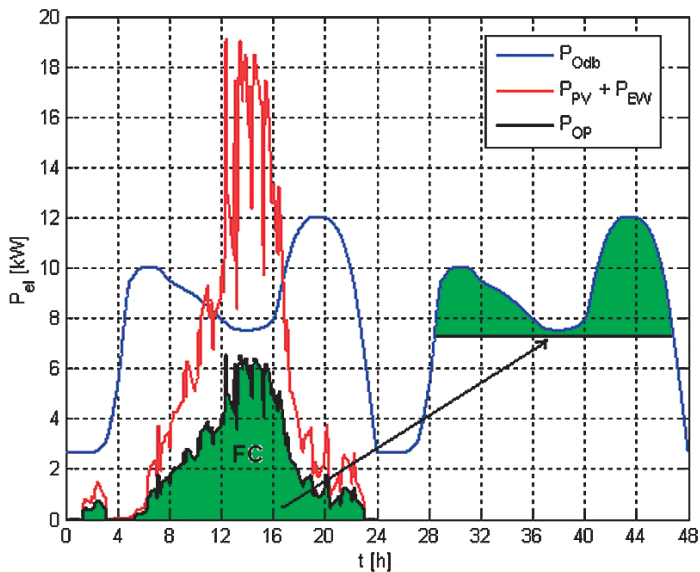
Takie rozwiązanie pozwala na uniezależnienie się odbiorcy od warunków pogodowych. Korzyścią, z punktu systemu elektroenergetycznego, jest brak konieczności odbierania nadwyżki energii wytworzonej przez źródła odnawialne. Wadą układu jest nieefektywne wykorzystanie energii pierwotnej, ze względu na straty w magazynie energii. W rozpatrywanym przypadku ze 119 kWh energii wytworzonej przez elektrownie wiatrowe i fotowoltaiczne, doprowadzonej do elektrolizera i kompresora, otrzymujemy 49 kWh energii, które odda ogniwo paliwowe. Średnia sprawność układu magazynowania energii (EI-OP), zdefiniowana jako stosunek energii elektrycznej wygenerowanej przez ogniwo paliwowe do energii dostarczonej do elektrolizera, wynosi 41%.

Analizując przebiegi na rys. 7 można zauważyć, że ogniwo paliwowe nie jest w stanie pokryć zapotrzebowania na energię przez odbiorcę.

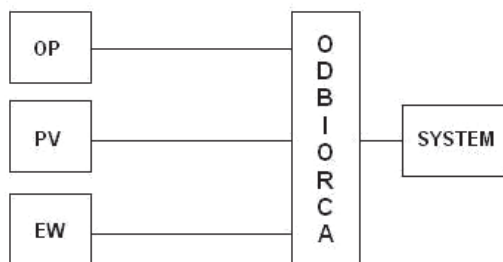
Być może korzyścią dla systemu elektroenergetycznego byłoby wykorzystanie energii zmagazynowanej do pokrycia obciążenia szczytowego w dniu kolejnym (przy założeniu podobnego profilu odbiorcy). Dysponując informacją na temat ilości zmagazynowanej energii w danej dobie, można by zaplanować pokrycie obciążenia odbiorcy w dobie kolejnej w sposób przedstawiony na rys. 8. Źródła konwencjonalne pokrywałyby obciążenie podstawowe i podszczytowe, natomiast energia wytworzona w źródłach odnawialnych wypełniałaby szczyt obciążenia.



Rys. 7. Profil energetyczny odbiorcy (niebieski), moc wytwarzana przez źródła odnawialne (czerwony), moc oddawana przez ogniwo paliwowe (czarny)



Rys. 8. Koncepcja wykorzystania zmagazynowanej energii do pokrycia obciążenia szczytowego w kolejnym dniu



Rys. 9. Schemat blokowy układu II

Konfiguracja II

Ogniwo paliwowe pracujące równolegle ze źródłami odnawialnymi

Energię wiatru i słońca można wykorzystać efektywniej dzięki zastosowaniu konfiguracji połączeń przedstawionej na rys. 9.

Równolegle pracujące ogniwo paliwowe ze źródłami odnawialnymi kompensuje niedobór wytworzonej energii w sytuacji, gdy brak jest sprzyjających warunków atmosferycznych. Taki tryb pracy umożliwiają cechy eksploatacyjne ogniw paliwowych, które doskonale nadają się do pracy przy zmiennych obciążeniach oraz prezentują wysoką wydajność w szerokim zakresie mocy. Bardzo cenną cechą ogniw paliwowych jest ich wysoka wydajność przy niewielkim obciążeniu [3].

Bilans mocy w układzie zależy od stosunku mocy wytwarzanej przez źródła OZE do zapotrzebowania odbiorcy:

- w przypadku, gdy zapotrzebowanie przewyższa moc produkowaną przez źródła (praca ogniwa paliwowego), moc odbiornika opisuje wzór:

$$P_{Odb} = P_{PV} + P_{EW} + P_{OP} \quad \text{gdy } P_{Odb} > P_{PV} + P_{EW} \quad (5)$$

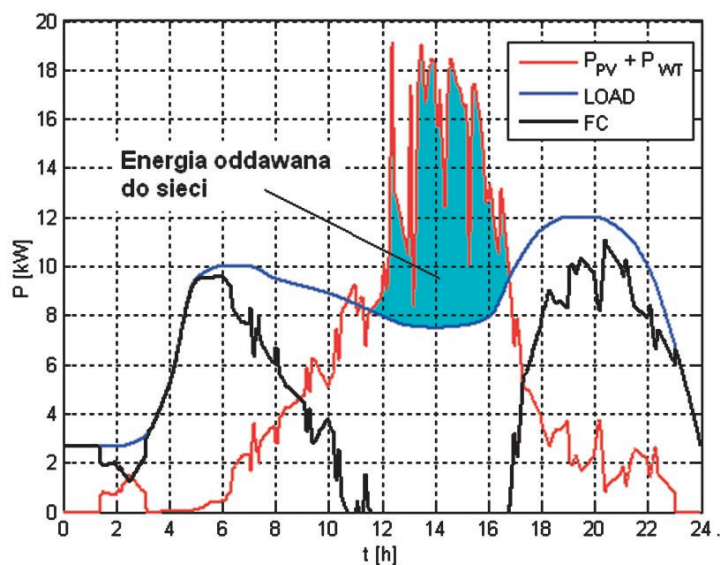
- w przypadku, gdy zapotrzebowanie i moc generowana przez OZE są sobie równe (przypadek szczególny):

$$P_{Odb} = P_{PV} + P_{EW} \quad (6)$$

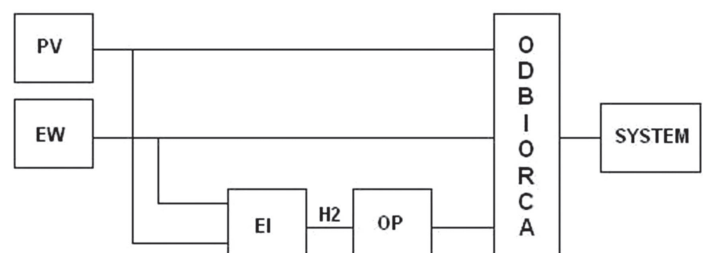
- w przypadku, gdy zapotrzebowanie jest mniejsze od generowanej mocy (moc oddawana do systemu):

$$P_{Odb} = P_{PV} + P_{EW} - P_{sys} \quad \text{gdy } P_{Odb} < P_{PV} + P_{EW} \quad (7)$$

Cechą układu jest brak możliwości magazynowania energii oraz konieczność dostarczania wodoru z zewnątrz do zasilania ogniwa paliwowego. Wodór można wyprodukować różnymi metodami. Oprócz elektrolizy można stosować proces gazyfikacji paliw stałych. Istnieją także komercyjne systemy ogniw paliwowych typu PEM, wyposażone w wewnętrzny reforming paliwa, które są zasilane czystym metanem.



Rys. 10. Praca ogniwa paliwowego oraz energia wytworzona przez OZE w okresie braku na jej zapotrzebowanie



Rys. 11. Schemat blokowy układu III

Konfiguracja połączeń źródeł	Układ I	Układ II	Układ III
Możliwość magazynowania energii	tak	nie	tak
Sprawność układu	niska	większa niż w układzie I	zależy od rozkładu przepływu energii
Energia wytworzona w PV + EW [kWh]	119,19	119,19	119,19
Pokrycie obciążenia odbiorcy bezpośrednio przez źródła PV + EW [kWh]	0	86,82	86,82
Pokrycie obciążenia przez OP [kWh]	48,88	107,71	93,75 + 13,96
Energia pobrana z sieci [kWh]	145,65	0	0
Energia oddana do sieci [kWh]	0	32,37	0
Energia zużyta do kompresji wodoru [kWh]	9,4	0	2,59
Energia z PV + EW zmagazynowana [kWh]	48,88	0	13,96
Produkcja wodoru [Ndm ³]	447	0	123,2
Zużycie wodoru [Ndm ³]	447	449,5	326,3
Średnia sprawność układu magazynowania energii (EI-OP) – brutto ³ [%]	44,52	–	46,88
Średnia sprawność układu magazynowania energii (EI-OP) – netto ⁴ [%]	41,01	–	43,13
Uwagi:	konieczność przewymiarowania urządzeń wytwórczych; maksymalna moc elektrolizera musi być równa mocy maksymalnej wytworzonej przez źródła OZE dla najlepszych warunków	występuje konieczność sprzedaży energii do sieci	możliwość optymalizacji pracy układu

Tab. 3. Porównanie wyników analizy i cech rozważanych układów połączeń źródeł wytwórczych

W rozpatrywanym przypadku, aby pokryć zapotrzebowanie odbiorcy na energię, ogniwo musi zużyć 450 Ndm³ wodoru, generując 108 kWh energii elektrycznej. Ponadto 32 kWh generowane przez źródła odnawialne w okresie doliny południowej należy oddać do systemu (rys. 10). Zatem mimo efektywniejszego wykorzystania energii pierwotnej pozostaje problem zużycia mocy wygenerowanej przez źródła odnawialne.

Konfiguracja III.

Źródła odnawialne zasilające elektrolizer, z możliwością bezpośredniego zasilania odbiorcy

Konfiguracja połączeń przedstawiona na rys. 11 stanowi kombinację dwóch pierwszych układów.

Bilans mocy w układzie opisują równania układu II z wyjątkiem sytuacji, gdy zapotrzebowanie jest mniejsze od generowanej mocy, ponieważ nadwyżkę energii z tego tytułu można zmagazynować (praca elektrolizera):

$$P_{Odb} = P_{PV} + P_{EW} - P_{elek} - P_{komp} \quad \text{gdy } P_{Odb} < P_{PV} + P_{EW} \quad (8)$$

Na rys. 12 przedstawiono czas pracy elektrolizera i ogniwa paliwowego w rozpatrywanej dobie

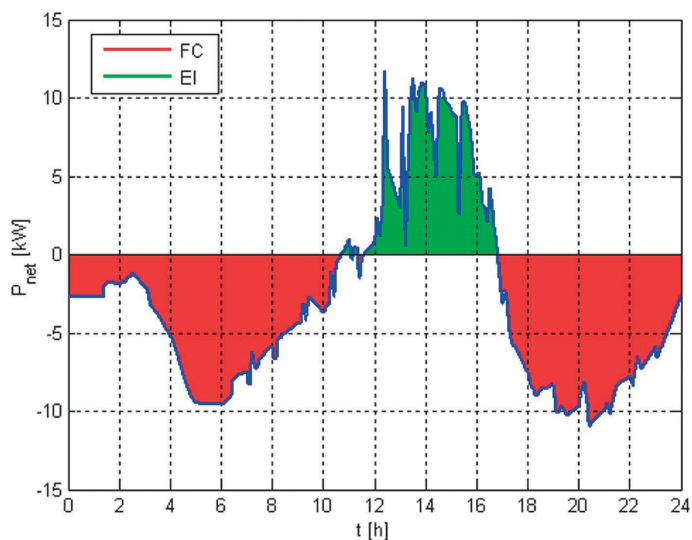
Energię zmagazynowaną w okresie doliny południowej, w ilości 29,8 kWh, wykorzystano do pokrycia części zapotrzebowania w szczycie wieczornym. Ogniwo paliwowe wytworzyło 13,96 kWh energii z wyprodukowanego w czasie doliny południowej wodoru. Średnia sprawność układu magazynowania energii (EI-OP) wynosi 43%. Pozwoliło to w stosunku do układu II ograniczyć zużycie wodoru o 123 Ndm³. Kombinacja układów I i II rozwiązała problem użytkowania mocy wytworzonej w okresie braku zapotrzebowania przez odbiorcę. System elektroenergetyczny nie musi odbierać energii wytworzonej w okresie doliny południowej.

3. Porównanie analizowanych wariantów układów połączeń źródeł wytwórczych

W tab. 3 przedstawiono wyniki analizy energetycznej układu wytwórczego składającego się z turbin wiatrowych, modułów fotowoltaicznych, ogniwa paliwowego z membraną polimerową i cechy charakterystyczne dla wybranego połączenia źródeł.

4. Wnioski

W wyniku przeprowadzonej analizy energetycznej pracy układu wytwórczego składającego się z turbin wiatrowych, modułów fotowoltaicznych, ogniwa paliwowego z membraną polimerową dla założonego profilu odbiorcy i wybranego przypadku



Rys. 12. Okres pracy ogniwa paliwowego oraz elektrolizera w układzie III

³ Sprawność układu elektrolizer – ogniwo paliwowe bez uwzględnienia pracy kompresora sprężającego wodór.

⁴ Sprawność układu elektrolizer – ogniwo paliwowe z uwzględnieniem pracy kompresora sprężającego wodór.

warunków pogodowych sformułowano następujące wnioski:

- budowa hybrydowych systemów wytwórczych pozwala na minimalizowanie niekorzystnego wpływu pracy źródeł o losowym charakterze pracy (elektrownie wiatrowe, słoneczne) na system elektroenergetyczny
- praca systemu hybrydowego wykorzystującego elektrownie wiatrowe i fotowoltaiczne jest uzależniona od warunków atmosferycznych, a planowanie pracy tego systemu jest zależne zarówno od warunków atmosferycznych, jak i profilu energetycznego odbiorcy (inne będą rozprawy mocy w układzie przy zasilaniu obiektu użyteczności publicznej lub zakładu przemysłowego)
- istotnym elementem planowania doboru jednostek wytwórczych omawianego układu hybrydowego jest dobór mocy jednostek wytwórczych oraz dobór mocy magazynów energii (rys. 1).

Na podstawie analizy można zauważyć, że najbardziej korzystnym połączeniem jest konfiguracja III, która pozwala

na pełne wykorzystanie energii wytworzonej przez elektrownie wiatrowe i fotowoltaiczne, nie powodując negatywnego wpływu na pracę systemu elektroenergetycznego.

BIBLIOGRAFIA

1. Nehrir M.H., Wang C., Modeling and Control of Fuel Cells: Distributed Generation Applications, Wiley 2009.
2. Paska J., Generacja rozproszona z wykorzystaniem hybrydowych układów wytwórczych, *Energetyka* 2013, nr 6, s. 457–462.
3. Sroka K., Kogeneracja w małych i średnich systemach ciepłowniczych, Targi Instalacyjne 2010, Seminarium Ciepłownicze nt. Propozycja rozwiązań technologicznych dla poprawy efektywności wytwarzania i przesyłania ciepła oraz ochrony powietrza w świetle pakietu klimatyczno-energetycznego, Poznań 2010.
4. Szerbowski R., Ceran B., Możliwości i perspektywy magazynowania energii w generacji rozproszonej, *Logistyka* 2014, nr 4, s. 4953–4960.

Bartosz Ceran

mgr inż.

Politechnika Poznańska

e-mail: bartosz.ceran@put.poznan.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrycznym Politechniki Poznańskiej na kierunku elektrotechnika, specjalność elektroenergetyka. Od 2009 roku pracuje w Instytucie Elektroenergetyki Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej na stanowisku asystenta. Jego zainteresowania naukowe dotyczą: zagadnień rozproszonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, ze szczególnym uwzględnieniem technologii ogniw paliwowych.

Krzysztof Sroka

dr inż.

Politechnika Poznańska

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

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

Performance Analysis of a Hybrid Generation System of Wind Turbines, Photovoltaic Modules, and a Fuel Cell

Keywords

distributed generation, fuel cells, electrolysis, energy storage, hybrid generation systems

Abstract

This paper presents the results of energy analysis of a generation system consisting of wind turbines, photovoltaic modules, a fuel cell with a polymer membrane, and an electrolyser. The analysis was carried out for three configurations of generating devices' connections with consumer: I – wind turbines and photovoltaic modules supply electrolyser, II – parallel co-operation of fuel cell with renewables, III – renewables supply electrolyser, with the option of direct supply of the consumer.

Modelowanie niezawodności farmy wiatrowej z wykorzystaniem sieci Bayesowskich i procesów semi-Markowa

Autor

Robert Adam Sobolewski

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

energetyka wiatrowa, niezawodność, sieci Bayesowskie, procesy semi-Markowa

Streszczenie

Wśród czynników wpływających na moc wyjściową farmy wiatrowej (FW) istotną rolę odgrywa niezawodność techniczna. O niezawodności tej decydują m.in.: topologia wewnętrznej sieci elektroenergetycznej FW i niezawodność urządzeń elektrycznych wchodzących w jej skład, np. generatorów, transformatorów, kabli, łączników, zabezpieczeń elektroenergetycznych, szyn zbiorczych. Ilościową miarą niezawodności FW może być rozkład prawdopodobieństwa kombinacji stanów gotowości elektrowni wiatrowych (EW) farmy. Stan gotowości danej EW oznacza jej gotowość do produkcji energii elektrycznej i przekazywania jej do zewnętrznej sieci elektroenergetycznej, co oznacza zdatność EW oraz pozostałych urządzeń niezbędnych do przekazania energii do sieci zewnętrznej. Miarę tę można wykorzystywać m.in. do ilościowej analizy wpływu różnych topologii FW i niezawodności poszczególnych urządzeń farmy na jej niezawodność oraz wyznaczać wartość oczekiwaną mocy farmy z uwzględnieniem niezawodności. Wiedza ta może być przydatna w analizie niezawodności wytwarzania energii elektrycznej w systemach elektroenergetycznych. W artykule przedstawiono modele probabilistyczne opisujące ilościowo niezawodność FW z uwzględnieniem wspomnianych wyżej czynników technicznych. Do sformułowania modeli niezawodnościowych wykorzystano sieci Bayesowskie (BN) i procesy semi-Markowa (PSM). Za pomocą BN odwzorowano niezawodność strukturalną FW i charakterystyki ilościowe opisujące niezawodność urządzeń. Do wyznaczania tych charakterystyk zastosowano PSM. W artykule zaprezentowano przykład obliczeniowy dotyczący wyznaczenia: (i) rozkładu prawdopodobieństwa kombinacji stanów gotowości czterech EW wchodzących w skład FW i (ii) oczekiwanej mocy wyjściowej FW z uwzględnieniem jej niezawodności.

1. Wstęp

Poziom wytwarzanej i przekazywanej mocy z FW do sieci elektroenergetycznej zewnętrznej zależy od wielu czynników technicznych, wiatrowych i środowiskowych. Do czynników technicznych zalicza się między innymi jej niezawodność. O niezawodności tej decydują głównie: topologia wewnętrznej sieci elektroenergetycznej i niezawodność urządzeń elektrycznych, m.in. generatorów, transformatorów, inwerterów, kabli, łączników, zabezpieczeń elektroenergetycznych, szyn zbiorczych, wchodzących w skład FW. Waga czynników technicznych bardziej uwypukla się, jeżeli częściej i dłużej panują warunki wiatrowe sprzyjające produkcji energii elektrycznej 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

zachodzić, np. w sytuacji: (i) zawadności (zadziałania brakującego) zabezpieczenia elektroenergetycznego (ZE) lub (ii) 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 urządzenie dotknięte uszkodzeniem lub całej FW.

Jedną z użytecznych ilościowych miar 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 zewnętrznej sieci elektroenergetycznej, co oznacza zdatność EW oraz pozostałych urządzeń niezbędnych do przekazania energii do sieci zewnętrznej. Miarę tę można wykorzystywać m.in. 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 m.in. do odwzorowania niezawodności FW w modelach ilościowo opisujących charakterystyki mocy i energii wytwarzanej przez EW i FW [2–7]. Modele te cechuje uproszczone odwzorowanie wpływu wielu czynników na niezawodność FW.

W artykule przedstawiono modele probabilistyczne, które w większym stopniu niż dotychczas uwzględniają istotne czynniki decydujące o niezawodności FW i umożliwiają wyznaczenie 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, uwzględniając 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 sieci Bayesowskich do modelowania niezawodności farmy wiatrowej

Podstawy metodologiczne modelowania probabilistycznego z wykorzystaniem BN można znaleźć w literaturze, m.in. w [8–9]. Sformułowanie modelu opisującego niezawodność FW obejmuje następujące elementy: (i) ustalenie węzłów sieci, (ii) utworzenie struktury sieci, (iii) sformułowanie tabel prawdopodobieństw warunkowych (TPW) dla węzłów i (iv) zadanie prawdopodobieństw wystąpienia poszczególnych stanów niezawodnościowych urządzeń FW reprezentowanych przez węzły źródłowe. Ustalenie węzłów sieci dotyczy: (i) węzłów źródłowych, (ii) węzłów pośrednich reprezentujących kombinacje stanów niezawodnościowych węzłów rodziców dla tych węzłów i (iii) węzła typu liść, reprezentującego niezawodność FW. Węzłom źródłowym przypisane są TPW, zawierające prawdopodobieństwa wystąpienia stanów niezawodnościowych urządzeń. Liczba stanów dla danego urządzenia zależy od jego rodzaju i umiejscowienia w strukturze wewnętrznej FW. Celowe jest rozróżnienie urządzeń o: (i) dwóch stanach – „zdatne” i „niezdatne” oraz (ii) trzech stanach – „zdatne”, „niezdatne” i „niezdatne z rozprzestrzeniającym się uszkodzeniem”. Wyodrębnienie urządzeń o trzech stanach jest spowodowane występowaniem zdarzeń brakujących ZE prowadzących do wyłączania urządzeń niedotkniętych uszkodzeniem, 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 wystąpienia stanów niezawodnościowych, wynikających z możliwych kombinacji stanów uwzględnionych w węzłach rodzicach. Podobnie jak w przypadku węzłów źródłowych, węzły pośrednie mogą uwzględniać dwa lub trzy rodzaje stanów. Natomiast TPW przypisane do węzła typu liść zawiera wszystkie kombinacje stanów gotowości/niegotowości EW. Stan gotowości „1” EW oznacza, że zdatna 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 FW, topologii jej sieci wewnętrznej i kombinacji stanów niezawodnościowych urządzeń farmy. Sformułowanie TPW węzłów pośrednich i węzła typu liść polega na wypełnieniu ich wartościami prawdopodobieństw „0” lub „1” w taki sposób, aby zależności na prawdopodobieństwa warunkowe wystąpienia 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 procesów semi-Markowa do modelowania niezawodności urządzeń FW

Podstawy metodologiczne modelowania probabilistycznego z wykorzystaniem PSM można znaleźć w literaturze [10–11]. Wykorzystanie PSM do wyznaczania prawdopodobieństw rozpatrywanych stanów niezawodnościowych urządzeń FW umożliwia: (i) opisanie czasów do uszkodzenia i czasów odnowy urządzeń dowolnymi rozkładami probabilistycznymi oraz (ii) uwzględnienie kolejności występowania uszkodzeń urządzeń. Druga cecha pozwala na właściwe odwzorowanie w modelu stanów niezawodnościowych związanych z wyłączeniami potrzebnymi i brakującymi ZE. Dzięki temu możliwe jest wyznaczanie prawdopodobieństw występowania stanów niezawodnościowych urządzeń FW, związanych z zadaniami brakującymi ZE, które powodują rozprzestrzenianie się uszkodzeń i konieczność wyłączania urządzeń sąsiednich w stosunku do urządzenia dotkniętego uszkodzeniem. W modelu założono, że: (i) urządzenie może się znajdować albo w stanie zdatności albo niezdatności, (ii) ZE może się znajdować w stanie zdatności albo niezdatności (ZE obejmuje zabezpieczenie i wyłącznik realizujący wyłączenie uszkodzonego urządzenia), (iii) po wystąpieniu uszkodzenia w urządzeniu i jednoczesnej zdatności ZE ma miejsce wyłączenie urządzenia (zadziałanie potrzebne), (iv) po wystąpieniu uszkodzenia w urządzeniu przy niezdatnym ZE urządzenie nie jest wyłączane przez ZE (zadziałanie brakujące) lecz przez zabezpieczenie rezerwowe oraz (v) pomija się zadziałania zbędne ZE i występowanie uszkodzeń ZE w momencie pojawienia się uszkodzenia w chronionym urządzeniu. Stany PSM są zdefiniowane następująco: S_0 – urządzenie i ZE są zdatne, S_1 – urządzenie jest niezdatne i ZE jest zdatne, S_2 – urządzenie jest zdatne 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 wystąpienia poszczególnych stanów mają postać:

$$P_0 = \frac{\gamma \cdot \lambda \cdot \xi}{(\gamma + \lambda) \cdot \lambda \cdot \xi + (\lambda + \xi) \cdot \gamma \cdot \theta}, P_1 = \frac{\lambda^2 \cdot \xi}{(\gamma + \lambda) \cdot \lambda \cdot \xi + (\lambda + \xi) \cdot \gamma \cdot \theta}$$

$$P_2 = \frac{\gamma \cdot \xi \cdot \theta}{(\gamma + \lambda) \cdot \lambda \cdot \xi + (\lambda + \xi) \cdot \gamma \cdot \theta}, P_3 = \frac{\gamma \cdot \lambda \cdot \theta}{(\gamma + \lambda) \cdot \lambda \cdot \xi + (\lambda + \xi) \cdot \gamma \cdot \theta}$$

gdzie:

λ – intensywność uszkodzeń urządzenia, θ – intensywność uszkodzeń ZE, γ – intensywność odnowy urządzenia, ξ – intensywność odnowy ZE.

W przypadku urządzeń o dwóch stanach niezawodnościowych prawdopodobieństwa tych stanów w węzłach źródłowych BN wyrażone są następującymi wzorami:

- prawdopodobieństwo tego, że urządzenie jest zdatne

$$p_{ZD} = P_0 + P_2$$

- prawdopodobieństwo tego, że urządzenie jest niezdatne

$$p_{NIEZ} = P_1 + P_3$$

Natomiast w przypadku urządzeń o trzech stanach niezawodnościowych, prawdopodobieństwa tych stanów w węzłach źródłowych BN opisują wzory:

- prawdopodobieństwo tego, że urządzenie jest zdatne

$$p_{ZD} = P_0 + P_2$$

- prawdopodobieństwo tego, że urządzenie jest niezdatne

$$p_{NIEZ} = P_1$$

- prawdopodobieństwo tego, że urządzenie jest niezdatne i wystąpiło zadziałanie brakujące ZE

$$p_{NIEZB} = P_3$$

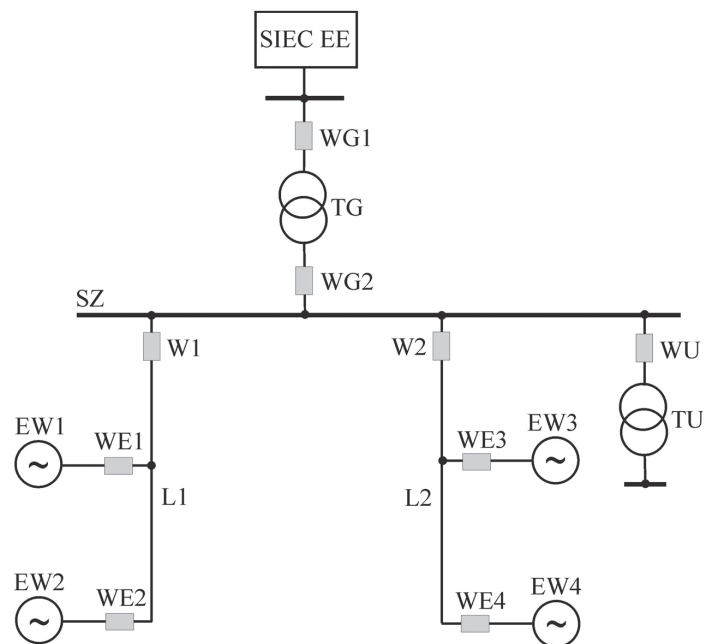
4. Przykład obliczeniowy

Przykład obliczeniowy dotyczy analizy niezawodności FW o dwóch topologiach sieci wewnętrznej (promieniowej i pierścieniowej), obejmującej wyznaczenie: (i) rozkładu prawdopodobieństwa kombinacji stanów gotowości EW wchodzących w skład FW oraz (ii) wartości oczekiwanej mocy FW z uwzględnieniem jej niezawodności dla różnych prędkości wiatru w lokalizacji EW1. FW zlokalizowana jest w Polsce i składa się z czterech EW, każda o mocy znamionowej $P_{Ri} = 2 \text{ MW}$ ($i = 1, 2, 3, 4$). Założono, że czasy do uszkodzenia i odnowy urządzeń FW są opisane rozkładami wykładniczymi i znane są parametry tych rozkładów. Wartości oczekiwane mocy EW wyznaczono na podstawie rzeczywistych danych zarejestrowanych w odstępach 10-minutowych, w okresie od stycznia do czerwca 2012 roku. Liczba danych użytych w obliczeniach wyniosła 21 282 rekordów. Wyznaczone wartości oczekiwane mocy wytwarzanej przez EW, dla prędkości wiatru *a priori* i dla założonych prędkości wiatru w lokalizacji EW1, przedstawiono w tab. 1.

Wartości oczekiwane mocy EW zamieszczone w tab. 1 uzyskano na podstawie modelu w postaci sieci Bayesowskiej, przy czym

Wartość oczekiwana mocy EW [kW]	Prędkość wiatru w lokalizacji EW1					
	a priori	$U_1 = [3-4]$	$U_1 = [5-6]$	$U_1 = [7-8]$	$U_1 = [9-10]$	$U_1 = [11-12]$
$E[P_{EW1}]$	519,3	100,2	256,4	640,6	1235,6	1794,4
$E[P_{EW2}]$	581,4	111,8	306,7	740,0	1354,8	1819,6
$E[P_{EW3}]$	527,4	108,8	270,0	659,8	1214,4	1709,2
$E[P_{EW4}]$	505,3	110,7	261,6	616,7	1141,2	1654,4
Procentowa różnica między min. i max	15,0%	11,6%	19,6%	20,0%	18,7%	10,0%

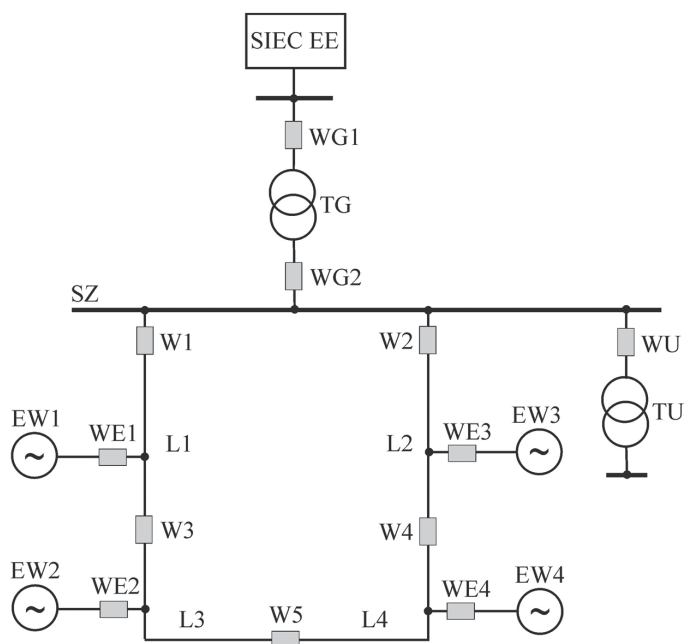
Tab. 1. Wartości oczekiwane mocy EW wyznaczone dla różnych prędkości wiatru w lokalizacji EW1



Oznaczenia: L1 i L2 – linie kablowe, W1, W2 – wyłączniki w polach liniowych, WE1, WE2, WE3 i WE4 – wyłączniki EW, TG – transformator SN/WN, WG1 i WG2 – wyłączniki transformatora TG, TU – transformator uziemiający i potrzeb własnych SN/nn, WU – wyłącznik transformatora TU, SZ – szyny zbiorcze, SIEC EE – sieć elektroenergetyczna zewnętrzna

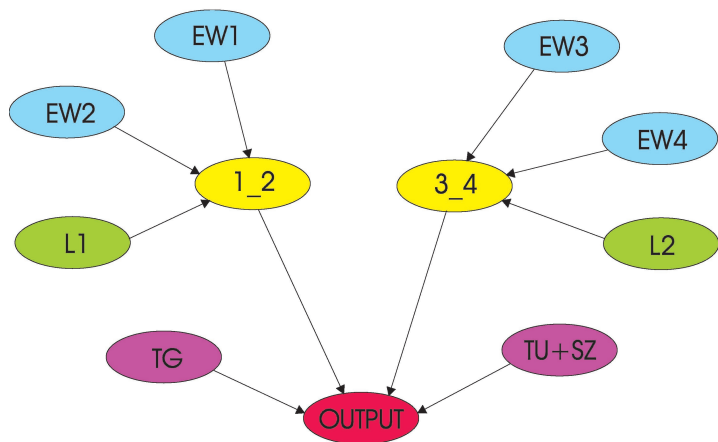
Rys. 1. Schemat sieci wewnętrznej FW o topologii promieniowej

jej struktura i parametry węzłów zostały wyznaczone w procesie uczenia sieci. W tab. 1 wartości oczekiwane mocy EW wyróżniono różnymi kolorami po to, aby zobrazować kolejność wartości od najmniejszej do największej dla danej prędkości wiatru, tj. wartość min. – żółty, wartość druga po min. – zielony, wartość trzecia po min. – błękitny i wartość max – czerwony. Można zauważyć, że pomimo jednakowej mocy znamionowej EW wartości oczekiwane ich mocy dla danej prędkości wiatru są:



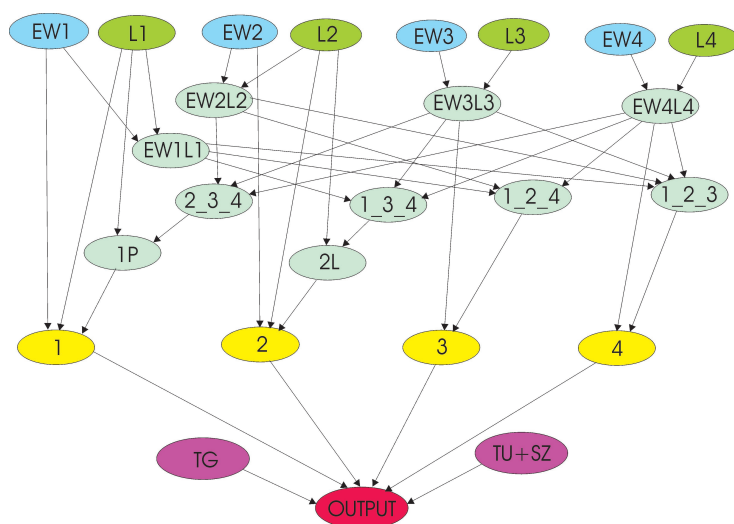
Oznaczenia: L1 i L2, L3 i L4 – linie kablowe, W3, W4 i W5 – wyłączniki sekcyjne. Pozostałe oznaczenia jak na rysunku 1

Rys. 2. Schemat sieci wewnętrznej FW o topologii pierścieniowej



Rys. 3. BN odwzorowująca strukturę niezawodnościową FW o promieniowej topologii sieci wewnętrznej. Oznaczenia węzłów źródłowych zgodne z oznaczeniami na rys. 1. Pozostałe oznaczenia węzłów w tekście

(i) różne i (ii) może się zmieniać ich kolejność w przedziale od min. do max. W ostatnim wierszu tab. 1 pokazano procentową różnicę pomiędzy wartością min. i max. dla danej prędkości wiatru. Różnica ta osiąga nawet 20% przy prędkości wiatru $v_1 = [7-8]$. Na rys. 1 przedstawiono schemat promieniowej topologii wewnętrznej sieci FW. Jest ona najprostszą konfiguracją charakteryzującą się relatywnie małą długością kabli. Największym jej mankamentem jest stosunkowo niska niezawodność wynikająca przede wszystkim z konieczności wyłączania całej gałęzi zawierającej kilka



Rys. 4. BN odwzorowująca strukturę niezawodnościową FW o pierścieniowej topologii sieci wewnętrznej. Oznaczenia węzłów źródłowych zgodne z oznaczeniami na rys. 2. Pozostałe oznaczenia węzłów w tekście

lub kilkanaście EW z powodu występowania uszkodzeń niektórych urządzeń w tej gałęzi, m.in. kabli, wyłączników.

Rys. 2 przedstawia schemat pierścieniowej topologii wewnętrznej sieci FW. Zasadnicza różnica w stosunku do topologii promieniowej polega na zamknięciu pierścienia kablowego i dodaniu wyłączników sekcyjnych w liniach kablowych. Pociąga to za sobą zwiększenie sumarycznej długości kabli. W zamian uzyskuje się wyższą niezawodność sieci, gdyż wyłączenia uszkodzonych urządzeń z reguły nie powodują konieczności wyłączania całej gałęzi zawierającej kilka lub kilkanaście EW.

Na rys. 3 przedstawiono BN odwzorowującą strukturę niezawodnościową FW o promieniowej topologii sieci wewnętrznej. Oznaczenia węzłów źródłowych odnoszą się do oznaczeń urządzeń FW (rys. 1). Węzły 1_2 i 3_4 są to węzły pośrednie odwzorowujące kombinacje stanów niezawodnościowych urządzeń EW1, EW2, L1, EW3, EW4 i L2. Węzeł OUTPUT jest węzłem, który uwzględnia kombinacje stanów węzłów 1_2, 3_4, TG i TU+SZ.

Na rys. 4 przedstawiono BN odwzorowującą strukturę niezawodnościową FW o pierścieniowej topologii sieci wewnętrznej. Oznaczenia węzłów źródłowych odnoszą się do oznaczeń urządzeń wchodzących w skład FW (rys. 2). Węzły EW1L1, EW2L2, EW3L3 i EW4L4 są to węzły pośrednie odwzorowujące kombinacje stanów urządzeń reprezentowanych przez węzły źródłowe odpowiednio EW1 i L1, EW2 i L2, EW3 i L3 oraz EW4 i L4. Węzły 1_2_3, 1_2_4, 1_3_4 i 2_3_4 są to węzły pośrednie odwzorowujące stany węzłów EWxLx ($x = 1, 2, 3, 4$). Węzły 1P, 1L, 1, 2, 3 i 4 są również węzłami pośrednimi, przy czym cztery ostatnie reprezentują kombinacje stanów EWx i pozostałych urządzeń sieci wewnętrznej, niezbędnych do przekazania mocy z EWx do sieci

zewewnętrznej. Węzeł OUTPUT uwzględnia kombinacje stanów węzłów x .

Parametry rozkładów czasu do uszkodzenia i odnowy urządzeń FW są następujące:

- intensywności uszkodzeń EW $\lambda_{EWx} = 0,09$ 1/rok
- intensywności uszkodzeń L_j $\lambda_{Lx} = 0,08$ 1/rok (w przypadku linii kablowych w wewnętrznej sieci farmy o topologii promieniowej) i $\lambda_{Lx} = 0,04$ 1/rok (w przypadku linii kablowych w wewnętrznej sieci farmy o topologii pierścieniowej)
- intensywność uszkodzeń TG $\lambda_{TG} = 0,02$ 1/rok
- intensywność uszkodzeń TU i SZ $\lambda_{TU+SZ} = 0,03$ 1/rok
- intensywność uszkodzeń zabezpieczeń elektroenergetycznych $\theta_{ZE} = 0,005$ 1/rok
- intensywność odnowy $\gamma_U = 182,5$ 1/rok (średni czas odnowy 48 godz.) – dotyczy urządzeń: EW x , L x , TG oraz TU i SZ
- intensywność odnowy ZE $\xi_{ZE} = 121,667$ 1/rok (średni czas odnowy 72 godz.).

Tab. 2 przedstawia wyznaczone wartości prawdopodobieństw wystąpienia kombinacji EW, jednocześnie znajdujących się w stanie zdatności dla promieniowej i pierścieniowej topologii sieci wewnętrznej FW.

Z tab. 2 wynika, że w obu przypadkach topologii sieci wewnętrznej prawdopodobieństwo wystąpienia wszystkich EW

Kombinacja EW jednocześnie znajdujących się w stanie zdatności	Prawdopodobieństwo wystąpienia kombinacji EW jednocześnie znajdujących się w stanie zdatności	
	Topologia promieniowa	Topologia pierścieniowa
EW1iEW2iEW3iEW4	0,996573	0,996491
EW1iEW2iEW3	0,000489	0,000788
EW1iEW2iEW4	0,000489	0,000788
EW1iEW2	0,000516	$6,23 \cdot 10^{-7}$
EW1iEW3iEW4	0,000489	0,000747
EW1iEW3	$2,39 \cdot 10^{-7}$	$5,90 \cdot 10^{-7}$
EW1iEW4	$2,39 \cdot 10^{-7}$	$5,13 \cdot 10^{-7}$
EW1	$2,53 \cdot 10^{-10}$	$7,80 \cdot 10^{-8}$
EW2iEW3iEW4	0,000489	0,000747
EW2iEW3	$2,39 \cdot 10^{-7}$	$5,13 \cdot 10^{-7}$
EW2iEW4	$2,39 \cdot 10^{-7}$	$5,90 \cdot 10^{-7}$
EW2	$2,53 \cdot 10^{-10}$	$7,80 \cdot 10^{-8}$
EW3iEW4	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

Tab. 2. Wartości prawdopodobieństwa wystąpienia kombinacji EW jednocześnie znajdujących się w stanie zdatności (niezawodność *a priori* elementów FW) dla promieniowej i pierścieniowej topologii sieci wewnętrznej

(tj. EW1iEW2iEW3iEW4) znajdujących się w stanie zdatności jest największe w stosunku do prawdopodobieństw wystąpienia innych kombinacji. Prawdopodobieństwo to jest o 0,0082% większe dla topologii promieniowej w porównaniu z topologią pierścieniową. Najmniejsze wartości prawdopodobieństwa obserwowane są dla pojedynczych kombinacji EW. O wyższej niezawodności topologii pierścieniowej w stosunku do promieniowej mogą świadczyć większe prawdopodobieństwa wystąpienia kombinacji EW jednocześnie znajdujących się w stanie zdatności w odniesieniu do trzech EW i niższe prawdopodobieństwo braku przynajmniej jednej EW (kombinacja BRAK w tab. 2). Analiza niezawodności FW może być również związana z wyznaczaniem prawdopodobieństw wystąpienia kombinacji EW, jednocześnie znajdujących się w stanie zdatności, przy założeniu niezdatności jednego lub więcej urządzeń. Wyznaczone wartości prawdopodobieństwa wystąpienia liczby EW jednocześnie znajdujących się w stanie zdatności przy założeniu niezdatności EW1 i L1 przedstawia tab. 3.

Korzystając z wyznaczonych wartości oczekiwanych mocy EW (tab. 1) i obliczonych prawdopodobieństw kombinacji EW, znajdujących się jednocześnie w stanie zdatności (tab. 2 i 3), można wyznaczyć wartości oczekiwane mocy FW. Tabela 4 przedstawia wartości oczekiwane mocy FW o promieniowej i pierścieniowej topologii sieci wewnętrznej, wyrażone w procentach wartości oczekiwanej mocy FW (uwzględniającej pełną zdadność urządzeń farmy).

Z tab. 4 wynika, że warianty niezawodności urządzeń FW (*a priori*, niezdatna EW1, niezdatna L1) w różnym stopniu wpływają na wartość oczekiwaną mocy. Wpływ ten zależy również od przyjętej topologii sieci wewnętrznej i założonej prędkości wiatru. W wariancie niezawodności urządzeń FW można się spodziewać niewielkiego obniżenia wartości oczekiwanej mocy w stosunku do wartości podanej w ostatnim wierszu tab. 4, przy czym dla topologii promieniowej wynosi ono 0,14%, natomiast dla pierścieniowej 0,12%. W przypadku topologii promieniowej niezdatność EW1 powoduje obniżenie mocy od 23,53% przy $u_1 = [3-4]$ do 25,82% przy $u_1 = [11-12]$. Natomiast w przypadku topologii pierścieniowej obniżenie mocy w obu przypadkach prędkości wiatru jest o 0,02% mniejsze w stosunku do promieniowej. Niezdatność L1 skutkuje obniżeniem mocy od 49,20% przy $u_1 = [3-4]$ do 52,44% przy $u_1 = [9-10]$ – dla topologii promieniowej i od 23,33% przy $u_1 = [3-4]$ do 25,82% przy $u_1 = [11-12]$ – dla topologii pierścieniowej.

5. Zakończenie

W referacie 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 do wytwarzania energii elektrycznej i przekazywania jej do zewnętrznej sieci elektroenergetycznej. Ważną cechą opracowanych modeli jest również łatwe wnioskowanie dotyczące prawdopodobieństw kombinacji EW,

Kombinacja EW jednocześnie znajdujących się w stanie zdatności	Prawdopodobieństwo wystąpienia kombinacji EW jednocześnie znajdujących się w stanie zdatności, przy niezdatnej EW1		Prawdopodobieństwo wystąpienia kombinacji EW jednocześnie znajdujących się w stanie zdatności, przy niezdatnej L1	
	Topologia promieniowa	Topologia pierścieniowa	Topologia promieniowa	Topologia pierścieniowa
EW2iEW3iEW4	0,997102	0,997238	0	0,997279
EW2iEW3	0,000489	0,000789	0	0,000489
EW2iEW4	0,000489	0,000789	0	0,000788
EW2	0,000516	$6,88 \cdot 10^{-7}$	0	0,000300
EW3iEW4	0,000964	0,000747	0,998108	0,000489
EW3	$4,72 \cdot 10^{-7}$	$5,91 \cdot 10^{-7}$	0,000489	$2,40 \cdot 10^{-7}$
EW4	$4,72 \cdot 10^{-7}$	$5,13 \cdot 10^{-7}$	0,000489	$3,86 \cdot 10^{-7}$
BRAK	0,000438	0,000436	0,000913	0,000654

Tab. 3. Wartości prawdopodobieństwa wystąpienia liczby EW jednocześnie znajdujących się w stanie zdatności, przy założeniu niezdatności EW1

Topologia wewnętrznej sieci FW/ wariant niezawodności urządzeń FW	Prędkość wiatru w lokalizacji EW1					
	<i>a priori</i>	$v_1 = [3-4]$	$v_1 = [5-6]$	$v_1 = [7-8]$	$v_1 = [9-10]$	$v_1 = [11-12]$
Promieniowa/ <i>a priori</i>	99,86%	99,86%	99,86%	99,86%	99,86%	99,86%
Pierścieniowa/ <i>a priori</i>	99,88%	99,88%	99,88%	99,88%	99,88%	99,88%
Promieniowa/niezdatna EW1	75,55%	76,67%	76,47%	75,78%	74,91%	74,18%
Pierścieniowa/niezdatna EW1	75,57%	76,69%	76,49%	75,80%	74,93%	74,19%
Promieniowa/niezdatna L1	48,34%	50,80%	48,49%	47,97%	47,56%	48,14%
Pierścieniowa/niezdatna L1	75,55%	76,67%	76,47%	75,78%	74,91%	74,18%
Wartość oczekiwana mocy FW z uwzględnieniem zdatności urządzeń [kW]	2133,4	431,5	1094,7	2657,1	4946,0	6977,7

Tab. 4. Wartości oczekiwane mocy FW dla różnych stanów niezawodnościowych urządzeń FW i różnych prędkości wiatru w lokalizacji EW1, wyrażone w procentach wartości oczekiwanej mocy uwzględniającej pełną zdatność urządzeń farmy

jednocześnie znajdujących się w stanie zdatności, dla zadanych stanów niezawodnościowych wybranych urządzeń FW. Wyznaczane prawdopodobieństwa można również z powodzeniem wykorzystywać do obliczania wartości oczekiwanej mocy FW uwzględniającej jej niezawodność.

BIBLIOGRAFIA

- Sobolewski R.A., Analiza niezawodności układu wytwórczo-przyłączeniowego turbiny wiatrowej wykorzystująca kryterium ekonomiczne zawodności, *Przegląd Elektrotechniczny* 2010, r. 86, nr 10, s. 324–329.
- 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, 11–15 June 2006.
- Quinonez-Varela G. i in., Electrical collector system options for large offshore wind farms, *IET Renewable Power Generation* 2007, No. 1 (2), s. 107–114.
- 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.
- Segura-Heras I., Escrive-Escrive G., Alcazar-Ortega M., Wind farm electrical power production model for load flow analysis, *Renewable Energy* 2011, No. 36, s. 1008–1013.
- Mabel M.C., Raj R.E., Fernandez E., Analysis on reliability aspects of wind power, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2011, No. 15, s. 1210–1216.
- Ali M., Matevosyan J., Milanovic J.V., Probabilistic assessment of wind farm annual energy production, *Electric Power Systems Research* 2012, No. 89, s. 70–79.
- Darwiche A., Modeling and reasoning with Bayesian networks, Cambridge University Press 2009.
- Kjaerulff U.B., Madsen A.L., Bayesian Networks and Influence Diagrams. A Guide to Construction and Analysis, Springer.
- Grabski F., Semi-Markowskie modele niezawodności i eksploatacji, Seria: Badania Systemowe, tom 30, Polska Akademia Nauk, Instytut Badań Systemowych, Warszawa 2002.
- Howard R.A., Dynamic Probabilistic Systems, Vol. II: Semi-Markov and Decision Processes, Dover Books on Mathematics, 2007.

Robert Adam Sobolewski

dr inż.

Politechnika Białostocka

e-mail: r.sobolewski@pb.edu.pl

Studia odbył na Wydziale Elektrycznym Politechniki Białostockiej, stopień naukowy doktora nauk technicznych uzyskał na swoim macierzystym wydziale (2002). Jego zainteresowania badawcze, to: wyznaczanie charakterystyk probabilistycznych oraz prognozowanie mocy i energii wytwarzanej przez farmy wiatrowe, analiza niezawodności wytwarzania energii elektrycznej przez farmy wiatrowe oraz niezawodności systemów elektroenergetycznych, zastosowanie procesów stochastycznych i sieci Bayesowskich w elektroenergetyce.

Wind Farm Reliability Modelling Using Bayesian Networks and Semi-Markov Processes

Keywords

wind power, reliability, Bayesian networks, semi-Markov processes

Abstract

Technical reliability plays an important role among factors affecting the power output of a wind farm. The reliability is determined by an internal power grid's topology and reliability of its electrical components, e.g. generators, transformers, cables, connectors, protection relays, and busbars. A wind farm reliability's quantitative measure can be the probability distribution of combinations of states of preparedness of the farm's wind turbines. The state of preparedness of a wind turbine is its readiness to produce electricity and to transmit it to an external power grid, which means the operability of the wind turbine and other equipment necessary for the electricity transfer to the external network. This measure can be used for quantitative analysis of the impact of various wind farm topologies and the reliability of individual farm components on the farm reliability, and for determining the expected farm output with consideration of the reliability. This knowledge may be useful in analysis of the electricity generation reliability in power systems. The paper presents probabilistic models that quantify the farm wind reliability taking into account the above-mentioned technical factors. To formulate the reliability models Bayesian networks and semi-Markov processes were used. Using Bayesian networks the wind farm structural reliability was mapped, as well as quantitative characteristics describing equipment reliability. To determine the characteristics semi-Markov processes were used. The paper presents an example calculation of: (i) probability distribution of the combination of preparedness states of four wind turbines included in the wind farm, (ii) expected wind farm's output with consideration of its reliability.

Zastosowanie metody AHP do porównania kryteriów wyboru lokalizacji budowy farmy wiatrowej

Autor

Alicja Stoltmann

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

Analytic Hierarchy Process, proces inwestycyjny w energetyce

Streszczenie

Artykuł przedstawia 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 (ang. *Analytic Hierarchy Process*), przyporządkowując skalę ocen preferencji od 1 do 9. Przyporządkowanie preferencji do danego kryterium uwzględnia problematykę uzyskania decyzji i pozwoleń wynikających z prawa polskiego oraz wiedzę ekspercką.

Celem artykułu jest ustalenie rankingu kryteriów, biorąc pod uwagę ich wpływ na powodzenie projektu budowy farmy wiatrowej, co jest wstępem do dokonania analizy porównawczej planowanych projektów budowy farm wiatrowych ze względu na czas uzyskania pozwolenia na budowę.

Wprowadzenie

Krajowy System Elektroenergetyczny (KSE) 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 dziewięć głównych zagadnień, uwzględniając: pomiary wietrzności, dokumenty planistyczne, decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach (w skrócie: decyzję środowiskową) oraz prawo do terenu dla wyprowadzenia mocy, warunki techniczne przyłączenia do sieci, dokumenty planistyczne określające możliwość lokalizacji farmy wiatrowej, decyzję środowiskową oraz prawo do terenu dla farmy wiatrowej, a także otoczenie projektu. Mnogość wymienionych zagadnień świadczy o dużym stopniu komplikacji procesu inwestycyjnego i powoduje, że trwa on kilka lat.

Opis metody AHP

Metodę AHP (ang. *Analytic Hierarchy Process*) opracował T.L. Saaty [2]. Jest to metoda wielokryterialnej analizy problemów decyzyjnych. Mimo swojego zaawansowania matematycznego i czasochłonności obliczeń jest stosowana w wielu dziedzinach, np. politologii, socjologii, 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 jej zaletą 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], którą przedstawiono w tab. 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).

Analiza kryteriów wyboru lokalizacji farmy wiatrowej metodą AHP składa się z dwóch etapów:

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	

Tab. 1. Skala porównań parami wg [2]

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.

Chcąc 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:

$$Aw = nw \quad (2)$$

gdzie:

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:

$$w = \sum_{j=1}^n w_j a_{ij} \quad (3)$$

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*) – losowy indeks niezgodności. Wielkości RI oszacowane przez T.L. Saaty'ego przedstawiono w opracowaniach [4, 5].

Opis kryteriów

W celu porównania kryteriów oceny lokalizacji budowy farmy wiatrowej wyróżniono kryteria główne, które następnie podzielono na kryteria cząstkowe. Kryteria główne to: pomiary wietrzności, dokumenty planistyczne, decyzja środowiskowa oraz prawo do terenu dla wyprowadzenia mocy, warunki techniczne przyłączenia do sieci, dokumenty planistyczne uwzględniające możliwość lokalizacji farmy wiatrowej, decyzja środowiskowa oraz prawo do terenu dla farmy wiatrowej, a także otoczenie projektu.

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. Maszty wyposażone są w czujniki prędkości i kierunku wiatrów, posadowione na różnych wysokościach. Zbyt duża różnica pomiędzy wysokością pomiaru a wysokością planowanej wieży turbiny prowadzi do błędnych oszacowań planowanej produkcji energii elektrycznej. Pomiary siły wiatru przeprowadza się zwykle przez okres 1 roku. Aby uzyskać bardziej miarodajne dane, zaleca się wykonywanie pomiarów przez dłuższy czas (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 wyprowadzenia 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. Jest to proces czasochłonny oraz wielowątkowy i wydłuża czas realizacji inwestycji. Istotny wpływ na czas uzyskania wymienionych dokumentów ma technologia wykonania, napięcie linii elektroenergetycznej oraz jej długość. W niektórych przypadkach farma wiatrowa jest oddalona od najbliższego głównego punktu zasilania o wiele kilometrów i linia elektroenergetyczna wyprowadzenia mocy przechodzi przez wiele działek ewidencyjnych i terenów o różnym przeznaczeniu. Komplikuje to i wydłuża proces inwestycyjny linii elektroenergetycznej, ponieważ należy uzyskać zgody właścicieli wielu działek ewidencyjnych lub zmienić przeznaczenie poszczególnych gruntów, aby budowa linii była możliwa.

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 liczbę 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. w czasie migracji ptaków) i w efekcie mogą doprowadzić do uzyskania negatywnej decyzji o środowiskowych oddziaływaniach farmy wiatrowej lub uzyskania pozwolenia na pracę farmy wiatrowej w określonych porach roku, co zmniejsza opłacalność inwestycji. Procedura uzyskiwania wymienionej decyzji zakłada udział społeczeństwa w procesie jej wydawania. Odpowiednie działania informacyjne i promocyjne mogą zminimalizować ryzyko protestów społecznych w zakresie budowy farmy wiatrowej.

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, tj. linii elektroenergetycznych łączących turbiny i stację abonencką oraz samą stację abonencką. Korzystnym rozwiązaniem jest posadzenie kilku turbin na terenie jednego przychylnego inwestycji właściciela.

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 planowany obszar farmy wiatrowej jest uwzględniony w MPZP lub posiada decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu potwierdzającą dopuszczalność lokalizacji inwestycji oraz przedstawić posiadany tytuł prawny do terenu farmy wiatrowej. Jeśli sieć umożliwi przyłączenie farmy wiatrowej o planowanej mocy i w punkcie przyłączenia żaden z innych podmiotów nie ubiega się o wydanie warunków przyłączenia uniemożliwiających przyłączenie farmy wiatrowej, istnieje duża szansa na to, że umowa zostanie zawarta.

Model hierarchiczny

Problem decyzyjny w metodzie AHP przedstawia się w postaci hierarchicznej, ilustrującej podział wszystkich kryteriów na kryteria główne oraz kryteria cząstkowe (subkryteria). 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.

Dla omawianego przykładu struktura hierarchiczna składa się z:

- celu głównego określającego wpływ czynników na czas uzyskania pozwolenia na budowę farmy wiatrowej
- kryteriów głównych (oznaczonych jako A, B, ..., I)
- kryteriów cząstkowych, są to kryteria szczegółowe wpływające na kryteria główne (oznaczone jako 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 tab. 2.

Udział eksperta w analizie problemu decyzyjnego

Poprawność merytoryczna wyników analizy jest uzależniona od wiedzy i doświadczenia ekspertów dokonujących oceny kryteriów i stanów zaawansowania rozważanych projektów. Od ich oceny zależy autentyczność wyników analizy. Na potrzeby niniejszej analizy współpracowano ze specjalistami realizującymi projekty budowy farm wiatrowych po stronie inwestora. Rezultatem niniejszej współpracy jest wykonanie macierzy porównań parami zarówno dla kryteriów głównych, jak i cząstkowych. Przykład porównania parami wykonany dla porównania kryteriów głównych zamieszczono w tab. 3.

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 tab. 1 uzyskując macierz, której następnie wyznaczono wartości własne, wektor własny oraz wartość własną. Wyznaczono także wskaźniki niespójności, spójności oraz niezgodności (odpowiednio CI , CR , RI).

Następnie powtórzono schemat czynności, analizując wpływ poszczególnych kryteriów cząstkowych na kryteria główne oraz na cel nadrzędny, co omówiono w dalszej części artykułu.

Wyniki analizy

Całość analizy metodą AHP przeprowadzono w arkuszu MS Excel. Problem decyzyjny polegał na wyznaczeniu wpływu poszczególnych kryteriów, które należy wziąć pod uwagę, aby czas potrzebny na uzyskanie pozwolenia na budowę był możliwie najkrótszy. W procesie analizy eksperckiej wytypowano 9 kryteriów głównych opisujących obszary prac koniecznych do przeprowadzenia w ramach ubiegania się o pozwolenie na budowę. Dokonano porównania parami poszczególnych kryteriów zgodnie ze skalą opracowaną przez T.L. Saaty'ego [2] (tab. 1) oraz wyznaczono wektor preferencji, co przedstawiono na rys. 1.

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	Liczba 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	Liczba 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 elektroenergetyczna operatora umożliwiająca przyłączenie FW o planowanej mocy elektrycznej
E4	Inne podmioty ubiegające się o wydanie warunków przyłączenia w wybranym punkcie przyłączenia

Jak wynika z analizy metodą AHP, przeważający wpływ na czas uzyskania pozwolenia na budowę farmy wiatrowej ma zdobycie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla obszaru farmy wiatrowej (0,395). Spowodowane jest to skomplikowaniem procedury i wysokim ryzykiem niezyskania decyzji z przyczyn lokalnych uwarunkowań środowiskowych, często trudnych do wstępnego oszacowania. W drugiej kolejności na realizację celu nadrzędnego wpływa uzyskanie warunków technicznych przyłączenia do sieci elektroenergetycznej (0,168). Jest to spowodowane liczbą 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 jeśli inwestor nie posiada pomiarów wietrzności, może prowadzić je równoległe wraz z procedurami uzyskiwania pozostałych

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 lokalizację 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	Liczba 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

Tab. 2. Zestawienie kryteriów głównych i kryteriów cząstkowych

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
A	1,0	0,3	0,5	0,3	0,2	0,3	0,1	0,3	1,0
B	3,0	1,0	2,0	1,0	0,3	0,5	0,2	1,0	3,0
C	9,0	0,5	1,0	0,5	0,3	0,5	0,1	0,5	2,0
D	3,0	1,0	2,0	1,0	0,3	0,5	0,2	1,0	2,0
E	5,0	3,0	4,0	3,0	1,0	2,0	0,3	3,0	5,0
F	3,0	2,0	2,0	2,0	0,5	1,0	0,2	2,0	4,0
G	9,0	6,0	8,0	6,0	4,0	5,0	1,0	6,0	9,0
H	3,0	1,0	2,0	1,0	0,3	0,5	0,2	1,0	2,0
I	1,0	0,3	0,5	0,5	0,2	0,3	0,1	0,8	1,0

Tab. 3. Porównanie parami kryteriów głównych

pozwoleń oraz skorzystać z danych meteorologicznych lub statystycznych w celu oszacowania opłacalności inwestycji.

W trakcie badań dokonano także oceny wpływu poszczególnych kryteriów cząstkowych na kryteria główne. Wyniki analizy przedstawiono na rys. 2.

Wpływ kryteriów cząstkowych na kryteria główne pozwala ustalić chronologię działań, aby dane kryterium zostało spełnione. Porównanie parami kryteriów cząstkowych pomaga w podjęciu decyzji o rozkładzie nakładów finansowych na poszczególne elementy w danym kryterium. Na przykład, dla pomiaru wietrzności dużą wagę ma sam fakt wykonania pomiarów wietrzności. Aczkolwiek należy uwzględnić także odległość urządzeń pomiarowych od planowanej wysokości wieży, aby zminimalizować ryzyko błędnych oszacowań planowanej produkcji energii elektrycznej. Dla najważniejszego kryterium głównego, tj. uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla farmy wiatrowej, przeważającym kryterium cząstkowym jest lokalizacja farmy wiatrowej na obszarze chronionym przyrodniczo. Jest to bardzo ważny element, często blokujący możliwość uzyskania w/w decyzji, np. dla obszarów rezerwatów przyrody lub obszarów Natura 2000. Duże znaczenie mają także kryteria cząstkowe związane z zagrożeniami wynikającymi z uwarunkowań środowiskowych oraz zbyt bliska odległość farmy wiatrowej od terenów leśnych lub zadrzewień. Z analizy

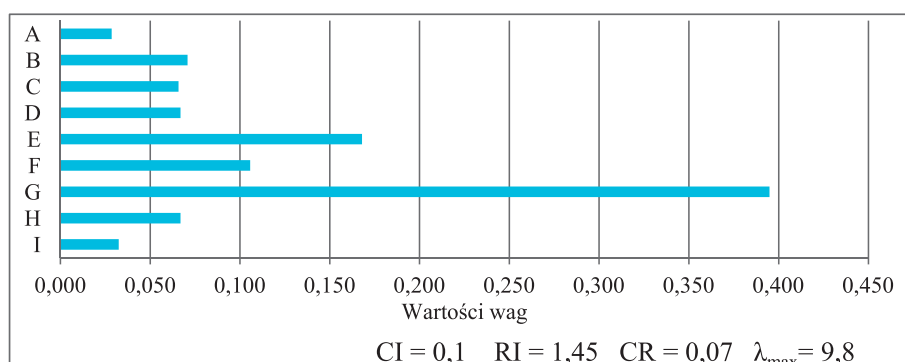
omawianego kryterium głównego wynika, że najmniejsze znaczenie mają protesty społeczne. Jest to związane z możliwością przeprowadzenia akcji promocyjnych i informacyjnych w obszarze sąsiadującym z planowaną farmą wiatrową.

Metoda AHP pozwala także na wyznaczenie wpływu globalnego kryteriów cząstkowych na realizację celu nadrzędnego. W analizowanym przypadku największy wpływ na czas potrzebny do uzyskania pozwolenia na budowę (0,124) ma kryterium cząstkowe oznaczone jako G1 i określające, czy obszar farmy znajduje się na terenach chronionych przyrodniczo. Jak opisano w rozdziale z wynikami analizy, jest to ważny aspekt mogący nieodwracalnie zablokować inwestycję. Drugim kryterium cząstkowym wpływającym globalnie na realizację celu nadrzędnego (0,09) jest kryterium E3, oznaczające możliwość przyłączenia farmy wiatrowej do sieci elektroenergetycznej. Tak duży wpływ tego kryterium cząstkowego jest związany jest z koniecznością znacznego zwiększenia nakładów finansowych na rozbudowę części sieci elektroenergetycznej operatora sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej albo wymuszonego minimalizacją nakładów na sieć zmniejszenia mocy planowanej farmy wiatrowej, co może zaważyć na opłacalności finansowej przedsięwzięcia.

Podsumowanie

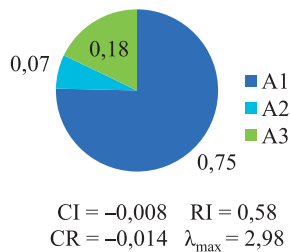
Metoda AHP, choć czasochłonna, przy dużej liczbie kryteriów głównych oraz kryteriów cząstkowych jest doskonałym narzędziem do analizowania zagadnień związanych z analizą lokalizacji inwestycji w energetyce. Jak pokazano na przykładzie porównania kryteriów, mających na celu skrócenie czasu potrzebnego na uzyskanie pozwolenia na budowę farmy wiatrowej, metoda AHP pozwala na analizę problemów realnie występujących. Ponadto zastosowanie metody AHP pozwala na szczegółowe zapoznanie się z danym zagadnieniem poprzez konieczność przedstawienia problemu w modelu hierarchicznym. Dzięki temu metoda pozwala na precyzyjne zestawienie kryteriów, które poddane ocenie eksperckiej i odpowiedniej analizie matematycznej wskazują hierarchię prac w realizacji celu nadrzędnego. Analiza modelu hierarchicznego może mieć charakter edukacyjny, gdyż obrazuje złożoność procesu i uwzględnia niemal wszystkie jego aspekty.

Zagadnienie analizy kryteriów wpływających na czas potrzebny do uzyskania pozwolenia na budowę farmy wiatrowej jest

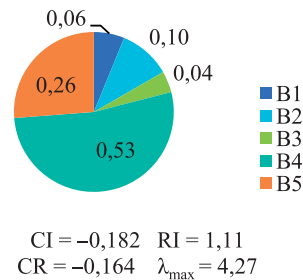


Rys. 1. Wyniki porównania parami kryteriów głównych

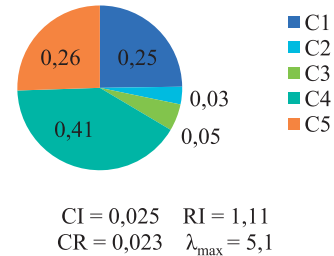
A: Pomiary wietrzności



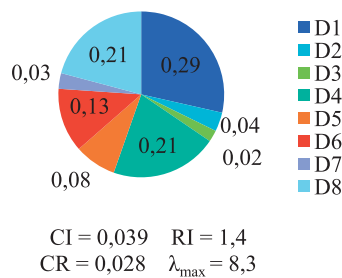
B: Dokumenty planistyczne – wyprowadzenie mocy



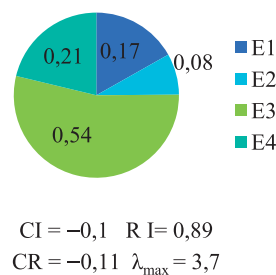
C: Decyzja środowiskowa – wyprowadzenie mocy



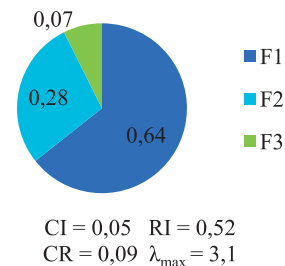
D: Prawo do terenu – wyprowadzenie mocy



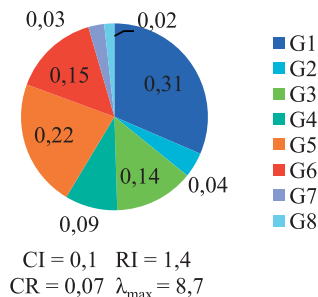
E: Warunki techniczne przyłączenia do sieci elektroenergetycznej



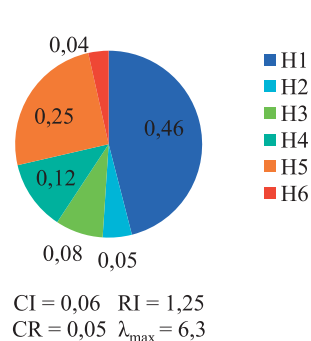
F: Dokumenty planistyczne – farma wiatrowa



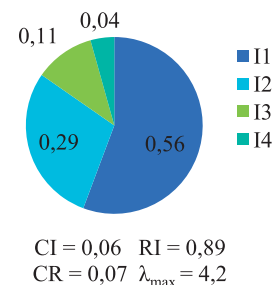
G: Decyzja środowiskowa – farma wiatrowa



H: Prawo do terenu – farma wiatrowa



I: Otoczenie projektu



Rys. 2. Udziały subkryteriów dla poszczególnych kryteriów głównych

zagadnieniem wielowątkowym i wielowymiarowym, dlatego zdecydowano się zastosować metodę AHP do wskazania ważności kryteriów. W wyniku analizy wskazano, że 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.

BIBLIOGRAFIA

1. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych z 23 kwietnia 2009.
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, *International Journal of Production Economics* 1998, No. 97, s. 29–35.
4. Downarowicz O. i in., Zastosowanie metody AHP do oceny i sterowania poziomem bezpieczeństwa złożonego obiektu technicznego, Politechnika Gdańska, 2000, s. 7–42.
5. Adamus W., Gręda A., Wspomaganie decyzji wielokryterialnych w rozwiązywaniu wybranych problemów organizacyjnych i menedżerskich, *Badania Operacyjne i Decyzje* 2005, Vol. 2, No. 2, s. 5–36.

Alicja Stoltmann

mgr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: a.stoltmann@ely.pg.gda.pl

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

Application of AHP Method to Compare Wind Farm Location Selection Criteria

Keywords

Analytic Hierarchy Process, investment process in the energy sector

Abstract

The paper presents a description and comparison of wind farm location selection criteria. These criteria take into account wind measurements in the relevant area, location of wind turbines, location of power lines for transmission of wind farm output to substation (MSP), supporting infrastructure, technical requirements for interconnection with the power grid, and project environment.

To compare the criteria the AHP (Analytic Hierarchy Process) method was used, assigning preference ratings from 1 to 9. Preference assignment to a criterion takes into account the problem of obtaining decisions and permits under Polish law, and expert knowledge.

The aim of this article is to rank the criteria according to their impacts on the wind farm's successful development, which is an introduction to a comparative analysis of proposed wind farm development projects in view of the time needed to obtain the building permit.

Problemy przyłączania farm wiatrowych do systemu elektroenergetycznego z wykorzystaniem kabli WN

Autor

Jacek Klucznik

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

linie kablowe, farmy wiatrowe, moc bierna

Streszczenie

Artykuł prezentuje problemy, jakie rodzi przyłączanie farm wiatrowych do systemu elektroenergetycznego za pomocą kabli wysokiego napięcia. Autor wskazuje możliwe problemy z kompensacją mocy biernej, w zależności od sposobu przyłączenia dławika kompensacyjnego i nastawień układów regulacji mocy biernej oraz napięcia farmy wiatrowej. Artykuł porusza też zagadnienia zwiększenia strat mocy czynnej powodowanych instalacją dławików kompensacyjnych.

1. Wstęp

Problemy z pozyskaniem gruntów pod budowę linii napowietrznych wysokiego napięcia, a co za tym idzie – długi czas uzyskania 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 problem techniczny. Jest nim duża pojemność elektryczna kabla i związane z tym problemy z generowaną przez kabel mocą bierną.

Obecna konstrukcja umów przyłączeniowych pomiędzy właścicielem farmy wiatrowej a spółką dystrybucyjną, do której sieci 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 będzie dokonywana 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 rys. 1.

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:

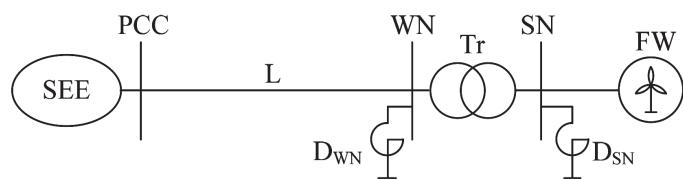
Q_L – moc bierna linii kablowej WN (moc ładowania)

Q_D – moc bierna dławika

B_L – susceptancja linii kablowej

X_D – reaktancja dławika

U_{WN} – napięcie w miejscu przyłączenia dławika.



Rys. 1. Możliwe miejsca przyłączenia dławików do kompensacji mocy biernej

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 jest przyłączona do systemu elektroenergetycznego kablem o napięciu znamionowym 110 kV o długości 32 km, którego jednostkowa susceptancja wynosi 50,9 μ S/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 może przyjmować wartości przedstawione w tab. 1.

Jaki zatem poziom napięcia powinien być wykorzystany w doborze dławika?

W przypadku dławika przyłączonego do szyn WN, analizując zależność (1) można zauważyć, że warunek kompensacji nie zależy od napięcia, gdyż przy niezmiennych 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 przełącznik zaczełów i regulator napięcia.

Rodzaj rozdzielni/Sieć	400 kV	220 kV	110 kV
Normalny stan pracy sieci			
Rozdzielnie NN i 110 kV, do których przyłączone są bezpośrednio jednostki wytwórcze	400–420	220–245	110–123
Pozostałe rozdzielnie NN	380–420	210–245	105–123
Zakłóceniuowy stan pracy sieci			
Rozdzielnie NN i 110 kV, do których przyłączone są bezpośrednio jednostki wytwórcze	380–420	210–245	105–123
Pozostałe rozdzielnie NN	360–420	200–245	99–123

Tab. 1 Dopuszczalna zmienność napięć w KSE [3]

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 nastawianie regulatora wynika z obawy projektantów przed możliwością wyłączenia elektrowni wiatrowych przez zabezpieczenia podnapięciowe lub nadnapięciowe.

Wszystko to powoduje, że napięcie na szynach SN jest utrzymywane 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 jest 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 tab. 2.

Rysunki 2–5 ilustrują zachowanie układu z dławikiem WN podczas zmian napięcia w punkcie przyłączenia farmy wiatrowej do sieci (PCC).

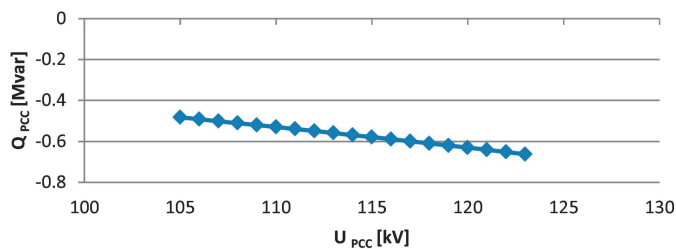
Dla najniższego poziomu napięcia 105 kV można zauważyć (rys. 2), że wartość mocy biernej w punkcie przyłączenia wynosi –0,5 Mvar. Widać, że dobrany w sposób bardzo uproszczony dławik poprawnie kompensuje moc bierną linii kablowej. Wraz ze wzrostem napięcia moc bierna w punkcie przyłączenia obniża się, 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 (nieuwzględnianych 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. Warto zauważyć, że mimo zmian mocy biernej w punkcie przyłączenia wartość współczynnika mocy w punkcie przyłączenia (rys. 4) jest praktycznie niezależna od wartości 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, rosnące wraz ze wzrostem napięcia (rys. 5).

Z kolei rysunki 6–10 ilustrują zachowanie układu z dławikiem SN podczas zmian napięcia w punkcie przyłączenia farmy wiatrowej do sieci.

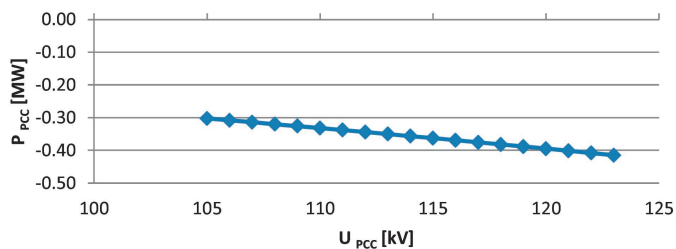
Można zauważyć, że układ z dławikiem przyłączonym do szyn napięcia średniego zachowuje się zgodnie z oczekiwaniami. Przy niskich napięciach, gdy moc ładowania linii kablowej jest niska, układ jest przekompensowany i z sieci pobierana jest znaczna wartość mocy biernej (rys. 6). Wraz ze wzrostem napięcia moc ładowania kabla WN rośnie, zaś moc dławika pozostaje praktycznie na stałym poziomie, gdyż napięcie szyn SN (rys. 8), 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 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 (rys. 9). Pewną zaletą układu jest ograniczenie strat mocy czynnej dławika względem układu z dławikiem WN, zwłaszcza w zakresie wyższych napięć.

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

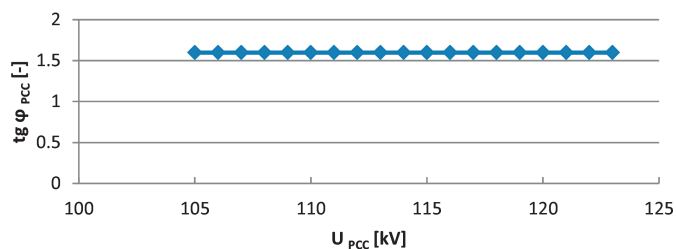
Tab. 2. Wybrane dane dławików powietrznych firmy Trench [4]



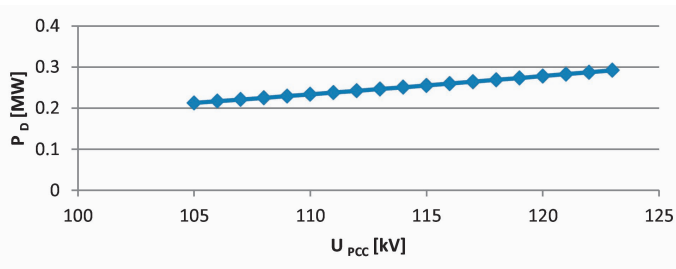
Rys. 2. Moc bierna w punkcie przyłączenia w funkcji napięcia w punkcie przyłączenia, dla układu z dławikiem WN



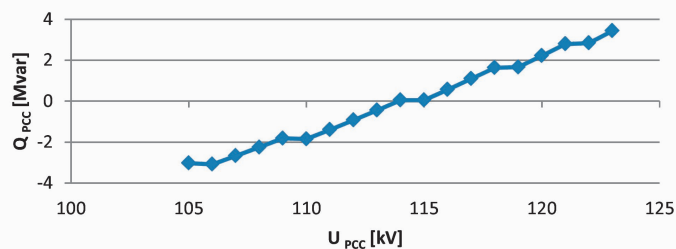
Rys. 3. Moc czynna w punkcie przyłączenia w funkcji napięcia w punkcie przyłączenia, dla układu z dławikiem WN



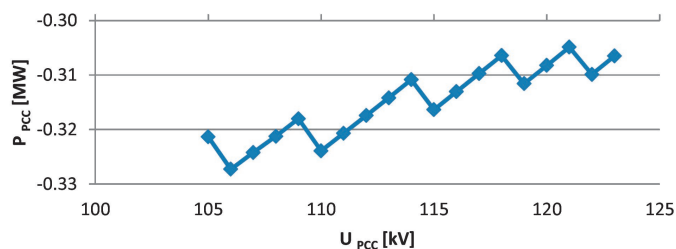
Rys. 4. Współczynnik mocy $\text{tg } \varphi$ w punkcie przyłączenia w funkcji napięcia w punkcie przyłączenia, dla układu z dławikiem WN



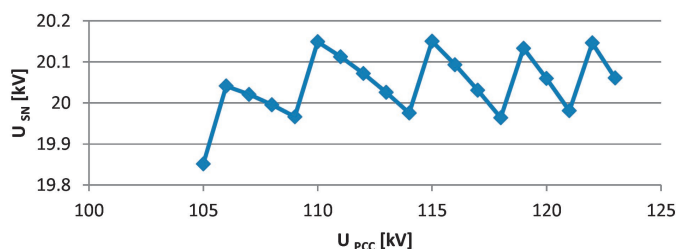
Rys. 5. Straty mocy czynnej w dławiku WN w funkcji napięcia w punkcie przyłączenia



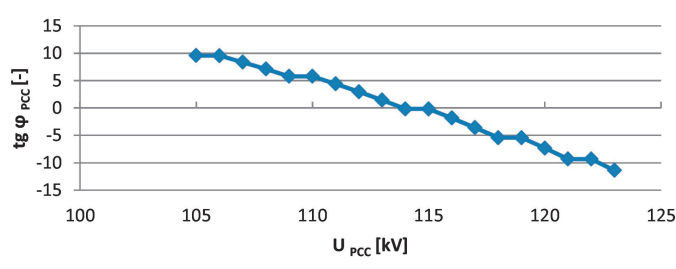
Rys. 6. Moc bierna w punkcie przyłączenia w funkcji napięcia w punkcie przyłączenia, dla układu z dławikiem SN



Rys. 7. Moc czynna w punkcie przyłączenia w funkcji napięcia w punkcie przyłączenia, dla układu z dławikiem SN



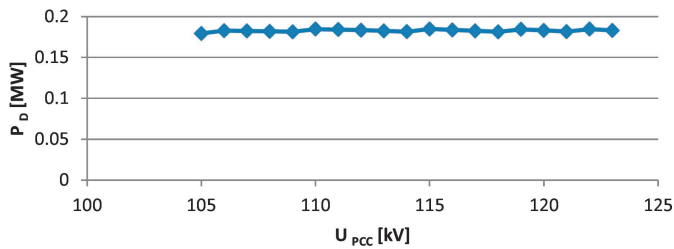
Rys. 8. Napięcie szyn SN w funkcji napięcia w punkcie przyłączenia, dla układu z dławikiem SN



Rys. 9. Współczynnik mocy $\text{tg } \varphi$ w punkcie przyłączenia w funkcji napięcia w punkcie przyłączenia, dla układu z dławikiem SN

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

znaczących opłat za moc bierną oddawaną/pobieraną z sieci – spowodować w długofalowym horyzoncie czasowym znaczne obniżenie zysku inwestora.



Rys. 10. Straty mocy czynnej w dławiku SN w funkcji napięcia w punkcie przyłączenia

Zwiększenie dokładności kompensacji i tym samym zmniejszenie opłat za moc bierną przy stosowaniu dławika przyłączonego do szyn SN może być uzyskane przez zastosowanie dławika z regulacją mocy biernej. Dobrym rozwiązaniem może być wykorzystanie dwóch dławików:

- dławika podstawowego, załączonego na stałe, o mocy dopasowanej do najniższego poziomu napięcia w punkcie zasilania
- dławika dodatkowego, regulowanego, zapewniającego zmienność mocy biernej wymaganej w zakresie od napięcia najniższego do napięcia najwyższego.

Dla rozpatrywanego przykładu rozwiązanie takie mogłoby mieć następującą postać:

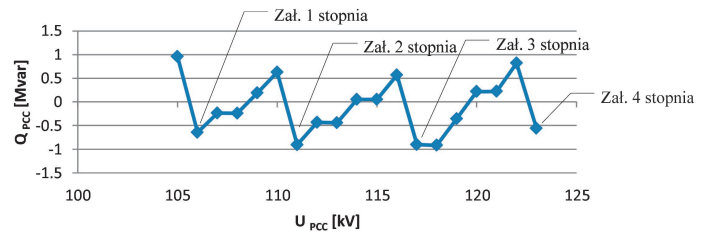
- instalacja dławika podstawowego o mocy 16 Mvar
- instalacja dławika regulowanego o mocy 8 Mvar (4 stopnie po 2 Mvar).

Rysunek 11 przedstawia wartość mocy biernej w punkcie przyłączenia w przypadku zastosowania proponowanych dławików. Założono, że układ regulacji dławików łączy kolejne stopnie dławika w zależności od wartości mocy biernej w punkcie przyłączenia. Przyjęto strefę nieczułości regulatora jako ± 1 Mvar. Zgodnie z oczekiwaniami zaproponowany układ zapewnia kompensację mocy biernej kabla z oczekiwaną dokładnością. Wartości współczynnika mocy dla proponowanego rozwiązania przedstawia rys. 12.

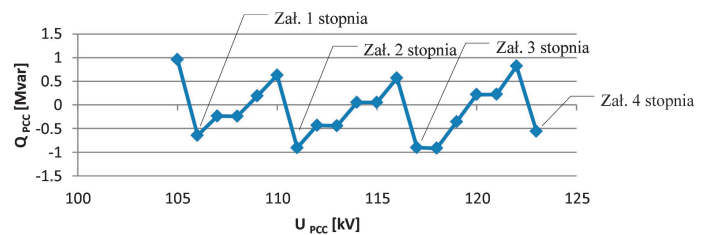
5. Podsumowanie

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



Rys. 11. Moc bierna w punkcie przyłączenia w funkcji napięcia w punkcie przyłączenia, dla układu z regulowanym dławikiem SN



Rys. 12. Współczynnik mocy $\text{tg } \varphi$ w punkcie przyłączenia w funkcji napięcia w punkcie przyłączenia, dla układu z regulowanym dławikiem SN

liczba 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 wtedy, 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 przyłączenia 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.

BIBLIOGRAFIA

1. Lubośny Z., Farmy wiatrowe w systemie elektroenergetycznym, WNT 2009.

2. Taryfa Energa-Operator SA, zatwierdzona Decyzją Prezesa URE nr DRE-4211-79(8)/2013/VII/WDR/KGo z dnia 17.12.2013.
3. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej PSE-Operator z 1 sierpnia 2014.
4. Dry-Type, Air-Core Shunt Reactors, Trench Austria GmbH.

Jacek Klucznik

dr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: j.klucznik@eia.pg.gda.pl

Studia magisterskie ukończył na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej (1999). Pięć lat później uzyskał tytuł doktorski. Pracuje jako adiunkt w Katedrze Elektroenergetyki swojej macierzystej uczelni. Zajmuje się układami regulacji generatorów i turbin, energetyką wiatrową oraz elektroenergetyczną automatyką zabezpieczeniową.

Problems of Connecting Wind Farms to the Power System with HV Cables

Keywords

cable lines, wind farms, reactive power

Abstract

This paper presents problems caused by connecting wind farms to the power system with high voltage cables. The author highlights possible problems with reactive power compensation, depending on the arrangement of shunt reactor connection and settings of regulating systems for reactive power and voltage of the wind farm. The paper also discusses issues of increasing active power losses caused by shunt reactor installation.

Zintegrowana metoda optymalizacji układu połączeń i doboru kabli dla wewnętrznej sieci farmy wiatrowej

Autor

Andrzej Wędzik

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

optymalizacja, energetyka odnawialna, farmy wiatrowe

Streszczenie

Sieć wewnętrzna farmy wiatrowej przypomina rozległą strukturę sieciową. Turbiny wiatrowe są rozmieszczone 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 dokonywano tego zazwyczaj w dwóch niezależnych procesach. Najpierw określano strukturę sieci, zapewniającą najkrótsze możliwe połączenia pomiędzy turbinami, a następnie, do tak określonej struktury, dobierano odpowiednie kable, spełniające wymagania techniczne. Jednak czy przy takim podejściu projektowym zapewniony był optymalny (najniższy) koszt inwestycji? W artykule pada 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 oraz przekrojów kabli sieci wewnętrznej farmy wiatrowej: dwuetapowej i zintegrowanej. Wykazano przydatność zastosowania metody nieliniowej optymalizacji całkowitoliczbowej (ang. *Mixed Integer Nonlinear Programming* – MINLP) do określania optymalnej struktury sieci kablowych na terenie farmy wiatrowej.

Wprowadzenie

Projektanci farm wiatrowych stają przed wieloma problemami technicznymi i ekonomicznymi, które muszą rozwiązać w początkowym etapie inwestycji [1, 2, 3]. Wielokrotnie muszą decydować o wyborze 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 możliwe 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

zakup 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 jednocześnie, 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 (ang. *Mixed Integer Nonlinear 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.

Opis problemu

Szukanie optymalnej struktury połączeń pomiędzy turbinami a stacją GPZ farmy wiatrowej jest typowym zagadnieniem sieciowym. Do rozwiązania tego problemu można stosować

algorytmy optymalizacji grafów [6] zarówno w wersji klasycznej, jak i z wykorzystaniem np. programowania całkowitoliczbowego ze zmiennymi binarnymi (ang. *Mixed Integer Programming* – MIP) [7, 8, 9, 10]. Efektem tego typu działań jest struktura połączeń wewnętrznej sieci rozdzielczej SN farmy wiatrowej, zapewniająca najkrótsze możliwe połączenia pomiędzy turbinami wiatrowymi a GPZ.

Następnym problemem do rozwiązania przy projektowaniu sieci wewnętrznej farmy wiatrowej jest dobór przekrojów kabli wykorzystanych do realizacji połączeń pomiędzy turbinami. Przekroje te powinny zostać wybrane z typoszeregu kabli oferowanych przez producenta, przy jednoczesnym spełnieniu, wymaganych przepisami, ograniczeń technicznych, takich jak: dopuszczalna, długotrwała obciążalność prądowa kabli czy dopuszczalne spadki napięć. Do rozwiązania tego zadania można również wykorzystać metody typu MIP.

Problemy opisane powyżej zazwyczaj rozwiązywane są w dwóch niezależnych procesach. Najpierw określana jest struktura sieci, zapewniająca najkrótsze możliwe połączenia pomiędzy turbinami, a następnie, do tak określonej struktury, dobierane są odpowiednie kable spełniające wymagania techniczne. Zaletą takiego podejścia jest przede wszystkim:

- dobra zbieżność i bardzo duża szybkość działania obu algorytmów
- możliwość połączenia działania obu algorytmów w jeden realizujący proces optymalizacji w cyklu: optymalizacja struktury sieci i następnie dobór przekrojów kabli do tak określonych połączeń.

Niestety, proces ten nie zapewnia optymalnego, a więc najtańszego sposobu realizacji tego etapu inwestycji. Z tego też powodu zaproponowana została zintegrowana metoda optymalizacji układu połączeń i doboru kabli dla wewnętrznej sieci farmy wiatrowej. W metodzie tej proces określania struktury sieci i doboru przekrojów kabli odbywa się łącznie, w sposób zintegrowany. Takie podejście zapewnia optymalną strukturę sieci przy jednoczesnym prawidłowym doborze kabli tworzących tę sieć. W celu rozwiązania opisanego powyżej problemu i znalezienia optymalnej struktury sieci wewnętrznej farmy wiatrowej wykorzystana została metoda nieliniowego programowania całkowitoliczbowego, z udziałem zmiennych binarnych (ang. *Mixed Integer Nonlinear Programming* – MINLP) [5]. Głównymi zaletami takich rozwiązań są:

- jednolity, matematyczny opis problemu
- możliwość redagowania ograniczeń (zarówno sieciowych, jak i technicznych) wynikających ze specyfiki opisywanego problemu.

Jako główne kryterium optymalizacji przyjęto minimalizację kosztów inwestycyjnych całej sieci wewnętrznej farmy wiatrowej. Koszty te mogą obejmować różne pozycje wydatków, uzależnione od formy realizacji projektu inwestycji:

1. Forma deweloperska – obejmuje tylko koszty związane z zakupem kabli, gdyż deweloper po sprzedaniu farmy wiatrowej nie jest zainteresowany optymalizacją jej pracy (np. minimalizacja strat energii w sieci wewnętrznej)
2. Forma inwestora docelowego – obejmuje zarówno koszty zakupu kabli, jak i optymalizację jej pracy, uwzględniając

problem minimalizacji strat energii w sieci wewnętrznej. Wynika to z faktu chęci osiągnięcia jak największych przychodów z produkcji energii elektrycznej przez farmę wiatrową.

Model matematyczny problemu

Do sformułowania modelu matematycznego wykorzystana została forma deweloperska. Takie podejście, choć nieco uproszczone, znajduje swoje uzasadnienie w poprzednich pracach autora, w których pokazano, że uwzględnienie minimalizacji strat energii w sieci wewnętrznej farmy wiatrowej w niewielki sposób wpływa na wynik końcowy doboru optymalnej struktury połączeń sieciowych.

Postać funkcji celu:

$$K_{\text{całkowity}} = K_{\text{zakupu kabli}} = 3 * \sum_{\substack{i>1 \\ i \neq j}}^{LW} \sum_{j=1}^{LW} \sum_{p=1}^{LPK} L_{j,i} * X_{j,i} * Z_{i,p} * K_p \quad (1)$$

Dobór optymalnej struktury sieci oparty został na algorytmie minimalnego drzewa rozpinającego (ang. *Minimum Spanning Tree*) w postaci uwzględniającej pojedyncze przepływy sieciowe (ang. *single-commodity flow*). Postać odpowiednich równań, realizujący powyższy algorytm, jest następująca [11]:

$$\sum_{i=1}^{LW} X_{i,j} = 1, \quad \forall j = 2 \dots LW \quad (2)$$

$$\sum_{i=1}^{LW} Y_{i,j} - \sum_{i>1}^{LW} Y_{j,i} = 1, \quad \forall j = 2 \dots LW \quad (3)$$

$$X_{i,j} \leq Y_{i,j}, \quad \forall i = 1 \dots LW; \forall j = 2 \dots LW \quad (4)$$

$$Y_{i,j} \leq (LW - d_i) * X_{i,j}, \quad \forall i = 1 \dots LW; \forall j = 2 \dots LW \quad (5)$$

Równania sieciowe uzupełniane są równaniami opisującymi ograniczenia techniczne, które są konieczne do spełnienia w projektowanej sieci:

Dopuszczalna długotrwała obciążalność prądowa dla każdego odcinka linii:

$$\sum_{p=1}^{LPK} Idd_p * Z_{i,p} \geq \sum_{j=1}^{LW} I_{N \text{ turbiny}} * Y_{j,i}, \quad \forall i = 2 \dots LW \quad (6)$$

Dopuszczalne spadki napięcia dla każdego odcinka linii:

$$3 * \sum_{\substack{i>1 \\ i \neq j}}^{LW} \sum_{j=1}^{LW} \sum_{p=1}^{LPK} L_{j,i} * X_{j,i} * I_{N \text{ turbiny}} * Y_{j,i} * Z_{i,p} * (R_p \cos \varphi + XL_p \sin \varphi) \leq \Delta U_{\max}, \quad \forall i = 2 \dots LW \quad (7)$$

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], I_{dd_p} – dopuszczalna, długotrwała obciążalność kabla o przekroju s_j z typoszeregu kabli [A], $I_{N\ turbiny}$ – 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.

Zapisane powyżej równania stanowią podstawę zintegrowanego algorytmu jednoczesnej optymalizacji układu połączeń i doboru kabli dla wewnętrznej sieci farmy wiatrowej. Dzięki zastosowaniu metody MINLP możliwe jest sformułowanie dodatkowych ograniczeń, m.in. do:

- wyboru podziału turbin na określoną liczbę sekcji
- możliwości wyboru liczby turbin w pojedynczej sekcji
- możliwości uwzględnienia wymuszonej drogi prowadzenia kabli itp.

Niestety, zastosowany model nie ma charakteru liniowego. W rzeczywistości jest to model nieliniowy, całkowitoliczbowy, z udziałem zmiennych binarnych (MINLP). Dodatkowo, ze względu na obecność iloczynów zmiennych zarówno w funkcji, jak i w ograniczeniach, problem opisany równaniami (1)–(7) jest niewypukły (ang. *nonconvex*). Powyższe fakty sprawiają, że:

- problem jest bardzo trudny do rozwiązania
- 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.

Studium przypadku – przykłady obliczeniowe

W celu przetestowania i sprawdzenia przydatności zaproponowanej metody zostały przeprowadzone obliczenia dla lokalizacji turbin na terenie realnej farmy wiatrowej, dla której przeprowadzana była ekspertyza wpływu przyłączenia tej farmy na pracę Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Celowo do porównań została wybrana farma, dla której wyniki obliczeń były prezentowane w poprzednich pracach autora. Analizie porównawczej zostały poddane 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).

Przekrój kabla (żyła robocza / żyła powrotna)	Cena netto 1 km kabla	Rezystancja żyły roboczej	Reaktancja indukcyjna kabli	Pojemność kabla	Reaktancja pojemnościowa kabla	Obciążalność prądowa długotrwała kabla	Prąd ładowania kabla
[mm ²]	[zł/km]	[Ω/km]	[Ω/km]	[μF/km]	[kΩ/km]	[A]	[A/km]
1 x 50/16	27 766	0,588	0,151	0,14	22,75	175	0,79
1 x 70/25	34 838	0,420	0,144	0,15	21,23	210	0,85
1 x 95/35	36 271	0,310	0,138	0,17	18,73	250	0,96
1 x 120/50	45 487	0,245	0,132	0,18	17,96	285	1,02
1 x 150/50	47 048	0,196	0,126	0,19	16,76	320	1,07
1 x 185/50	50 989	0,159	0,122	0,20	15,92	360	1,13
1 x 240/50	58 908	0,123	0,119	0,22	14,48	420	1,24
1 x 300/50	76 420	0,098	0,113	0,24	13,27	475	1,36
1 x 400/50	91 198	0,074	0,107	0,27	11,80	540	1,53
1 x 500/50	107 573	0,059	0,104	0,29	10,98	605	1,64
1 x 630/50	149 030	0,047	0,100	0,32	9,95	675	1,81
1 x 800/50	180 165	0,037	0,097	0,35	9,10	750	1,98
1 x 1000/50	250 000	0,029	0,094	0,38	8,38	820	2,15

Tab. 1. Podstawowe parametry techniczne i ekonomiczne kabla XRUHAKXS 18/30 kV

- 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 binarych (MINLP).

W obliczeniach porównawczych przyjęto, że połączenia pomiędzy turbinami dokonywane są za pomocą pojedynczej linii kablowej (wykluczono połączenia liniami równoległymi).

W obliczeniach zostały wykorzystane następujące silniki obliczeniowe:

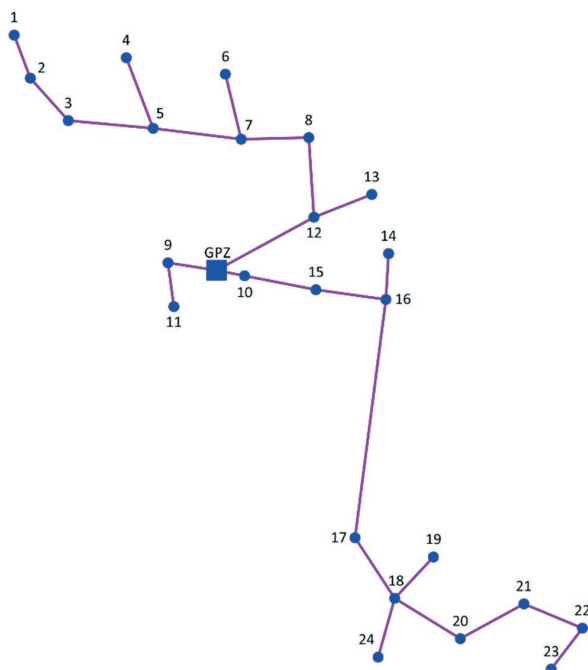
- AlphaECP (do problemu MINLP)
- FICO® Xpress Optimization Suite v. 7.8 64-bit (do problemu MIP)
- IBM ILOG CPLEX Optimizer v. 12.6 (do problemu MIP)
- GUROBI Optimizer v. 6.0 (do problemu MIP).

W artykule wykorzystano dane jednego z wiodących polskich producentów kabli – firmy TELE-FONIKA Kable sp. z o.o. S.K.A. W celu większego uwiarygodnienia wyników obliczeń wykorzystano dane jednego z rodzajów kabli, które obecnie firma najczęściej proponuje inwestorom budującym farmy wiatrowe. Jest to kabel XRUHAKXS 18/30 kV.

Wariant 1

Porównanie optymalnej struktury sieci przy uwzględnieniu wyłącznie ograniczeń technicznych.

W przypadku rozdzielnego, dwuetapowego algorytmu optymalizacyjnego rozwiązanie postawionego problemu nie jest możliwe przy założeniu połączeń pomiędzy turbinami realizowanych za pomocą pojedynczej linii kablowej. Minimalne drzewo rozpinające, otrzymane w wyniku obliczeń, składa się z dwóch sekcji, z których jedna zawiera aż 22 turbiny. Z porównania danych dopuszczalnych długotrwałych obciążalności kabli



Rys. 1. Struktura sieci przy uwzględnieniu wyłącznie ograniczeń technicznych – algorytm dwuetapowy

z typoszeregu oraz prądu znamionowego pojedynczej turbiny wynika, że w przypadku połączenia turbin pojedynczymi liniami kablowymi możliwe jest podłączenie maksymalnie 14 turbin do jednej sekcji. Taka też wartość została przyjęta do obliczeń (jako dodatkowe ograniczenie) w rozdzielnym, dwuetapowym algorytmie optymalizacyjnym. Wyniki porównawcze dla obu algorytmów optymalizacyjnych przedstawione zostały na rys. 1 i 2.

Wariant 2

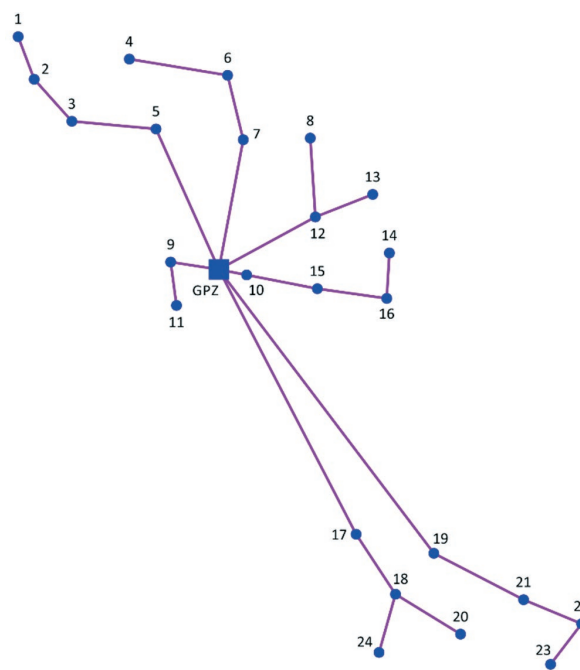
Porównanie optymalnej struktury sieci przy uwzględnieniu ograniczeń technicznych i określonej liczby sekcji.

W wariantcie tym porównane zostały wyniki obliczeń dla przypadku konieczności ograniczenia liczby sekcji, na które podzielona została sieć wewnętrzna farmy wiatrowej. Jest to dość częsty przypadek, wynikający z ograniczonej ilości wolnych pól liniowych w GPZ, do którego podłączana jest farma. Porównania dokonano dla przypadku maksymalnie dwóch sekcji. Wyniki porównawcze dla obu algorytmów optymalizacyjnych przedstawione zostały na rys. 3 i 4.

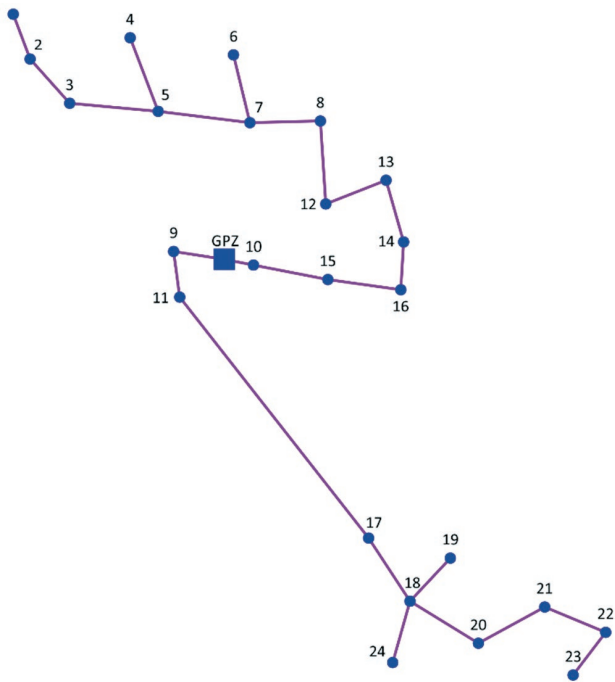
Wariant 3

Porównanie optymalnej struktury sieci przy uwzględnieniu ograniczeń technicznych, określonej liczby sekcji i określonej liczby przekrojów kabli.

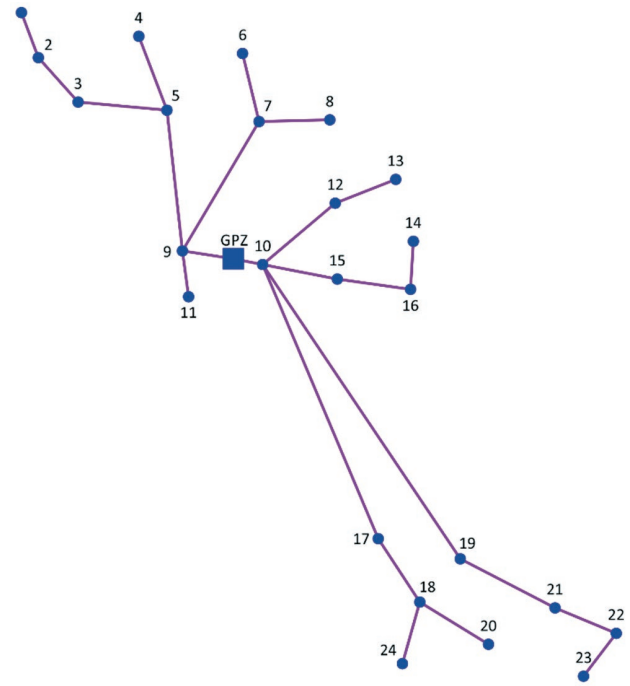
W wariantcie tym zostały porównane wyniki obliczeń dla przypadku, w którym inwestor (projektant) nie chce stosować zbyt zróżnicowanego zestawu kabli i ogranicza go do kilku przekrojów. Otrzymane w ten sposób koszty są oczywiście wyższe, jednak mniejsza liczba różnych przekrojów ułatwia w wielu przypadkach realizację inwestycji od strony logistycznej. Porównania



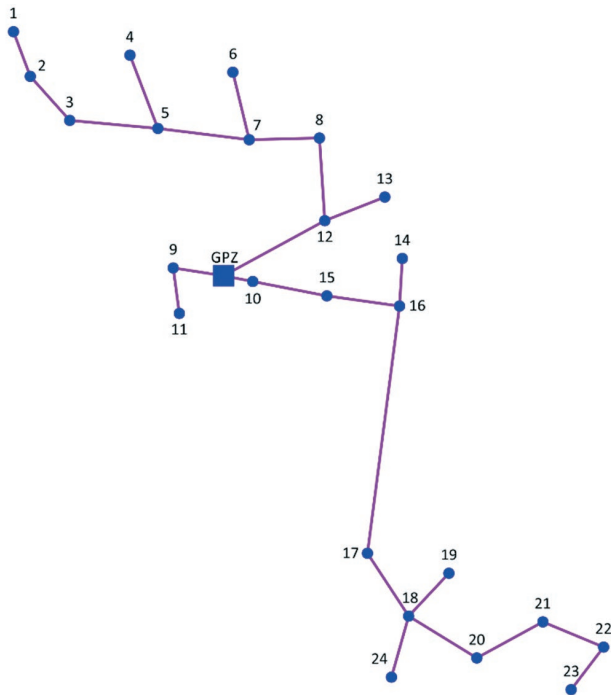
Rys. 2. Struktura sieci przy uwzględnieniu wyłącznie ograniczeń technicznych – algorytm zintegrowany



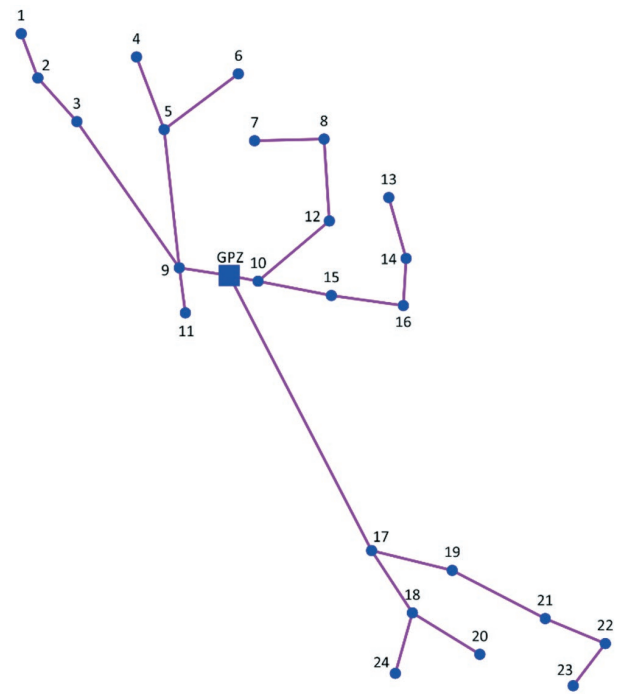
Rys. 3. Struktura sieci przy uwzględnieniu ograniczeń technicznych i maksymalnie dwóch sekcjach – algorytm dwuetapowy



Rys. 4. Struktura sieci przy uwzględnieniu ograniczeń technicznych i maksymalnie dwóch sekcjach – algorytm zintegrowany



Rys. 5. Struktura sieci przy uwzględnieniu ograniczeń technicznych, maksymalnie trzech sekcjach i trzech rodzajach przekrojów kabli – algorytm dwuetapowy



Rys. 6. Struktura sieci przy uwzględnieniu ograniczeń technicznych, maksymalnie trzech sekcjach i trzech rodzajach przekrojów kabli – algorytm zintegrowany

dokonano dla przypadku maksymalnie trzech sekcji i maksymalnie trzech przekrojów przewodów. Wyniki porównawcze dla obu algorytmów optymalizacyjnych przedstawione zostały na rys. 5 i 6.

Zestawienie wyników obliczeń, dla otrzymanych struktur sieci wewnętrznej farmy wiatrowej, zaprezentowanych na rys. 1–6, przedstawiono w tab. 2.

		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	

Tab. 2. Zestawienie wyników obliczeń dla poszczególnych wariantów obliczeniowych doboru optymalnej struktury sieci wewnętrznej farmy wiatrowej

Wnioski

Zaprezentowana w artykule analiza porównawcza dwóch metod określania optymalnej struktury sieci wewnętrznej farmy wiatrowej wykazała, że rozwiązywanie tego problemu w dwóch niezależnych procesach nie zapewnia optymalnego, a więc najtańszego sposobu realizacji inwestycji. Wykazano jednocześnie przydatność wykorzystania metody nieliniowego programowania całkowitoliczbowego, z udziałem zmiennych binarnych (MINLP). Wykorzystanie tej metody zapewnia optymalną strukturę sieci przy jednoczesnym prawidłowym doborze kabli tworzących tę sieć. Wyniki obliczeń, zestawione w tab. 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 w funkcji jak i w ograniczeniach jest on również nieliniowy i niewypukły (ang. *nonconvex*). Powyższe fakty sprawiają, że:

- problem jest bardzo trudny do rozwiązania – jest typu NP-trudnego (ang. *NP-Hard*)
- znalezione rozwiązanie ma charakter lokalny – w takich sytuacjach bardzo często do znalezionego rozwiązania powinno się używać określenia „najlepsze znalezione rozwiązanie”
- rozwiązanie może zależeć od wyboru punktu startowego – należy wykonać wiele obliczeń z różnych punktów startowych, aby bardziej uwiarygodnić wyniki końcowe obliczeń
- 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 sekund (warianty 2 i 3), przy czym wyniki w wariantach 2 i 3 są takie tylko dzięki zastosowaniu odpowiednich strategii obliczeniowych. W innym przypadku czasy te dochodziły nawet do ponad 10 000 s.

Kierunki przyszłych badań

Wymienione w powyższych wnioskach trudności i kłopoty obliczeniowe wskazują jednoznacznie na kierunki dalszych badań. Do najważniejszych 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.

BIBLIOGRAFIA

1. Lundberg S., Evaluation of wind farm layouts, *EPE Journal* 2006, Vol. 16, No. 1, s. 14–21.
2. Lundberg S., Wind Farm Configuration and Energy Efficiency Studies – Series DC versus AC Layouts, praca doktorska, Department of Energy and Environment, Chalmers University Of Technology, Göteborg, Sweden 2006.
3. 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, t. IV, s. 77–87.
4. Wędzik A., Optymalizacja układu połączeń kablowych na obszarze farmy wiatrowej, *Acta Energetica* 2014, nr 3/20, s. 144–149.
5. Floudas Ch.A., Nonlinear and Mixed-Integer Optimization: Fundamentals and Applications (Topics in Chemical Engineering), Oxford University Press, First Edition, 5 października 1995.
6. Bertsekas D.P., Network Optimization: Continuous and Discrete Models; Athena Scientific, Belmont, MIT Massachusetts, 1998.

7. Donovan S., Wind Farm Optimization, Proceedings of the 7th Triennial Conference of the Asia-Pacific Operations Research Society, Manila, 2006.
8. 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.
9. Donovan S., An Improved Mixed Integer Programming Model for Wind Farm Layout Optimisation, 41st Annual ORSNZ Conference, 30 listopada – 1 grudnia 2006, New Zealand.
10. Wu B.Y., Chao K.-M., Spanning Trees and Optimization Problems, Chapman & Hall/CRC, 2004.
11. Gavish B., Topological design of centralized computer networks: Formulations and algorithms, *Networks* 1982, nr 12, s. 355–377.

Andrzej Wędzik

dr inż.

Politechnika Łódzka

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

Absolwent Politechniki Łódzkiej. Od 1986 roku pracuje w Instytucie Elektroenergetyki swojej macierzystej uczelni, obecnie na stanowisku adiunkta. Jego działalność naukowo-badawcza koncentruje się na zagadnieniach związanych z energetyką odnawialną, prawem energetycznym, rynkiem energii i optymalizacją. Od 2007 roku jest przewodniczącym Centralnej Sekcji Energetyki Odnawialnej i Ochrony Środowiska SEP.

Integrated Method for Optimising Connection Layout and Cable Selection for an Internal Network of a Wind Farm

Keywords

optimisation, renewable power generation, wind farms

Abstract

An internal network of a wind farm is similar to a wide network structure. Wind turbines are deployed over a vast area, and cable lines used to interconnect them may have lengths reaching tens of kilometres. The cost of constructing such a network is a major component of the entire investment. Therefore it is advisable to develop a configuration of such a farm's internal connections which will minimise the cost, while complying with technical requirements already at the design stage. So far this has usually been done within two independent processes. At first the network structure ensuring the shortest possible connections between the turbines is determined. Then appropriate cables compliant with technical regulations are selected for the specified structure. But does this design approach ensure the optimal (lowest) investment cost? This paper gives an answer to this question. A method for accomplishing the task given in the title is presented. Examples of calculations are presented and results are compared for the two methods of optimal wind farm internal connection structure design and cable cross-section dimensioning: two-stage and integrated. The usefulness of employing the Mixed Integer Nonlinear Programming (MNLPP) method in the process of determining the optimal structure of a wind farm's cable network is demonstrated.

Możliwości poprawy jakości prognoz generacji wiatrowej przy wykorzystaniu dostępnych informacji jako zmiennych objaśniających

Autorzy

Rafał Magulski
Tomasz Pakulski

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

prognozowanie, metody statystyczne, sieci neuronowe

Streszczenie

Rozwój generacji wiatrowej, oprócz pozytywnych aspektów związanych z wykorzystaniem energii odnawialnej, stanowi wyzwanie z punktu widzenia bezpieczeństwa i ekonomiki funkcjonowania systemów elektroenergetycznych. Niepewny i zmienny charakter generacji źródeł wiatrowych pociąga za sobą konieczność zapewnienia przez operatora systemu przesyłowego (OSP) odpowiednich rezerw mocy, niezbędnych dla zachowania stabilnej pracy sieci, zaś podmioty zaangażowane w handel energią z tych źródeł ponoszą dodatkowe koszty bilansowania nieplanowanych odchyleń produkcji.

W artykule przedstawiono wyniki analiz dotyczących możliwości prognozowania generacji wybranej farmy wiatrowej, 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.

1. Wstęp

Obecnie na świecie wykorzystuje się wiele sposobów korygowania numerycznych prognoz pogody. Najczęściej stosowana jest grupa metod statystycznych *ex post*, wykorzystujących dane historyczne. W literaturze najczęściej występującymi metodami korygowania numerycznych prognoz pogody są [1, 2, 7]:

- 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 korelacje pomiędzy zmiennymi wejściowymi a zmienną wyjściową (oczekiwaną), np. sztuczne sieci neuronowe (SSN).

Głównym celem przeprowadzonych badań było zbadanie możliwości korygowania numerycznych prognoz pogody w celu poprawy jakości predykcji generacji wiatrowej w horyzoncie 24-godzinowym, przy wykorzystaniu metod statystycznych oraz sztucznych sieci neuronowych [8].

Do wykonania symulacji wykorzystano historyczne dane z wybranej farmy wiatrowej. Próbkę danych wejściowych, liczącą ok. 300 dni, obejmowała numeryczne prognozy pogody, pomiar

rzeczywistych warunków atmosferycznych oraz wielkość rzeczywistej produkcji farmy.

Poszukiwano rozwiązania dającego w rezultacie najmniejszy średni bezwzględny błąd prognozy produkcji farmy wiatrowej NMAE¹, określonego jako:

$$NMAE = \frac{MAE}{P_{FW}}$$

gdzie:

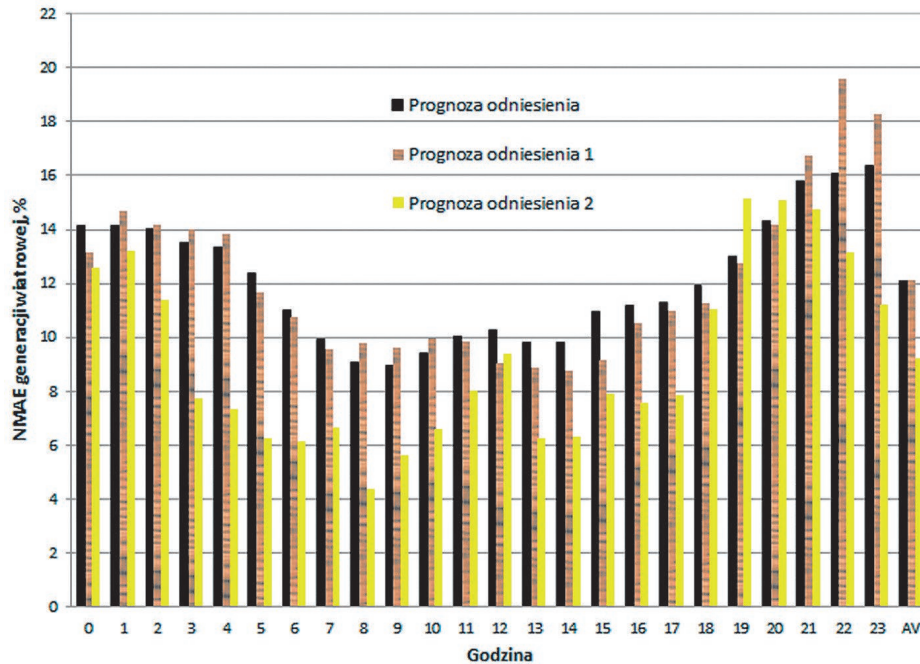
$$MAE = \frac{1}{N} \sum_{I=1}^N |PROG_I - POM_I|$$

gdzie:

P_{FW} – moc znamionowa farmy wiatrowej, $PROG_I$ – wartość prognozowana, POM_I – wartość pomierzona (rzeczywista), N – liczba próbek.

Na podstawie numerycznych prognoz pogody oraz teoretycznych krzywych mocy z poszczególnych turbin wyznaczono

¹ NMAE – ang. *Normalized mean absolute error*.



Rys. 1. Błędy prognoz odniesienia w poszczególnych godzinach doby

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. Do testowania nauczonej sieci wybrano po kilka dni z każdego miesiąca roku (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 zbiór testowy obejmował wybrany ciągle 14-dniowy okres roku³. Pozostałe próbki wykorzystano w procesie uczenia.

2. Poprawa jakości prognoz generacji poprzez korektę numerycznych prognoz pogody

2.1. Metody statystyczne

Dokonano analizy odchylenia prędkości wiatru zmierzonych na farmie wiatrowej 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 farmy wiatrowej. Na tej podstawie zbudowano wiele 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 była zbliżona do zera. W modelowaniu uwzględniono zróżnicowane okresy próbkowania danych do wyznaczania korekt, 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 zostały wykorzystane sztuczne sieci neuronowe (SSN) zawarte w pakiecie Neural Network w środowisku Matlab.

W ramach pracy testowano jednokierunkowe sieci neuronowe zbudowane na wielowarstwowym perceptronie (MLP), według zaadaptowanego algorytmu przedstawionego w [6]. Przebadano kilkaset struktur sieci dwu- oraz trójwarstwowych o zmiennej/ zmiennym [3, 4]:

- liczbie neuronów w warstwie/warstwach ukrytych
- funkcji aktywacji neuronów w poszczególnych warstwach
- algorytmie uczenia sieci
- liczbie cykli iteracyjnych uczenia sieci.

W rozważanym wariantcie korekta prognoz produkcji była wykonywana w sposób dwuetapowy (model kaskadowy) [5].

¹ Do testowania jakości nauczonej sieci wybrano 20% próbek z całego zbioru, tj. co 5 dzień.

² Dodatkowym celem przedstawionego podziału była również możliwość porównania wyników uzyskanych przy użyciu sztucznych sieci neuronowych oraz z wykorzystaniem metod statystycznych.

W pierwszym etapie dokonywano korekty numerycznych prognoz pogody, które z kolei wykorzystano do wyznaczenia skorygowanych prognoz produkcji farmy. Rozpatrzono:

- wariant A – korekta poszczególnych zmiennych tworzących prognozę numeryczną (sieć jednowyjściowa)
- wariant B – wspólna korekta numerycznej prognozy pogody (sieć wielowyjściowa)⁴.

Symulacje przeprowadzono oddzielnie dla każdej godziny doby. Dla każdej godziny wybierano strukturę, dla której otrzymano najmniejsze błędy odwzorowania.

2.3. Porównanie wyników

Przedstawione wyniki (rys. 2) wskazują na dobową zmienność błędów prognoz. Badania wykazały, że możliwe jest zmniejszenie błędu MAE numerycznych prognoz pogody:

- w przypadku metod statystycznych w zakresie 0,1–1,1 m/s – średnio o ok. 0,5 m/s
- w przypadku SSN w granicach 0,2–1,1 m/s – średniodobowo o ok. 0,7 m/s⁵.

Błąd NMAE skorygowanej prognozy produkcji farmy wyznaczonej na podstawie skorygowanych prognoz numerycznych (rys. 3) zmniejszył 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.

Dla wybranego modelu regresji do korekty prognozy pogody średniodobowy błąd prognozy prędkości wiatru wyniósł 1,2 m/s,

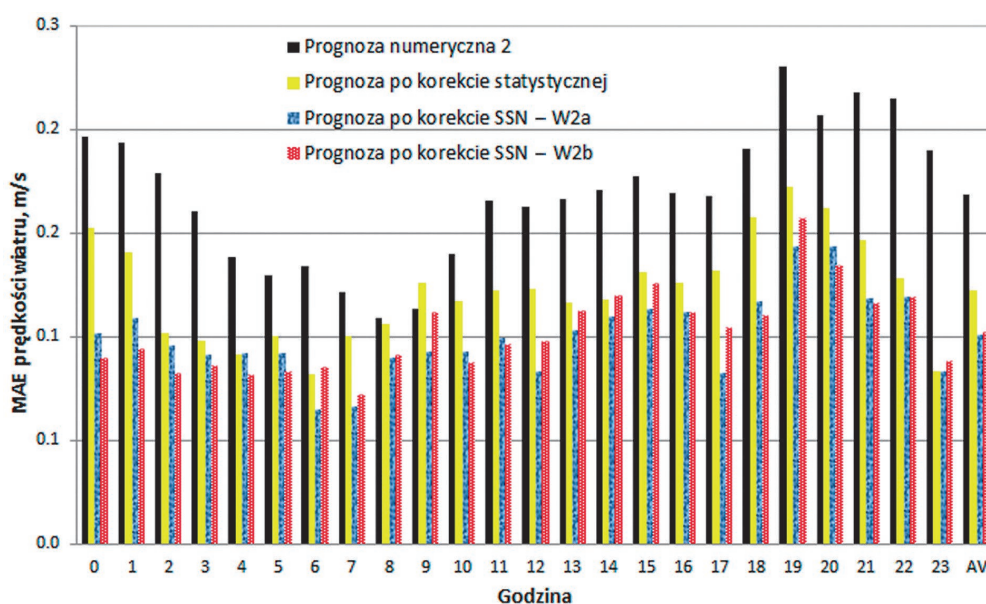
co oznacza poprawę o ok. 0,5 m/s w stosunku do prognozy odniesienia, zaś błąd NMAE prognozy generacji, po zastosowaniu pozostałych korekt statystycznych, kształtował się na poziomie 8,5%, czyli był o ok. 0,7% niższy w stosunku do prognozy odniesienia. Wyniki uzyskane przy wykorzystaniu sztucznych sieci neuronowych zestawiono w tab. 1.

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 farmy wiatrowej w zależności od prędkości wiatru. Jak widać na rys. 4, uzyskana krzywa dość znacznie odbiega od krzywej wzorcowej, przyjętej jako podstawa do sporządzenia prognozy odniesienia.

Do uwzględnienia w prognozie generacji strat energii, wynikających z przesyłu i transformacji energii w obrębie farmy wiatrowej, wykorzystano sumaryczne dane o generacji poszczególnych turbin wiatrowych oraz informacje o ilości energii wprowadzanej do KSE, zmierzonej w punkcie przyłączenia farmy. 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 i na tej podstawie wyznaczano współczynnik korygujący energię brutto, generowaną na poszczególnych masztach do postaci energii netto, wprowadzanej do sieci.

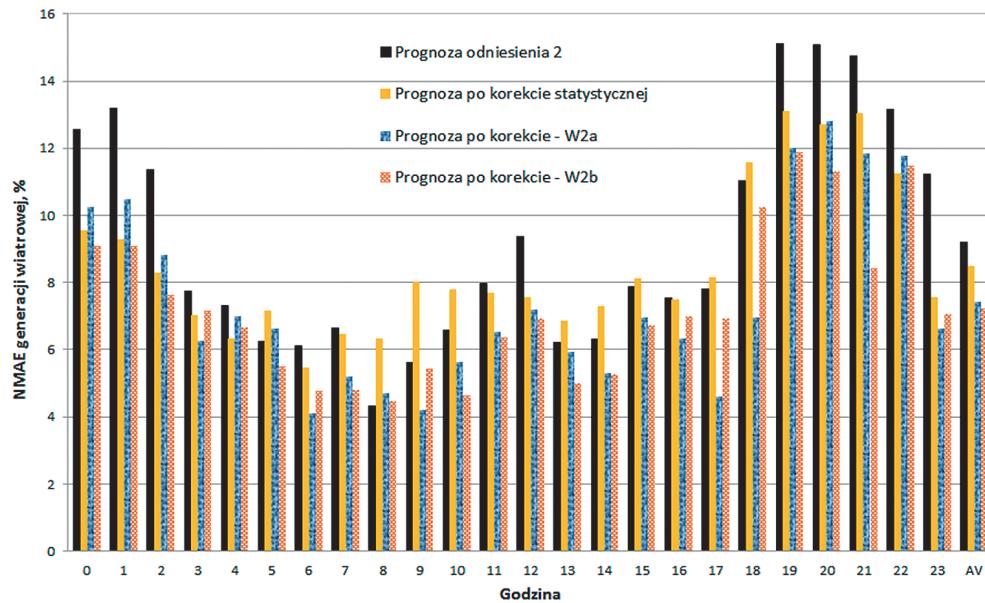


Rys. 2. Korekta numerycznych prognoz pogody

⁴ Przedstawione na rys. 2 i 3 wartości błędów prognoz w poszczególnych godzinach doby dotyczą struktur, dla których uzyskano najmniejszy błąd odwzorowania. AV – wartość średniodobowa.

⁵ W obu rozpatrywanych wariantach SSN, tj. W2a i W2b, uzyskano zbliżone wyniki.

⁶ W przypadku symulacji wykonanych dla prognozy odniesienia 2.



Rys. 3. Korekta generacji wiatrowej przy wykorzystaniu skorygowanych prognoz numerycznych

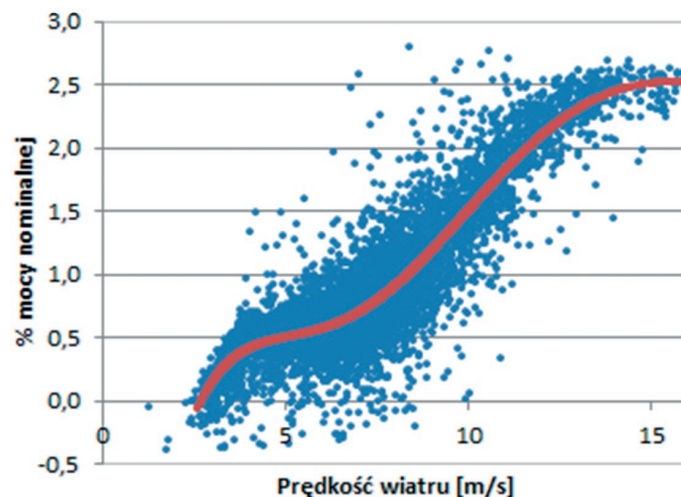
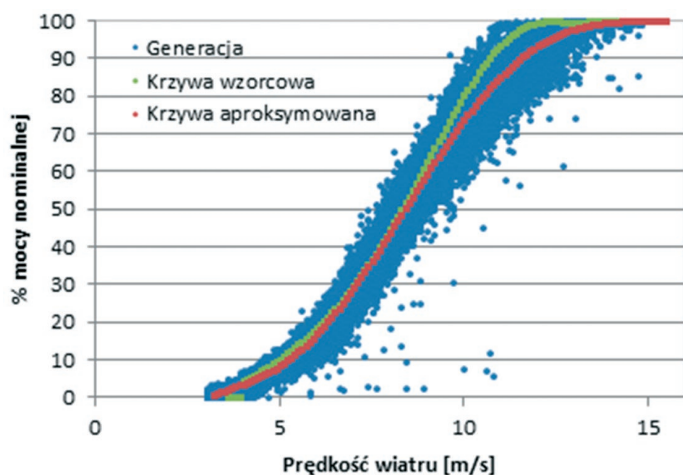
Cecha	Średniobodowy błąd prognozy numerycznej MAE, m/s		Średniobodowy błąd generacji wiatrowej, NMAE, %	
	Prognoza numeryczna 1	Prognoza numeryczna 2	Prognoza odniesienia 1	Prognoza odniesienia 2
Wybór struktur dających najmniejszy błąd dla poszczególnych godzin doby				
Wartość przed korektą	1,71	1,69	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

Tab. 1. Korekta numerycznych prognoz pogody oraz generacji wiatrowej

Wykorzystano informacje o statusie poszczególnych turbin wiatrowych. Status turbiny określa jej stan pracy oraz wskazuje przyczynę w przypadku jej niedyspozycyjności. Dane historyczne o statusach turbin zostały przekształcone w taki sposób, aby mogły być traktowane jako sporządzona wcześniej prognoza dyspozycyjności farmy wiatrowej⁷.

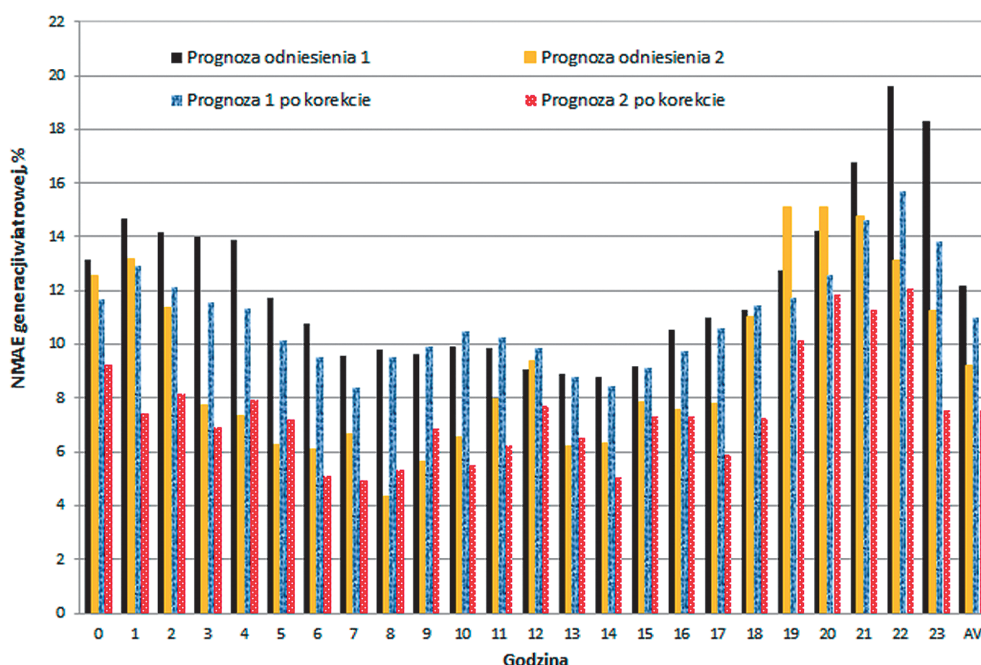
Punktem wyjścia do sporządzenia prognoz generacji farmy wiatrowej były skorygowane, zgodnie z przyjętym modelem regresji liniowej, prognozy wiatru. Wielkość generacji obliczono na podstawie uzyskanego przybliżenia rzeczywistej krzywej mocy farmy, a następnie skorygowano ją o planowany wskaźnik dyspozycyjności 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.



Rys. 4. Aproxymacja rzeczywistej krzywej mocy farmy wiatrowej

Rys. 5. Aproxymacja krzywej korekcji o straty mocy w obrębie farmy wiatrowej



Rys. 6. Korekta generacji wiatrowej przy wykorzystaniu informacji o rzeczywistej produkcji

3.2. Metody sztucznej inteligencji

W rozważanym wariantcie (rys. 6) korekta prognoz produkcji była wykonywana bezpośrednio na podstawie numerycznych prognoz pogody, z wykorzystaniem danych historycznych o rzeczywistej produkcji farmy oraz statusie pracy poszczególnych turbin.

Wyniki symulacji przedstawionych na rys. 6 wskazują, że 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 ok. 1,2% z poziomu 12,2% na 11,0%

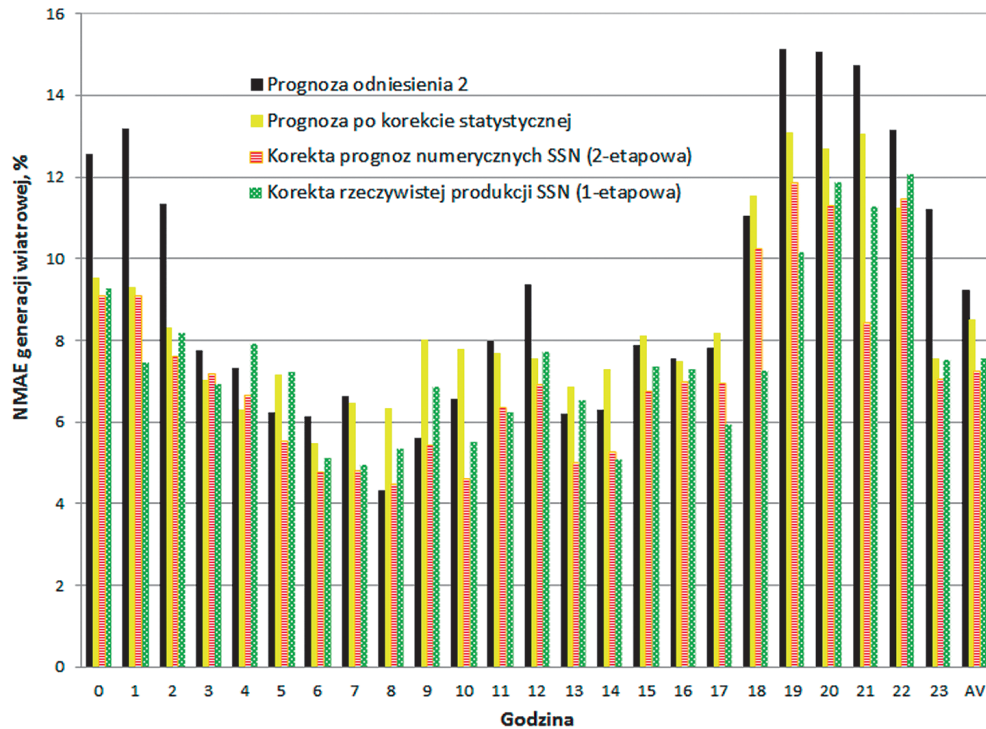
- Prognoza odniesienia 2: od -1,2% do 5,7% – średniodobowo o ok. 1,7% z poziomu 9,2% na 7,5%⁹.

4. Porównanie jakości skorygowanych prognoz generacji

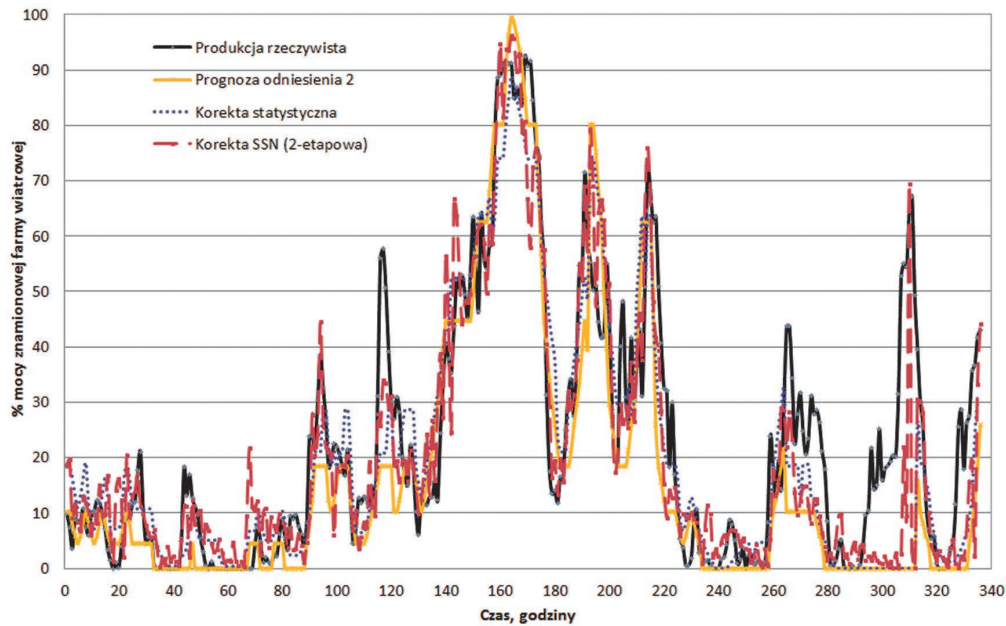
Na rys. 7 przedstawiono porównanie błędów NMAE prognozy generacji wiatrowej w poszczególnych godzinach doby, przed i po dokonaniu korekty, zaś na rys. 8 przebiegi generacji wiatrowej w symulowanym 14-dniowym okresie czasu.

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. 7. Błędy NMAE generacji wiatrowej przed i po dokonaniu korekt



Rys. 8. Przebiegi generacji wiatrowej w symulowanym 14-dniowym okresie czasu

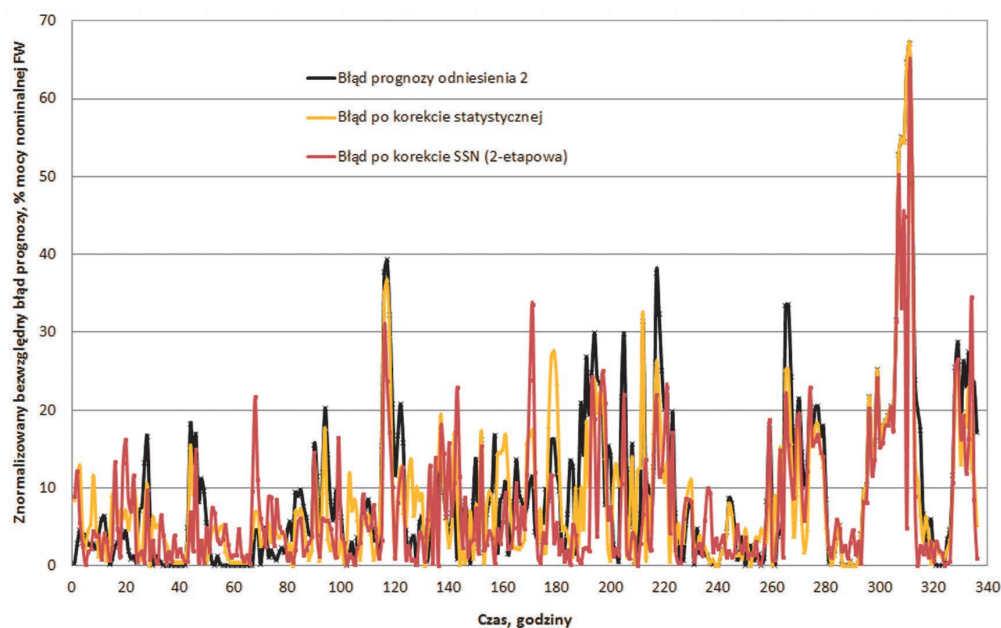
Na rys. 9 przedstawiono porównanie błędów prognozy generacji wiatrowej przed i po korekcie w symulowanym 14-dniowym okresie czasu.

5. Podsumowanie i wnioski

W artykule podjęto próbę poprawy jakości predykcji generacji wiatrowej poprzez korygowanie numerycznych prognoz

pogody przy użyciu metod statystycznych oraz sztucznych sieci neuronowych. Badania wykazały:

- możliwość zwiększenia jakości prognozowania poprzez wykorzystanie metod sztucznej inteligencji w większym stopniu niż przy użyciu metod statystycznych
- możliwość zmniejszenia błędu MAE numerycznych prognoz pogody średniodobowo w zakresie ok. 0,5 m/s (metody statystyczne) – 0,7 m/s (SSN)



Rys. 9. Błąd prognozy generacji wiatrowej przed i po korekcie w symulowanym 14-dniowym okresie czasu

- zmniejszenie średniodobowego błędu NMAE prognozy produkcji FW wyznaczonej na podstawie skorygowanych prognoz numerycznych (korekta 2-etapowa) o ok. 1,5–2,0%¹⁰
- zmniejszenie średniodobowego błędu NMAE produkcji farmy wyznaczonej na podstawie skorygowanych prognoz numerycznych (korekta 1-etapowa) o ok. 1,2–1,7%
- zmniejszenie średniodobowego błędu NMAE produkcji farmy wyznaczonej na podstawie skorygowanych prognoz numerycznych 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 generalnie 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
- w celu poprawy jakości prognozowania przy użyciu sieci neuronowych wymagana jest ciągła aktualizacja danych wejściowych, wykorzystywanych w procesie uczenia. Wydłużenie okresu obserwacji pracy źródeł wiatrowych do okresu wielolecia pozwoli osiągnąć lepszą jakość predykcji.

BIBLIOGRAFIA

1. Sweeney C., Lynch P., Nolan P., Reducing 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., Zryczaltowana usługa operatora handlowo-technicznego na potrzeby rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce, *Acta Energetica* 2004, nr 19.
3. Hernandez L., Artificial Neural Network for Short-Term Load Forecasting in Distribution Systems, *Energies* 2014, 7 1576-1598, ISSN1996-1073, marzec 2014, praca zbiorowa.
4. 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.
5. Moghaddas-Tafreshi, S.M., Panahi D., One-hour-ahead forecasting of wind turbine power generation using artificial neural networks, University of Technology, Teheran, Iran.
6. Mao J., Zhang X., Li J., Wind power forecasting based on the BP neural network, Beifang University of Nationalities, Yinchuan, China.
7. Sweeney C. i in., Post-processing COSMO output for improved wind forecast, Meteorology and Climate Centre, University College Dublin, Ireland, April 2012.
8. 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* November 2012, Vol. 23, No. 4.

¹⁰ W zależności od prognozy odniesienia.

Rafał Magulski

mgr inż.

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

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

Absolwent Politechniki Gdańskiej Wydziału Zarządzania i Ekonomii na kierunku zarządzanie i marketing (1998). Obecnie pracuje na stanowisku starszego specjalisty inżynierijno-technicznego w Zakładzie Strategii i Rozwoju Systemu Instytutu Energetyki Oddział Gdańsk.

Jego zawodowe zainteresowania obejmują: problematykę funkcjonowania rynku w sektorze elektroenergetyki, studia przedprojektowe dotyczące rozwoju systemów energetycznych.

Tomasz Pakulski

mgr inż.

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

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

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

Options to Improve the Quality of Wind Generation Output Forecasting with the use of Available Information as Explanatory Variables

Keywords

Options to Improve the Quality of Wind Generation Output Forecasting with the use of Available Information as Explanatory Variables

Abstract

Development of wind generation, besides its positive aspects related to the use of renewable energy, is a challenge from the point of view of power systems' operational security and economy. The uncertain and variable nature of wind generation sources entails the need for the for the TSO to provide adequate reserves of power, necessary to maintain the grid's stable operation, and the actors involved in the trading of energy from these sources incur additional of balancing unplanned output deviations.

The paper presents the results of analyses concerning the options to forecast a selected wind farm's output exercised by means of different methods of prediction, using a different range of measurement and forecasting data available on the farm and its surroundings. The analyses focused on the evaluation of forecast errors, and selection of input data for forecasting models and assessment of their impact on prediction quality improvement.

Badanie współzależności poziomów generacji wiatrowej i potencjalnej generacji ze źródeł PV na obszarze ENERGA-OPERATOR SA

Autorzy

Michał Bajor
Piotr Ziołkowski
Grzegorz Widelski

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

generacja wiatrowa, generacja fotowoltaiczna, modelowanie

Streszczenie

W artykule zostały przedstawione wyniki analizy współzależności poziomów generacji wiatrowej i potencjalnej generacji fotowoltaicznej na obszarze sieci ENERGA-OPERATOR SA. Pierwsze badania dotyczące przedmiotowej zależności poziomów generacji, wspomnianych dwóch rodzajów źródeł odnawialnych, zostały przeprowadzone przez Instytut Energetyki Oddział Gdańsk we współpracy z operatorem w 2012 roku. Jednym z ważnych wniosków pracy było wskazanie konieczności powtórzenia analizy dla większego zbioru danych wejściowych, ponieważ 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, ze względu na ciągłe przyłączanie kolejnych obiektów do sieci. Tym samym 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 właściwe (uprawdopodobniające modelowane stany pracy systemu w stosunku do rzeczywistości) uwzględnianie obu typów źródeł w różnych rodzajach analiz systemowych, badających ich wpływ na sieć, takich jak analizy przyłączeniowe nowych źródeł czy planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnej.

1. Wstęp

Jednym z najistotniejszych 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 projektowanych farm wiatrowych, posiadających wydane warunki przyłączenia, wielokrotnie przekracza tę wartość, osiągając ponad 20 GW. Od pewnego czasu można natomiast zaobserwować zwiększone zainteresowanie inwestycjami w generację ze źródeł fotowoltaicznych (PV). Aktualna łączna moc znamionowa instalacji fotowoltaicznych w KSE jest znikoma

i 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 (czyli obszaru, na którym skupia się obecnie największe zainteresowanie deweloperów energetyki wiatrowej) 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 wspomniany 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 a mocą generowaną przez potencjalne źródła fotowoltaiczne na obszarze północnej Polski. Oba rozpatrywane w opracowaniu 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 kluczowej wagi, przede wszystkim w kontekście planowania rozwoju sieci oraz – w przyszłości – bieżącego prowadzenia ruchu systemu. Ponadto odmienny charakter generacji odnawialnej (m.in. zmienność poziomu generacji i jego przynajmniej częściowa nieprzewidywalność) nie jest uwzględniany w wystarczający sposób w prowadzonych pracach symulacyjnych analizujących pracę sieci. 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 2012 roku [2]. Jednym z ważnych wniosków pracy było wskazanie konieczności powtórzenia analizy dla większego zbioru danych wejściowych, ponieważ studium obejmowało okres jednego roku i ograniczoną z oczywistych względów liczbę lokalizacji farm wiatrowych. W artykule zostaną przedstawione wyniki nowej analizy, obejmującej okres czterech lat.

2. Dostępne dane

Na potrzeby niniejszej pracy zostały wykorzystane 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, przy czym są niekompletne – w różnym stopniu dla różnych farm. Z oczywistych względów 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 min. Dla celów analizy, z uwagi na zmniejszenie złożoności obliczeń, wartości pomiarów zostały uśrednione dla okresu jednej godziny. Wynik wyznaczano jako średnią arytmetyczną pomiarów dostępnych dla okresu danej godziny (np. jeśli dostępny był tylko jeden pomiar, przyjmowana była jego wartość). Wartości pomiarów

zostały też przeliczone na wartości względne (procent mocy znamionowej danej farmy) ze względu na różne znamionowe moce zainstalowane uwzględnianych farm.

Ze względu 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. 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, a zainstalowane są one 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 min. Podobnie jak w przypadku danych o generacji wiatrowej, dla celów analizy wartości pomiarów zostały uśrednione dla okresu jednej godziny. Aby zachować spójność, niezbędną w celu analizy współzależności, ramy czasowe zestawów danych dotyczące poziomu generacji wiatrowej zostały dopasowane do dostępności danych z systemu DOL.

W wyniku procesu pozyskiwania, weryfikacji i agregacji danych otrzymano więc następujące zestawy danych:

- 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. Analogiczna analiza przeprowadzona dla wartości nasłonecznienia pochodzących z różnych punktów pomiarowych pozwoliła na wyznaczenie dziewięciu grup – 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 generacji 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

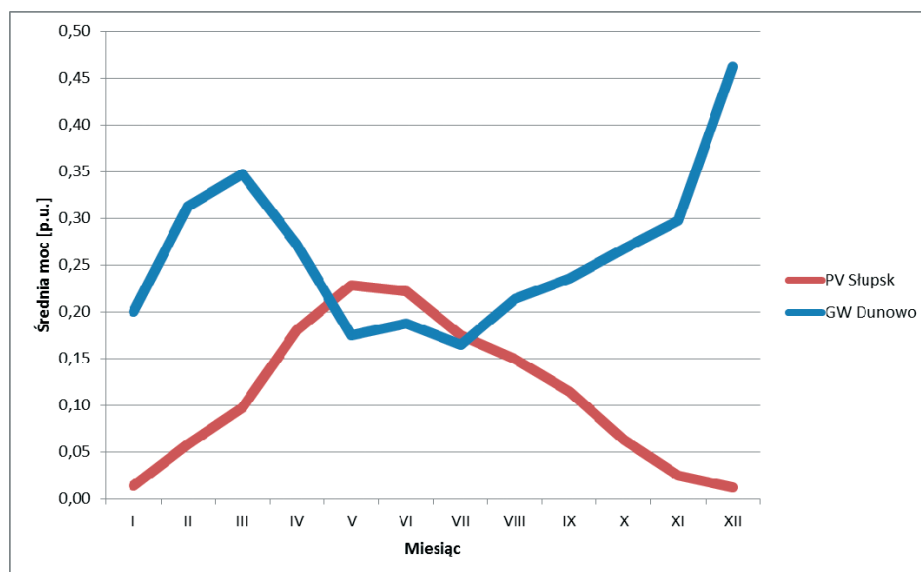
Już wstępna analiza danych pozwoliła zaobserwować zależność poziomów obu rodzajów generacji. Zgodnie z oczekiwaniami, w stanach wysokiej generacji wiatrowej poziom generacji PV jest

znacząco niższy i analogicznie w przypadku wysokiego poziomu generacji PV farmy wiatrowe najczęściej pracują z niższą mocą.

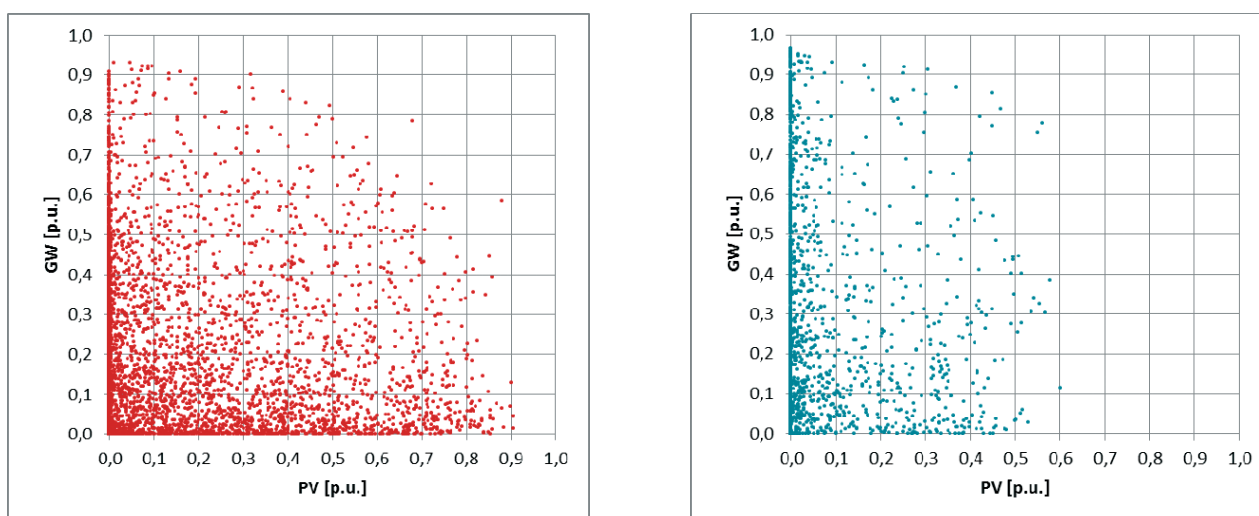
Ta odwrotna zależność poziomów obu rodzajów generacji jest wyraźnie zauważalna na prezentowanym na rys. 1 i 2 oraz w tab. 1 i 2, przykładowym zestawieniu danych statystycznych dla wybranych par grup farm wiatrowych i obszarów spójnej generacji PV. Na wykresach punktowych ilustrujących występujące jednocześnie poziomy GW i PV jeden punkt na wykresie odpowiada pojedynczej godzinie z danego okresu (lato/zima) i zanotowanym w niej poziomom PV (współrzędna X) i GW (współrzędna Y). Jak widać, 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. Dla zachowania czytelności prezentowane przykłady odnoszą się do okresu jednego roku (2011).

Odwrotna zależność poziomów GW i PV jest również zauważalna w większej skali: przy najwyższym zanotowanym poziomie łącznej generacji wiatrowej na całym analizowanym obszarze (ok. 89% łącznej mocy znamionowej, 27 listopada 2011) poziom łącznej potencjalnej generacji PV¹ na całym obszarze wynosił zaledwie ok. 2%. Analogicznie, przy najwyższym zanotowanym



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) – po lewej okres letni, po prawej okres zimowy

¹ Przy założeniu równomiernego rozmieszczenia generacji PV.

² jw.

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%

Tab. 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	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%

Tab. 2. Częstość występowania notowanych jednocześnie poziomów GW (Dunowo) i PV (Słupsk) – okres zimowy

całkowitym poziomie PV (ok. 87%, 28 czerwca 2011)² generacja wiatrowa pracowała z łączną mocą wynoszącą ok. 12%.

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 (tzn. pochodzące z tych samych momentów czasu) 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, ale również łatwiejszego wykorzystania wyników w praktycznych zastosowaniach, 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.

Należy zauważyć, że generacja na powyżej wspomnianych poziomach występuje rzadko.

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. Podejście oparte na przyjmowaniu wartości kwantyli jako maksymalnego

	Generacja wiatrowa					
	lokalna		przyległa		odległa	
kwantyl rzędu	0,90	0,95	0,90	0,95	0,90	0,95
PV > 80% P _n (lato)	0,40	0,48	0,43	0,52	0,47	0,57
PV > 50% P _n (zima)	0,41	0,54	0,43	0,56	0,46	0,62

Tab. 3. Wartości kwantyli prawdopodobieństwa dla poziomów GW w stanie bardzo wysokiej generacji PV

	Generacja PV					
	lokalna		przyległa		odległa	
kwantyl rzędu	0,90	0,95	0,90	0,95	0,90	0,95
GW > 80% P _n (lato)	0,32	0,39	0,33	0,42	0,33	0,42
GW > 90% P _n (zima)	0,09	0,15	0,11	0,16	0,11	0,17

Tab. 4. Wartości kwantyli prawdopodobieństwa dla poziomów generacji PV w stanie bardzo wysokiej GW

realnego poziomu GW lub PV zostało zaproponowane, ponieważ w przypadku uwzględniania największych notowanych wartości poziomu generacji nawet pojedyncza wysoka wartość (mogąca być rezultatem np. błędnego pomiaru) skutkowałaby jej interpretacją jako maksymalny poziom danej generacji. Wyniki uzyskane przy takim, zbyt konserwatywnym podejściu, byłyby najprawdopodobniej znacznie zawyżone. Przyjęcie jako podstawy do formułowania założeń wartości kwantyli jest podejściem znacznie bardziej realistycznym, a przy tym wciąż ukierunkowanym na otrzymanie wyników „bezpiecznych”.

Zestawienie kwantyli prawdopodobieństwa dla poziomów GW w poszczególnych lokalizacjach w stanie bardzo wysokiej generacji PV na danym obszarze przedstawione jest w tab. 3. Tab. 4 zawiera natomiast wyznaczone wartości kwantyli prawdopodobieństwa dla poziomów generacji PV w poszczególnych lokalizacjach w stanie bardzo wysokiej generacji wiatrowej w danej grupie.

Można zauważyć, że wartości maksymalnych realnych poziomów generacji PV w stanie bardzo wysokiej GW są zbliżone niezależnie od lokalizacji (generacja lokalna, przyległa, odległa).

4. Podsumowanie

Z 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 właściwe (uprawdopodobniające modelowane stany pracy systemu w stosunku do rzeczywistości), uwzględnianie obu typów źródeł w różnych rodzajach analiz systemowych badających ich wpływ na sieć, takich jak analizy przyłączeniowe nowych źródeł czy planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnej.

BIBLIOGRAFIA

1. Urząd Regulacji Energetyki [online], <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* 2013, nr 4, s. 22.
-

Michał Bajor

mgr inż.

Instytut Energetyki Oddział Gdańsk

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

Absolwent Wydziału Elektroniki, Telekomunikacji i Informatyki Politechniki Gdańskiej, specjalność: rozproszone systemy informatyczne kierunku informatyka. Zatrudniony na stanowisku asystenta/kierownika projektów w Zakładzie Automatyki i Analiz Systemowych Instytutu Energetyki Oddział Gdańsk. Uczestnik licznych prac dotyczących zagadnień przyłączenia generacji rozproszonej do sieci oraz innych prac analitycznych związanych z pracą systemu elektroenergetycznego. Obszar jego zainteresowań obejmuje m.in. probabilistyczne aspekty wpływu generacji odnawialnej na system elektroenergetyczny oraz wykorzystanie niedeterministycznych metod obliczeniowych w analizach pracy sieci.

Piotr Ziolkowski

mgr inż.

Instytut Energetyki Oddział Gdańsk

e-mail: p.ziolkowski@ien.gda.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej, ze specjalnością elektroenergetyka. Zatrudniony na stanowisku inżyniera w Zakładzie Automatyki i Analiz Systemowych Instytutu Energetyki Oddział Gdańsk. Uczestnik licznych prac dotyczących zagadnień przyłączenia generacji rozproszonej do sieci oraz innych opracowań analitycznych związanych z pracą systemu elektroenergetycznego. Obszar jego zainteresowań obejmuje m.in.: wpływ generacji wiatrowej na system elektroenergetyczny oraz zagadnienia związane z planowaniem rozwoju sieci dystrybucyjnej.

Grzegorz Widelski

mgr inż.

ENERGA-OPERATOR SA

e-mail: Grzegorz.Widelski@energa.pl

Dyrektor Departamentu Rozwoju Majątku w ENERGA-OPERATOR SA. Zatrudniony w przedsiębiorstwie energetycznym od 1999 roku. Absolwent Politechniki Gdańskiej, Wydział Elektrotechniki i Automatyki. Na swej macierzystej uczelni ukończył studium podyplomowe z zakresu zarządzania systemem dystrybucji energii oraz studia menedżerskie MBA, organizowane przez Gdańską Fundację Kształcenia Menedżerów.

Study of Interdependence of Wind Generation Output and Potential PV Generation in the Area of ENERGA-OPERATOR SA

Keywords

wind power generation, photovoltaic power generation, modelling

Abstract

This paper presents the results of an analysis of the interdependence of wind generation output and photovoltaic generation potential in the area of the ENERGA-OPERATOR SA grid. The first study of the interdependence of these two types of renewable sources' generation outputs was carried out by the Gdańsk Branch of the Institute of Power Engineering in cooperation with the operator in 2012. An important conclusion of the study was the need to repeat the analysis for a larger set of input data as the study covered the period of one year only, and for obvious reasons a limited number of wind farms. The present study's inputs included a period of four years and more wind farms, due to the continuous connecting of new facilities to the grid. Thus, the results are characterized by a much higher level of credibility, and allow drawing more correct conclusions regarding the analysed interdependence. The research on the interdependence of the annual wind generation output and potential generation from photovoltaic sources indicates that both generation types are characterized by mutual areal dependency. In the study the relationship was quantified by evaluation of the maximum actual wind generation output in specific areas in the case of high PV generation output in a given area and vice versa. The results may allow for appropriate (i.e. substantiating the modelled operating conditions of the system in relation to reality) consideration of both types of sources in various types of system analyses of their impact on the grid performance, such as new sources interconnection analyses and distribution grid development planning.

Skuteczne prognozowanie krótkoterminowe mocy farm wiatrowych

Autorzy

Elżbieta Bogalecka
Tomasz Rubanowicz

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

farma wiatrowa, moc, model, predykcja

Streszczenie

Prognozowanie mocy wytwórczej konkretnej farmy wiatrowej (FW) w horyzoncie 24-godzinnym wymaga zarówno wiarygodnej prognozy wietrzności, jak i narzędzi wspomagających. Narzędzie to jest dedykowanym modelem mocy farmy. Model powinien uwzględniać nie tylko ogólne zasady przetwarzania energii wiatru na energię mechaniczną, ale także cechy szczególne konkretnej farmy. Liczba czynników wpływających na moc farmy jest duża i dokładna prognoza mocy, nawet przy dokładnej prognozie pogody, jest obciążona błędem. W artykule pokazano modele mocy farmy wiatrowej: analityczny, statystyczny i neuronowy. Badania prowadzone są na danych z rzeczywistych farm wiatrowych. Najwięcej uwagi poświęcono modelom neuronowym, sugerując się zdolnością sieci neuronowej do odtworzenia cech osobniczych konkretnej farmy. Celem badań jest odpowiedź na zadane w tytule pytanie: czy i w jakim zakresie możliwa jest dokładna krótkoterminowa prognoza mocy farmy wiatrowej?

Wstęp

Wykonanie prognozy mocy farmy wiatrowej wymaga: prognozy pogody (głównie wietrzności) i odpowiednich narzędzi wspomagających wykonanie tej prognozy. Narzędziem tym jest dedykowany model mocy farmy wiatrowej. Wykorzystując ogólnie znane zasady przetwarzania energii wiatru na energię mechaniczną i elektryczną, można otrzymać estymatę mocy pojedynczej elektrowni i całej farmy. Jednym ze źródeł błędu oceny mocy jest nieuwzględnienie cech osobniczych konkretnej farmy. Cechy te wynikają z m.in.: miejsca posadowienia, topologii terenu, rozległości i topologii farmy, czy rodzaju elektrowni i sposobu ich sterowania. Liczba czynników wpływających na moc jest tak duża, że dokładna prognoza mocy, nawet przy dokładnej prognozie pogody, jest trudna i obciążona błędem. Jednym z istotnych czynników zmniejszających błąd jest doświadczenie operatora.

Literatura tematu jest obszerna i opisywanych jest wiele metod prognozowania mocy [3, 6, 7]. Ponadto na rynku funkcjonuje kilka dedykowanych narzędzi programowych [4, 5].

Modele mocy FW można podzielić na modele: analityczne – oparte na fizykalnych zasadach przetwarzania energii wiatru na energię elektryczną, behawioralne – oparte na metodach sztucznej inteligencji (np.: sztuczne sieci neuronowe) i statystyczne. Każdy z tych modeli ma inną konstrukcję, dokładność, złożoność obliczeniową i zakres stosowania.

Celem artykułu jest przedstawienie podstawowych metod prognozowania i ocena ich dokładności. Weryfikację

przeprowadzono na danych z rzeczywistych farm wiatrowych znajdujących się w północnej Polsce.

W dalszej części opisano kolejno: podstawy działania elektrowni wiatrowej i czynniki wpływające na jej moc, modele: fizykalny, statystyczny i neuronowy, weryfikację modeli oraz ich ocenę.

Elektrownia i farma wiatrowa

Głównym zadaniem elektrowni wiatrowej jest produkcja energii elektrycznej. Współczesne duże elektrownie wiatrowe są wyposażone w złożone układy sterowania, zapewniające przetwarzanie energii wiatru na energię mechaniczną z maksymalną sprawnością. Możliwe jest to dzięki przyłączeniu generatora do sieci elektroenergetycznej poprzez przekształtnik energoelektroniczny oraz dzięki zastosowaniu łopatek o zmiennym kącie ustawienia (z ang. *pitch control*). Moc elektrowni wiatrowej jest opisana zależnością:

$$P = \frac{1}{2} \rho A V^3 C_p \quad (1)$$

gdzie:

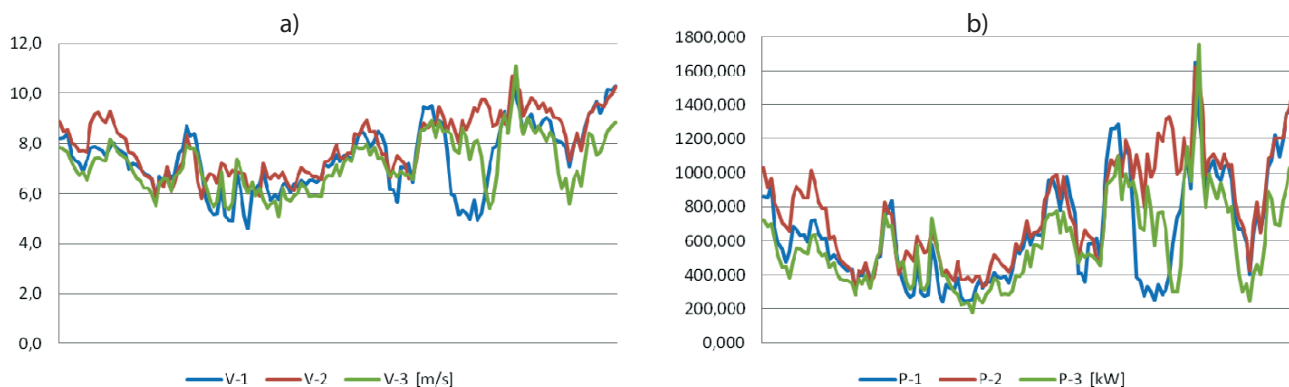
V – prędkość wiatru, A – powierzchnia omiataana przez łopaty elektrowni, ρ – gęstość powietrza, C_p – współczynnik mocy.

Współczynnik mocy C_p określa sprawność przetwarzania energii zawartej w strumieniu powietrza na energię mechaniczną i zależy od konstrukcji łopat oraz od sposobu sterowania elektrownią (kąta ustawienia łopat, prędkości obrotowej silnika wiatrowego). Utrzymanie współczynnika mocy na wartości

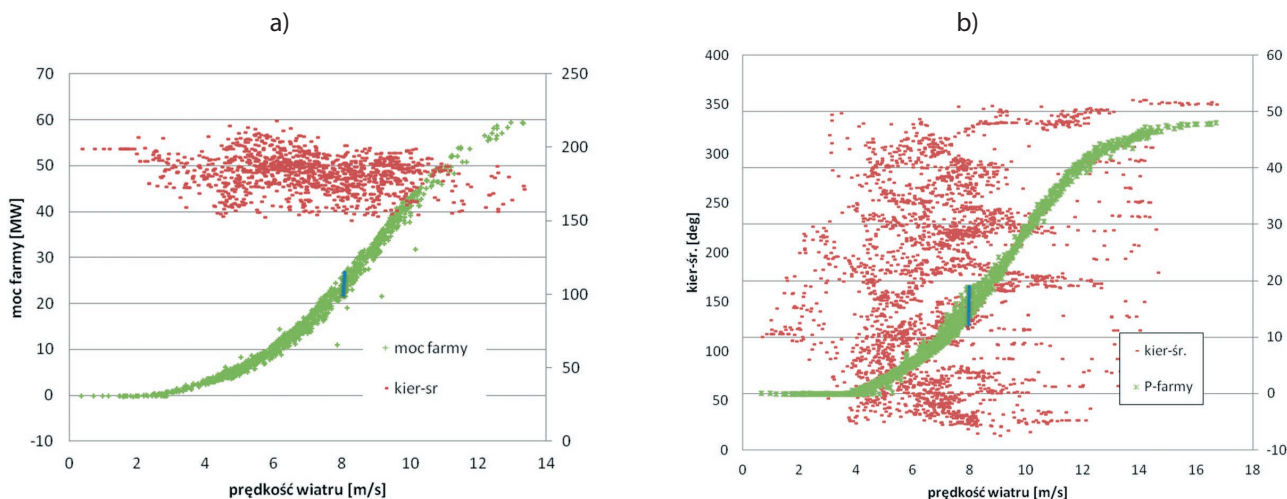
maksymalnej wymaga pracy silnika wiatrowego ze zmienną prędkością obrotową, zależną od prędkości wiatru. Większość współczesnych dużych elektrowni pracuje ze zmienną prędkością obrotową dzięki przekształtnikowi, którym jest przeważnie falownik napięcia. Przy prędkościach wiatru mniejszych niż prędkość znamionowa generator i silnik wiatrowy mają prędkość obrotową zapewniającą maksymalną sprawność. Przy większych prędkościach wiatru moc generatora elektrowni jest ograniczona do wartości znamionowej, a układ sterowania kątem ustawienia łopat powoduje zmniejszenie siły nośnej, tak aby prędkość obrotowa silnika wiatrowego była utrzymywana na prawie stałej wartości. Elektrownia pracuje więc ze zmiennym współczynnikiem mocy C_p , maksymalnym w zakresie pracy optymalnej ($V < V_n$) i malejącym w zakresie ograniczania mocy ($V > V_n$). Podstawową wielkością, względem której ustalane są (w układzie regulacji) kąt ustawienia łopat i moc elektrowni, jest nie prędkość wiatru, a prędkość kątowna generatora. Zamieszczone w katalogach charakterystyki mocy w funkcji prędkości wiatru nie są charakterystykami naturalnymi elektrowni wiatrowej, a wynikają ze sposobu sterowania elektrownią. Publikowane charakterystyki są uzyskiwane na podstawie pomiarów, po sprowadzeniu do standardowych warunków [1]. Charakterystyka rzeczywista

jest obciążona niepewnością. Odchylenie mocy elektrowni rzeczywistej od wartości katalogowej wynika z np. innej temperatury i ciśnienia, czyli gęstości powietrza, czy dynamiki wiatru. Na farmie wiatrowej znajduje się od kilku do kilkudziesięciu elektrowni, przeważnie jednego rodzaju, położonych na rozległym terenie. Każda elektrownia pracuje w trochę innych warunkach wiatrowych, a więc w innym punkcie pracy na charakterystyce. Warunki te są określone przez: lokalne warunki wiatrowe, czyli prędkość i kierunek wiatru, wysokość gondoli n.p.g., miejsce na farmie oraz przesłonięcie wynikające z położenia względem innych elektrowni i względem kierunku wiatru. Różnice te mogą być dosyć duże. Na rys. 1 pokazano uzyskane w warunkach naturalnych przykładowe przebiegi prędkości wiatru oraz moce dla trzech wybranych elektrowni na rozległej farmie wiatrowej. Czujniki prędkości wiatru są umieszczone na gondolach za silnikiem wiatrowym, nie mierzą więc prędkości wiatru napływającego. To wyjaśnia, m.in. dlaczego prędkość wirnika jest bardziej wiarygodną wielkością wejściową dla układu sterowania niż prędkość wiatru.

Moc farmy jest sumą mocy poszczególnych elektrowni. Na rys. 2 pokazano zbiór punktów pracy farmy wiatrowej (z rys. 1), czyli moc farmy w funkcji średniej prędkości wiatru, otrzymany



Rys. 1. Prędkości wiatru i moce elektrowni wiatrowych na rozległej farmie wiatrowej (za okres jednej doby)



Rys. 2. Moc FW i średni kierunek wiatru w funkcji średniej prędkości wiatru, a) farmy wiatrowej o mocy ok. 60 MW z okresu jednego tygodnia, b) farmy wiatrowej o mocy ok. 50 MW za okres trzech tygodni

na podstawie wartości średnich 10-minutowych, z okresu jednego tygodnia. Średnia prędkość wiatru to średnia arytmetyczna prędkości wiatru ze wszystkich czujników na gondolach. Z rys. 2a wynika, że pomimo odmiennych warunków pracy każdej elektrowni (rys. 1) moc farmy obciążona jest niewielką niepewnością (tu maks. ok. 8%), co oznacza, że układy regulacji każdej elektrowni pracują precyzyjnie oraz że w okresie pomiarowym panowały podobne warunki (gęstość powietrza, zmienność kierunku wiatru). Jeżeli zmienność kierunku wiatru jest duża (rys. 2b), to większa jest też niepewność mocy farmy (tu maks. 14,5%). Spostrzeżenia te są istotne dla prognozowania mocy farmy wiatrowej.

Model fizyczny mocy farmy wiatrowej

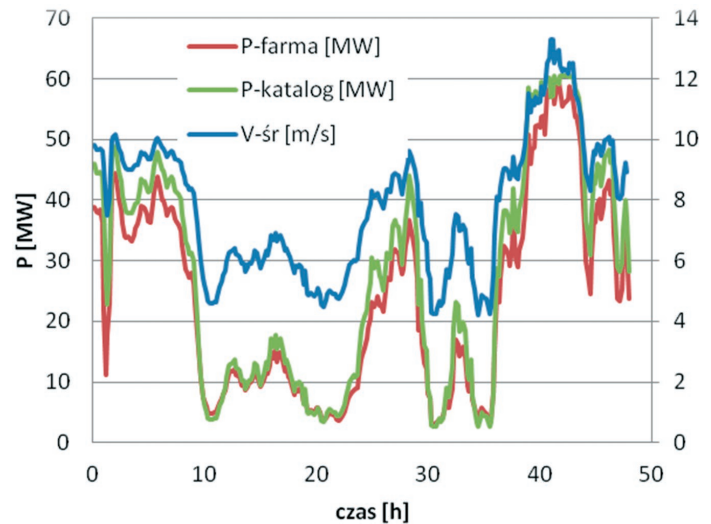
Gdyby założyć, że charakterystyka mocy farmy w funkcji prędkości wiatru jest przeskalowaną charakterystyką pojedynczej elektrowni, to można zbudować prosty model mocy farmy wiatrowej. Na podstawie równania (1) i katalogowej charakterystyki zainstalowanych na farmie elektrowni wiatrowych, można obliczyć moc pojedynczego wiatraka dla określonej prędkości wiatru. W przypadku farmy wiatrowej, jej moc nie jest jednak tylko wielokrotnością mocy pojedynczej elektrowni. Pomijając różne warunki wiatrowe, należy uwzględnić w obliczeniach pewne cechy osobnicze farmy, np.: zmniejszenie mocy na skutek przesłonięcia czy posadowienie gondoli na różnych wysokościach. Każda farma ma swoje cechy indywidualne, które nie poddają się algorytmizacji w prosty sposób. W modelu mocy FW należy uwzględnić wymienione powyżej czynniki: wysokość n.p.g., przesłonięcie, zmienność wiatru na terenie farmy. Moc farmy można określić analitycznie, korzystając z zależności (2) albo (3):

$$P_z = \sum_{i=1}^n P_i = \sum_{i=1}^n k_i \frac{1}{2} \rho A V_i^3 C_{pi} \quad (2)$$

$$P_z = kn \frac{1}{2} \rho A V_z^3 C_{pz} \quad (3)$$

Zgodnie z (2) moc farmy jest sumą mocy poszczególnych elektrowni. Korzystając z tej zależności, należy na podstawie prognozy wiatru określić rozkład wiatru na farmie, czyli warunki wiatrowe dla każdego wiatraka, uwzględniając różne wysokości wież n.p.g. i ewentualnie współczynniki korekcyjne k_i uwzględniające przesłonięcie zależne od kierunku wiatru. Model taki wymaga dokładnego modelu wiatru na farmie albo długotrwałych obserwacji farmy, które pozwolą dobrać współczynniki. Zastosowanie, w celu określenia mocy farmy wzoru (3), gdzie V_z i C_{pz} są odpowiednio zastępczymi wiatrem i współczynnikiem mocy dla całej farmy, wymaga określenia tych wielkości. Odpowiednikiem wzoru (3) jest charakterystyka mocy farmy w funkcji prędkości wiatru.

Spadek mocy elektrowni pracującej w cieniu innej elektrowni lub innego obiektu (las, wzgórze, budynek) może sięgać kilkadziesiąt procent. Wpływ przesłonięcia na moc farmy zależy od jej topologii. Dla dużej farmy o zwartej, matrycowej topologii zmniejszenie mocy farmy może występować, ale w niewielkim



Rys. 3. Przebieg prędkości średniej wiatru $V_{\text{śr}}$, mocy farmy P_{farma} oraz mocy obliczonej na podstawie charakterystyk katalogowych P_{katalog}

stopniu zależy od kierunku wiatru, natomiast w przypadku farmy o topologii liniowej wpływ kierunku wiatru może być istotny i model analityczny powinien to uwzględniać. Sprowadza się to do uzależnienia współczynników korekcyjnych k i k_i od kierunku wiatru.

Jeżeli gondole poszczególnych wiatraków leżą na różnych wysokościach, to pracują one na różnym wietrze. Zmienność wiatru z wysokością może być znana, albo z kampanii pomiarowej przed posadowieniem farmy, albo z zależności analitycznych uzależniających prędkość wiatru od wysokości n.p.g. oraz tzw. szorstkości terenu [2].

Pozornie prosty model analityczny wymaga obserwacji farmy i doświadczenia operatora przygotowującego prognozę mocy czy budującego model. Dane te są dostępne dopiero po wybudowaniu farmy. Należy więc oczekiwać, że model będzie w miarę upływu czasu dokładniejszy. Dokładniejsza będzie także prognoza dla farmy dużej niż małej. Do sporządzenia prognozy potrzebne są: prędkość i ewentualnie kierunek wiatru, gęstość powietrza, charakterystyki katalogowe elektrowni wiatrowych i współczynniki korekcyjne definiujące konkretną farmę.

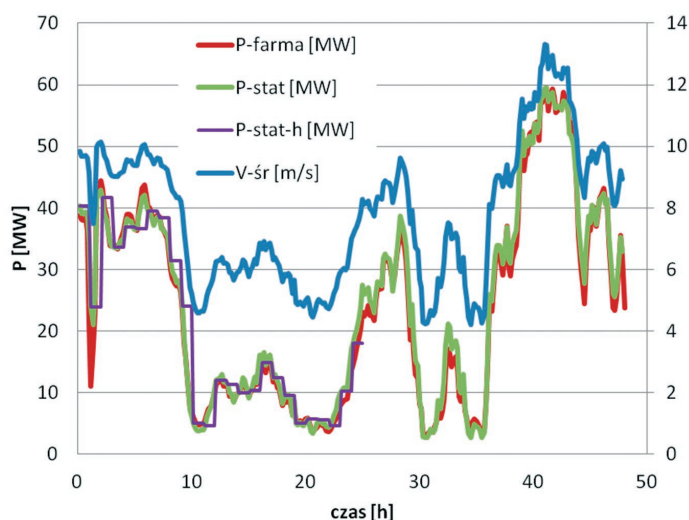
Na rys. 3 pokazano wynik obliczenia mocy farmy na podstawie katalogowej charakterystyki zastosowanych elektrowni wiatrowych, gdy nie uwzględniono żadnych współczynników korekcyjnych, a za wiatr zastępczy przyjęto średnią prędkość wiatru ze wszystkich gondoli. Miarą dokładności modelu może być względna wartość różnicy energii wyprodukowanej przez farmę w ciągu doby i energii obliczonej z modelu. Ponieważ przy konstrukcji modelu nie wykorzystano żadnej wiedzy o obiekcie, to dokładność (tu błąd wynosi 13,5%) nie jest wystarczająca. Oznacza to, że nawet przy dokładnej prognozie wiatru prognoza mocy jest obciążona sporym błędem.

Model statystyczny mocy farmy wiatrowej

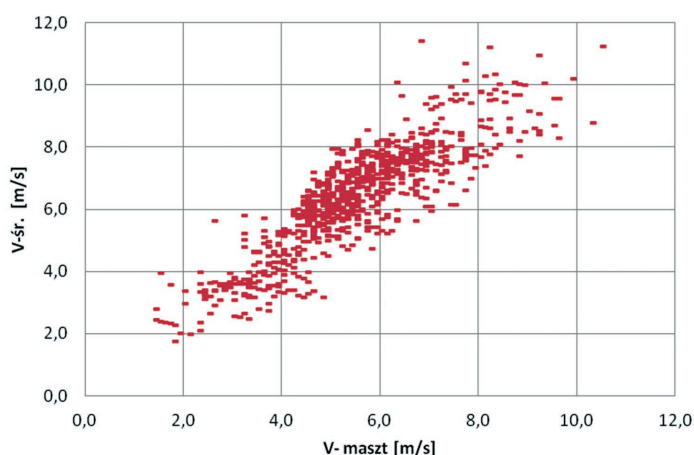
Z rozważań przedstawionych powyżej wynika, że dokładna prognoza mocy na podstawie zależności analitycznych jest zadaniem trudnym, ponieważ cechy osobnicze farmy mają duży wpływ i są nieanalityczne. Jednym ze sposobów na uwzględnienie w modelu tych cech szczególnych danej farmy wiatrowej jest wprowadzenie współczynników korekcyjnych będących wynikiem doświadczenia operatora i analizy danych historycznych. Drugim sposobem jest zbudowanie modelu opartego wyłącznie na tych danych. Modelem takim jest model statystyczny. Dysponując odpowiednio dużym zbiorem danych pomiarowych, można znaleźć najbardziej prawdopodobną moc farmy w danych warunkach określonych przez gęstość powietrza, kierunek i prędkość wiatru. Tak skonstruowany model powinien zawrzeć nieanalityczne cechy osobnicze farmy.

Dla sprawdzenia skuteczności tej metody zbudowano model na podstawie danych za okres dwóch tygodni. Wykorzystano tylko dane o średniej prędkości wiatru i mocy farmy. Nie wykorzystano informacji o kierunku wiatru ze względu na krótki okres pomiarowy i niewystarczającą liczbę danych. Dane o mocy farmy zostały posortowane i przyporządkowane do prędkości wiatru z rozdzielczością 0,5 m/s. W każdym podzbiorze została określona wartość oczekiwana (mediana lub średnia wewnętrzna z np. 50% danych). W ten sposób powstała charakterystyka mocy farmy, gdzie każdej prędkości średniej wiatru przypisano wartość oczekiwaną mocy. Charakterystykę tę wykorzystano do obliczenia mocy farmy dla przebiegu wiatru jak na rys. 3. Dane z tego okresu nie były uwzględniane w analizie. Wyniki przedstawiono na rys. 4. Pomimo krótkiego okresu pomiarowego można było odtworzyć charakterystykę farmy, ponieważ prędkość wiatru zmieniała się w szerokim zakresie (rys. 2a). Błąd modelu w tym przypadku wyniósł 3%, a więc model ten jest o wiele bardziej skuteczny niż prosty model analityczny. Jedną z przyczyn dużej dokładności jest niewielka zmienność kierunku wiatru. Obliczenia wykonano dla wiatru określanego co 10 min. W rzeczywistości prognoza wiatru ma dużo mniejszą rozdzielczość. Uzyskana dokładność modelu przy godzinnej rozdzielczości wiatru (P-stat-h) jest niewiele mniejsza i błąd wyniósł 3,5%.

W pokazanych powyżej modelach za wiatr na farmie wiatrowej przyjęto średnią prędkość wiatru zmierzoną na gondolach i względnie wysoka jakość modelu statystycznego wynikała z niewielkiej zmienności warunków na farmie w okresie pomiarowym oraz z precyzyjnego działania układów sterowania każdą elektrownią. Wiatr prognozowany dla terenu farmy wiatrowej nie jest przyjmowanym, w opisanym wyżej modelu, wiatrem średnim. Na rys. 5 pokazano (uzyskane z pomiarów w okresie tygodnia) wartość wiatru średniego dla farmy w funkcji wiatru mierzonego na farmie, na maszcie o wysokości 50 m n.p.g., umieszczonym w niezaburzonym strumieniu powietrza. Traktując wartość prędkości wiatru z masztu jako dokładną prognozę wiatru, zbudowano w sposób opisany powyżej prosty model statystyczny. Nie wykonano ekstrapolacji wiatru do wysokości gondoli

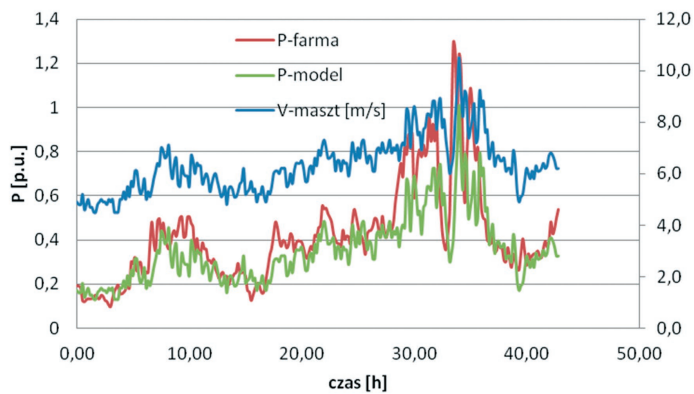


Rys. 4. Przebieg prędkości średniej wiatru $V_{\text{śr}}$, mocy farmy P-farma oraz mocy obliczonych na podstawie uproszczonego modelu statystycznego P-stat dla wiatru uśrednionego za 10 min oraz za godzinę P-stat-h

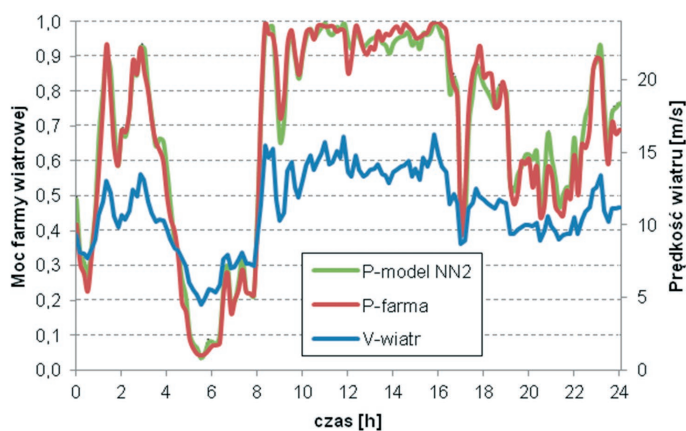


Rys. 5. Zależność pomiędzy wiatrem średnim z gondoli a wiatrem z masztu pomiarowego; współczynnik korelacji wynosi 0,87

(ok. 80 m n.p.g.), ale w modelu statystycznym nie jest to konieczne. Model zbudowano na podstawie obserwacji przez pięć dni. W wyniku otrzymuje się oczekiwaną wartość mocy farmy wiatrowej dla określonej prędkości wiatru (z masztu pomiarowego). Wynik pokazano na rys. 6. Różnica pomiędzy energią wyprodukowaną a jej estymatą w okresie obserwacji wyniosła 5,5%, natomiast w okresie testowania (rys. 6) różnica ta wyniosła 16%. Przyczyn rozbieżności jest kilka. Krótki okres pomiarowy i mała ilość danych nie dają wyników statystycznie poprawnych. W danych przyjętych do budowy modelu wszystkie zakresy prędkości powinny być wystarczająco licznie reprezentowane. W tym przypadku w okresie przyjętym do analizy dominowały wiatry słabe, podczas gdy w okresie testowym, silniejsze. Model uwzględniał tylko jedną zmienną – prędkość wiatru, pomijając jego kierunek. W krótkim okresie pomiarowym



Rys. 6. Moc farmy wiatrowej P-farma, moc z modelu P-model opartego na wietrze z masztu pomiarowego V-maszt



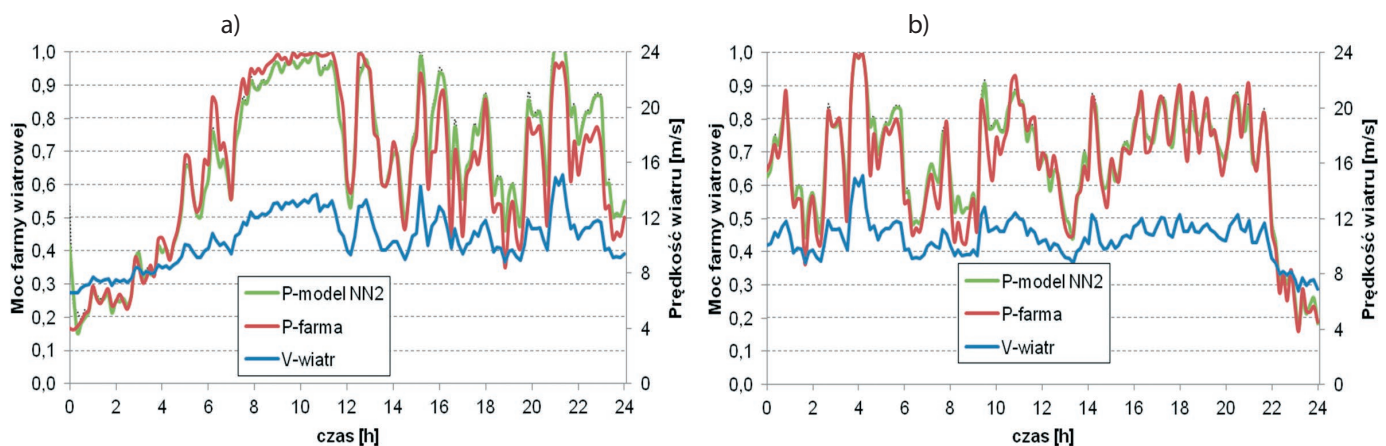
Rys. 7. Wyniki uczenia sieci neuronowej z jednym wejściem po ośmiu dniach; moc w jednostkach względnych

można pominąć gęstość powietrza o ile zmiany temperatury nie są duże. W klimacie Polski, gdzie występują cztery pory roku, można modele statystyczne budować na podstawie danych z np.: miesiąca poprzedzającego.

Model neuronowy farmy wiatrowej

Jak wynika z analiz przeprowadzonych wcześniej, moc farmy wiatrowej nie jest jednoznaczna, niezmienna w czasie funkcją prędkości wiatru, pomimo dokładnie działających układów regulacji każdej elektrowni. Właściwe jest zbudowanie modelu adaptacyjnego, który uwzględniałby cechy osobnicze farmy. Modelem takim jest sieć neuronowa, która może być dobrym aproksymatorem charakterystyk farmy wiatrowej, uwzględniając jej cechy indywidualne i zmienność. Należy odpowiednio dobrać wielkość i strukturę sieci do ilości danych uczących, a w przypadku sieci rekurencyjnej także do ich przebiegu. W wyniku procesu uczenia sieć neuronowa dobrze aproksymuje obiekt dla zakresu i charakteru danych, które były w danych uczących odpowiednio reprezentowane. W ramach badań sprawdzono [3, 7]: sieci jednokierunkowe, sieci rekurencyjne, o dużej liczbie neuronów w warstwie ukrytej, o małej liczbie neuronów, uczone na dużym zbiorze danych wejściowych i na stosunkowo małym zbiorze, sprawdzono różne metody uczenia. Na rys. 7 i 8 pokazano przykładowy wynik uczenia i testowania sieci neuronowej. Zastosowano sieć rekurencyjną Elmana z 15 neuronami w warstwie ukrytej, z jednym wejściem (prędkością wiatru), uczoną metodą Levenberga-Marquardta na danych z okresu miesiąca. Za prędkość wiatru przyjęto średnią arytmetyczną prędkości wiatru ze wszystkich siłowni wiatrowych.

W trakcie uczenia sieć coraz lepiej odtwarza moc farmy wiatrowej. Po jednym dniu uczenia błąd wynosił ok. 30%, a po ośmiu dniach już tylko ok. 1% (rys. 7). Można więc stwierdzić, że w powyższym przypadku sieć bardzo dobrze nauczyła się badanego obiektu. Przykładowy proces testowania sieci pokazano na rys. 8. Błąd modelu wyniósł ok. 3% na rys. 8a i 4,5% na rys. 8b. Wartości odtworzone w modelu są zgodne z wynikami uczenia (rys. 7). Większe różnice między modelem a obiektem występują dla wiatrów większych, powyżej 12 m/s. Różnice mogą wynikać ze: szczególnego przypadku działania farmy (kierunku wiatru, temperatury), przypadku nieobjętego procesem uczenia, niedostateczną reprezentacją większych prędkości wiatru w ciągu uczącym, dynamiką



Rys. 8. Wyniki testowania sieci neuronowej na danych z dwóch kolejnych dni

sieci. W zakresie prędkości wiatru 11–14 [m/s] charakterystyka farmy jest silnie nieliniowa i dla dokładności modelu ważna jest jakość odtworzenia tej nieliniowości. Z badań wynika, że średni błąd modelu neuronowego mieści się w granicach 3–4%. Próby wprowadzenia do modelu neuronowego kierunku wiatru nie przyniosły spodziewanych rezultatów. Bardziej właściwe jest wyznaczenie krzywych mocy dla różnych kierunków wiatru w modelu statystycznym.

Jak pokazano w [3], możliwe jest zbudowanie modelu neuronowego uczonego na danych z okresu nawet kilku dni, o ile sieć jest złożona z niewielu neuronów w warstwie ukrytej [3, 5]. Taka sieć odtwarza właściwości lokalne farmy wiatrowej, ale może generować duże błędy, gdy nastąpi gwałtowna zmiana warunków pogodowych, np. kierunku wiatru.

Wnioski

Z przeprowadzonych badań wynika, że dysponując danymi pomiarowymi z farmy wiatrowej (średni wiatr, moc), można zbudować jej model o dosyć dużej dokładności, czyli odtworzyć moc farmy na podstawie średniej prędkości wiatru dla całej farmy. Aplikacja modeli wymaga jednak odpowiednio licznego i dobrze uwarunkowanego zbioru danych wejściowych. W przypadku modelu analitycznego możliwa jest też pewna „ręczna” ingerencja w model (dobór współczynników korekcyjnych). Ingerencja taka w model statystyczny jest utrudniona, a w neuronowy o dużej liczbie współczynników wagowych – niemożliwa. Dużo trudniej jest zbudować model prognostyczny, czyli wyznaczyć estymatę mocy farmy na podstawie prognozy wiatru, co pokazano na rys. 5 i 6. Nawet jeżeli prognoza wiatru

jest dokładna, to nie jest znany reprezentatywny (średni) wiatr dla farmy. Dlatego też modelami preferowanymi są modele statystyczne lub neuronowe. Należy pamiętać, że na problemy zbudowania dokładnego modelu mocy nakłada się niedokładność prognozy pogody. Żaden model mocy farmy wiatrowej nie zapewni prognozy mocy farmy z określonym poziomem niepewności. Prognozowanie mocy farmy wymaga narzędzi wspomagających i skumulowanego w czasie doświadczenia operatora.

BIBLIOGRAFIA

1. Norma EN 61400-12-1:2006, Wind Turbines, part 12.1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines.
2. Petersen E.L. i in., Wind Power Meteorology, publikacja Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark 1997.
3. Durajczyk M., Kołakowski R., Model neuronowy mocy farmy wiatrowej na potrzeby prognozowania mocy, praca dyplomowa, WEiA Politechnika Gdańska, 2013.
4. Giebel G. i in., The state of the art in short term prediction of wind power, Anemos-plus project report, 2011 [online], www.windpower-predictions.com.
5. Madsen H., Nielsen H., Nielsen T.S., A tool for predicting the wind power production of off-shore wind plants [online], www.enfor.dk.
6. Wang X., Guo P., Huang X., A review of wind power forecasting models, The Proc. of Int. Conf. on Smart Grid and Clean Energy Technologies, *Ener. Proc.* 2011, Vol. 12, s. 770–778.
7. Bogalecka E., Rubanowicz T., Neuronowy model mocy farmy wiatrowej, *Mechanik* 2010, nr 7, s. 579–586.

Elżbieta Bogalecka

dr hab. inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: elzbieta.bogalecka@pg.gda.pl

Absolwentka Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej (1976). Doktorat i habilitację zdobyła na swojej macierzystej uczelni (1987, 1998). Przedmiotem jej badań są: automatyka napędu elektrycznego, a szczególnie algorytmy sterowania elektrownią wiatrową, w tym sterowanie bezczujnikowe i energetyka odnawialna. Autorka kilkudziesięciu prac z tej dziedziny.

Tomasz Rubanowicz

mgr inż.

ENERGA-OBRÓT SA

e-mail: tomasz.rubanowicz@energa.pl

Absolwent Wojskowej Akademii Technicznej w Warszawie (2006), kierunek mechatronika. Doktorant na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej. Jeszcze w trakcie studiów rozpoczął pracę w firmie Elektrownie Wiatrowe SA. Obecnie jest zatrudniony w ENERGA-OBRÓT SA, gdzie zajmuje się zawodowo m.in. predykcją mocy wytwórczej elektrowni wiatrowych. Autor kilkunastu publikacji.

Effective Short-term Forecasting of Wind Farms Power

Keywords

wind farm, power, model, prediction

Abstract

Forecasting a specific wind farm's generation capacity within the perspective of 24 hours requires both a reliable forecast of wind, as well as supporting tools. This tool is a dedicated model of wind farm power. This model should include not only general rules of wind to mechanical energy conversion, but also the farm's specific features. There are many factors that influence a farm's generation capacity, and any forecast of it, even with an accurate weather forecast, carries error. This paper presents analytical, statistical, and neuron models of wind farm power. The study is based on data from a real wind farm. Most attention is paid to the neuron models, due to a neuron network's capability to restore farm-specific details. The research aims to answer the headline question: whether and to what extent a wind farm's power can be short-term forecast?

Uproszczone modelowanie sieci dystrybucyjnej na potrzeby analiz przyłączeniowych

Autorzy

Paweł Bućko
Jerzy Buriak
Krzysztof Dobrzyński
Marcin Jaskólski
Piotr Skoczko
Piotr Zieliński

[POWRÓT
DO SPISU TREŚCI](#)

Słowa kluczowe

analiza przyłączeniowa, sieć dystrybucyjna, źródło prosumenckie

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.

1. Wstęp

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 wielkość (złożoność), jak również od typu przyłączanego obiektu. Wykonanie obliczeń „ręcznie”, na kartce 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. Należy tu wspomnieć, że w przypadku wydawania warunków przyłączenia przez operatora systemu dystrybucyjnego czas podjęcia decyzji jest bardzo istotny i stanowi jeden z elementów, za który rozliczany jest pracownik. Najbardziej oczywistym narzędziem, jakie można wykorzystać do obliczeń na modelu matematycznym sieci, wydają się 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, czy gotowe moduły obliczeniowe, np. obliczanie rozprężu, obliczanie zwarć, itp. Daje to zwykle możliwość

kompleksowego wykonywania, z wykorzystaniem jednego narzędzia, 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, tak jak ma to miejsce w przypadku sieci nn. 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. Z tego też powodu operatorzy często decydują się na pośrednie rozwiązanie, tworząc uproszczone narzędzia przeznaczone do określonych zadań.

W niniejszej publikacji 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 czasu, jaki należy poświęcić na wprowadzenie danych do modelu, oraz

od dostępności tych danych. 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.

Komercyjne programy, służące do analiz systemów elektroenergetycznych, zwykle dedykowane są do określonego typu sieci: oczkowej lub promieniowej (np. PLANS, PSLF). Dostępne są również programy, w których jest możliwość wykorzystania modeli obu typów sieci (np. Synergi Electric, Power Factory). Tym niemniej wykonywanie analiz jednocześnie z wykorzystaniem dwóch typów sieci może się okazać trudne lub wręcz niemożliwe, co zależy głównie od stopnia dokładności odwzorowania poszczególnych sieci w modelu. 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 rozważa się wiele kryteriów. Niektóre z nich sprawdzane są dla konkretnej sieci, inne zależą od typu przyłączanego obiektu. Poniżej wymieniono te warunki, które zwykle są stosowane.

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 zmian dla sieci średniego i niskiego napięcia jest taki sam (tab. 1).

Parametr	PN-EN 50160	
	Niskie napięcie	Średnie napięcie (do 35 kV)
zmiany napięcia	±10% U_n – przez 95% czasu w każdym tygodniu +10% / -15% U_n – przez 100% czasu	±10% U_n – przez 95% czasu w każdym tygodniu +10% / -15% U_n – przez 100% czasu

Tab. 1. Wartości dopuszczalne zmiany napięcia sieci rozdzielczych według normy PN-EN 50160 [3]

Przyłączenie odbioru lub mikroźródła do sieci powoduje zmianę napięcia w tej sieci. Zatem sprawdzeniu będą podlegały poziomy napięć w poszczególnych węzłach analizowanej sieci, po przyłączeniu rozważanego obiektu, jak i sam jego wpływ na zmianę tego napięcia, którą wyrazić można zależnością:

$$\Delta U_i = \left| U_i^{po} - U_i^{przed} \right| \quad (1)$$

gdzie:

ΔU_i – zmiana napięcia w i -tym węźle analizowanej sieci; U_i^{po} – napięcie w i -tym węźle po przyłączeniu odbioru/wytwarzania; U_i^{przed} – napięcie w i -tym węźle przed przyłączeniem odbioru/wytwarzania.

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:

$$d = c_{max} \cdot k_{LR} \cdot \frac{S_{rM}}{S_k''} \quad (2)$$

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 zwarcia w miejscu przyłączenia odbioru.

Wartość d obliczona zależnością (2) nie powinna być większa od wartości dopuszczalnej:

$$d \leq \frac{\Delta U_{dyn}}{U_n} \quad (3)$$

gdzie:

$\Delta U_{dyn}/U_n$ – maksymalna dopuszczalna dynamiczna zmiana napięcia w punkcie przyłączenia.

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. Wpływ ten można wyrazić zależnością:

$$\Delta I_j = \left| I_j^{po} - I_j^{przed} \right| \quad (4)$$

gdzie:

ΔI_j – zmiana prądu obciążenia w j -tej linii analizowanej sieci; I_j^{po} – prąd w j -tej linii po przyłączeniu odbioru/wytwarzania; I_j^{przed} – prąd w j -tej linii przed przyłączeniem odbioru/wytwarzania.

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.

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]:

$$I_{a|(5s)} \leq I_{kmin}'' \quad (5)$$

gdzie:

$I_{a(5s)}$ – prąd powodujący samoczynne zadziałanie urządzenia wyłączającego w czasie umownym nie dłuższym niż 5 s (dla obwodów rozdzielczych); I''_{kmin} – prąd zwarcia początkowy minimalny obliczony w miejscu przyłączenia.

Ponieważ ochrona przeciwporażeniowa opiera się na informacjach na temat typów zabezpieczeń oraz ich lokalizacji, w stosunkowo łatwy sposób można jednocześnie sprawdzić selektywność zwarciową poszczególnych, sąsiadujących ze sobą zabezpieczeń (w sieciach SN i nn są to bezpieczniki). W celu sprawdzenia selektywności zwarciowej należy posłużyć się stosunkami prądów znamionowych odpowiednich typów wkładek bezpiecznikowych (tab. 2).

Bezpiecznik poprzedzający	Bezpiecznik	Stosunek prądów znamionowych
gG	gG	1,6:1
gF	gF	1,6:1
gG	gF	1:1
gF	gG	2,5:1

Tab. 2. Stosunki prądów znamionowych wkładek sąsiadujących, spełniających warunek selektywności zwarciowej

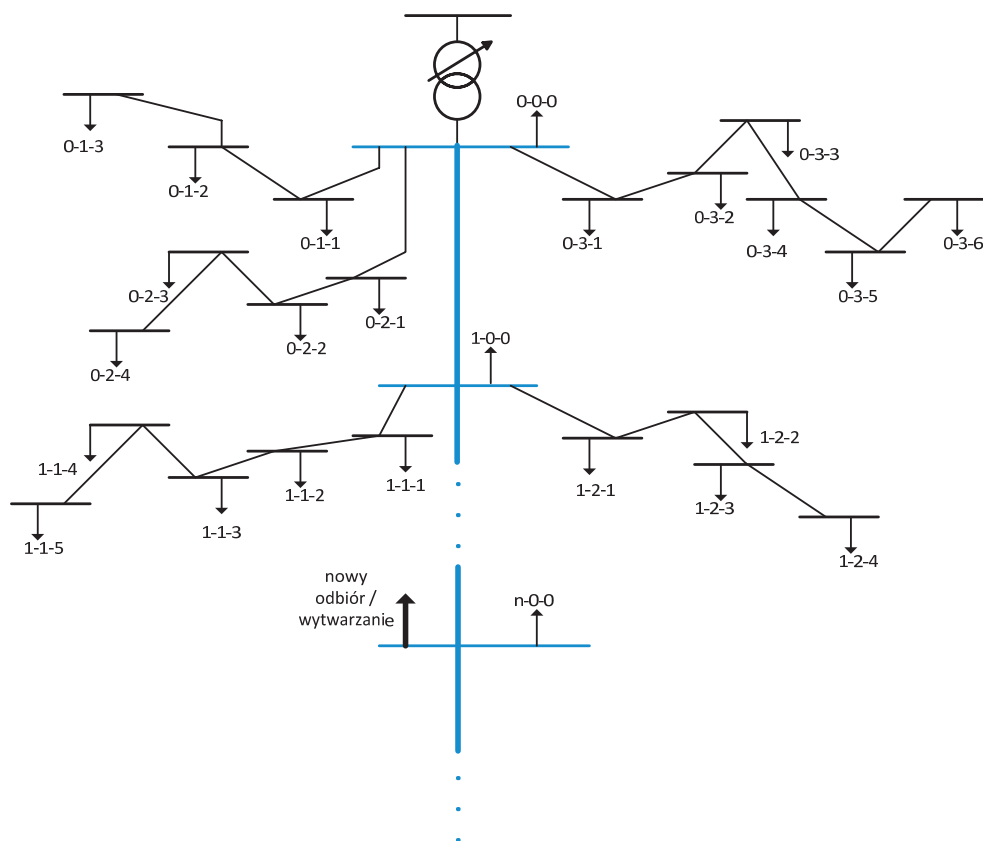
Stosunek mocy zwarciowej do mocy źródła

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:

$$\frac{S''_k}{S_{nM\dot{Z}}} \geq 20 \quad (6)$$

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 wartość prądów zwarciowych na poziomie $1,1 \cdot I_n$, a dla elektrowni wiatrowych z silnikiem asynchronicznym: $3 \cdot I_n$.

Powyższej 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.



Rys. 1. Uproszczona struktura sieci promieniowej

4. Modelowanie ciągu zasilającego w sieci promieniowej

Jak wcześniej wspomniano, 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 rys. 1.

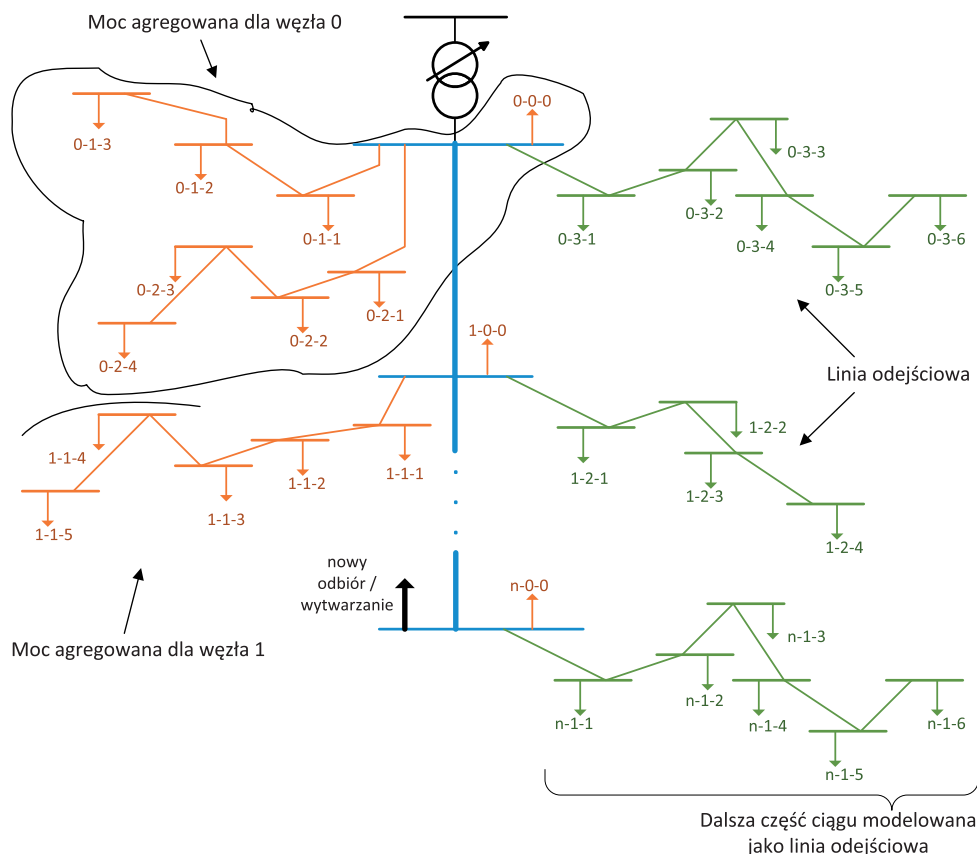
Przyłączając w takiej sieci odbiór lub mikroźródło, można dla takiego obiektu wyróżnić główny ciąg zasilający, który wytyczany jest najkrótszą drogą od transformatora zasilającego do miejsca przyłączenia. Można wyróżnić również odgałęzienia od tego ciągu. Na rys. 1 przyjęto uproszczenie, że nie ma dodatkowych odcinków 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 (parametry poszczególnych odcinków oraz moce poszczególnych węzłów), 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 wprowadzanych 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 (rys. 2). Moc agregowana jest tu niezależnie

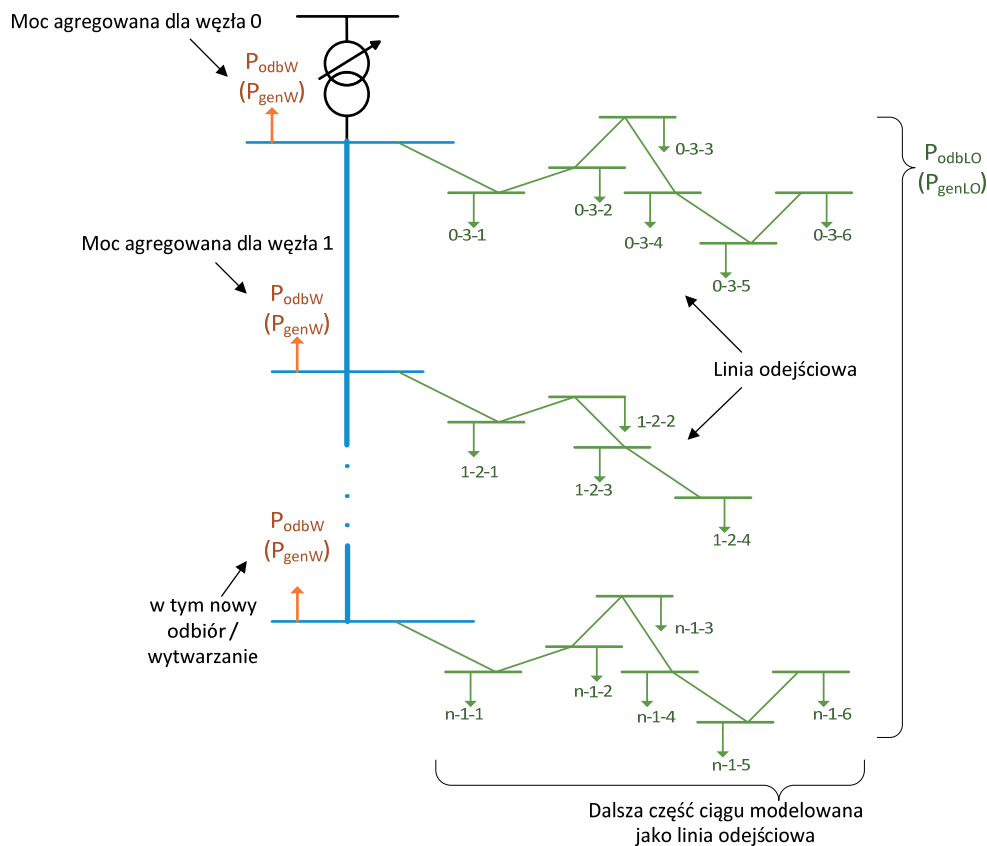
dla mocy odbieranej oraz generowanej i jest ona definiowana odpowiednio przez moce czynne P_{odbW} i P_{genW} oraz współczynniki mocy $\text{tg}\varphi_{\text{odbW}}$ i $\text{tg}\varphi_{\text{genW}}$ (rys. 3).

Uproszczenie to w dalszym ciągu umożliwia sprawdzenie wpływu przyłączanego obiektu na poszczególne kryteria przyłączeniowe, wymienione w punkcie 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 przyłączanego obiektu przekłada się tylko na obciążenie głównego ciągu zasilającego
- ochrony przeciwporażeniowej – agregacja nie ma wpływu. Samo przyłączenie odbioru (jego moc) nie wpływa na prąd zwarciovy I''_{kmin} wykorzystywany przy sprawdzeniu warunku ochrony przeciwporażeniowej (5). Wpływ na ten prąd mają parametry sieci, zatem wpływ wystąpi, 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 zwarciowego, a zatem polepszenie warunku (5). Tak samo wpływa przyłączenie mikroźródła, które podczas zwarcia będzie stanowiło udział w prądzie



Rys. 2. Agregacja odgałęzień w sieci promieniowej



Rys. 3. Agregacja odgałęzień do pojedynczej mocy

zwarciovym, zwiększając wartość prądu I''_{kmin} wyznaczonego w odgałęzieniu

- stosunek mocy zwarcioviej do mocy źródła – agregacja nie ma wpływu.

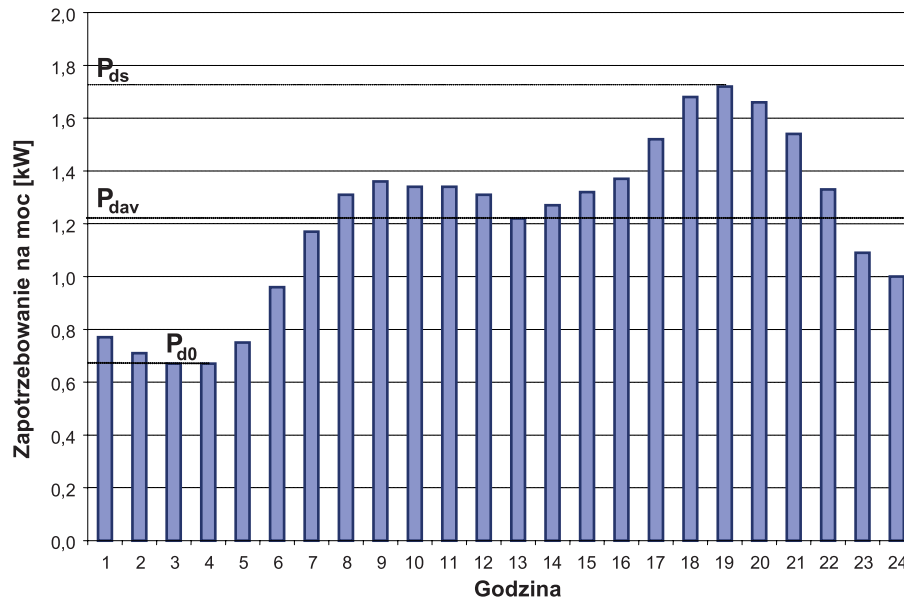
Ponadto przedstawione podejście daje możliwość zamodelowania przyłączenia odbioru/wytwarzania w dowolnym miejscu sieci, zarówno na końcu ciągu zasilającego, w środku tego ciągu lub za przyłączem. W drugim przypadku dalsza część ciągu modelowana jest jako odgałęzienie, ale już bez możliwości modelowania kolejnych odgałęzień (rys. 3). Z kolei w przypadku przyłączenia rozważanego obiektu za przyłączem dalsza część ciągu modelowana jest jako odgałęzienie odchodzące od przedostatniego węzła głównego ciągu zasilającego, tu również bez możliwości tworzenia kolejnych odgałęzień.

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 rozbicia 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 obciążone wysoką niepewnością wprowadzanych danych. Bezpieczniej jest posługiwać się wskaźnikami charakterystycznymi dobrego wykresu chronologicznego obciążenia elektrycznego [5], którego przykład, z zaznaczonymi wielkościami charakterystycznymi, przedstawiono na rys. 4.

Dane w postaci profilu obciążenia (zużycia energii elektrycznej) u odbiorcy pozwalają na wyznaczenie najwyższego średniogodzinnego zapotrzebowania na moc, najniższego średniogodzinnego zapotrzebowania na moc oraz średniego zapotrzebowania na moc (dla poszczególnej 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.



Rys. 4. 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]

W innych źródłach literaturowych może on przyjmować inne nazewnictwo, np. stopień/współczynnik wypełnienia wykresu obciążenia.

Przedstawione na wykresie z rys. 4 wartości mocy odnoszą się do okresu jednej doby. Do wyznaczenia mocy maksymalnej w całym roku kalendarzowym należy posłużyć się rocznym średnim stopniem obciążenia:

$$m_{(q)} = \frac{P_{rav(q)}}{P_{rs(q)}} \quad (7)$$

gdzie:

$P_{rav(q)}$ – średnie obciążenie elektryczne w całym roku kalendarzowym, dla typu odbioru q [kW]; $P_{rs(q)}$ – 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:

$$P_{rav(q)} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{t=1}^T P_{dt(q)} \cdot t = \frac{1}{8760} \cdot \sum_{t=1}^T P_{dt(q)} \cdot 1 \quad (8)$$

gdzie:

$P_{dt(q)}$ – średnie zapotrzebowanie na moc w godzinie t dla typu odbioru q [kW]; t – czas trwania podokresu, dla którego wyznaczone 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:

$$P_{rs(q)} = \max P_{dt(q)} \quad (9)$$

Alternatywnym rozwiązaniem jest przyjęcie, że moc szczytowa jest równa mocy przyłączeniowej.

5. Podsumowanie

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 będą przebiegać 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.

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. i in., Metoda analizy wielokryterialnej wyboru wariantu przyłączenia do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej niskiego i średniego napięcia, XVII Międzynarodowa Konferencja „Aktualne problemy w elektroenergetyce”, 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 1 stycznia – 31 grudnia 2012, Poznań, lipiec 2013.
5. Poradnik Inżyniera Elektryka, t. 3, praca zbiorowa, Wydawnictwo Naukowo-Techniczne, Warszawa 2005.

Paweł Bućko

dr hab. inż.

Politechnika Gdańska

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

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

Jerzy Buriak

dr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: jerzy.buriak@pg.gda.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrycznym Politechniki Gdańskiej (1995). Stopień naukowy doktora uzyskał na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki swojej macierzystej uczelni (2001). Zatrudniony jest na stanowisku adiunkta w Katedrze Elektroenergetyki PG. Jego zawodowe zainteresowania obejmują: planowanie rozwoju systemów energetycznych, formułowanie modeli optymalizacji, bazy danych w energetyce.

Krzysztof Dobrzyński

dr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: krzysztof.dobrzynski@pg.gda.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrycznym Politechniki Warszawskiej w 1999 roku. W 2012 roku uzyskał tytuł doktorski na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej. Pracuje jako adiunkt w Katedrze Elektroenergetyki Politechniki Gdańskiej. Obszar zainteresowań to współpraca źródeł generacji rozproszonej z systemem elektroenergetycznym, modelowanie matematyczne, sterowanie systemem elektroenergetycznym, instalacje inteligentne w budynkach.

Marcin Jaskólski

dr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: marcin.jaskolski@pg.gda.pl

Wychowanek Politechniki Gdańskiej. W trakcie realizacji rozprawy doktorskiej odbył szkolenia na Uniwersytecie w Lund (Szwecja) i staże naukowe w Międzynarodowym Instytucie Stosowanej Analizy Systemowej (IIASA) w Laxenburgu (Austria) i Instytucie Gospodarki Energetycznej oraz Racjonalnego Użytkowania Energii (IER) na Uniwersytecie w Stuttgarcie (2002–2003). Zatrudniony jest jako adiunkt w Katedrze Elektroenergetyki Politechniki Gdańskiej. Jego naukowe zainteresowania, oprócz zintegrowanego modelowania rozwoju systemów energetycznych, obejmują wykorzystanie odnawialnych zasobów energii i energetykę jądrową. W 2010 roku autor uczestniczył w trzymiesięcznych szkoleniach z zakresu energii jądrowej w Komisji ds. Energii Atomowej i Alternatywnych Źródeł Energii (CEA) w Saclay (Francja). W 2011 roku odbył sześciotygodniowy staż z zakresu analiz bezpieczeństwa reaktorów jądrowych EPR w ośrodku badawczym EDF SEPTEN w Lyonie.

Piotr Skoczko

mgr inż.

ENERGA-OPERATOR SA

e-mail: piotr.skoczko@energa.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrycznym Politechniki Gdańskiej, ze specjalnością elektroenergetyka, oraz na Wydziale Zarządzania i Ekonomii Politechniki Gdańskiej, na kierunku ekonomia i finanse. Zatrudniony na stanowisku głównego inżyniera ds. rozwoju sieci w ENERGA-OPERATOR SA. Zajmuje się planowaniem rozwoju sieci 110 kV. W obszarze jego zainteresowań znajduje się rozwój sieci SN i nn w kontekście współpracy z generacją rozproszoną i mikroźródłami. Autor referatów i wystąpień o tej tematyce na Politechnice Gdańskiej oraz na konferencjach.

Piotr Zieliński

mgr inż.

ENERGA-OPERATOR SA

e-mail: piotr.zielinski@energa.pl

Absolwent Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej, specjalizacji elektroenergetyka. Zatrudniony na stanowisku kierownika Biura Rozwoju w ENERGA-OPERATOR SA. Jego obszary zainteresowań to także długoterminowe planowanie sieci, obliczenia inżynierskie, rozwój sieci dystrybucyjnej WN i optymalizacji mocy biernej.

Simplified Grid Modelling for Interconnection Analyses

Keywords

interconnection analysis, distribution grid, prosumer source

Abstract

This paper considers the modelling of middle and low voltage grids for the purpose of interconnection studies by distribution grid operators. Possible simplifications in grid modelling are discussed, which are acceptable from point of view of the final result. The main driver of the modelling simplification is the MS Excel environment used as the computation platform, and the grid modelling duration.

Metoda analizy wielokryterialnej wyboru wariantu przyłączenia do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej niskiego i średniego napięcia

Autorzy

Paweł Bućko
Jerzy Buriak
Krzysztof Dobrzyński
Marcin Jaskólski
Piotr Skoczko
Piotr Zieliński

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

planowanie rozwoju, system elektroenergetyczny, operator systemu dystrybucyjnego, przyłączanie odbiorcy, przyłączanie źródła mikrogeneracji

Streszczenie

W artykule przedstawiono metodę wspomagającą decyzje w zakresie wyboru najlepszego wariantu przyłączenia odbioru do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej niskiego napięcia lub średniego napięcia oraz mikrogeneracji do sieci niskiego napięcia. Metoda bazuje na poszukiwaniu wariantu o najniższej wartości miernika oceny syntetycznej, który jest średnią ważoną mierników ocen cząstkowych, wyznaczanych z zastosowaniem ośmiu przyjętych kryteriów. Dla każdego z pierwszych trzech kryteriów o charakterze ekonomicznym obliczono miernik oceny cząstkowej z zastosowaniem metody normalizacji. Dla każdego z kolejnych pięciu kryteriów (technicznych) opracowano względną miarę odległości wskaźnika (np. maksymalny spadek napięcia w węzłach ciągu zasilającego) od jego wartości dopuszczalnej. Opracowany algorytm odrzuca warianty, w których w okresie czasowym przyłączenia rozpatrywanego odbioru/mikrogeneracji zostały przekroczone wartości dopuszczalne wskaźników dla poszczególnych kryteriów cząstkowych. Metodę zaimplementowano w skoroszytcie kalkulacyjnym Microsoft Excel i zastosowano do analizy złożonych problemów przyłączenia odbioru lub mikrogeneracji.

1. Wstęp

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 należy wziąć pod uwagę przy podejmowaniu przez operatora systemu dystrybucyjnego (OSD) decyzji o przyłączeniu odbioru lub mikrogeneracji do systemu elektroenergetycznego. Dlatego 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 znajdują zastosowanie w elektroenergetyce. W pracy [1] rozpatrywano kilka takich metod, m.in.: 1) nieparametryczną estymację brzegową (ang. *Data Envelopment Analysis* – DEA), opracowaną przez Charnesa, Coopera i Rhodesa [2];

2) wielokryterialne metody rankingowe; 3) hierarchiczną analizę problemową (ang. *Analytic Hierarchy Process* – AHP). W przypadku zastosowania tej ostatniej 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 ocenę tych wariantów (w drugim etapie). Przypisanie wag ma tu szczególne znaczenie. Metoda ta umożliwia m.in. efektywne uwzględnienie uwarunkowań rynkowych. Metodę analizy wielokryterialnej zastosowano na przykład do szacowania maksymalnej generacji rozproszonej w systemie elektroenergetycznym [3].

2. Metoda

2.1. Podstawowe założenia

W artykule zaprezentowano autorską metodę oceny wariantów przyłączenia odbioru do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej niskiego lub średniego napięcia, lub przyłączenia mikrogeneracji do sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia. Zaproponowano przeprowadzanie analizy w trzech przyjętych chwilach czasowych eksploatacji układu sieciowego:

- Przyłączenie odbiorcy – chwila początkowa
- Koniec okresu analizy – wynikający z długości okresu planowania układu sieciowego (dla sieci nn proponuje się 5 lat, dla sieci SN – 10 lat)
- Chwila czasowa pośrednia – w połowie okresu analizy.

Horyzont czasowy uwzględnia rozwój sieci elektroenergetycznej w najbliższym otoczeniu przyłączanego obiektu. Rozwój ten wyrażony jest za pomocą wskaźników pozwalających na określenie rocznego wzrostu mocy zapotrzebowanej w zagregowanych węzłach systemu elektroenergetycznego.

Zaproponowano osiem kryteriów oceny wariantu przyłączenia odbioru/mikrogeneracji do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej nn i SN:

1. Nakłady inwestycyjne na realizację przyłączenia
2. Średnie koszty roczne dostawy energii elektrycznej, w tym koszty kapitałowe, koszty eksploatacyjne stałe i koszty strat energii elektrycznej
3. Roczne straty energii elektrycznej czynnej w elementach układu sieciowego
4. Poziom napięcia w węzłach analizowanej sieci
5. Dopuszczalne obciążenie elementów analizowanej sieci
6. Dynamiczna zmiana napięcia
7. Ochrona przeciwporażeniowa
8. Stosunek mocy zwarciowej do mocy źródła mikrogeneracji.

Pierwsze trzy mają charakter gospodarczy, kolejnych pięć to kryteria techniczne [4], które wyrażone są w postaci wskaźników ograniczonych wartościami dopuszczalnymi. Zestaw kryteriów jest uzależniony od tego, czy analiza jest prowadzona na niskim czy na średnim napięciu oraz czy dotyczy odbioru czy mikrogeneracji [4]. Dane do analizy rozważanego przypadku wprowadzane są z wniosku o wydanie warunków przyłączenia. Wybór wariantu optymalnego spośród istniejących wariantów dopuszczalnych jest dokonywany z zastosowaniem kryterium decyzyjnego. Poniżej przedstawiono sformułowanie kryterium decyzyjnego, a także opisy mierników ocen cząstkowych (składowych funkcji kryterialnej), funkcji kar i warunków dopuszczalności wariantu.

2.2. Kryterium decyzyjne

Spośród istniejących wariantów inwestycyjnych przyłączenia odbioru, maksymalnie trzech (W1, W2, W3), wybierany jest wariant optymalny. Wybór ten dokonywany jest za pomocą kryterium decyzyjnego, którego sformułowanie opiera się na wskazaniu

wartości minimalnej (Z) miernika oceny syntetycznej (funkcji kryterialnej) w poszczególnych wariantach inwestycyjnych.

$$Z = \min k_w = \min \{ k_{W_1}, k_{W_2}, k_{W_3} \} \quad (1)$$

gdzie:

w – indeks wariantu ($w = W_1, W_2, W_3$); k_w – wartość miernika oceny syntetycznej (funkcji kryterialnej) obliczona dla wariantu w .

Ostateczna wartość miernika oceny syntetycznej (k_w), na której podstawie dokonywany jest wybór wariantu, jest średnią ważoną mierników oceny syntetycznej obliczonych dla trzech rozpatrywanych punktów horyzontu czasowego ($k_{w,t1}$; $k_{w,t2}$; $k_{w,t3}$):

$$k_w = \sum_{t=t_1}^{t=t_3} k_{w,t} \cdot \beta_t = k_{w,t_1} \cdot \beta_{t_1} + k_{w,t_2} \cdot \beta_{t_2} + k_{w,t_3} \cdot \beta_{t_3} \quad (2)$$

gdzie:

t – indeks okresu czasowego (t_1, t_2 i t_3), przy czym: dla analizy przyłączenia odbioru do sieci niskiego napięcia (w latach): $t_1 = 0, t_2 = 3, t_3 = 5$, dla analizy przyłączenia odbioru do sieci średniego napięcia (w latach): $t_1 = 0, t_2 = 5, t_3 = 10$; β_t – waga dla miernika oceny cząstkowej w okresie czasu t [-]; $k_{w,t}$ – wartość miernika oceny syntetycznej (funkcji kryterialnej) obliczona dla wariantu w i w każdym okresie czasu t [-].

Miernik oceny syntetycznej obliczany w pojedynczym okresie czasu t stanowi średnią ważoną wartości mierników ocen cząstkowych (składowych funkcji kryterialnej – kryteriów cząstkowych) $k_{i,w,t}$ uzyskanych w poszczególnych okresach czasu i dla rozpatrywanych wariantów inwestycyjnych, z uwzględnieniem funkcji kary z tytułu przekroczenia wartości dopuszczalnych. Wagi dla kryteriów podawane są tylko raz i znajdują zastosowanie w każdym wariantcie i w każdym okresie czasu. Uwzględniając założenie, że dla kryteriów 1–3 funkcja kary przyjmuje zawsze wartość 1 (gdyż w tym przypadku nie powinna mieć wpływu na wynik), sformułowanie miernika oceny cząstkowej przyjmie postać:

$$\begin{aligned} k_{w,t} &= \sum_{i=1}^{i=8} h_i \cdot \alpha_{i,w,t} \cdot k_{i,w,t} = \\ &= h_1 \cdot k_{1,w,t} + h_2 \cdot k_{2,w,t} + h_3 \cdot k_{3,w,t} + h_4 \cdot \alpha_{4,w,t} \cdot k_{4,w,t} + \\ &+ h_5 \cdot \alpha_{5,w,t} \cdot k_{5,w,t} + h_6 \cdot \alpha_{6,w,t} \cdot k_{6,w,t} + \\ &+ h_7 \cdot \alpha_{7,w,t} \cdot k_{7,w,t} + h_8 \cdot \alpha_{8,w,t} \cdot k_{8,w,t} \end{aligned} \quad (3)$$

gdzie:

i – indeks miernika (kryterium) cząstkowej oceny wariantu przyłączenia odbioru/mikrogeneracji ($i = 1, 2, \dots, 8$); h_i – waga dla kryterium i cząstkowej oceny wariantu przyłączenia odbioru, w okresie czasu t [-]; $\alpha_{i,w,t}$ – wartość funkcji kary dla miernika i cząstkowej oceny w wariantcie w przyłączenia odbioru, w okresie czasu t [-]; $k_{i,w,t}$ – wartość miernika oceny cząstkowej wariantu inwestycyjnego w , obliczonego dla kryterium i , w okresie czasu t .

Zależność dla wag mierników oceny cząstkowej jest następująca:

$$\sum_{i=1}^{i=8} h_i = 1 \quad (4)$$

Kryteria oceny wariantu wyrażane są za pomocą wskaźników oceny cząstkowej i mierników oceny cząstkowej. Wskaźnikami oceny cząstkowej są wielkości opisujące dane kryterium cząstkowe, np. kryterium 4 (poziom napięcia w węzłach analizowanej sieci) opisane jest za pomocą dopuszczalnego spadku napięcia, a kryterium 7 (skuteczność ochrony przeciwporażeniowej) jest badana na podstawie minimalnego prądu zwarciovego. Mierniki oceny cząstkowej $k_{i,w,t}$ wyznaczone są jako wartości znormalizowane wskaźników (kryteria 1–3) lub jako relacje wartości wskaźników oceny cząstkowej do ich wartości dopuszczalnych (kryteria 4–8). W przypadku kryteriów 4–8 mierniki oceny cząstkowej przyjmują wartość 1, gdy wskaźnik oceny cząstkowej osiąga wartość dopuszczalną. Z kolei miernik oceny cząstkowej dla kryteriów 4–8 przyjmuje wartość powyżej 1, gdy wartość dopuszczalna wskaźnika oceny cząstkowej zostaje przekroczona lub wartość minimalna nie zostaje osiągnięta, w zależności od zastosowanego kryterium cząstkowego. W przypadku kryterium 4 (poziom napięcia w sieci) spadek napięcia w węźle sieci będzie ograniczony od góry wartością dopuszczalnego spadku napięcia, a w przypadku kryterium 7 (skuteczność ochrony przeciwporażeniowej) prąd zwarciovym minimalny będzie ograniczony od dołu wartością prądu zadziałania zabezpieczenia, zainstalowanego na początku ciągu zasilającego, odczytaną z charakterystyki czasowo-prądowej tego zabezpieczenia dla czasu 5 s.

Przekroczenie wartości dopuszczalnej miernika oceny cząstkowej już w pierwszym okresie czasu ($t = 0$) powoduje wykluczenie wariantu (wariant niedopuszczalny). Z kolei przekroczenie wartości dopuszczalnych mierników cząstkowej oceny wariantów w kolejnych okresach czasowych nie powoduje wykluczenia wariantu (wariant jest dopuszczalny), ale wskaźnik oceny mnożony przez wagę kryterium (h_i) powoduje zwiększenie wartości syntetycznej miary oceny w tym wariantcie w stosunku do przypadku, gdy wartość dopuszczalna nie byłaby przekroczona. Ponieważ najbardziej pożądanym jest wariant o najniższej wartości syntetycznej miary oceny, ten wariant, w którym przekroczone zostaną wartości dopuszczalne mierników oceny, może okazać się mniej korzystny i nie zostanie rekomendowany jako wariant optymalny.

2.3. Mierniki ocen cząstkowych (składowe funkcji kryterialnej)

2.3.1. Kryteria 1–3 – ekonomiczne

Opracowanie miernika oceny cząstkowej $k_{i,w,t}$ dla tego typu kryteriów polegało na normalizacji wskaźników (nakłady inwestycyjne, średnie koszty roczne, roczne straty energii elektrycznej czynnej) dla poszczególnych wariantów, tzn. odniesieniu wartości tych wskaźników w każdym z wariantów do sumy wartości wskaźnika we wszystkich trzech wariantach. Pozwala to na sprowadzenie miernika oceny cząstkowej (składowej

funkcji kryterialnej) do zakresu wartości od zera do jednego. Składowa funkcji kryterialnej dla kryteriów 1–3 została zatem sformułowana następująco:

$$k_{i,w,t} = \frac{V_{i,w,t}}{\sum_{w=W_1}^{w=W_3} V_{i,w,t}} \quad (5)$$

gdzie:

i – indeks kryterium ($i = 1, 2, 3$); $V_{i,w,t}$ – wartość wskaźnika oceny dla kryterium i w wariantcie w , dla okresu czasu t . Przy czym:

$$V_{1,w,t} = K_{nd,w,t}, \quad V_{2,w,t} = K_{r,w,t}, \quad V_{3,w,t} = \Delta E_{w,t}$$

gdzie:

$K_{nd,w,t}$ – nakłady inwestycyjne na realizację przyłączenia w wariantcie w [zł]; $K_{r,w,t}$ – średnie koszty roczne dostawy energii elektrycznej w wariantcie w przyłączenia, w okresie czasu t [zł/a]; $\Delta E_{w,t}$ – roczne straty energii elektrycznej czynnej w wariantcie w , w roku t [MWh/a].

Nakłady inwestycyjne ponoszone są tylko raz, w pierwszym okresie czasu (t_1), a wartość miernika oceny cząstkowej jest przenoszona do pozostałych okresów czasowych. Jeżeli: $K_{nd,w,t1} = K_{nd,w,t2} = K_{nd,w,t3}$, to $k_{1,w,t1} = k_{1,w,t2} = k_{1,w,t3}$. Należy mieć to na uwadze przy wprowadzaniu wartości wagi h_1 dla tego kryterium.

W odróżnieniu od nakładów inwestycyjnych (kryterium 1) średnie koszty roczne (kryterium 2) mogą się różnić w poszczególnych okresach czasowych, ponieważ różne mogą być straty energii czynnej (kryterium 3), na których podstawie obliczane są koszty zmienne dostawy energii elektrycznej.

2.3.2. Kryteria 4–6 – wartości wskaźników ograniczone „od góry”

Dla kryteriów 4 (dopuszczalny spadek napięcia), 5 (maksymalne obciążenie elementów sieci) i 6 (dynamiczna zmiana napięcia) poszukiwana jest wartość maksymalna miernika oceny cząstkowej (najgorszy z możliwych przypadków) spośród wartości tego miernika wyznaczanych dla węzłów ciągu zasilającego lub elementów systemu elektroenergetycznego. Wartość miernika oceny cząstkowej będzie wybierana dla kryteriów 4–6 następująco:

$$k_{i,w,t} = \max k_{i,w,t,m} \quad \text{dla } m = \text{var} \quad (6)$$

gdzie:

i – indeks kryterium cząstkowego ($i = 4, 5, 6$); m – indeks węzła ciągu zasilającego (elementu systemu elektroenergetycznego); $k_{i,w,t,m}$ – wartość miary odległości wskaźnika od wartości dopuszczalnej w wariantcie w , w węźle ciągu zasilającego m , dla okresu czasu t [-].

Miara odległości wskaźnika od wartości dopuszczalnej jest sformułowana w taki sposób, aby przy wartości wskaźnika równej zero, najdalej od wartości dopuszczalnej, miernik oceny

cząstkowej osiągał wartość zero, czyli wartość najlepszą z punktu widzenia funkcji kryterialnej. Jednocześnie przy wartości wskaźnika równej jego wartości dopuszczalnej – miernik oceny przyjmował wartość równą jeden. Ponadto założono, że wartość miernika liniowo narasta od wartości zero do wartości jeden, odzwierciedlając miarę bliskości w stosunku do wartości dopuszczalnych. Zatem sformułowanie miar odległości od wartości dopuszczalnych dla kryteriów 4–6 będzie przedstawiać się następująco:

$$k_{i,w,t,m} = \frac{V_{i,w,t,m}}{V_{dop,i,w,t,m}} \quad (7)$$

Przy czym:

$$V_{4,w,t,m} = \Delta U_{\%,w,t,m}, V_{dop,4,w,t,m} = \Delta U_{dop\%,w}$$

$$V_{5,w,t,m} = I_{obc,w,t,m}, V_{dop,5,w,t,m} = I_{dd,w,t,m} \quad \text{lub}$$

$$V_{dop,5,w,t,m} = I_{nTD,w,t,m}, V_{6,w,t,m} = d_{w,t,m}, V_{dop,6,w,t,m} = d_{max,w}$$

gdzie:

$V_{i,w,t,m}$ – wartość wskaźnika oceny dla kryterium i w wariancie w , dla okresu czasu t , liczona dla węzła lub elementu systemu elektroenergetycznego m ; $V_{dop,i,w,t,m}$ – wartość dopuszczalna wskaźnika oceny wariantu w , dla kryterium i , w okresie czasu t (w węźle lub elemencie systemu elektroenergetycznego m); $\Delta U_{dop\%,w}$ – dopuszczalna procentowa wartość spadku napięcia w ciągu zasilającym dla wariantu w [%]; $\Delta U_{\%,w,t,m}$ – procentowa wartość spadku napięcia w wariancie w , w okresie czasu t i w węźle m [%]; $I_{obc,w,t,m}$ – prąd obciążenia elementu systemu elektroenergetycznego m (linii/transformatora); w wariancie w , w okresie czasu t [A]; $I_{dd,w,t,m}$ – obciążalność cieplna długotrwała linii elektroenergetycznej m ciągu zasilającego, w wariancie w , w okresie czasu t [A]; $I_{nTD,w,t,m}$ – prąd znamionowy dolnej strony transformatora m [A]; $d_{w,t,m}$ – dynamiczna zmiana napięcia w węźle sieci m , w wariancie w , w okresie czasu t [%], $d_{max,w}$ – maksymalna dopuszczalna zmiana napięcia w sieci dla wariantu w [%].

2.3.3. Kryteria 7–8 – wartości wskaźników ograniczone „od dołu”

Dla kryteriów 7 (sprawdzenie skuteczności ochrony przeciwpożarzeniowej) oraz 8 (sprawdzenie wartości stosunku mocy zwarciowej do mocy źródła mikrogeneracji) należy wykonać odwrócenia miar odległości zastosowanych w kryteriach 4–6, ponieważ dla tych kryteriów im wyższa wartość wskaźnika (im dalsza od wartości dopuszczalnej), tym lepiej. Miernik oceny cząstkowej dla kryteriów 7–8 sformułowano zatem następująco:

$$k_{i,w,t} = \frac{V_{dop,i,w,t}}{V_{i,w,t}} \quad (8)$$

Przy czym:

$$V_{7,w,t} = I_{kmin,w,t}^n; V_{dop,7,w,t} = I_{a(5s),w,t}^n; V_{8,w,t} = \frac{S_{k,w,t}^n}{S_{n,w,t}^n};$$

$$V_{dop,8,w,t} = \left(\frac{S_{k,w,t}^n}{S_{n,w,t}^n} \right)_{dop} = 20$$

gdzie:

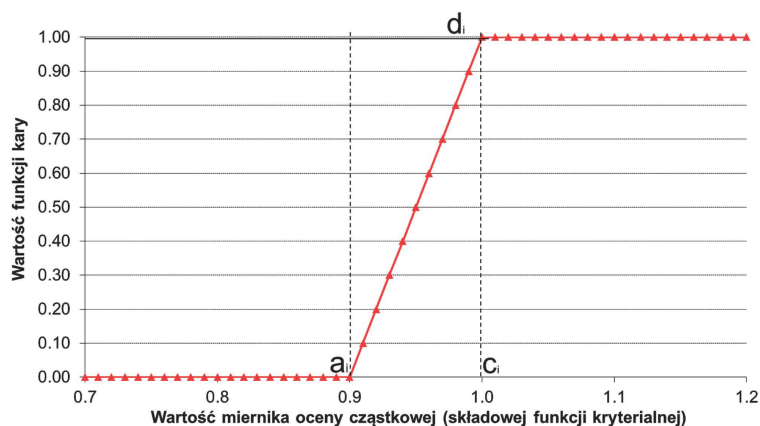
$V_{i,w,t}$ – wartość wskaźnika oceny dla kryterium i ($i = 7, 8$), w wariancie w , dla okresu czasu t ; $V_{dop,i,w,t}$ – wartość dopuszczalna wskaźnika oceny wariantu w , dla kryterium i , w okresie czasu t ; $I_{kmin,w,t}^n$ – prąd zwarciovowy minimalny w wariancie w , w okresie czasu t [A]; $I_{a(5s),w,t}^n$ – wartość prądu zadziałania zabezpieczenia, zainstalowanego na początku ciągu zasilającego, odczytana z charakterystyki czasowo-prądowej tego zabezpieczenia dla czasu 5 s; $S_{k,w,t}^n$ – moc zwarciovowa w punkcie przyłączenia, w wariancie w i okresie czasu t [MVA]; $S_{n,w,t}^n$ – moc znamionowa źródła mikrogeneracji w wariancie w , w okresie czasu t [MVA]; $(S_{k,w,t}^n / S_{n,w,t}^n)_{dop}$ – minimalny dopuszczalny stosunek mocy zwarciovowej w punkcie przyłączenia źródła mikrogeneracji do jego mocy znamionowej [-].

2.4. Funkcja kary

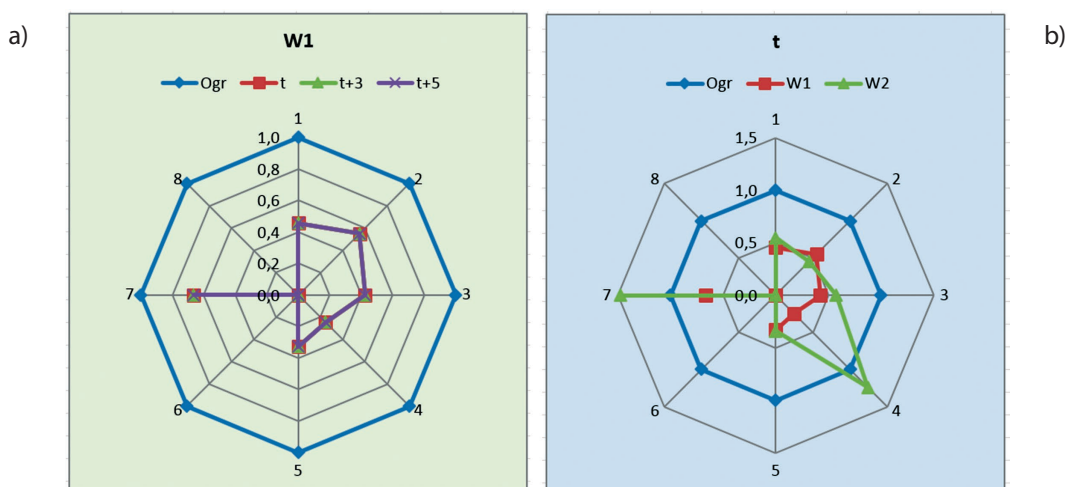
Chcąc prawidłowo uwzględnić te kryteria, które polegają na sprawdzeniu, czy ich wartość nie przekracza wartości dopuszczalnej (4–8), wprowadzono funkcję kary, opierając się na metodyce przedstawionej w [3]. Funkcja kary będzie przyjmowała wartość równą zero, gdy minimalny poziom istotności danego kryterium nie zostanie osiągnięty. Minimalny poziom istotności dla kryterium i (a_i) definiowany jest jako wartość miernika oceny cząstkowej (np. stosunek spadku napięcia do jego wartości dopuszczalnej), odpowiednio bliska wartości tego miernika odpowiadającej wartości dopuszczalnej wskaźnika oceny cząstkowej (np. spadek napięcia) dla kryterium i (c_i), powyżej której dane kryterium będzie istotne dla procedury decyzyjnej – czyli będzie miało wpływ na miarę syntetycznej oceny wariantu. Wartość funkcji kary narasta liniowo do wartości maksymalnej d_i przy osiągnięciu lub przekroczeniu wartości miernika oceny cząstkowej odpowiadającej wartości dopuszczalnej (c_i). Zakładamy, że wartość dopuszczalna miernika oceny cząstkowej $c_i = 1$, jak również maksymalna wartość funkcji kary $d_i = 1$. Matematyczne sformułowanie funkcji kary przedstawia się następująco:

$$\alpha_{i,w,t}(k_{i,w,t}) = \begin{cases} 0, & \text{dla } k_{i,w,t} \leq a_i \\ \frac{d_i}{c_i - a_i} \cdot (k_{i,w,t} - a_i), & \text{dla } a_i < k_{i,w,t} < c_i \\ d_i, & \text{dla } k_{i,w,t} \geq c_i \end{cases} \quad (9)$$

Przykładowy przebieg zmienności funkcji kary przedstawiono na rys. 1.



Rys. 1. Przykładowy przebieg zmienności funkcji kary dla kryterium oceny wariantu przyłączenia odbioru



Rys. 2. Wyniki obliczeń w postaci wykresów radarowych; a) zestawienie wyników dla przykładowego wariantu w różnych okresach czasowych; b) zestawienie wyników w przykładowym okresie czasu dla różnych wariantów

3. Podsumowanie

Przedstawiona metoda została zaimplementowana w formie rozbudowanego zestawu skoroszytów Microsoft Excel z modułami Visual Basic for Applications (VBA) oraz zawierającego bazy danych technicznych i ekonomicznych o elementach sieciowych, odbiorach i źródłach mikrogeneracji. Użytkownik takiego arkusza wprowadza informacje o rozpatrywanym przypadku przyłączenia odbioru lub mikrogeneracji, określając między innymi moc i typ przyłączanego obiektu. Następnie w sposób uproszczony, wystarczający jednak do analizy przyłączenia, modeluje fragment sieci elektroenergetycznej [4]. Skoroszyt kalkulacyjny wyznacza wartości wskaźników oceny dla właściwego zestawu kryteriów, zależnego od typu przyłączanego obiektu i poziomu napięcia (nn/SN). Użytkownik weryfikuje domyślne wartości minimalnego poziomu istotności wskaźnika oceny oraz jego wartości dopuszczalne. Następnie dokonuje weryfikacji domyślnych wartości wag dla okresów czasowych oraz kryteriów oceny. Skoroszyt sprawdza, czy dany wariant przyłączenia jest

dopuszczalny i po jego akceptacji porównywana jest jego miara oceny syntetycznej z innymi wariantami dopuszczalnymi. Na tej podstawie skoroszyt wskazuje optymalny wariant inwestycyjny, rekomendowany użytkownikowi. Użytkownik skoroszytu ma możliwość sprawdzenia, które z kryteriów nie zostało spełnione, a dodatkowo w których węzłach (elementach systemu elektroenergetycznego) nastąpiło przekroczenie wskaźnika oceny. Użytkownik ma możliwość obserwacji wartości wskaźników w postaci tabelaryzowanej oraz za pomocą wykresów radarowych (rys. 2a–b).

Wykresy radarowe prezentują dwa podejścia zestawienia wartości składowych funkcji kryterialnych. Po pierwsze (rys. 2a), dla poszczególnych wariantów zestawiane są wyniki uzyskane w poszczególnych perspektywach czasu. Po drugie (rys. 2b), dla poszczególnych perspektyw czasu zestawiane są wyniki uzyskane w poszczególnych wariantach. Przebieg widoczny na wykresach, opisany jako „Ogr”, oznacza wartość graniczną

dla wartości kryterialnych i jest on w każdym przypadku równy 1. W ogólności wartości poszczególnych kryteriów zostały sprowadzone do zakresu 0–1, gdzie wartość 1 oznacza osiągnięcie wartości granicznej kryterium.

Skoroszyt przetestowano na kilku przykładach złożonych przypadków przyłączenia odbioru lub mikrogeneracji do sieci elektroenergetycznej.

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* 1978, nr 2, s. 429–444.
3. Dobrzyński K., Szacowanie maksymalnej mocy generacji rozproszonej w systemie elektroenergetycznym, Wydawnictwo Politechniki Gdańskiej, Gdańsk 2014.
4. Bućko P. i in., Uproszczone modelowanie sieci dystrybucyjnej na potrzeby analiz przyłączeniowych, XVII Międzynarodowa Konferencja „Aktualne problemy w elektroenergetyce”, materiały konferencyjne, Jastrzębia Góra 2015.

Paweł Bućko

dr hab. inż.

Politechnika Gdańska

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

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

Jerzy Buriak

dr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: jerzy.buriak@pg.gda.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrycznym Politechniki Gdańskiej (1995). Stopień naukowy doktora uzyskał na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki swojej macierzystej uczelni (2001). Zatrudniony jest na stanowisku adiunkta w Katedrze Elektroenergetyki PG. Jego zawodowe zainteresowania obejmują: planowanie rozwoju systemów energetycznych, formułowanie modeli optymalizacji, bazy danych w energetyce.

Krzysztof Dobrzyński

dr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: krzysztof.dobrzynski@pg.gda.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrycznym Politechniki Warszawskiej w 1999 roku. W 2012 roku uzyskał tytuł doktorski na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej. Pracuje jako adiunkt w Katedrze Elektroenergetyki Politechniki Gdańskiej. Obszar zainteresowań to współpraca źródeł generacji rozproszonej z systemem elektroenergetycznym, modelowanie matematyczne, sterowanie systemem elektroenergetycznym, instalacje inteligentne w budynkach.

Marcin Jaskólski

dr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: marcin.jaskolski@pg.gda.pl

Wychowanek Politechniki Gdańskiej. W trakcie realizacji rozprawy doktorskiej odbył szkolenia na Uniwersytecie w Lund (Szwecja) i staże naukowe w Międzynarodowym Instytucie Stosowanej Analizy Systemowej (IIASA) w Laxenburgu (Austria) i Instytucie Gospodarki Energetycznej oraz Racjonalnego Użytkowania Energii (IER) na Uniwersytecie w Stuttgarcie (2002–2003). Zatrudniony jest jako adiunkt w Katedrze Elektroenergetyki Politechniki Gdańskiej. Jego naukowe zainteresowania, oprócz zintegrowanego modelowania rozwoju systemów energetycznych, obejmują wykorzystanie odnawialnych zasobów energii i energetykę jądrową. W 2010 roku autor uczestniczył w trzymiesięcznych szkoleniach z zakresu energii jądrowej w Komisji ds. Energii Atomowej i Alternatywnych Źródeł Energii (CEA) w Saclay (Francja). W 2011 roku odbył sześciotygodniowy staż z zakresu analiz bezpieczeństwa reaktorów jądrowych EPR w ośrodku badawczym EDF SEPTEN w Lyonie.

Piotr Skoczko

mgr inż.

ENERGA-OPERATOR SA

e-mail: piotr.skoczko@energa.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrycznym Politechniki Gdańskiej, ze specjalnością elektroenergetyka, oraz na Wydziale Zarządzania i Ekonomii Politechniki Gdańskiej, na kierunku ekonomia i finanse. Zatrudniony na stanowisku głównego inżyniera ds. rozwoju sieci w ENERGA-OPERATOR SA. Zajmuje się planowaniem rozwoju sieci 110 kV. W obszarze jego zainteresowań znajduje się rozwój sieci SN i nn w kontekście współpracy z generacją rozproszoną i mikroźródłami. Autor referatów i wystąpień o tej tematyce na Politechnice Gdańskiej oraz na konferencjach.

Piotr Zieliński

mgr inż.

ENERGA-OPERATOR SA

e-mail: piotr.zielinski@energa.pl

Absolwent Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej, specjalizacji elektroenergetyka. Zatrudniony na stanowisku kierownik Biura Rozwoju w ENERGA-OPERATOR SA. Jego obszary zainteresowań to także długoterminowe planowanie sieci, obliczenia inżynierskie, rozwój sieci dystrybucyjnej WN i optymalizacji mocy biernej.

Multi-criteria method for the selection of the Variant of Connection to Low and Medium Voltage Distribution Grids

Keywords

development planning, power system, distribution system operator, load connection, micro-generation source connection

Abstract

This paper presents a method that supports the selection of the best variant of a load connection to a low or middle voltage distribution grid, and of a micro-generation source connection to a low voltage grid. The method consists in the search for the variant with the lowest aggregate evaluation, which is the weighted average of partial evaluations based on eight adopted criteria. For each of the first three, economic criteria the partial evaluation was calculated using the normalisation method. For each of the other five, technical criteria a relative measure of the distance of the indicator (e.g. maximum voltage drop in supply line nodes) from its allowable limit was developed. This algorithm rejects variants whereby the indicator limits were exceeded for individual partial criteria in the course of the load/micro-generation source connection. The method was implemented in an MS Excel spreadsheet folder and used to analyse complex problems of load or micro-generation source connections.

Kompensacja linii kablowych 110 kV – możliwości i ograniczenia

Autorzy

Piotr Kacejko
Paweł Pijarski
Sylwester Adamek

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

kompensacja mocy biernej, farma wiatrowa

Streszczenie

W artykule omówiono problemy kompensacji 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 reakcji dławika (urządzenia niestandardowe produkowane jednostkowo) oraz zmiennością napięć w miejscu przyłączenia. Stosując podejście probabilistyczne, zaproponowano możliwe rozwiązania w zakresie doboru urządzeń kompensacyjnych.

1. Wstęp

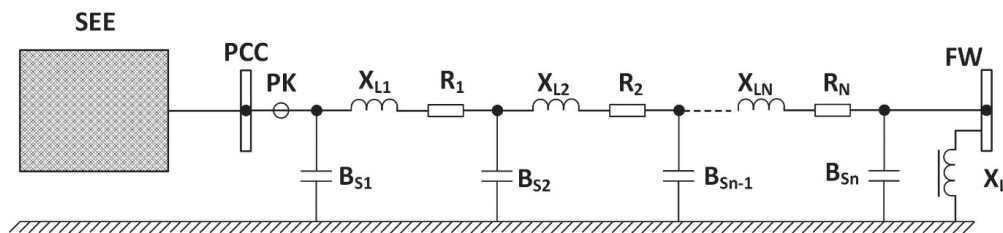
Linie kablowe 110 kV o długościach przekraczających znacznie kilka kilometrów są dziś realnym elementem krajowej elektroenergetyki. Ich stosowanie wynika w istotnej części z faktu zdeterminowania inwestorów z branży wiatrakowej, aby planowane i budowane farmy przyłączyć do sieci. Ponieważ warunki zabudowy obszarów pomiędzy farmami a punktami przyłączenia ich do sieci (PCC) uniemożliwiają budowę tańszych linii napowietrznych, wariant kablony jest jedynym realnym rozwiązaniem. Operatorzy sieci 110 kV określają te linie mianem linii abonentkich, ustalając swoje wymagania w miejscu przyłączenia kabla do PCC, a linie pozostawiając w gestii operatora farmy. 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 (ang. *Shunt Reactor* – SR) 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 artykule 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 powiększa 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 kablona o długości kilkudziesięciu kilometrów powinna być modelowana jako linia długa o parametrach rozłożonych. Z drugiej jednak strony linia taka powstaje jako połączenie kilku sekcji (ang. *cross bonding sections* [2]), z których każda może być modelowana za pomocą uproszczonego modelu typu Π . W rezultacie możliwe jest zastosowanie modelu o strukturze drabinkowej (rys. 1). Model systemu elektroenergetycznego może być wielowęzłowym modelem dokładnym, może być też jego ekwiwalentem. 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 (węzeł PCC, 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_{L_n} .

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



Rys. 1. Model obliczeniowy linii kablowej wyprowadzającej moc z farmy wiatrowej (FW) wraz z dławikiem kompensującym

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. Producenci niechętnie mówią o tolerancji w dokładności dotrzymania wcześniej deklarowanych parametrów, ale prędkiej czy później informacje na ten temat znajdują się w umowach z inwestorem. 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 artykułu uznano, że i w produkcji kabli 110 kV, jak też dławików 110 kV, niedokładności konstrukcyjne opisuje rozkład Gaussa. Tak więc dla linii kablowej susceptancja jednostkowa B_k może być traktowana jako zmienna losowa, a prawdopodobieństwo, że jej wartość jest mniejsza lub równa od liczby b_k , jest określone zależnością:

$$P(B_k \leq b_k) = \Phi\left(\frac{b_k - B_{kn}}{\sigma_k}\right) \quad (1)$$

oraz analogicznie dla dławika, prawdopodobieństwo, że wartość reaktancji X_L będzie mniejsza lub równa od liczby x_L , wyraża zależność:

$$P(X_L \leq x_L) = \Phi\left(\frac{x_L - X_{Ln}}{\sigma_L}\right) \quad (2)$$

przy czym, w obydwu przypadkach funkcja Φ oznacza dystrybucję rozkładu normalnego $N(0,1)$, natomiast B_{kn} oraz X_{Ln} oznaczają odpowiednio wartości susceptancji jednostkowej kabla 110 kV oraz reaktancji dławika kompensującego przyjęte przez producentów jako znamionowe, na podstawie obliczeń omówionych wyżej. Niepewność związaną z procesami produkcyjnymi (kabli i dławika) wyraża odchylenie standardowe (odpowiednio dla kabla σ_k , a dla dławika σ_L). Bazując na skąpych 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.

Parametrem sieciowym o zmiennej wartości jest napięcie na szynach stacji PCC. Prawdopodobnie i tu można by stosować podejście stochastyczne, przyjmując, że najbardziej prawdopodobna wartość napięcia dla dużej stacji systemowej to $1,05U_N$

(czyli 115,5 kV), a wartości istotnie mniejsze (np. $0,95 U_N$ lub $1,10 U_N$) występują rzadko i są związane z nietypowymi stanami systemu elektroenergetycznego. Z drugiej jednak strony wymagania operatorów nie pozostawiają wątpliwości, co do konieczności spełnienia warunków kompensacji dla pełnego zakresu spodziewanych napięć od $0,90 U_N$ do $1,10 U_N$. Tym samym metodyka prowadzonych badań w każdym przypadku obejmowała skanowanie wskazanego wyżej pełnego zakresu napięć na szynach PCC.

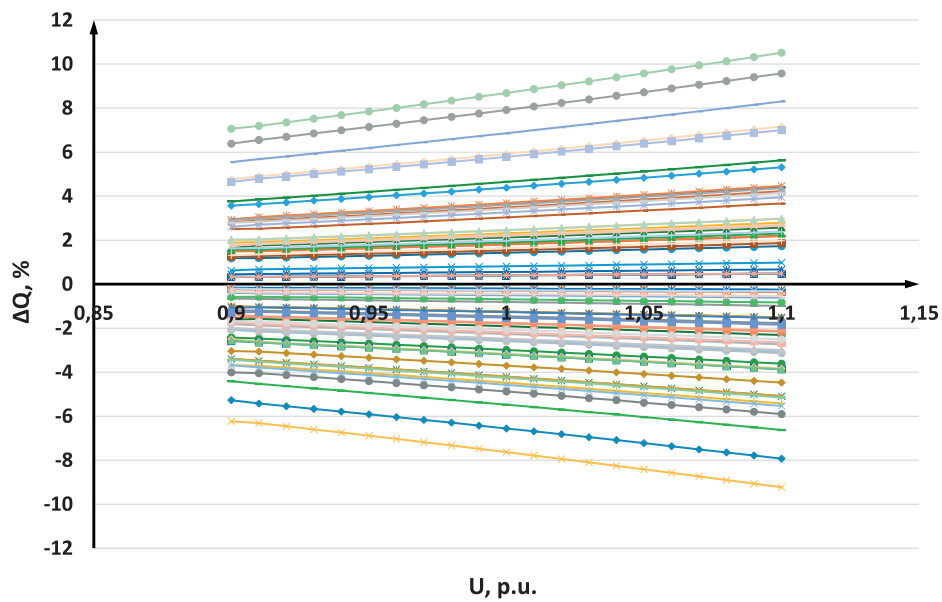
3. Nieskuteczność podejścia deterministycznego – wyniki symulacji Monte Carlo

Zakładając losowy charakter parametrów B_k oraz X_L , skuteczność kompensacji pojemności linii kablowej wykorzystującej dławik o nieregulowanej indukcyjności (FSR) może być zbadana za pomocą symulacji Monte Carlo. Przyjmując rozkłady prawdopodobieństwa zdefiniowane za pomocą wzorów (1) oraz (2), 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 rozptylowych. 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:

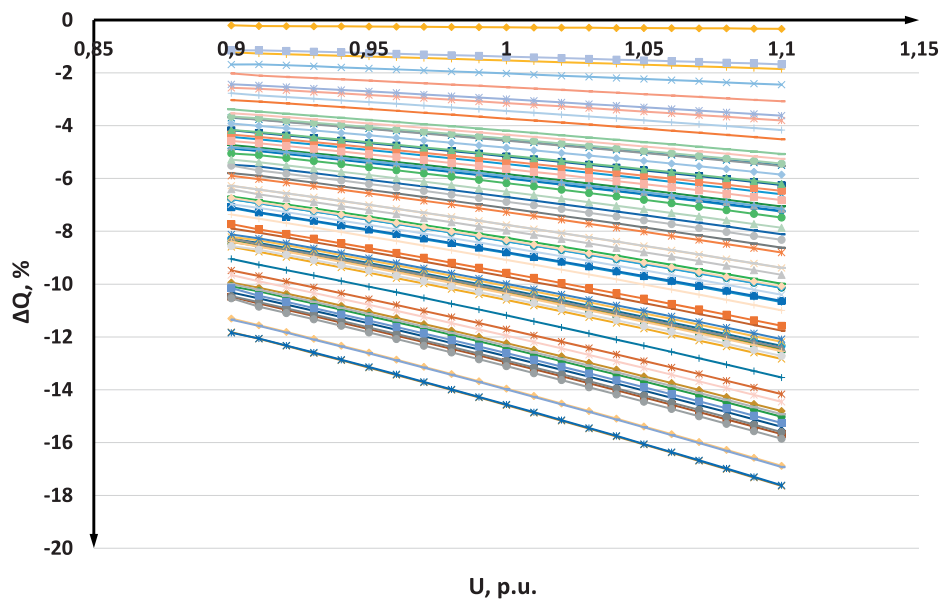
$$\Delta Q_{\%} = \frac{Q_C - Q_L}{Q_{kn}} \cdot 100 \quad (3)$$

gdzie jako Q_{kn} zdefiniowano moc dławika zapewniającego idealną kompensację, przy pojemności B_{kn} i napięciu $U_{PCC} = U_N = 110$ kV.

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% (zarówno w stronę dodatnią, jak i ujemną). Oznacza to, że przy mocy ładowania 100 Mvar (np. 2 linie kablowe pracujące równoległe 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 zjawisko



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



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

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 artykułu – 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 rys. 2 można wnioskować, że stopień przekompensowania zawiera się w przedziale od zera do -18% . Można jednak wykazać, że uzasadnione jest zainstalowanie „w ciemno” baterii sześcioczęłonowej o mocy odpowiadającej $12\% Q_{kn}$, przy zapewnieniu możliwości dostawienia dodatkowych jednostek o łącznej mocy $8\% Q_{kn}$ (razem moc baterii $20\% Q_{kn}$). Przyczynę takiego podejścia uzasadnia dalsza część artykułu.

4. Rozwiązanie alternatywne – dławik regulowany

Zastosowanie dławika o ustalonej (choć wstępnie niekreślonej) 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

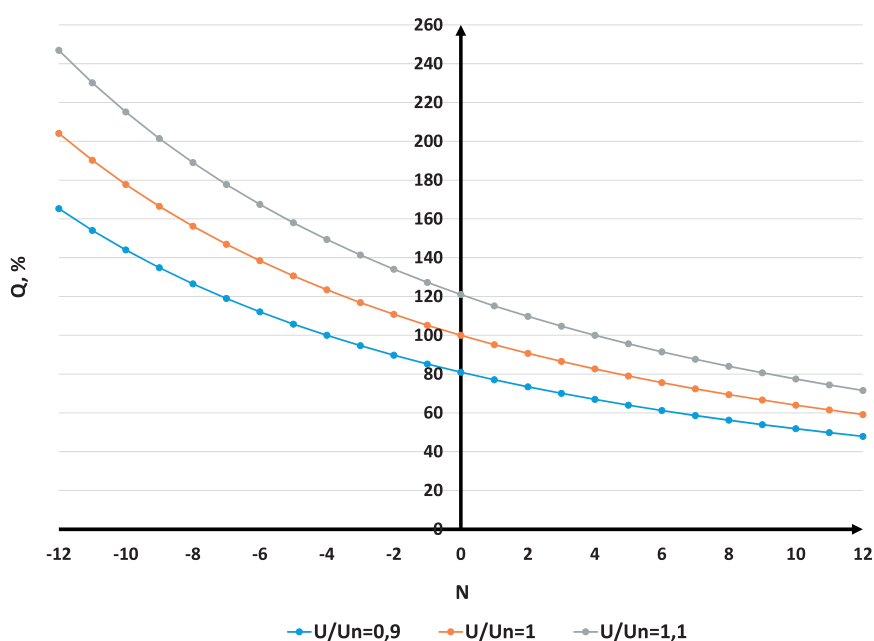
$$Q_L = Q_{Ln} \frac{(U / U_N)^2}{(Z / Z_N)^2} = Q_{Ln} \cdot (U / U_N)^2 \cdot \left(\frac{100}{100 + N \cdot \Delta R} \right)^2 \quad (4)$$

przy czym:

$Q_{Ln} = \frac{U_N^2}{X_{Ln}}$ – moc dławika przy U_N i przy znamionowej liczbie zwojów Z_N , Q_L – moc dławika przy wybranym zaczepie N oraz dla napięcia U , 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, której charakter pokazuje rys. 4.

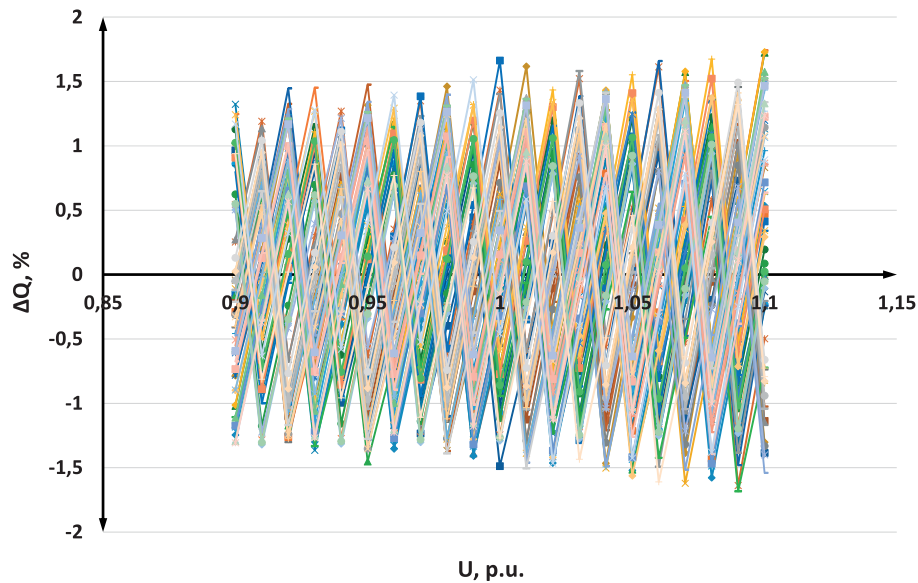


Rys. 4. Zależność mocy wyjściowej dławika regulowanego VSR o reaktancji X_{Ln} od położenia przełącznika zaczepów i wartości napięcia (skok zaczepu 2,5%)

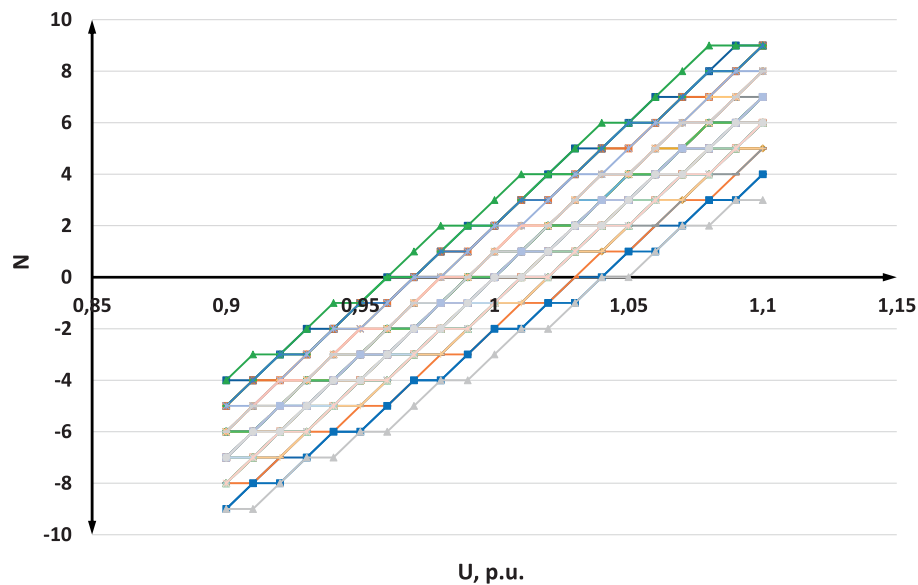
Możliwość uzyskiwania z dławika VSR mocy biernej o zmiennej wartości pozwala na wykorzystanie go zarówno w przypadku stochastycznej niepewności związanej z wartością indukcyjności i pojemności kabla, jak też w związku ze zmiennością napięcia w PCC. Także i w tym przypadku przeprowadzono analizę obliczeniową 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, operację tę powtórzono w procesie skanowania pełnego zakresu napięć od $0,9 U_N$ do $1,1 U_N$.

Uzyskane wyniki przedstawiono na rys. 5 oraz rys. 6. Rys. 5 przedstawia wpływ regulacji zaczepowej (skok 1,5%) na stopień skompensowania. Jak można zauważyć, moc rozkompensowania mieści się zasadniczo w zakresie strefy martwej wynikającej ze skoku przełącznika zaczepów dławika. Możliwe jest zawężenie tej strefy poprzez dobór dławika o większej mocy znamionowej na zaczepie zerowym, zgodnie z formułą $X_{Lp} = (1 + 3\sigma_L) \cdot X_{Ln}$. Możliwe jest też zastosowanie pojedynczej baterii kondensatorów po stronie SN, ale o mocy do 2% Q_{kn} . Rys. 6 ilustruje, jak dla kilku wylosowanych par (B_K, X_L) w skanowanym przedziale napięć dobierana jest pozycja przełącznika zaczepów. Jak widać, zmiany od +10 do -10 są wystarczające w celu osiągnięcia stopnia kompensacji w strefie martwej o szerokości 1,5%.

Warto w tym miejscu zauważyć, że instrukcja [4], formułując wymaganie 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



Rys. 5. 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 zaczeptu 1,5%

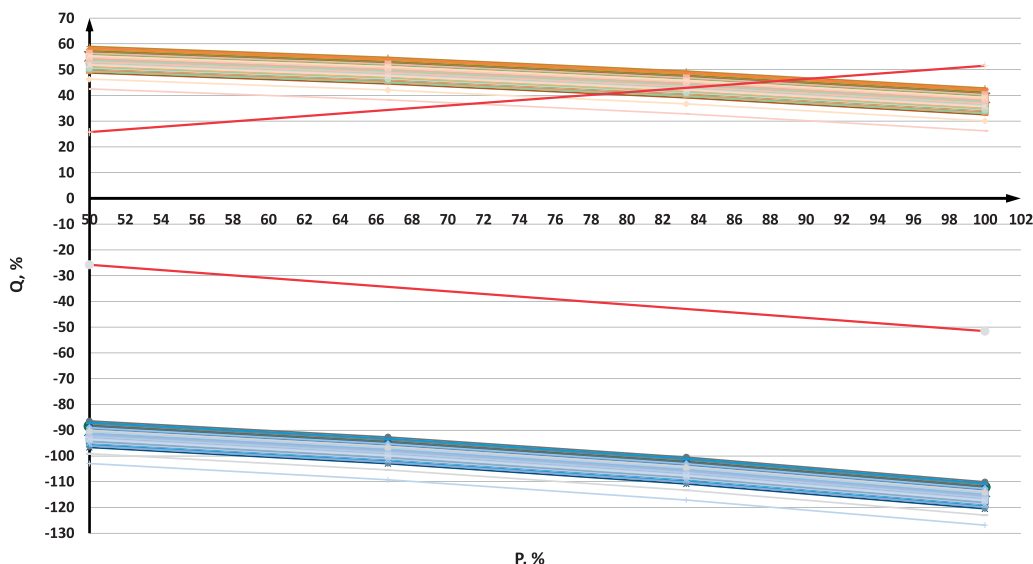


Rys. 6. Ilustracja doboru zaczeptu przy regulacji dławika VSR o skoku 1,5%, – wyniki dla pięciu losowo wybranych par (B_k, X_L) i pełnego zakresu zmian napięcia w PCC, regulacja do strefy martwej od $-1,5\% Q_{kn}$ do od $1,5\% Q_{kn}$

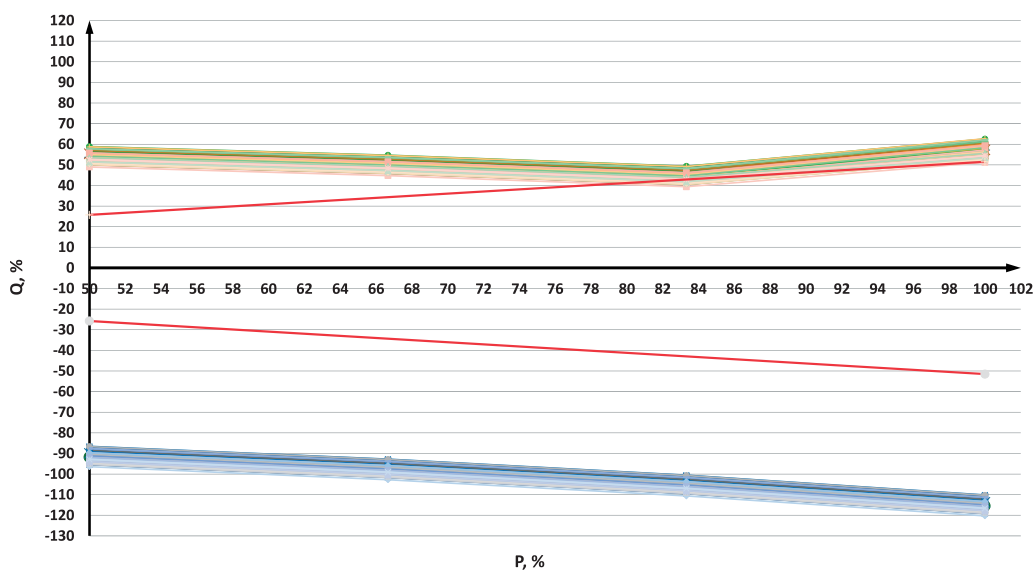
prawa energetycznego – niedyskryminacyjnego podejścia do podmiotów – powinna wynikać zasada, aby dokładność kompensacji linii była nie większa niż skutki pracy linii napowietrznej analogicznej długości pracującej w stanie jałowym. Wobec linii napowietrznych 110 kV nikt bowiem kompensacji nie wymaga. 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 wyprowadzającego 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



Rys. 7. Moc bierna mierzona w punkcie PK (pasmo) 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 (pasmo) 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)

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 $-0,5-0,5P_{nG}$, w zakresie generacji mocy czynnej prawie od zera (np. od 20 kW) 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 rozptylową, 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 wieloczołowej baterii kondensatorów po

stronie SN oraz dławika o stałej mocy daje gwarancje 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 na potrzeby bilansu mocy biernej farmy (mierzonego w punkcie PK) rezerwu 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.

6. Podsumowanie

W artykule 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 zaawansowaną 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.

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 czerwca 2011, paper 0499.
3. Iwanicki M., Dębek M., Kompensacja mocy biernej indukcyjnej oraz pojemnościowej na farmach wiatrowych, *Wiadomości Elektrotechniczne* 2015, nr 2, s. 35–38.
4. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej PSE SA [online], <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* 2009, nr 1 (80), s. 10–15.

Piotr Kacejko

prof. dr hab. inż.

Politechnika Lubelska

e-mail: p.kacejko@pollub.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Lubelskiej i pracownik uczelni od 1979 roku. Habilitację uzyskał w 1999 roku na Wydziale Elektrycznym Politechniki Warszawskiej, a tytuł profesora w 2006 roku. Prowadzi badania z zakresu analiz systemu elektroenergetycznego. Jest autorem kilkudziesięciu prac naukowo-badawczych oraz publikacji z tej dziedziny. Aktualnie zajmuje się problematyką oddziaływania rozproszonych źródeł wytwórczych na sieć elektroenergetyczną.

Paweł Pijarski

dr inż.

Politechnika Lubelska

e-mail: p.pijarski@pollub.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrotechniki i Informatyki Politechniki Lubelskiej (2004). Pracę doktorską obronił w 2012 roku. Od 2005 roku jest pracownikiem Politechniki Lubelskiej. Jego zainteresowania naukowe związane są obecnie z wpływem oddziaływania rozproszonego lokowania źródeł wytwórczych na pracę systemu elektroenergetycznego, wrażliwością elektroenergetycznych linii napowietrznych na zmiany mocy generowanych w poszczególnych źródłach wytwórczych, optymalizacją rozpyłów mocy biernej, a także heurystycznymi metodami optymalizacji. Współautor kilkudziesięciu artykułów i prac poświęconych tej tematyce.

Sylwester Adamek

dr inż.

Politechnika Lubelska

e-mail: s.adamek@pollub.pl

Jest absolwentem Wydziału Elektrycznego Politechniki Lubelskiej, od 2001 roku pracuje w Katedrze Sieci Elektrycznych i Zabezpieczeń tejże uczelni. Pracę doktorską obronił w 2010 roku. Zajmuje się pracą dystrybucyjnych sieci elektroenergetycznych oraz pracą jednostek wytwórczych energetyki rozproszonej.

Compensation of 110 kV Cable Lines – Possibilities and Limitations

Keywords

reactive power compensation, wind farm

Abstract

The paper discusses problems of the compensation of 110 kV cable lines tens of kilometres long. Such lines are currently built primarily to connect a wind farm, as a consequence of the difficulties in obtaining permits for overhead line construction. Practical design problems derive from the fact of an undetermined cable capacitance and choke reactance (individually manufactured custom devices) and the voltage variation at the interconnection point. With a probabilistic approach possible solutions are suggested for selecting compensation devices.

Stacje przekształtnikowe HVDC umożliwiające integrację morskich farm wiatrowych z systemem elektroenergetycznym

Autorzy

Mariusz Kłos
Łukasz Rosłaniec
Józef Paska
Karol Pawlak

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

stacje przekształtnikowe HVDC, standaryzacja technologii HVDC, morskie farmy wiatrowe

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, ze względu na wiele zalet docelowa wydaje się technologia HVDC.

W artykule zaprezentowano obecnie wykorzystywane technologie przekształtników energoelektronicznych dużych 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.

1. Wstęp

Energetyka wiatrowa obiera nowe kierunki rozwoju. Możliwości budowy dużych elektrowni wiatrowych na lądzie powoli się wyczerpują. 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 [8]. Podstawowym problemem jest integracja morskiej generacji wiatrowej z istniejącą infrastrukturą elektroenergetyczną. Przesył energii elektrycznej może być tu realizowany z użyciem kablowych łączy HVAC (ang. *High Voltage Alternating Current*) i HVDC (ang. *High Voltage Direct Current*). Dla morskich farm wiatrowych ze względu na wiele zalet rozpatruje się jako docelową technologię HVDC [1–3, 10].

Prace badawczo-rozwojowe systemów przesyłowych HVDC, 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. Obecnie systemy przesyłowe HVDC są rozpoznawane jako technologia dojrzała zarówno z technicznego, jak i ekonomicznego punktu widzenia. Inną istotną zaletą jest jej znikomy wpływ na środowisko – jest to technologia

prośrodowiskowa. 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 [10]. Dzisiaj rozpoznajemy HVDC jako technologię charakteryzującą się mniejszymi stratami przesyłowymi w porównaniu z technologią HVAC. Potrzeba zwiększenia w globalnym bilansie energetycznym udziału odnawialnych źródeł energii, kwestie dotyczące usprawnienia procesów integracji nowych technologii wytwórczych, usprawnienie procesów przesyłu energii elektrycznej oraz poprawa ogólnej funkcjonalności pracy systemów elektroenergetycznych powodują, że technologia HVDC jest postrzegana jako technologia priorytetowa [1–3, 10].

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 kablowego HVAC lub HVDC. Wybór technologii będzie tu dokonywany na podstawie uwarunkowań technicznych i ekonomicznych. Kwestie techniczne na etapie wyboru technologii muszą być rozpatrywane z uwzględnieniem wielu wymagań systemowych dotyczących możliwości bezpiecznej

Wymagania funkcjonalne	HVAC	HVDC
Moc zwarciova w punkcie przyłączenia	Moc zwarciova ulega zwiększeniu (udział w prądach zwarciowych zależy od rodzaju zastosowanego turbozespołu)	Moc zwarciova ulega zwiększeniu w minimalnym stopniu
Praca synchroniczna z systemem elektroenergetycznym w trakcie zapadów napięcia w punkcie przyłączenia	Możliwe	Możliwe
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 punkcie przyłączenia (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 punkcie przyłączenia	Spełnia wymagania systemowe	Spełnia wymagania systemowe
Black start (praca „wyspowa”)	Warunkowo możliwy (zależnie od rodzaju zastosowanego turbozespołu)	Możliwy (tylko w przypadku przekształtników o topologii VSC, praca jako niezależne źródło napięcia)

Tab. 1. Porównanie technologii łączy kablowych HVAC i HVDC, dedykowanych do współpracy z morskimi farmami wiatrowymi

współpracy tych obiektów z KSE. W większości przypadków wymagania systemowe dla nowo przyłączanego obiektu elektroenergetycznego bezpośrednio wpływają na kwestie ekonomiczne. W tab. 1 przedstawiono charakterystykę porównawczą obu technologii łączy kablowych, HVAC i HVDC, dedykowanych do współpracy z morskimi farmami wiatrowymi [3–4, 7].

W przypadku morskich farm wiatrowych zlokalizowanych w odległości powyżej 80 km od lądu, technologia HVDC, wykorzystująca do przesyłu energii elektrycznej linie kablowe, jest jedyną racjonalną technologią do zastosowania.

3. Łącza kablowe HVDC umożliwiające przyłączanie morskich farm wiatrowych do systemu elektroenergetycznego

Typowe łącze HVDC jest rozumiane jako układ współpracujących ze sobą następujących elementów integralnych tego łącza: dwóch stacji przekształtnikowych HVDC, lądowej i morskiej, oraz kabla energetycznego wysokiego napięcia DC, tworzącego linię przesyłową HVDC. Do elementów składowych morskiej części łącza HVDC współpracującego z farmą wiatrową należą [1–3, 6]:

- platforma morska z infrastrukturą elektroenergetyczną AC, umożliwiającą wyprowadzenie mocy z morskiej farmy wiatrowej składającej się z n turbozespołów wiatrowych. Liczba platform AC zależy od liczby turbozespołów i topologii wewnętrznej infrastruktury elektroenergetycznej farmy wiatrowej. Głównymi elementami infrastruktury elektroenergetycznej platformy AC (przeważnie jest to konstrukcja wielopoziomowa) są: zbiorcze przyłącze kabli SN i przyłącze kabla WN (przeważnie na pierwszym poziomie), transformator główny podwyższający napięcie, instalacja uziemiająca, dławiki i kondensatory filtrów wyższych harmonicznych, baterie kondensatorów do kompensacji mocy biernej, rozdzielnia SN (do 36 kV), rozdzielnia WN (GIS, do 800 kV),

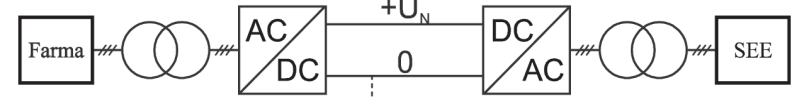
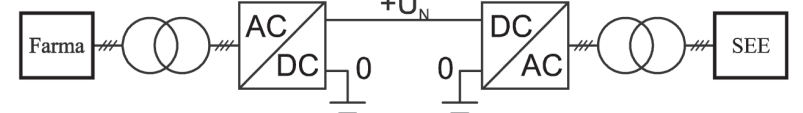
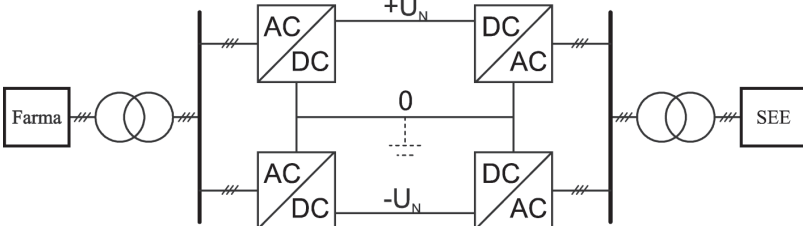
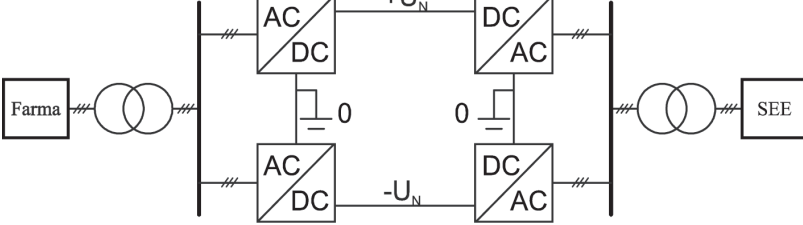
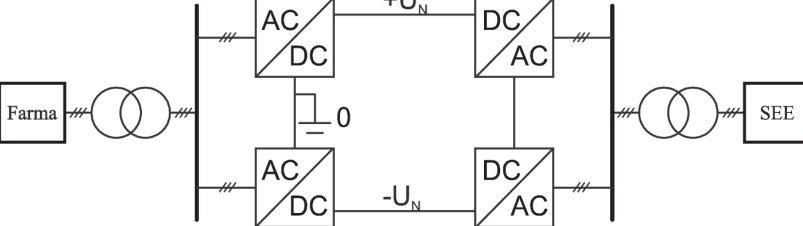
transformator potrzeb własnych, rozdzielnia potrzeb własnych AC i DC nn. W skład infrastruktury elektroenergetycznej platformy HVDC (przeważnie jest to konstrukcja wielopoziomowa) wchodzi: transformator mocy zasilający przetwornicę energoelektroniczną z przełącznikiem zaczepek do regulacji napięcia pod obciążeniem (konstrukcja zależna od technologii przetwornicy energoelektronicznej), przetwornica energoelektroniczna w technologii CSC lub VSC z układem chłodzenia (powietrznym, olejowym, gazowym lub wodnym), filtry do kompensacji wyższych harmonicznych po stronie AC, dławiki wygładzające DC, instalacja potrzeb własnych.

- Połączenie kablowe HVDC o liczbie kabli i topologii zależnej od wybranej technologii przetwornic energoelektronicznych, łączące morską stację przekształtnikową ze stacją przekształtnikową zlokalizowaną na lądzie w miejscu przyłączenia infrastruktury HVDC do systemu elektroenergetycznego.

Część lądową łącza stanowi fragment połączenia kablowego oraz stacja elektroenergetyczna z częścią HVDC i HVAC, zlokalizowana w miejscu przyłączenia do systemu elektroenergetycznego. Topologia, konstrukcja i eksploatacja stacji lądowej jest silnie zależna od wybranej technologii przetwornic energoelektronicznych, które będą współpracowały z systemem elektroenergetycznym. W tab. 2 przedstawiono schematy ideowe różnych topologii łączy HVDC wykorzystywanych do integracji morskich farm wiatrowych z systemem elektroenergetycznym [3, 5].

4. Technologie stacji przekształtnikowych 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

Nazwa topologii łącza HVDC	Schemat ideowy
Topologia unipolarna układu HVDC wykorzystująca przewód zerowy	
Topologia unipolarna układu HVDC wykorzystująca uziemienia zamiast przewodu zerowego	
Topologia bipolarna układu HVDC wykorzystująca przewód zerowy	
Topologia bipolarna układu HVDC wykorzystująca uziemienia jako przewód zerowy	
Topologia bipolarna układu HVDC pracująca bez wykorzystania „potencjału zerowego”	

Tab. 2. Schematy ideowe różnych topologii łącza HVDC wykorzystywanych do integracji morskich farm wiatrowych z systemem elektroenergetycznym

pracującymi jako źródła napięciowe VSC (ang. *Voltage Source Converter*), często nazywane systemami „VSC HVDC” [3, 6, 8–9]. W tab. 3 przedstawiono charakterystykę porównawczą stacji przekształtnikowych wykonanych w technologii CSC i VSC.

Systemy CSC HVDC wykorzystujące łączniki tyrystorowe są optymalną technologią do przesyłu bardzo dużych 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 (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). Systemy VSC HVDC bazujące na technologii tranzystorowej nie mają takich ograniczeń, umożliwiają niezależną kontrolę nad przesyłem mocy czynnej i mocy biernej.

5. Standaryzacja technologii HVDC

Standaryzacja dla sieci HVDC jest obecnie w opracowaniu przy udziale międzynarodowych organizacji standaryzujących, instytucji naukowych, operatorów systemów przesyłowych krajów członkowskich UE oraz firm międzynarodowego sektora elektroenergetycznego. Prace związane z określeniem ogólnych standardów technicznych dla łącza 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

Aspekty konstrukcyjne i wymagania funkcjonalne	LCC HVDC	VSC HVDC
Obecnie stosowane poziomy napięcia dla połączeń kablowych	$\leq \pm 600$ kV dla kabli w izolacji olejowej i papierowej	$\leq \pm 600$ kV dla kabli w izolacji olejowej i papierowej, $\leq \pm 320$ kV kable XLPE
Technologia łączników półprzewodnikowych	Tyristorowa (SCR, GTO, IGCT, GCT)	Tranzystorowa (IGBT)
Rodzaj sterowania łącznikami półprzewodnikowymi	Sterowanie prądowe	Sterowanie napięciowe
Typowa topologia przekształtnika energoelektronicznego	12-pulsowa	Wielopoziomowa
Transformator przekształtnikowy	Wymagany transformator 12-pulsowy	Niewymagany
Sterowalność łącznikami półprzewodnikowymi	Ograniczona (zależna od technologii)	Pełna
Możliwe tryby pracy	Prostownik, falownik (źródło prądowe)	Prostownik, falownik (źródło napięciowe)
Błędne wystereowanie w trybie pracy falownikowej w trakcie stanów awaryjnych skutkujące ciężką awarią przekształtnika	Prawdopodobne	Mało prawdopodobne
Straty w stacjach przekształtnikowych	0,8% w stosunku do mocy znamionowej (dla każdej stacji)	1,6–1,8% w stosunku do mocy znamionowej (dla każdej stacji)
Regulacja częstotliwości	Niemożliwa	Możliwa
Black start (praca „wyspowa”)	Niemożliwy bez dodatkowych urządzeń zapewniających wzorzec napięcia, np. STATCOM	Możliwy (praca jako niezależne źródło napięcia)
THD _i po stronie AC	Duży	Mały
THD _u po stronie DC	Potrzeba stosowania filtrów	Mały współczynnik odkształcenia – nie jest wymagane stosowanie filtrów wyższych harmonicznych
Możliwość pracy z „miękką” siecią elektroenergetyczną	Nie	Tak
Minimalna moc zwarciova w punkcie przyłączenia w stosunku do mocy znamionowej stacji przekształtnikowej	2–3	Niewymagana
Filtry wyższych harmonicznych po stronie AC	Wymagane	Zalecane
Filtry wyższych harmonicznych po stronie DC	Wymagane	Zalecane
Wzrost mocy zwarciovej w punkcie przyłączenia	Moc zwarciova w punkcie przyłączenia ulega zwiększeniu w minimalnym stopniu	Moc zwarciova w punkcie przyłączenia ulega zwiększeniu w minimalnym stopniu
Regulacja mocy czynnej w punkcie przyłączenia	Możliwa	Możliwa i niezależna od mocy biernej
Regulacja mocy biernej w punkcie przyłączenia	Bez dodatkowych urządzeń do kompensacji mocy biernej w punkcie przyłączenia niemożliwa	Możliwa bez dodatkowych urządzeń do kompensacji mocy biernej w punkcie przyłączenia
Moc graniczna obecnie stosowanych łączy dla morskich farm wiatrowych	Brak aplikacji z użyciem tej technologii	Do 1,2 GW
Wymagana powierzchnia dla stacji przekształtnikowej dla tej samej mocy łączy HVDC	1	0,6

Tab. 3. Charakterystyka porównawcza stacji przekształtnikowych wykonanych w technologii CSC i VSC

współpracy z CIGRE. W tab. 4 przedstawiono wykaz istniejących oraz będących w opracowaniu standardów technicznych dla łączy LCC HVDC i VSC HVDC, mających zastosowanie na etapie projektowania, budowy i eksploatacji tych łączy.

Nie istnieje komplet standardów technicznych w zakresie łączy HVDC, w tym morskich połączeń HVDC, umożliwiające prowadzenie ujednoczonych prac projektowo-budowlano-eksploatacyjnych w tym obszarze. Jest to wynik prowadzonej przez Unię

Europejską polityki energetycznej promującej bardzo dynamiczny wzrost udziału OZE (szczególnie technologii wykorzystujących ruch mas powietrza jako nośnika energii) w europejskim sektorze elektroenergetycznym. Potrzeba integracji morskich farm wiatrowych z krajowymi systemami elektroenergetycznymi, przy jednoczesnym spełnieniu rygorystycznych wymagań technicznych i środowiskowych mieszczących się w ramach obowiązujących uwarunkowań formalnoprawnych, wymusiła potrzebę stosowania nowatorskich rozwiązań technicznych

Norma	Tytuł normy
Istniejące	
IEC 60146-1-3	Semiconductor converters – General requirements and line commutated converters – Part 1-3: Transformers and reactors
IEC 60146-2	Semiconductor converters – Part 2: Self-commutated semiconductor converters including direct d.c. converters
IEC 60060-1	High-voltage test techniques – Part 1: General definitions and test requirements
IEC 60060-2	High-voltage test techniques – Part 2: Measuring systems
IEC 60060-3	High-voltage test techniques – Part 3: Definitions and requirements for on-site testing
IEC 61083-1	Instruments and software used for measurement in high-voltage impulse tests – Part 1: Requirements for instruments
IEC 61083-2	Instruments and software used for measurement in high-voltage impulse tests – Part 2: Evaluation of software used for the determination of the parameters of impulse waveforms
IEC 60071-1, 2, 3	Insulation co-ordination
IEC 60815	Guide for the selection of insulators in respect of polluted conditions
IEC 61973	High-voltage direct current (HVDC) substation audible noise
IEC/TR 62543 (E)	High-voltage direct current (HVDC) power transmission using voltage sourced converters (VSC)
IEC PAS 62344 (pre-standard)	General Guidelines for the Design of Ground Electrodes for HVDC Links (2007)
IEC/TS 62344	Design of earth electrode stations for high-voltage direct current (HVDC) links – General guidelines
IEC 60099-4	Surge arresters – Part 4: metal-oxide surge arresters without gaps for a.c. systems
IEC 60099-9	Surge arresters – Part 9: Metal-oxide surge arresters without gaps for HVDC converter stations
IEC 60633	Terminology for high-voltage direct current (HVDC) transmission
IEC 60146-1-1	Semiconductor converters – General requirements and line commutated converters – Part 1–1: Specifications of basic requirements
IEC 62501	Voltage sourced converter (VSC) valves for high-voltage direct current (HVDC) power transmission – Electrical testing
IEC/TR 60146-1-2	Semiconductor converters – General requirements and line commutated converters – Part 1–2: Application guide
IEC/TR 62001	High-voltage direct current (HVDC) systems – Guidebook to the specification and design evaluation of A.C. filters
IEC/TR 60919-1	Performance of high-voltage direct current (HVDC) systems with line-commutated converters – Part 1: Steady-state conditions
P-IEC/TS 60919-3	Performance of high-voltage direct current (HVDC) systems – Part 3: Dynamic conditions
IEC/TS 60071-5	Insulation co-ordination – Part 5: Procedures for high-voltage direct current (HVDC) converter stations
IEC 61803	Determination of power losses in high-voltage direct current (HVDC) converter stations with line-commutated converters
IEC 61975	High-voltage direct current (HVDC) installations – System tests
ISO/IEC 17025	General requirements for the competence of testing and calibration laboratories
W opracowaniu	
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

Tab. 4. Wykaz istniejących oraz będących w opracowaniu standardów technicznych dla łączy LCC HVDC i VSC HVDC

w obszarze przesyłu i konwersji energii elektrycznej. W konsekwencji mamy tu do czynienia z sytuacją, kiedy standaryzacja technologii spóźnia się w stosunku do potrzeb i obligatoryjnych nakazów wynikających z obecnych uwarunkowań politycznych.

6. Podsumowanie

Z technicznego punktu widzenia obydwie omówione w artykule technologie stacji przekształtnikowych – LCC HVDC, jak i VSC HVDC – wydają się wystarczające do integracji morskich farm wiatrowych z systemem elektroenergetycznym. Układy te pozwalają na osiągnięcie zadowalających parametrów jakościowych energii w punkcie przyłączenia, co przekłada się na stabilną współpracę z systemem elektroenergetycznym. Jednakże ze względu na specyfikę pracy, objawiającą się lepszymi parametrami i większą elastycznością, układy VSC (wykorzystujące falowniki napięcia) powinny być w przyszłości preferowane. Wykorzystanie technologii VSC HVDC w strukturach morskich farm wiatrowych umożliwia jednocześnie usprawnienie funkcjonowania zarówno wewnętrznej infrastruktury elektroenergetycznej farmy wiatrowej (bardzo dobre parametry jakościowe energii elektrycznej po stronie morskiej infrastruktury średniego napięcia), jak i przyłączenie całej instalacji do „słabego-miękiego” pod kątem parametrów jakościowych energii systemu elektroenergetycznego (gdzie moce zwarciove w miejscu przyłączenia są teoretycznie niewystarczające do współpracy systemu elektroenergetycznego z farmą wiatrową). Pełna standaryzacja

jest możliwa po zebraniu wieloletniego doświadczenia w eksploatacji obecnie pracujących stacji VSC HVDC, jak to miało miejsce w przypadku układów HVAC.

BIBLIOGRAFIA

1. ABB (2013) Technical description of HVDC Light® technology.
2. ABB (2013). Building resilient and reliable AC offshore wind farm grid connections.
3. Arrillaga J., Liu Y. H., Watson N.R., Flexible Power Transmission. The HVDC Options. John Wiley & Sons, Ltd 2007.
4. Arrillaga J. i in., 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 K. i in., HVDC transmission: power conversion applications in power systems. John Wiley and Sons, 2009.
7. Kala Meah S.U., Comparative Evaluation of HVDC and HVAC Transmission Systems. IEEE, 2008.
8. Malhem Z. i in., Electricity transmission, distribution and storage systems. Woodhead Publishing Limited, 2013.
9. Rudervall R., High voltage direct current (HVDC) transmission systems technology review paper. Washington, USA: Energy Week 2000.
10. Ragheb M., High Voltage Direct Current for Wind Power, 2009.

Mariusz Kłos

dr inż.

Politechnika Warszawska

e-mail: Mariusz.Klos@ien.pw.edu.pl

Ukończył studia magisterskie na Wydziale Elektrycznym Politechniki Warszawskiej (2002). Stopień naukowy doktora uzyskał w 2007 roku. Od 2006 roku pracuje na Politechnice Warszawskiej w Instytucie Elektroenergetyki, w Zakładzie Elektrowni i Gospodarki Elektroenergetycznej. W 2011 roku odbył sześciomiesięczny staż na Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, USA.

Jego zainteresowania naukowe koncentrują się wokół sposobów integracji konwencjonalnych i alternatywnych technologii wytwórczych oraz zasobników energii z systemem elektroenergetycznym, przy wykorzystaniu układów energoelektronicznych. Jest autorem ponad 60 artykułów z obszaru generacji rozproszonej, w tym zasobników energii.

Łukasz Roslaniec

dr inż.

Politechnika Warszawska

e-mail: Lukasz.Roslaniec@ien.pw.edu.pl

Tytuł zawodowy magistra inżyniera otrzymał w 2008 roku. Tego samego roku został doktorantem w Instytucie Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej. W 2009 roku odbył czteromiesięczny staż na RWTH Aachen w Niemczech, a w 2011 roku sześciomiesięczny staż na Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, USA. W 2014 roku obronił rozprawę doktorską, która została wyróżniona. Obecnie pracuje na stanowisku adiunkta w Instytucie Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej. W swoich badaniach koncentruje się głównie na zagadnieniu przekazywania energii z rozproszonych źródeł energii do sieci elektroenergetycznej. W obszarze jego zainteresowań znajdują się szczególnie problemy związane z poprawą jakości energii elektrycznej, wysokosprawną konwersją energii elektrycznej, przekształtnikami współpracującymi z rozproszonymi źródłami energii.

Józef Paska

prof. dr hab. inż.

Politechnika Warszawska

e-mail: Jozef.Paska@ien.pw.edu.pl

Absolwent Politechniki Warszawskiej. Jest profesorem nauk technicznych (od 2007), profesorem zwyczajnym, kierownikiem Zakładu Elektrowni i Gospodarki Elektroenergetycznej PW, członkiem Prezydium Komitetu Problemów Energetyki PAN, przewodniczącym Komitetu Energetyki Jądrowej SEP. Jego zainteresowania naukowe dotyczą technologii wytwarzania energii elektrycznej, w tym wytwarzania rozproszonego i wykorzystania odnawialnych zasobów energii, gospodarki elektroenergetycznej i ekonomiki elektroenergetyki, niezawodności systemu elektroenergetycznego i bezpieczeństwa zasilania w energię elektryczną. Autor ponad 270 artykułów i referatów oraz 11 monografii i podręczników akademickich.

Karol Pawlak

dr inż.

Politechnika Warszawska, Instytut Elektroenergetyki

e-mail: Karol.Pawlak@ien.pw.edu.pl

Doktor nauk technicznych Wydziału Elektrycznego Politechniki Warszawskiej. W swojej karierze zawodowej realizował jako lider zespołów projektowych procesy inwestycyjne związane z budową infrastruktury elektroenergetycznej na terenie całej Polski.

Adiunkt w Zakładzie Elektrowni i Gospodarki Energetycznej na Wydziale Elektrycznym Politechniki Warszawskiej. Ekspert i autor licznych publikacji z zakresu zarządzania ryzykiem w systemie elektroenergetycznym. Recenzent i ekspert w zakresie elektroenergetyki oceniający wnioski w ramach Programu Innowacyjna Gospodarka.

HVDC Converter Stations to Enable Offshore Wind Farm Integration with Power System

Keywords

HVDC converter stations, HVDC technology standardization, offshore wind farms

Abstract

The main problem of the development of offshore wind farms is their integration with the existing power infrastructure. Electricity can be transmitted over HVAC and HVDC cable lines. Because of its many advantages, HVDC technology seems the target solution for offshore wind farms.

The paper presents the high-power electronic converter technologies currently applied in HVDC substations to enable offshore wind farm integration with the power system.

Technical aspects of the converter station technologies are presented, as well the accomplished standardization stages. Also presented is each HVDC converter station technology's potential (pros and cons) in the area of potential ancillary services that the national power system can provide.

Autonomiczna stacja ładowania pojazdów elektrycznych

Autorzy

Józef Paska
Mariusz Kłos
Łukasz Rosłaniec
Rafał Bielas
Magdalena Błędzińska

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

odnawialne źródła energii, samochody elektryczne, stacja ładowania, mikrosieci

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 przedstawiono założenia projektowe oraz zaprezentowano rozwiązania technologiczne. W dalszej części artykułu omówiono wyniki przeprowadzonych symulacji oraz ich analizę, a następnie problemy zaobserwowane podczas symulacji oraz możliwości ich rozwiązania.

1. Wstęp

Zainteresowanie odnawialnymi źródłami energii (OZE) stale rośnie. Niewątpliwie trend taki jest spowodowany działaniami politycznymi państw należących do Unii Europejskiej. Kraje te są zobowiązane do redukcji emisji szkodliwych gazów cieplarnianych oraz zwiększania udziału odnawialnych źródeł energii w całkowitym krajowym bilansie energetycznym. Cele te muszą być spełnione przy zapewnieniu odpowiedniej niezawodności zasilania odbiorów, co w przypadku źródeł odnawialnych nie jest łatwe do osiągnięcia. Ograniczenie niestabilności tych źródeł może być osiągnięte przez instalowanie zasobników energii czy łączenie źródeł różnego rodzaju w jednej sieci. Takie konfiguracje z powodzeniem mogą być stosowane do zasilania różnego typu obiektów w miejscach bez infrastruktury elektroenergetycznej. Jednym z takich odbiorów mogą być stacje ładowania pojazdów elektrycznych. Rosnące zainteresowanie koncernów samochodowych tego typu rozwiązaniami niewątpliwie będzie wpływać na rozwój stacji ładowania. Do zasilania tych instalacji mogą zostać użyte systemy hybrydowe oparte na OZE [5]. Na świecie zauważa się już zainteresowanie autonomicznymi stacjami ładowania. Amerykańska firma ENVISION SOLAR zaprezentowała w 2014 roku autonomiczną stację ładowania pojazdów elektrycznych EV ARC (ang. *Electric Vehicle Autonomous Renewable Charger*) (fot. 1) [9].



Fot. 1. Autonomiczna stacja ładowania pojazdów zasilana z ogniw fotowoltaicznych

Stacja taka może być instalowana w miejscach, gdzie warunki słoneczne są bardzo dobre, co znacząco ogranicza możliwości ich lokalizacji. W sytuacji niedostatecznego nasłonecznienia dużo szersze zastosowanie znajdują systemy hybrydowe. Można przypuszczać, że zwiększająca się popularność samochodów elektrycznych oraz ciągłe prace nad ulepszaniem źródeł OZE i zasobników energii będą zmierzać do popularyzacji tego typu rozwiązań.

W artykule zaprezentowano koncepcję autonomicznej stacji ładowania pojazdów elektrycznych zasilanej z hybrydowego układu wytwórczego.

2. Założenia projektowe

Rynek pojazdów elektrycznych charakteryzuje się dużą różnorodnością. Z punktu widzenia infrastruktury zasilającej największe znaczenie ma standard ładowania, z jakim samochody mogą współpracować. Najbardziej rozpowszechnionym obecnie standardem szybkich ładowarek pojazdów elektrycznych jest standard Chademo. Najczęściej stosowane są stacje ładowania o mocy 50 kW, napięciu 500 V DC oraz prądzie 125 A [1]. Czas ładowania pojazdu w takim trybie wynosi od 15 do 30 minut. Obecnie samochody elektryczne większości producentów są zgodne z tym standardem. Bateria akumulatorów jest istotna z punktu widzenia dystansu, który auto może pokonać po jednorazowym cyklu ładowania. Cecha ta ma także znaczenie dla lokalizacji stacji ładowania, które powinny zapewniać użytkownikom komfort.

Rozpatrywana stacja ładowania pojazdów jest zlokalizowana w województwie warmińsko-mazurskim, w miejscu odległym od systemu elektroenergetycznego. Okolice, w której się znajduje, ma wysokie walory turystyczne. Autorska koncepcja, którą przedstawiono, ma na celu stworzenie możliwości poruszania się po terenach zielonych bez zanieczyszczania środowiska.

Stacja ładowania jest zgodna ze standardem Chademo, dlatego jej moc nie może być mniejsza niż 50 kW. Jest połączona z mikrością, która pracuje niezależnie, odłączona od systemu elektroenergetycznego. Dla zapewnienia odpowiedniego poziomu niezawodności w mikrości zainstalowano dwa rodzaje źródeł energii: ogniwa fotowoltaiczne oraz elektrownię wiatrową.

Model mikrości oraz przyłączonej do niej stacji ładowania pojazdów wykonano w programie komputerowym Homer Energy [8]. 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, że 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 mikrości, 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.

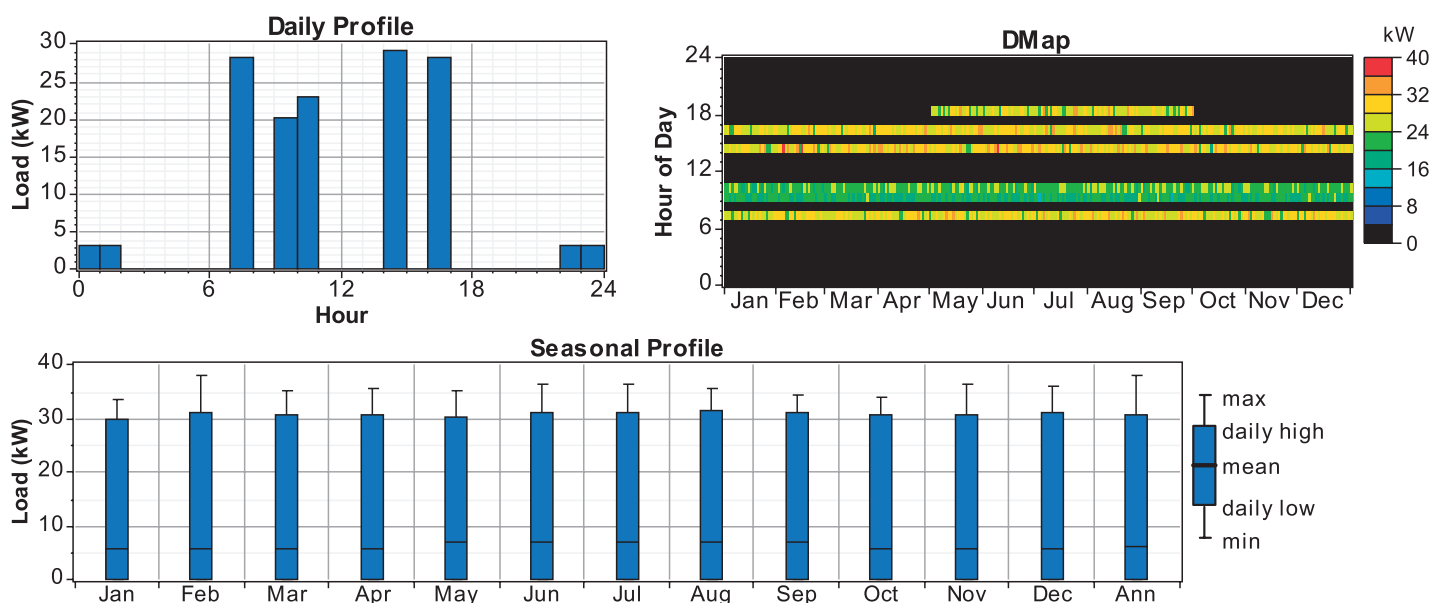
Podsumowując, otrzymano roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną na poziomie 51 000 kWh. Profile obciążenia, dobowy i miesięczny, zaimplementowane w programie zilustrowano na rys. 1.

3. Opis modelu

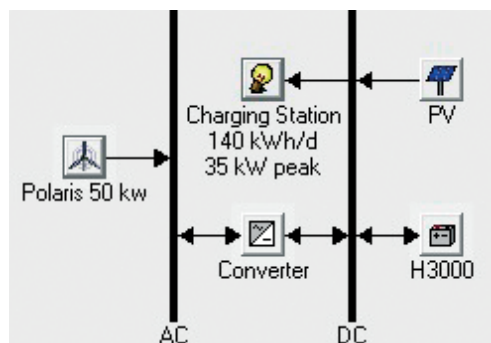
Podstawowymi elementami układu hybrydowego (mikrości) zasilającego stację ładowania są: elektrownia wiatrowa, instalacja fotowoltaiczna oraz baterijny zasobnik energii. Model proponowanego układu przedstawiono na rys. 2.

Dobór paneli fotowoltaicznych

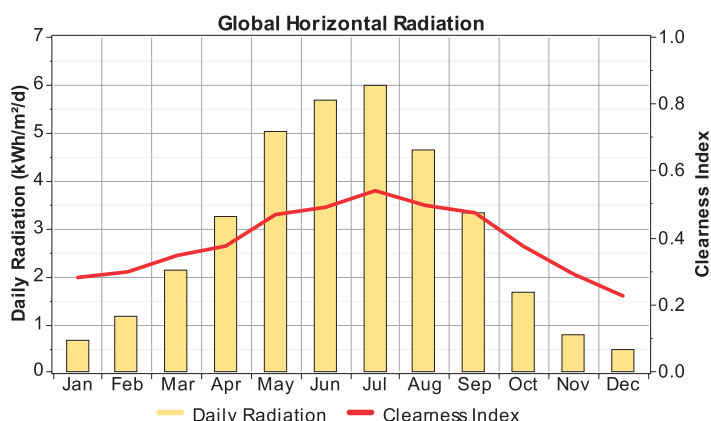
Położenie geograficzne Polski nie jest bardzo korzystne pod względem dostępnego natężenia promieniowania słonecznego. Średnia roczna ilość promieniowania słonecznego wynosi 1000÷1100 kWh/m²/rok [3, 4, 6]. Największe nasłonecznienie występuje w centralnej i wschodniej Polsce. Należy dążyć do maksymalnego wykorzystania dostępnego promieniowania. W związku z tym, do modelu wybrano ogniwa zbudowane z krzemu monokrystalicznego, które charakteryzują się



Rys. 1. Profile obciążenia stacji ładowania pojazdów: dobowy, miesięczny



Rys. 2. Schemat modelu układu w programie Homer Energy

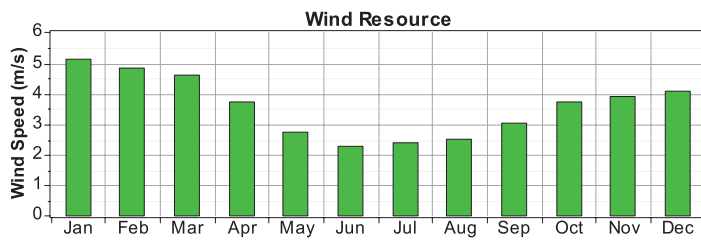


Rys. 3. Średnia dzienna ilość promieniowania słonecznego w poszczególnych miesiącach

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 [3]. Straty w układzie (spadki napięć, sprawność przekształtnika, temperatura otoczenia) przyjęto na poziomie 14%. Ogniwa w żadnej porze dnia nie są zacienione, gdyż mogłoby to spowodować znaczący spadek ilości produkowanej energii [7]. Na rys. 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.

Dobór turboszespołu wiatrowego

Uzysk energii z turboszespołu wiatrowego zależy od warunków wietrzności na danym terenie. W Polsce można wyróżnić cztery strefy wietrzności [3, 6]. Proponowany obiekt będzie



Rys. 4. Średnia prędkość wiatru w poszczególnych miesiącach

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 ważne jest szybkie uzyskanie przez generator mocy nominalnej. Biorąc pod uwagę wspomniane kryteria, do modelu została wybrana turbina z poziomą osią obrotu firmy Polaris o mocy 50 kW. Wieża ma wysokość 36,6 m. Obiekt jest zlokalizowany na terenach leśnych. Dane wejściowe programu Homer Energy zostały zilustrowane na rys. 4.

Dobór baterii akumulatorów

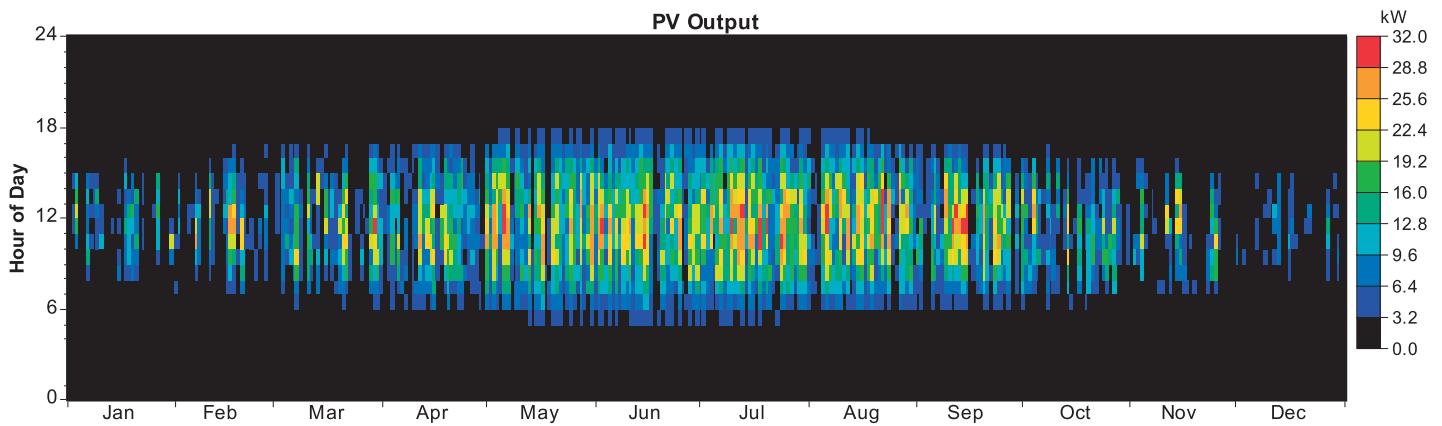
Zasobnik energii w zaproponowanym rozwiązaniu pozwala na pokrycie 2,5-dniowego zapotrzebowania energetycznego o założonym profilu obciążenia. Zdecydowano się na zastosowanie zasobników kwasowo-ołowiowych firmy Hoppecke 24 OPzS 3000, o nominalnej pojemności pojedynczej komórki 3000 Ah (6 kWh). Całkowita pojemność zasobnika wynosi 480 kWh, zaś jego pojemność użyteczna 336 kWh.

4. Badania i analiza

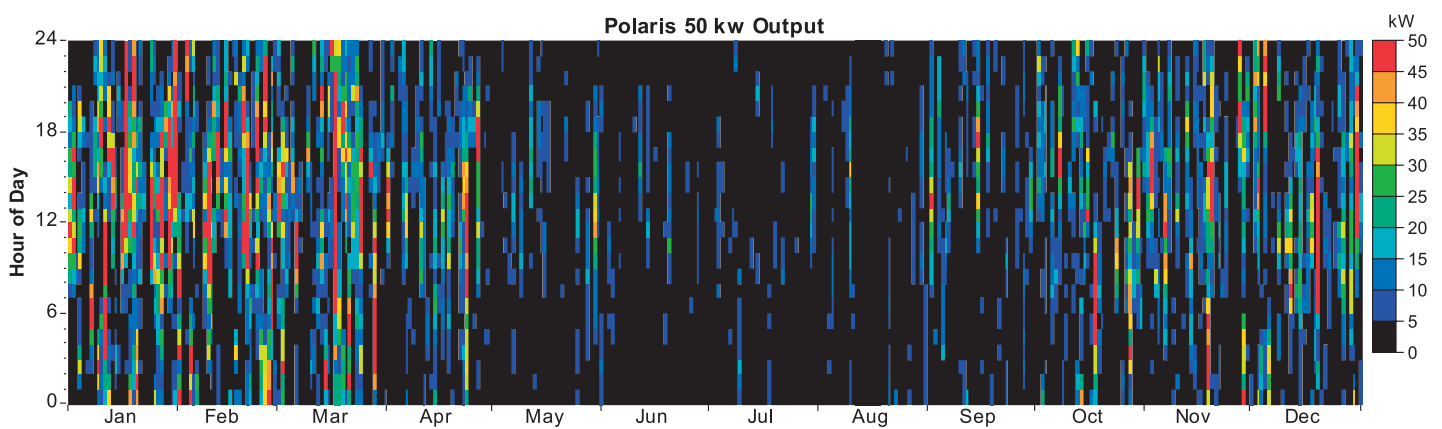
Na podstawie przywołanych danych zostały wykonane badania w programie Homer Energy. Na rys. 5 przedstawiono dane dotyczące energii wyprodukowanej i zużytej przez układ. Można zauważyć, że zdecydowana większość energii, bo aż 66%, pochodzi z elektrowni wiatrowej, natomiast pozostałe 34% z elektrowni słonecznej. Dzieje się tak mimo większej jedynie o 20% mocy turboszespołu wiatrowego. Przyczyną takiego wyniku są słabe warunki nasłonecznienia 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 bateryjnego oraz specyficzny dla tego typu układów rozkład obciążenia. Wskaźnik informujący o energii niedostarczonej (*unmet electric load*) jest bliski zeru, w związku z tym praktycznie przez cały czas możliwe jest pokrycie zapotrzebowania stacji na energię elektryczną.

Production	kWh/yr	%	Consumption	kWh/yr	%	Quantity	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

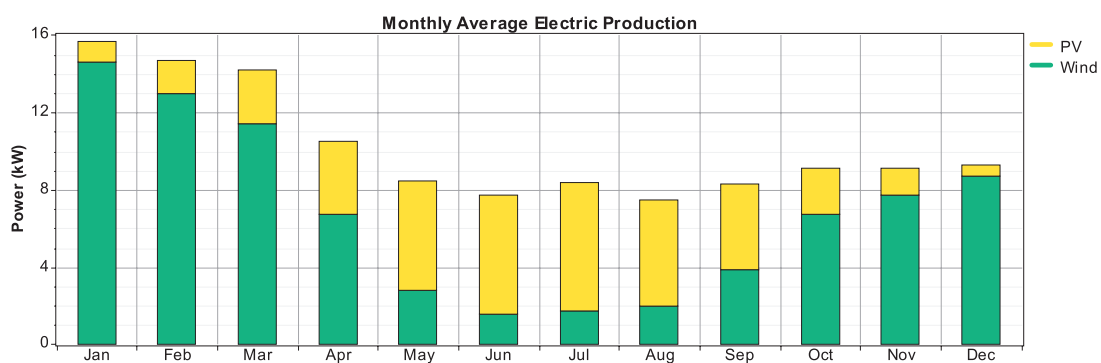
Rys. 5. Dane dotyczące rocznej produkcji i zużycia energii w badanym układzie hybrydowym



Rys. 6. Średnia moc produkowana w ogniwach fotowoltaicznych w ciągu roku



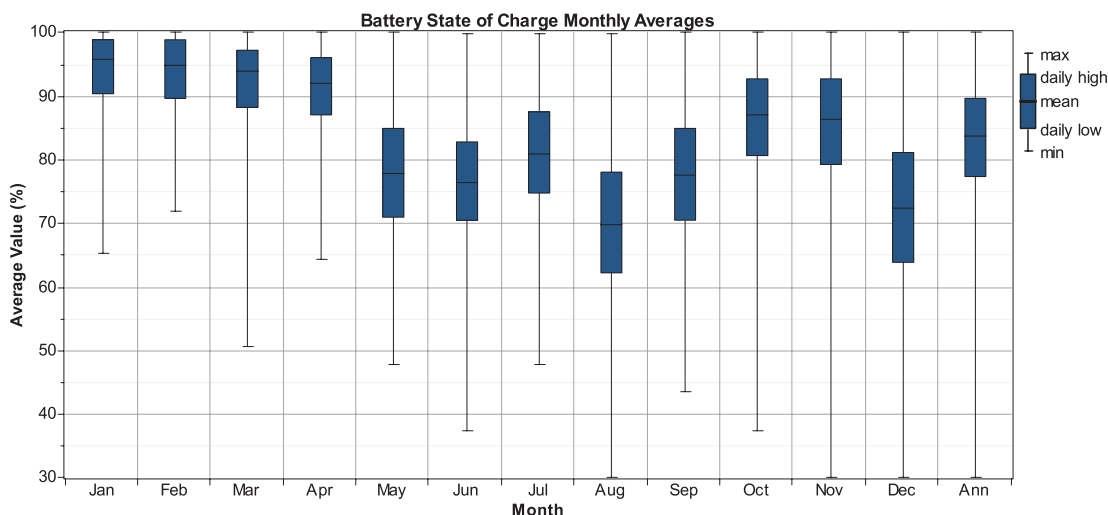
Rys. 7. Średnia moc produkowana w turbozespole wiatrowym w ciągu roku



Rys. 8. Średnia miesięczna produkcja energii elektrycznej w układzie

Na rys. 6 przedstawiono rozkład godzinowy oraz miesięczny energii elektrycznej generowanej przez panele fotowoltaiczne. Łącznie energia była wytwarzana przez prawie 4500 h/rok. 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. Grafika przedstawiająca godzinowy zakres jego pracy została przedstawiona na rys. 7. Widać na nim odwrotną tendencję niż dla źródła fotowoltaicznego. Więcej energii uzyskuje się w okresach zimowych. Dobrze to zostało zobrazowane na rys. 8, porównującym średnią miesięczną produkcję energii obydwu źródeł. Elektrownia wiatrowa pracuje łącznie ok. 6500 h/rok, co stanowi niemal 145% czasu pracy elektrowni słonecznej.



Rys. 9. Stopień naładowania baterii w poszczególnych miesiącach

Na rys. 9 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 fakt, że dni są krótkie, a ilość promieniowania słonecznego docierającego na rozpatrywaną szerokość geograficzną mała. 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.

Na podstawie wyników przedstawionych powyżej można zauważyć kilka problemów. Niewątpliwie jedną z wad zaprezentowanego rozwiązania jest znaczne przewymiarowanie poszczególnych elementów układu hybrydowego. Powodem 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 niespokojnych 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 a dostępną siecią

elektroenergetyczną jej budowa byłaby opłacalna finansowo. Zagadnienie to nie jest jednak tematem tej analizy i nie będzie szczegółowo omawiane.

5. Wnioski

Autonomiczna stacja ładowania pojazdów w niektórych rejonach świata może stanowić jedyne możliwe do zastosowania i opłacalne rozwiązanie. Zastosowany w stacji układ hybrydowy, zbudowany z odnawialnych źródeł energii, jest wystarczający do zasilenia kilku samochodów dziennie. W zależności od miejsca lokalizacji stacji zmianie mogłaby 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 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 odegrać istotną rolę na rynku pojazdów elektrycznych.

BIBLIOGRAFIA

1. Biernat K., Nita K., Wójtowicz S., Architektura mikrosieci do inteligentnego ładowania pojazdów elektrycznych, *Prace Instytutu Elektrotechniki* 2012, z. 260.
2. Ćwil M., Możliwości wykorzystania energetyki wiatrowej małej mocy w gminach, prezentacja Polska Izba Energetyki Odnawialnej, Warszawa 2009.
3. Klugmann-Radziemska E., Fotowoltaika w teorii i praktyce, Wydawnictwo BTC, Legionowo 2010.
4. Paska J., Wytwarzanie rozproszonej energii elektrycznej i ciepła, Oficyna Wydawnicza PW, Warszawa 2010.

5. Paska J., Biczal P., Kłos M., Hybrid power systems – An effective way of utilising primary energy sources, *Renewable Energy* 2009, Vol. 34, No. 11, s. 2414–2421.
6. Paska J., Surma T., Sałek M., Current status and perspectives of renewable energy sources in Poland, *Renewable & Sustainable Energy Reviews* 2009, Vol. 13, No. 1, s. 142–154.
7. Paska J. i in., Aspekty techniczne i ekonomiczne wykorzystania urządzeń energoelektronicznych w fotowoltaicznych układach wytwórczych, *Elektroenergetyka – Współczesność i Rozwój* 2011, nr 1, s. 42–47.
8. Getting started Guide for Homer – instrukcja programu.
9. <http://envisionsolar.com/ev-arc/>, dostęp 27.02.2015.

Józef Paska

prof. dr hab. inż.

Politechnika Warszawska

e-mail: Jozef.Paska@ien.pw.edu.pl

Absolwent Politechniki Warszawskiej. Od 2007 roku jest profesorem nauk technicznych. Profesor zwyczajny, kierownik Zakładu Elektrowni i Gospodarki Elektroenergetycznej PW, członek Prezydium Komitetu Problemów Energetyki PAN, przewodniczący Komitetu Energetyki Jądrowej SEP. Zainteresowania naukowe dotyczą technologii wytwarzania energii elektrycznej, w tym wytwarzania rozproszonego i wykorzystania odnawialnych zasobów energii, gospodarki elektroenergetycznej i ekonomiki elektroenergetyki, niezawodności systemu elektroenergetycznego i bezpieczeństwa zasilania w energię elektryczną. Autor ponad 270 artykułów i referatów oraz 11 monografii i podręczników akademickich.

Mariusz Kłos

dr inż.

Politechnika Warszawska

e-mail: Mariusz.Klos@ien.pw.edu.pl

Ukończył studia magisterskie na Wydziale Elektrycznym Politechniki Warszawskiej (2002). Stopień naukowy doktora uzyskał w 2007 roku. Od 2006 roku pracuje na Politechnice Warszawskiej w Instytucie Elektroenergetyki, w Zakładzie Elektrowni i Gospodarki Elektroenergetycznej. W 2011 roku odbył sześciomiesięczny staż na Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, USA.

Jego zainteresowania naukowe koncentrują się głównie wokół sposobów efektywnej integracji jednostek wytwórczych różnych technologii (w szczególności odnawialnych i alternatywnych) oraz zasobników energii z systemem elektroenergetycznym, przy wykorzystaniu układów energoelektronicznych. Innym obszarem zainteresowań są hybrydowe układy wytwórcze i niezależne mikrosystemy elektroenergetyczne (mikrosieci AC i DC) zarówno w ujęciu technicznym, jak i ekonomicznym.

Łukasz Rosłaniec

dr inż.

Politechnika Warszawska

e-mail: Lukasz.Roslaniec@ien.pw.edu.pl

Tytuł zawodowy magistra inżyniera otrzymał w 2008 roku. Tego samego roku został doktorantem w Instytucie Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej. W 2009 roku odbył czteromiesięczny staż na RWTH Aachen w Niemczech. Natomiast w 2011 roku odbył sześciomiesięczny staż na Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, USA. W 2014 roku obronił rozprawę doktorską, która została wyróżniona. Obecnie pracuje na stanowisku adiunkta w Instytucie Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej.

W swoich badaniach koncentruje się głównie na zagadnieniu przekazywania energii z rozproszonych źródeł energii do sieci elektroenergetycznej. W obszarze jego zainteresowań znajdują się szczególnie problemy związane z poprawą jakości energii elektrycznej, wysokosprawną konwersją energii elektrycznej, przekształtnikami współpracującymi z rozproszonymi źródłami energii.

Rafał Bielas

mgr inż.

Politechnika Warszawska

e-mail: bielasr@ee.pw.edu.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrycznym Politechniki Warszawskiej (2014). W tym samym roku rozpoczął studia III stopnia w Instytucie Elektroenergetyki na Politechnice Warszawskiej.

Obszary jego zainteresowań: zastosowanie zasobników energii w sieciach elektroenergetycznych oraz wykorzystanie elektrowni opartych na odnawialnych źródłach energii.

Magdalena Błędzińska

mgr inż.

Politechnika Warszawska

e-mail: bledzinm@ee.pw.edu.pl

Ukończyła studia magisterskie na Wydziale Elektrycznym Politechniki Warszawskiej, specjalność: elektroenergetyka (2014). W 2014 roku rozpoczęła studia doktorskie w Instytucie Elektroenergetyki PW. W trakcie studiów magisterskich odbyła trzymiesięczny staż na Fachhochschule Koln w Niemczech. Głównym obszarem jej zainteresowań naukowych jest praca rozproszonych źródeł energii w strukturach mikro sieci. W swoich badaniach skupia się na mechanizmach sterowania i zarządzania mikro siecią, w tym w szczególności interesują ją takie zagadnienia, jak integracja rozproszonych źródeł, kontrola przepływów mocy, efektywne wykorzystanie zasobników energii.

Autonomous Electrical Vehicle Charging Station

Keywords

renewable energy sources, electrical vehicles, charging station, micro-grids

Abstract

This paper presents a model of an autonomous electrical vehicle charging station. It consists of renewable energy sources: wind turboset, photovoltaic cells, as well as an energy storage, load, and EV charging station. In order to optimise the operating conditions, power-electronic converters were added to the system. The model was implemented as part of the Homer Energy programme.

The first part of the paper presents the design assumptions and technological solutions. Further in the paper simulation results are discussed and analysed, and problems observed in the simulation and possible solutions.

Wpływ przekształtników energoelektronicznych na wzrost udziału odnawialnych źródeł energii

Autorzy

Katarzyna Przytuła
Dariusz Zieliński

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

falownik, SVM, przekształtnik wielokanałowy, VOC, THD

Streszczenie

Artykuł przedstawia różne konfiguracje topologii przekształtników sieciowych wraz z systemami sterowania, które są dostosowane do potrzeb rynku energetycznego oraz obowiązujących przepisów. Opisane układy energoelektroniczne stosowane są do integracji źródeł odnawialnych do istniejących sieci elektroenergetycznych i wpływają na wzrost ich udziału w tej sieci. Podkreślone jest znaczenie układów wielokanałowych, które stają się podstawą nowoczesnej energetyki, są wydajniejsze i posiadają wyższą sprawność od tradycyjnych układów. Symulacje przeprowadzono w środowisku MATLAB/Simulink. Obejmują one przede wszystkim analizę ilości harmonicznych wprowadzanych do sieci przez przekształtniki oraz analizę korzyści układu przekształtnikowego realizującego pracę naprzemienną.

1. Wstęp

Celem strategicznym współczesnej polityki energetycznej jest pozyskiwanie energii ze źródeł odnawialnych, które w porównaniu ze źródłami tradycyjnymi (kopalnymi) są bardziej przyjazne środowisku naturalnemu. Największy procent źródeł alternatywnych stanowią farmy wiatrowe i fotowoltaiczne [1]. Częścią tych źródeł są różnego rodzaju przekształtniki energoelektroniczne, które pośredniczą w przyłączaniu wymienionych źródeł energii do sieci elektroenergetycznej. Przekształtnik energoelektroniczny może być zintegrowany lub wbudowany, przekształca generowane napięcie, które z reguły jest niestabilne parametrycznie, na sztywne i stabilne napięcie sieciowe. Służą również do przesyłu energii z odnawialnych źródeł energii na bardzo dalekie odległości, np. przez morze (systemy HVDC), gdzie przesył prądem przemiennym jest bardzo niekorzystny [2]. Układy te są źródłem wyższych harmonicznych, powodujących odkształcenia prądu i napięcia. Poziom odkształceń ściśle zależy od charakteru budowy i właściwości systemu sterowania samych przekształtników [3, 4].

Zastosowanie w tym przypadku filtrów jest jednym ze sposobów zmniejszania zniekształceń napięcia sieciowego, jednak ich wielkość może się okazać nieekonomiczna, a do tego odznaczać się niskim współczynnikiem mocy.

Główne założenie, czyli wpływ przekształtników energoelektronicznych na wzrost udziału odnawialnych źródeł energii w sieci elektroenergetycznej, przeanalizowano pod kątem dwóch rzeczy. Po pierwsze pod względem sposobu sterowania, budowy i cech stosowanych przekształtników. Ulepszanie ich

właściwości wpływa na powstawanie nowych elektrowni źródeł odnawialnych, gdyż zmniejsza się ilość wyższych harmonicznych wstrzykiwanych przez nie do sieci. Im więcej jest budowanych elektrowni źródeł odnawialnych, tym przekształtniki odgrywają bardziej znaczącą rolę pod względem zakłóceń w sieci. Po drugie pod względem trybu pracy układów przekształtnikowych połączonych równolegle. Przeanalizowano rozwiązanie w postaci wielokanałowego przekształtnika, który zwiększa wydajność układu przez pracę naprzemienną, w konsekwencji następuje wzrost udziału większych elektrowni przy tym samym układzie przekształtnikowym.

Niniejszy artykuł jest przeglądem rodzajów przekształtników i ich systemów sterowania. W pierwszej części artykułu umieszczono tabelę zrealizowaną przez autorów na podstawie symulacji badań współczynnika THD (ang. *Total Harmonic Distortion*) dla różnego rodzaju układów przekształtnikowych. W drugiej części zaprezentowano ideę realizacji pracy przekształtników wielokanałowych oraz korzyści wynikające z ich stosowania. Przeprowadzono symulacje zależności temperatury złącza od charakteru pracy przekształtników i wykazano zwiększoną wydajność z pracy naprzemienną.

2. Wpływ budowy przekształtnika na wyższe harmoniczne

Pod względem ekonomicznym najodpowiedniejszym rozwiązaniem sprzęgów energoelektronicznych są przekształtniki zbudowane na układach tyrystorowych. Wykorzystywane są one do budowy przekształtników o dużych mocach. Emitują

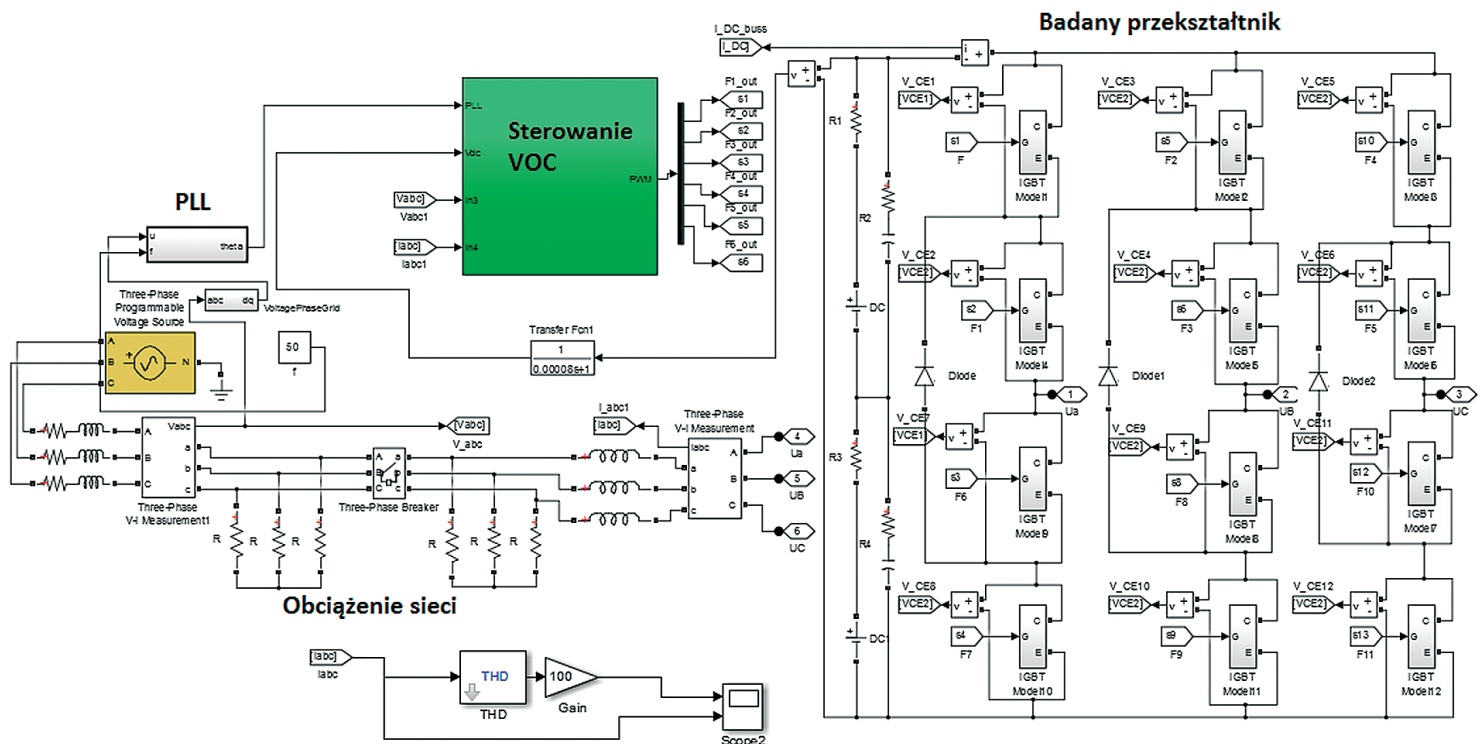
one jednak dużą liczbę wyższych harmonicznych nieparzystych. Rozwiązaniem, które ogranicza tę wadę, jest zastosowanie w pełni sterowanych tranzystorów IGBT (ang. *Insulated Gate Bipolar Transistor*). Mogą być one sterowane metodą PWM (ang. *Pulse Width Modulation*).

Kolejnym czynnikiem wpływającym na jakość energii elektrycznej jest liczba poziomów przekształtnika. Najmniej efektywnym jest przekształtnik 2-poziomowy [5]. Im zastosowanych jest więcej poziomów, tym napięcie w większym stopniu odwzorowuje kształt sinusoidy i urządzenie wprowadza mniej harmonicznych do sieci elektroenergetycznej. Pod względem ekonomicznym stosowanie 2-poziomowych przekształtników może

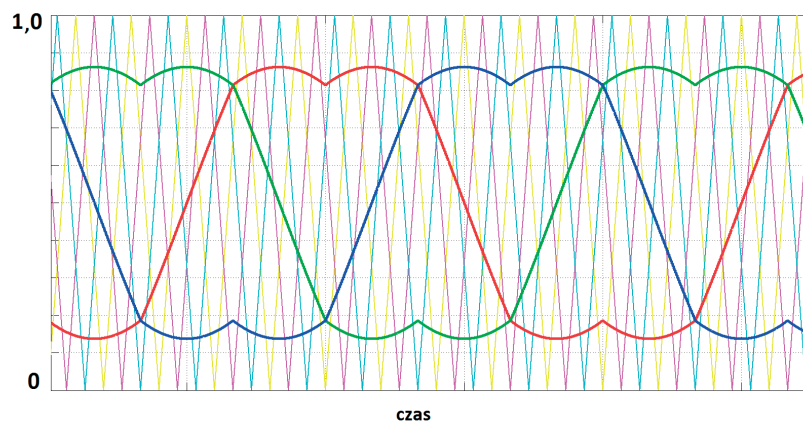
okazać się gorsze, ze względu na konieczność stosowania dużych filtrów na wyjściu i tranzystorów o wyższym napięciu pracy [6].

3. Określenie wielkości THD dla różnych topologii układów przekształtnikowych

Badania zostały przeprowadzone dla przekształtników sterowanych metodą VOC, zbudowanych z wykorzystaniem tranzystorów IGBT. Napięcie na szynie DC jest równe 600 V, napięcie sterujące 230 V AC, częstotliwość kluczowania $f = 5000$ Hz. Rodzaj przekształtnika lub układów przekształtników oraz dobór filtru oraz wartość współczynnika THD w danym przypadku podany został w tab. 1. Przeprowadzone badania mają charakter symulacyjny i zostały zrealizowane w środowisku



Rys. 1. Model do badania THD różnych przekształtników, na rysunku przekształtnik 3-poziomowy



Rys. 2. Sygnał modulujący (piłokształtny) i modulowany w trzech różnych modułach PWM, w systemach sterowania przekształtnikami układu wielokanałowego

MATLAB/Simulink oraz z wykorzystaniem systemu czasu rzeczywistego dSpace [7], którego zadaniem jest rzeczywiste odwziewiedlenie warunków panujących w projektowanych układach energoelektronicznych. Warunki określone w symulacji są warunkami laboratoryjnymi i nie uwzględniają wszystkich czynników obecnych w rzeczywistości. Ograniczenia te jednak nie wpływają na ogólną ocenę wad i zalet przedstawianych układów. Skupiają się przede wszystkim na wpływie samej struktury przekształtnika na współczynnik THD.

Przykładowy model symulacyjny, na którym opierały się badania, został przedstawiony na rys. 1. Wyniki symulacji przedstawiono w tab. 1.

W tab. 1 przedstawiono współczynniki THD w zależności od typu układu przekształtników. Zgodnie z założeniami teoretycznymi przekształtnik 2-poziomowy wykazuje znacznie gorsze parametry jakościowe energii niż przekształtnik 3-poziomowy. Widać to również dla układu kilku przekształtników połączonych równoległe. Podczas przeprowadzanych badań korzystnym zabiegiem okazała się również zmiana fazy sygnału modulującego PWM dla jednego z przekształtników w układzie równoległym (rys. 2) [8].

Trzy sygnały modulujące przesunięte są względem siebie o 120 stopni dla 3-kanalowego układu przekształtnika. Pozwala to na zmniejszenie ilości wyższych harmonicznnych w napięciu wyjściowym.

4. Tryb pracy naprzemienniej przekształtników połączonych równoległe

W rezultacie przeprowadzonych symulacji stwierdzono, że praca naprzemienna przekształtników równoległych przy tworzeniu napięcia sinusoidalnego na wyjściu jest metodą niekorzystną ze względu na poziom wyższych harmonicznnych wprowadzanych do sieci. Metoda ta polega na przełączaniu sygnału PWM pomiędzy dwa (lub więcej) falowniki, w momencie niższej generacji mocy przez elektrownie odnawialnych źródeł energii, włączając i wyłączając jeden z dwóch falowników, co pół okresu, podobnie jak na rys. 5a. Metoda ta może zastąpić konieczność całkowitego wyłączenia jednego z kilku pracujących przekształtników w okresie mniejszego zapotrzebowania na energię, zmniejszając straty i udział układów chłodzących.

Schemat blokowy takiego układu przekształtnikowego ze sterowaniem VOC przedstawia rys. 3a. W badaniach zastosowano metodę VOC opisaną w [9, 10], która wprowadza najmniejsze zakłócenia. Metoda DPC (ang. *Direct Power Control*) posiada zmienną częstotliwość kluczenia i gorsze własności ze względu na poziom generowanych zakłóceń, dlatego pominięto ją w badaniach [11].

Ponadto 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. 3b. 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.

THD [%]	Rodzaj przekształtnika	Filtry
7,73	1 x 2-poziomowy	3 x filtr 20 mH
3,90	1 x 3-poziomowy	3 x filtr 20 mH
PRACA CIĄGŁA		
6,25	2 x równoległe 2-poziomowe, faza sygnału carrier przesunięta	6 x filtr 10 mH 3 x filtr 20 mH
7,75	2 x równoległe 2-poziomowe, faza sygnału carrier nieprzesunięta	6 x filtr 10 mH 3 x filtr 20 mH
2,45	3 x równoległe 2-poziomowe, faza carrier przesunięta	9 x filtr 10 mH 3 x filtr 20 mH
9,27	3 x równoległe 2-poziomowe, faza carrier nieprzesunięta	9 x filtr 10 mH 3 x filtr 20 mH
PRACA NAPRZEMIENNA		
10,00	2 x równoległe 2-poziomowe	6 x filtr 10 mH 3 x filtr 20 mH
8,50	3 x równoległe 2-poziomowe	9 x filtr 10 mH 3 x filtr 20 mH
PRACA CIĄGŁA		
1,56	2 x równoległe 3-poziomowe, faza carrier przesunięta	6 x filtr 10 mH 3 x filtr 20 mH
3,12	2 x równoległe 3-poziomowe, faza carrier nieprzesunięta	6 x filtr 10 mH 3 x filtr 20 mH
3,10	3 x równoległe 3-poziomowe, 3 PWM, faza carrier przesunięta	9 x filtr 10 mH 3 x filtr 20 mH
3,34	3 x równoległe 3-poziomowe, faza carrier nieprzesunięta	9 x filtr 10 mH 3 x filtr 20 mH
PRACA NAPRZEMIENNA		
5,45	2 x równoległe 3-poziomowe	6 x filtr 10 mH 3 x filtr 20 mH
5,38	3 x równoległe 3-poziomowe	9 x filtr 10 mH 3 x filtr 20 mH

Tab. 1. Wartość współczynnika THD w zależności od budowy układu przekształtnikowego

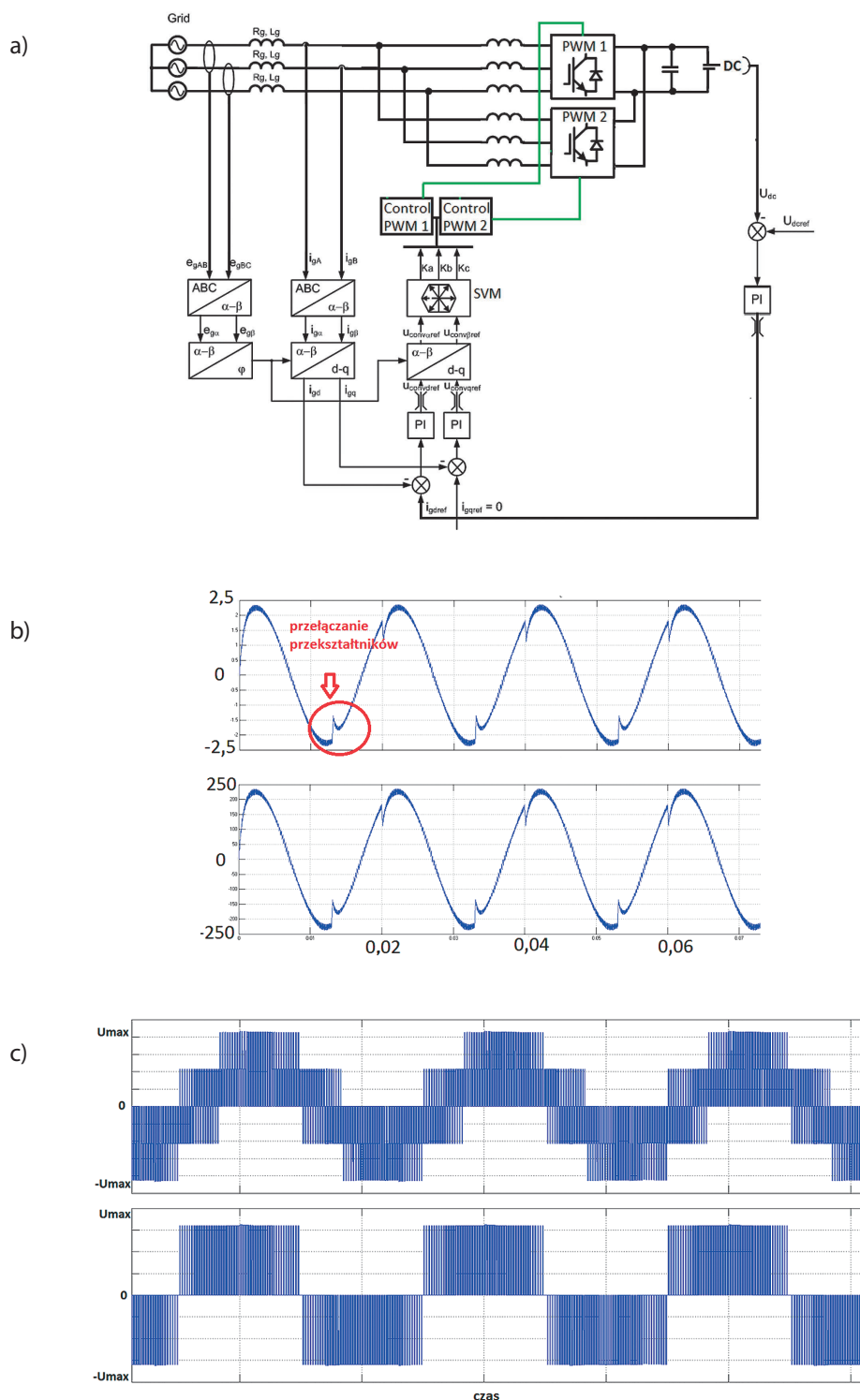
Przebieg napięcia wyjściowego bez filtrów wyjściowych przedstawia rys. 3c. Stosując jednak odpowiednie filtry, można zminimalizować zawartość wyższych harmonicznnych w napięciu, dlatego są niezbędne w rzeczywistych układach.

Wyłączanie tranzystorów co pół okresu niesie jednak wiele korzyści. Przykładowe zależności między temperaturą złącza a przejściową impedancją termiczną przedstawiono na rys. 4. 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.).

Następnie zostały zasymulowane zależności temperatury złącza tranzystora od czasu, dla rozpatrywanych przypadków połączenia równoległego układu wielokanałowego.

Natomiast rys. 6 przedstawia zależność prądu przewodzenia w funkcji temperatury przykładowego tranzystora IGBT (SKM300GA12T4). Widać, że im wyższa temperatura tranzystora, tym wydajność urządzenia jest mniejsza. Dowodzi to faktu, że praca naprzemienna, czyli wyłączanie danego przekształtnika co pół okresu (dla układu 2-kanalowego) wpływa korzystnie na jego wydajność prądową.

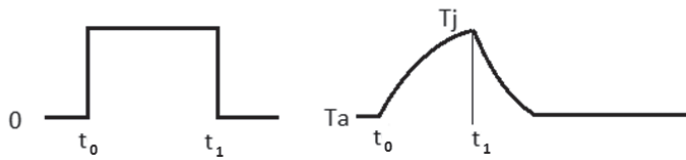
Praca wielokanałowa przekształtników zapewnia również wyższą niezawodność zasilania. Dowodzą tego wyniki przeprowadzonych badań, podczas których symulowano uszkodzenia



Rys. 3. a) Model blokowy 3-kanałowego układu przekształtników, b) przebieg prądu i napięcia wyjściowego układu wielokanałowego przekształtników z zastosowaniem filtra wyjściowego, c) przebieg napięcia fazowego i międzyfazowego na wyjściu, bez filtrów wyjściowych 1 fazy

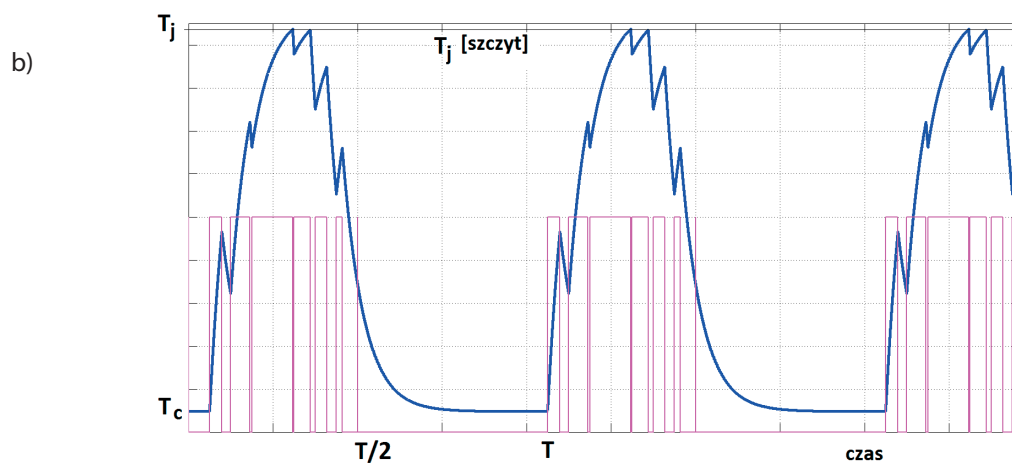
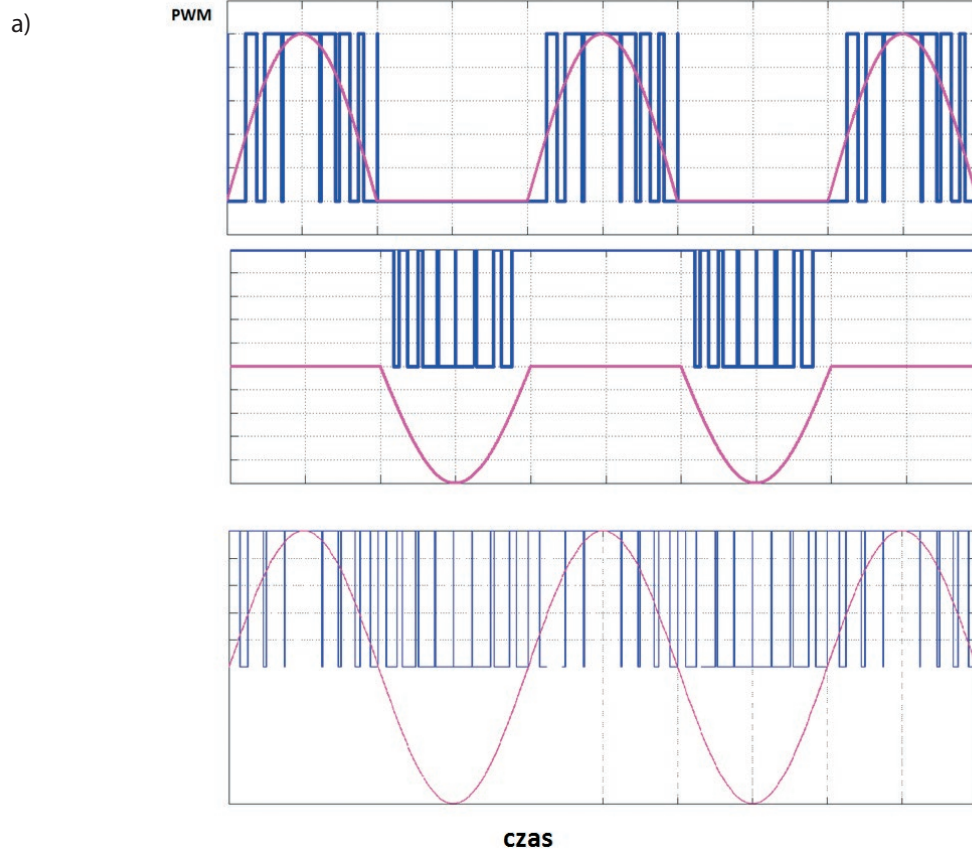
jednego z przekształtników i przełączano pracę, np. 3-kanałową na 2-kanałową. W przypadku wykrycia zwarcia jednego z kluczy w dowolnym przekształtniku układu wielokanałowego informacja trafia do układu sterowania. Ten przełącza pracę np. układu 2-kanałowego (dwóch przekształtników) na pracę jednego przekształtnika, zapewniając ciągłość zasilania. W sytuacji krytycznej awarii dwóch z trzech przekształtników sterownik przełącza się na jeden poprawnie działający

przekształtnik i pracę ciągłą kluczy tranzystorowych tego przekształtnika. Praca nieciągła, 3-kanałowa pozwala na wychłodzenie tranzystorach w przedziale 1/3 okresu i zwiększa wydajność tranzystorów oraz zwiększa niezawodność trzykrotnie w porównaniu z tradycyjnymi rozwiązaniami. Rysunek 7 przedstawia proponowaną przez autorów ideę przełączenia pracy naprzemiennej trzech połączonych równolegle przekształtników na pracę dwóch z nich w pewnym okresie

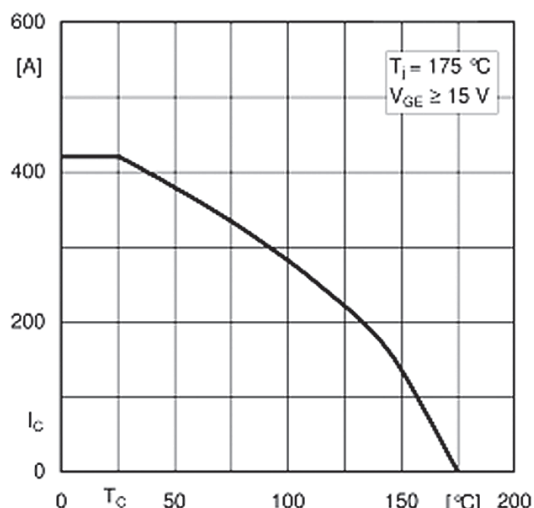


Rys. 4. Zależność temperatury złącza tranzystora, gdzie t_0 – czas wzrostu skokowego mocy na złączu, t_1 – czas powrotu mocy złącza do zera, T_A – temperatura początkowa złącza, T_j – temperatura maksymalna złącza [12]

czasu. W momencie awarii jednego z trzech przekształtników w układzie wielokanałowym sterowanie układem wyklucza z pracy uszkodzony przekształtnik i zapewnia ciągłość zasilania poprzez przejście pracy przez dwa pozostałe przekształtniki. Wadą tej metody jest pojawienie się przebiegów napięcia i prądu w momencie przełączania przekształtników, ze względu na inercję układu, tak jak ma to miejsce na rys. 8. Istotne jest więc jak najszybsze wykrycie awarii przekształtnika, aby natychmiast wyłączyć go z pracy w sieci.



Rys. 5. a) Sygnał PWM sygnału sinusoidalnego podczas pracy naprzemiennej pierwszego, drugiego przekształtnika oraz łączna praca obu przekształtników, b) Zależność temperatury złącza tranzystora (niebieski), gdzie T_j – temperatura złącza, T – okres, T_c – temperatura modułu obudowy oraz sygnału PWM jednego z przekształtników



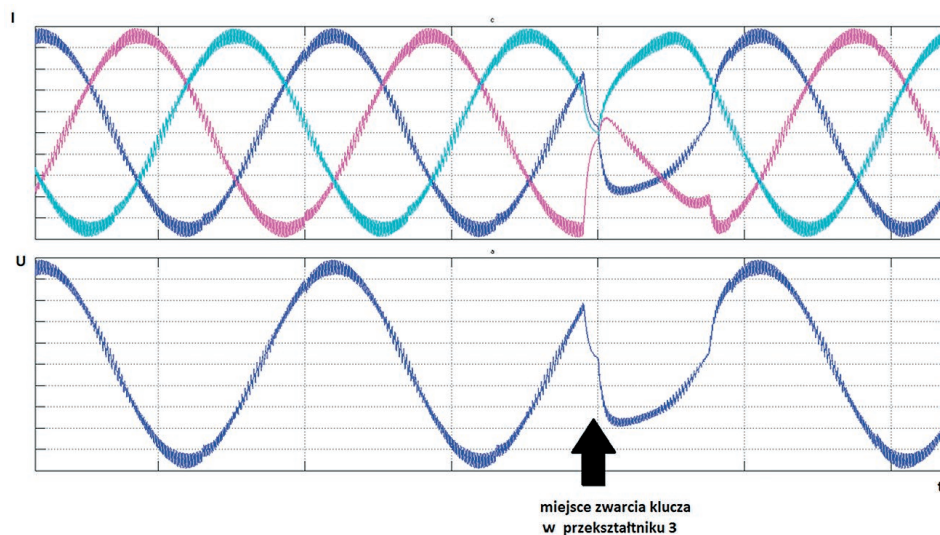
5. Wnioski

Najczęściej stosowane obecnie przetworniki 2-poziomowe z czasem mogą okazać się niewystarczające na potrzeby rynku energii elektrycznej. W artykule pokazano, że przetworniki 3-poziomowe wykazują lepsze parametry pod względem jakości energii, odporności na zakłócenia oraz ekonomii w porównaniu z 2-poziomowymi. Prezentowana propozycja polepszenia parametrów elektrycznych to układ wielokanałowy złożony z dwóch lub więcej przetworników wielopoziomowych, ze sterowaniem VOC i z możliwością pracy naprzemienną, np. w przypadku mniejszego generowania mocy przez OZE. Zastosowanie przetwornika 3-poziomowego pozwala na zmniejszenie współczynnika THD, natomiast praca naprzemienna umożliwia okresowe wychłodzenie tranzystorów, co w praktyce zwiększa ich wydajność prądową, sprawność i niezawodność zasilania, a także zmniejsza udział układów chłodzenia zewnętrznego. Badania są podstawą do stosowania ulepszonych technologii układów przetwornikowych, ich sterowania, jak najszybszego przełączenia

Rys. 6. Zależność prądu tranzystora IGBT SKM300GA12T4 od temperatury złącza [13]



Rys. 7. Idea przełączenia pracy 3-kanalowej na pracę 2-kanalową – sygnał sterujący w module SVM



Rys. 8. Przebieg prądu i napięcia przy zwarciu klucza w przetworniku 3 – miejsce przełączenia pracy 3-kanalowej na pracę 2-kanalową

i wykrywania awarii w celu wzrostu udziału odnawialnych źródeł energii w sieci elektroenergetycznej.

Powyższe symulacje są również początkiem budowy układów przekształtnikowych w rzeczywistych warunkach, za pomocą systemu czasu rzeczywistego dSpace. Jest to bazą do badania ich pod kątem wielu czynników zewnętrznych, których nie uwzględniono w symulacjach. Ponadto badania będą kontynuowane pod kątem eliminacji krótkich zapadów napięcia, podczas pracy naprzemiennej przekształtników spowodowanych dławikami wyrównawczymi.

BIBLIOGRAFIA

- Okulski T., Analiza struktury produkcji energii elektrycznej we Francji i w Polsce, *Polityka Energetyczna* 2013, t. 16, z. 3.
- Hammons T.J. i in., Enhancement of Power System Transient Response by Control of HVDC Converter Power, *Electric Machines & Power Systems* 2000, Vol. 28, Issue 3, s. 219–241.
- 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* 2015, No. 3.
- 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, 2–6 September 2013 Lille. IEEE Xplore Digital Library.
- Ikonen M., Laakkonen O., Kettunen M., Two-level and threelevel converter comparison in wind power application [online], www.elkraft.ntnu.no/smola2005/Topics/15.pdf.
- Strzelecki R., Technologie energoelektroniczne w nowoczesnych systemach elektroenergetycznych. *Zeszyt Naukowy Akademii Morskiej w Gdyni* 2009, nr 62, s. 164–189.
- 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.
- Yong-Sin J. i in., A Carrier Comparison PWM Method for Reducing Input Current THD of Three-Phase PWM Rectifier, Power Electronics and Motion Control Conference (IPEMC), 2012 7th International, Vol. 4, s. 3015–3020.
- Knapczyk M., Pieńkowski K., Analysis of Pulse Width Modulation Techniques for AC/DC Line-Side Converters, Scientific Papers of the Institute of Electrical Machines, Drives and Metrology of the Wrocław University of Technology 2006, No. 59, Studies and Research 2006, No. 26.
- Knapczyk M., Pieńkowski K., High-Performance Decoupled Control Of PWM Rectifier With Load Compensation, *Prace Naukowe Instytutu Maszyn, Napędów i Pomiarów Elektrycznych Politechniki Wrocławskiej* 2007, nr 60, seria *Studia i Materiały* 2007, nr 27.
- Knapczyk M., Pieńkowski K., Analiza nieliniowych metod sterowania przekształtnikiem sieciowym AC/DC, materiały konferencyjne XIV Seminarium Technicznego KOMEL, Ustroń – Jaszowiec, 2005.
- Mitsubishi Semiconductors Power Modules MOS. General Considerations for IGBT and Intelligent Power Modules, Sept. 1998.
- Semikron, nota katalogowa tranzystora IGBT SKM300GA12T4.

Katarzyna Przytuła

mgr inż.

Politechnika Lubelska

e-mail: poczta.katarzyna@gmail.com

Ukończyła studia magisterskie na kierunku elektrotechnika, specjalność elektroenergetyka na Wydziale Elektrotechniki i Informatyki Politechniki Lubelskiej (2014). Obecnie doktorantka w Katedrze Napędów i Maszyn Elektrycznych macierzystej uczelni. Zajmuje się projektowaniem sterowania urządzeń energoelektronicznych, stosowanych głównie w sieciach elektroenergetycznych oraz badaniami wielokanałowych przekształtników sieciowych.

Dariusz Zieliński

mgr inż.

Politechnika Lubelska

e-mail: shadow031@gmail.com

Ukończył studia magisterskie na kierunku elektrotechnika, specjalność napędy mikroprocesorowe w automatyce przemysłowej na Wydziale Elektrotechniki i Informatyki Politechniki Lubelskiej (2013). Obecnie doktorant w Katedrze Napędów i Maszyn Elektrycznych macierzystej uczelni. Zajmuje się zagadnieniami projektowania urządzeń energoelektronicznych, stosowanych głównie w sieciach elektroenergetycznych oraz systemami czasu rzeczywistego.

Influence of Power Converters on Increasing the Share of Renewable Energy Sources

Keywords

converters, SVM, multi-channel converter, interleaved converter, VOC

Abstract

The article shows various configurations of the topology of grid converters with their control systems, tailored to the needs of the energy market and regulations. Power electronic systems are used for the integration of renewable energy sources with power grids and they help to increase their participation in this network. Particularly noteworthy are the multi-channel systems, which become the basis of modern energy market. They are more efficient and have a higher efficiency than conventional systems. The simulations are performed in MATLAB/Simulink environment. They consist mainly of an analysis of the high harmonics injected into the grid by converters and an analysis of the benefits of implementing the converter with alternating work.

Efektywność wykorzystania energii elektrycznej w gospodarstwach domowych w kontekście europejskiej polityki energetycznej

Autor

Marek Kott

[POWRÓT
DO SPISU TREŚCI](#)

Słowa kluczowe

efektywność energetyczna, gospodarstwa domowe, analiza porównawcza

Streszczenie

Efektywne wykorzystanie 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 Komisja Europejska poczyniła wiele wysiłków mających na celu redukcję zużycia energii elektrycznej w gospodarstwach domowych, m.in.: przez promowanie oszczędnego oświetlenia, dopłaty do przydomowych mikroinstalacji OZE, konieczność etykietowania energetycznego urządzeń AGD oraz szerokorozumianą liberalizacją rynku energii elektrycznej.

W artykule przedstawiono wyniki analizy porównawczej wykorzystania energii elektrycznej w polskich gospodarstwach domowych na tle wybranych krajów Unii Europejskiej, w kontekście europejskiej polityki energetycznej.

Zużycie energii elektrycznej w Polsce

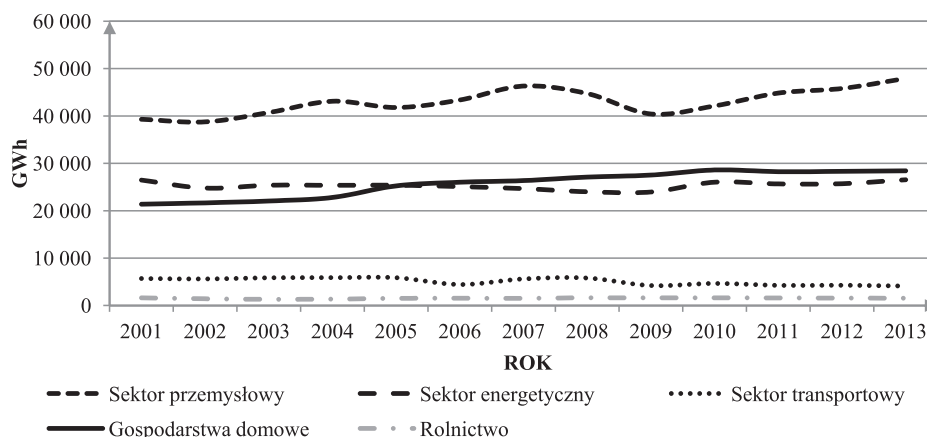
Od początku transformacji lat 90. w Polsce, pomimo kilku globalnych przestojów i kryzysów ekonomicznych, widoczny jest stały i szybki rozwój społeczno-gospodarczy. W ostatniej dekadzie XX w. proces pozytywnych zmian, zarówno ilościowych, jak i jakościowych, przebiegał znacznie burzliwiej, niż to małe miejsce w obecnym stuleciu. Po przystąpieniu Polski do Unii Europejskiej w 2004 roku w sferze rozwoju działalności gospodarczej, kulturowej i społecznej mamy do czynienia z 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. Przyczyną deficytu w produkcji energii elektrycznej można wymienić wiele. Jednymi z najistotniejszych są: brak znaczących inwestycji w nowe jednostki wytwórcze i infrastrukturę sieciową, nadmierne 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 dalszej perspektywie 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.

Sektorem, w którym spadło zużycie energii elektrycznej w ostatniej dekadzie, jest sektor transportowy, a w szczególności



Rys. 1. Zużycie energii elektrycznej wg sektorów ekonomicznych, opracowanie własne na podstawie [1]

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.

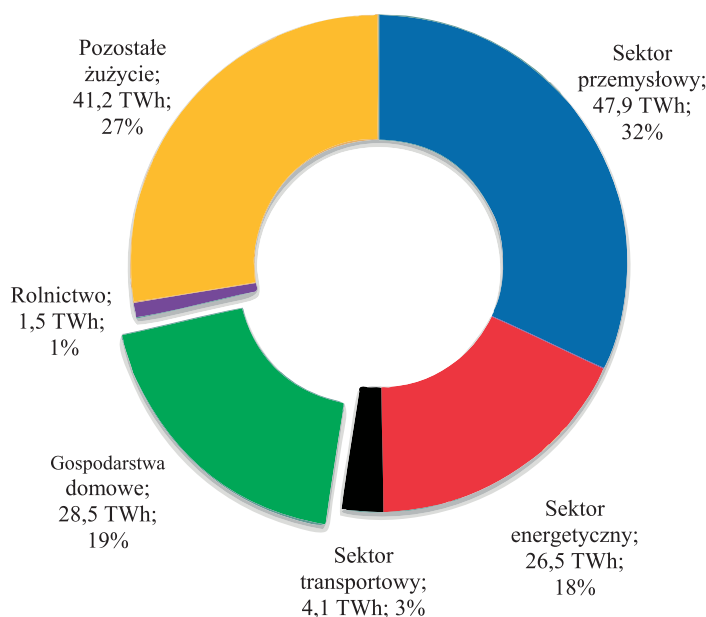
Do kolejnej grupy sektorów można zaliczyć rolnictwo oraz sektor energetyczny. Oba działy gospodarki charakteryzują się zużyciem na stałym poziomie z niewielkimi odchyłkami. Dla rolnictwa roczne zużycie energii elektrycznej wynosi ok. 1,5 TWh +/-5%, natomiast dla sektora energetycznego 26,5 TWh +/-0,5% (rys. 2). O ile w rolnictwie zużywa się rocznie nieco ponad 1% wyprodukowanej energii elektrycznej, o tyle stabilne zużycie energii elektrycznej w sektorze energetycznym 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 roku przyjęto dwa główne cele w zakresie polityki klimatycznej: 40% redukcji emisji gazów cieplarnianych do 2030 roku w stosunku do 1990 roku 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]. Poprawa efektywności energetycznej w sektorze przemysłowym jest efektem konkurencji na szerokokorozumianym 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 (rys. 2). Sektor ten z punktu widzenia gospodarki narodowej jest drugiego pod względem wielkości odbiorcą energii elektrycznej. Jednocześnie należy zwrócić też uwagę, że znacznie trudniej jest poprawić wskaźniki efektywności energetycznej dla działu gospodarki narodowej obejmującego ponad 13 mln odbiorców, z których każdy zużywa średnio rocznie ok. 2150 kWh, niż w znacznie mniej liczny sektorze przemysłowym. Z przeprowadzonej wstępnej analizy wynika, że w sektorze gospodarstw domowych można znacznie poprawić wskaźniki efektywności energetycznej.



Rys. 2. Zużycie energii elektrycznej w TWh według sektorów ekonomicznych 2013 roku, opracowanie własne na podstawie [1]

Charakterystyka gospodarstw domowych

W Polsce w 2013 roku było 13,3 mln gospodarstw domowych. Ponad 50% z nich miało powierzchnię nieprzekraczającą 60 m² i kubaturę do 200 m³, w której zamieszkiwały najczęściej 2–3 osoby (rys. 3). Na przestrzeni ostatniego dziesięciolecia można zauważyć, że nowo powstające mieszkania są systematycznie coraz większe, a średnia liczba osób w gospodarstwie domowym się zmniejsza.

Charakterystyka gospodarstw domowych, z punktu widzenia zużycia energii elektrycznej, została przygotowana na podstawie wytyczonych opisanych w dokumencie opublikowanym przez Eurostat – „Manual for statistics on energy consumption in households” (MESH) oraz danych Głównego Urzędu Statystycznego [1, 4]. Odbiorniki energii elektrycznej zostały podzielone na sześć grup:

- urządzenia do ogrzewania pomieszczeń
- urządzenia do podgrzewania wody
- urządzenia do gotowania posiłków
- urządzenia do chłodzenia pomieszczeń
- oświetlenie, sprzęt AGD i RTV
- pozostałe, niewymienione w innych grupach.

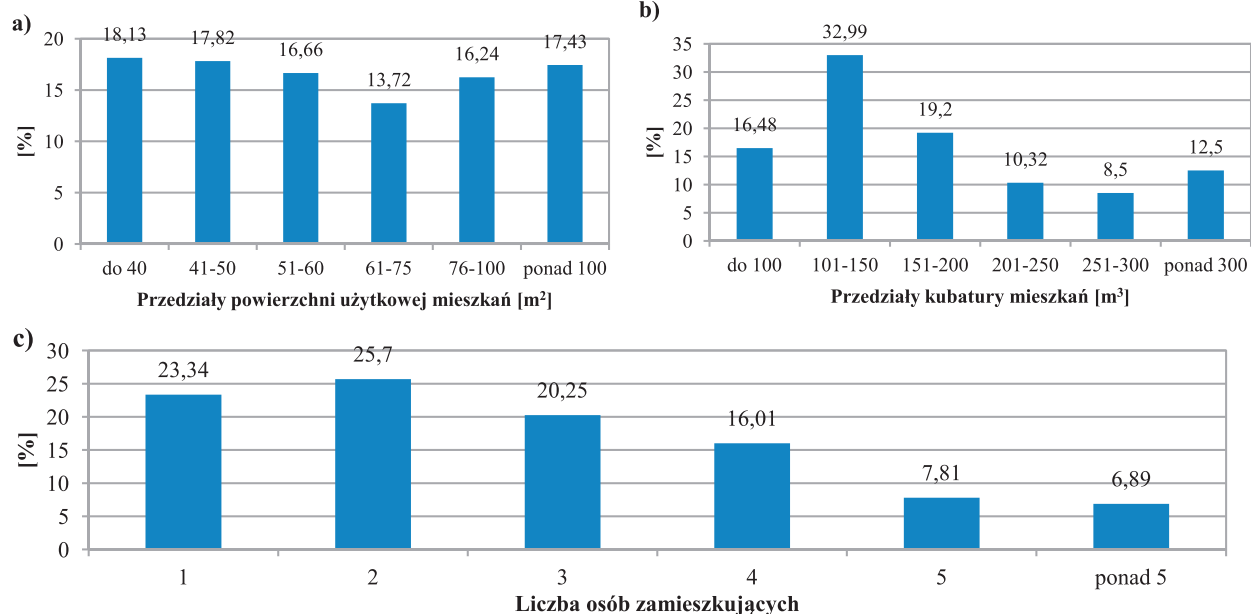
W urządzenia do ogrzewania pomieszczeń wyposażonych jest 5,3% mieszkań. Ze względu na znaczne koszty oraz dużą dostępność innych nośników energii (w szczególności węgla) ogrzewanie urządzeniami elektrycznymi nie jest stosowane w Polsce na szeroką skalę. Elektryczne urządzenia grzewcze służą głównie jako dodatkowe źródła ciepła lub stosuje je się w miejscach, gdzie nie można zastosować innego rodzaju ogrzewania. Należy jednak zwrócić uwagę, że coraz częściej w nowo budowanych mieszkaniach można spotkać elektryczne ogrzewanie podłogowe jako element wyposażenia łazienek [1, 4].

W 23,5% gospodarstw domowych zainstalowane są elektryczne urządzenia do podgrzewania wody (termy, bojler). Liczba tych urządzeń nie zmniejsza się w ostatnich latach, a ich średni wiek to 9 lat [9].

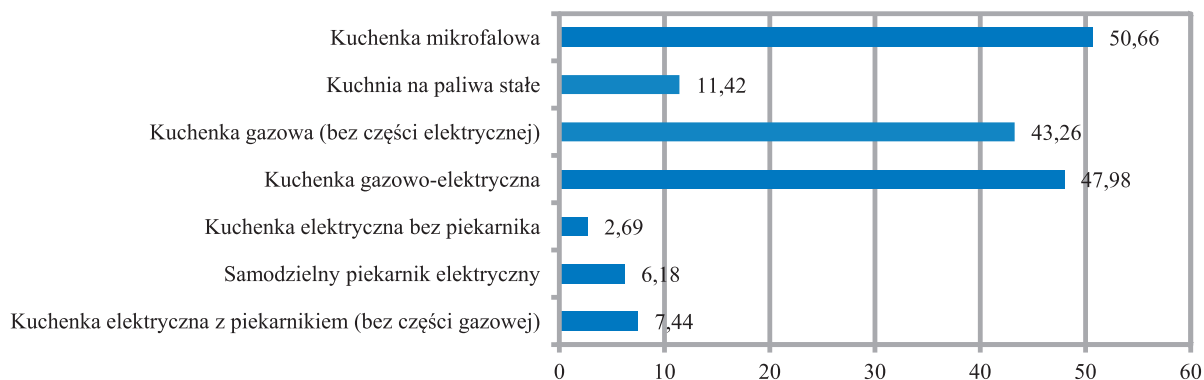
Zestawienie urządzeń do gotowania posiłków przedstawione jest na rys. 4. Z danych wynika, że w większości mieszkań znajduje się co najmniej jedno urządzenie elektryczne do gotowania posiłków. Zauważalny jest też ciągły wzrost gospodarstw wyposażonych w kuchenkę mikrofalową jako drugie urządzenie do podgrzewania posiłków [1, 4].

W klimatyzatory wyposażonych jest niespełna 0,5% gospodarstw domowych, lecz ich liczba w ostatnich latach znacząco wzrasta głównie za sprawą nowo budowanych mieszkań o podwyższonym standardzie. W większości są to urządzenia przeznaczone do chłodzenia pojedynczych pomieszczeń. Zaledwie 0,04% mieszkań wyposażonych jest w centralną klimatyzację [4]. Przedostatnią grupę stanowią urządzenia oświetleniowe oraz sprzęt RTV i AGD. Średnia moc zainstalowanych żarówek (w tym też energooszczędnych świetlówek) w mieszkaniu wynosiła w 2013 roku 550 W, natomiast moc zainstalowanych żarówek na jednostkę powierzchni wyniosła 7,21 W/m². Są to wartości znacznie niższe niż w krajach Europy Zachodniej [4]. Charakterystyka najczęściej występujących urządzeń RTV i AGD została przedstawiona w tab. 1, z której wynika, że sprzęt ten co najmniej w 50% został opisany etykietą energetyczną oznaczoną klasą A [4].

Pozostałe urządzenia elektryczne (jak: kosiarka do trawy czy podgrzewacz wody do basenów) stanowiły marginalny udział w zużyciu energii elektrycznej w gospodarstwach domowych i zostały pominięte w przedstawionej charakterystyce.



Rys. 3. Charakterystyka budynków mieszkalnych: a) Udział mieszkań według powierzchni użytkowej, b) Udział mieszkań według kubatury, c) Udział mieszkań według liczby osób zamieszkujących, opracowanie na podstawie [4]



Rys. 4. Zestawienie urządzeń do gotowania posiłków, opracowanie na podstawie [4]

Rodzaj urządzenia	Urządzenia w klasie A i wyższej	Wyposażenie gospodarstw domowych w urządzenia AGD i RTV	Urządzenia użytkowane w gospodarstwie domowym
		w %	średnia liczba sztuk
chłodziarko-zamrażarka	64	74,1	1,03
pralka automatyczna	62	86,6	1,01
pralko-suszarka	59	1,8	1,00
zmywarka do naczyń	79	13,8	1,00
piekarnik kucharki elektrycznej	56	17,5	1,01
odbiornik TV	92	99,1	1,35
komputer	-	62	1,04

Tab. 1. Charakterystyka urządzeń RTV i AGD, opracowanie na podstawie [4]

Polskie gospodarstwa domowe na tle 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, Rumunii i Słowacji) i była wyższa niż średnia unijna wynosząca 2,3 osób. Najmniejszą średnią liczbą osób w gospodarstwie domowym odnotowywano w Szwecji (1,9 osoby) i w Niemczech (2 osoby).

W tab. 2 zestawiono wybrane wskaźniki energetyczne 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 (rys. 2)

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	Wskaźnik efektywności energetycznej gospodarstw domowych	Emisje CO ₂ na mieszkanie	Emisje CO ₂ na mieszkanie (z korektą klimatyczną)
	TWh	TWh	kWh/mieszkanie	toe/mieszkanie	Rok 2000 = 100%	tCO ₂ /mieszk.	tCO ₂ /mieszk.
Czechy	14,58	2,57	3 547,31	1,23	77,89	1,68	1,70
Niemcy	137,00	8,77	3 583,30	1,31	79,79	2,44	2,51
Polska	28,5	2,27	2 147,17	1,00	75,97	2,44	2,47
Słowacja	4,73	0,43	2 718,11	1,04	97,04	1,76	1,84
Szwecja	43,47	14,18	9 738,11	1,15	76,80	0,17	0,18
Hiszpania	75,10	17,37	4 159,01	0,59	96,03	0,92	0,92
Irlandia	8,12	1,14	4 898,06	1,25	68,60	3,64	3,46
UE – 27 krajów	828,34	167,95	3 921,74	1,12	81,30	1,94	1,98

Tab. 2. Porównanie wskaźników energetycznych gospodarstw domowych w wybranych krajach UE w 2012 roku, opracowanie własne na podstawie [5, 6]

- porównywalna pod względem liczby mieszkańców Hiszpania zużywa rocznie 2,5 razy więcej energii w gospodarstwach domowych niż Polska
- w Polsce tylko 8% zużytej rocznie energii elektrycznej wykorzystuje się do ogrzewania, podczas gdy średnia UE wynosi 20,3%. W Europie 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 z klimatu uwarunkowanego położeniem geograficznym.
- wskaźnik zużycia energii elektrycznej na jedno mieszkanie w Polsce jest jednym z najniższych w Europie – jest prawie 2 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/mieszk.) i najniższe w Europie Środkowej. Ze względów na warunki klimatyczne kraje południa Europy charakteryzuje niższy wskaźnik zużycia energii elektrycznej do celów grzewczych i podgrzewania wody.

Przeprowadzona analiza pozwala stwierdzić, że gospodarstwa domowe w Polsce 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 liczba urządzeń elektrycznych, głównie o małych mocach (elektronika użytkowa, np. komputery).

Na szczycie Rady Europejskiej 8–9 marca 2007 roku 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 „3x20” do 2020 roku zakłada:

- zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych do 2020 roku co najmniej o 20% w porównaniu z emisją w 1990 roku
- 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-energetycznej w krajach członkowskich, m.in. poprzez publikowanie wskaźników nazywanych potocznie Europa 2020. 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 emisja 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 miksu energetycznego, który jest oparty głównie na paliwach kopalnych (węglu kamiennym i brunatnym).

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 1500 zł 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 elektrycznej (licząc od 2011 roku) skorzystało z zasady TPA (ang. *Third-party Access*), umożliwiającej zmianę dostawcy energii elektrycznej. Pomimo początkowych problemów (bariery techniczne oraz prawne, brak 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, 7, 8] 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 wyniesie ok. 10 TWh rocznie [7]. Aby potencjał ten był w pełni wykorzystany, konieczne jest wdrożenie wielu instrumentów skierowanych do sektora gospodarstw domowych. Narzędzia te można podzielić na informacyjne, edukacyjne, regulacyjne oraz finansowe, a 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 powinna być pomoc w świadomym i racjonalnym wyborze oraz 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 ze 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 wielu uregulowań prawnych ukierunkowanych na promocję efektywnego wykorzystania energii przez użytkowników końcowych, w tym też gospodarstwa domowe
- stworzenie kompleksowego systemu dofinansowania środkami publicznymi przedsięwzięć dotyczących potencjału efektywnego wykorzystania energii i zastosowania odnawialnych źródeł energii w budynkach wielo- i jednorodzinnych. Realne umożliwienie gospodarstwom domowym stania się prosumentem na rynku energii elektrycznej [9].

Kierunek, jaki Polska przyjęła, zainicjowany europejskim pakietem klimatyczno-energetycznym wraz z późniejszymi zmianami i dalszymi planami, wydaje się słuszny, zwłaszcza w stosunku do sektora gospodarstw domowych. Pozwala sektorowi na szybką modernizację i dogonienie wysokorozwiniętych krajów europejskich z pominięciem kilku pośrednich etapów. Realizacja tak przyjętej polityki energetyczno-klimatycznej musi być stale wspierana przez: wiele instrumentów informacyjno-edukacyjnych, precyzyjne regulacje prawne oraz odpowiedni system finansowania. Poprawa efektywności energetycznej w dziale gospodarstw domowych wpływa również pozytywnie na poprawę bezpieczeństwa energetycznego kraju oraz sprzyja budowie nowoczesnej gospodarki w Polsce.

BIBLIOGRAFIA

1. Bank danych lokalnych, GUS [online], http://stat.gov.pl/bdl/app/strona.html?p_name=indeks, dostęp: 2.02.2015.
2. Mielczarski W., Odnawialne źródła energii. Wag the Dog. '07, *Energy Newsletters* 2015, nr 8, Łódź.
3. Kott M., Indicators of energy intensity in industry, The European Energy Market: 11th International Conference, 28–30.05.2014, Kraków, Poland.
4. Zużycie energii w gospodarstwach domowych w 2012 roku, GUS, Warszawa 2014.
5. Eurostat, Baza danych [online], <http://ec.europa.eu/eurostat/data/database>, dostęp: 2.02.2015.
6. Baza danych Odyssee-Mure [online], www.odyssee-mure.eu, dostęp: 2.02.2015.
7. Liszka Sz., Pasierb S., Wojtulewicz J., Możliwości zwiększenia efektywności energetycznej Polski w ramach wdrożenia pakietu energetyczno-klimatycznego, raport, Fundacja na rzecz Efektywnego Wykorzystania Energii, Katowice 2009.
8. Krajowy Plan Działań dotyczący efektywności energetycznej dla Polski 2014, wersja 1.9, Ministerstwo Gospodarki, Warszawa 2014.
9. Popczyk J., Prosumenctwo – innowacja przełomowa, *Energetyka ciepła i zawodowa* 2014, nr 2.

Marek Kott

dr inż.

Politechnika Wroclawska

e-mail: marek.kott@pwr.edu.pl

Absolwent Politechniki Wroclawskiej Wydziału Elektrycznego na kierunku elektrotechnika (2005). Stopień doktora uzyskał w 2010 roku. Obecnie asystent na Wydziale Elektrycznym Politechniki Wroclawskiej w Katedrze Energoelektryki. Autor kilkunastu publikacji naukowych z zakresu modelowania i prognozowania zużycia energii elektrycznej w sektorach gospodarki narodowej. Przedmiotem jego zainteresowań są m.in. metody badania energochłonności w krajowym przemyśle oraz zagadnienia z zakresu racjonalizacji użytkowania paliw i energii z uwzględnieniem odnawialnych źródeł energii.

Efficiency of Electricity Utilisation in Households in the Context of European Energy Policy

Keywords

energy efficiency, households, comparative analysis

Abstract

Efficient use of electricity in every sector of a national economy is becoming increasingly significant. Energy efficiency concerns climate and energy policy, but it is also a significant factor influencing manufacturing costs for enterprises (and thus their profits), as well as socioeconomic development. Irrational energy consumption leads to excessive consumption of primary energy sources, problems attributable to environment pollution, and limited competitiveness of national companies in global markets. For an individual consumer, energy efficiency is one of the key methods of reducing the share of electricity costs in the household budget.

In recent years, the European Commission has made a lot of effort aimed at reducing electricity consumption in households, by promoting energy-saving lighting, subsidising renewable microgeneration systems, enforcing labelling appliances for their energy consumption and liberalisation of the electricity market, among other things.

This paper presents the results of a comparative study on electricity consumption in Polish households in reference to selected European Union member states, in the context of European energy policy.

Sposoby poprawy niezawodności zasilania wybranych ważnych odbiorców komunalnych na terenie gmin

Autorzy

Bogdan Mól

Paweł Sowa

Joachim Bargiel

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

generacja rozproszona, minicentrum energetyczne, odnawialne źródła energii

Streszczenie

W artykule dokonano przeglądu najważniejszych sposobów poprawy niezawodności zasilania odbiorców, tj.: zwiększenia liczby kierunków zasilania, zastosowania układów automatyki sieciowej i systemowej oraz instalowania źródeł generacji rozproszonej. Następnie przeanalizowano hierarchię ważności gminnych odbiorów komunalnych ze względu na ciągłość zasilania w energię elektryczną i ciepłą. Szczegółowo przedstawiono koncepcję tzw. minicentrow energetycznych, zawierających ważne odbiory oraz źródła generacji rozproszonej dla zasilania tych odbiorów, usytuowanych w sieci średniego i niskiego napięcia. Podano również praktyczne przykłady rozwiązań w obszarze generacji rozproszonej, zastosowanych w jednej ze śląskich gmin. Ocenę niezawodności wybranych obiektów przeprowadzono metodą NIEZ opracowaną w Instytucie Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej w Gliwicach.

1. Wprowadzenie

Na poziomie lokalnej energetyki, wdrażanej w obszarze samorządowym, gminy zostały zobligowane – poprzez założenia polityki energetycznej państwa – do przygotowania do 2030 roku miejscowych planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną, paliwa gazowe. Jest to zagadnienie, które ściśle wiąże się z planami inwestycyjnymi w obszarze energetyki rozproszonej. W związku z tym rośnie na szczeblu samorządowym świadomość konieczności podjęcia zadań inwestycyjnych w generację rozproszoną (GR) i podjęcia dyskusji nad kierunkami technicznego rozwiązania tego problemu oraz otoczeniem formalno-prawnym, związanym z przygotowaniem i realizacją zamierzeń biznesowych.

Jednocześnie już rozpoczęte lub zrealizowane zadania inwestycyjne gmin wywołują dyskusję nad przyszłymi zadaniami i problemami natury technicznej i prawnej, z którymi gminy będą musiały sobie poradzić, wykorzystując doświadczenia innych podmiotów samorządowych w tym zakresie.

Samorządy lokalne różnego szczebla są podmiotami szczególnie zainteresowanymi rozwojem generacji rozproszonej (GR) i OZE na ich terenie. Planowane inwestycje, znajdujące oparcie przede wszystkim w programach unijnych i polityce energetycznej kraju, są szansą na wielopłaszczyznowy rozwój gmin, miast w Polsce. Jest to impuls, który nadaje tempo dalszemu rozwojowi tego obszaru energetyki.

Gminy, wraz z rosnącą świadomością swojego potencjału energetycznego, będą zmuszone do coraz aktywniejszego udziału

w tworzeniu rozwiązań „prosumenckich, odpowiednich dla ich otoczenia społecznego, ekonomicznego i technicznego. Gminy stają się coraz częściej podmiotami, które tworzą struktury wytwórcze na swoim obszarze, zmieniając swój charakter z konsumenta również na wytwórcę i poprawiając jednocześnie wskaźniki niezawodności zasilania najważniejszych obiektów infrastruktury gminnej. To są nowe zagadnienia, które stają przed środowiskiem samorządowym w Polsce. Takim przykładem jest jedna ze śląskich gmin.

2. Rozwiązania poprawiające niezawodność zasilania odbiorców stosowane przez gminę Gierattowice

Gmina jako jednostka samorządu terytorialnego jest zobligowana do zapewnienia ciągłości i niezawodności funkcjonowania swoich obiektów, które są uważane za znaczące w zakresie pomocy mieszkańcom gminy podczas sytuacji kryzysowych, np. kryzysów związanych z działaniami wojennymi, klęskami żywiołowymi.

Infrastruktura krytyczna wymaga inwestycji poprawiających niezawodność zasilania obiektów (odbiorów gminnych) uznanych jako ważne w tym zakresie. Dlatego gminy przede wszystkim definiują, jakie obiekty na ich terenie mogą spełniać zadania zaopatrzenia mieszkańców w okresie długo- i krótkoterminowym po wystąpieniu sytuacji kryzysowej. Następnym krokiem jest określenie hierarchii ważności poszczególnych obiektów w grupie obiektów infrastruktury krytycznej.

W gminie Gierałtowiec określono następujące ważne obiekty:

1. kompleks szkolny w Chudowie
2. ośrodek zdrowia wraz ze remizą strażacką w Chudowie
3. Urząd Gminy w Gierałtowiec
4. zespół szkolno-przedszkolny w Gierałtowiec
5. ośrodek zdrowia w Gierałtowiec
6. Zespół Szkolno-Przedszkolny w Paniówkach
7. Basen „Wodnik Paniówki”
8. oczyszczalnia ścieków w Przyszowicach
9. Zespół Pałacowo-Parkowy w Przyszowicach.

Po takiej analizie można przystąpić do określenia potrzebnych inwestycji poprawiających niezawodność zasilania wyznaczonych obiektów.

Poprawa niezawodności będzie polegać na wzmocnieniu zasilania ważnych obiektów komunalnych (urzędy gmin, centrale zarządzania kryzysowego, ośrodki zdrowia i szpitale, szkoły z salami gimnastycznymi, kuchniami i stołówkami, obiekty sportowe, budynki straży pożarnych, kryte pływalnie itp.). Wzmocnienie zasilania nastąpi poprzez budowę przeważnie gazowych agregatów kogeneracyjnych w tych budynkach lub w ich pobliżu, umożliwiających zarówno zasilanie podstawowe, jak i awaryjne. Powstają w kraju koncepcje i konkretne realizacje takich przedsięwzięć, tzw. minicentra energetyczne gmin. W skład takich centrów wchodzi agregaty i obiekty ważne z różnych względów, których utrzymanie w działaniu jest konieczne, również w sytuacji *blackoutu*. Pracują one wtedy autonomicznie, tworząc tzw. miniwyspy energetyczne.

2.1. Przykłady inwestycji energetycznych

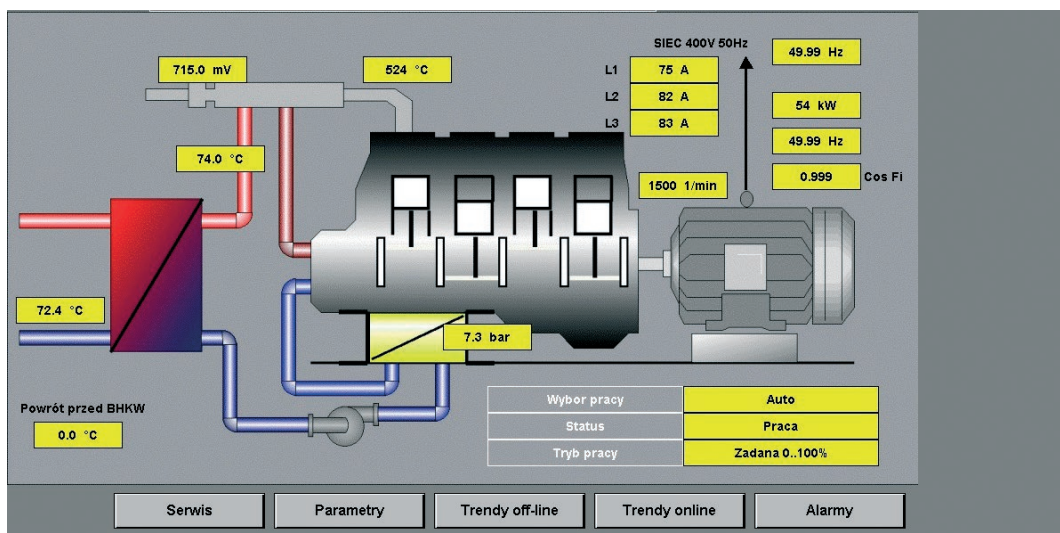
W miejscowości Paniówka (należącej do gminy Gierałtowiec) została wybudowana na potrzeby szkół i mieszkańców kryta pływalnia Wodnik. Basen jest zasilany w energię elektryczną z sieci elektroenergetycznej firmy TAURON Dystrybucja SA i nie posiada rezerwowego źródła zasilania. Zasilanie pływalni w energię ciepłą odbywa się z kotłowni gazowej w Zespole



Fot. 1. Widok kotłowni i agregatu kogeneracyjnego 55 kW w minicentrum w Paniówkach

Szkolno-Przedszkolnym przez sieć ciepłowniczą. Dodatkowo ciepło do przygotowania ciepłej wody użytkowej jest dostarczane z 18 kolektorów słonecznych Viessmana zainstalowanych na dachu pływalni.

W Zespole Szkolno-Przedszkolnym w Paniówkach, wykorzystując trzy kotły kondensacyjne Viessmann, wykonano kotłownię gazową o mocy 1380 kW. Ciepło jest dostarczane podziemną siecią preizolowaną do węzła ciepłego zlokalizowanego



Rys. 1. Przykładowe parametry pracy agregatu w minicentrum Paniówki



Fot. 2. Widok na Zespół Szkolno-Przedszkolny usytuowany w minicentrum Paniówki



Fot. 3. Widok na wnętrze Basenu „Wodnik Paniówki” usytuowanego w minicentrum Paniówki

w piwnicach budynku pływalni. Zastosowany schemat technologiczny kotłowni umożliwi przyjęcie dodatkowego ciepła odpadowego z agregatu kogeneracyjnego. Wielkość całorocznych potrzeb cieplnych i elektrycznych pływalni umożliwi pracę agregatu bez zbędnych postojów. Do budynku kotłowni, w którym zainstalowano agregat, doprowadzono gaz ziemny oraz przewidziano możliwość doprowadzenia biogazu. Zespół Szkolno-Przedszkolny w Paniówkach jest zasilany podziemną linią kablową ze zmodernizowanej stacji transformatorowej Paniówki-Szkoła przy ul. Gliwickiej, gdzie wymieniono transformator na jednostkę o mocy 250 kVA.

2.2. Niezawodność pracy układu zasilania minicentrum w Paniówkach w latach 2013–2014

Gmina Gierałtowiec prowadzi własną statystykę wyłączeń obejmujących obiekty, których jest właścicielem. Dla minicentrum

Paniówki przeprowadzono analizę statystyczną i niezawodnościową w latach 2013–2014, której wyniki przedstawiono poniżej. Wskaźniki niezawodnościowe dla minicentrum Paniówki w latach 2013–2014

2013 rok

SAIDI – 725 [min/rok*odb]

SAIFI – 9 [liczba zdarzeń/rok*odb]

CAIDI – 80 [min/zdarzenie]

2014 rok

SAIDI – 409 [min/rok*odb]

SAIFI – 5 [liczba zdarzeń/rok*odb]

CAIDI – 82 [min/zdarzenie]

Przedstawione wskaźniki niezawodnościowe są charakterystyczne dla sieci leżących na obszarach wiejskich i mieszczą się w wartościach średnich wskaźników obliczanych dla sieci SN i nN

w kraju. Poniżej przedstawiono średnie wskaźniki niezawodnościowe dla sieci SN i nN na przeważającym obszarze kraju.

SAIDI – 329 [min/rok*odb]

SAIFI – 3,5 [liczba zdarzeń/rok*odb]

CAIDI – 90 [min/zdarzenie]

W 2014 roku stwierdzono zmniejszenie wartości wskaźników SAIDI oraz SAIFI. W przypadku wskaźnika CAIDI można zauważyć utrzymanie się wartości na tym samym poziomie jak w poprzednim roku.

3. Wyzwania i nowe zadania stawiane przed gminą Gierałtowiec w zakresie energetyki rozproszonej

Według projektów gminnych zakłada się powstanie Gminnego Centrum Energetycznego (składającego się z czterech minicentrow), które skupi obiekty wytwarzające energię elektryczną (w tym w skojarzeniu) oraz obiekty wytwarzające i użytkujące ciepło, a także zapewniające utrzymanie i odbudowę tzw. infrastruktury krytycznej i pracę w tzw. sieci wydzielonej – wyspowej.

- W Paniówkach jest to agregat gazowy 55 kW oraz docelowo agregat wiatrowy 70 kW
- W Przyszowicach jest to agregat biogazowy przy oczyszczalni ścieków o mocy 265 kW oraz docelowo agregat wiatrowy w rejonie rzeki Kłodnicy o mocy 1,5 MW
- W Gierałtowicach będzie to agregat biogazowni rolniczej o mocy 600 kW
- W Chudowie będzie to agregat zasilany metanem kopalnianym o mocy 1,5 MW.

4. Charakterystyka programu NIEZ wersja 2 – przykładowe wyniki obliczeń

Program NIEZ jest aplikacją przeznaczoną do wykonywania obliczeń związanych z niezawodnością elementów systemu elektroenergetycznego dla różnych poziomów napięcia, głównie 400 kV, 220 kV i 110 kV.

W pierwotnej wersji wszystkie dane wprowadzane były z klawiatury i zapisywane w odpowiednich kolumnach w specjalnie przygotowanych tablicach. W tablicach zapisywano wartości parametrów związanych z ustawieniami obliczeń, danymi elementu oraz topologią sieci połączeń elementów tworzących system elektroenergetyczny. Każdemu elementowi systemu elektroenergetycznego odpowiadał jeden wiersz w tablicach danych i topologii.

Po wprowadzeniu danych program umożliwiał zapis danych do pliku i następnie wykonanie obliczeń. W efekcie działania programu użytkownik uzyskiwał wartości współczynników niezawodności elementów – częstości zakłóceń elementu D oraz wskaźnika zawodności Q .

Pierwotna wersja programu NIEZ umożliwiała przeprowadzenie obliczeń dla systemu składającego się z kilkudziesięciu elementów. Niestety, obok wielu zalet program posiadał również kilka wad wśród, których należy wymienić:

- konieczność określenia liczby elementów, z których system będzie się składał w momencie uruchamiania programu, co

powodowało komplikacje, zwłaszcza przy próbie modyfikacji elementów

- konieczność wprowadzenia wszystkich elementów za jednym razem bez możliwości zapisu częściowych danych
- konieczność zapamiętania przez użytkownika kilkudziesięciu kodów elementu i jego parametrów
- brak weryfikacji poprawności wprowadzanych danych
- przestarzałe środowisko.

W związku z powyższym zdecydowano się na unowocześnienie programu NIEZ. Druga wersja oprogramowania została stworzona w programie Delphi® firmy Borland i pracuje w środowisku Windows.

W porównaniu ze starą wersją większy nacisk położono na weryfikowanie danych wprowadzanych przez użytkownika oraz udogodnienie pracy z programem poprzez wykorzystanie właściwości oferowanych przez system Windows. Sama idea działania programu pozostała taka sama, tzn. program nadal działa na podstawie danych przechowywanych w tablicach. Jednakże dostęp do danych został ułatwiony i może odbywać się z wykorzystaniem myszki lub klawiatury. Użytkownik nie musi już pamiętać kodu identyfikującego element w programie NIEZ, gdyż wprowadzono listy wyboru, z których osoba obsługująca program może wybrać niezbędny element. Ponadto wybór elementu pociąga za sobą automatyczne uzupełnienie parametrów tego elementu o standardowe wartości.

Jeżeli użytkownik zdecyduje się na zmianę wartości parametrów elementu, program automatycznie udostępnia tylko parametry właściwe dla danego typu elementu, np.: różne parametry charakteryzują linię dwutorową i transformator. Przy wprowadzaniu wartości z klawiatury program NIEZ sprawdza poprawność danych i w przypadku wykrycia nieprawidłowości zgłasza użytkownikowi odpowiedni komunikat błędu, np.: wpisanie wartości ujemnych w parametrach elementu, brak zdefiniowania połączeń dla elementu występującego w systemie lub próba utworzenia niedozwolonego połączenia pomiędzy dwoma elementami systemu.

Ponadto udostępniono możliwość zapisu danych w dowolnym momencie na dysk oraz modyfikacji wartości parametrów elementu w dowolnym momencie.

W trakcie prac nad drugą wersją, w części dotyczącej obliczeń wskaźników, stworzono od początku algorytmy przeszukiwania sieci i wyznaczania wskaźników. Ponadto udostępniono użytkownikowi możliwość wskazania elementów systemu, dla których należy przeprowadzić obliczenia, co w niektórych zastosowaniach pozwoliło na znaczne skrócenie czasu oczekiwania na wyniki.

Dodatkową zmianą wdrożoną w wersji drugiej było stworzenie statystyki obliczeń umożliwiającej użytkownikowi zapoznanie się z cząstkowymi wynikami dla poszczególnych elementów systemu elektroenergetycznego.

Metoda zastosowana w programie NIEZ pozwala na uzyskanie wyników dla obliczeń niezawodnościowych, zbliżonych do wyników uzyskiwanych na podstawie rzeczywistych danych statystycznych. Dla minicentrum Paniówki porównanie wskaźników niezawodnościowych obliczonych z wykorzystaniem

programu NIEZ i na podstawie rzeczywistych danych statystycznych przedstawia się następująco:

Wyniki programu NIEZ (dla węzła z generacją rozproszoną):

SAIDI – 8,4 [min/rok*odb]

SAIFI – 4 [liczba zdarzeń/rok*odb]

CAIDI – 120 [min/zdarzenie].

Wyniki na podstawie rzeczywistych danych statystycznych dla minicentrum Paniówki:

SAIDI – 6,8 [min/rok*odb]

SAIFI – 5 [liczba zdarzeń/rok*odb]

CAIDI – 80 [min/zdarzenie].

Przedstawione wyniki wskazują, że wyniki uzyskane z zastosowania metody obliczeniowej programu NIEZ są zbliżone do wyników uzyskanych na podstawie rzeczywistych danych statystycznych dla minicentrum Paniówki.

Obecnie prowadzone są prace związane z rozszerzeniem możliwości oferowanych przez program NIEZ. Mają one na celu:

1. Większe usprawnienie wprowadzania danych poprzez stworzenie wersji graficznej – dzięki czemu użytkownik będzie mógł definiować system elektroenergetyczny przez stworzenie jego schematu. Rozwiązanie to w znacznym stopniu uprości obsługę programu
2. Podział programu na dwa podprogramy umożliwiające wykonywanie obliczeń osobno dla sieci elektroenergetycznych WN i NN oraz sieci elektroenergetycznych SN
3. Umożliwienie w podprogramie dotyczącym sieci WN i NN dokonania analizy niezawodności działania systemu elektroenergetycznego na wypadek wystąpienia przeciążeń na liniach przesyłowych
4. Udostępnienie opcji analizy „rozpływu mocy” w sieciach elektroenergetycznych WN i NN.

5. Podsumowanie

Przedstawione wyniki badań statystycznych prowadzonych przez gminę Gierałtowiec potwierdzają możliwości programu NIEZ obliczania wskaźników niezawodności zasilania odbiorców przyłączonych do sieci SN. Potwierdzają one również możliwości poprawy wskaźników zasilania ważnych obiektów gminnych poprzez inwestycje w zakresie źródeł generacji rozproszonej, opartych na odnawialnych źródłach energii. Zainstalowanie źródeł generacji rozproszonej w obiektach gminnych przełożyło się bezpośrednio na skrócenie czasu przerwy w zasilaniu w roku, w odniesieniu do liczba odbiorców, oraz zmniejszenie liczby zdarzeń związanych z brakiem zasilania ważnych odbiorców na terenie gminy.

W związku z tym gmina Gierałtowiec planuje dalszy rozwój lokalnych źródeł generacji rozproszonej różnego typu, z wykorzystaniem dostępnego w gminie potencjału energetycznego, opartego na biomasie rolniczej i leśnej, energii słonecznej i wiatrowej. Docelowym poziomem mocy zainstalowanej, zapewniającym bezpieczną pracę ważnych obiektów gminnych, jest poziom

ok. 4 MW. Do takiego poziomu mocy zainstalowanej gmina Gierałtowiec chce dojść na przestrzeni najbliższych 4–5 lat.

Rozbudowa gminnego potencjału wytwórczego spotyka się z problemem zapewnienia odpowiedniej obsługi technicznej i organizacyjnej ze strony gminy. W tym aspekcie gmina napotyka na największe utrudnienia, będzie musiała zmierzyć się z takimi problemami w czasie wdrożenia kolejnych inwestycji w zakresie generacji rozproszonej.

Jednocześnie gmina poszukuje możliwości nawiązania współpracy z operatorem sieci dystrybucyjnej (OSD) w zakresie świadczenia usług regulacyjnych, opartych na zgrupowanych źródłach generacji rozproszonej (minicentra energetyczne). Jest to zadanie związane z odpowiedzią na pytanie o możliwość świadczenia takich usług i zapewnienie odpowiedniej komunikacji pomiędzy służbami ruchowymi OSD i służbami techniczno-ruchowymi po stronie gminy. Tak przedstawiony problem może stanowić podstawę do dyskusji nad możliwością włączenia gminnych minicentrow energetycznych do krajowej sieci elektroenergetycznej.

Zadania te i problemy, nowe dla środowiska gminnego, wymagają dogłębnej analizy ze strony samorządów lokalnych w Polsce.

BIBLIOGRAFIA

1. Ministerstwo Gospodarki, Polityka energetyczna Polski do 2030 roku.
2. Bargiel J. i in., Bezpieczeństwo zasilania gmin wiejskich a bezpieczeństwo Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, *Energetyka* 2012, zeszyt tematyczny nr XXIII, s. 23–28.
3. Bargiel J. i in., Ocena i sposoby poprawy niezawodności zasilania gmin z sieci średnich napięć, Konferencja Sieci, Wrocław 2012.
4. Urząd Regulacji Energetyki [online], <http://www.ure.gov.pl/>.
5. Bargiel J. i in., Bezpieczeństwo zasilania gmin wiejskich a bezpieczeństwo Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, Konferencja „Blackout”, Poznań 2012.
6. Bargiel J., Mól B., Sierociński T., Sowa P., Ocena możliwości współpracy jednostek samorządu terytorialnego (JST) z operatorami sieci dystrybucyjnej (OSD) w zakresie poprawy niezawodności zasilania ważnych odbiorców komunalnych na terenie gmin, traktowanych jako prosumenci, Konferencja „Rynek Energii Elektrycznej”, Kazimierz Dolny 2014.
7. Bargiel J., Sowa P., Mól B., Rola generacji rozproszonej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym na przykładzie gminy Gierałtowiec, materiały konferencyjne APE '13, Jurata 2013.

Bogdan Mól

mgr inż.

TAURON Polska Energia SA

e-mail: Bogdan.Mol@tauron-pe.pl

Związany zawodowo z elektroenergetyką zawodową. Pracuje w TAURON Polska Energia SA. Jego główne zainteresowania naukowe to praca systemu dystrybucyjnego, ciągłość zasilania odbiorców oraz rozwój lokalnej energetyki w zakresie jednostek samorządu terytorialnego w Polsce.

Paweł Sowa

prof. dr hab. inż.

Politechnika Śląska

e-mail: Pawel.Sowa@polsl.pl

Absolwent Politechniki Śląskiej w Gliwicach. Dziekan Wydziału Elektrycznego, dyrektor Instytutu Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej. Specjalista w dziedzinie elektroenergetyki, modelowania układu elektroenergetycznego, elektromagnetycznych zjawisk przejściowych. Autor ponad 200 publikacji naukowych.

Joachim Bargiel

dr inż.

Politechnika Śląska | wójt gminy Gierałtowiec

e-mail: wojt@gieraltowice.pl

Absolwent Politechniki Śląskiej w Gliwicach. Adiunkt w Instytucie Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej, wójt gminy Gierałtowiec, propagator e-gminy i rozproszonych źródeł energii. Autor wielu referatów i artykułów z dziedziny niezawodności układów elektroenergetycznych.

Ways of Improving the Reliability of Supply of Selected Important Municipal Customers in Municipalities

Keywords

distributed generation, energy mini centre, renewable energy sources

Abstract

This paper reviews the most important ways to improve the reliability of supply of consumers, i.e. the increase in the number of directions of supply, use of grid and system automatic controls, and installation of distributed generation sources. The order of priority of municipal loads in terms of electricity and heat supply continuity is then analysed. The concept of so-called energy mini centres containing important loads and distributed generation sources for the supply of these loads connected to medium and low voltage grids is presented in detail. Practical examples of the distributed generation solutions applied in a Silesian municipality are also given.

The reliability of selected objects was evaluated by the NIEZ method developed at the Institute of Power Engineering and Control Systems of the Silesian University of Technology in Gliwice.

Funkcjonowanie rynków energii elektrycznej i usług systemowych

• EFEKTYWNOŚĆ DYSTRYBUCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ Waldemar Szpyra, Rafał Tarko, Wiesław Nowak	199
• ODPOWIEDŹ POPYTU NA TARYFY WIELOSTREFOWE. WYNIKI TESTU KONSUMENCKIEGO Adam Olszewski, Mieczysław Wrocławski	206
• ROZLICZENIA ZA ENERGIĘ BIERNĄ W TARYFACH OPERATORÓW W POLSCE Artur Wilczyński, Paweł Bućko	213
• PROPOZYCJA ZMIAN W ROZLICZENIACH ZA ENERGIĘ BIERNĄ Artur Wilczyński, Paweł Bućko	220
• BILANSOWANIE NIEZRÓWNOWAŻONEJ PODAŻY ŹRÓDEŁ WYTWÓRCZYCH – DODATKOWE KOSZTY NA KONKURENCYJNYM RYNKU ENERGII Tomasz Rubanowicz, Zbigniew Prondziński	226
• WYKORZYSTANIE CHARAKTERYSTYK ENERGETYCZNYCH PROCESU DO PRZEWIDYWANIA WSKAŹNIKÓW ENERGETYCZNYCH NA BIEŻĄCO Izabela Sadowska	233

Oświadczamy, że treść referatów opublikowanych w materiałach z konferencji „Aktualne problemy w elektroenergetyce” APE '15 nie została zmieniona bez uzgodnienia z autorami, ani przez Komitet Organizacyjny Konferencji, ani przez redakcję czasopisma „Acta Energetica”.

Efektywność dystrybucji energii elektrycznej

Autorzy

Waldemar Szpyra
Rafał Tarko
Wiesław Nowak

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

elektroenergetyczne sieci rozdzielcze, rachunek kosztów, efektywność dystrybucji energii elektrycznej

Streszczenie

W artykule rozważono wybrane zagadnienia z zakresu rachunku kosztów oraz sposobów wykorzystywanych do oceny efektywności w elektroenergetyce. Przedstawiono wyniki analizy efektywności wymiany transformatorów dystrybucyjnych SN/nn oraz porównano jednostkowe koszty przesyłania energii, przy wykorzystaniu różnych typów linii średniego napięcia. Wyniki obliczeń potwierdzają opłacalność wymiany transformatorów wyprodukowanych przed 1975 rokiem. Wymiana transformatorów wyprodukowanych po 1975 roku – tylko w celu ograniczenia strat energii – nie znajduje uzasadnienia ekonomicznego. Jeśli chodzi o przesyłanie energii w terenowych sieciach rozdzielczych, to zasadne jest bardziej powszechne wykorzystywanie linii typu PAS. Kablowanie tych sieci przy obecnych zasadach naliczania bonifikat za przekroczenie dopuszczalnych czasów przerw w zasilaniu nie jest opłacalne, nawet na terenach szczególnie narażonych na występowanie katastrofalnego oblodzenia przewodów.

Wprowadzenie

Jednym z głównych celów polityki energetycznej Polski jest poprawa efektywności energetycznej [5]. W tym dokumencie 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 nowej 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. Rozporządzenie Komisji Unii Europejskiej nr 548/2014 z 21 maja 2014 roku [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. Obie grupy metod wymagają poniesienia określonych kosztów, z tą różnicą, że w wyniku działań bezinwestycyjnych nie powstają nowe środki trwałe i poniesione wydatki można zakwalifikować do kosztów eksploatacyjnych. Do najbardziej

popularnych obecnie inwestycyjnych metod ograniczania strat należą kompensacja mocy biernej biegu jałowego transformatorów SN/nn, wymiana starych transformatorów o dużych stratach na nowe, a także modernizacja istniejących oraz budowa nowych linii i stacji elektroenergetycznych. Zagadnienia efektywności kompensacji mocy biernej w sieciach rozdzielczych przedstawiono m.in. w [2, 7].

Realizacja podejmowanych działań wymaga poniesienia określonych (często bardzo dużych) nakładów inwestycyjnych, dlatego też każda decyzja o wydatkowaniu środków na realizację inwestycji w elektroenergetyce powinna być poprzedzona wnikliwą analizą techniczną i ekonomiczną.

Analiza techniczna obejmuje m.in. właściwy dobór urządzeń (obciążalność, szeroko pojęte bezpieczeństwo, wpływ na środowisko), a także ocenę wpływu inwestycji na poziom strat i jakość energii elektrycznej. Wykonanie takich analiz nie nastręcza 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, wykonywane są 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.

Rachunek kosztów w elektroenergetyce

Do oceny i porównania różnych wariantów rozwiązań technicznych w elektroenergetyce dosyć powszechnie wykorzystuje się rachunek kosztów rocznych [3, 3]. 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 K_r , 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):

$$r_{rr} = \frac{p(1+p)^{N_a}}{(1+p)^{N_a} - 1} \quad (3)$$

przy czym:

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 koszty 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 (wobec braku danych pomiarowych, w praktyce dla sieci

rozdzielczych często przyjmuje się wartość $\delta_s = 1$), k_E – jednostkowy koszt zakupu energii na pokrycie strat.

Do kosztów zawodności, w przypadku przedsiębiorstw sieciowych, zalicza się koszty napraw awaryjnych uszkodzonych elementów sieci, utracone opłaty przesyłowe oraz koszty bonifikat i upustów udzielanych odbiorcom, które są naliczane tylko w przypadku przekroczenia dopuszczalnych czasów przerw w zasilaniu. Przy porównywaniu wariantów, które nie różnią się pod względem awaryjności, koszty te są pomijane. W przypadku, gdy analiza obejmuje dłuższe okresy czasu, a ponoszone koszty oraz uzyskiwane efekty są różne w poszczególnych latach, wówczas sprowadza się je do porównywalności stosując rachunek dyskonta.

Efektywność

Słowo „efektywność” (łac. *effectivus* – skuteczny) stało się w ostatnich latach nieomal słowem kluczem w różnych wystąpieniach i 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). Wg ekonomistów efektywność jest to wynik podjętych 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:

$$z = \frac{Z}{N} = \frac{E - N}{N} \quad (7)$$

- sprawność jako stosunek efektów do poniesionych nakładów:

$$\eta = \frac{E}{N} \quad (8)$$

- jednostkowy koszt uzyskania efektu:

$$k_j = \frac{N}{E} \quad (9)$$

w których:

E – efekt (wynik) podjętych działań, N – nakłady poniesione na realizację działań.

W wyrażeniach 6–9 – zarówno nakłady, jak i efekty są zazwyczaj wyrażone w jednostkach monetarnych. W niektórych sytuacjach, gdy określenie efektów w jednostkach monetarnych jest niemożliwe, efekty można również wyrazić w jednostkach naturalnych, np.: gdy celem podjętych działań jest ograniczenie odchyłeń napięcia w sieci, wówczas efekty można wyrazić jako pierwiastek z sumy kwadratów odchyłeń napięcia w 10-minutowych interwałach czasu. 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, przy czym 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 dynamiczne polegają na określeniu: równoważnego kosztu rocznego, równoważnego kosztu jednostkowego, wartości zaktualizowanej netto, wewnętrznej stopy zwrotu (prostej i zmodyfikowanej) oraz wskaźnika rentowności.

Metody statyczne nie uwzględniają wpływu czasu na wartość pieniądza oraz zysków osiągniętych po okresie zwrotu nakładów inwestycyjnych. W metodach dynamicznych uwzględnia się koszty (lub koszty i przychody) w całym okresie realizacji i eksploatacji inwestycji, sprowadzając je, przy wykorzystaniu rachunku dyskonta, do wspólnego momentu w czasie (roku zerowego).

Do najczęściej wykorzystywanych elektroenergetyce metod porównywania wariantów rozwiązań 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:

$$K_{r_{ekw}} = \frac{\sum_{t=1}^N K_{r_t} (1+p)^{-t}}{\sum_{t=1}^N (1+p)^{-t}} \quad (10)$$

natomiast równoważne koszty jednostkowe z zależności:

$$k_{ekw} = \frac{\sum_{t=1}^N K_{r_t} (1+p)^{-t}}{\sum_{t=1}^N E_{r_t} (1+p)^{-t}} \quad (11)$$

w których:

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 (zyskowości) zainwestowanego kapitału. Do tego celu można 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:

$$NPVR = \frac{NPV}{\sum_{t=1}^N K_{I_t} (1+p)^{-t}} = \frac{\sum_{t=1}^N (CI_t - CO_t) (1+p)^{-t}}{\sum_{t=1}^N K_{I_t} (1+p)^{-t}} \quad (12)$$

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).

Wskaźnik $NPVR$ informuje, jaki zysk w całym analizowanym okresie przynosi każda zainwestowana jednostka monetarna.

Efektywność wymiany transformatorów

W ramach Programu Operacyjnego „Infrastruktura i środowisko 2007–2013”, działanie 9.2 „Efektywna dystrybucja energii”, operatorzy sieci dystrybucyjnych w Polsce dokonali wymiany blisko 2 tys. sztuk transformatorów SN/nn. Transformatory zostały zastąpione transformatorami klasy BoBk o takiej samej lub (w przypadku transformatorów nietypowych) porównywalnej mocy znamionowej. Wybrane parametry znamionowe trójfazowych transformatorów olejowych produkowanych przed i po 1975 roku, transformatorów klasy BoBk oraz transformatorów ze zmniejszonymi o 10% (w stosunku do klasy AoAk) stratami stanu jałowego zestawiono w tab. 1. W tabeli podano też średnie ceny transformatorów klasy BoBk. Transformatory klasy AoAk są o ok. 18% droższe od transformatorów klasy BoBk i o blisko 60% droższe od obecnie eksploatowanych w polskich sieciach transformatorów zbliżonych do klasy DoCk.

W celu oceny efektywności ekonomicznej wymiany transformatorów wykonano obliczenia jednostkowych kosztów transformacji dla różnych czasów trwania obciążenia szczytowego

S_n [kVA]	Rodzaj transformatora								
	Wyprodukowany przed 1975 rokiem		Wyprodukowany po 1975 roku		Ao-10%Ak		BoBk		
	P_0 [W]	P_k [W]	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	130	1 250	180	1 475	13 700
160	700	3 300	400	2 250	189	1 750	260	2 000	18 130
250	970	4 700	520	3 000	270	2 350	360	2 750	19 800
400	1 390	6 000	750	4 250	387	3 250	520	3 850	25 450
630	1 950	9 450	970	6 100	540	4 600	680	5 600	35 600

Tab. 1. Znamionowe straty stanu jałowego i obciążeniowe wybranych transformatorów olejowych o górnym napięciu ≤ 24 kV

w zależności od stopnia obciążenia transformatora. 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 $k_{es} = 0,045$ (koszty eksploatacyjne stałe transformatorów istniejących obliczono na podstawie cen nowych transformatorów), koszt wymiany transformatora $K_{wym} = 4400$ zł/szt. Obliczenia wykonano dla transformatorów o mocach $S_n = \{100, 160, 250, 400\}$ kVA, i czasów wykorzystania mocy maksymalnej $T_s = \{2500, 3500, 4500\}$ h/a, przy współczynniku mocy $\cos\varphi = 0,93$. W odniesieniu do istniejących transformatorów założono, że są one zamortyzowane, dlatego w obliczeniach pominięto koszty kapitałowe tych transformatorów. Zależność jednostkowych kosztów transformacji w funkcji stopnia obciążenia transformatora dla czasu $T_s = 4500$ h/a pokazano na rys. 1.

Z wykresów pokazanych na rys. 1 wynika, że tylko w przypadku wymiany transformatorów wyprodukowanych przed 1975 rokiem nastąpi obniżenie jednostkowych kosztów transformacji, gdy stopień obciążenia transformatorów jest wysoki (powyżej 80%, a dla transformatora o mocy 400 kVA powyżej 40%). Wymiana transformatora wyprodukowanego po 1975 roku byłaby opłacalna tylko w przypadku transformatora o mocy 400 kVA, obciążonego co najmniej w 90%.

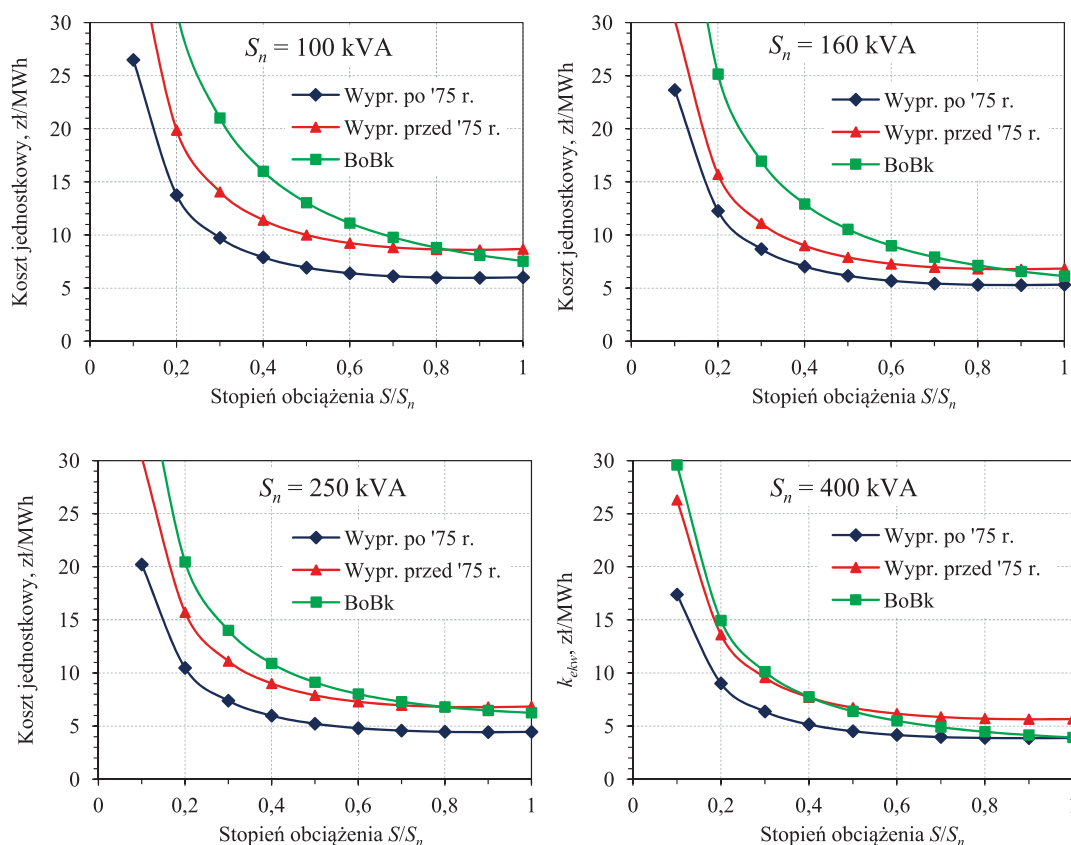
W przypadku transformatora o mocy 400 kVA wyprodukowanego przed 1975 rokiem wymiana byłaby również opłacalna dla czasu $T_s = 3500$ h/a przy obciążeniu powyżej 60%, a dla

$T_s = 2500$ h/a przy obciążeniu powyżej 80% mocy znamionowej. Transformator o mocy 160 kVA opłacałoby się wymienić przy czasie $T_s = 3500$ h/a i obciążeniu powyżej 90%. Należy tu dodać, że przeciętny stopień obciążenia transformatorów w sieciach dystrybucyjnych mieści się w przedziale 40–60%, a czasy wykorzystania mocy szczytowej w sieciach terenowych są znacznie niższe (2000–3500 h/a).

Uwzględnienie dotacji w wysokości 30% całkowitych kosztów wymiany powoduje, że wymiana transformatorów wyprodukowanych przed 1975 rokiem staje się opłacalna również przy krótszych czasach wykorzystania mocy maksymalnej i mniejszym stopniu obciążenia. W przypadku transformatorów wyprodukowanych po 1975 roku uwzględnienie 30% dotacji nie powoduje takiego obniżenia kosztów jednostkowych, by wymiana tych transformatorów stała się opłacalna.

Efektywność przesyłania energii w terenowych sieciach średniego napięcia

Terenowe sieci średniego napięcia są w większości zbudowane jako linie napowietrzne z przewodami AFL-6 o przekroju 70 mm² w magistralach oraz 35 mm² 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 (np. katastrofalne oblodzenie przewodów linii w okresie 8–28 stycznia 2010 roku na terenie niektórych miejscowości



Rys. 1. Jednostkowe koszty transformacji dla czasu wykorzystania mocy szczytowej $T_s = 4500$ h/a

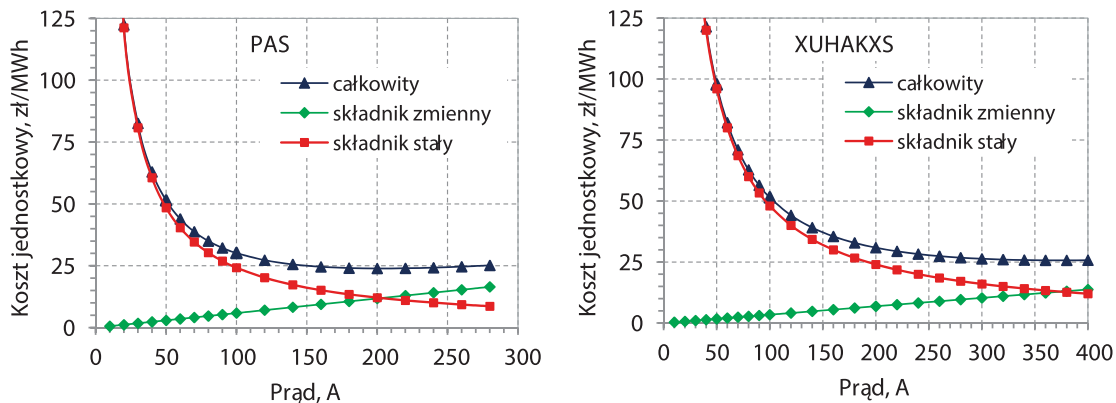
województw małopolskiego, śląskiego, łódzkiego i opolskiego), skutkujące długotrwałymi przerwami w dostawie energii elektrycznej do wielu odbiorców. Operatorzy sieci dystrybucyjnych ponoszą wówczas bardzo wysokie koszty, na które składają się koszty usuwania awarii, często w bardzo trudnych warunkach 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), zasilającej 37 stacji transformatorowych SN/nn na obszarze Jury Krakowsko-Częstochowskiej, wyniosły prawie 970 tys. zł, a koszty wynikające z niedostarczenia energii ponad 600 tys. zł. Podobne awarie na analizowanym obszarze miały miejsce w 1989, 1997 i 2002 roku. Wynika stąd, że średni cykl występowania takich awarii wynosi ok. 7 lat. Operatorzy sieci dystrybucyjnych poszukują więc rozwiązań, które zapobiegałyby takim awariom. Rozważane jest zastąpienie całych linii lub ich fragmentów liniami typu PAS lub kablowymi. O wyborze wariantu rozwiązania powinien decydować rachunek ekonomiczny.

W celu porównania rozwiązań najczęściej branych pod uwagę przy modernizacji linii na terenach narażonych na długotrwałe awarie wykonano obliczenia jednostkowych kosztów przesyłania w zależności od wartości prądu wpływającego do linii i różnych czasów wykorzystania mocy szczytowej $T_s = \{2\ 500,$

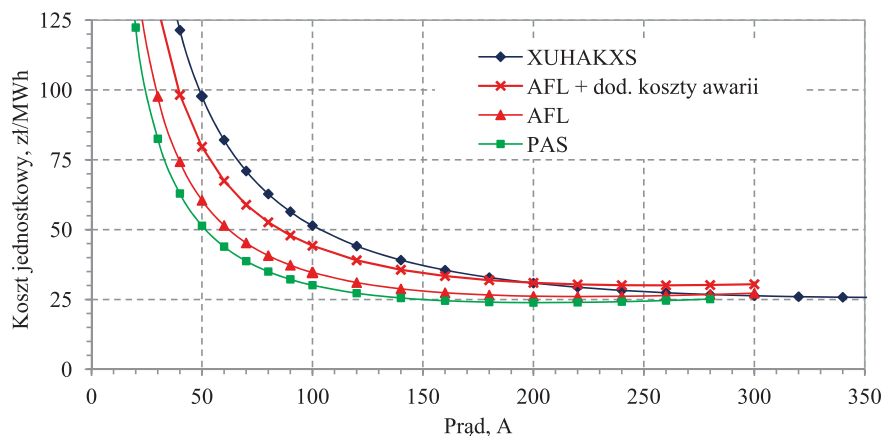
3500, 4 500} h/a, zakładając, że obciążenie jest rozłożone równomiernie wzdłuż linii. Obliczenia wykonano dla magistral wykonanych jako linia kablowa z żyłami aluminiowymi o przekroju 120 mm², linia napowietrzna typu PAS z przewodami AAsXSn o przekroju 70 mm² oraz linia napowietrzna z przewodami AFL-6 o przekroju 70 mm². Koszty budowy oraz koszty eksploatacyjne stałe przyjęto wg danych jednego z operatorów sieci dystrybucyjnych. W obliczeniach nakładów inwestycyjnych pominięto koszty związane z wykonaniem odgałęzień i odczepów do stacji transformatorowych w przypadku linii napowietrznych, a w przypadku linii kablowej koszty złączy kablowych. Założono 35-letni okres eksploatacji linii (koszty kapitałowe zostały rozłożone na taki okres). Jednostkowe koszty strat mocy i energii oraz stopę dyskontową przyjęto jak w przykładzie dotyczącym wymiany transformatorów.

Na rys. 2 pokazano zależność składników jednostkowych kosztów przesyłania energii obliczonych dla linii typu PAS oraz linii kablowej od wartości prądu wpływającego do linii, dla czasu wykorzystania mocy szczytowej $T_s = 3500$ h/a.

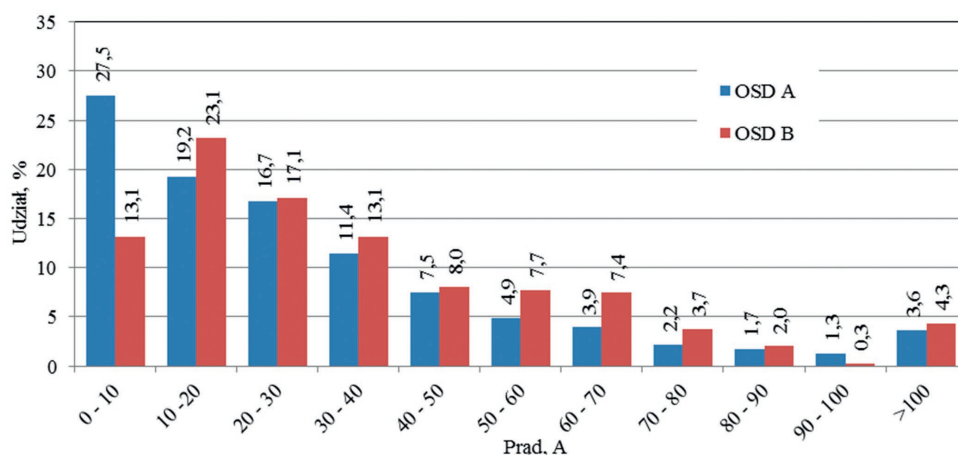
Minimum jednostkowych całkowitych kosztów przesyłania energii wypada w przypadku linii wykonanej jako linia typu PAS przy prądzie wpływającym do linii ok. 200 A, a dla linii kablowej



Rys. 2. Zależność składników kosztów jednostkowych linii typu PAS z przewodami AAsXSn o przekroju 70 mm² i linii kablowej XUHAKXS 3 x 1 x 120 mm² od prądu wpływającego do linii



Rys. 3. Porównanie jednostkowych kosztów przesyłania w funkcji prądu wpływającego do linii dla czasu wykorzystania mocy szczytowej $T_s = 3500$ h/a



Rys. 4. Histogram wartości prądów wpływających do obwodów sieci SN dwóch operatorów

przy prądzie ponad 400 A, czyli większym od obciążalności długotrwałej.

Na rys. 3 pokazano wykresy jednostkowych kosztów przesyłania energii w funkcji prądu wpływającego do magistrali, dla porównywanych typów linii oraz dodatkowo, dla magistrali przewodami AFL-6, koszty jednostkowe obliczono przy założeniu podwyższonych kosztów eksploatacyjnych stałych (uwzględniono okresowe występowanie katastrofalnych warunków atmosferycznych powodujące wzrost średnich rocznych kosztów eksploatacji o 85 tys. zł).

Z wykresów na rys. 3 wynika, że 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 200 A. Jednostkowe koszty przesyłania linią kablową byłyby niższe od kosztów przesyłania linią typu PAS dopiero przy obciążeniu ok. 300 A, czyli większym od obciążenia dopuszczalnego długotrwanie. Z obliczeń wynika, że linia typu PAS wypada korzystniej niż linia z przewodami AFL w całym zakresie obciążenia.

Należy zwrócić uwagę na fakt, że przy mniejszych wartościach prądu wpływającego do linii różnice jednostkowych kosztów są znaczące. Przy prądzie równym 100 A jednostkowe koszty przesyłania linią kablową są o ok. 70% wyższe od kosztów przesyłania linią typu PAS, a przy prądzie równym 50 A o ok. 90% wyższe.

Na rys. 4 pokazano histogram wartości prądów wpływających do obwodów średniego napięcia w stacjach zasilających te linie w szczycie obciążenia w sieciach należących do dwóch OSD. Dane dotyczą 639 obwodów sieci OSD A oraz 350 obwodów sieci OSD B. Z rys. 4 wynika, że w przypadku sieci OSD A ponad 80%, a w przypadku sieci OSD B blisko 75% wartości prądów wpływających do obwodów sieci średniego napięcia mieści się w przedziale 0–50 A. Należy jednak dodać, że mniejsze wartości prądów dotyczą głównie stosunkowo krótkich obwodów zasilających bezpośrednio odbiorców przemysłowych o niezbyt dużej mocy. W przypadku obwodów zasilających sieci terenowe wartości prądów mieszczą się w przedziale 50–100 A. Wynika stąd, że zastępowanie linii napowietrznych liniami kablowymi jest nieefektywne

z ekonomicznego punktu widzenia. Natomiast stosowanie linii typu PAS zamiast linii z przewodami AFL jest uzasadnione.

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 1975 roku 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.

BIBLIOGRAFIA

1. Adamczyk J., Efektywność przedsiębiorstw sprywatyzowanych, AE, Kraków 1995.
2. Kot A. i in., Efficiency improvement of reactive power compensation in power distribution networks, *Przeгляд Elektrotechniczny* 2013, r. 89, nr 6, s. 190–195.
3. Paska J., *Ekonomika w elektroenergetyce*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2007.
4. Straty energii elektrycznej w sieciach dystrybucyjnych, red. Kulczycki J., 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 21 maja 2014.
7. Szpyra W., Efektywność kompensacji mocy biernej stanu jałowego transformatorów SN/nn, *Przeгляд Elektrotechniczny* 2011, r. 87, nr 2, s. 144–146.

Waldemar Szpyra

dr inż.

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza

e-mail: wszpyra@agh.edu.pl

Dyplom inż. elektryka zdobył na Wydziale Elektrotechniki Górniczej i Hutniczej Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie (1975), a stopień doktora na Wydziale Elektrotechniki, Automatyki Informatyki i Elektroniki tej samej uczelni (1998). Obecnie adiunkt w Katedrze Elektrotechniki i Elektroenergetyki AGH. Zajmuje się modelowaniem, estymacją stanu pracy i optymalizacją sieci rozdzielczych, zastosowaniem metod sztucznej inteligencji w elektroenergetyce oraz gospodarką elektroenergetyczną i efektywnością przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej.

Wiesław Nowak

dr hab. inż., prof. n.

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza

e-mail: wieslaw.nowak@agh.edu.pl

Absolwent Akademii Górniczo-Hutniczej. Tytuł zawodowy mgr. inż. (1988), a następnie stopnie naukowe doktora (1995) oraz doktora habilitowanego (2006) w zakresie elektrotechniki uzyskał na Wydziale Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Elektroniki AGH. Od 1987 roku jest zatrudniony w Akademii Górniczo-Hutniczej, obecnie jako profesor nadzwyczajny AGH. Jego specjalnością naukową jest elektroenergetyka, a główne zainteresowania naukowe dotyczą analizy sieci elektroenergetycznych.

Rafał Tarko

dr inż.

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza

e-mail: rtarko@agh.edu.pl

Studia magisterskie na kierunku elektrotechnika, specjalność elektroenergetyka, ukończył na Wydziale Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Elektroniki AGH (2001). Stopień naukowy doktora uzyskał na tym samym wydziale w 2007 roku. Od 2001 roku pracuje w Katedrze Elektrotechniki i Elektroenergetyki AGH. Jego główne zainteresowania naukowe dotyczą analizy narażeń eksploatacyjnych i elektromagnetycznych stanów przejściowych w sieciach elektroenergetycznych.

Electricity Distribution Efficiency

Keywords

power distribution grids, cost accounting, electricity distribution efficiency

Abstract

This paper discusses the basic concepts of cost accounting in the power industry and selected ways of assessing the efficiency of electricity distribution. Results of efficiency analysis of MV/LV distribution transformers replacement are presented, and unit costs of energy transmission through various medium-voltage line types are compared. The calculation results confirm the viability of replacing transformers manufactured before 1975. Replacing transformers manufactured after 1975 – only to reduce energy losses – is not economically justified. Increasing use of PAS type line for energy transmission in local distribution networks is reasonable. Cabling these networks under the current calculation rules of discounts for excessive power outages is not viable, even in areas particularly exposed to catastrophic wire icing.

Odpowiedź popytu na taryfy wielostrefowe. Wyniki testu konsumenckiego

Autorzy

Adam Olszewski
Mieczysław Wrocławski

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

inteligentne sieci energetyczne, programy DSR/DSM, klient, AMI, Smart Metering, Smart Grid, ENERGA, efektywność energetyczna

Streszczenie

Systemy inteligentnego opomiarowania AMI (ang. *Advanced Metering Infrastructure*) to zaawansowane technicznie rozwiązania, obecnie wdrażane przez najbardziej innowacyjnych operatorów systemu dystrybucyjnego. ENERGA-OPERATOR SA przystąpiła do przygotowania wdrożenia inteligentnego opomiarowania w 2010 roku. Dotąd spółka zainstalowała na swoim obszarze ponad 400 tys. liczników i planuje instalację kolejnych 450 tys. jeszcze w 2015 roku.

Kalisz, który jest pierwszym w pełni objętym systemem AMI miastem w Polsce, został wybrany jako miejsce pogłębionych analiz działania systemu. W szczególności został tam przeprowadzony test konsumencki, mający dać odpowiedź na pytanie o siłę odpowiedzi popytu na taryfy wielostrefowe oraz redukcję mocy.

Podsumowanie rocznego testu pozwala stwierdzić, że odpowiedź popytu na taryfy wielostrefowe – czyli chwilowe, procentowe, maksymalne zmniejszenie zużycia energii w strefie czasowej o podwyższonej taryfie o min. 80% – mieści się w przedziale 5–15%. W przypadku redukcji mocy (chwilowego, maksymalnego zmniejszenia zużycia energii w strefie czasowej, kiedy moc dostępna dla danego gospodarstwa domowego jest ograniczona do 1 kW) – odpowiedź popytu mieści się w przedziale 10–30%. Dodatkowym efektem płynącym ze zróżnicowania taryf i posiadania inteligentnego licznika jest zmniejszenie zużycia energii elektrycznej od 1 do 4% w ciągu dni roboczych (czyli jest to efekt bądź ograniczenia zużycia, bądź przesunięcia zużycia na weekendy). W czasie trwania testu odbiorcy energii byli poddawani zarówno bodźcom cenowym, jak i edukacyjnym. Ze względu na fakt, że trudne jest oddzielenie efektów płynących osobno z edukacji i konstrukcji taryf, spółka planuje kontynuować prace badawcze związane z weryfikacją skuteczności poszczególnych narzędzi aktywizacyjnych w redukcji zużycia energii elektrycznej przez gospodarstwa domowe.

Uwarunkowania systemowe i założenia badawcze

Krajowy System Elektroenergetyczny (KSE) mierzy się obecnie z wyzwaniem, jakim jest występowanie wysokiego obciążenia w godzinach szczytu. Jak poinformowało PSE Operator SA, w dniu 30 lipca 2014 roku wystąpiło rekordowe zapotrzebowanie na moc elektryczną w szczycie rannym okresu letniego. Wyniosło ono 21 811 MW. Wpływ na to miały przede wszystkim bardzo wysokie temperatury.

Jedną z możliwości sterowania zapotrzebowaniem na energię elektryczną i zapobiegania występowaniu szczytów obciążenia są zróżnicowane cenowo taryfy. Gospodarstwa domowe są wrażliwe na ceny, co jest zgodne z prawem popytu. Wzrost taryfy w danej strefie czasowej wywołuje spadek zużycia energii bądź też przesunięcie zużycia do takiej strefy czasowej, w której taryfy

są niższe. Siła tego zjawiska nie jest jednak rozpoznana w Polsce, ponieważ w sektorze gospodarstw domowych dominuje taryfa G11, która charakteryzuje się płaską stawką przez całą dobę.

Wdrażany przez ENERGA-OPERATOR SA system AMI pozwala na stosowanie odmiennych stawek taryfowych w różnych strefach czasowych oraz zmienianie stref czasowych i stawek w sposób zdalny. Jest to więc bardzo dobre narzędzie do weryfikacji skuteczności odpowiedzi popytu rozumianej jako maksymalne, chwilowe, procentowe zmniejszenie zużycia energii w grupie badawczej w porównaniu z grupą kontrolną w wyniku bodźca w postaci podwyższonej taryfy, bądź redukcji mocy w wydzielonej strefie czasowej.

Test konsumencki był wspólnym przedsięwzięciem spółek ENERGA-OPERATOR SA i ENERGA-OBRÓT SA. W czasie testów szukano odpowiedzi na pytania badawcze sformułowane przez

obu sponsorów. Niniejszy artykuł jest podsumowaniem części badawczej zdefiniowanej przez ENERGA-OPERATOR SA. W tym zakresie test miał udzielić odpowiedzi na następujące pytania badawcze:

- Jaka jest siła odpowiedzi popytu na taryfy wielostrefowe?
- Jaka jest siła odpowiedzi popytu na program redukcji mocy?
- Ile procent spadło zużycie energii w wyniku zastosowania taryf wielostrefowych?

Po wykonaniu prac przygotowawczych oraz rekrutacji uczestników test w Kaliszu został przeprowadzony w okresie od czerwca 2013 roku do maja 2014 roku. W teście wzięło udział ponad 1000

kaliskich gospodarstw domowych, które przez 12 miesięcy korzystały z jednego z trzech rodzajów taryf wielostrefowych lub w trakcie trzech wybranych dni brały udział w programie redukcji mocy.

Uczestnicy badania taryf wielostrefowych otrzymywali szczegółowe informacje o badanych planach taryfowych, korzyściach płynących z uczestnictwa w programie (np. refundacja kosztów równa oszczędnościom pieniężnym pomiędzy rachunkiem skalulowanym wg taryfy standardowej a naliczonej wg taryfy wielostrefowej, możliwość otrzymania od 50 do 150 zł za zmniejszenie zużycia energii). Dodatkowo raz na kwartał uczestnicy odpowiadali na pytania zadawane przez ankietera. Ważnym aspektem badania był fakt, że nie można było na nim stracić – osoba, która poniosłaby wyższe koszty w taryfie wielostrefowej, w rzeczywistości płaciła wg taryfy G11.

Taryfy wielostrefowe

Badani respondenci zostali podzieleni na trzy podgrupy. Każdej z podgrup zaproponowano inną taryfę strefową o zróżnicowanych poziomach cen i różnych przedziałach czasowych, dopasowanych do okresów szczytowego zapotrzebowania na energię w okresach letnim i zimowym.

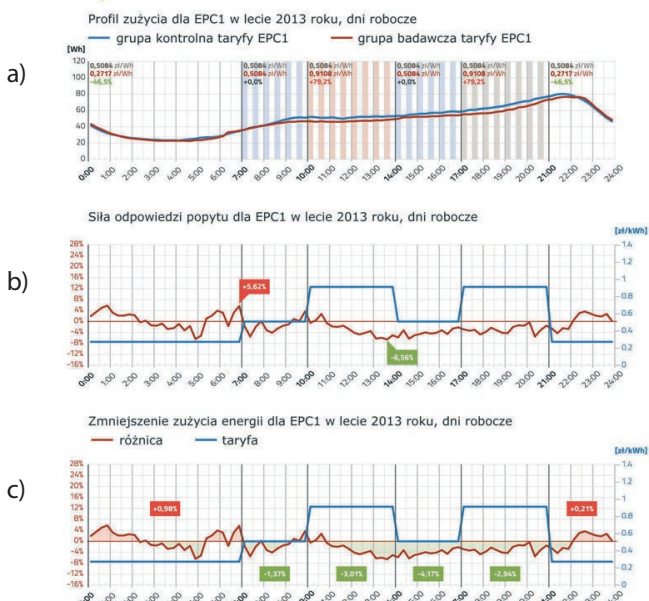
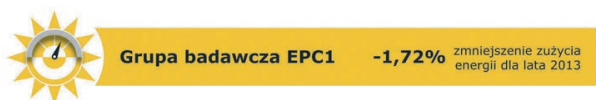
- EPC₁ (eksperymentalny program cenowy) – ten sam profil przez cały rok, charakteryzujący się dwiema strefami o cenie podwyższonej o blisko 80% w godzinach szczytu popołudniowego oraz wieczornego
- EPC₂ – charakteryzujący się tym, że w lecie strefa z ceną wyższą o ponad 120% obejmuje szczyt popołudniowy, a w zimie szczyt wieczorny

Harmonogram TKK dla EPC	
2013	08.04 - 21.06 REKRUTACJA
	CYKL I 01.06 - 31.08 CZERWIEC LIPIEC SIERPIEŃ Badanie monitorujące (anulowane) Badanie po cyklu pierwszym wraz z konkursem 16 - 27.09
	CYKL II 01.09 - 30.11 WRZESIEŃ PAŹDZIERNIK LISTOPAD Badanie monitorujące (anulowane)
	CYKL III 01.12 - 28.02 GRUDZIEŃ STYCZEŃ LUTY Badanie monitorujące 07 17.01 Badanie po cyklu trzecim wraz z konkursem 03 - 14.03
2014	CYKL IV 01.03 - 31.05 MARZEC KWIECIEŃ MAJ Badanie monitorujące 07 - 18.04 Badanie po cyklu czwartym wraz z konkursem 02 - 13.06

Rys. 1. Harmonogram realizacji testu konsumenckiego



Rys. 2. Konstrukcja taryf EPC₁ (lewa), EPC₂ (środkowa) i EPC₃ (prawa)



Rys. 3. Wyniki badania grupy EPC₁ w lecie 2013 (dni robocze), zmniejszenie zużycia energii: -1,72%, a) Profil zużycia, b) Siła odpowiedzi popytu, c) Zmniejszenie zużycia energii

- EPC₃ – analogicznie do EPC₂, przy czym nastąpiło dodatkowe podwyższenie taryfy do blisko 180% w 2-godzinnych strefach czasowych największego obciążenia Krajowego Systemu Energetycznego.

Odpowiedź popytu dla taryf wielostrefowych

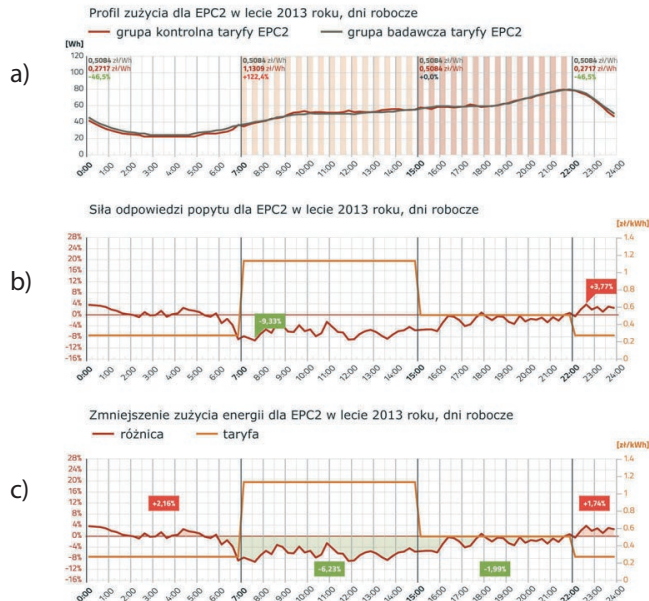
W niniejszym artykule zawarto wyniki badań w okresie letnim i zimowym, tzn. z pór roku, kiedy naturalne czynniki kształtujące zużycie energii elektrycznej w gospodarstwach domowych (długość dnia, bardzo wysoka lub bardzo niska temperatura powietrza) są najbardziej zróżnicowane. Wyniki zaobserwowane wiosną i jesienią mieszczą się w przedziałach pomiędzy nimi.

Taryfa EPC₁ w lecie

Z powyższego wykresu wynika, że zaobserwowana reakcja jest zgodna z prawem popytu. Przed godz. 7.00, czyli pod koniec strefy niskich cen, obserwowany jest wzrost zużycia. Natomiast w strefie podwyższonych cen odpowiedź popytu przekracza 5%. Zużycie zostało także zmniejszone pomiędzy strefami wysokich cen. Generalnie dla taryfy EPC₁ grupa badawcza zmniejszyła zużycie w dni robocze w lecie 2013 roku o 1,72%.

Taryfa EPC₂ w lecie

W przypadku taryfy EPC₂ reakcja gospodarstw domowych jest także zgodna z prawem popytu. W strefie podwyższonych cen odpowiedź popytu przekracza 9%. Widać także wzrost zużycia energii po godz. 22.00. Grupa badawcza EPC₂ w lecie 2014 roku zmniejszyła zużycie w dni robocze o 2,63%.



Rys. 4. Wyniki badania grupy EPC₂ w lecie 2013 (dni robocze), zmniejszenie zużycia energii: -2,63%, a) Profil zużycia, b) Siła odpowiedzi popytu, c) Zmniejszenie zużycia energii

Taryfa EPC₃ w lecie

Podobnie jak w przypadku taryfy EPC₂, widać wyraźną odpowiedź popytu przekraczającą 9% oraz wzrost zużycia energii po godz. 22.00. Całkowite zużycie energii przez tę grupę w lecie 2013 roku zostało ograniczone w dni robocze o 2,34%.

Taryfa EPC₁ w zimie

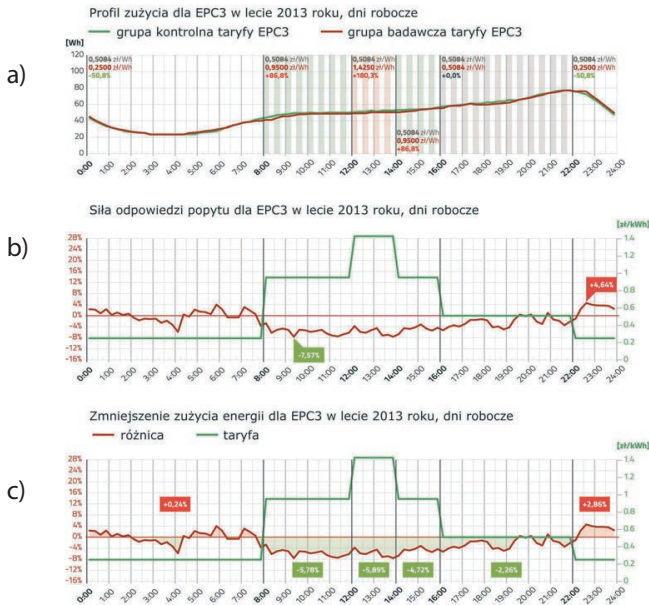
W miesiącach zimowych widać wyraźnie, że odpowiedź popytu dodatkowo wzrasta. W przypadku taryfy EPC₁ przekracza ona 11%. Gospodarstwa domowe zmniejszają także zużycie energii w dni robocze, w tym przypadku zmalało ono o 4,51%.

Taryfa EPC₂ w zimie

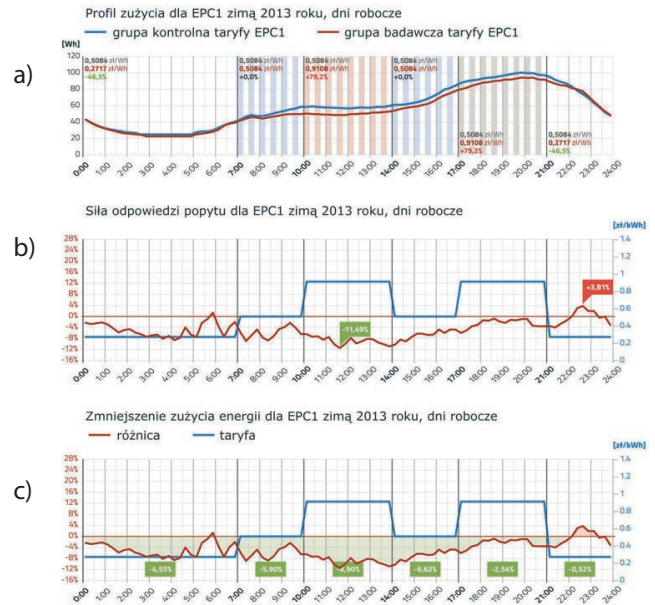
W tym przypadku odpowiedź popytu w strefie wysokich cen nie jest widoczna; natomiast widać ją wyraźnie w strefie niskich cen w nocy. Grupa badawcza EPC₂ w zimie 2013/14 zmniejszyła zużycie energii w dni robocze o 2,63%.

Taryfa EPC₃ w zimie

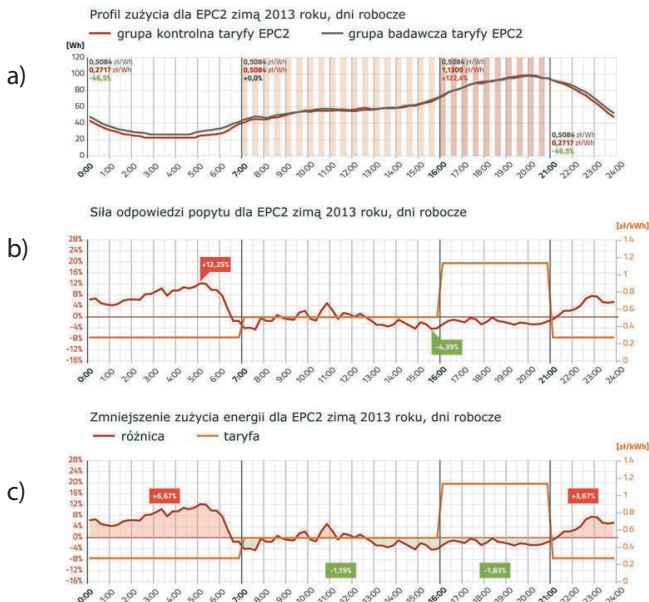
W miesiącach zimowych nie widać efektu bardzo wysokich cen w godz. 17.00–19.00. Zauważalna jest także inercja w odpowiedzi popytu w strefie czasowej 8.00–16.00, w której w lecie były wysokie ceny. Grupa ta w zimie 2013/2014 zmniejszyła zużycie energii w dni robocze o 3,39%.



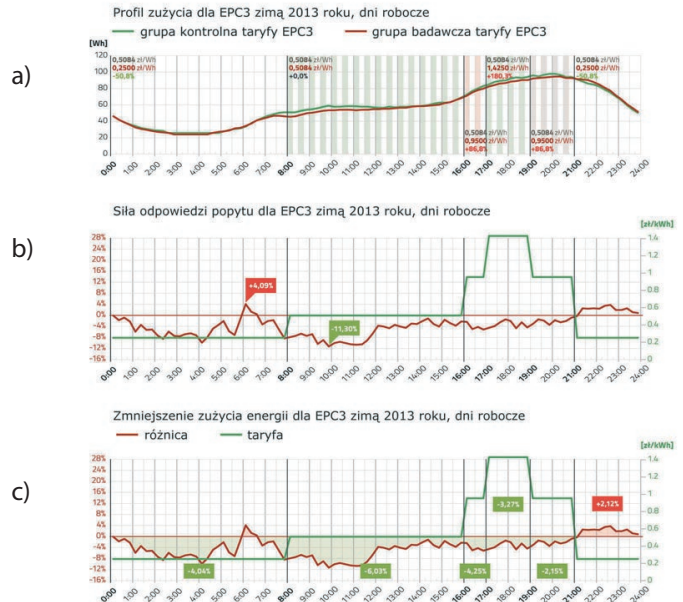
Rys. 5. Wyniki badania grupy EPC₃ w lecie 2013 (dni robocze), zmniejszenie zużycia energii: -2,34%, a) Profil zużycia, b) Siła odpowiedzi popytu, c) Zmniejszenie zużycia energii



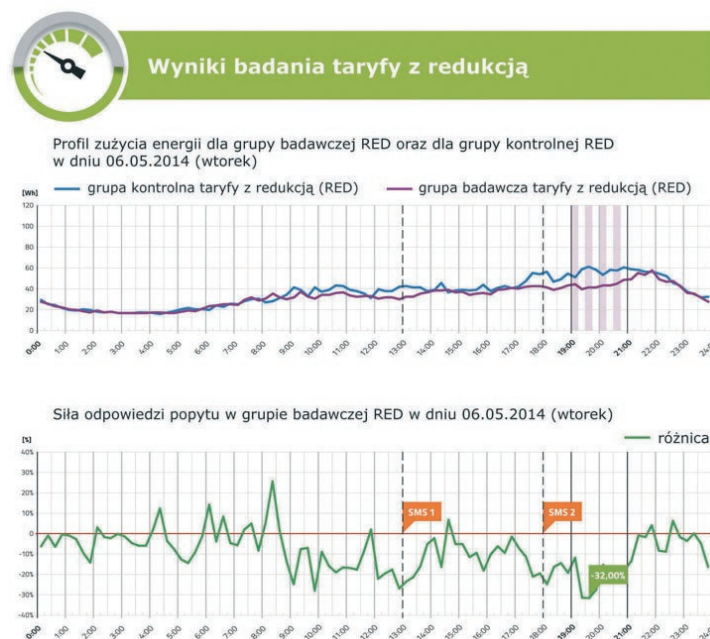
Rys. 6. Wyniki badania grupy EPC₁ w zimie 2013 (dni robocze), zmniejszenie zużycia energii: -4,51%, a) Profil zużycia, b) Siła odpowiedzi popytu, c) Zmniejszenie zużycia energii



Rys. 7. Wyniki badania grupy EPC₂ w zimie 2013 (dni robocze), zmniejszenie zużycia energii: -2,63%, a) Profil zużycia, b) Siła odpowiedzi popytu, c) Zmniejszenie zużycia energii



Rys. 8. Wyniki badania grupy EPC₃ w zimie 2013, zmniejszenie zużycia energii: -3,39%, a) Profil zużycia, b) Siła odpowiedzi popytu, c) Zmniejszenie zużycia energii



Rys. 9. Wyniki badania taryfy z redukcją, 6 maja 2014 roku, wtorek: a) Profil zużycia energii dla grupy badawczej RED oraz dla grupy kontrolnej RED, b) Siła odpowiedzi popytu w grupie badawczej RED

Odpowiedź popytu dla programu redukcji mocy

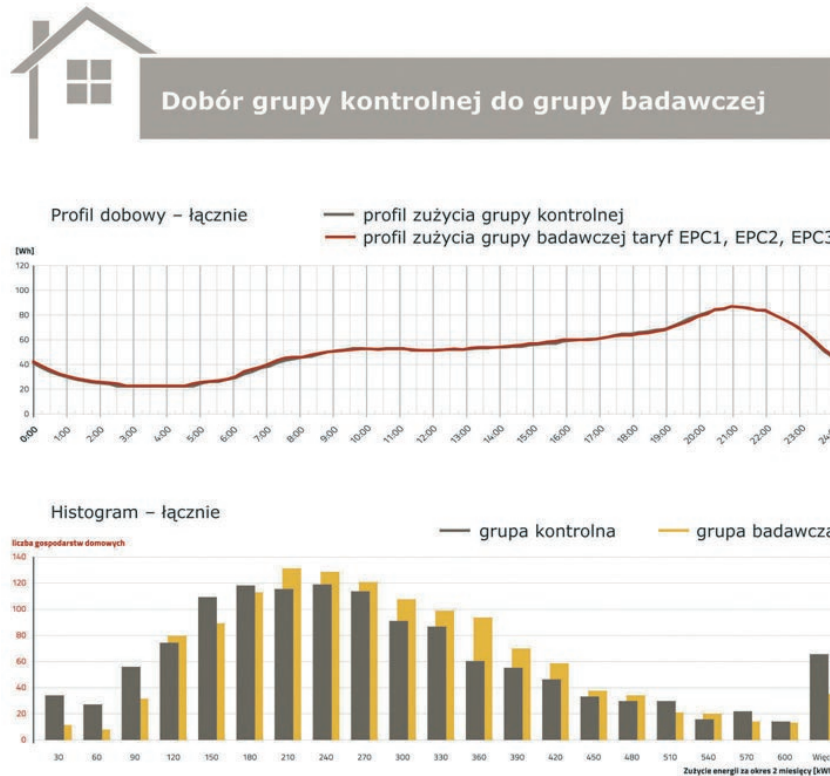
Na potrzeby programu redukcji mocy wyodrębniono osobną grupę badawczą. Jej uczestnicy wyrazili zgodę na ograniczenie dostępnej mocy w szczycie wieczornym przez dwie godziny do 1 kW, za co otrzymywali wynagrodzenie. Badani byli dwukrotnie powiadamiani SMS o planowanej redukcji danego dnia. Sama redukcja była realizowana za pomocą systemu AMI.

W tym przypadku zaobserwowano silną odpowiedź popytu, która w godz. 19.00–21.00 wynosiła od 10% do 32%. Odpowiedź popytu w programie redukcji mocy jest znacznie silniejsza niż w przypadku taryf wielostrefowych, ponieważ jest to zdarzenie jednorazowe, w krótkim przedziale czasu, inicjowane silnym i bezpośrednim bodźcem informacyjnym.

Wnioski płynące z badania

- Taryfy wielostrefowe są skuteczne – siła odpowiedzi popytu mieści się w przedziale 5–14%. Obserwuje się częściowe przesunięcie zużycia ze strefy dziennej do strefy nocnej.
- Zmiana w sposobie użytkowania energii jest trwała w okresie trwania testu. W pierwszej fazie badania (lato 2013 roku) gospodarstwa domowe uczyły się kształtu taryfy wielostrefowej, a następnie zachowują ten wzór odpowiedzi popytu na przestrzeni kolejnych pór roku.
- Jeżeli w kolejnych porach roku kształt taryfy się nie zmienia, to odpowiedź popytu się utrwała, a nawet pogłębia. Jeżeli kształt taryf się zmienia, to zmiana ta umyka uwadze gospodarstw domowych, które w dalszym ciągu odpowiadają na bodziec cenowy zapamiętany z pierwszego okresu testu. W kolejnych porach roku odpowiedź popytu słabnie.

- Taryfy wielostrefowe przyniosły ogólne zmniejszenie zużycia energii w dni robocze – nawet o 4,5%. Również w tym obszarze najlepsze wyniki odnotowali ci uczestnicy testu, którym zaofiarowano plan taryfowy EPC₁ (czyli najprostszy, najbardziej stabilny na przestrzeni poszczególnych pór roku). Typowa wielkość energooszczędności mieści się w przedziale 1–4%.
- Redukcja mocy przyniosła bardzo mocną odpowiedź popytu, mieszczącą się w przedziale 10–30% redukcji zużycia energii we wskazanym przedziale czasowym. Relatywnie większa skuteczność programu redukcji mocy od taryf wielostrefowych pokrywa się z wnioskami z przeglądu literatury w tym zakresie. Wynika to z tego, że program działa punktowo – gospodarstwa domowe dostają danego dnia precyzyjną informację, kiedy mają zmniejszyć zużycie. Upływa zaledwie kilka godzin od otrzymania informacji o planowanej redukcji mocy a nastąpienie zdarzenia. Samo zdarzenie jest krótkie w czasie (2h), co ułatwia przesunięcie części zużycia poza wskazany przedział czasowy o ograniczonej dostępności mocy.
- Gospodarstwa domowe były poddane bodźcom cenowym i edukacyjnym. Wzajemne oddziaływanie tych bodźców jest trudne do rozpoznania. Wyniki odpowiedzi popytu są zatem zakłócone bodźcem edukacyjnym, który miał postać regularnych badań ankietowych, wykonywanych osobiście lub telefonicznie.
- Wyników uzyskanych w grupie badawczej w teście konsumenckim w Kaliszu nie można ekstrapolować na całą populację gospodarstw domowych obsługiwanych przez ENERGA-OPERATOR SA, ponieważ tylko część gospodarstw domowych z terenu ENERGA-OPERATOR SA przyjęłaby ofertę przejścia na taryfy wielostrefowe.



Rys. 10. Dobór grupy kontrolnej do grupy badawczej: a) Profil dobowy, łącznie – NGK (kolor szary) i EPC₁, EPC₂, EPC₃ (kolor brązowy), b) Histogram, łącznie – NGK (kolor szary) i GB (kolor żółty)

- Odpowiedź popytu w skali całej populacji gospodarstw domowych może być oszacowana jako odpowiedź popytu w gronie grupy badawczej, pomnożona przez udział analogicznej grupy w całej populacji gospodarstw domowych. Udział ten jednak nie jest znany i nie może być oszacowany na bazie danych pozyskanych w teście.
 - Dodatkowo została zastosowana metoda *Difference-in-Differences*, która koryguje obliczenia z okresu badawczego o wyjściową różnicę w poziomie zużycia energii pomiędzy grupą badawczą oraz kontrolną.
 - Badanie wykonano na podstawie danych o zużyciu energii elektrycznej w interwałach 15-minutowych.
 - W celu ochrony danych osobowych numery PPE w danych pomiarowych zostały zamazane.
 - Dobór grupy kontrolnej do grupy badawczej został wykonany w sposób zapewniający maksymalne dopasowanie zarówno pod kątem rozkładu zużycia energii, jak i przypisanie do przedziału zużycia energii.
- Metoda badawcza**
- Badanie polegało na obliczeniu różnicy w zużyciu energii pomiędzy gospodarstwami domowymi w grupie badawczej a gospodarstwami domowymi w grupie kontrolnej w danym okresie w ciągu dni roboczych.
 - Grupa kontrolna została dobrana wg algorytmu *Propensity Score Matching* (dopasowanie na podstawie analizy predyspozycji), zaaplikowanym do 15-minutowych pomiarów zużycia energii elektrycznej w dniach roboczych w okresie 2 miesięcy poprzedzających badanie.

Badanie zostało zrealizowane i zinterpretowane przez zespół kierowany przez Departament Innowacji ENERGA-OPERATOR SA.

Adam Olszewski

dr inż.

ENERGA-OPERATOR SA

e-mail: adam.olszewski@energa.pl

Dyrektor Departamentu Innowacji odpowiada za realizację projektów badawczo-rozwojowych i innowacyjnych w ENERGA-OPERATOR SA.

Praca w ENERGA-OPERATOR SA stanowi kontynuację ścieżki zawodowej związanej z wdrażaniem od 2008 roku zaawansowanych systemów pomiarowych w PGE Dystrybucja SA, gdzie poza bieżącą działalnością operacyjną w Oddziale Łódź Miasto pracował przy przygotowaniu systemu AMI do wdrożenia wielkoskalowego. Wcześniej pracował na stanowisku asystenta, potem adiunkta na Wydziale Elektrycznym Politechniki Łódzkiej (1999–2008). Od 2008 roku jest przedstawicielem krajowych OSD w Eurelectric WG Smart Grids/Network of the Future. Od 2011 roku pełni również funkcję członka grup roboczych EDSO for Smart Grids.

Mieczysław Wrocławski

inż.

ENERGA-OPERATOR SA

e-mail: mieczyslaw.wroclawski@energa.pl

Zastępca dyrektora Departamentu Innowacji w ENERGA-OPERATOR SA

Absolwent Politechniki Gdańskiej, Politechniki Śląskiej, Politechniki Warszawskiej, studiów MBA. Ma na swoim koncie 45 lat doświadczenia w energetyce, piastował stanowiska kierownicze związane z prowadzeniem systemu dystrybucyjnego energii elektrycznej, kierował wieloma projektami innowacyjnymi i rozwojowymi, pracował w radach nadzorczych spółek energetycznych. Autor wielu publikacji z zakresu integracji źródeł energii odnawialnej, magazynów energii z systemem energetycznym oraz efektywności użytkowania energii.

The Demand Side Response to Multi-zone Tariffs. Consumer Test Results

Keywords

smart energy networks, DSR/DSM programs, client, AMI, Smart Metering, Smart Grid, Energa, energy efficiency

Abstract

Advanced Metering Infrastructure (AMI) is a technologically advanced solution currently implemented by the most innovative distribution system operators. ENERGA-OPERATOR SA set about preparing for smart metering implementation in 2010. So far the company has installed over 400,000 meters in its area, and plans to install a further 450,000 in 2015.

Kalisz, the first fully AMI-covered city in Poland, was chosen for an in-depth analysis of the system.

In particular, a consumer test was conducted there with the intention of answering the question about the strength of the demand side response to multi-zone tariffs and power reduction.

Conclusions from the year-long test show the demand side response to multi-zone tariffs – i.e. the maximum temporary percentage reduction of energy consumption in the time zone with the tariff raised by a min. of 80% – stays within the 5–15% range. In the case of power reduction (the maximum temporary reduction of energy consumption in the time zone when the power available to a household is limited to 1 kW) – the demand side response stays within the 10-30% range.

An additional effect of tariff diversification and smart metering is a reduction in electricity consumption by 1–4% on working days (i.e. this is the effect of either the consumption reduction or shifting it to weekends).

During the test energy consumers were subjected to both price incentives and education. Due to the fact that it is difficult to separate the effects of education and tariff structures, the company plans to continue the research related to verifying the effectiveness of individual activation tools in reducing electricity consumption by households.

Rozliczenia za energię bierną w taryfach operatorów w Polsce

Autorzy

Paweł Bućko
Artur Wilczyński

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

taryfy elektroenergetyczne, rozliczenia za energię bierną, moc bierna, rynek energii

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.

1. Wprowadzenie

Prawidłowa eksploatacja sieci zasilających wysokiego, średniego i niskiego napięcia wymaga m.in. spełnienia warunku, aby odbiorniki zasilane z tych sieci pracowały w warunkach przy zadanych poziomach współczynnika mocy $\cos\phi$. Od ilości pobieranej energii biernej zależy bowiem w znacznej mierze stopień przybliżenia eksploatacji systemu elektroenergetycznego do warunków optymalnych. Gospodarka energią bierną odgrywa więc ważną rolę w odniesieniu zarówno do aspektów technicznych pracy, jak również do ekonomicznej eksploatacji systemu elektroenergetycznego. Głównym narzędziem stymulującym poziom zużycia tej energii i jego zmiany w czasie powinien być skuteczny system taryfowy [14]. Podstawę gospodarki energią bierną powinno stanowić kryterium optymalnego rozmieszczenia źródeł mocy biernej w całym systemie elektroenergetycznym. Wiąże się to z ustalaniem określonego poziomu wartości współczynnika mocy, do którego utrzymania zobowiązani są odbiorcy energii elektrycznej. Współczynnik ten może się zmieniać w funkcji czasu oraz obszaru, dla którego jest wyznaczany.

Zadaniem systemu rozliczeń za moc bierną jest takie stymulowanie zachowań użytkowników energii elektrycznej, które prowadzą do minimalizacji negatywnych skutków przepływów mocy biernej, pojawiających się w systemie elektroenergetycznym, a co się z tym także wiąże, do poprawy efektywności energetycznej. Problem poprawy efektywności energetycznej wskazywany jest jako cel ustawy Prawo energetyczne [13]. Moc bierna, podobnie jak moc czynna, generowana jest w jednostkach wytwórczych, jednakże jej źródłem są również elementy systemu przesyłowego i rozdzielczego. Elementy układu przesyłowego i rozdzielczego są jednocześnie istotnymi odbiornikami mocy biernej, dlatego utrzymanie właściwych bilansów mocy biernej jest często problemem o znaczeniu lokalnym.

Nadmierny przepływ 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 rozprzemykami 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, stosowany w taryfach dla odbiorców finalnych [5, 14]. Skuteczność tej stymulacji zależy jednak od właściwej konstrukcji systemu rozliczeń za moc bierną. W pracy [6] 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. Efektem tego oddziaływania powinno być podejmowanie działań związanych z poprawą jakości dostarczanej energii elektrycznej (system kar za złą jakość powinien takie działania stymulować) i działań dotyczących poprawy efektywności pracy systemu elektroenergetycznego. 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

Od początku 2008 roku opłaty za działalność handlową i związaną z fizyczną dostawą energii elektrycznej są rozliczane za pomocą osobnych taryf, opracowywanych według wytycznych zawartych w [10, 11], przez przedsiębiorstwo sieciowe i przedsiębiorstwo obrotu. Ze względu na to, że przedsiębiorstwa sieciowe działają w warunkach naturalnego monopolu, taryfa za przesył i dystrybucję podlega zatwierdzeniu przez Urząd Regulacji Energetyki.

Według [10] 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 niebędących 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 Krajowego Systemu Elektroenergetycznego
- 3) odczytywanie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych i ich bieżąca kontrola.

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 dostarczania.

Składnik zmienny stawki sieciowej wyznacza się na podstawie planowanych kosztów uzasadnionych:

- 1) kosztów 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 nieuwzględnionej w składniku stałym, stosownie do art. 45 ust. 5 ustawy [13].

Oprócz tego w rozporządzeniu [9] podano warunek, że podmioty przyłączone do sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym powinny wprowadzać do tej sieci lub z niej pobierać moc bierną przy współczynniku $\text{tg}\phi$ mniejszym niż 0,4.

W zakresie przepływów mocy biernej, pomiędzy siecią przesyłową a 110 kV, mają zastosowanie wymagania zawarte w „Instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej” [7], które stanowią „W normalnym stanie pracy sieci (dla sieci funkcjonującej bez zakłóceń) średnie 15-minutowe wartości współczynnika $\text{tg}\phi$ 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”.

Gospodarka energią bierną w całym systemie elektroenergetycznym ma duży wpływ na jakość i efektywność dostaw energii elektrycznej do jej użytkowników. Czynniki stymulujące pożądaną – optymalną, z punktu widzenia efektywności funkcjonowania systemu elektroenergetycznego – zachowania użytkowników sieci elektroenergetycznych stanowią zapisy regulujące warunki przyłączenia podmiotów do sieci oraz funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, określone w rozporządzeniach ministra gospodarki [8, 9], a także zasady rozliczeń za energię bierną, określone w taryfach [10, 11, 13]. Jak można się zorientować 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.

Składnik zmienny opłaty sieciowej nie odzwierciedla tylko rzeczywistych kosztów strat energii czynnej w sieci, ponieważ zawiera w sobie także tzw. uzmiennione koszty stałe.

Zastosowany system rozliczeń nie odzwierciedla skutków ekonomicznych zmian warunków napięciowych w sieci. Bilans mocy biernej w systemie zależy w dużej mierze od aktualnego obciążenia elementów systemu i podlega znacznie większym dobowym wahaniom niż bilans mocy czynnej. Raz mamy do czynienia z nadwyżką mocy biernej (w dolinach obciążenia), innym razem z jej deficytem. Ma to istotny wpływ na sytuację napięciową w sieci elektroenergetycznej. Zapewnienie właściwych dla poprawnej pracy systemu warunków napięciowych i bilansów mocy biernej wymaga stosowania wielu środków technicznych przez operatorów systemu – przesyłowego lub dystrybucyjnego, które generują koszty po ich stronie, zaś możliwości występujące u odbiorców i innych podmiotów (np. niekonwencjonalnych źródeł energii) nie są wykorzystywane.

Sytuacja opisana powyżej może jeszcze ulec pogorszeniu wraz ze zwiększającym się poziomem udziału źródeł niekonwencjonalnych w systemie elektroenergetycznym, cechujących się niestabilną, niejednokrotnie nieprzewidywalną pracą (np. elektrownie wiatrowe, fotowoltaiczne).

W rozporządzeniach [7, 8, 9, 10] zamieszczono warunek takiego przepływu mocy biernej, aby spełnione było ograniczenie, przedstawione w postaci odpowiedniej wartości $tg\varphi$, najczęściej równej 0,4; w [7] podany jest przedział $\langle 0,0; 0,4 \rangle$. Jedynie w rozporządzeniu „taryfowym” stwierdzono, że w zależności od warunków panujących w sieci wartość $tg\varphi$ może być inna niż 0,4, ale podstawę do tej zmiany musi stanowić odpowiednia ekspertyza.

Wartość współczynnika $tg\varphi$ powinna być taka, aby spełnione były warunki optymalnej pracy systemu elektroenergetycznego. Wartość ta winna zatem wynikać z przeprowadzonych obliczeń i analiz dla całego systemu lub jego fragmentów. Poziomy $tg\varphi$, spełniające warunek optymalności pracy systemu elektroenergetycznego, mogą być różne dla różnych punktów systemu i najczęściej zmieniają się w czasie. Należy zatem rozważyć, czy to właśnie te wartości nie powinny stanowić podstawy w tworzeniu procedur rozliczeniowych pomiędzy różnymi podmiotami przyłączonymi do wspólnej sieci. Trzeba także wziąć pod uwagę fakt, że należy przyjmować w rozliczeniach takie wartości $tg\varphi$, które będą w pewnym stopniu niwelować występujące konflikty interesów podmiotów przyłączonych do sieci elektroenergetycznej. Z jednej strony bowiem operatorzy systemów dystrybucyjnych, dążąc do poprawy ekonomiki pracy swoich sieci, starają się minimalizować przepływy mocy biernej, zaś rola operatora systemu przesyłowego polega m.in. na takiej eksploatacji systemu elektroenergetycznego, aby zapewniona była efektywna i bezpieczna praca tego systemu jako całości.

Należy także 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 (operatorom systemów przesyłowego i systemów dystrybucyjnych) odpowiednich narzędzi do wpływania na inne podmioty korzystające ze wspólnej sieci elektroenergetycznej i nierespektujące 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. Problem ten mogłyby rozwiązać, jak się wydaje, odpowiednie zapisy w rozporządzeniu, w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznych, ruchu i eksploatacji tych sieci, czy też w rozporządzeniu w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz ewentualnie inne akty prawne. Akty te powinny zawierać obowiązek utrzymania odpowiedniego poziomu $tg\varphi$ (lub odpowiedniego przedziału zmian tego współczynnika). Niedotrzymanie tego warunku mogłoby skutkować skargą operatora systemu, skierowaną do prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Alternatywnym podejściem jest opracowanie odpowiedniej procedury rozliczeń

za energię bierną, dla przypadku odchylenia współczynnika $tg\varphi$ od wartości podanych w rozporządzeniu taryfowym.

Dzięki sformułowaniu odpowiednich zapisów we wspomnianych aktach prawnych, operatorzy mogliby silniej wpływać na producentów energii elektrycznej w sprawie poziomu wytwarzania energii biernej.

3. Obecnie stosowane zasady rozliczeń za energię bierną

Zasady rozliczeń za energię bierną reguluje rozporządzenie ministra gospodarki z 18 sierpnia 2011 roku w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną [10], a także wprowadzona późniejsza zmiana tego rozporządzenia [11] temu problemowi jest poświęcony § 45.1. Opłatę za energię bierną stosuje się za tzw. ponadumowny jej pobór, który rozumiany jest jako:

- pobór energii elektrycznej, przy współczynniku $tg\varphi$ wyższym od umownego współczynnika $tg\varphi_0$ (niedokompensowanie), lub
- pobór energii biernej indukcyjnej, przy braku poboru energii czynnej, lub
- pobór energii czynnej przy współczynniku pojemnościowym, tj. przy $tg\varphi < 0$ (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 $tg\varphi_0$, oblicza się według wzoru:

$$Q_b = k \cdot C_{rk} \cdot \left(\sqrt{\frac{1 + tg^2 \varphi}{1 + tg^2 \varphi_0}} - 1 \right) \cdot A \quad (1)$$

gdzie:

Q_b – opłata za nadwyżkę energii biernej w zł; C_{rk} – cena energii elektrycznej, o której mowa z art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b ustawy Prawo energetyczne [13], obowiązująca w dniu zatwierdzenia taryfy, wyrażona w zł/MWh lub zł/kWh; $tg\varphi_0$ – umowny współczynnik mocy, $tg\varphi$ – 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 $tg\varphi$ – gdy: $tg\varphi > tg\varphi_0$, zmierzona w strefach, w których jest prowadzona kontrola poboru tej energii lub całodobowo, w zależności od rodzaju zainstalowanego układu pomiarowego.

Wartość współczynnika mocy $tg\varphi_0$ 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: $tg\varphi_0 = 0,4$. W uzasadnionych przypadkach można stosować niższą jego wartość, na co wymagana jest indywidualna ekspertyza. W żadnym jednak przypadku wartość współczynnika mocy $tg\varphi_0$ nie może być niższa niż 0,2 [10]. Jeżeli wartość współczynnika $tg\varphi_0$ nie została określona w warunkach przyłączenia lub w umowie o świadczenie usług dystrybucji, do rozliczeń przyjmuje się wartość $tg\varphi_0 = 0,4$.

Według rozporządzenia [9] utrzymanie współczynnika $tg\varphi_0$ na poziomie 0,4 jest warunkiem utrzymania parametrów napięcia zasilającego w granicach określonych w tymże rozporządzeniu.

Wartość współczynnika mocy $tg\varphi$ jest rezultatem ilorazu energii biernej, pobranej całodobowo lub w strefach czasowych, w których dokonywana jest kontrola poboru energii biernej [w Mvarh lub kvarh] i energii czynnej, pobranej w tych samych okresach czasu [w MWh lub kWh], z zastrzeżeniem zawartym w § 45 pkt 7 rozporządzenia [10], 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 $tg\varphi_0$ przeprowadzanego na podstawie bezpośredniego pomiaru nadwyżki energii biernej. Opłatę oblicza się na podstawie zależności 1, w której wartość współczynnika $tg\varphi$ ustala się, zgodnie ze wzorem:

$$tg\varphi = \frac{\Delta E_b}{A} + tg\varphi_0 \quad (2)$$

gdzie:

ΔE_b – nadwyżka energii biernej, wykazana przez urządzenie pomiarowe w okresie rozliczeniowym [w Mvarh lub kvarh];
A – energia czynna pobrana całodobowo lub dla strefy czasowej, w której jest prowadzony pomiar poboru energii biernej [w MWh lub kWh].

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 [10]) i ustalonej w taryfie krotności „k” ceny energii elektrycznej [w zł/MWh lub zł/kWh], obowiązującej w dniu zatwierdzenia taryfy.

W § 45 pkt 9 rozporządzenie [10] 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” [10].

W § 45 pkt 10 rozporządzenia [10] zawarte jest również zalecenie, jak postępować, jeśli konfiguracja sieci i miejsca zainstalowania układów pomiarowo-rozliczeniowych nie odwzorowują rzeczywistych rozptyłów 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 z licznikami indukcyjnymi. Taki system cechuje się licznymi wadami [1, 2, 4, 5].

Kontrola poboru energii biernej polega na obserwacji współczynnika $tg\varphi$ u odbiorcy, współczynnik ten jest wyznaczany jako stosunek energii biernej do energii czynnej pobranej w okresie obrachunkowym. Nie prowadzi się więc kontroli wartości chwilowych tego współczynnika, a rozliczeniu podlegają jedynie wartości obliczeniowe, nie najlepiej odzwierciedlające zjawisko fizyczne, jakim jest pobór mocy biernej, zmieniający się, niekiedy bardzo istotnie, w czasie. Taki sposób rozliczeń jest uproszczeniem wynikającym z istniejących ograniczeń tradycyjnych urządzeń rozliczeniowo-pomiarowych, zaś skutkiem jego stosowania jest słabe stymulowanie racjonalnej gospodarki mocą bierną u użytkowników energii elektrycznej.

Odbiorca podlega opłatom karnym, jeżeli:

- oddaje moc bierną do sieci
- pobiera moc bierną z sieci w ilościach powodujących przekroczenie współczynnika mocy określonego w umowie z dostawcą.

Szczególnie w pierwszym z wymienionych wyżej przypadków kary dla odbiorcy są uciążliwe, mimo że nie zawsze znajduje to uzasadnienie ekonomiczne.

W przypadku nadmiernego poboru mocy biernej w pewnych okresach, ale przy niewielkich przekroczeniach nakazanego współczynnika $tg\varphi_0$, kary obciążające odbiorców nie są tak dotkliwe, aby uzasadniały konieczność poniesienia nakładów na układy kompensujące, a zatem nie stymulują racjonalnej gospodarki mocą bierną u odbiorców.

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 zasadzie stosowane układy pomiarowe i sposoby rozliczeń nie kontrolują chwilowej wartości współczynnika mocy, lecz bazują na pomiarze poboru energii czynnej i biernej w okresie

rozliczeniowym (miesięcznym). Ze względu na zmienność w czasie poboru mocy czynnej i biernej tak policzony współczynnik zwykle nie wykazuje nawet znacznych chwilowych przekroczeń przyjętego współczynnika $tg\varphi_0$.

W stosowanym obecnie systemie rozliczeń za moc bierną [10, 11] 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 napięć w sieci i kosztów związanych z przekroczeniem dopuszczalnych wartości napięć [5].

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, 3]. 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.

Wypadkowy współczynnik $tg\varphi$, występujący w zależności (1), obliczany jest jako wartość średnia dla miesięcznych okresów obrachunkowych, co praktycznie zaciemnia obraz dynamicznych zmian poboru mocy czynnej i biernej. Ma to niekorzystne skutki dla pracy systemu elektroenergetycznego, ponieważ tzw. odbiorniki niespokojne (np. dźwigi, spawarki i inne) swoim dynamicznym poborem mocy wywołują głębokie i szybkozmiennie zapady napięcia.

Badania przeprowadzone w warunkach rzeczywistych wykazały, że w przypadku niektórych odbiorców wyniki ponadnormatywnego poboru energii biernej uzyskane metodami: pośrednią i bezpośrednią (z zastosowaniem liczników do dynamicznego pomiaru mocy biernej), różniły się między sobą nawet o ponad 70% na niekorzyść dostawcy energii. 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 $tg\varphi < tg\varphi_0$. Takie rozwiązanie daje dwustronne korzyści – po stronie użytkownika systemu i jego operatora. Wydaje się, że nie występuje tutaj zagrożenie niepokrycia kosztów zmiennych, ponieważ zarówno stawki opłat, jak i poziom $tg\varphi$, można aktualizować w miarę zmieniającej się sytuacji w sieci elektroenergetycznej.

Dokonyując 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 progresywnie stawki po przekroczeniu $tg\varphi_n$, który zaczął obowiązywać od chwili wprowadzenia nowego cennika dla odbiorców finalnych w 1992 roku [2]. Sposób rozliczeń polegał na ustalaniu stawki – dopłaty za pobór energii biernej relatywnie (procentowo) do opłat za pobór energii czynnej [14]. 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.

Metoda wykorzystująca w rozliczeniach za energię bierną progresywnie rosnące opłaty, obowiązywała do 1999 roku. Oceniona ona była w zasadzie pozytywnie, stanowiła bowiem silne narzędzie stymulacji w zakresie gospodarki mocą bierną. Niestety, zrezygnowano z tego sposobu rozliczeń użytkowników energii elektrycznej za pobór energii biernej, a zakłady energetyczne opracowywały własne formuły rozliczeń.

Wraz z uwolnieniem w 2000 roku 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 [12]. Stwierdzono między innymi znaczne zawyżenie opłat za energię bierną w 2000 roku. W [12] podkreślono, że opłaty za ponadoptymalny pobór energii biernej nie zostały oparte na analizie 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.

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.

Obecnie stosowany system rozliczeń nie uwzględnia szkodliwych zjawisk powodowanych w następstwie stosowania urządzeń odbiorczych o charakterystykach nieliniowych. Niezależnie bowiem od nadmiernego przepływu energii biernej w systemie elektroenergetycznym, negatywny wpływ na jego pracę wywiera obecność wyższych harmonicznych w przebiegach napięcia i prądu. Zjawisko to nasila się wraz z dynamicznym rozwojem zastosowań urządzeń energoelektronicznych. Rosnący udział tych urządzeń w sieci elektroenergetycznej jest przyczyną wzrostu zakłóceń występujących w sieci, co oczywiście obciąża dostawców energii elektrycznej, pomimo że to nie oni je powodują.

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.

BIBLIOGRAFIA

1. Borecki J. i in, 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* 1993, nr 1, PSE SA Warszawa.
3. Borecki J., Olichwer T., Wilczyński A., Odbiorcy niespokojni – ich identyfikacja i rozliczanie za pobór energii biernej, Konferencja Naukowo-Techniczna nt. „Rynek energii elektrycznej: systemy rozliczeń i taryfy” Politechnika Lubelska, Kazimierz Dolny, 20–21 kwietnia 1995, [w:] materiały konferencyjne.
4. 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, E. Politechnika Wroclawska, Instytut Energoelektryki, Wrocław 2008.
5. 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, Gdańsk, grudzień 2007.
6. Malko J., Wilczyński A., Oszczędne, racjonalne czy efektywne użytkowanie energii elektrycznej, *Energetyka* 2007, nr 9.
7. 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 29 stycznia 2013.
8. Rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy z 20 grudnia 2004 roku w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznych, ruchu i eksploatacji tych sieci, Dz. U. nr 2 z 2005 roku, poz. 6.
9. Rozporządzenie ministra gospodarki z 4 maja 2007 roku w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, Dz. U. nr 93 z 2007 roku, poz. 623.
10. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 18 sierpnia 2011 roku w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną, Dz. U. nr 189 z 2011 roku, poz. 1126.
11. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 27 kwietnia 2012 roku zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną, Dz. U. z 2012 roku, poz. 535.
12. Szostek T., O potrzebie zmiany obecnie stosowanych zasad rozliczeń odbiorców finalnych za pobieraną energię bierną, *Energetyka* 1999, nr 10.
13. Ustawa z 10 kwietnia 1997 roku, Prawo energetyczne, Dz. U. nr 89 z 2006 roku, poz. 625, z późniejszymi zmianami.
14. Wilczyński A., Systemy taryfowe jako narzędzie ekonomicznego sterowania zapotrzebowaniem na moc i energię elektryczną, *Prace Naukowe Instytutu Elektroenergetyki Politechniki Wrocławskiej* 1990, nr 68, Monografie nr 25, Wrocław.

Paweł Bućko

dr hab. inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: pbucko@ely.pg.gda.pl

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

Artur Wilczyński

prof. dr hab. inż.

Politechnika Wrocławska

e-mail: Artur.Wilczynski@pwr.edu.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrycznym Politechniki Wrocławskiej (1971). Stopień doktora uzyskał w Instytucie Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej (1977), zaś dr. hab. nauk ekonomicznych został na Wydziale Zarządzania i Informatyki Akademii Ekonomicznej we Wrocławiu (1991). W latach 1998–1999 pełnił funkcję p.o. kierownika Zakładu Sieci i Systemów Elektroenergetycznych Instytutu Energoelektryki PWr, a od 2005 roku funkcję kierownika tego zakładu. Jednocześnie w latach 1993–2001 był zatrudniony na etacie profesora w Instytucie Automatyki Systemów Energetycznych we Wrocławiu, gdzie pełnił funkcję kierownika Pracowni Ekonomiki, Taryfikacji oraz Prognoz w Elektroenergetyce. W 2007 roku uzyskał tytuł profesora nauk technicznych. Od roku 2011 jest profesorem zwyczajnym Politechniki Wrocławskiej. Był współwykonawcą wielu projektów badawczych, w tym finansowanych przez KBN, pełniąc w nich najczęściej rolę kierownika projektu. Jest autorem lub współautorem 140 publikacji i ponad 80 raportów z prac badawczych.

Reactive Energy Billing in Operator Tariffs in Poland

Keywords

electricity tariffs, reactive energy billing, reactive power, energy market

Abstract

The paper describes the current method of reactive energy billing in the tariffs of distribution grid operators in Poland. The current solutions are subject to critical assessment. Issues related to the motivation effect of the current solutions on consumers are analysed. Problems that occur in relation with connecting distributed generators to the distribution grid and challenges related to prosumer billing are signalled.

Propozycja zmian w rozliczeniach za energię bierną

Autorzy

Artur Wilczyński
Paweł Bućko

[POWRÓT
DO SPISU TREŚCI](#)

Słowa kluczowe

taryfy elektroenergetyczne, rozliczenia za energię bierną, moc bierna, rynek energii

Streszczenie

W artykule opisano możliwe do wprowadzenia zmiany w zasadach rozliczeń za energię bierną w taryfach 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.

Wprowadzenie. Stymulowanie zachowań odbiorców

Kontrola poboru energii biernej jest realizowana w strefach czasowych, w których jest rozliczany odbiorca. Kontroluje się współczynnik mocy dla odbiorcy, który wyznacza się jako stosunek energii biernej do energii czynnej pobranej w okresie obrachunkowym. Nie prowadzi się więc na kontroli chwilowej wartości współczynnika mocy. Rozliczeniu podlegają jedynie wartości obliczeniowe, nie najlepiej odzwierciedlające cechy zjawiska fizycznego, jakim jest pobór mocy biernej. Utrudnia to racjonalną gospodarkę mocą bierną przez odbiorcę, ale jest uproszczeniem wynikającym z ograniczeń tradycyjnych urządzeń rozliczeniowo-pomiarowych.

Odbiorca podlega opłatom karnym, jeżeli oddaje energię bierną do sieci – pracuje przy współczynniku pojemnościowym. W takich przypadkach kary dla odbiorcy są uciążliwe, mimo że nie ma to często uzasadnienia ekonomicznego. Odbiorca, oddając energię bierną do sieci, najczęściej poprawia warunki napięciowe w pobliżu miejsca przyłączenia. Przypadki, gdy występują zagrożenia przekroczenia wartości dopuszczalnych napięć, są rzadkie. W obecnym sposobie rozliczeń z punktu widzenia odbiorcy istotne jest eliminowanie takich opłat ze względu na ich wysokość. Pojawienie się takich problemów jest możliwe w przypadku posiadania przez odbiorcę rozległych, mało obciążonych sieci kablowych (i celowe jest wtedy wyłączenie nieobciążonych linii kablowych w strefach małego obciążenia, albo stosowanie dławików kompensacyjnych) lub w przypadku źle zaprojektowanej kompensacji mocy biernej powodującej okresowe przekompensowania (należy poprawić skuteczność regulacji baterii kondensatorów).

W przypadku nadmiernego poboru mocy biernej (pracy przy współczynniku indukcyjnym) i niewielkich przekroczeń

nakazanego współczynnika mocy kary dla odbiorcy nie są tak uciążliwe. Rzadko wysokość kar uzasadnia konieczność poniesienia nakładów na nowe układy kompensujące – nie wspomaga to racjonalnej gospodarki mocą bierną przez odbiorców. Z metod kompensowania mocy biernej najbardziej rozpowszechnione jest stosowanie baterii kondensatorów. Sposób ten ma wiele zalet:

- łatwość dostosowania mocy baterii do aktualnego zapotrzebowania
- dużą elastyczność, jeżeli chodzi o miejsce instalowania
- małe straty mocy czynnej
- łatwość montażu
- niskie koszty eksploatacyjne
- stosunkowo duża trwałość.

Stosowane zasady rozliczeń za moc bierną są przestarzałe i nie znajdują uzasadnienia ekonomicznego. Rozwój technik pomiarowych pozwala oczekiwać, że będzie możliwa poprawa tego stanu rzeczy w przyszłości.

Wady aktualnego mechanizmu rozliczeń za moc bierną

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 w konsekwencji system rozliczeń) nie kontrolują chwilowej wartości współczynnika mocy, tylko opierają się na pomiarze poboru energii biernej w strefie czasowej. Występujący w taryfie $tg\phi$ 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 na wskazaniach liczników energii biernej. Takie rozwiązanie wynika głównie z łatwości pomiaru tej wielkości. W przeszłości, gdy do pomiaru energii czynnej stosowano liczniki indukcyjne, przyjęto stosowanie takich samych liczników (odpowiednio przyłączonych, z wykorzystaniem przesunięcia napięć) do pomiaru energii biernej. 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 [4, 10]. 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 wprowadzeniu, 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 z kosztami urządzeń kompensujących nie działają też dostatecznie stymulująco.

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 wielu 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 nakierowane na [4, 10]:

1. wykorzystanie możliwości odbiorców (szczególnie dużych i średnich) jako potencjalnych dostawców usług systemowych w zakresie regulacji U i Q
2. modyfikację zasad rozliczeń odbiorców za ponadumowny pobór energii biernej, polegającą na:
 - odchodzeniu od pomiarów energii biernej i wdrożeniu układów pomiarowych kontrolujących chwilowe wartości współczynnika mocy, przy którym pracuje odbiorca
 - uzależnieniu 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 na rejestracji 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 niekontrolowania poborów mocy biernej przez licznych, drobnych odbiorców. Właściwe standardy gospodarki mocą bierną w odniesieniu do tych grup odbiorców można osiągnąć przez

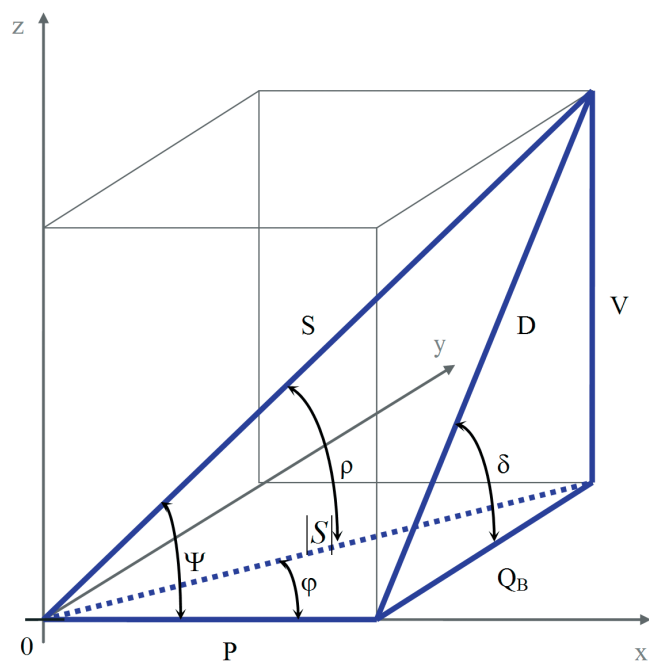
formułowanie i egzekwowanie standardów technicznych dotyczących urządzeń elektrycznych powszechnego użytku. Niestety, ostatnie zmiany rozporządzenia regulującego sposób kalkulacji taryf [8, 9] utrzymują dotychczasowy system rozliczeń za moc bierną, oparty na pomiarze energii biernej. Kontynuowana jest polityka mało skutecznego dyscyplinowania odbiorców, zamiast postulowanych zmian, czyli wysyłania do odbiorców właściwych impulsów kosztowych. Należy wzmocnić funkcję stymulacyjną taryf.

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 przybywa urządzeń i odbiorników wrażliwych na wyższe harmoniczne. Należy zauważyć, że za występowanie w sieci elektroenergetycznej wyższych harmonicznych, niemieszczących się w dopuszczalnych przedziałach, określonych w rozporządzeniu [6, 7], odpowiada dostawca energii elektrycznej, nie będąc winnym zaistniałej sytuacji.

Wyższe harmoniczne stwarzają wiele zagrożeń dla pracy urządzeń i odbiorników energii elektrycznej. Powodują zmniejszenie wypadkowego współczynnika mocy, wpływają bardzo często niekorzystnie na pracę wielu urządzeń elektrycznych, pracujących w systemie elektroenergetycznym. Pojawienie się ich, nawet chwilowe, może spowodować wadliwe działanie lub jego zanik, a w najgorszym przypadku uszkodzenie urządzeń, tj.: sprzętu komputerowego, sprzętu elektronicznego, mierników i urządzeń sterujących. Wyższe harmoniczne mogą być przyczyną dodatkowego efektu cieplnego, który powoduje np. przyśpieszony proces starzenia izolacji, skrócenia czasu działania urządzeń. Harmoniczne wpływają na wzrost wartości chwilowych, uśrednionych i skutecznych w czasie przebiegów napięcia i prądu. W przypadku prądów ma to istotny wpływ na działanie zabezpieczeń (niepożądane zadziałanie przełączników, przepalenie bezpieczników), wzrost strat mocy w linii, przegrzanie maszyn elektrycznych. Szczególne zagrożenie istnieje przy pojawieniu się harmonicznego rezonansu prądu.

Ponadto zasilanie z sieci 3-fazowej 4-przewodowej odbiorników o charakterystykach nieliniowych powoduje, że prąd w przewodzie neutralnym jest znacznie większy niż wartości prądów fazowych. Zmusza to do zwiększenia przekroju przewodu neutralnego, nawet dwukrotnego, w porównaniu z przewodem fazowym.



Rys. 1. Czworościan mocy jednofazowego układu o odkształconych przebiegach prądu i napięcia

Na duże niebezpieczeństwo, w warunkach pracy w środowisku, w którym występują wyższe harmoniczne, są narażone takie 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 wyznaczania parametrów energii charakteryzujących sytuację występowania odkształceń przebiegów napięć i prądów.

Rezultaty podjętej próby rozwiązania tego problemu przedstawiono w pracach [1, 2, 3], 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, słuszne wydaje się wprowadzenie kąta rozchyłu ψ , zamiast kąta fazowego φ (rys. 1).

Biorąc pod uwagę odwzorowanie graficzne czworościanu mocy, wg teorii Budeanu [5], 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 [3]. 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. Zwyżkę 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 $\text{tg}\psi_0$ jako poziom, przy którym dopłata za pobór energii jest równa zero, otrzymujemy:

$$d'_{100} = \left(\sqrt{\text{tg}^2\psi - \text{tg}^2\psi_0 + 1} - 1 \right) \times 100 \quad (4)$$

Dla wartości $\text{tg}\psi < \text{tg}\psi_0$ odbiorca otrzymuje bonifikatę (upusty), gdy zaś $\text{tg}\psi > \text{tg}\psi_0$ odbiorca jest obciążony dopłatą. Podobnie jak dla przebiegów sinusoidalnych, tak i dla przebiegów niesinusoidalnych można przyjąć optymalną wartość współczynnika $\text{tg}\psi_0 = 0,4$.

Współczynnik $\text{tg}\psi_0$ mógłby zostać zatem zastąpiony współczynnikiem $\text{tg}\psi_0$. Otwarty jest jednak problem ustalenia optymalnej wartości tego współczynnika oraz ewentualnego przedziału dopuszczalnych odstępstw od wartości $\text{tg}\psi_0$, niepociągającego 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 którego zadań należy zabezpieczenie 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.

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.

Wiele tradycyjnych taryfowych rozwiązań oddziaływania na odbiorców (DSM) zakładało nałożenie się efektu w zakresie opłat za przesył i za energię (było to możliwe, gdy stawki ustalano w jednej taryfie). Po rozdzieleniu taryf na przesyłową (rozliczającą usługę przesyłu i dystrybucji) i za energię elektryczną wdrożenie w taryfach osobnych przedsiębiorstw skutecznych działań motywacyjnych jest trudne. Poprawa tej sytuacji wymaga koordynacji na etapie projektowania struktury taryf.

W zakresie rozliczeń za moc bierną celowe jest stopniowe odchylenie od rozliczania odbiorców według wskazań liczników energii biernej. Celowe jest wdrażanie systemów rozliczeń opartych na pomiarach 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 wykorzystać 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 stymulującym pożądane zachowania użytkowników sieci elektroenergetycznych stanowią zapisy regulujące warunki przyłączenia do sieci, a także zasady rozliczeń za energię bierną, określone w taryfach.

Ponieważ 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 rozwiązanie 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 powodu braku 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 $tg\varphi_0$. 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 odchylenia 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 $tg\varphi$, 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 podaźowej (rozwój sieci elektrycznych i bazy wytwórczej).

Należy upowszechnić bezpośredni pomiar przekroczeń poziomu $tg\varphi_0$, w celu 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 $tg\varphi_0$. 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 nierespektujące 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.

BIBLIOGRAFIA

1. Borecki J., Wilczyński A., Rozliczenia użytkowników za pobieraną energię bierną w warunkach występowania odkształconych przebiegów napięć i prądów, *Elektroenergetyka* 2005, nr 2.
2. Borecki J., Wilczyński A., Metoda rozliczania odbiorców za pobór energii biernej w warunkach występowania odkształconych przebiegów napięć i prądów, XI Konferencja Naukowo-Techniczna nt. „Rynek energii elektrycznej: Bezpieczeństwo energetyczne Polski w strukturze Unii Europejskiej” REE 2005, Politechnika Lubelska.
3. 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.
4. 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.
5. Budeanu C.J., Puissances reactives et fictives. Publication de l'Institut National Roumain pour l'Etude de Amenagement et de l'Utilisation des Sources d'Energie, Bucurest 1927.
6. Rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy z 20 grudnia 2004 roku w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznych, ruchu i eksploatacji tych sieci, Dz. U. nr 2 z 2005 roku, poz. 6.
7. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 roku w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, Dz. U. nr 93 z 2007 roku, poz. 623.

8. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 18 sierpnia 2011 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną, Dz. U. nr 189 z 2011 roku, poz. 1126.
9. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 27 kwietnia 2012 roku zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną, Dz. U. z 2012 roku, poz. 535.
10. Szczerba Z., Czy pomiar energii biernej ma sens?, *Zeszyty Naukowe Politechniki Gdańskiej* 2000, nr 86(583).

Artur Wilczyński

prof. dr hab. inż.

Politechnika Wroclawska

e-mail: Artur.Wilczynski@pwr.edu.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrycznym Politechniki Wroclawskiej (1971). Stopień doktora uzyskał w Instytucie Energoelektryki Politechniki Wroclawskiej (1977), zaś dr. hab. nauk ekonomicznych został na Wydziale Zarządzania i Informatyki Akademii Ekonomicznej we Wroclawiu (1991). W latach 1998–1999 pełnił funkcję p.o. kierownika Zakładu Sieci i Systemów Elektroenergetycznych Instytutu Energoelektryki PWr, a od 2005 roku funkcję kierownika tego zakładu. Jednocześnie w latach 1993–2001 był zatrudniony na etacie profesora w Instytucie Automatyki Systemów Energetycznych we Wroclawiu, gdzie pełnił funkcję kierownika Pracowni Ekonomiki, Taryfikacji oraz Prognoz w Elektroenergetyce. W 2007 roku uzyskał tytuł profesora nauk technicznych. Od roku 2011 jest profesorem zwyczajnym Politechniki Wroclawskiej. Był współwykonawcą wielu projektów badawczych, w tym finansowanych przez KBN, pełniąc w nich najczęściej rolę kierownika projektu. Jest autorem lub współautorem 140 publikacji i ponad 80 raportów z prac badawczych.

Paweł Bućko

dr hab. inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: pbucko@ely.pg.gda.pl

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

Proposed Amendments to the Reactive Energy Billing

Keywords

electricity tariffs, reactive energy billing, reactive power, energy market

Abstract

This paper describes possible amendments to the rules of reactive energy billing in the tariffs in Poland. Modifications in the tariffs to improve their motivational unction for distribution system users are identified as the most expedient. New problems arising from distributed generator operations are also indicated. A billing method that can be effectively implemented at the occurrence of distorted voltage and current waveforms is discussed.

Bilansowanie niezrównoważonej podaży źródeł wytwórczych – dodatkowe koszty na konkurencyjnym rynku energii

Autorzy

Tomasz Rubanowicz
Zbigniew Prondziński

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

bilansowanie handlowe, jednostka grafikowa, rynek energii elektrycznej

Streszczenie

Prowadzenie bilansowania handlowego jednostek grafikowych wiąże się z ponoszeniem dodatkowych kosztów związanych z zakupem energii elektrycznej na potrzeby własne klientów. Spółki obrotowe nieustannie poszukują skutecznych narzędzi umożliwiających zmniejszanie kosztów funkcjonowania na rynku energii elektrycznej, m.in. poprzez zarządzanie podażą lub popytem. Bilansowanie niezrównoważonej podaży źródeł wytwórczych nie dotyczy wyłącznie obszaru rozliczeń na rynku bilansującym, ale również zmian zapotrzebowania na energię elektryczną z rynku hurtowego w dłuższym horyzoncie czasowym. Niezrównoważenie podaży czy też popytu jest rozumiane jako odchylenia wynikające ze zmiany poziomu generacji mocy różnych źródeł wytwórczych na rynku lokalnym oraz zmiany wielkości zużycia energii elektrycznej przez klientów w odniesieniu do wcześniej wykonanych prognoz. W ramach bilansowania jednostki grafikowej należy wyodrębnić dwa obszary (okresy), tj. bilansowanie zmieniającej się długo-terminowej predykcji zapotrzebowania na energię elektryczną wraz z generacją mocy źródeł wytwórczych oraz krótkoterminowej (dobowej) predykcji i rzeczywistej generacji mocy źródeł wytwórczych. W procesie bilansowania wykorzystuje się różne dostępne jednostki wytwórcze i odbiorcze na rynku lokalnym. W artykule omówiono koszty związane z szeroko rozumianym bilansowaniem powstające po stronie spółek obrotu oraz przedstawiono koncepcyjną możliwość bilansowania jednostki grafikowej z uwzględnieniem wybranych odnawialnych źródeł energii z rynku lokalnego.

Rynek energii elektrycznej

Od kilku lat energetyka odnawialna, a w szczególności energetyka wiatrowa, cieszy się dużym zainteresowaniem wśród inwestorów na całym świecie [1]. Światowe trendy rozwoju odnawialnych źródeł energii (OZE) można zaobserwować również w Polsce. Wpływ na ten efekt ma kilka kluczowych czynników, tj. mechanizm wsparcia finansowego na poziomie początkowej inwestycji, jak i późniejszej eksploatacji obiektu, w postaci np. zielonych certyfikatów, oraz sprzyjające inwestorom inne regulacje prawne [2, 3, 4]. Ustawodawca wprowadził mechanizmy wspierające funkcjonowanie wytwórców OZE na rynku energii elektrycznej poprzez zdefiniowanie sprzedawcy z urzędu. Tego typu sprzedawca został zobligowany do zakupu energii elektrycznej z OZE w cenie [12]. Do dnia wyłonienia sprzedawcy z urzędu podmiotem obowiązującym do zakupu energii elektrycznej w OZE, o których mowa w art. 9 ust. 6 ustawy [2], przyłączonych do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej, jest podmiot wykonujący zadania sprzedawcy z urzędu. Takie podejście

Lp.	Nazwa operatora sieci dystrybucyjnej	Nazwa sprzedawcy z urzędu
1	PGE Dystrybucja SA	PGE Obrót SA
2	TAURON Dystrybucja SA	TAURON Sprzedaż sp. z o.o.
3	ENERGA-OPERATOR SA	ENERGA-OBROT SA
4	ENEA Operator sp. z o.o.	ENEA SA

Tab. 1. Sprzedawcy z urzędu w Polsce, stan na 28 lutego 2015 roku

dotyczy każdego z obszarów operatora sieci dystrybucyjnego (OSD), na którym sprzedawcy pełnią funkcję sprzedawcy z urzędu (tab. 1).

Czynniki te doprowadziły do intensywnego rozwoju odnawialnych źródeł energii (OZE) w wielu krajach, podobnie jak w Polsce. Obecnie ustawa Prawo Energetyczne ani żaden akt wykonawczy (rozporządzenie) nie precyzuje w sposób szczegółowy zasad

współpracy pomiędzy tymi podmiotami (wytwórcą OZE a sprzedawcą z urzędu), jak również nie określa jednoznacznie, który podmiot ma ponosić koszty związane z uczestnictwem danego źródła wytwórczego na rynku, w szczególności w zakresie bilansowania handlowego [3, 4]. Prowadzenie bilansowania handlowego jednostek grafikowych (JG) wiąże się z ponoszeniem przez spółki obrotu dodatkowych kosztów związanych z zakupem energii elektrycznej na potrzeby odbiorców końcowych. Ostatecznie niniejsze koszty bilansowania spółki obrotu przenoszą na klientów, ale należy mieć na uwadze, iż spółki funkcjonują na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej. Uwzględnienie poniesionych kosztów przez sprzedawcę z urzędu, związanych z bilansowaniem OZE i wynikających z odchyłań generacji wiatrowej od planowanej kontraktacji w prognozie rocznej i dobowej, może sprawić, iż cena energii elektrycznej w oferowanych produktach klientowi nie będzie konkurencyjna względem innych ofert rynkowych lub znacząco zmniejszy marżę na sprzedaży. Energia elektryczna ze źródeł o niespokojnej generacji w planie rocznym nie ma takiej wartości na rynku, jak ten sam wolumen ze źródeł o stabilnej generacji (np. biogazownie, elektrownie wodne). Poprzez to, że sprzedawcy z urzędu obciążani są kosztami bilansowania źródeł wiatrowych i innych OZE, mają ograniczone możliwości konkurowania z pozostałymi sprzedawcami. W konsekwencji taka sytuacja może skutkować w przyszłości utratą klientów przez sprzedawców z urzędu. Najlepszym rozwiązaniem jest zastosowanie zasad rynkowych, które nie nakładają na żaden podmiot dodatkowych obowiązków, których nie mają pozostali sprzedawcy. Sprzedawcy powinni działać na równych zasadach rynkowych. Dziś sprzedawca z urzędu, z jednej strony działa na rynku konkurencyjnym, a z drugiej strony nałożone jest na niego obbligo, nieprecyzyjnie sformułowane, które powoduje, że ci sprzedawcy nie mają równej pozycji handlowej względem innych podmiotów konkurujących na rynku.

Nowa ustawa OZE [11] zmienia rolę sprzedawcy z urzędu poprzez wprowadzenie pojęcia i funkcji sprzedawcy zobowiązanego. Sprzedawca ten nie będzie miał już obowiązku zakupu energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego od wytwórców OZE, którzy mają źródła o mocy zainstalowanej większej niż 500 kW. Tego typu podejście tylko częściowo rozwiązuje problem bilansowania handlowego, bo źródła o mniejszej mocy niż 500 kW, nadal mają uprzywilejowaną pozycję na rynku kosztem innych uczestników. W przypadku źródeł poniżej 500 kW sprzedawcy z urzędu nadal będą zobligowani do odkupienia energii elektrycznej, bez możliwości obciążenia tej grupy wytwórców kosztami bilansowania handlowego. Szacunki wskazują, że na dziś liczba podmiotów z tej grupy uczestników rynku mieści 400–500 podmiotów w skali kraju, o sumarycznej mocy zainstalowanej ok. 400 MW. Mając na uwadze bardzo korzystne warunki systemu wsparcia dla gospodarstw domowych, w tym prosumentów w ramach ustawy o OZE [11], dodatkowo należy spodziewać się po 1 stycznia 2016 roku dynamicznego wzrostu liczby uczestników tej grupy. Poniesione koszty zakupu energii elektrycznej będą rekompensowane przez operatora rozliczeń

energii odnawialnej (OREO). W ustawie OZE [11] nadal brakuje precyzyjnych i klarownych zapisów dotyczących współpracy pomiędzy sprzedawcą zobowiązanym a wytwórcą OZE, który zdecyduje się na pozostanie w obecnym systemie wsparcia w zakresie kosztów bilansowania tych źródeł.

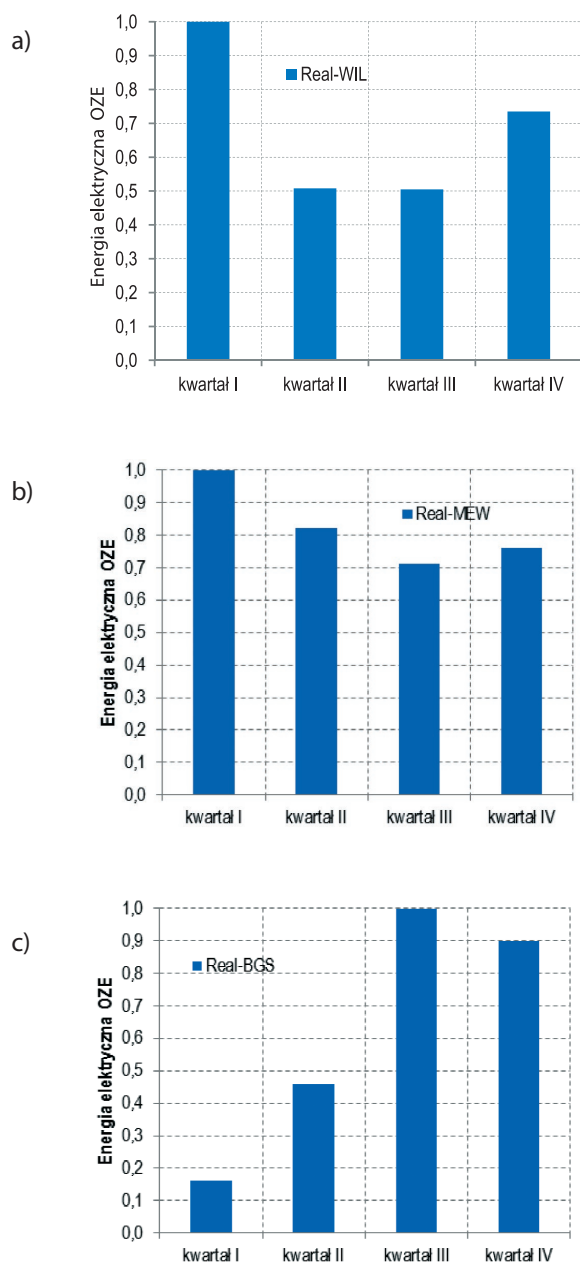
Bilansowanie handlowe – rynek dobowo-godzinowy

Operator sieci przesyłowej (OSP) jest odpowiedzialny, zgodnie z ustawą [2], za bezpieczeństwo energetyczne kraju. W ramach opracowanych procedur i czynności realizujących bilansowanie techniczne zapewnia ciągłą równowagę pomiędzy całkowitą energią odebraną i wprowadzoną do systemu. Strukturę procesów bilansowych opisano m.in. w pracach [7, 8]. Oprócz kwestii technicznego bilansowania w czasie rzeczywistym należy również mieć na uwadze aspekt handlowy, czyli przede wszystkim rynek dobowo-godzinowy. OSP jest stroną transakcji zakupowych i sprzedażowych na rynku bilansującym, stąd też w ramach rozliczeń przenosi część powstałych kosztów z tytułu bilansowania na poszczególne POB. POB są uczestnikami rynku bilansującego (URB), a każdy wytwórca OZE zobowiązany jest do wskazania POB swojej jednostki wytwórczej.

W procesie bilansowania uwzględnia się różne modele prognozy oraz czynniki meteorologiczne, mające wpływ na pracę źródeł wytwórczych [9, 10]. W prognozach krótkoterminowych bierze się pod uwagę różne ekstremalne sytuacje meteorologiczne, kiedy prędkość wiatru gwałtownie rośnie wraz z nachodzącym frontem atmosferycznym lub też kiedy maleje i osiąga stan bezwietrzny (ciszy). Zjawiska ekstremalne potrafią przyjmować w krótkich odstępach czasowych różne gwałtowne wartości fizyczne. Prędkość wiatru ma silny wpływ na generację mocy wytwórczej elektrowni wiatrowych, których moc wyrażona jest w trzeciej potęgze prędkości wiatru [6]. W ostatnich latach elektrownie wiatrowe mają największą dynamikę rozwoju spośród pozostałych źródeł odnawialnych. Tego typu źródła charakteryzują się dużą zmiennością generacyjną mocy wytwórczej, co sprawia, że są to źródła zaliczane do trudno przewidywalnych i niespokojnych [5]. Elektrownie wiatrowe podatne są chociażby na silne chwilowe podmuchy wiatru, które mogą doprowadzić do wyłączenia siłowni lub jej uszkodzenia. Efekt skali w takich sytuacjach może doprowadzić do sytuacji krytycznych. Rosnąca liczba elektrowni wiatrowych w systemie elektroenergetycznym (przyłączonych do sieci dystrybucyjnych, jak i przesyłowej) niesie ze sobą nowe wyzwania inżynierskie, nie tylko w zakresie bilansowania technicznego systemu, ale także bilansowania handlowego. W ramach bilansowania JG należy wyodrębnić dwa obszary (okresy), tj. bilansowanie zmieniającej się długoterminowej predykcji zapotrzebowania na energię elektryczną wraz z generacją mocy źródeł wytwórczych oraz krótkoterminowej (dobowej) predykcji i rzeczywistej generacji mocy źródeł wytwórczych. Dużym wyzwaniem dla spółek obrotu jest uwzględnienie w prognozach długoterminowych (np. rocznej produkcji energii elektrycznej w źródłach niespokojnych, gdyż zmiana w przyszłości tych prognoz wiąże się

Rodzaj OZE	Moc zainstalowana [MW]
elektrownie wiatrowe	3834
elektrownie biomasowe	1008
elektrownie wodne	977
elektrownie biogazowe	189
elektrownie fotowoltaiczne	21
Razem	6029

Tab. 2. Moc zainstalowana w OZE na terenie kraju (dane wg URE), stan na 10 marca 2015 roku



Rys. 1. Produkcja energii elektrycznej w OZE w różnych kwartałach jednego roku: a) produkcja energii elektrycznej elektrowni wiatrowej (WIL), b) produkcja energii elektrycznej elektrowni wodnej (MEW), c) produkcja energii elektrycznej elektrowni biogazowej (BGS)

z ponoszeniem dodatkowych kosztów bilansowania). Oczywiście jest, że prognozy długoterminowe są wysoce niepewne (mają większy błąd) i zawsze będą mniej prawdopodobne niż prognozy krótkoterminowe. Predykcja zapotrzebowania na energię, związana z zużyciem energii przez klientów danej spółki, w ujęciu długoterminowym obciążona jest znacznie mniejszym błędem niż generacja OZE, w szczególności dla źródeł wiatrowych. Zmiana opisanych powyżej czynników niesie ze sobą konieczność zmiany pozycji handlowej na rynku hurtowym, co wiąże się z powstawaniem strat finansowych po stronie sprzedawcy z urzędu. Należy zauważyć, że pomiędzy generacją energii elektrycznej a jej cenami na rynku dnia następnego (RDN) występuje ujemna korelacja. Duża produkcja energii elektrycznej przez źródła wiatrowe powoduje, że cena energii elektrycznej w poszczególnych godzinach ma niższą wartość rynkową w stosunku do cen z dnia poprzedniego lub następnego w określonych warunkach meteorologicznych.

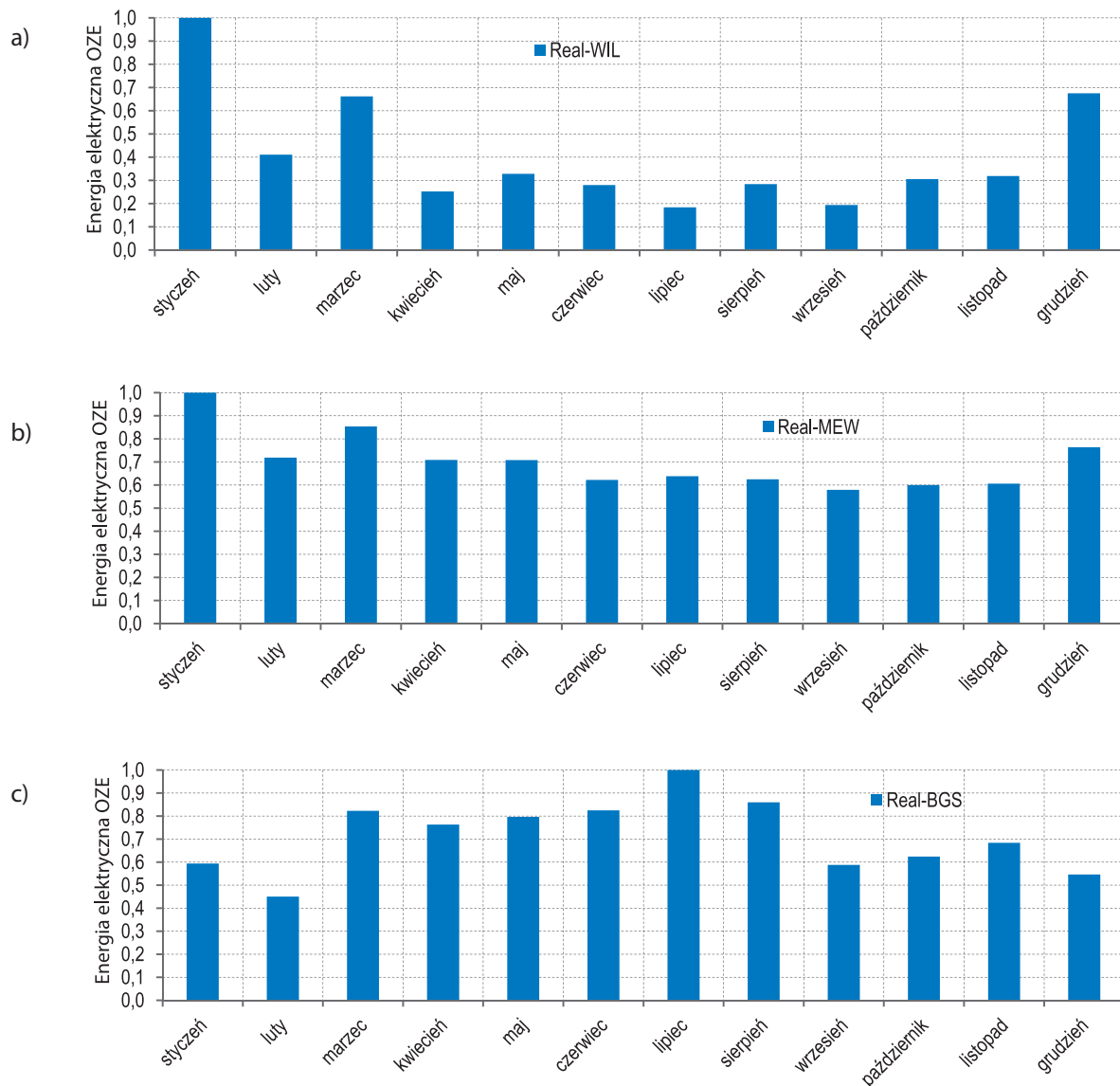
Bilansowanie niezrównoważonej podaży źródeł wytwórczych nie dotyczy wyłącznie obszaru rozliczeń na rynku bilansującym, ale również zmian zapotrzebowania na energię elektryczną z rynku hurtowego w dłuższym horyzoncie czasowym. Niezrównoważenie podaży czy też popytu jest rozumiane jako odchylenia wynikające ze zmiany poziomu generacji mocy różnych źródeł wytwórczych na rynku lokalnym (RL), a także zmiany wielkości zużycia energii elektrycznej przez klientów w odniesieniu do wcześniej wykonanych prognoz. W tab. 2 zostały przedstawione moce zainstalowane źródeł wytwórczych w Polsce.

Na rys. 1a–c przedstawiono roczną generację energii elektrycznej przez różne źródła odnawialne (OZE) w poszczególnych kwartałach, tj.: elektrownie wiatrowe (1a-WIL), elektrownie biogazowe (1b-BGS) oraz małe elektrownie wodne (1c-MEW). Doświadczeni operatorzy rynku uwzględniają w prognozach długoterminowych roczną charakterystykę produkcji energii elektrycznej w zależności od rodzaju OZE.

Na rys. 2a–c przedstawiono miesięczną generację energii elektrycznej w poszczególnych OZE, dzięki której można zaobserwować skalę zmienności produkcji w ciągu roku.

Na rys. 3a–d przedstawiono dobowo-godzinową produkcję energii elektrycznej w OZE w ciągu jednej doby handlowej (24 godzin z krokiem jednogodzinnym), tj. a) i b) elektrowni wiatrowej (WIL), c) elektrowni wodnej (MEW) oraz d) elektrowni biogazowej (BGS) wraz prognozą krótkoterminową. Jak widać dobowo-godzinowa produkcja energii elektrycznej jest znacznie bardziej zmienna niż roczna czy miesięczna.

Mając dobowo-godzinową rzeczywistą generację energii elektrycznej, można dostrzec cechy charakterystyczne każdego obiektu OZE. Analizując pracę poszczególnych źródeł, można zaobserwować, jak bardzo tego typu źródła wytwórcze są podatne na zmienne warunki meteorologiczne w skali roku. Jak wiadomo, warunki pogodowe co roku ulegają zmianie, stąd

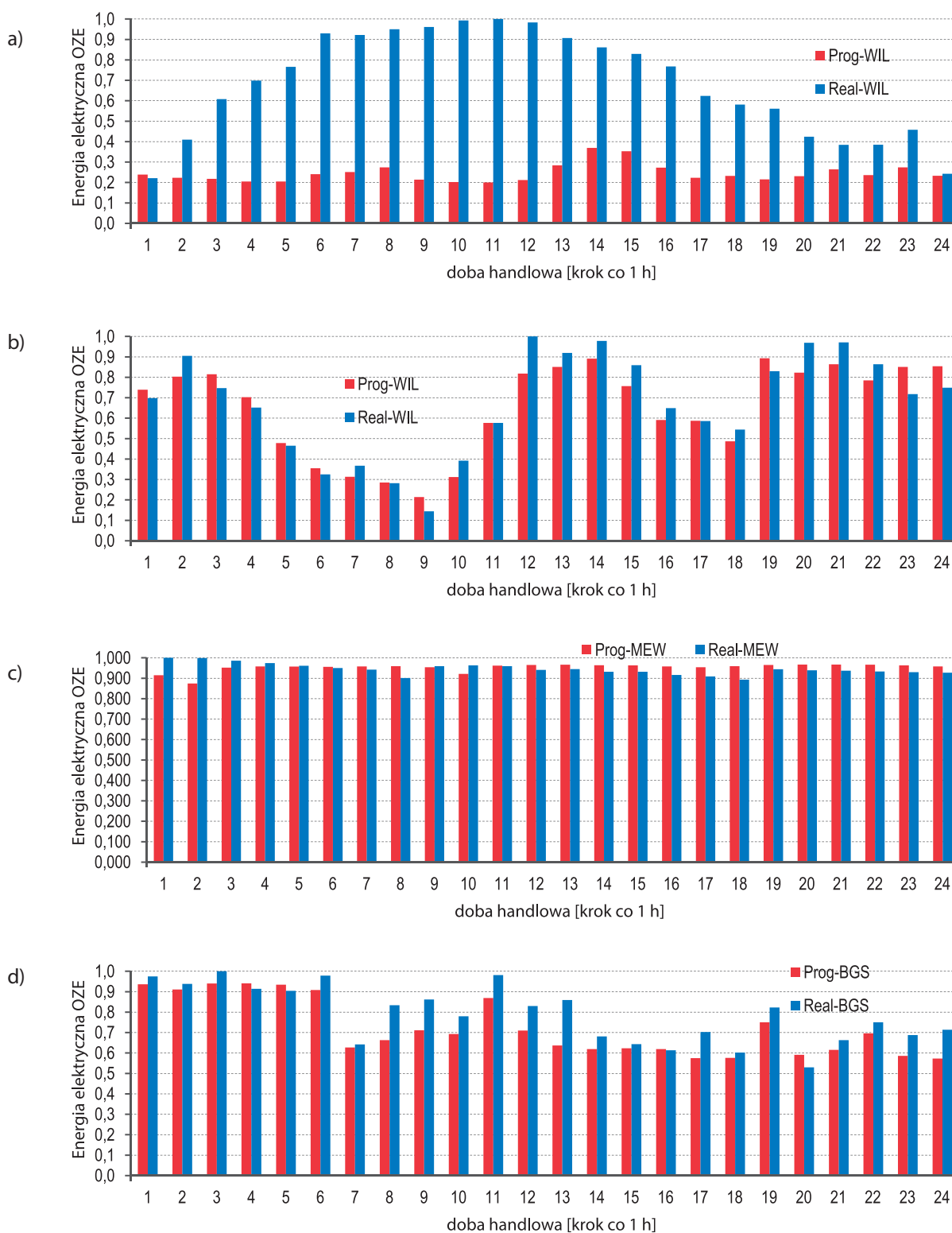


Rys. 2. Miesięczna produkcja energii elektrycznej w OZE, tj.: a) elektrowni wiatrowej, b) elektrowni wodnej oraz c) elektrowni biogazowej

nieunikniony błąd w prognozach. Najtrudniej ze źródeł OZE jest przewidzieć generację elektrowni wiatrowych, co potwierdza przypadek na rys. 3a. Tak znaczna różnica między prognozą a produkcją wynika z błędnej prognozy warunków meteorologicznych, a nie z właściwości modelu prognostycznego. Błędna prognoza generacji energii elektrycznej zwiększyła koszty spółki obrotu na RB, bo energię elektryczną trzeba było zakupić w godzinach szczytowych (najdroższych). Dysponując dokładną prognozą meteorologiczną, można uzyskać oczekiwany poziom jakości prognozy (rys. 3b). Elektrownie wodne (rys. 3c) i biogazownie (rys. 3d) mają zdecydowanie bardziej przewidywalną generację, co skutkuje lepszymi prognozami (większym prawdopodobieństwem zajścia zdarzenia). Posiadanie danych w czasie rzeczywistym (online), jak również dostęp do profesjonalnych danych meteorologicznych – dotyczących głównie prognoz prędkości oraz kierunku wiatru, zachmurzenia, temperatury oraz opadów – pozwalają na uzyskanie dokładniejszej prognozy generacji, a w efekcie na optymalną pozycję handlową na RB.

Dane pomiarowe pozyskane w czasie rzeczywistym z obiektów można wykorzystywać do poprawy pozycji handlowej, np. w ramach rynku SPOT, zmniejszając koszty bilansowania. Sprzedawca w ramach własnej JG bilansuje zmieniające się zapotrzebowanie na energię elektryczną klientów oraz produkcję energii elektrycznej w ramach RL, przede wszystkim na rynku hurtowym (RH) oraz RB. W procesie bilansowania można wykorzystać różne produkty, m.in. mechanizm zarządzania redukcją popytu DSR (ang. *Demand-Side Response*), czy też odwrotny efekt poprzez zarządzanie podażą [14, 15]. W procesie bilansowania wykorzystuje się różne dostępne jednostki wytwórcze i odbiorcze na RL [1, 13], tj.:

1. DSR – redukcja popytu; z zastrzeżeniem, że dotyczy wyłącznie jednego kierunku (zmniejszenia zakupu energii z RDN, RB)
2. Elektrownie szczytowo-pompowe – praca w cyklu pompowym i generacyjnym skutkująca możliwością zmiany pozycji sprzedawcy na RH oraz RB w obydwu kierunkach, z zastrzeżeniem, że związana jest raczej z określoną mocą bez możliwości



Rys. 3. Dobowo-godzinowa produkcja energii elektrycznej w OZE w ciągu jednej doby handlowej wraz z prognozą: a) i b) elektrowni wiatrowej, c) elektrowni wodnej oraz d) elektrowni biogazowej

regulacyjnych (wielkość skokowej zmiany mocy), jednostki tego typu na potrzeby systemu są przywoływane do pracy w celu likwidacji ograniczeń systemowych

3. Magazyny energii – możliwość zmiany pozycji sprzedawcy na RH oraz RB w obydwu kierunkach – zaleta: możliwość płynnej zmiany poziomu odchyłań

4. Elektrociepłownie, elektrownie gazowe, gazowo-parowe – możliwość zmiany pozycji spółki obrotu na RH oraz RB w obydwu kierunkach pod warunkiem właściwego uwzględnienia pracy obiektu wytwórczego w planach koordynacyjnych miesięcznych/dobowych (pewne ograniczenie dostępności mocy w dwóch kierunkach). Zaletą jest płynna

regulacja mocy, zaś wadą ograniczona dostępność ze względu na system wsparcia, czerwone, żółte certyfikaty

5. Elektrownie wodne przepływowe, zbiornikowo-przepływowe – ograniczona regulacyjność ze względu na pozwolenia wodnoprawne i konieczność maksymalizacji produkcji ze względu na uzyskiwane świadectwa pochodzenia OZE
6. Pozostałe OZE (biomasa, biogaz, fotowoltaika) – ograniczona regulacyjność ze względu na maksymalizację produkcji energii elektrycznej, wsparcie OZE (zielone certyfikaty).

Nieźrównoważenie podaży czy też popytu jest rozumiane jako odchylenie wynikające ze zmiany poziomu generacji mocy różnych źródeł wytwórczych na RL (w ramach JG) oraz zmiany wielkości zużycia energii elektrycznej przez klientów w odniesieniu do wcześniej wykonanych prognoz.

Podsumowanie

Dzięki wykorzystaniu różnych OZE do bilansowania nieźrównoważonej podaży energii elektrycznej jest możliwość obniżenia kosztów funkcjonowania sprzedawców na RB, na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej. Efekt ten można uzyskać poprzez agregowanie źródeł wytwórczych i odbiorczych w ramach jednej JG. Alternatywą na niższe koszty bilansowania może być również współpraca pomiędzy POB a podmiotem gospodarczym będącym jednocześnie odbiorcą i wytwórcą energii elektrycznej. Zmiana poziomu zapotrzebowania na energię elektryczną spółki obrotu na rynku hurtowym może w tym przypadku być korygowana poprzez zmianę produkcji energii w tym źródle. Konkurencyjny rynek energii nieustannie się rozwija nie tylko poprzez rosnącą liczbę sprzedawców, ale również coraz większą świadomość klientów do przysługujących im praw. Jednym z kluczowych elementów, który jest brany pod uwagę przez klientów decydujących się na zmianę sprzedawcy, jest cena energii elektrycznej. W związku z tym nieuzasadnione jest nakładanie na grupę spółek obrotu obliża, które może niekorzystnie wpływać na pozycję handlową, pomimo posiadanego potencjału rynkowego.

Koszt bilansowania, związany ze zmiennością poziomu zapotrzebowania na energię elektryczną klientów oraz produkcją energii elektrycznej w źródłach z RL, w szczególności w źródłach OZE, będzie zawsze występował jako jeden z kluczowych i nieuniknionych czynników rynku energii elektrycznej. Ustawodawca, tworząc prawo, powinien jasno i precyzyjnie określić zasady obciążania kosztem bilansowania poszczególnych uczestników rynku, w szczególności wytwórców. Obciążanie sprzedawców zobowiązanych kosztem bilansowania w dłuższej perspektywie może doprowadzić do utraty ich klientów na rzecz innych konkurujących sprzedawców. Wpływ na ten efekt będzie miała oferta sprzedaży energii elektrycznej uwzględniająca koszty bilansowania. Takie podejście klienta będzie świadczyło o dojrzałej świadomości własnego uczestnictwa na rynku energii elektrycznej, co jest pożądanym i oczywistym na rozwiniętym rynku.

BIBLIOGRAFIA

1. Trieb F., Müller-Steinhagen H., Sustainable Electricity and Water for Europe, Middle East and North Africa, EU-MENA Cooperation for Sustainable Electricity and Water, Springer-Verlag, październik 2007, s. 205–219.
2. Ustawa z 10 kwietnia 1997 roku, Prawo energetyczne, Dz. U. z 1997 roku, nr 54, poz. 348.
3. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 roku w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, Dz. U. z 2007 roku, nr 93, poz. 623, z późniejszymi zmianami.
4. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 31 października 2007 roku zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną, Dz. U. z 2007 roku, nr 207, poz. 1497 i 1498.
5. Horodko K., Sztuba W., Analiza scenariuszy rozwoju polskiej energetyki odnawialnej, Raport TPA Horwath, Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, sierpień 2013, Warszawa.
6. Praca systemu elektroenergetycznego w przypadku ekstremalnych wahań generacji wiatrowej, Enertrag AG, Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, styczeń 2008.
7. Rogulski M., Smolira K., Korekta programów jednostek wytwórczych na przykładzie rynku z rozproszonym zapotrzebowaniem na energię elektryczną, Systems Journal of Transdisciplinary Systems Science, Politechnika Warszawska 2004.
8. Toczyłowski E., Karpuk R., Planistyczne i rozliczeniowe bilansowanie pozycji handlowych odbiorców rynku energii elektrycznej, *Rynek Energii* 2014, nr 6 (115).
9. Bogalecka E., Rubanowicz T., Neuronowy model mocy farmy wiatrowej, *Mechanik* 2010, s. 579–586.
10. Rubanowicz T., Prondziński Z., Zryczałtowana usługa operatora handlowo-technicznego na potrzeby rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce, *Acta Energetica* 2014, nr 2/19, s. 140–148.
11. Ustawa z 20 lutego 2015 roku o odnawialnych źródłach energii [która wprowadzi w życie od 1 stycznia 2016 roku aukcyjny mechanizm wsparcia finansowego], Dz. U. z 2015 roku, poz. 478.
12. Centrum Informacji o Rynku Energii [online], (<http://www.cire.pl>).
13. Ernst B., Reyer F., Vanzetta J., Wind power and photovoltaic prediction tools for balancing and grid operation, RWE Transportnetz Strom GmbH, Germany, CIGRE, lipiec 2009, s. 1–9.
14. Wrocławski M., Lokalne obszary bilansowania, *Energia Elektryczna*, październik 2012, Energa-Operator SA.
15. Midera A., Aktywny odbiorca energii elektrycznej na rynku bilansującym w Polsce, PSE SA, *Elektroenergetyka* 2011, nr 4 (10).

Tomasz Rubanowicz

mgr inż.

ENERGA-OBRÓT SA

e-mail: tomasz.rubanowicz@energa.pl

Ukończył kierunek mechatronika na Wojskowej Akademii Technicznej w Warszawie, uzyskując dyplom magistra inżyniera (2006), a następnie podjął studia doktorskie na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej. Obecnie pracuje w ENERGA-OBRÓT SA. Interesuje się m.in.: zastosowaniem metod sztucznej inteligencji na potrzeby prognozowania generacji mocy wytwórczej odnawialnych źródeł energii, funkcjonowaniem rynku energii elektrycznej i paliwa gazowego, technologią morskiej energetyki wiatrowej.

Zbigniew Prondziński

mgr inż.

ENERGA-OBRÓT SA

e-mail: zbigniew.prondzinski@energa.pl

Absolwent Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej, kierunek elektroenergetyka. Ukończył studia podyplomowe z zakresu zarządzania finansami przedsiębiorstw oraz uzyskał dyplom MBA. Posiada uprawnienia maklera giełd towarowych. Od 1996 roku związany z branżą energetyczną. Jego obszar zainteresowań to przede wszystkim funkcjonowanie rynku energii elektrycznej oraz paliwa gazowego.

Balancing the Unbalanced Supply of Generation Sources – Additional Costs in a Competitive Energy Market

Keywords

trade balancing, balancing mechanism unit, electricity market

Abstract

Trade balancing of balancing mechanism units entails additional costs of electricity purchases for consumers' own needs. Trading companies constantly look for effective tools to reduce the costs of their operations in the electricity market through supply or demand management. Balancing the unbalanced supply of generation sources refers not only to the area of balancing market settlements, but also to changes in the demand for electricity from the wholesale market in a longer time horizon. The imbalance of supply or demand is defined as a deviation resulting from a change in the power output of various generation sources in the local market, and a change in the power consumption by customers in relation to its earlier forecast. Two areas (periods) must be distinguished as parts

of a balancing mechanism unit's balancing, i.e. balancing of changing long-term prediction of demand for electricity with generation sources output, and balancing of short-term (daily) prediction and the actual output of generation sources. In the balancing process a variety of the generation and load units available on the local market is utilised. The paper discusses the costs of balancing arising for trading companies, and presents a conceptual possibility of a balancing mechanism unit's balancing taking into account renewable energy sources selected from the local market.

Wykorzystanie charakterystyk energetycznych procesu do przewidywania wskaźników energetycznych na bieżąco

Autor

Izabela Sadowska

[POWRÓT
DO SPISU TREŚCI](#)

Słowa kluczowe

gospodarka energetyczna, energochłonność, przemysł

Streszczenie

W artykule autorka zaprezentowała możliwości wykorzystania charakterystyk energetycznych procesu do bieżącej kontroli wskaźników energetycznych. Metoda bieżącej kontroli wskaźników wykorzystuje jako wartości porównawcze wskaźniki wyznaczone na podstawie charakterystyk energetycznych procesów. Metoda ma przede wszystkim zastosowanie do wczesnego wykrywania i eliminowania nadmiernego, nieracjonalnego zużycia nośników energii oraz zmian w prowadzonej gospodarce energetycznej.

1. Wprowadzenie

Metody wykorzystujące wskaźniki energetyczne są szeroko stosowane do wielu zadań, np. w analizach statystycznych stanu gospodarki, do porównań benchmarkingowych procesów produkcyjnych, 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.

O ile implementacja klasycznych metod jest znana i praktykowana od dawna w okresowej ocenie gospodarki energetycznej, to wprowadzenie procedur bieżącego zarządzania energią wymaga modyfikacji tradycyjnych rozwiązań [1, 5]. Wskaźniki wyznaczone na podstawie pomiarów krótkookresowych charakteryzują się znaczną zmiennością. Procedury bieżącego zarządzania energią wymagają efektywnej metody pozwalającej wyznaczać wielkości porównawcze dla wskaźników krótkookresowych. Problem ten staje się istotny szczególnie w obiektach przemysłowych, w których występuje duże zróżnicowanie sposobów użytkowania nośników energii. W krajowej sytuacji, gdzie rozwój opomiarowania i centralnego gromadzenia danych o zużyciu jest słaby, wprowadzenie zaawansowanych technologii zarządzania energią napotyka na liczne bariery. Do najważniejszych zalicza się wysokie koszty rozważanych przedsięwzięć oraz niską świadomość służb energetycznych, wynikającą z braku przekonania o celowości tego typu działań.

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 z wykonywaną standardową analizą punktową.

Wyznaczane punktowo wartości wskaźników zagregowanych typu zużycie energii na jednostkę produktu, uniemożliwiają bieżącą kontrolę procesu, ponieważ zawierają informacje obejmujące wszystkie etapy produkcji. W proponowanym podejściu zaleca się modyfikację dotychczasowych nawyków i skłonności zarządzających nośnikami energii. Zmiana polega na przystosowaniu wyznaczonych wskaźników do rzeczywistej specyfiki procesu, a nie do przyzwyczajenia i intuicji.

Postęp technologii informatycznych w tym zakresie stwarza dogodne warunki do zmiany dotychczasowych praktyk analizy z dużym opóźnieniem czasowym na analizę procesu wykonywaną niemalże bezzwłocznie. Klasyczne metody statyczne zastępuje się wprowadzaniem bieżących usprawnień eksploatacyjnych.

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 zbiorowości musi obejmować swoim zasięgiem badanie powiązań pomiędzy zmiennymi. Przeciwdziałanie nadmiernemu zużyciu energii elektrycznej nie może się ograniczać wyłącznie do obserwacji jej poziomu podczas zachodzących procesów. Określenie natury nośnika energetycznego powinno się wiązać 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 pożądanych 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 czas pomiaru 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 wiązałoby 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.

W analizie wykresów 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 pomiarów uzyskanych w czasie normalnej eksploatacji, w pierwszej kolejności zostanie 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, umożliwi 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 będzie interpretowany 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.

Stać „ b ”, nazywana współczynnikiem nachylenia prostej, informuje, ile energii elektrycznej należy zużyć, aby wyprodukować 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. Na potrzeby testowania wybrano zakład reprezentujący przemysł spożywczy. Badania modelowe przeprowadzono na przykładzie browaru należącego do koncernu zrzeszającego pięć browarów. Grupa zakładów piwowarskich osiąga łącznie ok. 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 tab. 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.

Wyznaczono współczynnik determinacji R_r^2 według zależności:

$$R_r^2 = \frac{\sum_{i=1}^r (\hat{y}_i - \bar{y})^2}{\sum_{i=1}^r (y_i - \bar{y})^2} \quad (3)$$

gdzie:

\hat{y}_i – i -ta wartość teoretyczna dobowego zużycia energii elektrycznej [kWh/dobę],
 y_i – i -ty pomiar dobowego zużycia energii elektrycznej [kWh/dobę],
 \bar{y} – wartość rocznej średniej arytmetycznej pomiarów dobowych zużycia energii elektrycznej [kWh/dobę],
 r – liczba pomiarów dobowych w roku.

	b_r [kWh/hl]	c_r [kWh/dobę]	R_r^2 [-]
BROWAR OGÓŁEM	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 puszki	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

Tab. 1. Wartości parametrów funkcji liniowych oraz współczynników determinacji rocznej zmienności danych dobowych

Współczynnik determinacji wynoszący 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 m.in. w przypadku zakładu sprężonego powietrza 87,3%, stacji uzdatniania wody z wynikiem 86,3%, czy warzelnii 85,8%. Odwrotne miary uzyskano np. w starej butelkowni, gdzie tylko 5,5% zużywanej energii wynika z produkcji piwa przez browar. Na rys. 1 przedstawiono 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.

Zestawianie wyników regresji rocznej pomiarów dobowych do uzyskiwanych wskaźników statycznych na bieżąco może się okazać niewystarczająco dokładne. Wyznaczone odchyłki pomiędzy dobowymi wartościami mierzonymi w czasie rzeczywistym a wielkościami oczekiwanymi, wyznaczanymi z charakterystyk rocznych, pozbawione są wiadomości o sezonowości produkcji. Skutecznie przeprowadzana analiza zmienności dobowej wymaga rozszerzenia analizy rocznej o ocenę przebiegów miesięcznych.

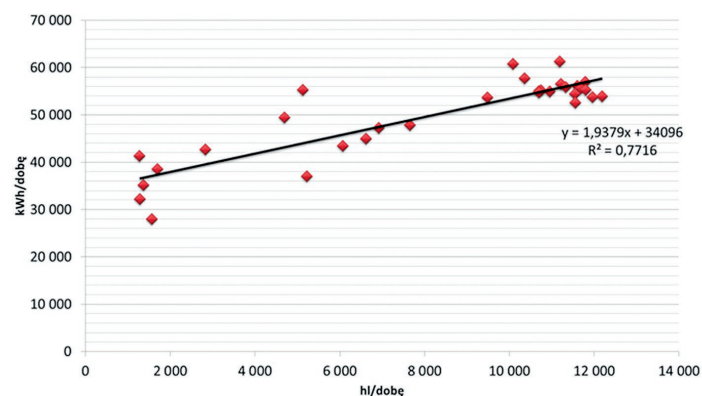


Rys. 1. Zmienność roczna dobowego zużycia energii elektrycznej przez browar ogółem w funkcji dobowej produkcji piwa

2.3. Miesięczna ocena wpływu dobowej produkcji piwa na dobowe zużycie energii elektrycznej przez browar

Celem rozważań jest stwierdzenie, czy zróżnicowanie charakterystyk dla poszczególnych miesięcy roku spowoduje poprawę jakości odwzorowania wartości dobowych. Zmienność energochłonności procesu w ciągu roku (zróżnicowanie wielkości miesięcznych) została wykazana w poprzednich rozważaniach. Rozwinięciem wdrażania procedur bieżącej kontroli na podstawie wyznaczonych tabelarycznie parametrów funkcji regresji jest ocena wizualna charakterystyk energetycznych w reprezentatywnych miesiącach roku (rys. 2).

Odniesienie monitorowanych dobowo pomiarów zużycia energii elektrycznej przez browar ogółem oraz dobowej produkcji piwa do wyznaczonych miesięcznie charakterystyk energetycznych powinno stanowić fundament realizowanej na bieżąco



Rys. 2. Zmienność miesięczna dobowego zużycia energii elektrycznej przez browar ogółem w funkcji dobowej produkcji piwa (lipiec)

gospodarki energetycznej. Uwzględniając zróżnicowanie sposobów użytkowania energii, wynikających z charakteru procesu produkcyjnego, zaleca się jednak kontynuację rozważań o przyczynach odchylenia wartości mierzonych wobec oczekiwanych na poszczególne działy browaru.

3. Analiza porównawcza wskaźników wyznaczonych z charakterystyki energetycznej ze wskaźnikami rzeczywistymi

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. Opisane w rozdziale 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 za pomocą funkcji. Przeprowadzona na tym etapie badań weryfikacja użyteczności generowanych przebiegów będzie się opierać na ocenie błędów, jakie będą popełniane przy szacowaniu wskaźników na podstawie wyznaczonych charakterystyk energetycznych.

Punktem wyjściowym oceny błędów, jakimi obarczone 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 odchylenia.

Wyznaczone miary odchylenia pomiędzy wskaźnikami wyliczonymi z równania ekonometrycznego a wskaźnikami obliczonymi na podstawie realnych pomiarów dobowych są wyrażone 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 tab. 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.

3.3. Wyniki dopasowania funkcji miesięcznych

Zestawienie tabelaryczne odchyłek pomiędzy dobowymi wartościami wskaźników wyznaczonych według rzeczywistych pomiarów oraz zgodnie z charakterystykami miesięcznymi, stanowi potwierdzenie zauważonych korzyści na przykładzie funkcji rocznych. Najbardziej wartościowe wydaje się jednak uszczegółowienie funkcji rocznej na miesięczne.

Rozpatrując przypadek browaru ogółem należy zwrócić uwagę na wyniki zestawień w tab. 3 uzyskane kolejno w lutym, marcu, maju i październiku. Obliczane w tych miesiącach odchylenia standardowe sięgały 60,365 kWh/hl w marcu, 54,315 kWh/hl w lutym po 13,279 kWh/hl w maju. Wymienione największe wartości odchyłek wskaźników dobowych wokół ich średnich miesięcznych zostały zredukowane we wszystkich wymienionych przypadkach o ponad 80%. Obserwowane zmiany przyjętej w analizie miary odchyłki są zauważalne także w pozostałych miesiącach. Z punktu widzenia konieczności szacowania wskaźników na bieżąco, to jednak poprawa w najbardziej rozproszonych wskaźnikowo miesiącach jest najbardziej wskazana.

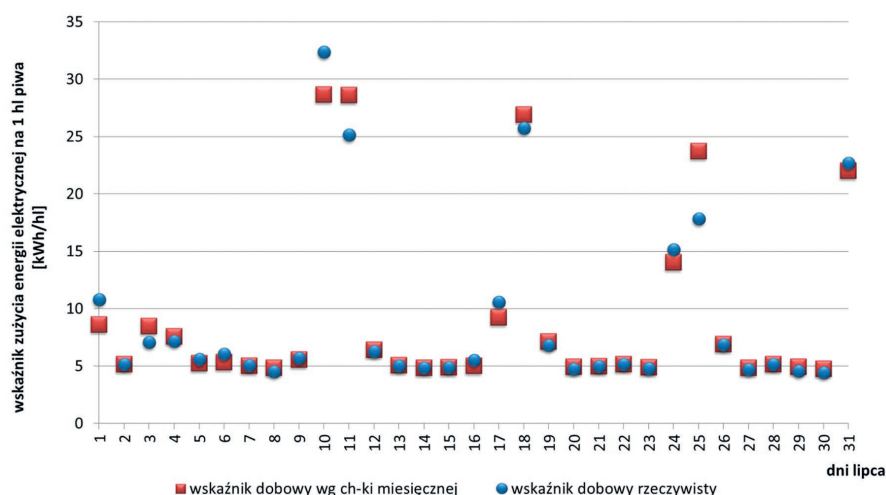
Potwierdzeniem dostrzeżonej powyżej przewagi metody określania wskaźników dobowych za pomocą wykresu miesięcznego są wykresy punktowe wskaźników zilustrowane na rys. 3. Wyznaczone na podstawie charakterystyki punkty w przewodzie pokrywają się z rzeczywistymi. Pomimo braku idealnej zgodności współrzędnych 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.

Miejsce pomiaru	Miara dopasowania	Odchylenie standardowe wskaźników dobowych w roku	Odchylenie standardowe reszt wg charakterystyk rocznych	Relacja odchylenia standardowego reszt do odchylenia standardowego
		[kWh/hl]	[kWh/hl]	[-]
BROWAR OGÓŁEM		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
Zakład sprężania 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

Tab. 2. Wyniki miar zmienności wskaźników dobowych w roku wyznaczonych na podstawie analizy klasycznej oraz charakterystyki rocznej

Nr miesiąca	Miara dopasowania	BROWAR OGÓŁEM		
		Odchylenie standardowe wskaźników dobowych w miesiącu	Odchylenie standardowe reszt wg charakterystyk miesięcznych	Relacja odchylenia standardowego reszt do odchylenia standardowego
		[kWh/hl]	[kWh/hl]	[-]
1		28,624	5,896	0,206
2		54,315	7,519	0,138
3		60,365	9,576	0,159
4		4,448	0,922	0,207
5		13,279	1,373	0,103
6		5,455	1,085	0,199
7		7,536	1,586	0,210
8		6,614	1,311	0,198
9		8,732	1,802	0,206
10		13,569	1,912	0,141
11		5,010	1,880	0,375
12		5,933	1,291	0,218

Tab. 3. Wyniki miar zmienności wskaźników dobowych w kolejnych miesiącach wyznaczonych na podstawie analizy klasycznej oraz charakterystyk miesięcznych dla browaru ogółem



Rys. 3. Wykres wskaźników dobowych rzeczywistych oraz wyznaczonych za pomocą charakterystyki miesięcznej dla browaru ogółem w lipcu

4. Podsumowanie

Zestawienie odchyłeń standardowych wraz z odchyleniami średniokwadratowymi wyraża miarę korzyści z zastosowania charakterystyk energetycznych. Świadczą o tym fakcie przede wszystkim wyniki w miesiącach, w których klasyczne odchylenia były na najwyższym poziomie.

Rozpatrując miesiące, w których zaznacza się brak poprawy, należy podkreślić, że są to miesiące o najniższych wynikach odchyłeń standardowych spośród pozostałych. Obserwacje te są jednak zdecydowanie rzadziej obserwowalne. Weryfikacja wyników ilorazu odchyłeń we wskazanych przypadkach na poziomie bliskim jedności sugeruje również, że pomimo niepowodzenia same wyniki są sobie bardzo bliskie. Stosowanie charakterystyk energetycznych w tych przypadkach jest więc także dopuszczalne (choć nie powoduje istotnej poprawy jakości wnioskowania).

BIBLIOGRAFIA

1. Bućko P., Zastosowanie regresji liniowej do analizy obciążeń cieplnych, *Rynek Energii* 2009, nr 5.
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. i in., 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.

Izabela Sadowska

dr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: izabela.sadowska@pg.gda.pl

Absolwentka Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej (2008). Obecnie wykładowczyni w Katedrze Elektroenergetyki swojej macierzystej uczelni. Prowadzi prace badawcze w obszarze efektywności energetycznej, a szczególnie energochłonności procesów gospodarczych. Dodatkowymi zainteresowaniami są finanse i bankowość.

The Use of Process Energy Characteristics to Predict Energy Performance Indicators on an Ongoing Basis

Keywords

energy management, energy intensity, industry

Abstract

This paper presents possible uses of process energy characteristics for ongoing monitoring of energy indicators. The method of ongoing monitoring of indicators consists in comparison of indicators determined on the basis of the processes' energy characteristics. The method is primarily applicable in early detection and elimination of excessive and irrational energy consumption and in adjustments of the current energy management.

Wybrane zagadnienia elektroenergetyki

- LABORATORYJNY MODEL SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO PRZEZNACZONY DO BADAŃ PROCESÓW DYNAMICZNYCH
Jerzy Szczepanik, Bartosz Rozegnał 243
- LABORATORY LOAD MODEL BASED ON 150 KVA POWER FREQUENCY CONVERTER AND SIMULINK REAL-TIME – CONCEPT, IMPLEMENTATION, EXPERIMENTS
Robert Małkowski, Bartosz Kędra 251
- OCENA PRZYDATNOŚCI KLASYCZNYCH METOD POMIARU IMPEDANCJI PĘTLI ZWARCIOWEJ DO OBWODÓW Z WYŁĄCZNIKAMI RÓŻNICOWOPRĄDOWYMI
Stanisław Czapp, Kornel Borowski 260
- WYKORZYSTANIE ZAPISU MACIERZOWEGO DO ANALIZY ZMIAN MOCY W OBWODZIE 3-FAZOWYM
Lesław Ładniak 268
- WPŁYW NIEPEŁNOFAZOWEJ PRACY ENERGOELEKTRONICZNEGO PRZEKSZTAŁTNIKA SIECIOWEGO NA SYSTEM ELEKTROENERGETYCZNY
Dariusz Zieliński, Katarzyna Przytuła 272
- PRACA BLOKU CIEPŁOWNICZEGO BC50 ELEKTROCIEPŁOWNI W WYDZIELONYM UKŁADZIE WYSPOWYM
Ireneusz Grządzielski, Krzysztof Sroka, Arkadiusz Łacny, Daria Radsak 281
- EKSPERYMENTALNE BADANIA ZAWARTOŚCI WYŻSZYCH HARMONICZNYCH W PRZEBIEGACH PRĄDÓW W INSTALACJI OŚWIETLENIA ULICZNEGO
Kazimierz Bieliński, Sławomir Cieślik 292
- WYKRYWANIE RÓŻNIE OBCIĄŻONYCH OBSZARÓW SIECI ELEKTROENERGETYCZNEJ
Tomasz Okoń, Kazimierz Wilkosz 300
- WPŁYW WARUNKÓW NAPIĘCIOWYCH NA MOŻLIWOŚCI PRZYŁĄCZENIA GENERACJI ROZPROSZONEJ W SIECI ŚREDNIEGO NAPIĘCIA
Ireneusz Grządzielski, Krzysztof Marszałkiewicz, Andrzej Trzeciak 306

Oświadczamy, że treść referatów opublikowanych w materiałach z konferencji „Aktualne problemy w elektroenergetyce” APE '15 nie została zmieniona bez uzgodnienia z autorami, ani przez Komitet Organizacyjny Konferencji, ani przez redakcję czasopisma „Acta Energetica”.

Laboratoryjny model systemu elektroenergetycznego przeznaczony do badań procesów dynamicznych

Autorzy

Jerzy Szczepanik
Bartosz Rozegnał

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

system elektroenergetyczny, dynamika systemu, zwarcie, identyfikacja parametrów

Streszczenie

Badania identyfikacyjne procesów dynamicznych oraz przejściowych, zachodzących w systemie elektroenergetycznym, przeprowadzane są zazwyczaj na podstawie symulacji. Struktury systemów używanych do badań symulacyjnych są budowane z uproszczonych modeli elementów systemu elektroenergetycznego. W praktyce, aby uzyskać weryfikację wyników uzyskanych w symulacjach, należałoby porównać je z danymi uzyskanymi z rzeczywistych obiektów. Badania przeprowadzone na Politechnice Krakowskiej i zawarte w proponowanym artykule pokazują, że uproszczenia oraz założenia przyjmowane przy budowie modeli symulacyjnych powodują często niezgodność wyników symulacyjnych z rzeczywistymi przebiegami stanu systemu. Badań tych dokonywano przy użyciu skonstruowanego wcześniej rzeczywistego pięciowęzłowego modelu laboratoryjnego systemu elektroenergetycznego. Dla modelu tego przeprowadzono pełny proces identyfikacyjny parametrów, tak aby możliwa była budowa jego ekwiwalentu komputerowego przy użyciu oprogramowania Matlab. Model laboratoryjny, na którego podstawie zbudowano ekwiwalent symulacyjny, jest układem pięciowęzłowym o strukturze zamkniętej i składa się z czterech węzłów generacyjno-odbiorczych oraz jednego węzła odbiorczego. Parametry elementów tworzących model laboratoryjny, takich jak linie czy moce generatorów, zostały dobrane przy zastosowaniu skalowania mocowego. Doświadczenia przeprowadzane obecnie na modelu mają na celu badanie procesów dynamicznych zachodzących w trakcie i po zwarcie, jak również przetestowanie obecnie opracowywanych procedur pozwalających oszacować rozptył mocy w stanie statycznym oraz procedur lokalizacji zakłóceń.

Wstęp

Artykuł przedstawia proces budowy oraz badań modelu wielogeneratorowego 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 przeprowadzane na modelach komputerowych systemów elektroenergetycznych, budowanych nawet za pomocą 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-węzłowym układzie IEEE, o strukturze zamkniętej (okrężnej) i zawiera cztery węzły generatorowe oraz

pięć węzłów odbiorczych (rys. 2). Węzły odbiorcze zostały zaprojektowane z uwzględnieniem zarówno obciążeń statycznych, jak i dynamicznych [1, 2].

Skalowanie modelu

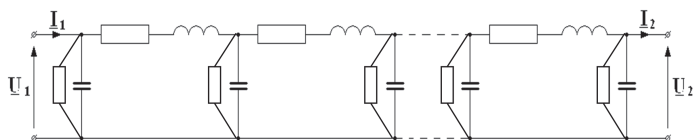
W trakcie konstrukcji modelu założono, że parametry linii modelu na napięcie 400 V powinny odpowiadać parametrom linii 400 kV. Wymusza to przekładnię napięciową $\eta_U = 1000 \div 1$ (krajowe napięcie przesyłowe 400 [kV] = 400 [V] model). Niemożliwe jest jednak wykonanie modelu przy uwzględnieniu tylko przekładni napięciowej i przy stałej mocy. Oszacowano więc możliwości układu zasilania zewnętrznego i zaproponowano skalowanie mocowe:

$\eta_S = 25000 \div 1$ (system rzeczywisty 500 [MVA] = 20 [kVA] model).

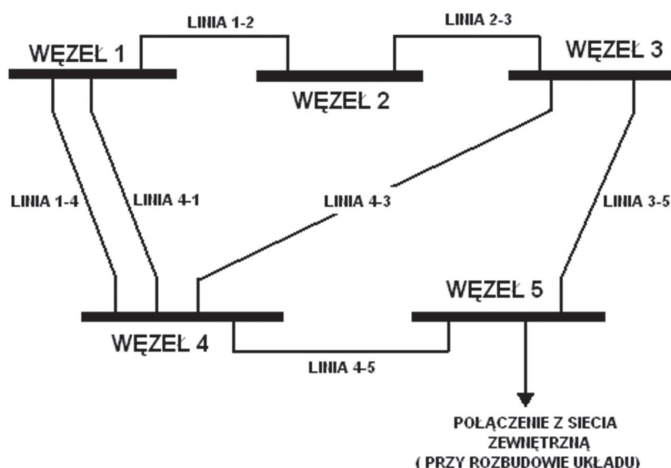
Po przeliczeniu otrzymano przekładnię prądową:

$\eta_I = \eta_S / \eta_U = 25000 / 1000 = 25$.

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].



Rys. 1. Linia przesyłowa przedstawiona w postaci szeregu czwórników typu Π



Rys. 2. Uproszczona struktura układu laboratoryjnego

Budowa modeli linii

Modele linii energetycznych zostały wykonane jako szereg czwórników typu Pi (modeli o parametrach skupionych), których parametry (indukcyjność i rezystancja wzłużna oraz pojemność i rezystancja poprzeczna) zostały przeliczone poprzez przekładnie z parametrów rzeczywistej linii 400 kV (rys. 1). Najtrudniejszym elementem budowy modelu linii było zaprojektowanie i wykonanie modelu indukcyjności linii – cewek powietrznych o indukcyjności 0,67 mH i prądzie pracy do 35 A oraz uwzględnienie sprzężeń międzyfazowych przewodów tych linii (sprzężeń cewek). Każdy człon modelu linii odpowiada ok. 30 km linii

w układzie rzeczywistym, a zróżnicowanie długości linii osiągnięto poprzez szeregowe połączenie poszczególnych członów w model łańcuchowy – od trzech do ośmiu [5].

Struktura modelu oraz konstrukcja rozdzielni

Rozdzielnie zostały zabudowane w pięciu pulpitych sterowniczych. Ze względu na gabaryty oraz koszty urządzeń nie zostały zrealizowane układy rzeczywistych rozdzielni wielosystemowych. Zrezygnowano m.in. z montażu odłączników, zarówno liniowych, jak i szynowych, a układ szyn zbiorczych ograniczono do pojedynczego. W układzie nie występują także sprzęgła systemowe i sekcyjne. Poniżej przedstawiono schemat główny zbudowanego systemu [3, 6, 7].

Budowa poszczególnych węzłów przedstawia się następująco:

WĘZEL 1: pole generatora, pole obciążenia statycznego, pole linii 1–4, pole linii 4–1, pole linii 1–2

WĘZEL 2: pole obciążenia dynamicznego, pole linii 1–2, pole linii 2–3

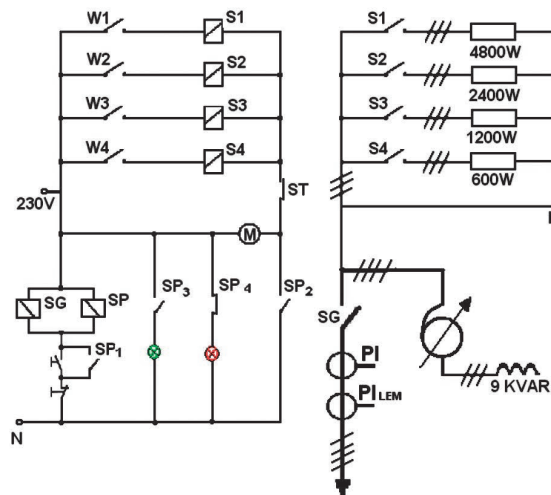
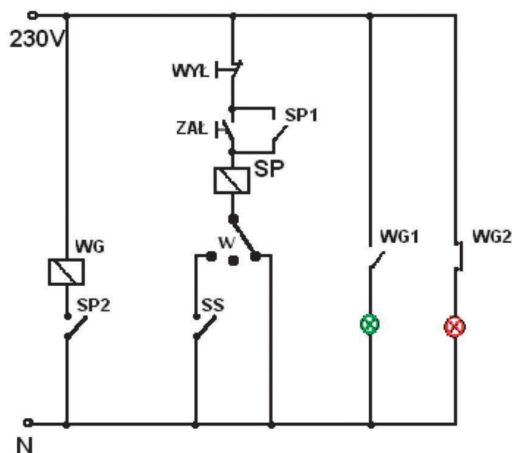
WĘZEL 3: pole generatora, pole obciążenia statycznego, pole linii 2–3, pole linii 3–4, pole linii 3–5

WĘZEL 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”.

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 podłączane jest do rozdzielni za pomocą wyłącznika (jego funkcję spełnia stycznik próżniowy o prądzie wyłączalnym 1600 A). Załączenie generatora odbywa się ręcznie bądź automatycznie,



Rys. 3. Układ załączania pola generatora oraz schemat połączeń pola obciążenia statycznego R-L

pod nadzorem synchronizatora serii SV firmy Kared, stosowanego również w elektrowniach zawodowych [7].

Do sterowania napędu generatora (silnik DC) wykorzystano tyrystorowy układ napędowy Mentor II w połączeniu do pracy 2-kwadrantowej. Struktura oprogramowania układu napędowego pozwala na pracę w układzie dwu- lub czterokwadrantowym, przy regulacji prędkości i nadążnym układzie regulacji momentu lub regulacji momentu z ograniczeniem prędkości maksymalnej turbozespołu. Każdy generator został ponadto zaopatrzony w regulator wzbudzenia oparty na sterowniku programowalnym realizującym regulator typu PID [8].

Pole obciążenia statycznego

Pole obciążenia statycznego wykonano jako połączenie równoległe obciążenia rezystancyjnego oraz indukcyjnego (rys. 3). 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]. Każde obciążenie jest załączane niezależnie wyłącznikami W1÷W4 po załączeniu stycznika głównego SG (rys. 3). Taka konstrukcja obciążenia pozwala na 16-stopniową regulację obciążenia od 0 do 9 kW co 600 W. Zmienność obciążenia indukcyjnego (rys. 3) 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. Układ ten pozwala na płynną zmianę reaktancji obciążenia, choć wprowadza nieliniową charakterystykę jego obciążenia (reaktancja „widziana” od strony systemu zmienia się z kwadratem przekładni autotransformatora) [6].

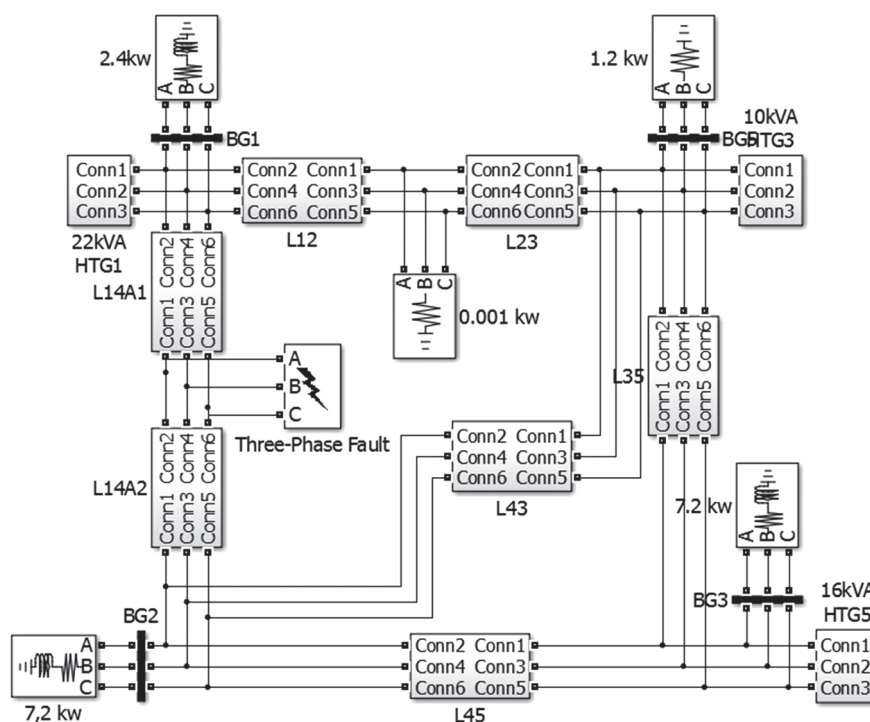
Pole obciążenia dynamicznego

Obciążenie dynamiczne zostało zasymulowane poprzez silnik asynchroniczny o mocy 10 kW, załączany za pomocą układu *soft start*. *Soft start* został użyty ze względu na stosunkowo dużą moc silnika w porównaniu z mocą maksymalną generatorów układu i możliwymi problemami ze stabilnością spowodowanych prądem rozruchowym silnika. Na wspólnym wale z silnikiem znajduje się maszyna prądu stałego wykorzystywana jako prądnicą. Energia z maszyny prądu stałego poprzez tyrystorowy układ napędowy Mentor II, pracujący w układzie 4-kwadrantowym, jest zwracana do sieci zasilającej.

Pole linii

W zaprojektowanym modelu systemu energetycznego jest siedem linii przesyłowych. Ich długości elektryczne to odpowiednio (rys. 2): 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 podłączono do szyn rozdzielni poprzez wyłączniki oraz zaopatrzone w układ pomiarowy prądów używający przekładników do pomiarów statycznych i LEM do pomiarów dynamicznych. Nie zastosowano żadnych blokad uniemożliwiających połączenie dwóch rozdzielni w przypadku, gdy każda z tych rozdzielni jest podłączona do innego źródła i ich połączenie może wywołać warunki zwarciove. Blokady zostały pominięte z premedytacją, aby móc odtworzyć pewne stany dynamiczne w systemie [5].



Rys. 4. Schemat symulacyjnego modelu pięciowęzłowego systemu elektroenergetycznego wykonanego w programie Matlab-Simulink

Budowa i opis symulacyjnego modelu systemu elektroenergetycznego

W celu budowy modelu komputerowego struktura modelu laboratoryjnego została w pełni odwzorowana w programie Matlab-Simulink, co oznacza, że każdy element systemu laboratoryjnego został odwzorowany za pomocą dostępnego w programie bloku lub zespołu bloków. Struktury połączeń obu modeli można zmieniać w zależności od liczby zastosowanych generatorów, odbiorów oraz sposobu połączenia węzłów. Na rysunku (rys. 4) pokazano układ połączeń bloków modelu symulacyjnego, odwzorowującego jedną z badanych konfiguracji systemu fizycznego, w której zastosowano trzy punkty generacyjne oraz pominięto wewnętrzne połączenia układu okrężnego.

Najbardziej skomplikowanym modelem jest niewątpliwie model pola generatora, w którego skład wchodzi nie tylko model generatora z regulatorem wzbudzenia, ale także model układu napędowego turbozespołu wraz z modelami zastosowanych regulatorów prędkości czy momentu obrotowego. Do odwzorowania pracy generatora wykorzystano istniejący już w programie Matlab-Simulink model generatora: Synchronous Machine pu Standard, którego parametry uzyskano od producenta oraz z przeprowadzonej procedury identyfikacyjnej [9–11].

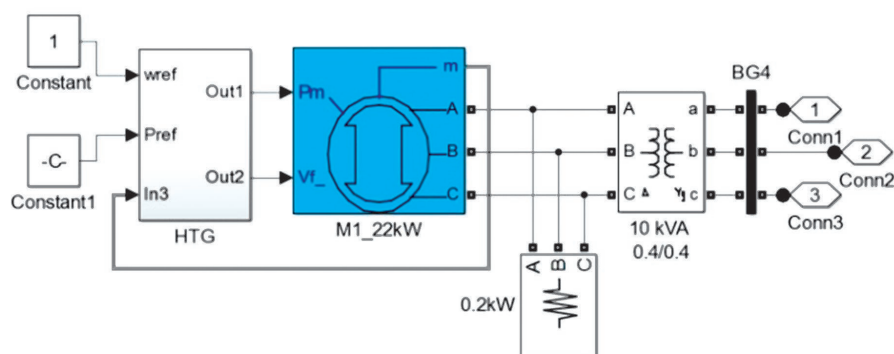
Największym problemem było odwzorowanie układu napędowego. Najbardziej zbliżonym modelem, pozwalającym odtworzyć nastawy regulatora momentu czy prędkości dostępnym w Matlab-Simulink, okazał się gotowy model turbiny wodnej z regulatorem PID: HTG – Hydraulik Turbine and Governor. Model ten zbudowany jest jako implementacja turbiny wodnej, wraz z regulatorami bazującymi na regulatorze PID oraz serwo motorze ograniczającym szybkość zmian momentu napędowego generatora. Układ we współpracy z regulatorem napięcia wzbudzenia maszyny synchronicznej: Excitation System (wzbudzenie z regulatorem) jest odpowiedzialny za oddanie dynamiki napędu rzeczywistego układu laboratoryjnego [9–11].

Na wyjściu generatora znajduje się transformator blokowy. Do symulacji użyto klasycznego modelu transformatora typu T o liniowej charakterystyce [12]. Poza węzłami generacyjnymi utworzono jeszcze węzły odbiorcze, do których podłączono 3-fazowe obciążenia rezystancyjno-indukcyjne (Three-Phase

Series LR Load – element biblioteki Simulink), którym zadawano wartości zgodne z mocami pobieranymi przez odbiorniki w modelu laboratoryjnym dla aktualnie badanego skojazżenia systemu. Wszystkie węzły systemu zostały połączone za pomocą 3-fazowych modeli linii typu PI (Three-Phase PI section Line) o parametrach dopowiadających odpowiednim odcinkom modelu fizycznego, w konfiguracji takiej, jaka została zaprezentowana na rys. 4. Każda linia została wyposażona w wyłącznik (Breaker) dający możliwość skonfigurowania połączeń między węzłami systemu symulacyjnego zgodnego z aktualnie badaną/porównywaną konfiguracją systemu rzeczywistego. W modelu fizycznym dokonywano zwarć za pomocą modułu zwarcowego, który został odwzorowany w odpowiedniku komputerowym poprzez nieskomplikowany blok: Three-Phase Fault [13].

Identyfikacja parametrów laboratoryjnego systemu elektroenergetycznego

Oba modele – model rzeczywisty oraz jego komputerowy odpowiednik – zostały ze sobą zestawione, skonfrontowane dla różnych stanów pracy. Porównanie modeli przeprowadzone zarówno dla stanów ustalonych, jak i dynamicznych wymaga identyfikacji wszystkich parametrów użytych w zastosowanych submodelach biblioteki Simpowersystem, dostępnych w oprogramowaniu Matlab. Od typu użytych modeli oraz poprawności zmierzonych lub oszacowanych wielkości parametrów zależna jest nie tylko przydatność otrzymanego modelu symulacyjnego (stany statyczne lub dynamiczne), 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 [14–16], na których zastosowanie pozwalały możliwości techniczne oraz aparatura pomiarowa dostępna w laboratorium. W literaturze można znaleźć [17–19] metody identyfikacyjne oparte na badaniu stałych czasowych, pozwalające na bardziej precyzyjne określenie wymaganych w omawianym przypadku parametrów, jak również na oszacowanie tych wielkości, które przy konwencjonalnym podejściu nie były dostępne. Nie zastosowano ich jednak z powodu braku możliwości technicznych, a ich użycie jest przewidziane w dalszych pracach nad systemem. Identyfikację układu napędowo-generacyjnego rozpoczęto



Rys. 5. Model węzła generacyjnego

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. W modelu symulacyjnym zaistniała potrzeba wprowadzenia stałej inercji H . Stałą inercji zdefiniowano jako stosunek energii zgromadzonej w wirniku, przy prędkości synchronicznej do znamionowej mocy maszyny S_n [16]:

$$H = \frac{1}{2} \cdot \frac{J \cdot \omega_{synchr}^2}{S_n} [s] \quad (1)$$

Reaktancje X_d oraz X_q wyznaczono przy wykorzystaniu metody małego poślizgu (wg normy PN-E-06704) [16]. Wyznaczenie reaktancji podprześciowych X_d'' , X_q'' wykonano przy zasilaniu dwóch faz generatora z 1-fazowego autotransformatora dla zatrzymanej maszyny. Testy wykazały rozbieżności z danymi producenta, a w związku z tym postanowiono, że dla wszystkich modeli generatorów zostaną przyjęte dane fabryczne.

Identyfikację parametrów linii przeprowadzono metodą techniczną dla każdej sekcji linii z osobna. Uzyskane wyniki dla wielu prób, dla różnych sekcji odpowiadających tej samej długości linii były bardzo zbliżone i jako ostateczne wzięto wartości średnie. Dla transformatorów przeprowadzono klasyczną identyfikację parametrów dla modelu typu T, a dodatkowo zmierzono rezystancję uzwojeń metodą techniczną i uwzględniono stosunkowo duży prąd magnesujący (małe transformatory).

Porównanie systemu laboratoryjnego z jego komputerowym odpowiednikiem

W celu porównania systemu fizycznego z odpowiadającym mu odwzorowaniem komputerowym dla obu modeli zestawiono tę samą konfigurację systemu (ta sama struktura, te same obciążenia). Porównywano zarówno stan ustalony pracy układu, jak również bardziej interesujący stan nieustalony, ukazujący na dynamikę systemu.

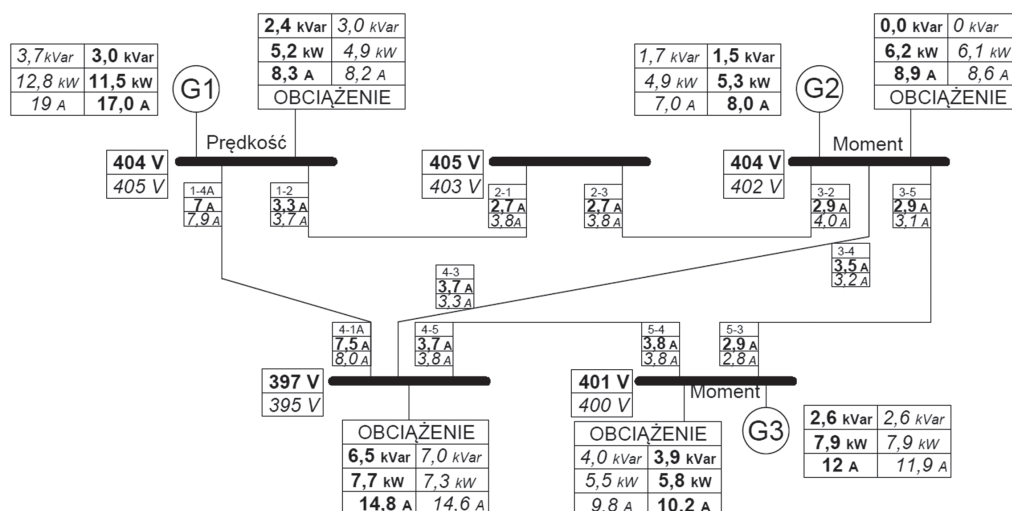
a) Próba dla stanu ustalonego

Porównanie dla stanu ustalonego pracy systemu wykonano, ustawiając w obu modelach generator wiodący na sterowanie prędkością (ang. *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. 4. Po uzyskaniu stałej częstotliwości pracy systemu zarejestrowano rozkład mocy i napięć w systemie, przedstawiony na rys. 6 – wartości oznaczone czcionką pogrubioną.

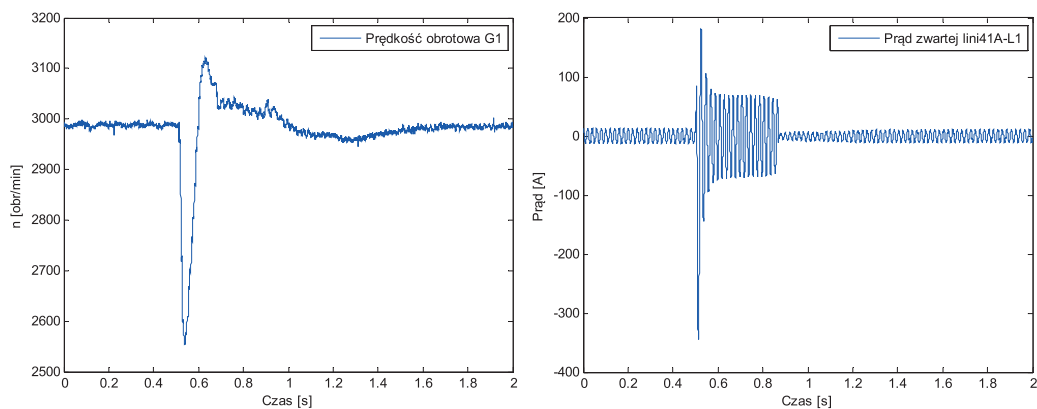
Wyniki komputerowego odwzorowania otrzymano, zestawiając wcześniej przedstawiony model symulacyjny w konfiguracji zgodnej z modelem fizycznym, przy jednakowym obciążeniu węzłów systemu i jednakowych zadanych momentach generatorów PV. Wartości otrzymane z komputerowego odwzorowania, odczytane po ustaleniu się punktu pracy systemu, przedstawiono na rys. 6 – wartości pisane kursywą. Porównanie pokazało zbliżone punkty pracy systemów, ewentualne różnice mogły wynikać z rozplywu mocy biernej oraz niewielkiej rozbieżności nastaw regulatorów momentu generatorów G2 oraz G3.

b) Próby zwarcieowe – stan nieustalony

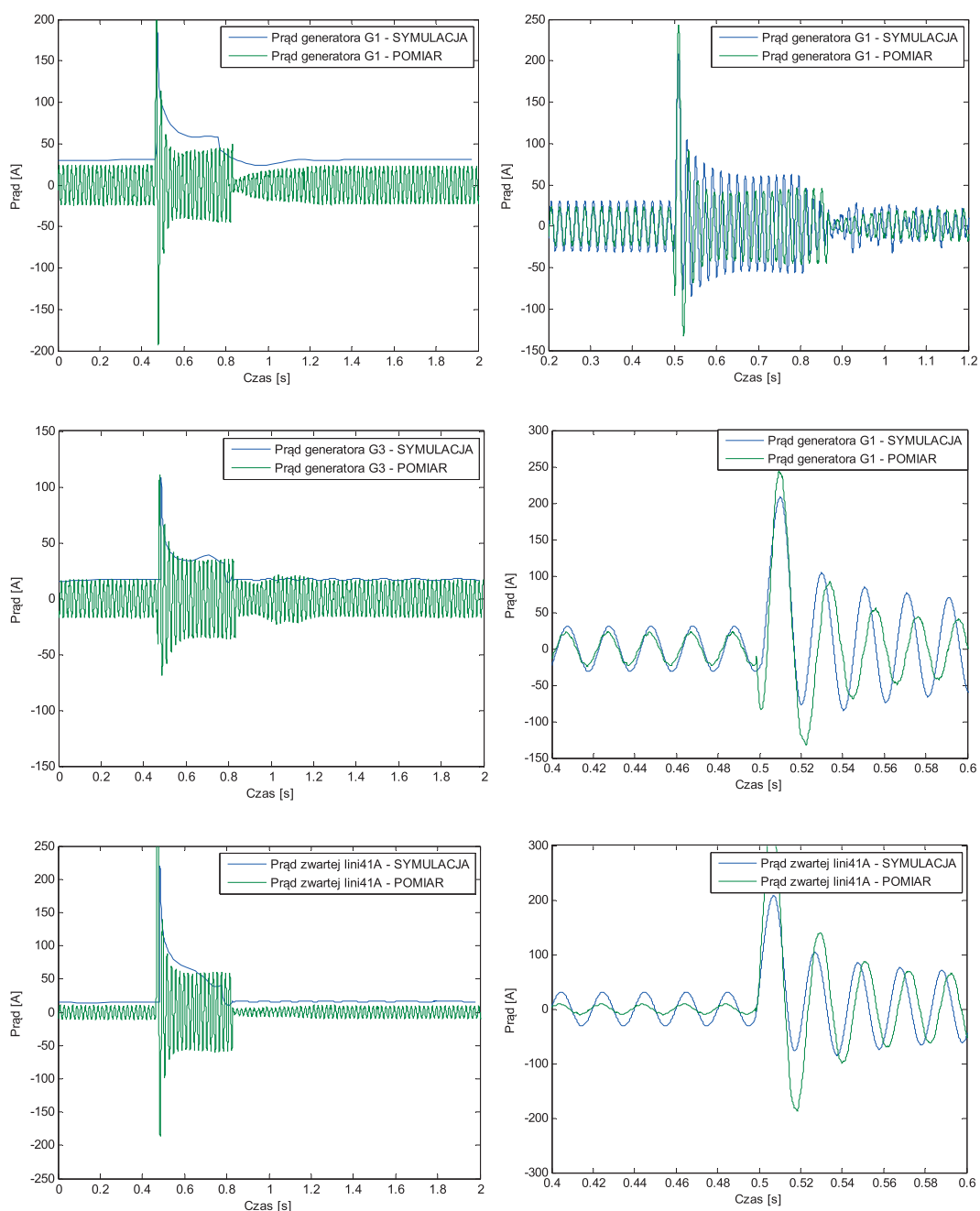
Porównanie modeli w stanie nieustalonym przeprowadzono na podstawie zwarcia symetrycznego – zwarcia 3-fazowego z ziemią. Zwarcie zamodelowano na czterosekcyjnej linii 1–4A



Rys. 6. Zarejestrowany rozpyływ mocy w stanie pracy ustalonej: system laboratoryjny – czcionka pogrubiona, model symulacyjny – czcionka pisana kursywą



Rys. 7. Wykresy obrazujące dynamikę procesu zwarciego dla zbudowanego fizycznego modelu systemu elektroenergetycznego



Rys. 8. Porównanie odpowiedzi dynamicznej układu laboratoryjnego z jego komputerowym odpowiednikiem

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. 4, 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 [20]. Na poniższych wykresach przedstawiono sposób oddawania dynamiki zjawiska zwarciovego przez zbudowany model rzeczywisty, a następnie wybrane wyniki otrzymane dla kilku charakterystycznych sygnałów odzwierciedlających sposób odpowiedzi zamodelowanych systemów elektroenergetycznych na zaburzenia – dynamikę systemu porównano z wartościami otrzymanymi z symulacji.

Przeprowadzono również badania, które miały na celu sprawdzenie czułości systemu na zmianę stałych czasowych układów regulacyjnych (m.in.: 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.

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 pozanurzeniowych. 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 mogłoby 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.

BIBLIOGRAFIA

- Potamianakis E.G., Vournas C.D., Modeling and Simulation of Small Hybrid Power Systems, IEEE PowerTech Conference, 2003.
- Andersson G., Modelling and Analysis of Electric Power Systems, ETH Zurich, 2009.
- Cokkinides G.J., Mohagheghi S., A laboratory setup of a power system scaled model for testing and validation of EMS applications, PowerTech, IEEE Bucharest, 2009.
- Gomez-Exposito A., Conejo A.J., Canizares C., Electric Energy Systems: Analysis and Operation, CRC Press, 2009.
- Miller P., Wancerz M., Wpływ sposobu wyznaczania parametrów linii 110 kV na dokładność obliczeń sieciowych, *Przegląd Elektrotechniczny* 2014, r. 90, nr 4.
- Handke A., Mitkowski E., Stiller J., Sieci elektroenergetyczne, Wydawnictwo Politechniki Poznańskiej, Poznań 1978.
- Yoshihide H., Handbook of Power System Engineering, Wiley 2007.
- Mentor II User guide, Hòa Trinh , nr 13, 2013.
- Dynamic Models for Steam and Hydro Turbines in Power System Studies, IEEE Trans. Power Appar. Syst. 1904–1915, Nov./Dec. 1973.
- Heffron W.G., Phillips P.A., Effect of modern aplidyne voltage regulator on under-excited operation of large turbine generators, Power Apparatus and Systems, Part III, Transactions of the American Institute of Electrical Engineers, 1952, s. 692–697.
- Mak F.K., Design of nonlinear generator exciters using differential geometric control theories, Decision and Control, Proceedings of the 31st IEEE Conference on, 1992.
- Plamitzer A., Maszyny elektryczne, Wydawnictwo Naukowo-Techniczne, Warszawa 1982.
- Simulink Documentation, Simulation and Model-Based Design, MathWorks.
- Norma PN-78 E-04252.
- Latek W., Badanie maszyn elektrycznych w przemyśle, Wydawnictwo Naukowo-Techniczne, Warszawa 1979.
- Norma PN-E-06704.
- Shi D. i in., Transmission line parameter identification using PMU measurements, *European Transactions on Electrical Power* 2011, Vol. 21, s. 1574–1588.
- Sanchez-Gasca J.J. i in., Trajectory sensitivity based identification of synchronous generator and excitation system parameters, *IEEE Transactions on Power Systems* 1988, Vol. 3, s. 1814–1822.
- Tumageanian A., Keyhani A., Identification of synchronous machine linear parameters from standstill step voltage input data, *IEEE Transactions on Energy Conversion* 1995, Vol. 10, s. 232–240.
- Kacejko P., Machowski J., Zwarcia w systemach elektroenergetycznych, Warszawa, WNT 2009.

Bartosz Rozegnał

mgr inż.

Politechnika Krakowska

e-mail: b.rozegnał@gmail.com

Studia odbył na Wydziale Inżynierii Elektrycznej i Komputerowej na Politechnice Krakowskiej. Obecnie pracuje nad rozprawą doktorską. Jego zainteresowania badawcze, to: detekcja oraz identyfikacja zwarć w systemach elektroenergetycznych przy wykorzystaniu transformatorów falukowych, układy wspomagające przełączanie tranzystorów w 3-fazowych falownikach napięcia – *soft switching*, systemy elektroenergetyczne – metody sterowania rozpięciem mocy.

Jerzy Szczepanik

dr inż.

Politechnika Krakowska

e-mail: jerzy_szczepanik@hotmail.com

Studia magisterskie odbył na Wydziale Elektrotechniki, Automatyki i Elektroniki Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie. Następnie uzyskał tytuł Master of Science in Electrical Engineering by Research na Monash University, Clayton Campus, Australia oraz tytuł Doctor of Philosophy in Electrical Engineering (doktorat) na uniwersytecie Royal Melbourne Institute of Technology, Melbourne, Australia. Jego zainteresowania badawcze, obejmują modelowanie stanów dynamicznych systemów elektroenergetycznych, opracowywanie koncepcji i urządzeń dla potrzeb kontroli rozpięciem mocy w systemie elektroenergetycznym czy badanie jakości energii elektrycznej i opracowywanie procedur jej pomiarów. Ma wieloletnie doświadczenie pracy w przemyśle w charakterze eksperta oraz konstruktora mikroprocesorowych układów kontrolno-pomiarowych.

Laboratory Power System Model Designed for Testing Dynamic Processes

Keywords

power system, system dynamics, short-circuit, parameter identification

Abstract

Identification tests of dynamic and transient processes which occur within a power system are usually based on simulation. Structures of systems used for simulation testing are built of simplified models of power system components. Practically, in order to verify results obtained by simulation, they would have to be compared to data obtained in actual facilities. Research carried out at the Cracow University of Technology and contained in the proposed paper shows that simplifications and assumptions used when constructing simulation models often cause a discrepancy between the simulation results and actual variability of the system state. This research was carried out using a five-node laboratory model of a power system built earlier. A full parameter identification process was carried out for this model, thus enabling construction of its computerised equivalent using the Mat lab software suite. The laboratory model which was used as a foundation for the simulation equivalent is a five-node system with a closed structure; it consists of four generation-consumption nodes and one consumption node. Parameters of the components of the laboratory model, like power lines or generator outputs, have been selected in a process of power scaling. Experiments currently performed on the model are aimed at investigating dynamic processes occurring during and after a short-circuit, and at testing procedures for estimating power distribution at a static condition as well as fault containment procedures which are currently under development.

Laboratory Load Model Based on 150 kVA Power Frequency Converter and Simulink Real-Time – Concept, Implementation, Experiments

Authors

Robert Małkowski
Bartosz Kędra

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Keywords

Power Converter, Simulink Real-Time, Matlab, Load, Tap controller

Abstract

First section of the paper provides technical specification 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. As described model contains transformer with thyristor-controlled tap changer, wider scope of device capabilities is presented. Paper lists and describes tunable parameters, both: tunable during device operation and changed only before starting the experiment.

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. List and description of all measurements is provided. Potential of laboratory setup modifications is evaluated.

Third section describes performed laboratory tests. Different load configurations are described and experimental results are presented. This includes simulation of under frequency load shedding, frequency and voltage dependent characteristics of groups of load units, time characteristics of group of different load units in a chosen area and arbitrary active and reactive power regulation basing on defined schedule. Different operation modes of control algorithm are described: apparent power control, active and reactive power control, active and reactive current RMS value control.

1. Concept

This paper presents LINTE² laboratory load model based on power frequency converter and transformer with power electronics tap changer. Concept diagram of the model is shown in Fig. 1.

The purpose of introducing described laboratory load model in LINTE² isolated laboratory grid is to provide flexible device with wide area of operation. Laboratory load model is designed to be used for performing various tests of other compensation and generation devices installed in LINTE² laboratory. Among others, it provides the following functions:

- operation in active power consumption mode with reverse power injection into external stiff grid
- operation in reactive power consumption/generation mode with unity power factor value seen from outside grid (increasing or decreasing lab busbar voltage)
- emulation of underfrequency load shedding
- emulation of time, frequency and voltage-dependent load types.

As a static device based on power frequency converter it is capable of reaching high di/dt , dP/dt values, depending on present power converter protection settings. Moreover, it can operate in active power generation mode and simulate many types of generating units.

One of the assumptions in designing the model was ensuring open loop supervisory control. This approach allows changing control algorithm in functional unit controller, where all control variables are calculated. Control functions assignment is shown in Fig. 2.

For purposes of Rapid Control Prototyping a dedicated environment was used – Simulink Real-Time. Therefore load model Functional Unit Controller shown in Fig. 1 is based on a PC computer with I/O cards and Simulink Real-Time software. Simulink Real-Time was used to create real-time applications directly from Simulink models. In the next step applications were loaded on a target computer connected to physical devices what

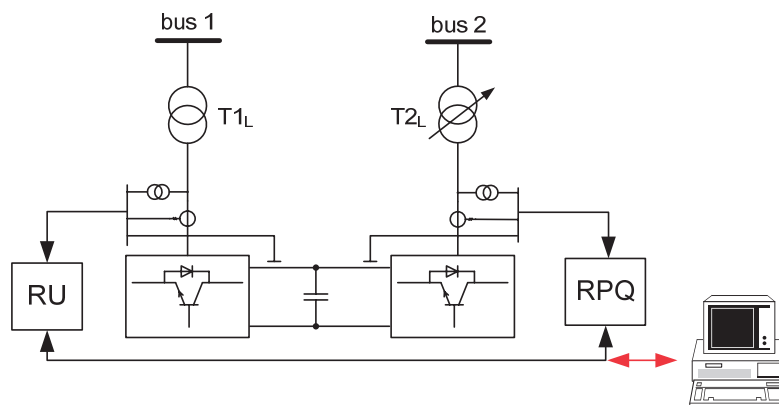


Fig. 1. Concept diagram of laboratory load model

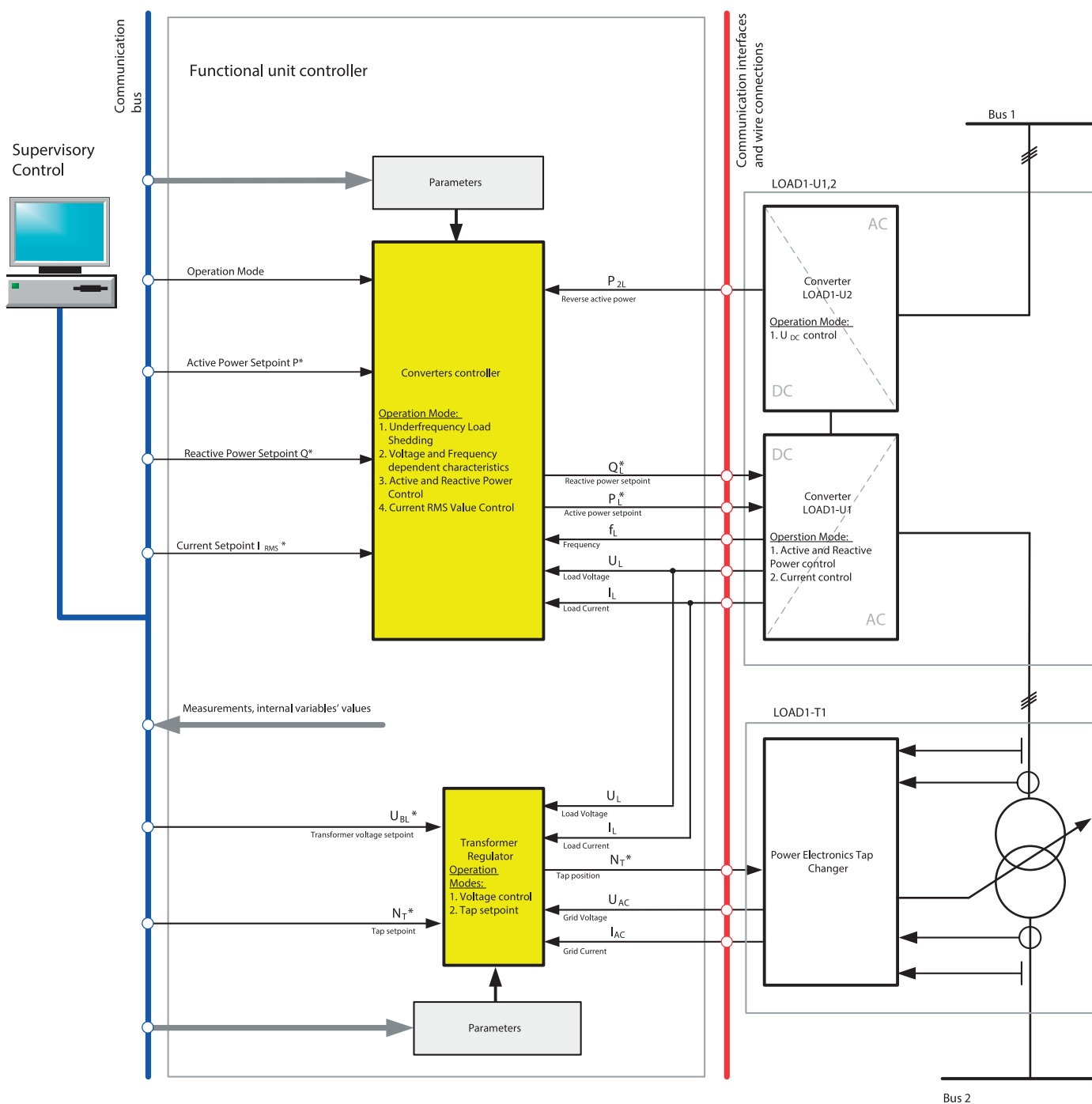


Fig. 2. Control functions assignment

provided opportunity to perform Hardware in the Loop (HIL) tests, as well as mentioned Rapid Control Prototyping process. With Simulink Real-Time, Simulink models were extended with I/O cards driver blocks, what made possible automatic generation of real-time applications and performing interactive or automated runs on a dedicated target computer equipped with a real-time kernel, multicore CPU and I/O cards.

2. Implementation

Laboratory load model described in this paper consists of: 150 kVA power frequency converter based on IGBT switches, 150 kVA 400/400 V/V transformer equipped with thyristor-controlled tap changer and functional unit controller based on PC with I/O cards and Simulink Real-Time platform. Electrical parameters of devices are listed in Tab. 1.

Power converter	Nominal power Rated voltage Efficiency	±150 kVA 3 × 400 V 80%
Transformer	Nominal power Operation mode Rated voltage Tap changer range	100 kVA S1 15min 400 V/ 400 V ±12 %±15%
Functional unit controller	Supply voltage No of Analog input channels No of Analog output channels No of binary I/O channels	230 V 32 (±10 V) 8 (±10 V) 64

Tab. 1. Electrical parameters of load model devices

Load functional unit controller includes two RT-DAC4/PCI multi-functional analog/digital I/O boards. The boards use PCI bus

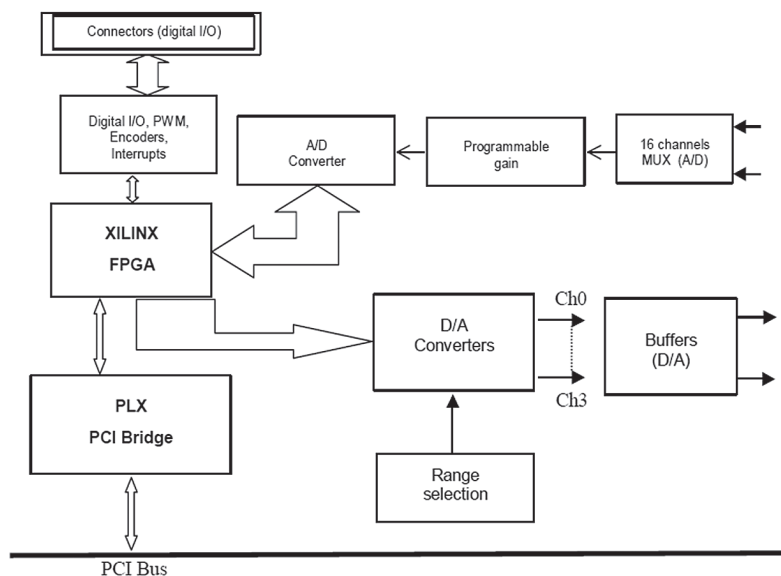


Fig. 3. Block diagram of the RT-DAC4/PCI board

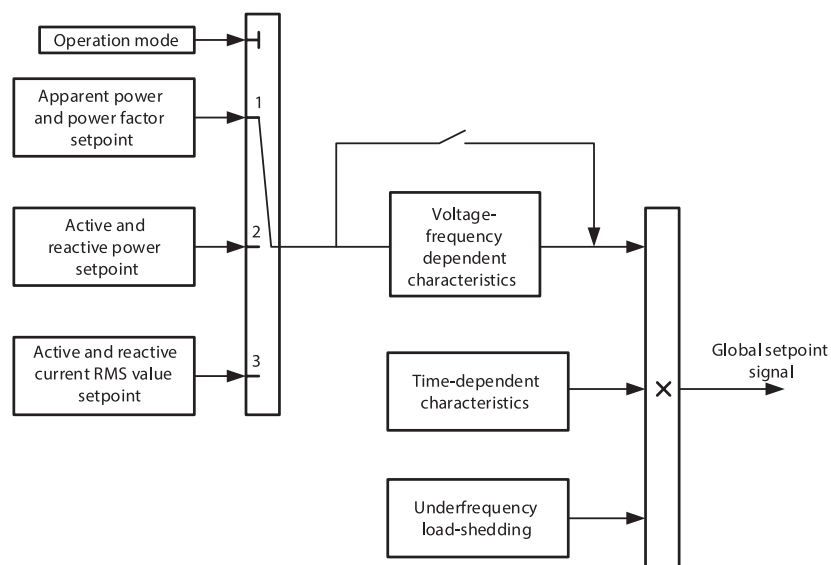


Fig. 4. Block diagram of load model operation modes and functionalities

and are dedicated to real-time control and data acquisition. Each board supports 16 analog input channels ($\pm 10\text{V}$), 4 analog output channels ($\pm 10\text{V}$) and 32 digital input/output channels. Load model internal parameters and variables setpoints can be changed and adjusted using Syndis-RV SCADA system or through Control Panel interface included in Simulink Real-Time package. Block diagram of RT-DAC4/PCI board is shown in Fig. 3.

3. Functionalities

Load model provides various options of defining load value. There are three main load value setpoint variants: apparent power/power factor setpoint, active and reactive power setpoint and active and reactive current RMS value setpoint. Additionally, for each of these load power setpoint variants three functionalities may be switched on:

- Underfrequency load shedding automatics
- Voltage dependent characteristics
- Frequency dependent characteristics
- Time dependent characteristics.

Block diagram of load model operation modes and functionalities is shown in Fig. 4.

Additionally load model provides:

- independent active and reactive power setpoint change with set ramp parameters $\Delta P / \Delta t$, $\Delta Q / \Delta t$
- independent active and reactive power step and smooth change modelling disturbance ΔP and/or ΔQ

- possibility to shed higher power than value which caused the disturbance.

Voltage and frequency dependent characteristics

Voltage and frequency dependent characteristics are implemented according to the following expression (1) and (2):

$$P(U, f) = P_{ref} \times (p_1 \times u^2 + p_2 \times u + p_3) \times (1 + K_{pf} \times \Delta f) \quad (1)$$

$$Q(U, f) = Q_{ref} \times (q_1 \times u^2 + q_2 \times u + q_3) \times (1 + K_{qf} \times \Delta f) \quad (2)$$

where:

P_{ref} – setting of active power value; Q_{ref} – setting of reactive power value; p_1, p_2, p_3 – active power static characteristics coefficients; q_1, q_2, q_3 – reactive power static characteristics coefficients; K_{pf}, K_{qf} – frequency dependent characteristics coefficients; Δf – frequency deviation; u – relative voltage value.

Underfrequency load shedding automatics

Implemented underfrequency load shedding automatics algorithm is relatively a simple one. Its operation criteria is decrease of frequency below certain level, what results disconnection of certain group of load units. The algorithm is shown in Fig. 5.

Underfrequency load shedding automatics is designed to provide 7 steps with 7 frequency levels and relative load power values. Predefined settings are listed in Tab. 1. Load model algorithm provides shedding of 0–100% of load power.

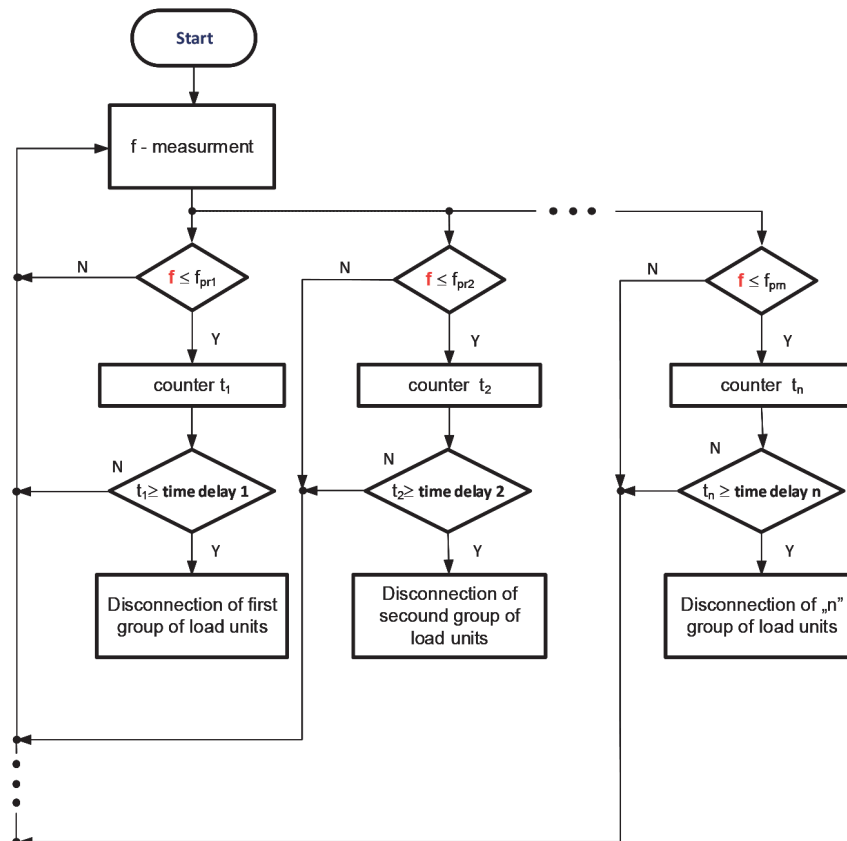


Fig. 5. Underfrequency load shedding automatics algorithm implemented in load model

step	I_1	I_2	II_1	II_2	III	IV	V
f [Hz]	49	49	48.7	48.7	48.5	48.3	48.1
time delay [s]	0.2	0.5	0.2	0.5	0.5	0.5	0.5
step power [%]	21	8	22	7	20	11	11

Tab. 2. Introduced underfrequency load shedding automatics settings

Time dependent characteristics

Independently of setting the power setpoint, active and reactive power (or current RMS values) can be defined as time dependent characteristics. This allows defining arbitrary time curves independently for both signals. As the time limit of these data is not defined – such time curves may be used for purposes of performing long run test (several hours or days).

Transformer with thyristor-controlled tap changer

Laboratory load model transformer is designed in Y-Y connection with 25 taps in each phase of the secondary side what allows of voltage regulation in range 340–460 V with 5 V step. As switches, anti-parallelly connected thyristors were used, with individual

gate driver of each thyristor. Transformer is equipped with driver executing the following functions:

- conversion of received voltage and current measurement signals
- synchronization with output current signal
- communication with functional unit controller
- communication with gate drivers
- optical fibre communication control
- execution of the protections: internal short-circuit protection, overcurrent protection, electronics protections.

Concept diagram of on-load thyristor controlled tap changer is shown in Fig. 6.

Control algorithm parameters:

- Algorithm full calculation cycle time 10 μs
- Data transmission time <10 μs
- Full algorithm time <20 μs
- Thyristor firing error <2π · 10⁻³ rad
- Tap-Changer Switching time between maximum and minimum tap 20 ms
- Normal operation maximum voltage THD: 10%
- Normal operation maximum current THD: 10%

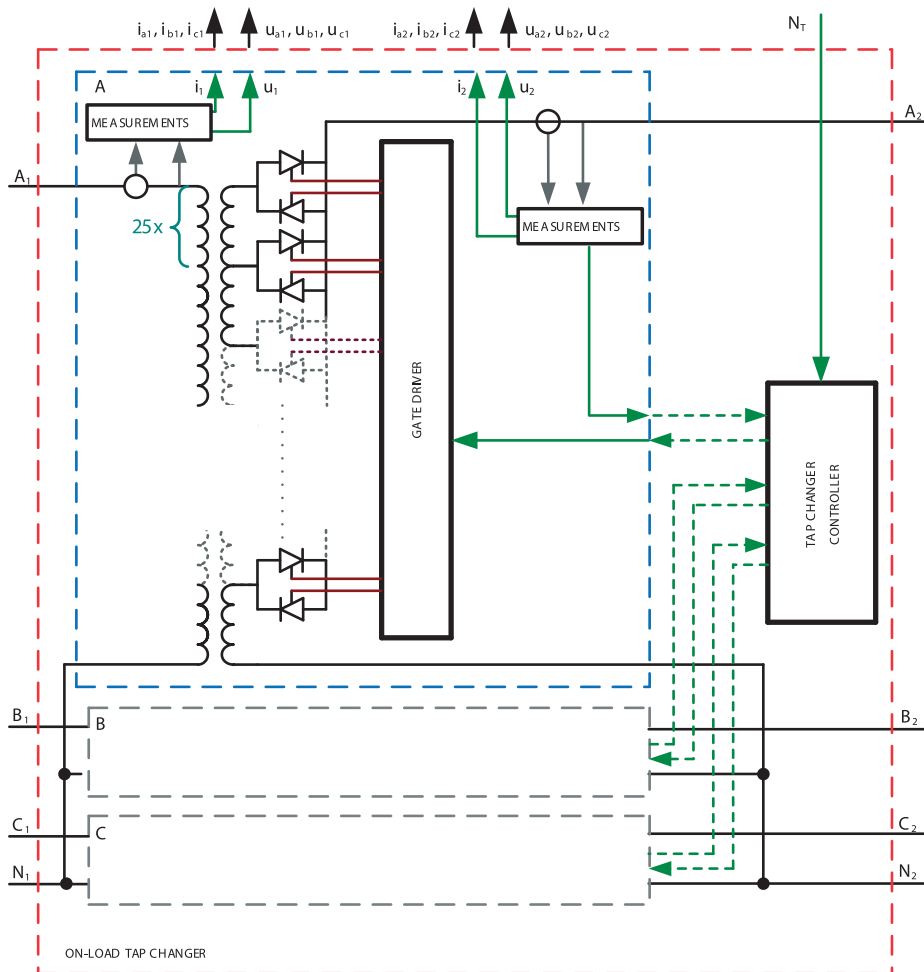


Fig. 6. Concept diagram of on-load tap changer

Transformer tap changer controller algorithm was equipped with two control modes:

- voltage control mode maintaining voltage value according with set reference value and chosen transformer side
- reactive power control mode maintaining reactive power value according with set reference value and chosen transformer side.

Additionally, transformer tap changer controller algorithm was equipped with option of electromechanical tap changer emulation. Therefore, algorithm contains additional time constant, which is used to delay each tap switching.

4. Exemplary of experimental results

Load power variation

Designed laboratory load model offers wide spectra of defining and obtaining power time dependent characteristics. Examples of obtained various load power characteristics are shown in Fig. 7. Basing on this example and load model features the following advantages may be listed:

- High derivative of power Fig. 7a–b
- Independent active and reactive power characteristics Fig. 7c
- Unlimited duration of experiments (minutes, hours) Fig. 7d
- Unlimited capabilities in shaping active and reactive power time characteristics.

Transformer voltage controller test

Functional unit controller contains transformer voltage control algorithm. As the transformer is equipped with thyristor-controlled tap changer – additional inertia was introduced to emulate electromechanical tap changer characteristics. For purposes of this test step change of load reactive power was performed, what resulted in step change of transformer voltage. The results of transformer voltage controller operation are shown in Fig. 8.

In Fig. 9 experimental results are presented to give an example showing the speed of power electronics tap changer (EETC).

As it can be noticed in Fig. 9, application of power electronics tap changer results in obtaining new range of tap changer operation

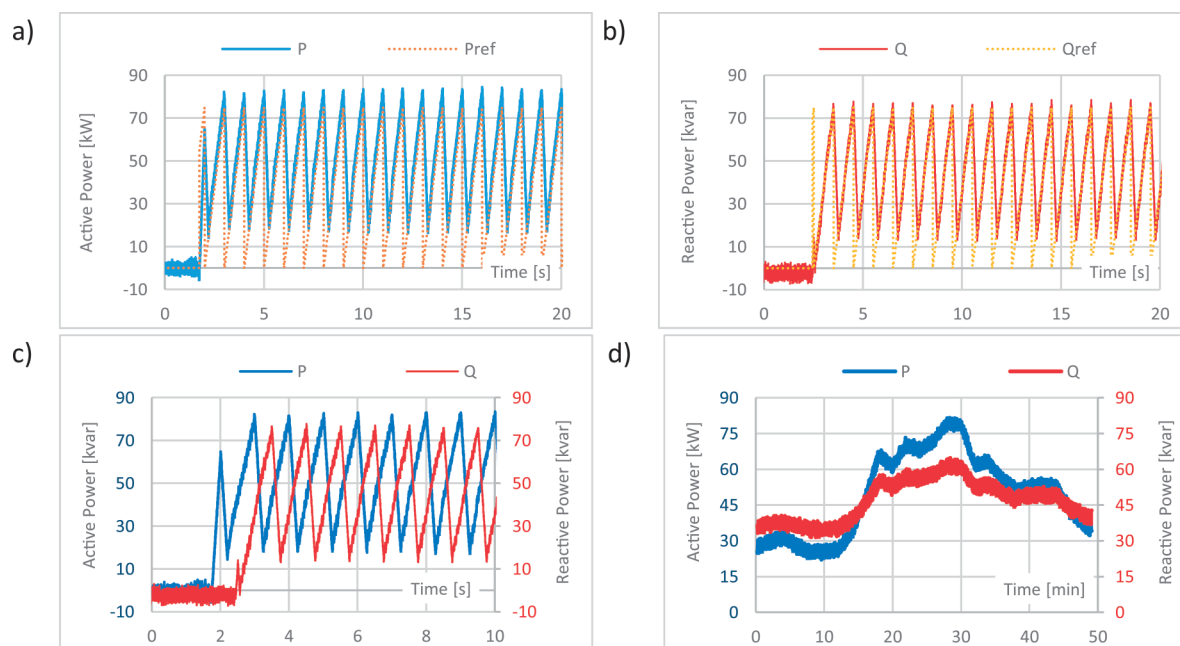


Fig. 7. Obtained time characteristics: a) Active power, b) Reactive power, c) Active and reactive power with independently defined time characteristics d) An example of the daily load variation modeling

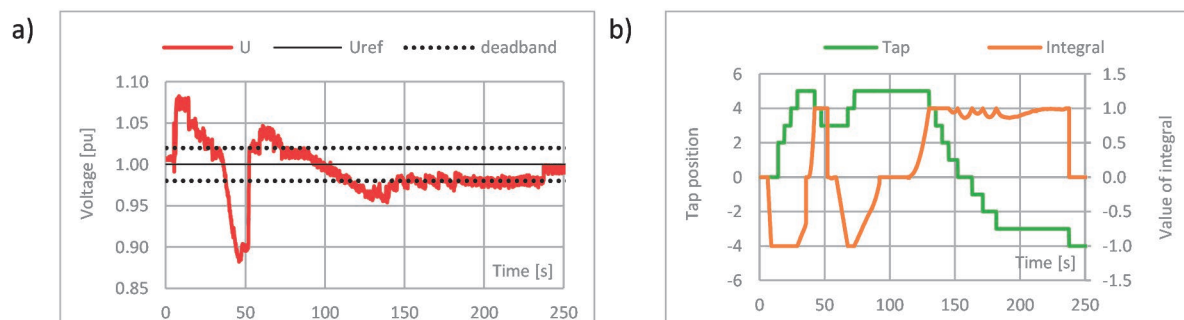


Fig. 8. Transformer controller operation in electro-mechanical tap changer emulation mode: a) Voltage variation, b) Tap position and value of integral

times what results in new voltage control capabilities and therefore introduces a research field in the area of voltage control.

Underfrequency Load Shedding – simulations

Underfrequency load shedding functionality performance evaluation was performed basing on artificially introduced frequency measurement value variation. At the moment when load tests were performed islanded grid operation was not possible, therefore stiff grid resulted in constant frequency value. Therefore, to emulate frequency variation caused by active power balance disturbance and UFLS operation the following equation was used (3) [2].

$$\frac{d\Delta f^*}{dt} = \frac{1}{T_{Jg\Sigma} \cdot \left[1 + \beta \cdot (1 + \Delta P^*) \cdot \left(1 - \sum_1^k P_{UFLS}^* \right) \right]} \cdot \left\{ 1 + (1 + \Delta P^*) \cdot (1 + k_{o\Sigma}^* \cdot \Delta f^*) \cdot \left(1 - \sum_1^k P_{UFLS}^* \right) \right\} \quad (3)$$

where:

$T_{Jg\Sigma}$ – weighted average inertia time constant of conventional generation units operating after the disturbance ($T_{Jg\Sigma} = 5 \div 10$ s); β – load inertia time constant to weighted average inertia time constant of conventional generation units operating before the disturbance ratio ($\beta = 0.3 \div 0.5$); ΔP^* – relative power deficit value, P_{UFLS}^* – relative UFLS step power.

Equation (1) was implemented in control algorithm, values of ΔP^* and P_{UFLS}^* were obtained with load model operating in stiff grid. Simulation results are shown in Fig. 9.

Experimental results presented in Fig. 10 confirm utility of presented laboratory load model in testing the effectiveness of underfrequency load shedding automatics algorithms. Rapid control prototyping feature of presented laboratory load model allows introducing unlimited modifications of control algorithm, automatic generation of real-time application and loading it into target computer in load functional unit controller. Thus, research

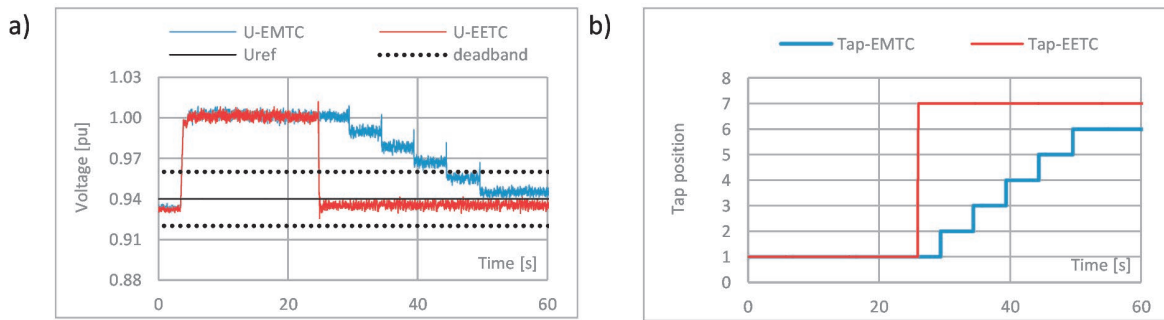


Fig. 9. Comparison of tap changer types speed of operation EMTC – modelled as electro-mechanical tap changer, EETC– modelled as power electronics tap changer: a) Voltage, b) Tap position.

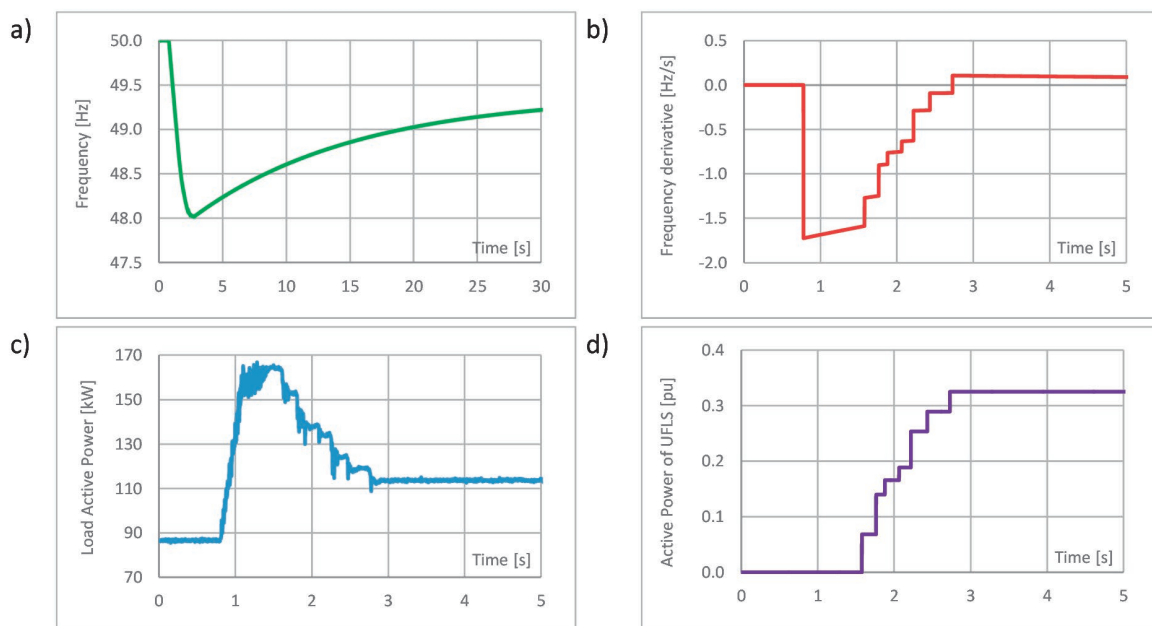


Fig. 10. Time chart: a) Frequency, b) Frequency derivative, c) Load Active Power, d) Active power of UFLS. Assumed $T_{Jg\Sigma} = 10$, $\Delta P^* = 0.5$, $k_{o\Sigma}^* = 1$, $\beta = 0.3$

experiments can be in any moment extended with additional tests after modification of control algorithm. Performing interactive or automated runs on a dedicated target computer can be started directly after generation of new version of real-time application with modified control algorithm.

5. Conclusions and remarks

Presented experimental results confirm correctness of assumed control concept. Open loop control of both power converter and transformer tap changer allow implementation of any chosen or designed control algorithm.

Application of power converter as controlled active and reactive power load device allows obtaining high variation, value and character change in active and reactive power time characteristics. What is more, transformer equipped with power electronics tap changer introduces wide spectra of possible tests with novel and innovative voltage and reactive power control algorithms.

Besides, presented model will be extensively used for purposes of testing LINTE² laboratory devices, as well as devices in the early production tests phase, as it allows obtaining specific conditions, required to simulate different grid disturbances or interferences for example voltage sags, voltage swells and voltage fluctuations.

REFERENCES

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 czerwiec 2003.
3. R. Małkowski, Badania symulacyjne weryfikujące poprawność doboru mocy odciążania dla automatyki samoczynnego częstotliwościowego odciążania, *Zeszyty Naukowe Politechniki Gdańskiej* 2000, seria Elektryka, nr 54.
4. Simulink 2014b user manual.
5. Dokumentacja techniczno-ruchowa transformatora z energoelektronicznym przełącznikiem zaczeów, zaprojektowanego na potrzeby projektu LINTE².

Robert Małkowski

Gdańsk University of Technology
e-mail: robert.malkowski@pg.gda.pl

He graduated from the Faculty of Electrical Engineering and Automation of Gdańsk University of Technology in 1999. Four years later he got his PhD. He works as an assistant professor in the Chair of Electrical Engineering of Gdańsk University of Technology His scientific interest focus on wind energy issues, critical electrical energy systems failures, as well as on levels of voltage and reactive power distribution in electric power systems.

Bartosz Kędra

Institute of Power Engineering Research Institute Gdańsk Division
e-mail: b.kedra@ien.gda.pl

Graduated from University of Science and Technology in Krakow. Since 2006 employed in Institute of Power Engineering Research Institute Gdańsk Division in Automatics and System Analysis Department. Member of team participating in LINTE² project. Responsible for designing, implementation and commissioning of functional unit regulator for laboratory units LOAD1÷3, LOAD4 and FLYWHEEL. Interests: power quality, active power filters, power electronics.

Laboratoryjny model obciążenia oparty na przekształtniku częstotliwości o mocy 150 kVA i platformie Simulink Real-Time – koncepcja, realizacja, badania eksperymentalne

Słowa kluczowe

przekształtnik mocy, Simulink Real-Time, Matlab, obciążenie, regulator zaczepów

Streszczenie

W artykule opisano koncepcję oraz sposób realizacji laboratoryjnego modelu odbioru o mocy 150 kVA. Odbiornik zaprojektowano w taki sposób, aby umożliwić emulację zmienności mocy dowolnego odbioru. Integralnym elementem modelu jest transformator z energoelektronicznym przełącznikiem zaczepów. W pierwszej części artykułu przedstawiono założenia, strukturę przyjętego algorytmu sterowania, wymieniono i opisano podstawowe wielkości wejściowe i wyjściowe, a także wybrane wielkości parametryzujące. W drugiej części artykułu opisano strukturę sprzętową. Podano informacje o zastosowaniu interfejsu komunikacyjnego, rozwiązań na temat sposobu zbierania i archiwizacji danych oraz wybranych funkcjonalności wykorzystywanego narzędzia, jakim jest Simulink Real-Time. W części trzeciej zaprezentowano przykładowe wyniki prób eksperymentalnych potwierdzające słuszność przyjętej koncepcji sterowania. Zamieszczone przykłady pokazują m.in. możliwości kształtowania zmienności mocy odbioru, skuteczności działania energoelektronicznego przełącznika zaczepów, czy wreszcie efekt działania zaimplementowanego algorytmu automatyki samoczynnego podczęstotliwościowego obciążenia.

Ocena przydatności klasycznych metod pomiaru impedancji pętli zwarciowej do obwodów z wyłącznikami różnicowoprądowymi

Autorzy

Stanisław Czapp
Kornel Borowski

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

wyłączniki różnicowoprądowe, impedancja pętli zwarciowej, pomiar

Streszczenie

Pomiar impedancji pętli zwarciowej w sieciach i instalacjach niskiego napięcia wykonuje się najczęściej w celu oceny skuteczności ochrony przeciwporażeniowej przez samoczynne wyłączenie zasilania. Z punktu widzenia dokładności pomiaru korzystne jest, aby wykonać go dużym prądem. Niestety, w obwodach z wyłącznikami różnicowoprądowymi, które obecnie są stosowane na bardzo szeroką skalę, duży prąd pomiarowy może powodować ich zbędne wyzwalanie. W pracy przedstawiono wyniki badań zachowania się wyłączników różnicowoprądowych przy pomiarze impedancji pętli zwarciowej, wykonanym wybranymi miernikami. Badania przeprowadzono w obwodach z wyłącznikami różnicowoprądowymi o prądzie znamionowym różnicowym $I_{\Delta n} = 30$ mA, typu AC oraz typu A. Na podstawie przeprowadzonych badań i analiz zaproponowano sposób pomiaru impedancji pętli zwarciowej, który nie powoduje zbędnego zadziałania wyłączników różnicowoprądowych.

1. Wstęp

Pomiar impedancji pętli zwarciowej wykonuje się w ramach odbiorczego i eksploatacyjnego sprawdzania instalacji elektrycznych niskiego napięcia [1]. Służy on do oceny skuteczności ochrony przeciwporażeniowej przez samoczynne wyłączenie zasilania.

Najczęściej stosowaną metodą pomiarową jest metoda z wykorzystaniem tzw. sztucznego zwarcia (rys. 1) [2–8].

Mierzy się różnicę napięć przed i po załączeniu obciążenia pomiarowego Z_0 i oblicza wartość impedancji pętli zwarciowej Z zgodnie z następującą zależnością:

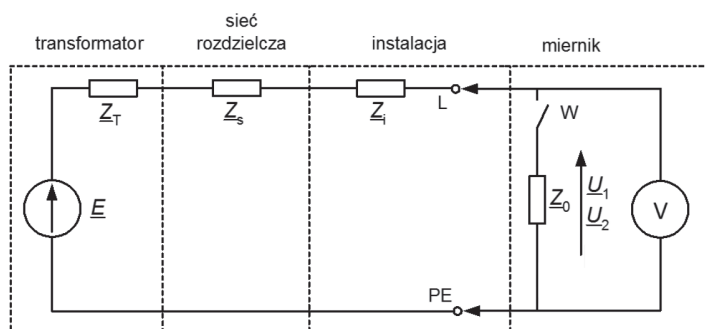
$$\underline{Z} = \underline{Z}_0 \frac{U_1 - U_2}{U_2} = \underline{Z}_0 \left(\frac{U_1}{U_2} - 1 \right) \quad (1)$$

gdzie:

\underline{Z} – impedancja mierzona, \underline{Z}_0 – impedancja obciążenia pomiarowego, U_1 – napięcie przed załączeniem obciążenia pomiarowego, U_2 – napięcie po załączeniu obciążenia pomiarowego.

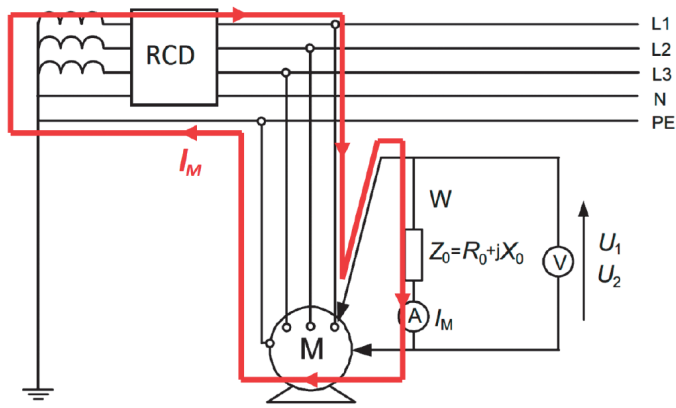
Pomiar impedancji pętli zwarciowej wykonuje się też w obwodach chronionych wyłącznikami różnicowoprądowymi. Najczęściej są zainstalowane wyłączniki wysokoczułe ($I_{\Delta n} \leq 30$ mA), ponieważ ich stosowanie wymagają normy [9, 10]. Zastosowanie klasycznego miernika impedancji pętli zwarciowej w obwodach chronionych wyłącznikami różnicowoprądowymi bardzo często powoduje ich zbędne zadziałanie podczas pomiaru, ponieważ prąd pomiarowy jest dla wyłącznika różnicowoprądowego prądem różnicowym (rys. 2).

Dla uzyskania dużej dokładności pomiaru impedancja obciążenia pomiarowego Z_0 powinna być tak dobrana, aby w obwodzie popłynął stosunkowo duży prąd pomiarowy, zapewniający znaczną różnicę mierzonych napięć $U_1 - U_2$. Zaletą pomiaru



impedancja pętli $\underline{Z} = \underline{Z}_T + \underline{Z}_s + \underline{Z}_i$

Rys. 1. Schemat zastępczy obwodu przy pomiarze impedancji pętli zwarciowej metodą sztucznego zwarcia



Rys. 2. Schemat pomiaru impedancji pętli zwarciowej w obwodzie z wyłącznikiem różnicowoprądowym; RCD – wyłącznik różnicowoprądowy, I_M – prąd pomiarowy

dużym prądem jest możliwość wykrycia niepewnych połączeń w instalacji oraz zmniejszenie wpływu różnicy argumentu impedancji mierzonej i impedancji obciążenia pomiarowego ($\varphi - \varphi_0$) na dokładność pomiaru. Na rys. 3 przedstawiono wykres błęd pomiaru dla różnych wartości prądu pomiarowego (w odniesieniu do impedancji obciążenia pomiarowego). Dla prądów o wartościach największych (impedancja $Z_0 = 1 \Omega$) wartości błędów są najmniejsze.

Duża wartość prądu pomiarowego może jednak spowodować zbędne zadziaływanie zabezpieczeń badanego obwodu, w szczególności wyłączników różnicowoprądowych. Z tego powodu istotne jest opracowanie metod pomiaru, które mimo zastosowania prądu pomiarowego o stosunkowo dużej wartości nie będą powodować zbędnych zadziaływań wyłączników różnicowoprądowych.

2. Badania mierników – charakterystyka prądu pomiarowego

Aby ocenić przydatność mierników impedancji pętli zwarciowej do obwodów z wyłącznikami różnicowoprądowymi, przeprowadzono wiele badań. W artykule przedstawiono wyniki badań

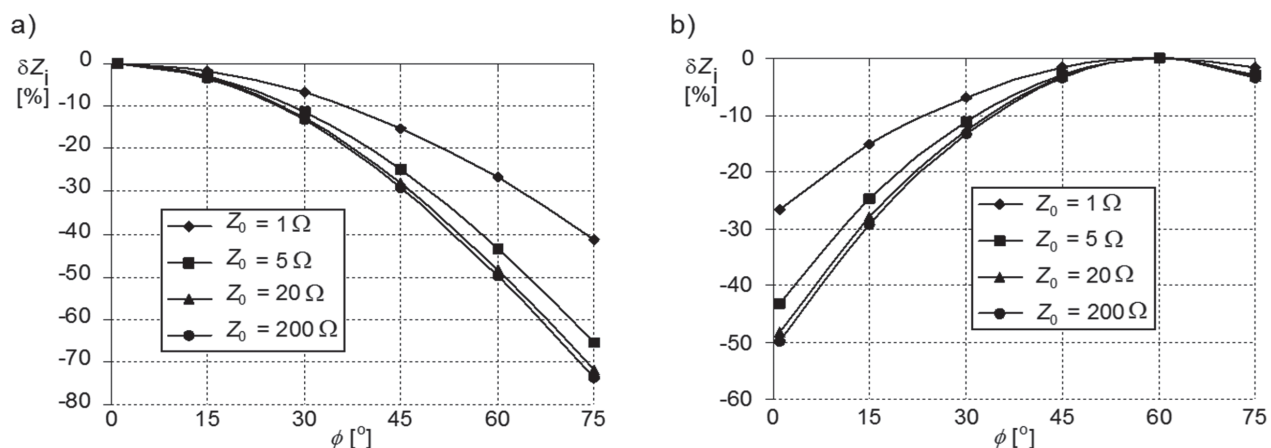
dla trzech mierników: Kyoritsu 4120A, Kyoritsu KEW 4140 oraz wielofunkcyjnego miernika parametrów instalacji elektrycznej Sonel MPI-520. Za pomocą oscyloskopu cyfrowego rejestrowano przebiegi napięć i prądów pomiarowych, co umożliwiło porównanie i ocenę właściwości tych mierników. Zgodnie z deklaracją producenta wszystkie wymienione wyżej mierniki mają dodatkową funkcję pozwalającą na pomiar impedancji pętli zwarciowej bez wyzwalania wyłączników różnicowoprądowych. W przypadku firmy Kyoritsu funkcja ta nazywa się ATT (ang. *Anti-Trip Technology*) lub Auto RCD Lock [11, 12], a w przypadku firmy Sonel jest to tryb RCD [13]. Rejestracji prądów pomiarowych dokonano bez aktywnej funkcji ATT/RCD (rys. 4) oraz z aktywną tą funkcją (rys. 5).

Mierniki Sonel MPI-520 i Kyoritsu KEW 4140 bez aktywnej funkcji ATT/RCD charakteryzują się typowym półfalowym przebiegiem prądu pomiarowego (rys. 4a i rys. 4b), występującym w większości mierników impedancji pętli zwarciowej.

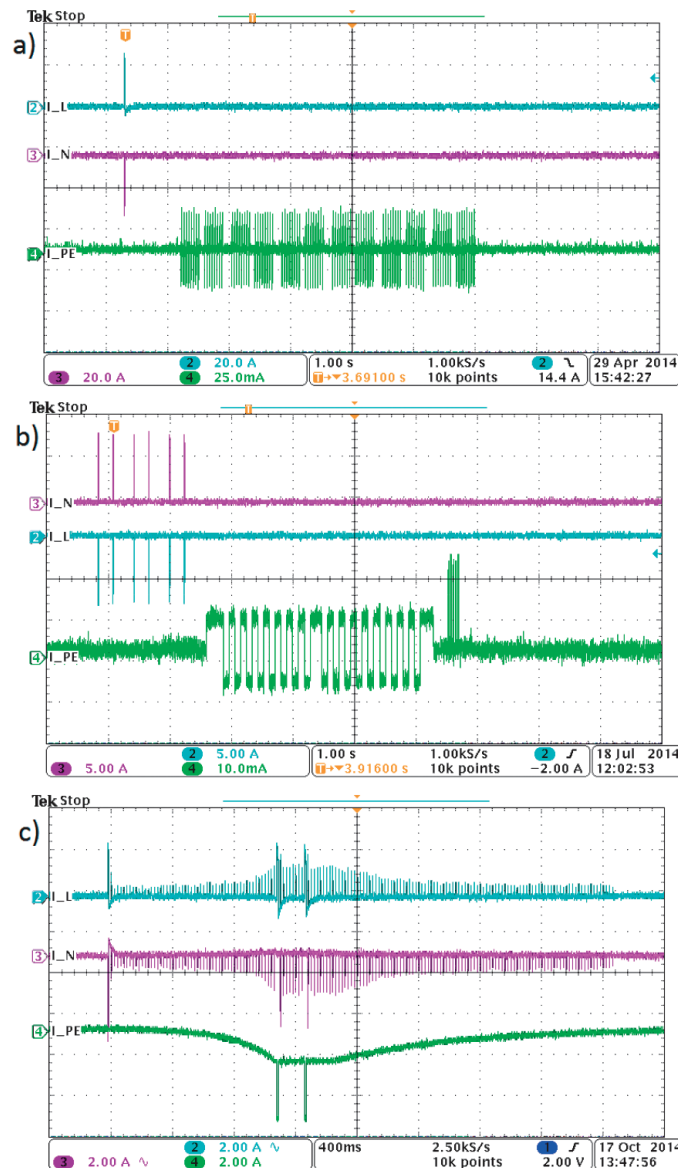
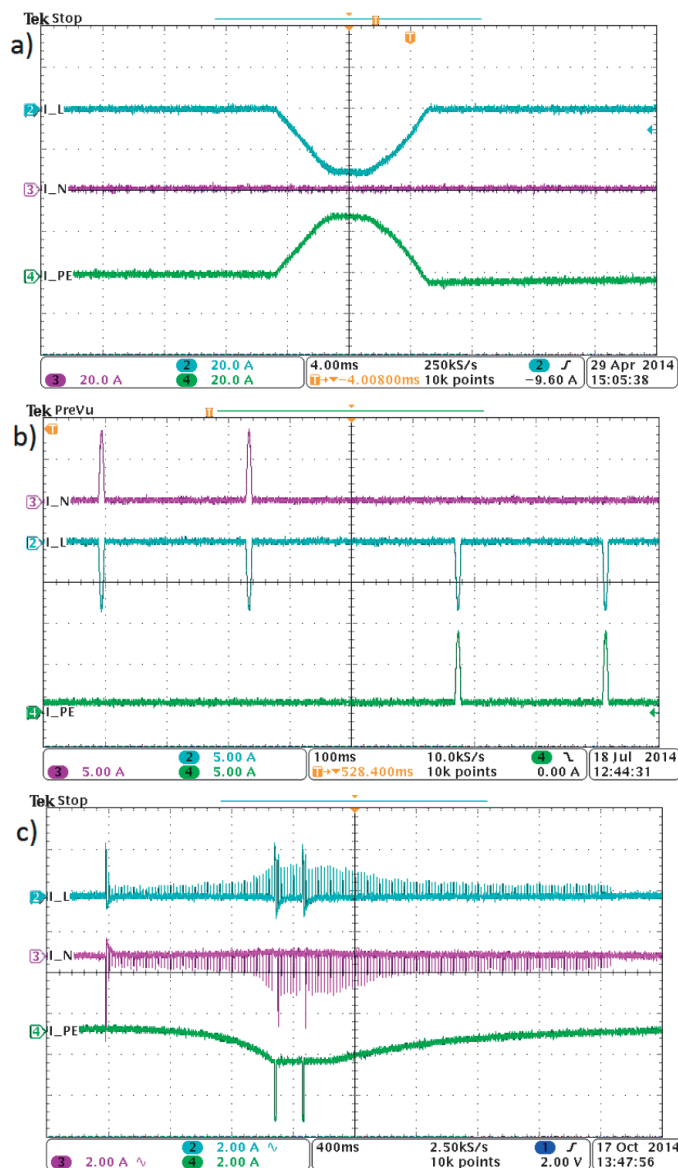
Przebieg prądu pomiarowego w przypadku aktywnej funkcji ATT/RCD jest dla każdego miernika inny. W przypadku miernika Sonel MPI-520 zastosowano pomiar prądem pełnofalowym (rys. 6), ale o wartości skutecznej wynoszącej tylko kilkanaście miliamperów. Dzięki temu nie dochodzi do zbędnego zadziaływania wyłączników różnicowoprądowych o $I_{\Delta n} = 30 \text{ mA}$, ale ze względu na tak małą wartość prądu pomiarowego dokładność pomiaru w wielu przypadkach jest niewystarczająca.

Podobny sposób pomiaru zastosowano w mierniku Kyoritsu KEW 4140. Tutaj również pomiar wykonywany jest prądem o wartości skutecznej kilkunastu miliamperów. Pomiar właściwy poprzedzony jest przepływem prądu przemiennego o charakterystyce prostokątnej. Powiększenie przebiegu prądu w przewodzie PE z rys. 5b przedstawiono na rys. 7.

W przypadku mierników Sonel MPI-520 i Kyoritsu KEW 4140 przebiegi prądów z aktywną funkcją ATT/RCD w stosunku do pomiaru bez aktywnej tej funkcji znacznie się różnią. Odmienna sytuacja występuje w mierniku Kyoritsu 4120A – funkcja ATT/RCD



Rys. 3. Błędy pomiaru $\delta Z_i = f(\varphi)$ dla różnych wartości obciążenia pomiarowego, przy sinusoidalnym przebiegu napięcia sieci: $Z = 1 \Omega$, a) $\varphi_0 = 0^\circ$, b) $\varphi_0 = 60^\circ$



Rys. 4. Przebiegi prądów w przewodach L, N i PE podczas pomiaru bez aktywnej funkcji ATT/RCD, a) Sonel MPI-520 (skala 20 A/dz.) b) Kyoritsu KEW 4140 (skala 5 A/dz.), c) Kyoritsu 4120A¹ (skala 2 A/dz.)

Rys. 5. Przebiegi prądów w przewodach L, N i PE podczas pomiaru z aktywną funkcją ATT/RCD, a) Sonel MPI-520 (skala: $I_L, I_N = 20$ A/dz., $I_{PE} = 25$ mA/dz.), b) Kyoritsu KEW 4140 (skala $I_L, I_N = 5$ A/dz., $I_{PE} = 10$ mA/dz.) c) Kyoritsu 4120A (skala 2A/dz.)

uaktywniła się automatycznie przy każdym pomiarze (por. przebiegi na rys. 4c i rys. 5c). W przypadku tego miernika zastosowano prąd pomiarowy półfalowy po uprzednim nasyceniu rdzenia przekładnika sumującego wyłącznika różnicowoprądowego prądem stałym o pomijalnym tętnieniu. Jest to metoda podobna do tej, którą przedstawiono w opisie patentowym [14].

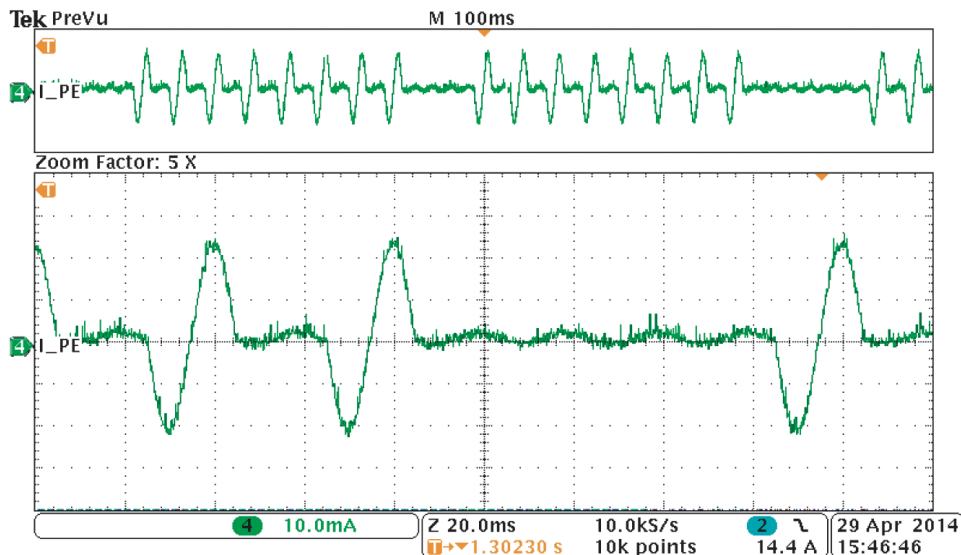
3. Badania reakcji wyłączników różnicowoprądowych na prąd pomiarowy

Na stanowisku laboratoryjnym z wyłącznikami różnicowoprądowymi przeprowadzono pomiary impedancji pętli zwarciowej, wykorzystując omówione już mierniki. W pierwszej kolejności

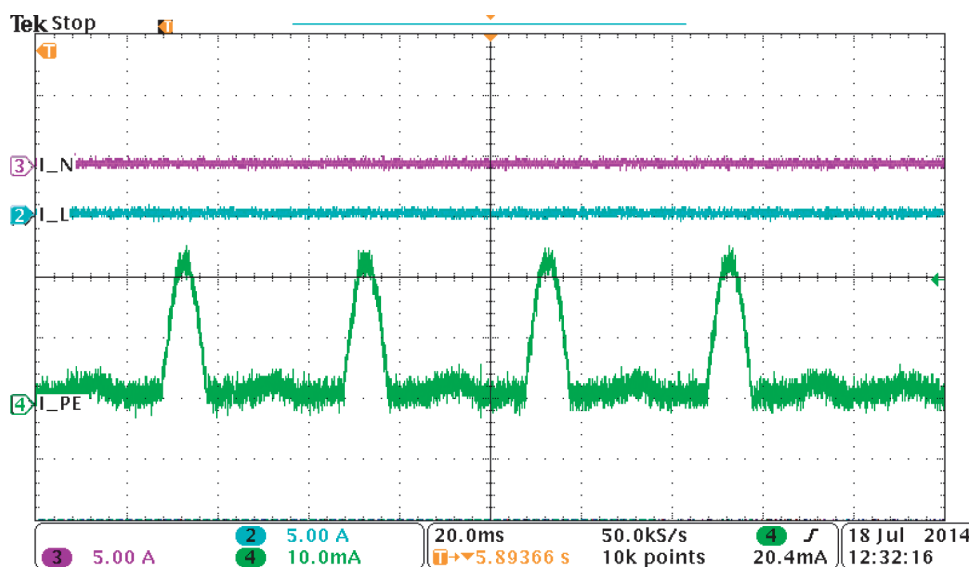
wykonano pomiary bez aktywnej funkcji ATT/RCD. Każdy miernik przyłączano do jednego z 14 wyłączników różnicowoprądowych o $I_{\Delta n} = 30$ mA (typu AC lub A). Jeden z wyłączników był krótkozwłoczny G (czas przetrzymywania prądu różnicowego równy 10 ms), a pozostałe to wyłączniki bezzwłoczne (tab. 1). W tabeli nie przedstawiono wyników badań dla miernika Kyoritsu 4120A, ponieważ automatycznie aktywowała się w nim funkcja ATT/RCD.

Dla każdego wyłącznika wykonano po trzy pomiary dla każdej polaryzacji. Przerwa pomiędzy każdym pomiarem wynosiła kilka sekund. Zmianę polaryzacji prądu pomiarowego realizowano poprzez specjalną przystawkę pomiarową stworzoną

¹ W przypadku miernika Kyoritsu 4120A funkcja ATT/RCD uaktywniała się automatycznie.



Rys. 6. Przebieg prądu w przewodzie PE podczas pomiaru miernikiem Sonel MPI-520 z aktywną funkcją ATT/RCD (powiększenie oscylogramu z rys. 5a), skala 10 mA/dz.



Rys. 7. Przebieg prądu w przewodach L, N i PE podczas pomiaru miernikiem Kyoritsu KEW 4140 z aktywną funkcją ATT/RCD (powiększenie fragmentu przebiegu z rys. 5b), skala $I_{PE} - 10 \text{ mA/dz}$.

na potrzeby badań, pozwalającą jednym przełącznikiem zmieniać kierunek przepływu prądu przez wyłącznik bez odłączania przewodów. Podczas badań rejestrowano wyzwolenie wyłącznika różnicowoprądowego (oznaczenie „+” w tab. 1) oraz brak wyzwolenia (oznaczenie „-” w tab. 1).

Pomiary wykonane bez aktywnej funkcji ATT/RCD w większości przypadków powodowały wyzwolenie wyłącznika – wpływ na to miał znaczny prąd pomiarowy (różnicowy) przepływający przez wyłącznik. W przypadku wyłączników A1, M1, SH1, SH25, SH26 wyzwolenie następowało tylko przy pierwszym pomiarze, natomiast następne dwa pomiary nie powodowały wyzwolenia. Ta charakterystyczna cecha związana jest z kształtem pętli histerezy rdzenia przekładnika najczęściej stosowanego

w wyłącznikach typu AC (rys. 8a). Po nasyceniu rdzenia podczas przepływu pierwszej półfali prądu pomiarowego kolejne półfale prądu tej samej polaryzacji nie powodują już tak dużej zmiany indukcji ΔB , by zadziałał wyzwalacz różnicowy wyłącznika [3].

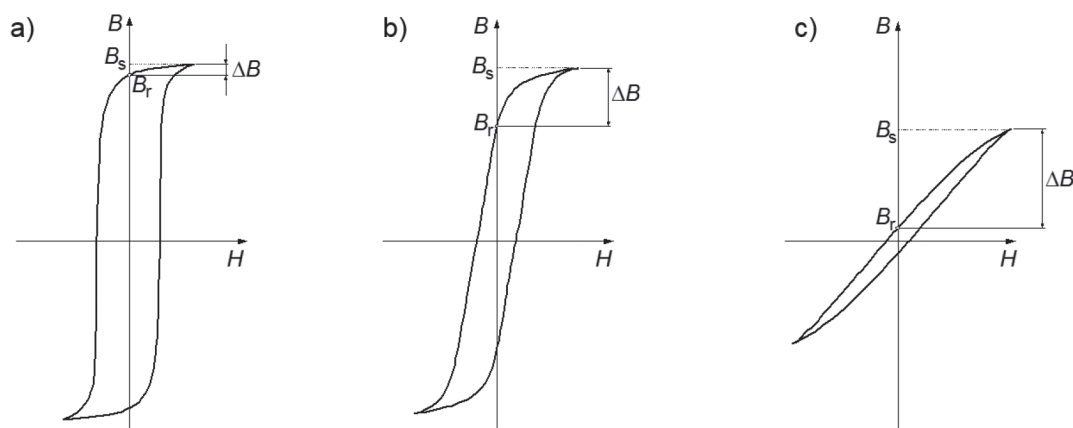
Interesującą właściwość wykazał wyłącznik oznaczony jako D1_2, który wyzwał tylko przy określonej polaryzacji prądu. Cecha ta najprawdopodobniej jest związana z typem wyzwalacza różnicowego (zastosowano wyzwalacz spolaryzowany) znajdującego się w obwodzie wtórnym przekładnika sumującego [15].

Po uaktywnieniu funkcji ATT/RCD wyłączniki różnicowoprądowe, zgodnie z oczekiwaniem, nie wyzwały. Wyjątkiem były wyłączniki M1 i SH22, które zbędnie wyzwały przy pomiarze

Miernik	Polaryzacja	Nazwa	A1	A2	D1_2	D2_1	F1	M1	M2	S1	SH1	SH7	SH21	SH22	SH25	SH26	
Kyoritsu KEW 4140	dodatnia	1	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	_*	+	+	+	+
		2	-	+	+	+	+	-	+	+	+	-	_*	+	+	-	-
		3	-	+	+	+	+	+	-	+	+	-	_*	+	+	-	-
	ujemna	1	-	+	-	+	+	+	+	+	+	+	_*	+	+	+	+
		2	-	+	-	+	+	-	+	+	+	-	_*	+	+	-	-
		3	-	+	-	+	+	-	+	+	+	-	_*	+	+	-	-
Sonel MPI-520	dodatnia	1	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-	+	+	+	+	
		2	-	+	+	+	+	-	+	+	-	-	+	+	-	-	
		3	-	+	+	+	+	-	+	+	-	-	+	+	-	-	
	ujemna	1	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+	-	+	+	+	+
		2	-	+	-	+	+	-	+	+	+	-	-	+	+	-	-
		3	-	+	-	+	+	-	+	+	+	-	-	+	+	-	-
Nazwa			A1	A2	D1_2	D2_1	F1	M1	M2	S1	SH1	SH7	SH21	SH22	SH25	SH26	
Typ			AC	A	A	AC	AC	AC	A	A	AC	AC	A	A	AC	AC	
Zwłoczność			B	B	B	B	B	B	B	B	B	G	B	B	B	B	

* w przypadku pomiarów w odstępach nieprzekraczających 1 s wyłącznik wyzwala, w przypadku odstępów większych niż 1 s wyłącznik nie wyzwala

Tab. 1. Wyniki badań reakcji wyłączników różnicowoprądowych o $I_{\Delta n} = 30$ mA na prąd pomiarowy dla wybranych mierników impedancji pętli zwarciowej (funkcja ATT/RCD nie była aktywna). Zwłoczność: B – bezzwłoczny, G – krótkozwłoczny

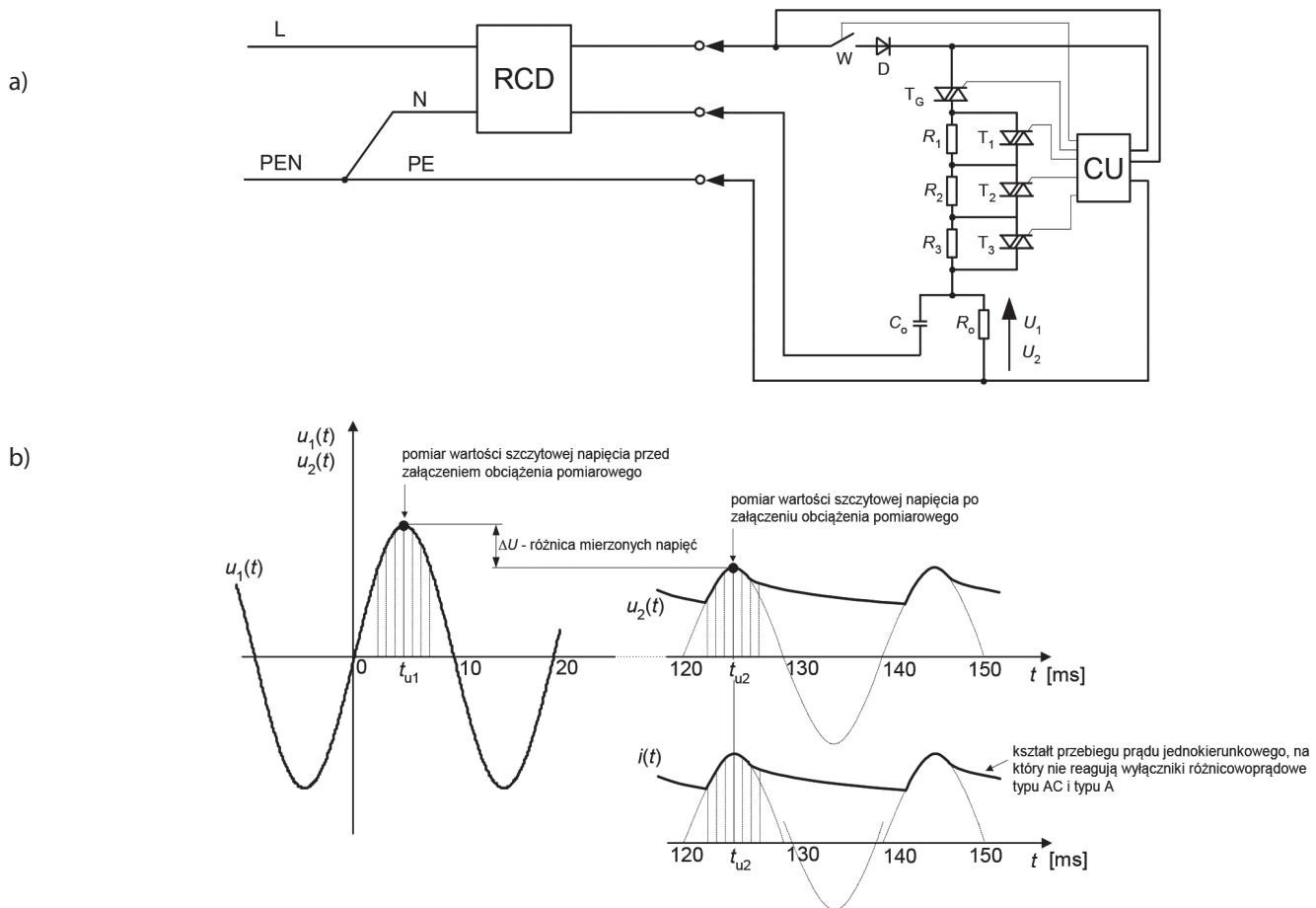


Rys. 8. Charakterystyczne kształty pętli histerezy przekładników sumujących, B_s – indukcja magnetyczna nasycenia, B_r – indukcja magnetyczna szczątkowa, ΔB – przybliżone zmiany indukcji magnetycznej przy przepływie prądu półfalogowego, a) pętla prostokątna, b) pętla zaokrąglona, c) pętla płaska

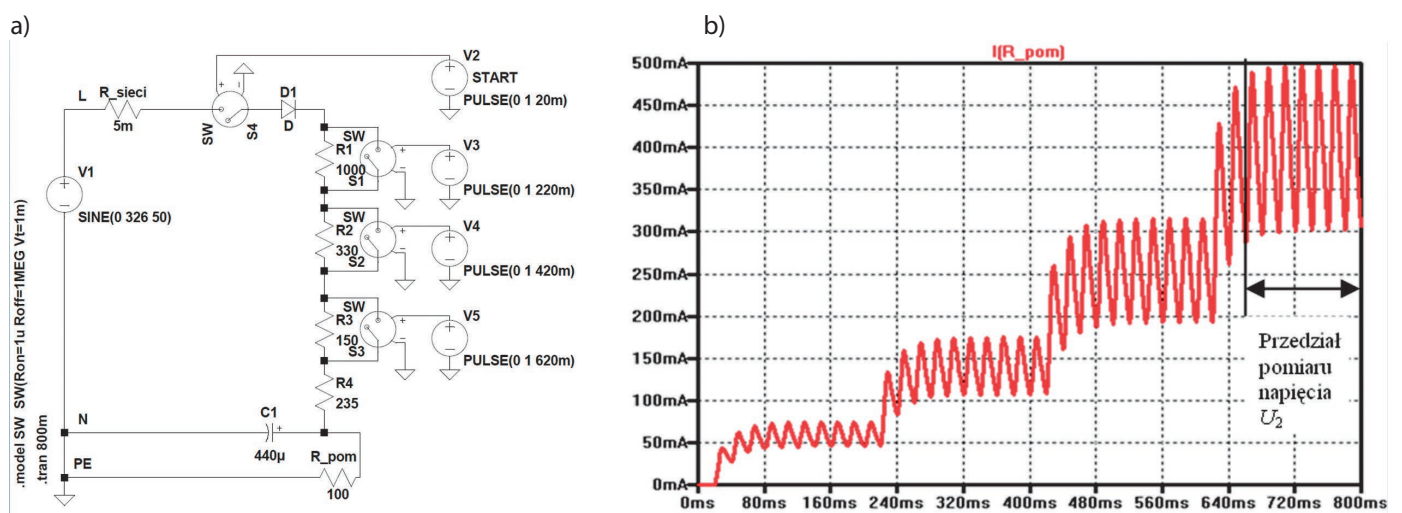
miernikiem Sonel MPI-520, mimo aktywnej funkcji ATT/RCD. Zbędne zadziałania występowały bez względu na polaryzację prądu pomiarowego. Należy pamiętać, że pomiar prądem na poziomie 10–15 mA jest obciążony znacznym błędem i nie pozwala na wykrycie słabych połączeń elektrycznych w mierzonym obwodzie. Dodatkowo producent [13] podaje, że parametry pomiaru są zachowane dopiero powyżej wartości 0,5 Ω , co w większości przypadków dyskwalifikuje taki miernik w pomiarach impedancji pętli zwarciowej w układzie sieci TN.

4. Propozycja pomiaru impedancji pętli zwarciowej znacznym prądem bez wyzwalać wyłączników różnicowoprądowych

Biorąc pod uwagę ograniczenia, które cechują dostępne na rynku mierniki impedancji pętli zwarciowej, proponuje się nowe rozwiązanie pomiarowe [16], w układzie jak na rys. 9. Układ ten pozwala na pomiar rezystancji pętli zwarciowej, ale jest to wystarczające, ponieważ wyłączniki różnicowoprądowe występują przede wszystkim w obwodach odbiorczych, a w nich reaktancja jest pomijalna.



Rys. 9. Struktura proponowanego układu do pomiaru impedancji (rezystancji) pętli zwarciowej (a) i charakterystyczne przebiegi podczas pomiaru (b)



Rys. 10. Schemat ideowo-symulacyjny proponowanego układu pomiaru impedancji (rezystancji) pętli zwarciowej (a) oraz uzyskany z symulacji przebieg prądu pomiarowego (b)

Pomiar jest wykonywany zgodnie z zależnością (1), tzn. jest mierzone napięcie U_1 (przed zamknięciem łącznika W) i napięcie U_2 (po zamknięciu łącznika W). W przypadku tej metody mierzone są wartości szczytowe napięć. Obciążeniem pomiarowym jest rezystancja R_0 . Dzięki zastosowaniu pojemności C_0 oraz diody D

prąd pomiarowy jest jednokierunkowy o stosunkowo niewielkim tętnieniu. Układ rezystancji R_1, R_2, R_3 oraz tyrystorów T_G, T_1, T_2, T_3 pozwala na stopniowe zwiększanie prądu pomiarowego zapobiegające zbędnemu zadziałaniu wyłącznika różnicowoprądowego RCD.

Na rys. 10 przedstawiono schemat ideowo-symulacyjny proponowanego układu, wykonany w programie LTSpice oraz otrzymany z symulacji przebieg prądu pomiarowego jednokierunkowego, narastającego w sposób kontrolowany. Pomiar wartości szczytowej napięcia U_2 następuje po ustaleniu się przebiegu prądu pomiarowego. Symulacje i wstępna weryfikacja eksperymentalna wykazały, że w praktyce będzie można zastosować prąd pomiarowy o wartości szczytowej kilku amperów, co jest wartością wielokrotnie większą od prądu znamionowego różnicowego najpowszechniej stosowanych wyłączników różnicowoprądowych.

5. Wnioski

Obwody chronione wyłącznikami różnicowoprądowymi sprawiają kłopoty przy sprawdzaniu instalacji elektrycznych niskiego napięcia. Tradycyjne metody pomiaru impedancji pętli zwarciowej mogą powodować zbędne wyzwalenie wyłączników różnicowoprądowych. Niektóre dostępne mierniki wprawdzie oferują możliwość pomiaru impedancji pętli zwarciowej bez wyzwiania wyłączników różnicowoprądowych, ale ze względu na małą wartość prądu pomiarowego dokładność pomiaru w wielu przypadkach jest niewystarczająca.

BIBLIOGRAFIA

1. PN-HD 60364-6:2008 – wersja polska: Instalacje elektryczne niskiego napięcia, część 6: Sprawdzenie.
2. Czapp S., Metoda wektorowa pomiaru impedancji pętli zwarciowej w obecności zakłóceń, *Archiwum Energetyki* 2003, t. 32, nr 1–2, s. 43–62.
3. Czapp S., Pomiary impedancji pętli zwarciowej w obwodach chronionych wyłącznikami różnicowoprądowymi, *Biuletyn Techniczno-Informacyjny Oddziału Łódzkiego Stowarzyszenia Elektryków Polskich* 2014, nr 2 (65), s. 2–11.
4. Danzer P., Impedance measurement in low voltage systems, Proc. 5th International Symposium on Short Circuit, Vol. 1, Warszawa 1992.
5. Masny J., Pomiary impedancji pętli zwarciowej, *Gospodarka Paliwami i Energią* 1987, nr 10, s. 16–21.
6. Nawrocki Z., Analiza błędów metody przy pomiarach skuteczności zerowania układem różnicowym o łączniku sterowanym cyklicznie, *Przegląd Elektrotechniczny* 1983, nr 5.
7. Roskosz R., Przyrządy typu MR do pomiaru impedancji pętli zwarciowej, *Przegląd Elektrotechniczny* 1990, nr 6, s. 125–127.
8. Roskosz R., Nowe rozwiązania pomiaru impedancji pętli zwarciowej przy odształceniu krzywej napięcia w miejscu pomiaru, *Zeszyty Naukowe Politechniki Gdańskiej, Elektryka* 1995, nr 79.
9. PN-HD 60364-4-41:2009 – wersja polska: Instalacje elektryczne niskiego napięcia, część 4–41: Ochrona dla zapewnienia bezpieczeństwa, Ochrona przed porażeniem elektrycznym.
10. PN-HD 60364-7-7xx Instalacje elektryczne niskiego napięcia, części 7–7xx: Wymagania dotyczące specjalnych instalacji i lokalizacji.
11. Karty katalogowe mierników [online], <http://www.kew-ltd.co.jp/en>.
12. Funkcja D-LOK do pomiaru pętli zwarcia bez wyzwiania wyłączników różnicowoprądowych (RCD) w mierniku KEW4120A. Ocena wyników pomiarów impedancji pętli, katalog firmy KYORITSU.
13. Karty katalogowe mierników [online], <http://www.sonel.pl>.
14. Harris D.R., Litherland M.B., Flowerday A.L., Circuit testing, European patent nr 295800, 1988.
15. Czapp S., Wyłączniki różnicowoprądowe w ochronie przeciwporażeniowej przy odształconym prądzie różnicowym, Wydawnictwo Politechniki Gdańskiej, Gdańsk 2009.
16. Czapp S., Borowski K., Sposób i układ do pomiaru rezystancji pętli zwarciowej w obwodach chronionych wyłącznikami różnicowoprądowymi typu AC i typu A, zgłoszenie patentowe nr P.407795 z 03.04.2014.

Stanisław Czapp

dr hab. inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: stanislaw.czapp@pg.gda.pl

Absolwent Politechniki Gdańskiej (1996). Jest pracownikiem Wydziału Elektrotechniki i Automatyki swojej macierzystej uczelni. Jego działalność naukowa jest związana z instalacjami i urządzeniami elektrycznymi, oświetleniem elektrycznym, a w szczególności ochroną przed porażeniem prądem elektrycznym. Autor lub współautor wielu artykułów i referatów oraz opracowań niepublikowanych o charakterze projektów, ekspertyz i opinii. Jest rzeczoznawcą SEP w dziale 08 Instalacje i urządzenia elektryczne.

Kornel Borowski

mgr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: kornel.borowski@pg.gda.pl

Ukończył studia magisterskie na kierunku elektrotechnika, specjalność elektroenergetyka na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej (2012). Doktorant w Katedrze Elektroenergetyki swojej macierzystej uczelni. W ramach realizacji pracy doktorskiej zajmuje się problematyką związaną z automatyką zabezpieczeniową i pomiarami w instalacjach elektroenergetycznych. Od ośmiu lat projektuje instalacje elektroenergetyczne.

Evaluation of Applicability of Classic Methods of a Short-Circuit Loop Impedance Measurement to Circuits with Residual Current Circuit-Breakers

Keywords

residual current circuit-breakers, short-circuit loop impedance, measurement

Abstract

Measurement of short-circuit loop impedance in low voltage grids and systems is in most cases performed to verify the effectiveness of protection against electric shock by automatic disconnection of supply. For the sake of measurement accuracy, it is advisable to perform it using large current. Unfortunately, in circuits with residual current circuit-breakers which are very widely used nowadays, a large measurement current may trigger those devices unnecessarily. The study presents results of an investigation of residual current circuit-breaker behaviour during measurements of short-circuit loop impedance performed with selected measuring devices. The tests have been performed on circuits with residual current circuit-breakers with a rated residual operating current $I_{\Delta n} = 30 \text{ mA}$, of AC and A type. Based on the performed tests and analyses, a method for measurement short-circuit loop impedance which does not unnecessarily trigger residual current circuit-breakers has been proposed.

Wykorzystanie zapisu macierzowego do analizy zmian mocy w obwodzie 3-fazowym

Autor

Lesław Ładniak

[POWRÓT DO SPISU TREŚCI](#)

Słowa kluczowe

system trójfazowy, teoria mocy, rachunek macierzowy

Streszczenie

Korzystając z zapisu macierzowego napięć i prądów występujących w węźle obwodu 3-fazowego, zaproponowano opis zmian wartości chwilowych mocy na zaciskach rozpatrywanego układu w postaci macierzy trzeciego stopnia. W wyniku dekompozycji macierzy mocy na macierz symetryczną i antysymetryczną oraz po zdefiniowaniu norm dla tych macierzy można w jednoznaczny sposób określić stan układu 3-fazowego.

Wstęp

Problem opisu zmian energii układu wielofazowego i zmian mocy na zaciskach tego układu jest jednym z najbardziej zawiłych problemów elektrotechniki, co dobrze ilustrują prace F. Buchholtza, C. Budeanu i S. Fryzego [1, 2, 3]. Opis parametrów sygnałów odkształconych, a w szczególności opis zmian mocy tych sygnałów, stanowi poważny problem zarówno teoretyczny, jak i praktyczny. Wynika to głównie z faktu, że w sieciach rozdzielczych i przemysłowych instalowane są odbiorniki nieliniowe o dużych mocach oraz występują duże ilości układów zasilanych poprzez pasywne lub sterowane układy prostownikowe. Zagadnieniom teorii mocy w obwodach elektrycznych wielofazowych, gdy napięcia i prądy są odkształcone, poświęconych jest wiele prac, spośród których zasadnicze znaczenie mają: [4, 5, 6, 7, 8].

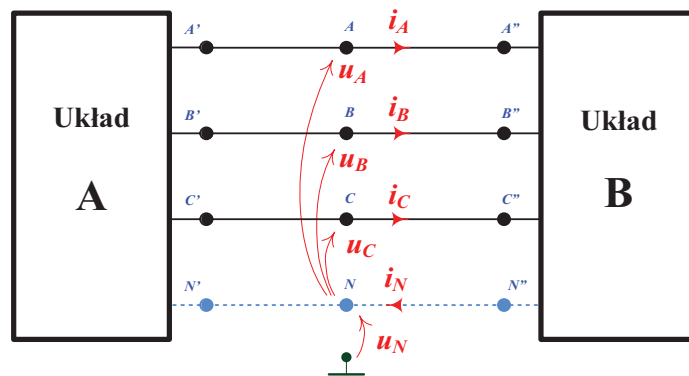
W niniejszym artykule zastosowano zapis macierzowy do opisanego chwilowych zmian mocy na zaciskach układu 3-fazowego. W wyniku dekompozycji macierzy mocy na dwie składowe macierze: macierz symetryczną i macierz antysymetryczną oraz po zdefiniowaniu norm dla tych dwóch macierzy można w jednoznaczny sposób określić stan układu 3-fazowego.

Moc układu 3-fazowego w zapisie macierzowym

Rozpatrzmy dwa 3-fazowe fragmenty obwodu elektrycznego (rys. 1) połączone ze sobą poprzez zaciski A, B, C oraz N.

Dla rozpatrywanego węzła obwodu 3-fazowego jesteśmy w stanie dokonać pomiaru trzech napięć fazowych $u_a(t)$, $u_b(t)$, $u_c(t)$, trzech napięć międzyfazowych $u_{ab}(t)$, $u_{bc}(t)$, $u_{ca}(t)$ oraz trzech prądów liniowych $i_a(t)$, $i_b(t)$, $i_c(t)$.

Uwzględniając cykliczność występowania poszczególnych napięć międzyfazowych, napięcia występujące w rozpatrywanym węźle obwodu 3-fazowego można opisać macierzą \mathbf{u} o postaci:



Rys. 1. Napięcia i prądy w węźle obwodu 3-fazowego

$$\mathbf{u} = \begin{bmatrix} u_a & u_{ab} & u_{ac} \\ u_{ba} & u_b & u_{bc} \\ u_{ca} & u_{cb} & u_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} u_a & u_{ab} & -u_{ca} \\ -u_{ab} & u_b & u_{bc} \\ u_{ca} & -u_{bc} & u_c \end{bmatrix} \quad (1)$$

Moc obwodu 3-fazowego na zaciskach tego obwodu jest w zapisie macierzowym reprezentowana przez macierz \mathbf{p} , która jest iloczynem macierzy napięć \mathbf{u} oraz transponowanej macierzy prądów liniowych \mathbf{i} :

$$\mathbf{p} = \mathbf{u} \mathbf{i}^T = \begin{bmatrix} u_a & u_{ab} & -u_{ca} \\ -u_{ab} & u_b & u_{bc} \\ u_{ca} & -u_{bc} & u_c \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a & i_b & i_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} u_a i_a & u_{ab} i_b & -u_{ca} i_c \\ -u_{ab} i_a & u_b i_b & u_{bc} i_c \\ u_{ca} i_a & -u_{bc} i_b & u_c i_c \end{bmatrix} \quad (2)$$

Macierz mocy \mathbf{p} układu 3-fazowego jest macierzą kwadratową trzeciego stopnia ($n = 3$). Na przekątnej głównej tej macierzy są iloczyny napięć i prądów poszczególnych faz, a poza przekątną mieszane iloczyny tych wielkości. Biorąc ten fakt pod uwagę, macierz mocy układu 3-fazowego \mathbf{p} można przedstawić jako sumę dwóch macierzy \mathbf{p}_p oraz \mathbf{p}_m :

$$\mathbf{p} = \mathbf{p}_p + \mathbf{p}_m = \begin{bmatrix} u_a i_a & 0 & 0 \\ 0 & u_b i_b & 0 \\ 0 & 0 & u_c i_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & u_{ab} i_b & -u_{ca} i_c \\ -u_{ab} i_a & 0 & u_{bc} i_c \\ u_{ca} i_a & -u_{bc} i_b & 0 \end{bmatrix} \quad (3)$$

Można łatwo wykazać, że macierz mocy \mathbf{p}_p jest iloczynem macierzy napięć fazowych \mathbf{u}_f oraz transponowanej macierzy prądu \mathbf{i} , a macierz mocy \mathbf{p}_m jest iloczynem macierzy napięć międzyfazowych \mathbf{u}_m oraz transponowanej macierzy prądu \mathbf{i} :

$$\mathbf{p}_p = \mathbf{u}_f \mathbf{i}^T = \begin{bmatrix} u_a & 0 & 0 \\ 0 & u_b & 0 \\ 0 & 0 & u_c \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a & i_b & i_c \end{bmatrix} \quad (4)$$

$$\mathbf{p}_m = \mathbf{u}_m \mathbf{i}^T = \begin{bmatrix} 0 & u_{ab} & -u_{ac} \\ -u_{ab} & 0 & u_{bc} \\ u_{ca} & -u_{bc} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a & i_b & i_c \end{bmatrix} \quad (5)$$

Należy zauważyć, że macierz \mathbf{p}_p jest macierzą symetryczną ($\mathbf{p}_p = \mathbf{p}_p^T$), a macierz \mathbf{p}_m jest macierzą antysymetryczną ($\mathbf{p}_m = -\mathbf{p}_m^T$), co ma bardzo istotny wpływ na własności tych macierzy. Zasadniczym faktem jest to, że wartości własne macierzy symetrycznej mocy \mathbf{p}_p są liczbami rzeczywistymi, a wartości własne macierzy antysymetrycznej \mathbf{p}_m są liczbami urojonymi. Biorąc pod uwagę zjawiska występujące w obwodzie 3-fazowym, można zdefiniować normy dla symetrycznej macierzy mocy \mathbf{p}_p oraz antysymetrycznej macierzy mocy \mathbf{p}_m jako sumę poszczególnych elementów tych macierzy:

$$\|\mathbf{p}_p\| = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n p_{ij} = u_a i_a + u_b i_b + u_c i_c \quad (6)$$

$$\|\mathbf{p}_m\| = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n p_{ij} = u_{cb} i_a + u_{ac} i_b + u_{ba} i_c \quad (7)$$

Tak zdefiniowane normy macierzy mocy umożliwiają obserwację stanu układu 3-fazowego na podstawie zmierzonych wartości chwilowych napięć i prądów na zaciskach układu.

Wykorzystanie i zastosowanie macierzy mocy

Rozpatrując współpracę źródła siły elektromotorycznej z danym odbiornikiem energii elektrycznej, dążymy do pełnego dopasowania odbiornika do źródła siły elektromotorycznej, czyli stanu, gdy energia elektryczna pobierana ze źródła siły elektromotorycznej ma wartość maksymalną i w całości ulega przemianom na ciepło lub energię mechaniczną. Oznacza to, że energia elektryczna jest przekazywana w określonym kierunku i nie krąży między odbiornikiem a źródłem.

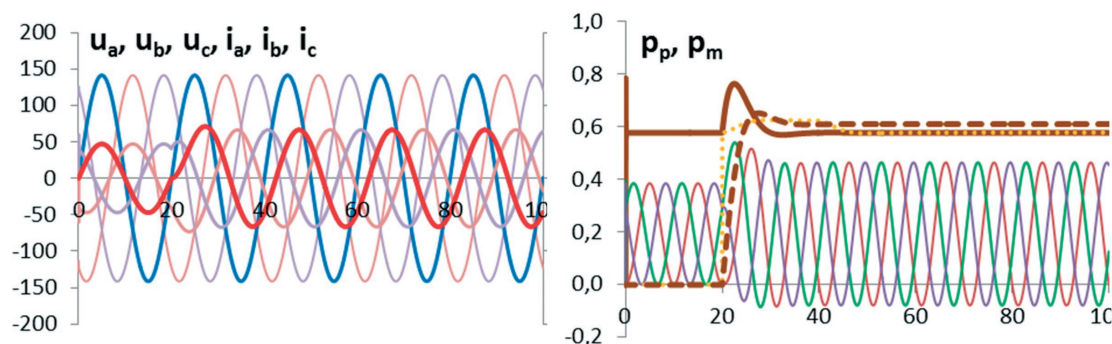
Jeżeli przyjmiemy, że kierunek przekazywania energii ma być zgodny z kierunkiem prądów liniowych (rys. 1), to w danej chwili czasu energia przemieszcza się z układu A do układu B, gdy moc odbiornika 3-fazowego $p_f(t)$ opisana równaniem (8) jest dodatnia:

$$p_f(t) = p_A + p_B + p_C = u_{AN} i_A + u_{BN} i_B + u_{CN} i_C + u_N i_N = u_A i_A + u_B i_B + u_C i_C \quad (8)$$

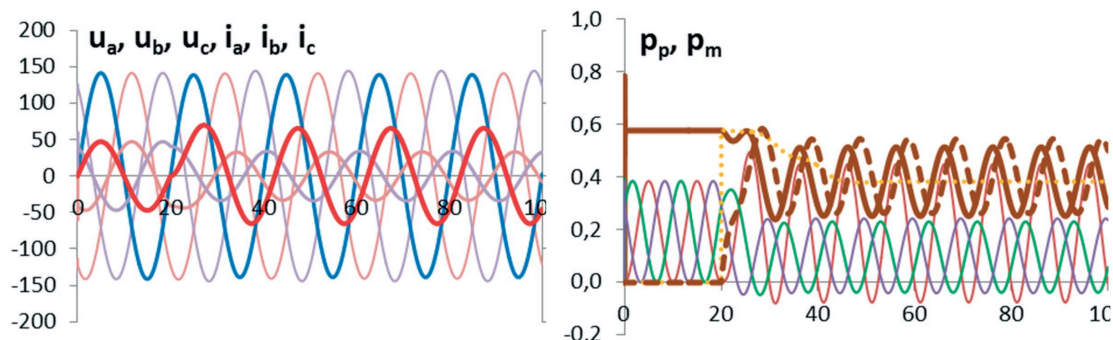
Spełnienie tak określonego kryterium oznacza maksymalizację normy macierzy mocy \mathbf{p}_p oraz minimalizację normy macierzy \mathbf{p}_m opisanych równaniami (4) i (5).

Warto zauważyć, że norma macierzy mocy \mathbf{p}_p jest równa mocy całkowitej mocy odbiornika 3-fazowego opisanej równaniem (8). Na rys. 2, 3, 4 i 5 przedstawiono funkcje czasu zmiany wartości norm macierzy mocy \mathbf{p}_p oraz \mathbf{p}_m opisanych równaniami (4) i (5) dla czterech typowych przypadków:

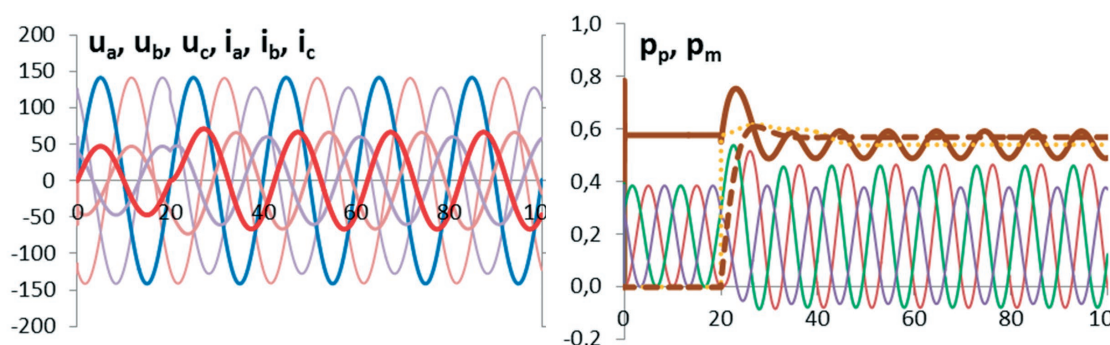
- zmiana wartości i charakteru obciążenia w symetrycznym obwodzie 3-fazowym
- zmiana obciążenia jednej z faz odbiornika 3-fazowego
- wystąpienie niesymetrii napięć w źródle zasilania
- przyłączenie nieliniowego obciążenia.



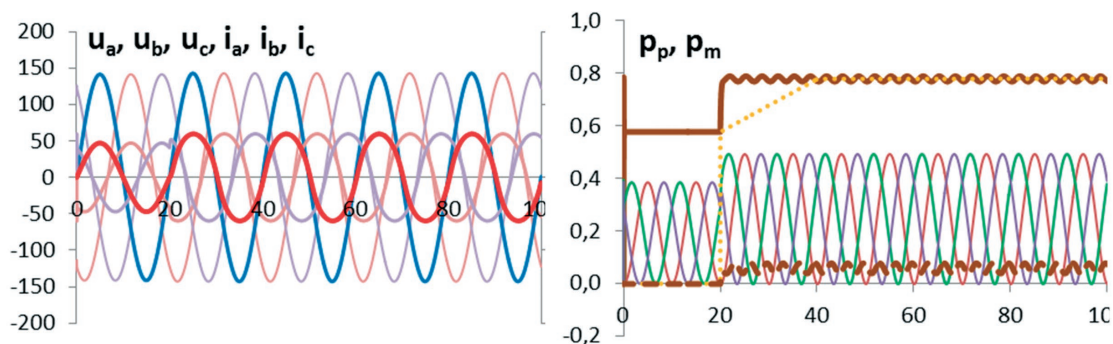
Rys. 2. Zmiana wartości i charakteru obciążenia w symetrycznym obwodzie 3-fazowym



Rys. 3. Zmiana obciążenia jednej z faz odbiornika



Rys. 4. Wystąpienie niesymetrii napięć w źródle zasilania



Rys. 5. Przyłączenie nieliniowego obciążenia

Wnioski i uwagi

Jak wynika z równania (3) i (8) wszelkie chwilowe zmiany stanu energetycznego układu 3-fazowego oraz kierunek przekazywania energii elektrycznej są jednoznacznie określone poprzez wartości napięć na zaciskach układu oraz prądy liniowe (rys. 1). Korzystając zapisu macierzowego, stan układu 3-fazowego w danej chwili czasu jest jednoznacznie opisany przez macierz mocy \mathbf{p} odbiornika, która jest iloczynem macierzy napięć fazowych \mathbf{u} oraz transponowanej macierzy prądów liniowych \mathbf{i} . Dekompozycja macierzy mocy \mathbf{p} na symetryczną macierz \mathbf{p}_p i antysymetryczną macierz \mathbf{p}_m oraz zdefiniowanie norm tych macierzy równaniami (6) i (7) umożliwia śledzenie i jednoznaczne

określenie stanu układu trójfazowego, co zostało zilustrowane na rys. 2, 3, 4 i 5.

W praktyce współpraca systemu energetycznego z danym odbiorcą energii elektrycznej sprowadza się do spełnienia uzgodnionych warunków zasilania przy zadanych kształtach i parametrach źródła siły elektromotorycznej. Oznacza to, że dążymy do takiego stanu pracy układu, aby poszczególne fazy źródła siły elektromotorycznej były w jednakowym stopniu obciążone, a napięcia i prądy w miejscu zasilania miały zadany kształt i wartość.

BIBLIOGRAFIA

1. Buchholz F., Die Drehstrom-Scheinleistung ein ungleichmessiger Belastung drei Zweige, *Licht und Kraft* 1922, No. 2, s. 9–11.
2. Budeanu C., Puissances Reactives et Fictives, Institut Romain de l'Energie, Editura IPE, Bucharest 1927.
3. Fryze S., Moc czynna, bierna i pozorna w obwodach o przebiegach odkształconych prądu i napięcia, *Przegląd Elektrotechniczny* 1931, nr 7, s. 193–203, nr 8, s. 225–234.
4. Shepherd W., Zakikhani P., Suggested Definition of Reactive Power for Nonsinusoidal Systems, *Proc. IEE* 1972, No. 9, s. 1361–1362.
5. Depenbrock M., Wirk- und Blindleistung, ETG-Fachtagung Blindleistung, Aachen 1979.
6. Akagi H., Nabae Y., The p-q theory in three-phase systems under nonsinusoidal conditions, *Eur. Trans. Elect. Power* 1993, Vol. 3, No. 1, s. 27–31.
7. Nabae A., New definition of instantaneous active-reactive current and power based on instantaneous space vectors on polar coordinates in three-phase circuits, *IEEE Trans. Power Delivery* 1996, Vol. 11, s. 1238–1243.
8. Czarnecki L.S., Energy flow and power phenomena in electrical circuits: illusions and reality, *Archiv fur Elektrotechnik* 1999, No. 4, s. 10–15.

Lesław Ładniak

dr inż.

Politechnika Wroclawska

e-mail: l.ladniak@pwr.edu.pl

Adiunkt na Politechnice Wroclawskiej (od 1990). Zajmuje się modelowaniem zjawisk elektromagnetycznych, teorią przetwarzania sygnałów, cyfrowymi metodami wyznaczania impedancji i mocy układów, jakością zasilania oraz dydaktyką.

W 2006 roku ukończył studia podyplomowe na Wydziale Fizyki Uniwersytetu Warszawskiego. W 2011 roku odbył staż naukowy w firmie SONEL SA, gdzie zajmował się zagadnieniami związanymi z wdrożeniem nowych algorytmów pomiaru i oceny jakości energii elektrycznej. W ramach kontraktu Politechniki Wroclawskiej z firmą Ingerieria IDOM International SA, kierował pracami zespołu opracowującego koncepcję budowy układów zasilania trakcji kolei dużych prędkości Wrocław – Poznań – Warszawa (2011–2012).

Application of Matrix Notation for the Analysis of Power Changes in a 3-phase Circuit

Keywords

three-phase system, power theory, matrix calculus

Abstract

Using the matrix notation for voltages and currents of 3-phase system, a description of changing the instantaneous power on terminals of electric circuit has been offered as third rank matrix. As a result of the power matrix' decomposition into a symmetric matrix and an antisymmetric matrix and upon defining norms for these matrices the state of the 3-phase circuit can be unequivocally determined.

Wpływ niepełnofazowej pracy energoelektronicznego przekształtnika sieciowego na system elektroenergetyczny

Autorzy

Dariusz Zieliński
Katarzyna Przytuła

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

praca niepełnofazowa, zwarcia, zabezpieczenia kluczy IGBT, VOC, NPC

Streszczenie

Artykuł przedstawia wpływ pracy niepełnofazowej na pracę przekształtnika energoelektronicznego. Do badań wykorzystano 3-poziomowy przekształtnik NPC (ang. *Neutral Point Clamped*), sterowany metodą napięciowo zorientowaną VOC (ang. *Voltage Oriented Control*). 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.

1. Wstęp

Rozwój energetyki rozproszonej, opartej na dużej liczbie 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 [1]. Pracy układów przekształtnikowych w takich konfiguracjach towarzyszą przemijające zwarcia lub chwilowe przeciążenia. Te stany zakłócenia nie pozostają bez wpływu na sieć przesyłową, w szczególności, gdy przyłączane są źródła rozproszone o dużych mocach. Jednym z przykładowych stanów jest praca niepełnofazowa uszkodzonego przekształtnika. Może być dużym źródłem zakłóceń, a nawet zagrożeniem dla czułych odbiorników pracujących w pobliżu przekształtnika. Odpowiednia diagnostyka, szybkie zabezpieczenia, niezawodność oraz oprogramowanie odznaczające się zdolnością do rozpoznawania zakłóceń to cele stawiane dzisiejszej energoelektronice.

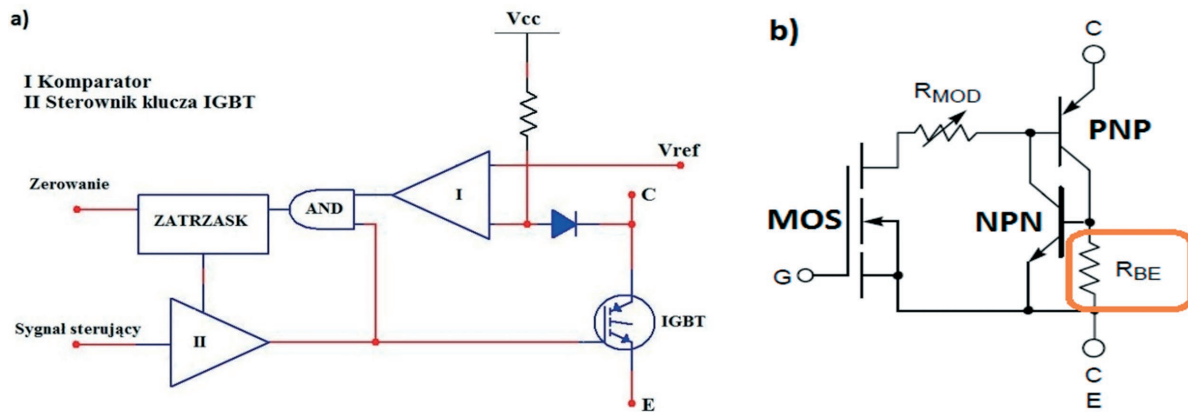
W artykule przedstawiono model przekształtnika 3-poziomowego NPC (ang. *Neutral Point Clamped*) ze sterowaniem VOC. Model symulacyjny opracowano w programie Matlab/Simulink. Badania przeprowadzono dla pracy niepełnofazowej przekształtników. Efektami prac badawczych są scenariusze awaryjnych włączeń gałęzi przekształtników dużej mocy, a także propozycja zintegrowanego zabezpieczenia klucza IGBT sterowanego za pomocą mikroprocesorowego systemu DSP. Proponowane zabezpieczenie stanowi kolejny etap badań rozwojowych. Ma on na celu zwiększenie niezawodności pracy badanych przekształtników i minimalizacji wpływu ich błędnego działania na sieć elektroenergetyczną.

2. Praca niepełnofazowa przekształtnika i jej przyczyny

Praca niepełnofazowa przekształtnika energoelektronicznego jest awaryjnym stanem pracy i spowodowana jest głównie występowaniem doziemień sieci przesyłowej. Doziemienia te występują wielokrotnie w ciągu roku, a powstają najczęściej wskutek czynników atmosferycznych, tj.: burz, szadzi katastroficznej na przewodach linii elektroenergetycznej, powalonych przez wichury drzew, itp. Przyczyny pracy niepełnofazowej mogą pochodzić nie tylko od strony linii przesyłowej, ale również od zwarć w obwodzie generatora elektrowni wiatrowej, awarii paneli fotowoltaicznych lub błędów obsługi.

Praca niepełnofazowa stanowi poważne zagrożenie dla przekształtników energoelektronicznych. Może ona być przyczyną kolejnych awarii prowadzących w konsekwencji do zniszczenia przekształtnika. Aby ograniczyć występowanie takich stanów awaryjnych, buduje się zaawansowane obwody zabezpieczeń, których celem jest ochrona wrażliwych elementów półprzewodnikowych oraz wyeliminowanie możliwości pracy niepełnofazowej.

Podstawowym zabezpieczeniem dla tyrystorowych układów energoelektronicznych są szybkie bezpieczniki topikowe lub przekładniki zwarcia, mogące pracować z przekładnikami prądowymi [2]. Nowoczesne przekształtniki buduje się w oparciu o układy w pełni sterowane, tj. tranzystory IGBT [3]. Układy te są wielokrotnie szybsze od tyrystorów oraz dają możliwość szybkiej i dokładnej kontroli prądu w pełnym zakresie pracy. Cechy te redukują w znacznym stopniu poziom złożoności sterowania i pozwalają na redukcję gabarytów przekształtnika. Z drugiej strony stosowanie tranzystorów mocy w układach przekształtnikowych



Rys. 1. a) Schemat blokowy zabezpieczenia IGBT, b) Model tranzystora IGBT wykorzystywany w badaniach

znacząco obniża zdolność zwarciovą układu. Struktura tranzystora z izolowaną bramką jest znacznie delikatniejsza. Z tego powodu stosuje się układy ochrony grupowej lub indywidualnej tych kluczy tranzystorowych. Przykładem takiej ochrony jest układ przedstawiony na rys. 1a.

Zasada działania przedstawionego na rys. 1b układu oparta jest na pomiarze spadku napięcia na złączu kolektor-emiter (V_{CE}) tranzystora. W momencie wystąpienia zwarcia następuje gwałtowny wzrost napięcia V_{CE} , który spowodowany jest przepływem dużego prądu przez rezystancję wewnętrzną tranzystora R_{BE} [4]. Gdy napięcie przekroczy nastawiony próg ochrony V_{ref} , komparator zmienia stan logiczny na przeciwny. Zmiana stanu logicznego komparatora skutkuje wyłączeniem tranzystora IGBT i zablokowaniem sterowania. Na podstawie schematu blokowego rys. 1a opracowano model numeryczny funkcjonalnego zabezpieczenia, które przedstawiono w rozdziale 3.

3. Model przekształtnika NPC do współpracy z siecią

W celu analizy pracy niepełnofazowej przekształtników energoelektronicznych zbudowano model symulacyjny w programie Matlab/Simulink (rys. 2). Przyjęto, że przekształtnik spełnia wysokie wymagania pracy dynamicznej, charakterystyczne dla statycznych kompensatorów mocy biernej FACTS [5]. Własność tę gwarantuje zastosowany układ sterowania oparty na polowo zorientowanej kontroli wektora napięcia, określanej dalej VOC (ang. *Voltage Oriented Control*). Algorytm ten wywodzi się z polowo zorientowanej metody sterowania wektorowego stosowanej do układów napędowych, określanej jako FOC (ang. *Field Oriented Control*) [1].

W wyniku analizy modelu matematycznego oraz badań symulacyjnych dobrano parametry nastaw czterech algorytmów PI zbliżone do kryterium Zieglera-Nicholsa. Dodatkowo zastosowano nieliniową korekcję Anty-Wind Up [6], dzięki czemu, przy minimalnym przeregulowaniu, tak zoptymalizowany układ charakteryzuje się znacznie większą szybkością odpowiedzi niż układ z liniowymi regulatorami PI.

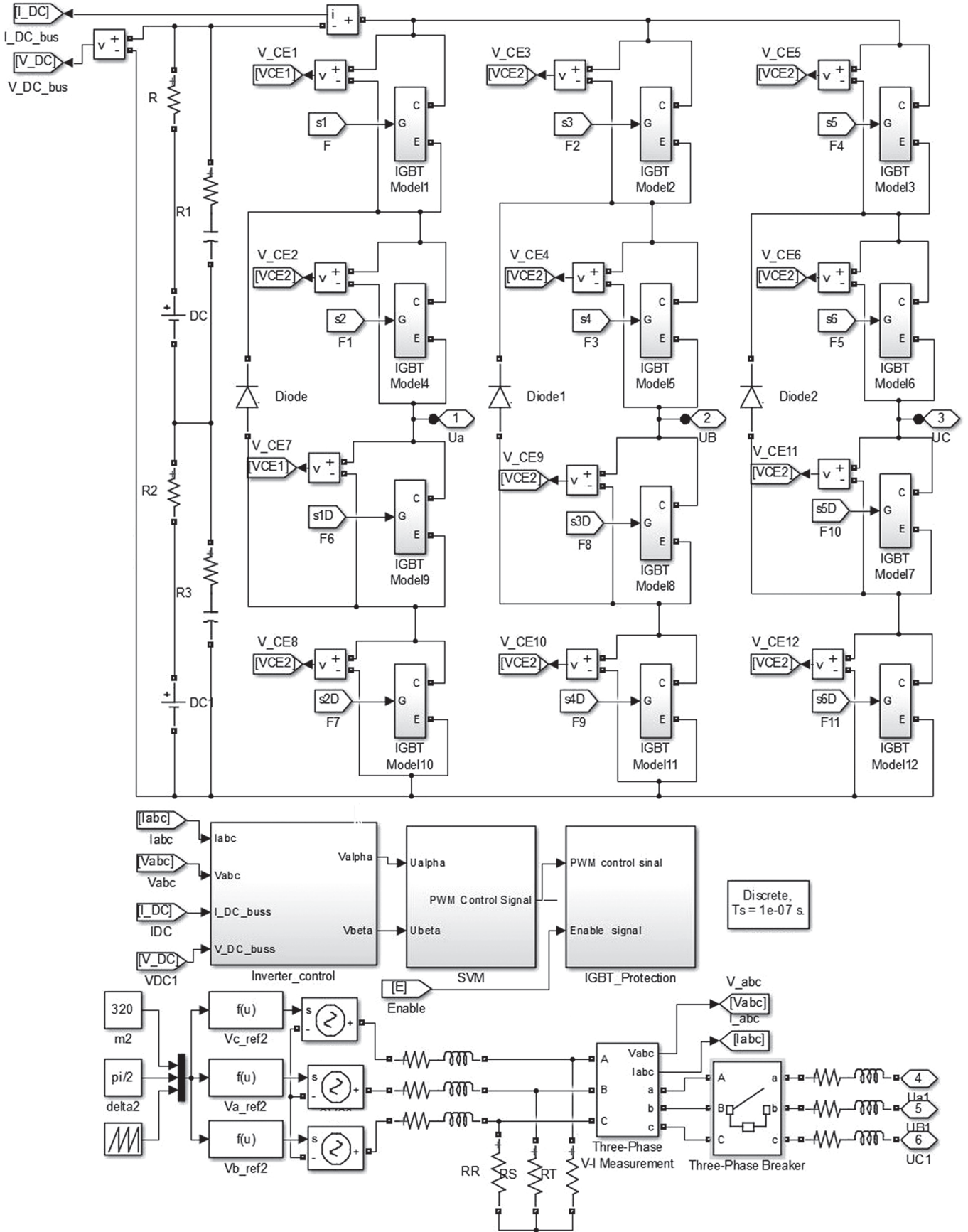
Blok Inverter-control zawiera w swej strukturze system synchronizacji z siecią określanej jako PLL (ang. *Phase Loop Locking*), który odpowiada za poprawną synchronizację przekształtnika z siecią elektroenergetyczną [7]. Algorytm PLL oparty jest na modyfikowanej metodzie z wirującym synchronicznie układem odniesienia – SRF (ang. *Synchronous Reference Frame*) [1]. Dobór algorytmu PLL zrealizowano na podstawie kryterium utrzymania synchronizmu w stanach zaburzeniowych. Synchronizacja jest elementem kluczowym i jej poprawność ma ogromny wpływ na jakość prezentowanych badań.

Sygnaly wypracowane przez algorytm FOC są podawane do układu modulatora przestrzennego SVM (ang. *Space Vector Modulator*). Generuje on odpowiedni ciąg sygnałów PWM dla układu przekształtnika złożonego z 12 tranzystorów IGBT [8].

W momencie startu symulacji wyłącznik jest otwarty i zamyka się automatycznie po osiągnięciu stanu pełnej synchronizacji przekształtnik – sieci. Badania prowadzono tak, by uzyskać większość możliwych scenariuszy awaryjnej pracy. Zdarzenia opierały się na celowym blokowaniu sterowania lub modyfikacji parametrów, tj.: spadku napięcia V_{CE} poszczególnych tranzystorów. Modelowy przekształtnik energoelektroniczny sprzężono za pomocą wyłącznika z modelem słabej sieci energetycznej, pracującej na napięciu nn. Najważniejsze parametry modelu przedstawia tab. 1.

Wymieniony modelowy przekształtnik energoelektroniczny to stworzony na potrzeby prac badawczych program symulacyjny z autorskim modelem tranzystora IGBT. Model ten uwzględnia efekty, tj.: nasycenie oraz czas narastania i opadania prądu. Istotny ze względu na ochronę zwarciovą spadek napięcia powstający na złączu kolektor-emiter (rys. 1b) jest podawany na układ zabezpieczenia logicznego przedstawion na rys. 3.

Zadaniem układu zabezpieczającego jest wykrycie nasycenia tranzystora oraz podjęcie akcji wyłączenia zwartego obwodu. Wyprowadzenie sygnału „Detekcja błędu” jest przekazywane do innych struktur logicznych w celu natychmiastowego wygaszenia pozostałych tranzystorów i zablokowania ewentualnej pracy niepełnofazowej. Dodano również obwody



Rys. 2. Model przedstawiający organizację poszczególnych podzespołów badanego przekształtnika

Parametr	Wartość
Napięcie w punkcie przyłączenia	380 V
Indukcyjność dławika sprzęgającego	2,5 mH
Znamionowe napięcie sieci nn	400 V
Indukcyjność sieci nn	15 mH
Rezystancja sieci nn	0,5 Ω
Pojemność kondensatorów szyny DC	1 mF
Prąd czynny przekształtnika Id	20 A
Prąd bierny Iq	0 A

Tab. 1. Parametry modelu badanej sieci elektroenergetycznej

zabezpieczające przed zanikiem napięcia sterującego oraz aktywne bocznikowanie pojemności Millera [9].

Tak opracowany model logiczny jest podstawą do zaprogramowania procesora DSP TMS320F28069 firmy Texas Instruments. W przyszłości przewiduje się rozbudowanie modelu logicznego o dodatkowe układy kwalifikacji zwarcia:

- precyzyjnie kontrolowanej zwłoki czasowej 2–12 ms, mającej na celu uniknięcie zbędnego zadziałania zabezpieczenia podczas operacji przełączeniowej tranzystora [10]
- stopniowanego układu wyłączenia tranzystora, mającego na celu zapewnić ochronę przed ewentualnym przepięciem pochodzącym od indukcyjności pasożytniczych obwodów DC przekształtnika [10].

Założenia do projektowanego laboratoryjnego modelu określono w następujący sposób:

- ochrona klucza IGBT podczas stanów przejściowych sieci elektroenergetycznej

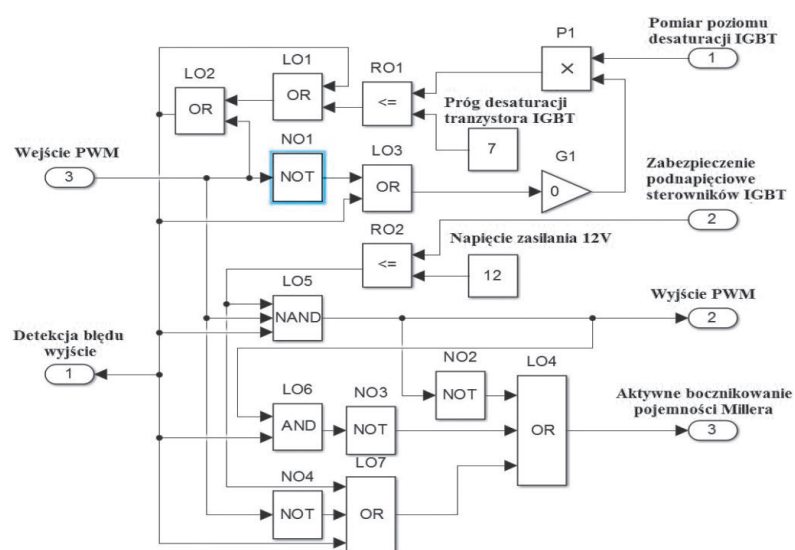
- minimalizacja wpływu skutków zwarcia wewnętrznego przekształtnika na sieć przesyłową
- estymacja temperatury struktury półprzewodnikowej oraz blokowanie sygnału bramkowego do momentu odzyskania pełnej zdolności zwarciowej klucza
- stopniowe włączanie i wyłączenie tranzystora przyczyniające się do redukcji zakłóceń EMI
- blokowanie niekontrolowanego załączenia bramki tranzystora spowodowanego obecnością pojemności Millera
- poprawa niezawodności układów przekształtnikowych.

4. Badania zjawisk towarzyszących pracy niepełnofazowej

Praca niepełnofazowa jest rozumiana jako stan awaryjny, podczas którego napięcie na „chorej” fazie jest bliskie zero. Taki stan może między innymi wystąpić dla następujących przypadków:

- przerwa w jednej fazie przekształtnika
- zwarcie pary kluczy półmostka
- awaria sterowania tranzystora IGBT
- zwarcie doziemne jednej fazy obciążenia znajdującego się w bliskim sąsiedztwie przekształtnika.

Dla wymienionych stanów awaryjnych wykonano serię pomiarów polegających na okresowym wystąpieniu pojedynczych zakłóceń. Badanie przypadków czasowego wystąpienia awarii miało na celu udzielenie odpowiedzi, czy po ustąpieniu awarii możliwy jest powrót do poprawnej pracy przekształtnika i jakie są wymagania względem układu sterowania. Badania prowadzono na modelu przekształtnika opracowanym i przedstawionym na rys. 2. Wybrane wyniki symulacji przedstawiono w postaci oscylogramów (rys. 4–9). Dla każdego z testów przyjęto wystąpienie awarii dla czasu 0,4 s, a czas trwania założono równy 0,1 s.



Rys. 3. Kompleksowe zabezpieczenie tranzystora IGBT dużej mocy

4.1. Przerwa w jednej fazie przekształtnika

Przebiegi prądów na zaciskach przekształtnika i generatora, podczas przerwy w jednej fazie przekształtnika, przedstawiono na rys. 4a–b. Przed wystąpieniem zakłócenia przekształtnik pokrywał 75% zapotrzebowania na moc obciążenia (rys. 4b). W chwili $t = 0,4$ s przekształtnik znacznie obniżył prąd wydawany do sieci. W prądzie zaobserwowano wyższe harmoniczne, które nie pozostały bez wpływu na napięcie odbiornika (rys. 5b). Przyjęty typowy układ zabezpieczeń nie ma podstawy do reagowania na takie zaburzenie.

4.2. Zwarcie pary kluczy półmostka

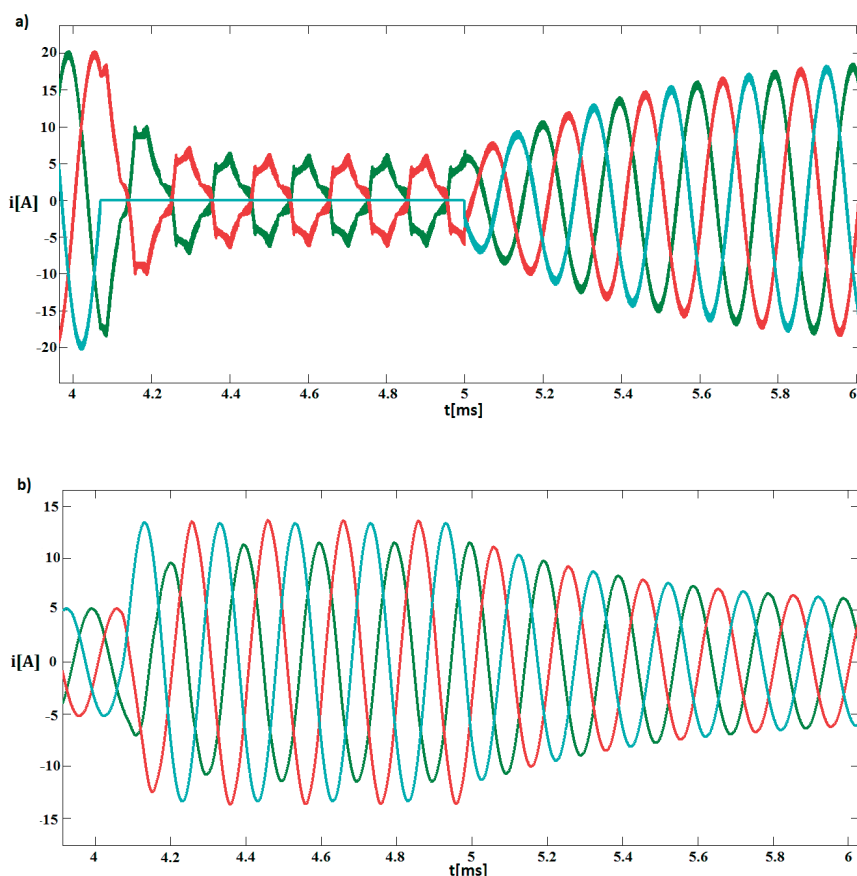
Zwarcie doziemne jednej z faz odbiornika pracującego zasymulowano w pobliżu przekształtnika (rys. 6). Z powodu zaniku napięcia na jednej z faz przekształtnik utracił częściowo synchronizację. Świadczy o tym wzrost prądów powyżej wartości zadanej (rys. 5a i 6a). Przekształtnik utracił więc sterowalność i stanowi poważne zagrożenie dla odbiorników pracujących w sieci. Napięcie na zaciskach odbiornika uległo znaczącej deformacji, a niewłaściwa praca przekształtnika spowodowała niedopuszczalne przekroczenie wartości znamionowej napięcia sieciowego w fazach zdrowych (rys. 7b). W rezultacie sterowanie VOC nie radzi sobie z silnie niezbalansowanym obciążeniem występującym w bliskim sąsiedztwie przekształtnika. W takich przypadkach zalecane jest bezzwłoczne wyłączenie przekształtnika [11].

Należy nadmienić, że symulację zwarcia fazy przekształtnika przeprowadzono z zablokowanym zabezpieczeniem. W przypadku prowadzenia badań z działającym zabezpieczeniem następowo wyłączenie przekształtnika już w pierwszym półokresie po wystąpieniu zakłócenia.

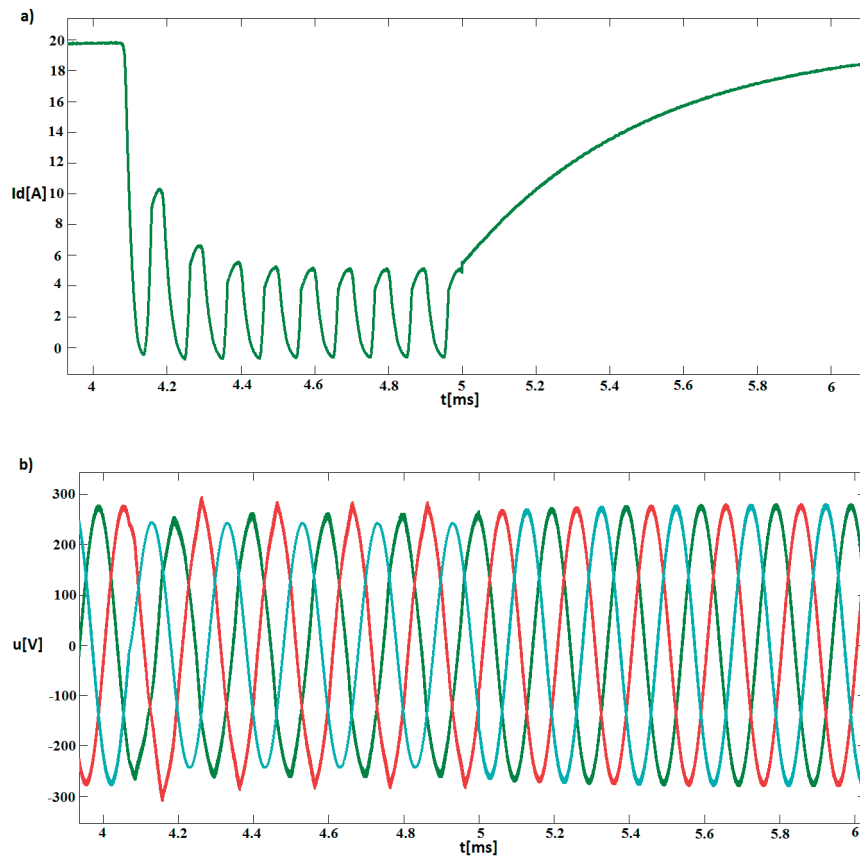
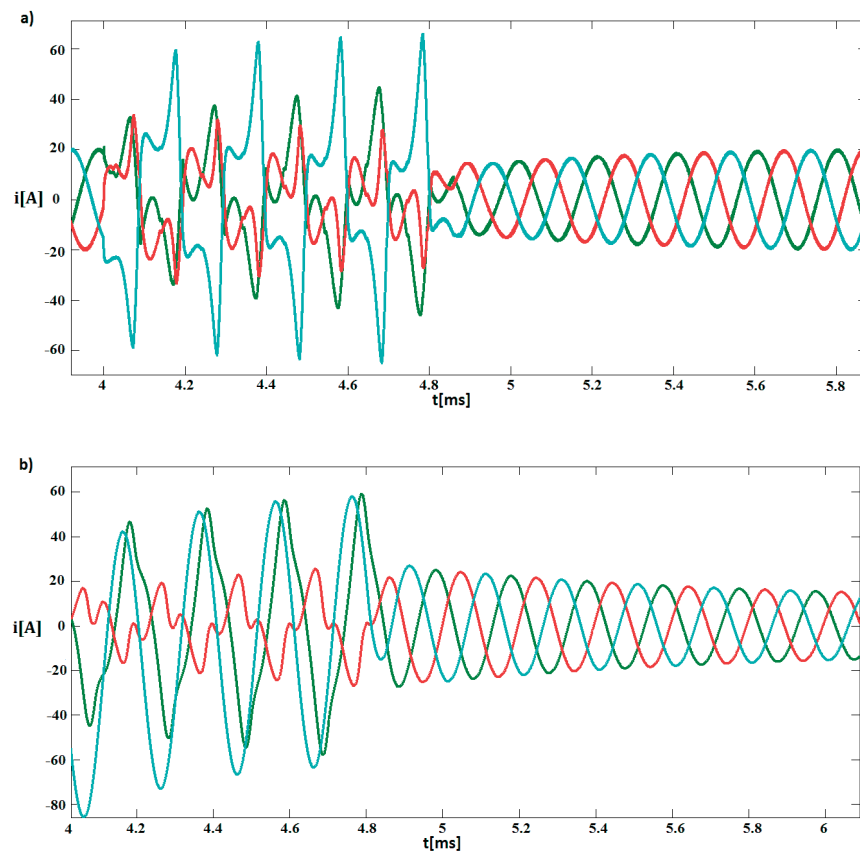
4.3. Awaria sterowania tranzystora IGBT

Dokonano zwarcia na dolnym półmostku przekształtnika (rys. 8). Ten rodzaj zakłócenia jest praktycznie tylko możliwy do realizacji za pomocą 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 $50 \mu\text{s}$, spowoduje całkowite zniszczenie półmostka, a nawet wybuch samych elementów półprzewodnikowych.

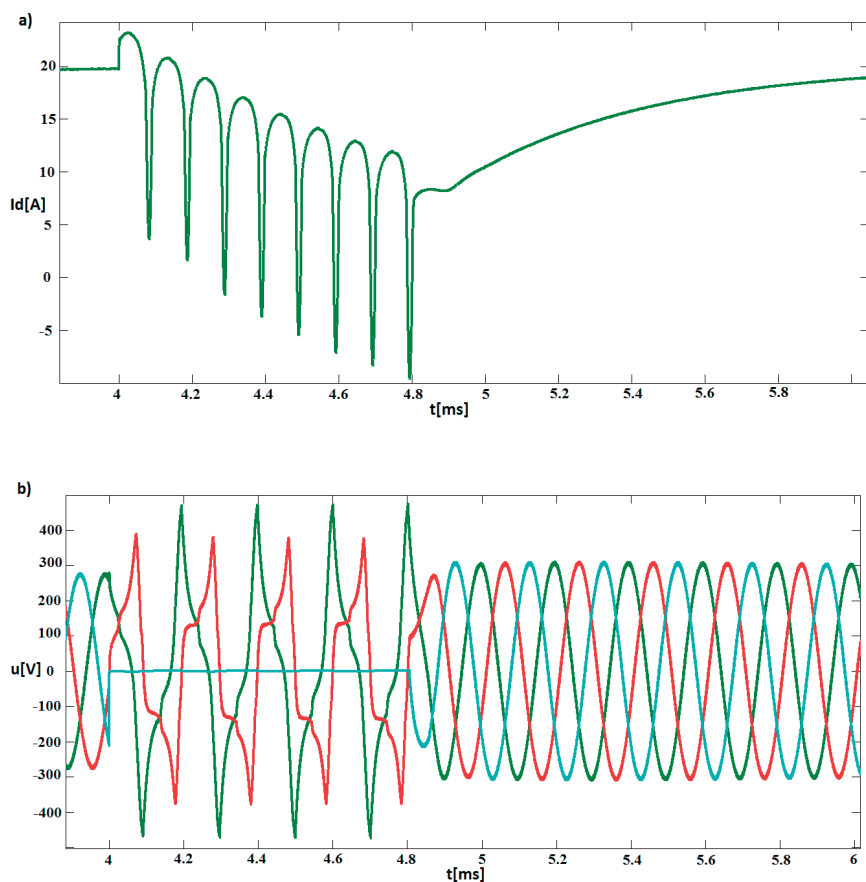
Wpływ zwartego półmostka na sieć elektroenergetyczną nie jest znaczący. Sprężenie zwrotne kontroli prądu wykrywa przepływ energii od sieci do przekształtnika (rys. 9a) i ogranicza poziom wypełnienia PWM do minimum. Z powodu uszkodzenia półmostka deformacja napięcia na wyjściu przekształtnika jest znaczna (rys. 9b). Zwarcie wewnętrzne przekształtnika nie jest zbyt groźne dla sieci. W pierwszej chwili wystąpienia awarii prąd



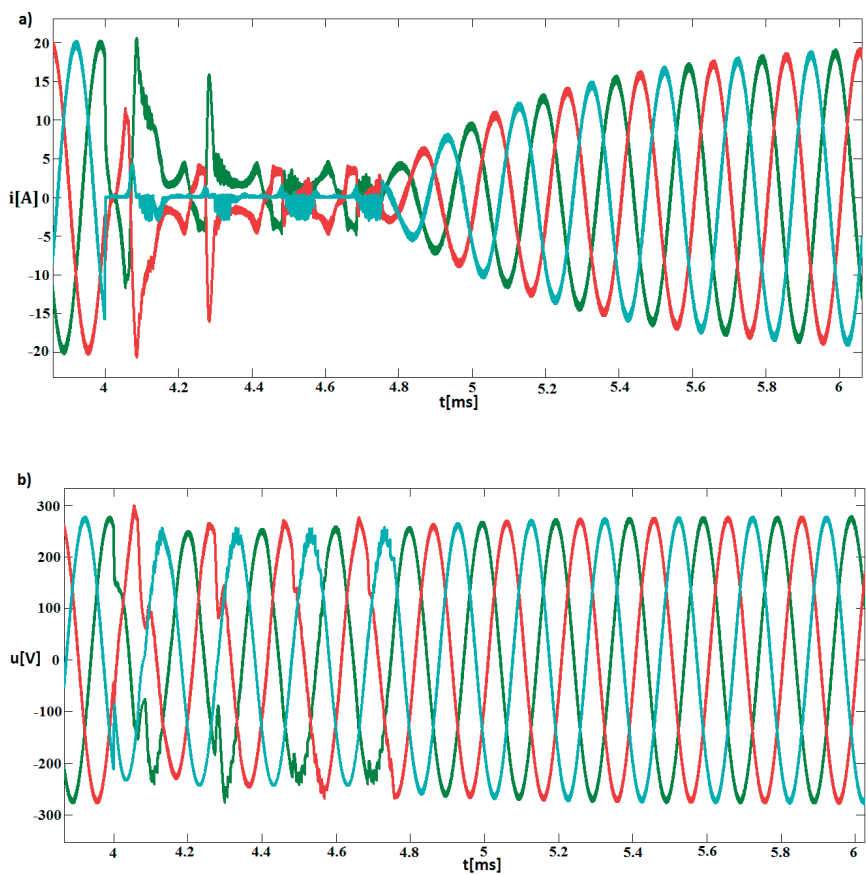
Rys. 4. Przerwa fazy przekształtnika: a) prąd zmierzony na zaciskach przekształtnika, b) prąd na zaciskach generatora

Rys. 5. Przerwa fazy przekształtnika: a) prąd I_d badanego przekształtnika, b) napięcie zmierzone na zaciskach obciążenia

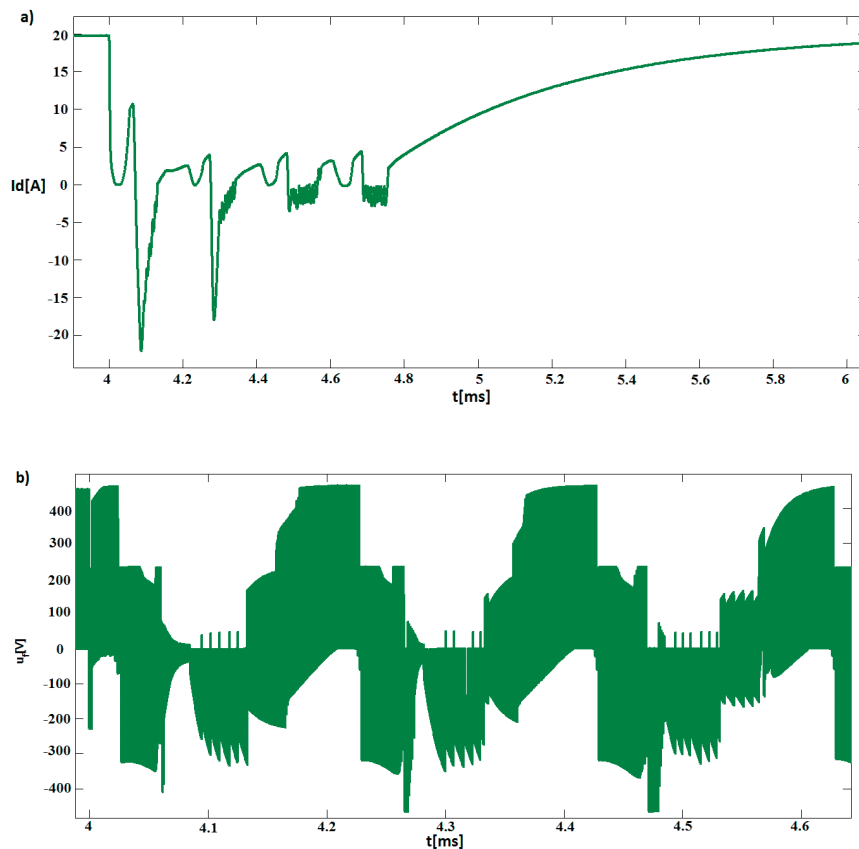
Rys. 6. Zwarcie fazy przekształtnika: a) prąd zmierzony na zaciskach przekształtnika, b) prąd na zaciskach generatora



Rys. 7. Zwarcie fazy przekształtnika: a) prąd I_d badanego przekształtnika, b) napięcie zmierzone na zaciskach obciążenia



Rys. 8. Zwarcie dolnej pary tranzystorów półmostka: a) prąd zmierzony na zaciskach przekształtnika, b) wpływ zwarcia na napięcie sieci



Rys. 9. Zwarcie dolnej pary tranzystorów półmostka: a) prąd I_d badanego przekształtnika, b) napięcie zmierzone przed filtrem przekształtnika

zwarcia jest ograniczany przez indukcyjność dławika sprzęgającego. Następnie powinno nastąpić przepalenie wkładek topikowych, zainstalowanych na szynie DC przekształtnika, lub szybkie wyłączenie starowania pozostałych kluczy za pomocą zabezpieczenia zaprezentowanego w rozdziale 2. Szybkość działania zabezpieczenia pozwoli uniknąć zwarcia skrośnego.

5. Wnioski

W artykule przedstawiono badania dotyczące wpływu pracy niepełnofazowej na parametry przejściowe trójpoziomowego przekształtnika sieciowego sprzęgającego układy generacji rozproszonej z siecią elektroenergetyczną. Badania przeprowadzono dla przypadków, kiedy przyczyny pracy niepełnofazowej tkwią wewnątrz samego przekształtnika bądź są skutkiem zaburzeń pochodzących od strony sieci elektroenergetycznej. Szczególną uwagę skupiono na amplitudzie i dynamice prądu, możliwości zabezpieczenia przekształtnika przed zniszczeniem oraz powrotu do normalnej pracy po ustąpieniu zaburzenia.

Artykuł potwierdza, że praca niepełnofazowa jest awaryjnym stanem pracy niebezpiecznym dla przekształtnika. Na podstawie wyników symulacyjnych stwierdzono, że nie jest dopuszczalna przedłużająca się praca przekształtnika w stanie pracy niepełnofazowej. Nawet przejściowa awaria przekształtnika powoduje zmiany prądu i napięcia o dużej szybkości narastania i dużej amplitudzie. Grozi to trwałym uszkodzeniem podzespołów

przekształtnika. Badany przekształtnik nie spełnia ponadto normy określającej zawartość harmonicznych wprowadzanych do sieci, a w niektórych przypadkach traci sterowność. Aby zapobiec takim zdarzeniom, elementy półprzewodnikowe powinny być wyposażone w zabezpieczenia wskazane w części 2 artykułu. Natomiast praca niepełnofazowa spowodowana awariami poza przekształtnikiem jest mniej niebezpieczna dla komponentów przekształtnika i umożliwia powrót do normalnej pracy po ustąpieniu zakłócenia.

Wyniki prac symulacyjnych będą podstawą do stworzenia szybkiego układu logicznego, którego zadaniem będzie diagnoza stanu zakłóceniewego oraz łagodne wyprowadzanie tranzystora mocy ze stanu zwarcia. Badania obejmują również pracę nad układami sterowania zabezpieczającymi sam przekształtnik oraz współpracującą siecią przed skutkami pracy niepełnofazowej, a także nad strukturami sterowania pozwalającymi na pracę z silnie niezbalansowanym układem obciążenia.

BIBLIOGRAFIA

- 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* 2015, No. 3.

2. Blaabjerg F., Ma K., Zhou D., Power electronics and reliability in renewable energy systems, *Proc. IEEE Int. Symp. Ind. Electron.*, May 2012, s. 19–30.
3. Strzelecki R., Technologie energoelektroniczne w nowoczesnych systemach elektroenergetycznych, *Zeszyty Naukowe Akademii Morskiej w Gdyni* 2009, nr 62, s. 164–189.
4. Semikron. nota katalogowa tranzystora IGBT SKM300GA12T4.
5. Arsoy A.B. i in., STATCOM-SMES, *IEEE Industry Applications Magazine* 2003, Vol. 2, s. 21–28.
6. Knapczyk M., Pieńkowski K., Analiza nieliniowych metod sterowania przekształtnikiem sieciowym AC/DC, materiały konferencyjne XIV Seminarium Technicznego KOMEL, Ustroń – Jaszowiec, 2005.
7. 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.
8. Ikonen M., Laakkonen O., Kettunen M., Two-level and three level converter comparison in wind power application [online], www.elkraft.ntnu.no/smola2005/Topics/15.pdf.
9. Mitsubishi Semiconductors Power Modules MOS. General Considerations For IGBT and Intelligent Power Modules, Sept. 1998.
10. Mitsubishi Semiconductors Power Modules MOS, Using IGBT Modules, Sept. 1998.
11. Knapczyk M., Pieńkowski K., High-Performance Decoupled Control Of PWM Rectifier With Load Compensation, *Zeszyty Naukowe Politechniki Wrocławskiej* 2007, nr 60, seria Studia i Materiały 2007, nr 27.

Dariusz Zieliński

mgr inż.

Politechnika Lubelska

e-mail: shadow031@gmail.com

Ukończył studia magisterskie na kierunku elektrotechnika, specjalność napędy mikroprocesorowe w automatyce przemysłowej na Wydziale Elektrotechniki i Informatyki Politechniki Lubelskiej (2013). Obecnie doktorant w Katedrze Napędów i Maszyn Elektrycznych macierzystej uczelni. Zajmuje się zagadnieniami projektowania urządzeń energoelektronicznych, stosowanych głównie w sieciach elektroenergetycznych oraz systemami czasu rzeczywistego.

Katarzyna Przytuła

mgr inż.

Politechnika Lubelska

e-mail: poczta.katarzyna@gmail.com

Ukończyła studia magisterskie na kierunku elektrotechnika, specjalność elektroenergetyka na Wydziale Elektrotechniki i Informatyki Politechniki Lubelskiej (2014). Obecnie doktorantka w Katedrze Napędów i Maszyn Elektrycznych macierzystej uczelni. Zajmuje się projektowaniem sterowania urządzeń energoelektronicznych, stosowanych głównie w sieciach elektroenergetycznych oraz badaniami wielokanałowych przekształtników sieciowych.

The Impact of Power Electronics Converter in Phase Failure Work on the Power System Network

Keywords

phase failure work, short circuit, IGBT protection system, VOC, NPC

Abstract

The paper presents the impact of phase failure work on power converters. The study includes a three-level NPC inverter (Neutral Point Clamped), controlled by Voltage Oriented Control (VOC). The NPC converter integrates renewable energy sources with the power grid. The article includes a discussion about the causes of phase failure work and an analysis of the converter's failure and its impact on the power grid. The simulations were performed in MATLAB/Simulink. The study also includes the concept of an integrated protection for IGBTs, controlled by the DSP microprocessor system.

Praca bloku ciepłowniczego BC50 elektrociepłowni w wydzielonym układzie wyspowym

Autorzy

Ireneusz Grządzielski
Krzysztof Sroka
Arkadiusz Łacny
Daria Radsak

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

obrona i odbudowa systemu elektroenergetycznego, wydzielanie układu wyspowego, eksperyment systemowy

Streszczenie

W artykule prezentowanym podczas poprzedniej konferencji APE '13 [1] przedstawiono wyniki koncepcji wydzielania układu wyspowego z blokiem ciepłowniczym BC50 w elektrociepłowni VEOLIA ENERGIA Poznań ZEC SA (dalej ECII Karolin). W wydzielonym układzie wyspowym przewidziano do zasilania następujące odbiory: potrzeb własnych i ogólnych EC II Karolin, zakładów przemysłowych zlokalizowanych w bezpośrednim sąsiedztwie elektrociepłowni, a także w przyszłości odbiorców komunalnych. Koncepcja wydzielania układu wyspowego zasilanego z bloku BC50 wymaga, przed wdrożeniem odpowiedniej automatyki wydzielania, wszechstronnego sprawdzenia poprzez przeprowadzenie eksperymentów systemowych weryfikujących przyjęte założenia. W artykule przedstawiono wybrane wyniki pierwszego eksperymentu pracy wydzielonego układu wyspowego z blokiem BC50 i odbiorami potrzeb własnych i ogólnych elektrociepłowni oraz zewnętrznemu odbiorcy – oczyszczalni ścieków aglomeracji poznańskiej.

1. Wprowadzenie

Zgodnie z „Instrukcją ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej” (IRiESP) [2] proces przystosowywania jednostek wytwórczych do udziału w obronie i odbudowie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) przebiega aktualnie w dwóch kierunkach, których celem jest uzyskanie:

- zdolności do samostartu, tj. zdolności do uruchomienia elektrowni bez zasilania z KSE według uzgodnionego z operatorem systemu przesyłowego (OSP) planu i trwałej pracy w układzie wydzielonym, oraz gotowości, do realizacji poleceń OSP w zakresie uruchamiania kolejnych elektrowni i zwiększania obszaru wydzielonego
- zdolności do pracy w układzie wydzielonym, tj. zdolności do awaryjnego przejścia do pracy samodzielnej (PPW, a następnie do PWE) przy braku zasilania z KSE, wg uzgodnionego z OSP planu, i trwałej pracy w tym układzie, oraz gotowości do realizacji poleceń OSP w zakresie zwiększania obszaru wydzielonego

Zdaniem autorów, uzupełnieniem tych dwóch podstawowych rozwiązań, stosowanych w planie obrony i odbudowy KSE, może być również wydzielanie małych układów wyspowych o mocach rzędu 20–30 MW zasilanych z ciepłowniczych bloków parowych w elektrociepłowniach miejskich.

Aktualnie, zgodnie ze strategią obrony przyjętą przez ENTSO-E, nie przewiduje się w stanie awaryjnym połączonych systemu

europejskiego prewencyjnego automatycznego wydzielania, przed zaistnieniem krytycznych parametrów pracy systemu – napięcia lub częstotliwości, pojedynczych jednostek wytwórczych do pracy wyspowej, fragmentów systemów, a także wydzielania systemów krajowych [3–5]. Wcześniej samoczynne wydzielanie układów wyspowych, łącznie z wydzielaniem systemów krajowych, przewidywały plany obrony opracowywane dla UCTPE a następnie UCTE.

Powrót do idei szybkiego wydzielania proponowanych układów wyspowych o małych mocach może być, z punktu widzenia późniejszego procesu odbudowy KSE, bardzo ważnym elementem obrony. Rozwiązanie to ma uzasadnienie przede wszystkim z punktu widzenia poprawy bezpieczeństwa energetycznego dużych aglomeracji miejskich. Wydzielanie wielkomiejskich układów wyspowych może mieć ogromne znaczenie, ponieważ utrata zasilania jest szczególnie niebezpieczna w wielkich aglomeracjach, zarówno ze względu na paraliż infrastruktury komunalnej i przemysłowej, jak i zagrożenia dla życia ludzi. Praca taka powinna zapewnić zasilania newralgicznych dla elektrociepłowni urządzeń energetycznych gwarantujących ochronę jej układu technologicznego przed uszkodzeniami, ochronę systemu ciepłowniczego oraz stworzenie warunków aktywnego uczestnictwa elektrociepłowni w procesie odbudowy KSE.

Oczywiście każdy taki przypadek wydzielania do pracy wyspowej bloku elektrociepłowni miejskiej (jako wyjątek od generalnego

planu obrony i odbudowy KSE) powinien być poprzedzony szczegółowymi analizami, w tym między innymi określającymi wpływ wydzielenia elektrociepłowni do pracy wyspowej na pozostałą część systemu elektroenergetycznego.

W VEOLIA ENERGIA Poznań ZEC SA (dawniej DALKIA Poznań ZEC SA) podjęto działania w celu określenia możliwości wydzielenia układu wyspowego z blokiem ciepłowniczym BC50 w stanach rozległej awarii katastrofalnej KSE. Bardzo istotnym etapem tych prac było przygotowanie i przeprowadzenie w połowie września 2013 r. pierwszego eksperymentu wydzielenia układu wyspowego z blokiem ciepłowniczym BC50 o mocy elektrycznej 50 MW. W artykule przedstawiono wybrane wyniki tego eksperymentu.

Warunkiem koniecznym wykorzystania skutecznego wydzielenia układu wyspowego z blokiem BC50 będzie zainstalowanie odpowiedniego układu automatyki wydzielającej akceptowanej przez VEOLIA ENERGIA Poznań ZEC SA oraz operatorów sieciowych. Traktuje się to jako końcowy etap podjętych działań w celu znacznej poprawy bezpieczeństwa energetycznego samej elektrociepłowni EC II Karolin, jak i aglomeracji poznańskiej.

2. Bilans mocy zapotrzebowanej w wydzielanym układzie wyspowym

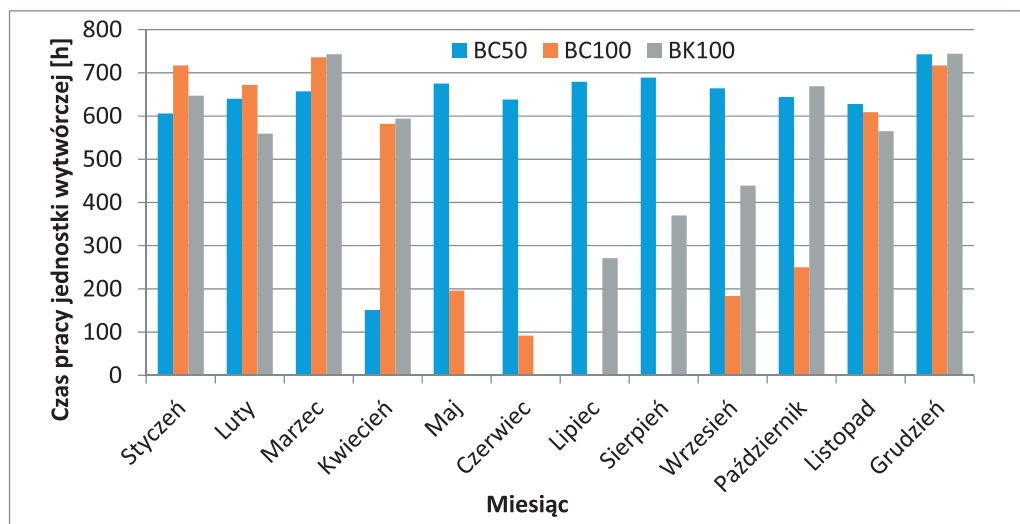
Do pracy w wydzielanym układzie wyspowym dedykowany został blok BC50, z powodu największego stopnia wykorzystania w ciągu roku, co przedstawia wykres na rys. 1. Blok wyposażony jest w dwa kotły parowe: biomasowy BFB-110 nr 1K1 oraz węglowy OP-140 nr 1K2, które współpracując z turbozespołem z turbiną upustowo-przeciwprężną, tworzą duoblok.

Aktualnie wydzielenie układu wyspowego możliwe jest wyłącznie przy wykorzystaniu kotła BFB-110 o znamionowej mocy elektrycznej 19 MW, który charakteryzuje się najniższym minimum technicznym na poziomie ok. 14–15 MW. Stwarza to dogodne warunki utrzymania w ruchu kluczowych urządzeń potrzeb własnych elektrociepłowni bez znacznych nadwyżek generacji. Praca wyspowa z blokiem BC50 nie będzie zatem stanowiła drastycznej różnicy dla pracy w stanie normalnym ze względu

na wielkość generowanej przez blok mocy. Ewentualny zrzut mocy będzie zatem przebiegał łagodnie, w przeciwieństwie do dwóch pozostałych bloków, posiadających stosunkowo wysokie minimum techniczne. Dodatkowo blok BC50 jest zdolny do samodzielnego pokrywania obciążeń cieplnych w okresie letnim.

Sytuacja wydzielenia układu wyspowego wymaga jak najdokładniejszego zbilansowania mocy w tym układzie, w celu ochrony urządzeń oraz infrastruktury w EC II Karolin. Jeśli chodzi o strukturę odbiorów energii elektrycznej, priorytetowo założono zasilanie dwóch sekcji rozdzielni potrzeb własnych ogólnych BA 6 kV, ze względu na konieczność ochrony newralgicznych urządzeń elektrociepłowni, jak również zapewnienia bezpieczeństwa obsługi. Ponadto w ramach wydzielanego układu wyspowego z blokiem BC50 planuje się zasilanie rozdzielni potrzeb własnych bloków pozostających w ruchu. Obecnie jedynym odbiorcą zewnętrznym zdolnym pracować stabilnie w wydzielanym układzie wyspowym jest Centralna Oczyszczalnia Ścieków (COŚ), która stanowi połączenie w ciągu linii 110 kV pomiędzy EC II Karolin a GPZ Czerwonak i charakteryzuje się stabilnym poborem mocy na poziomie ok. 3MW.

Jako odbiory zewnętrzne mogłyby zostać uwzględnione zakłady przemysłowe przyłączone do rozdzielni SN 15 kV w EC II Karolin, z którymi prowadzona jest operatywna współpraca usługi dystrybucji energii elektrycznej, oraz odbiorcy komunalni i przemysłowi zasilani z GPZ-ów przyłączonych do linii 110 kV wychodzących rozdzielni 110 kV EC II Karolin. Wariant ten byłby możliwy do realizacji w przypadku zastosowania bardzo rozbudowanej automatyki wydzielenia układu wyspowego, gdyż zakłady przemysłowe 15 kV czy też odbiorcy 110 kV posiadają podwójne zasilanie, stanowiąc połączenie z KSE. Wyjątek stanowi zakład Bridgestone, którego zasilanie bazuje wyłącznie na połączeniu linią kablową 110 kV z EC II Karolin. Wykluczającą barierę techniczną stanowi jednak nieprzewidywalny charakter pracy odbiorcy, wyrażający się silnymi fluktuacjami pobieranej mocy elektrycznej zarówno godzinowymi, jak i dobowymi, które wynikają z załączeń odbiorników dużej mocy, co pokazano na rys. 2.



Rys. 1. Czasy pracy bloków EC II Karolin w roku 2013

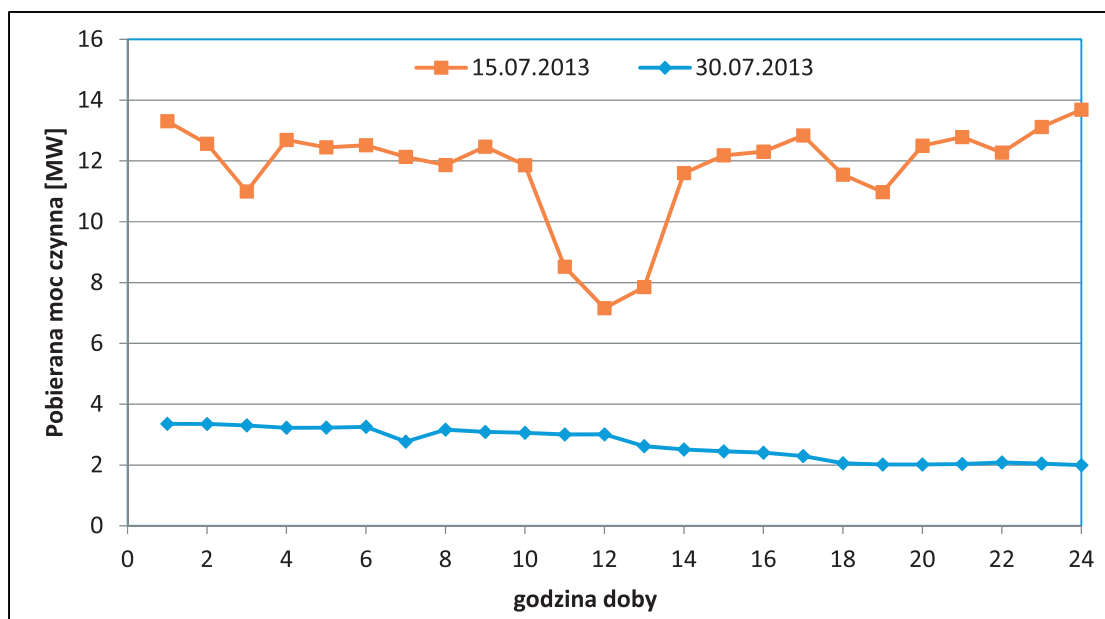
W zależności od temperatury zewnętrznej oraz zapotrzebowania odbiorców na ciepło można wyróżnić kilka możliwych konfiguracji pracy kotłów 1K1, 1K2 (blok BC50 nr 1), 2K (blok BC100 nr 2) i 3K (blok BK100 nr 3) w EC II Karolin:

- 3K (sezon letni)
- 1K1 + 1K2 (sezon letni)
- 1K1 + 3K (sezon letni i okresy przejściowe)
- 1K1 + 2K + 3K (sezon zimowy i okresy przejściowe)
- 1K1 + 1K2 + 2K + 3K (sezon zimowy).

W procesie wydzielania układu wyspowego przy pracy bloku nr 1 BC50 w pełnej konfiguracji proponuje się natychmiastowe odstawienie kotła 1K2 do rezerwy w celu zmniejszenia wielkości produkcji. Wówczas potrzeby własne bloku BC50 maleją o około 2 MW. Konieczna jest również redukcja mocy wytwarzanej przez

kocioł 1K1 do poziomu minimum technicznego (14–15 MW), aby zapewnić stabilny zrzut mocy. Odbiorami wchodzącymi w skład wydzielanego układu wyspowego byłyby w takiej sytuacji potrzeby ogólne zasilane z rozdzielni BA 6 kV, potrzeby własne bloku BC50, a także odbiorca zewnętrzny – Centralna Oczyszczalnia Ścieków (COŚ).

Wariant pracy bloku BK100 oraz bloku BC50 z kotłem 1K1 nie wiąże się z koniecznością odstawiania bloku BK100 w procesie wydzielania układu wyspowego, bowiem przewiduje się wyprowadzenie mocy z bloku na sekcję 2 rozdzielni głównej 110 kV. Poza potrzebami ogólnymi, potrzebami własnymi bloku BC50 i odbiorcą COŚ do struktury odbiorów zakłada się przyłączenie potrzeb własnych bloku BK100 poprzez most rezerwowo-rozruchowy z rozdzielni BA 6 kV. Dla tak dobranego obciążenia układu



Rys. 2. Pobór mocy czynnej przez zakład Bridgestone w okresie letnim

Data	Godzina	Moc bloku BC50	Odbiory				Suma odbiorów	BILANS	
			PW bloku BC50	BT1	BT2	PW bloku BK100			COŚ
[MW]									
26.07.2013	1	16,595	3,084	2,983	1,069	7,219	3	14,355	0,645
	2	16,538	3,098	2,851	1,003	7,154	3	14,106	0,894
	3	16,884	3,094	2,842	1,003	7,172	3	14,111	0,889
	9	15,519	3,120	2,869	1,192	7,196	3	14,377	0,623
	10	15,183	3,089	3,093	1,223	7,184	3	14,589	0,411
	11	15,85	3,127	3,058	1,179	7,91	3	15,274	-0,274
	17	17,063	3,227	2,851	1,043	7,306	3	14,427	0,573
	18	17,33	3,218	2,856	1,034	7,378	3	14,486	0,514
	19	16,91	3,192	2,939	1,030	7,282	3	14,443	0,557

Tab. 1. Bilans mocy czynnej w wydzielanym układzie wyspowym z blokiem BC50 z odbiorami dla wariantu 1K1 + 3K

wyspowego praca kotła 1K1 nie wymaga zrzutu mocy czy też przejścia do pracy z minimum technicznym.

Konfiguracja pracy wszystkich kotłów EC II Karolin wiąże się z koniecznością awaryjnego odstawienia bloku drugiego oraz, w celu możliwości zbilansowania produkowanej mocy elektrycznej, niezbędne jest odstawienie do rezerwy kotła 1K2 po zainicjowaniu pracy wyspowej.

Schematy elektryczne dla proponowanych rozwiązań zostały przedstawione na rys. 3 oraz rys. 4.

Dla każdego analizowanego wariantu dokonano weryfikacji poprawności układu wydzielania wyspy, analizując bilans mocy w poszczególnych dobach 2013 roku. Przyjęto, że prawidłowo wydzielony układ wyspowy powinien spełniać kryterium niezbilansowania w granicach do ± 5 MW. Przykładowe wyniki obliczeń bilansowych dla wariantu pracy 1K1+3K zawarto w tab. 1. Wszystkie analizowane przypadki spełniają założone kryterium zamknięcia bilansu wydzielanego układu wyspowego.

3. Podstawowe cele eksperymentu systemowego wydzielania układu wyspowego z blokiem ciepłowniczym BC50

Celem przeprowadzonego pierwszego eksperymentu wydzielania układu wyspowego z blokiem BC50 było:

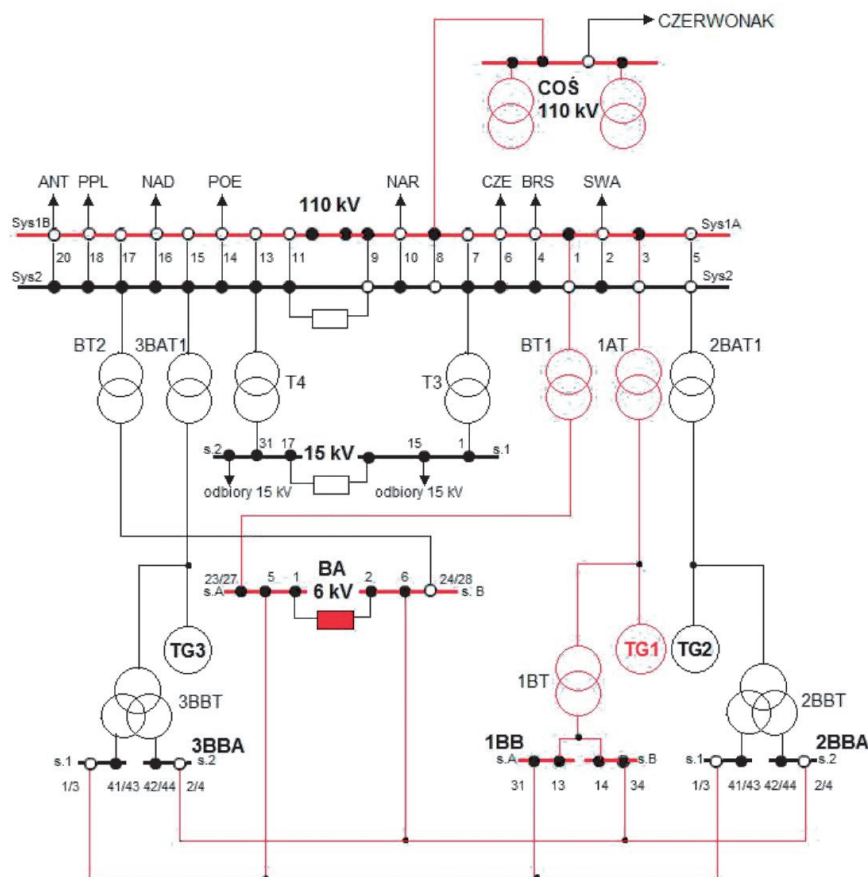
- potwierdzenie możliwości przejścia bloku ciepłowniczego BC50 do pracy z wyspą obciążeniową potrzeb własnych elektrociepłowni i odbiorów przyłączonych linią 110 kV COŚ do rozdzielni 110 kV EC II Karolin

- ocena stopnia zbilansowania mocy generowanej i mocy zapotrzebowanej w ramach wydzielanego układu wyspowego
- określenie możliwości regulacyjnych turbogeneratora bloku BC50 w zakresie regulacji obrotów w warunkach pracy w wydzielonym układzie wyspowym
- zbadanie możliwości regulacyjnych napięcia turbogeneratora bloku BC50 EC Karolin w celu zapewnienia odpowiednich poziomów napięcia w wydzielonym układzie wyspowym
- potwierdzenie możliwości synchronizacji autonomicznie pracującego wydzielonego układu wyspowego z KSE.

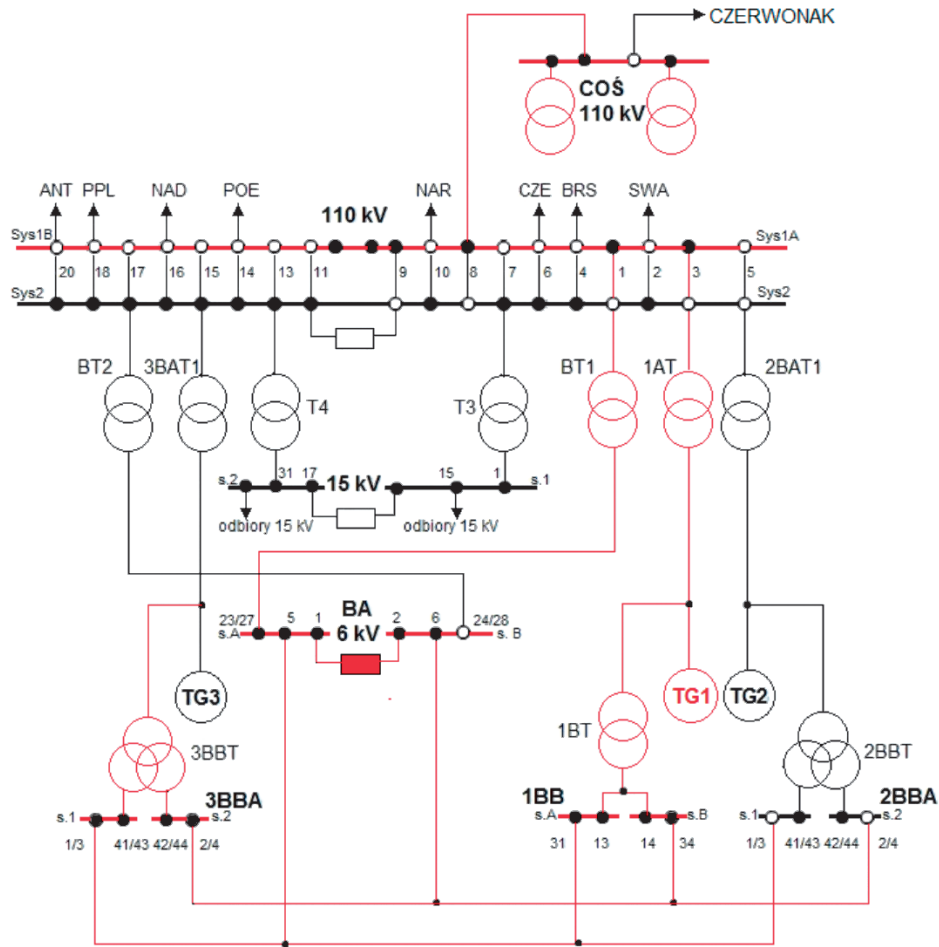
4. Przebieg eksperymentu systemowego wydzielania układu wyspowego z blokiem ciepłowniczym BC50

Przedmiotowy eksperyment systemowy poprzedzony był częstymi spotkaniami zainteresowanych stron, tj. VEOLIA ENERGIA Poznań ZEC SA (dawniej DALKIA Poznań ZEC SA), ENEA Operator sp. z o.o., Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA Oddział w Poznaniu (dawniej Polskie Sieci Elektroenergetyczne – Zachód SA) i AQUANET SA. W wyniku ostatecznych uzgodnień wszystkich podmiotów uczestniczących w eksperymencie zostało zawarte porozumienie o przeprowadzeniu próby w dniu 17 września 2013 i ustalony został jej szczegółowy program.

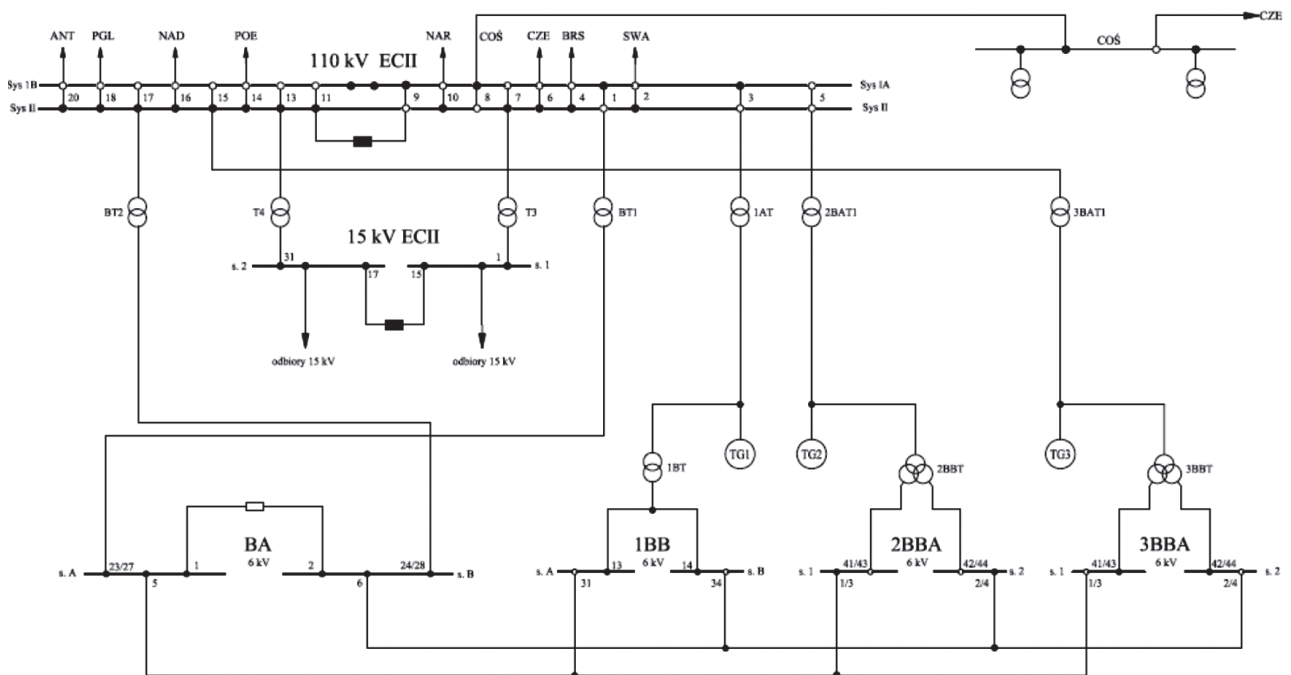
Zgodnie z ustaleniami w dniu eksperymentu systemowego zostały wykonane następujące przełączenia w sieci 110 kV. Wykonane zostały również niezbędne przełączenia w układzie potrzeb własnych elektrociepłowni. Układ elektryczny stacji



Rys. 3. Uproszczony schemat elektryczny EC II Karolin podczas pracy wyspowej z blokiem BC50 dla wariantu 1K1+1K2



Rys. 4. Uproszczony schemat elektryczny EC II Karolin podczas pracy wyspowej z blokiem BC50 dla wariantów 1K1+3K, 1K1+2K+3K oraz 1K1+1K2+2K+3K



Rys. 5. Układ elektryczny EC II Karolin przed wydzieleniem układu wyspowego z blokiem BC50

EC II Karolin po przełączeniach, przed rozpoczęciem eksperymentu systemowego, przedstawiono na rys. 5.

Stan pracy urządzeń jednostek wytwórczych ECII Karolin był następujący:

- kocioł 1K1 – BFB – praca na turbinę z obciążeniem zbliżonym do sumy mocy pobieranych przez odbiory sekcji 1BA i linii 110 kV COŚ; urządzenia kotła BFB zasilane z sekcji A rozdzielni 1BB
- blok nr 3 w ruchu – praca na parę technologiczną i miejską sieć ciepłowniczą
- blok nr 2 w rezerwie.

Obciążenie mocą cieplną w dniu eksperymentu zawierało się w przedziale 55–70 MW. Potrzeby systemu ciepłowniczego Poznania pokrywane były przez blok nr 1 BC50 i dodatkowo przez blok nr 3 BK100. Praca bloku nr 3 powodowała, że mniejsze obciążenie mocą cieplną bloku BC50 pozwalało na pracę tylko z kotłem fluidalnym (BFB). Przewidywane w dniu eksperymentu obciążenie mocą elektryczną bloku BC50 to około 10 MW. Do pracy wydzielonym układem wyspowym wskazano system szyn S1 z linią 110 kV, kierunek COŚ i transformatorem BT1 zasilającym sekcję A rozdzielni potrzeb ogólnych elektrociepłowni 6 kV BA.

Z sekcji A rozdzielni BA była zasilana między innymi rozdzielnia potrzeb własnych niepracującego bloku nr 2 BC100, którego odbiory wytypowane zostały do wywoływania zmian obciążenia w wyspie.

Blok BC50 pracował z obciążeniem ok. 11 MW. Zapotrzebowanie mocy czynnej i biernej w wydzielanym układzie wyspowym było następujące:

- obciążenie linii 110 kV COŚ – 2,1 MW i 0,4 Mvar
- obciążenie sekcji 1 rozdzielni 6 kV BA (z BT1) – 5,5 MW i 4,5 Mvar
- potrzeby własne bloku nr 1 (z 1BT) – 4,1 MW i 3,0 Mvar.

Przewidywane obciążenie mocą czynną i bierną w wydzielanym układzie wyspowym wynosiło zatem 11,7 MW i 7,9 Mvar.

Wydzielenie układu wyspowego nastąpiło przez wyłączenie wyłącznika w sprzęgle 110 kV rozdzielni 110 kV. Układ elektryczny wydzielonego układu wyspowego z blokiem BC50 przedstawiono na rys. 6.

Ze względu na wahania obrotów turbozespołu w trakcie pracy wyspowej zmieniony został statyzm regulatora obrotów z 6% na 12% turbozespołu bloku BC50.

Podczas pracy wydzielonego układu wyspowego obserwowano zmienność parametrów elektrycznych w wydzielonym układzie (moc, częstotliwość, napięcie), jakie wystąpiły przy zmianach obciążenia układu przez załączanie i wyłączanie odbiorów potrzeb własnych bloków BC100 i BC50.

Czas pracy wydzielonego układu wyspowego trwał ok. 30 min. Synchronizacja układu wyspowego do KSE odbyła się na wyłączniku sprzęgła poprzez układ synchronizatora bloku BC50.

Harmonogram przebiegu eksperymentu przedstawiono w tab. 2. Podczas eksperymentu wykonywane były, obok standardowo mierzonych wielkości w EC II Karolin, pomiary i rejestracje wielkości elektrycznych przy wykorzystaniu rejestratorów cyfrowych klasy A: PQ Box 200 i Unilyzer, zainstalowanych na czas

Lp.	Godzina	Zrealizowane zadanie
1.	14:29:19	Przejęcie turbozespołu bloku nr 1 w tryb regulacji obrotów RO
2.	14:32:39	Wyłączenie wyłącznika sprzęgła 110 kV – wydzielenie układu wyspowego (12,1 MW i 8,1 Mvar)
3.	14:33:15	Korekta statyzmu z 6% na 10%
4.	14:33:17	Statyzm 10%
5.	14:34:00	Korekta statyzmu z 10% na 12%
6.	14:34:10	Statyzm 12%
7.	14:35:48	Wyłączenie pierwszego wentylatora młynowego bloku nr 2 (200 kW)
8.	14:36:40	Wyłączenie drugiego wentylatora młynowego bloku nr 2 (200 kW)
9.	14:38:12	Wyłączenie wentylatora powietrza pierwotnego bloku nr 2 (560 kW)
10.	14:43:09	Załączenie wentylatora powietrza bloku nr 2 (560 kW)
11.	14:44:57	Załączenie pierwszego wentylatora młynowego bloku nr 2 (200 kW)
12.	14:45:14	Załączenie drugiego wentylatora młynowego bloku nr 2 (200 kW)
13.	14:47:28	Wyłączenie pompy wody zasilającej 10LAC20 bloku nr 1
14.	14:57:20	Błędne wyłączenie regulacji obrotów RO
15.	14:57:38	Ponowne załączenie regulacji obrotów RO
16.	15:00:20	Synchronizacja wydzielonego układu wyspowego z KSE – załączenie sprzęgła w rozdzielni 110 kV
17.	15:00:45	Przełączenie pracy automatyki turbozespołu nr 1 z regulacji obrotów na regulację mocy

Tab. 2. Harmonogram przebiegu eksperymentu w dniu 17 września 2013 roku

eksperymentu: w rozdzielni 110 kV EC II Karolin w torze wyprowadzenia mocy netto z bloku BC50 oraz na transformatorze BT1 po stronie 110 kV.

5. Wybrane wyniki pomiarów uzyskane podczas przeprowadzonego eksperymentu wydzielania układu wyspowego

W trakcie eksperymentu można wyróżnić trzy charakterystyczne fazy :

- wydzielenie układu wyspowego z blokiem BC50
- praca wydzielonego układu wyspowego ze zmianami obciążenia
- synchronizacja wydzielonego układu wyspowego z KSE.

Istotne z punktu widzenia wymagań regulacji częstotliwości (50Hz +/-1 Hz) i regulacji napięcia z dokładnością $U_n \pm 5\%$ w zakresie 0,8–1,1 U_n generatora zawartych w IRIESP są zmiany tych wielkości zarejestrowane w czasie trwania całego eksperymentu.

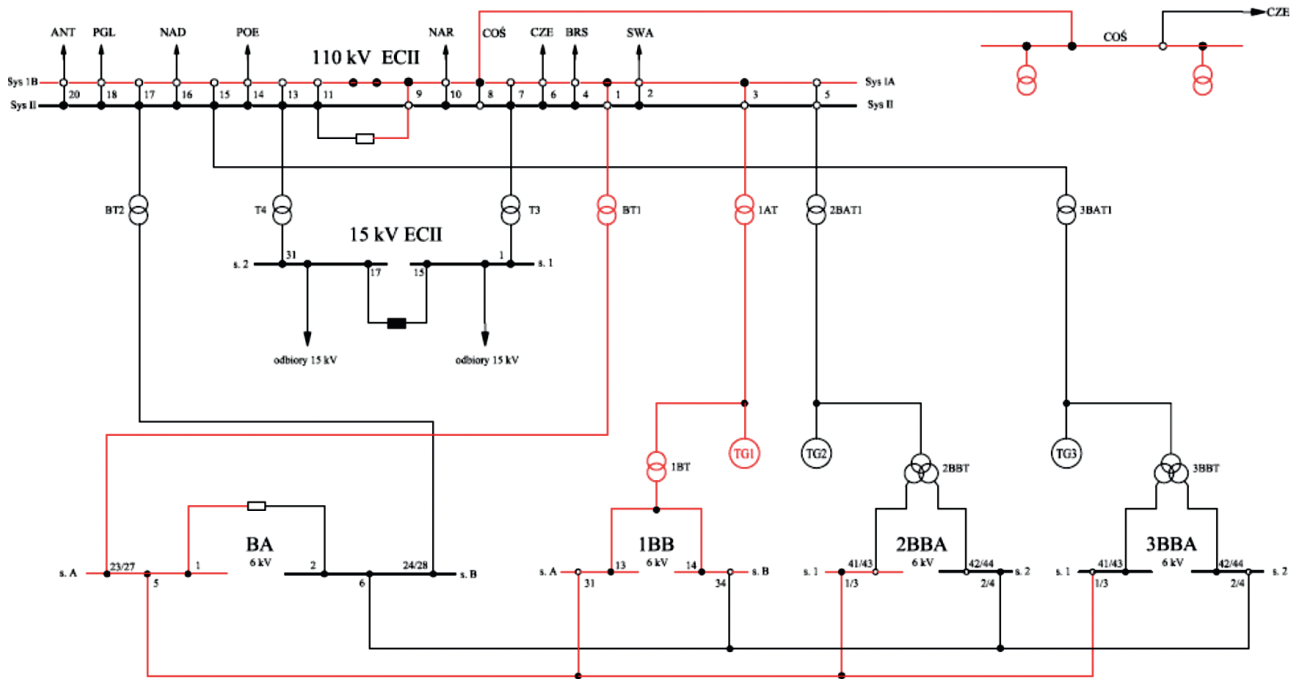
Inicjacja procesu wydzielania układu wyspowego cechowała się znacznymi fluktuacjami częstotliwości. Konieczna była dwukrotna korekta statyzmu regulatora z wartości 6% do 10%,

a następnie do 12%. Częstotliwość zarejestrowaną w torze wyprowadzenia mocy z bloku BC50 podczas eksperymentu przedstawia rys. 7. Zmiany częstotliwości w czasie trwania eksperymentu były niewielkie. Zakres zmian to 50,49–49,98 Hz, a większe zmiany wystąpiły tylko w okresie błędnego wyłączenia regulacji obrotów RO(P) tuż przed synchronizacją (50,49 Hz).

Na rys. 8 przedstawiono zarejestrowane wyniki pomiarów zmian napięcia w rozdzielni 110 kV EC II Karolin, system S1 w torze wyprowadzenia mocy z bloku BC50. Należy uznać, że zarówno regulacja

częstotliwości (zmiany maksymalne około 1%), jak również regulacja napięcia (zmiany również maksymalne około 1%) w pełni spełniają wymogi IRiESP w odniesieniu do pracy wyspowej.

Zmiany obciążenia, wywołane załączaniem lub wyłączaniem dużych odbiorów w EC II Karolin (rys. 9) powodowały odchylenia częstotliwości. Jednak układ regulacji obrotów szybko te zmiany opanowywał. Ilustruje to przebieg częstotliwości przedstawiony na rys. 10.



Rys. 6. Układ elektryczny stacji EC II Karolin po wydzieleniu układu wyspowego z blokiem BC50



Rys. 7. Zmiany częstotliwości zarejestrowane podczas eksperymentu w dniu 17 września 2013 roku (środkowa część wykresu)

Wyniki przedstawione na rys. 11 pokazują, że zmianom obciążenia turbozespołu i związanym z tym zmianom położenia zaworów regulacyjnych przed częścią WP i zmianom przepływu pary z kotła do turbiny nie towarzyszą znaczne zmiany ciśnienia pary, a układ regulacji parametrów kotła skutecznie reguluje te parametry.

6. Dalsze działania w kierunku automatycznego wydzielania układu wyspowego z blokiem nr 1 BC50

Dalsze działania będą zmierzać do przygotowania układu automatycznego wydzielania układu wyspowego przy osiągnięciu krytycznych wartości częstotliwości i napięć w systemie elektroenergetycznym. Proponuje się wyposażenie w automatykę wydzielania nie tylko wszystkich rozdzielni elektrociepłowni, ale również inwestycję w zaawansowaną automatykę wydzielania obejmującą odbiory zewnętrzne przyłączone do rozdzielni 15 kV oraz 110 kV, które byłyby zainteresowane współpracą w przypadku tworzenia wyspy obciążeniowej.

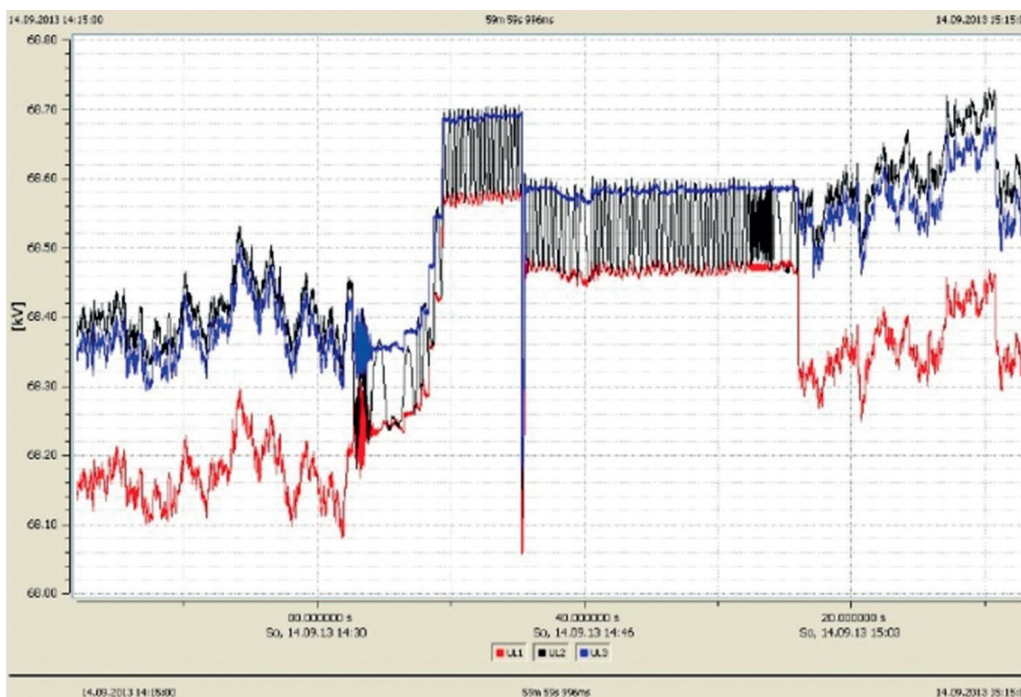
W procesie wydzielania układu wyspowego na szczególną uwagę zasługuje optymalny dobór obciążenia układu wyspowego, który mógłby zostać usprawniony poprzez zaimplementowanie systemu SmartLoad [6] na rozdzielniach EC II Karolin oraz u potencjalnych odbiorców, przyłączonych do rozdzielni 15 kV oraz 110 kV. Cyfrowy system SmartLoad, bazujący na technice pomiarów synchronicznych, służy do bilansowania i wydzielania układu wyspowego oraz dokonuje wyłączeń w przypadku deficytu mocy czynnej na monitorowanym obszarze. Nadzór potencjalnych odbiorów w każdej chwili trwania pracy wydzielonego układu wyspowego pozwala na zoptymalizowany dobór obciążenia skutkujący minimalizacją niezbilansowania układu wyspowego.

7. Wnioski

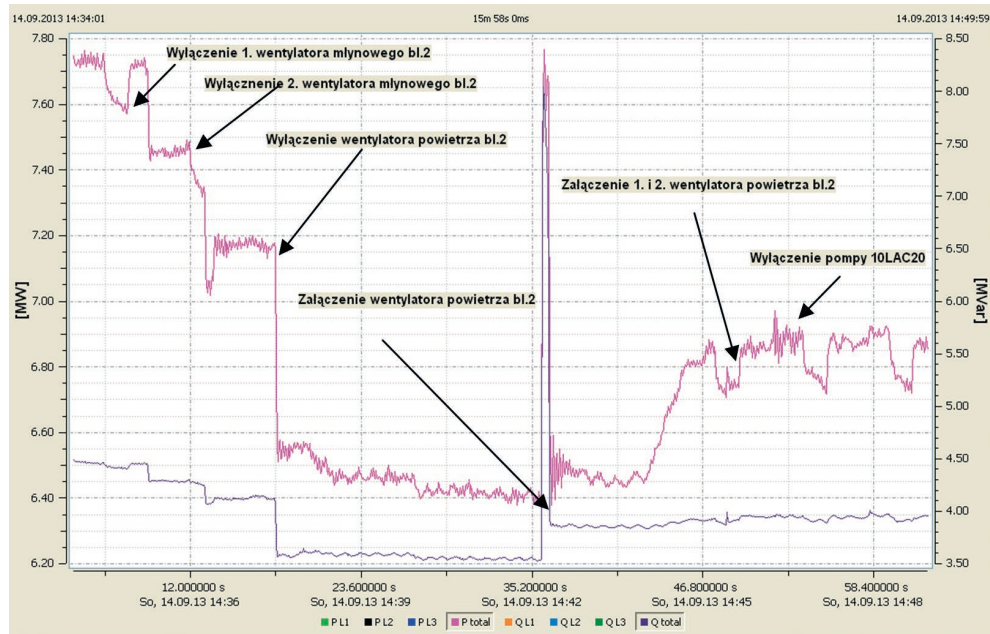
Określone w IRiESP [2] wymagania techniczne w zakresie przystosowania jednostek wytwórczych do udziału w obronie i odbudowie zasilania KSE mają na celu doprowadzenie do sytuacji, w której źródła energii elektrycznej w warunkach awarii katastrofalnej będą skutecznie odbudowywać swoje zdolności wytwórcze, zdecydowanie skracając czas restytucji całego systemu elektroenergetycznego.

Przeprowadzony pierwszy eksperyment „ręcznego” przejścia do pracy wyspowej bloku BC50 z odbiorami wewnętrznymi EC II Karolin i odbiorcą zewnętrznym COŚ pozwala na sformułowanie następujących wniosków:

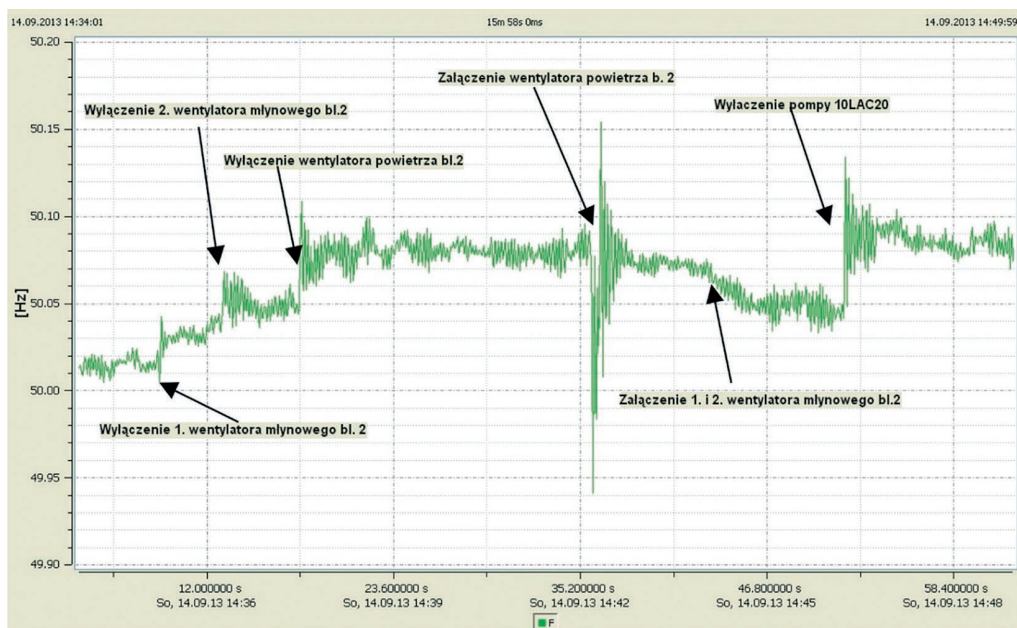
1. Przeprowadzony eksperyment potwierdził, że istnieje możliwość realizacji scenariusza wydzielania układu wyspowego z blokiem ciepłowniczym BC50
2. Na podkreślenie zasługuje właściwa koordynacja układów regulacji kotła BFB z regulatorem obrotów turbozespołu
3. Eksperyment wykazał, że zarówno regulacja częstotliwości w wyspie, jak również regulacja napięcia realizowana jest poprawnie. Analizy wymaga na pewno ustawienie wartości statyzmu regulatora obrotów przy pracy wyspowej
4. Przeprowadzony eksperyment potwierdził, że ten sposób weryfikacji poprawności założeń w scenariuszach obrony zdolności wytwórczych elektrociepłowni pozwala na identyfikację barier ich realizacji i eliminację tych przeszkód
5. Na podkreślenie zasługuje podjęcie wspólnych działań przez VEOLIA ENERGIA Poznań ZEC SA ENEA Operator sp. z o.o, Polskie Sieci Elektroenergetyczne – Zachód SA i AQUANET SA, w celu dążenia do poprawy bezpieczeństwa energetycznego aglomeracji poznańskiej.



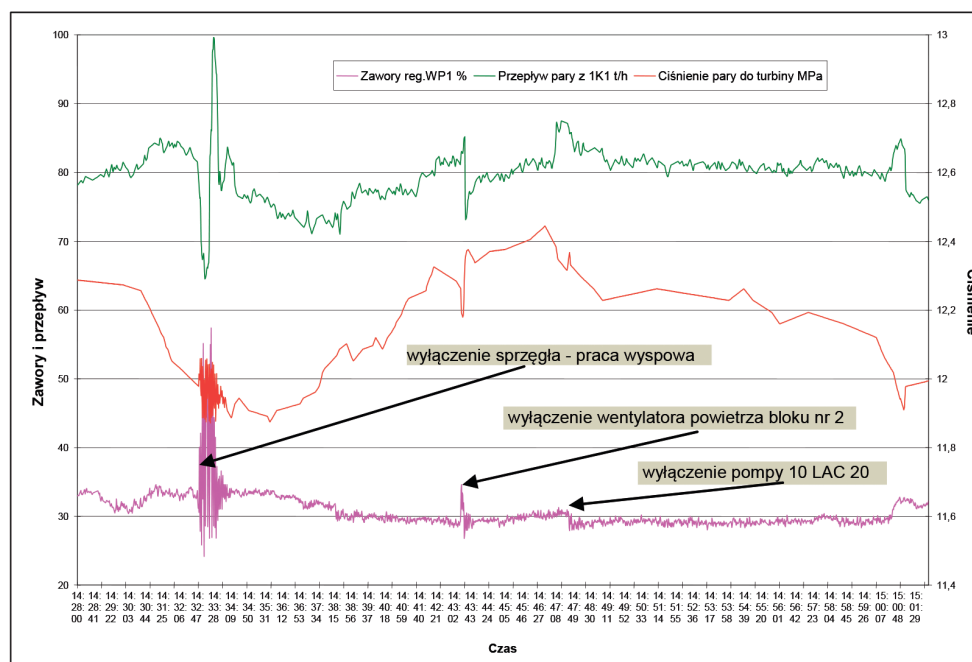
Rys. 8. Zmiany napięć fazowych zarejestrowane w torze wyprowadzenia mocy z bloku BC50 (110 kV) eksperymentu



Rys. 9. Moc czynna i bierna netto w torze wyprowadzenia mocy z turbogeneratora bloku BC50 podczas zmian obciążeniowych w wydzielonym układzie wyspowym



Rys. 10. Częstotliwość w torze wyprowadzenia mocy z turbogeneratora bloku BC50 podczas zmian obciążeniowych w wydzielonym układzie wyspowym



Rys. 11. Zarejestrowane podczas eksperymentu wielkości charakteryzujące pracę układu ciepłowniczego BC50 z wydzielonym układem wyspowym

BIBLIOGRAFIA

- Grządzielski I. i in., Możliwości pracy wydzielonej bloków elektrociepłowni miejskiej w stanach rozległej awarii katastrofalnej systemu elektroenergetycznego, *Acta Energetica*, 1/14 (13) s. 32–37.
- Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej. Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci. Wersja 2.0, tekst jednolity obowiązujący od 1 sierpnia 2014.
- Rychlak J., Kuczyński R., Regulacyjne usługi systemowe – środki techniczne obrony i odbudowy KSE, II Konferencja Naukowo-Techniczna „Blackout a Krajowy System Elektroenergetyczny”, Poznań, kwiecień 2007, *Energetyka 2007*, zeszyt tematyczny, nr X.
- Dudzic J., Kuczyński R., Strategia obrony i odbudowy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, rola wytwórców w planach odbudowy, III Konferencja Naukowo-Techniczna „Black-out a Krajowy System Elektroenergetyczny”, Poznań, październik 2008, *Energetyka 2008*, zeszyt tematyczny, nr XVII.
- Pasiut G., Rychlik J., Kielak R., Weryfikacja zdolności jednostek wytwórczych do udziału w procesie obrony i odbudowy zasilania KSE, w świetle zapisów IRiESP, *Energetyka 2010*, zeszyt tematyczny, nr XX.
- Talaga M.: Tworzenie zbilansowanych wysp jako sposób na ograniczenie skutków awarii systemowych. System SmartLoad, *Urządzenia dla energetyki 2014*, nr 1/(76).

Ireneusz Grządzielski

dr inż.

Politechnika Poznańska

e-mail: ireneusz.grzadzieski@put.poznan.pl

Wychowanek Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej (1973). Pracuje w Instytucie Elektroenergetyki Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej na stanowisku adiunkta. Zakres jego zainteresowań naukowych obejmują zagadnienia związane z pracą systemu elektroenergetycznego w stanach nieustalonych, problematyką obrony i odbudowy systemu elektroenergetycznego w stanach awarii katastrofalnych, przyłączaniem źródeł rozproszonych, w szczególności wiatrowych, do systemu elektroenergetycznego.

Krzysztof Sroka

dr inż.

Politechnika Poznańska

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

Wychowanek Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej (1976). Pracuje w Instytucie Elektroenergetyki Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej na stanowisku adiunkta. Zainteresowania naukowe obejmują zagadnienia związane z pracą elektrowni w systemie elektroenergetycznym, problematyką obrony i odbudowy zdolności wytwórczych elektrowni i elektrociepłowni w stanach awarii katastrofalnych, skojarzonym wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła.

Arkadiusz Łacny

mgr inż.

VEOLIA ENERGIA Poznań ZEC SA

e-mail: arkadiusz.lacny@veolia.com

Ukończył Wydział Elektryczny Politechniki Poznańskiej (1979). Od 1981 roku pracuje w Zespole Elektrociepłowni Poznańskich SA (obecnie: VEOLIA ENERGIA Poznań ZEC SA). Od początku pracy zawodowej zajmuje się eksploatacją urządzeń elektroenergetycznych 110/15/6/0,4 kV elektrociepłowni. Aktualnie pracuje na stanowisku starszego specjalisty ds. elektrycznych, zabezpieczeń i pomiarów.

Daria Radsak

inż.

dyploantka Politechniki Poznańskiej

e-mail: daria.radsak@student.put.poznan.pl

Ukończyła studia I stopnia na Wydziale Elektrycznym Politechniki Poznańskiej, uzyskując tytuł inżyniera (2015). Obecnie studentka studiów II stopnia na swoim macierzystym wydziale, kierunku energetyka. Jej zainteresowania naukowe obejmują bezpieczeństwo energetyczne, a także skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła.

Operation of BC50 Thermal Unit of a Heat and Power Plant in a Separate Island System

Keywords

power system defence and restoration, island system separation, system experiment

Abstract

In a paper presented at the previous APE,13 conference [1] results of a concept of separating an island system with a BC50 thermal unit in VEOLIA ENERGY Poznan ZEC SA's power plant (hereinafter ECII Karolin) were presented. The following loads were selected for supply in the separated island system: EC II Karolin's auxiliaries and general purpose loads, industrial loads in the plant's immediate vicinity, and, in the future, municipal consumers. The concept of separation of the island supplied from BC50 unit requires, before the appropriate separation automation implementation, comprehensive verification of the adopted assumptions through system experiments. The paper presents selected results of the first experiment of the operation of the separated island system with a BC50 unit and the plant's auxiliaries and general purpose loads plus an external consumer, i.e. a waste water treatment plant in the conurbation of Poznań.

Eksperymentalne badania zawartości wyższych harmonicznych w przebiegach prądów w instalacji oświetlenia ulicznego

Autorzy

Kazimierz Bieliński
Sławomir Cieślik

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

wyższe harmoniczne, oświetlenie uliczne

Streszczenie

Wymagania dotyczące poprawy efektywności energetycznej skłaniają eksploatatorów oświetlenia ulicznego do zmniejszenia ilości energii zużywanej przez same lampy, ale również do minimalizacji strat energii w instalacji. W tym celu dużym zainteresowaniem cieszą się inteligentne systemy sterowania oświetleniem. Jednym z ważnych aspektów dotyczących zagadnień energetycznych oraz jakościowych energii elektrycznej jest zawartość wyższych harmonicznych prądów w instalacji oświetlenia ulicznego, co było przedmiotem badań eksperymentalnych, których wyniki zaprezentowano w tym artykule.

1. Wstęp

Jednym z ważnych aspektów poprawy efektywności energetycznej, ekonomicznej i ekologicznej jest zastosowanie inteligentnych algorytmów sterowania, regulacji i kompensacji zakłóceń w oświetleniu ulicznym [1].

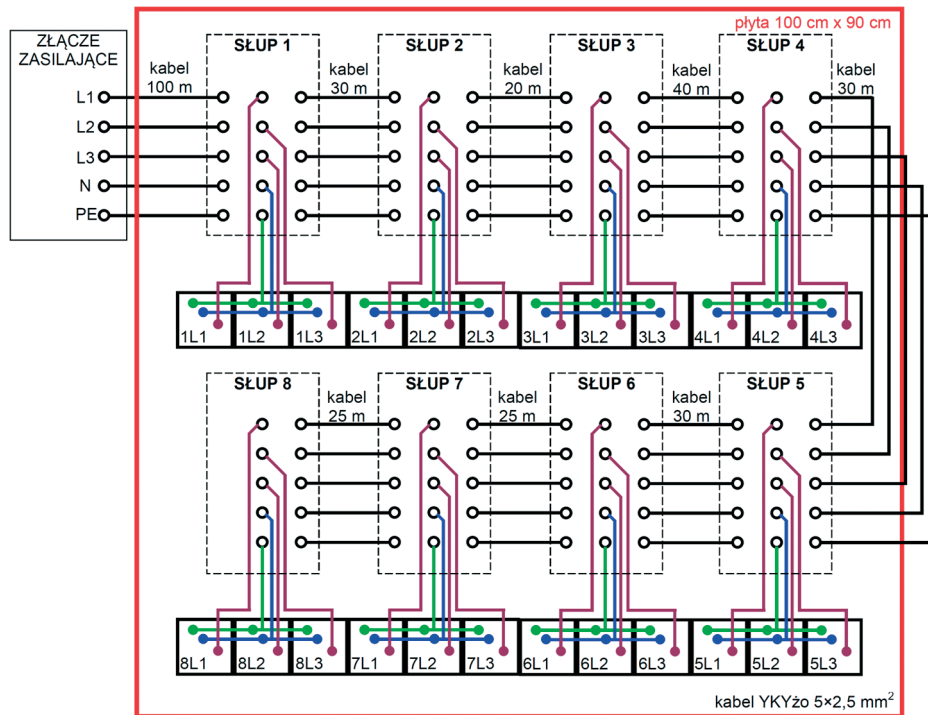
Najważniejsze wymagania stawiane oświetleniu ulicznemu (wg normy PN-EN 13201-2, dobór klas oświetlenia ME, CE, S, A, ES, EV, do sytuacji oświetleniowych) dotyczą: zapewnienia użytkownikom wysokiej jakości oświetlenia jezdni, chodnika, pobocza (obszaru użytkowego); dobrego rozpoznawania (zdolność rozróżniania kształtów i barw), postrzegania; ograniczenia wpływu otoczenia/środowiska, niepowodowania przykrych odczuć (oślnienia); bezpieczeństwa w strefach konfliktowych [2]. Problem ten można rozpatrywać w kategoriach zagadnienia optymalizacyjnego, w którym funkcją celu jest minimalizacja poziomu zużycia energii elektrycznej przez instalacje oświetlenia ulicznego. Warunki ograniczające determinowane są głównie przez wymagania norm oświetlenia [3]. Poszukuje się praktycznych możliwości ograniczenia ilości zużywanej energii elektrycznej oraz minimalizacji kosztów eksploatacji instalacji oświetlenia ulic, m.in. z zastosowaniem inteligentnego systemu sterowania oświetleniem ulicznym (ISSOU). Problematyka minimalizacji poboru mocy przez oświetlenie nie może pomijać zagadnień strat mocy w instalacji elektrycznej oświetlenia, w tym spowodowanych występowaniem wyższych harmonicznych w przebiegach prądów. Zagadnienie istnienia harmonicznych prądów ma zasadnicze znaczenie w ocenie współpracy instalacji oświetlenia ulicznego z elektroenergetyczną siecią zasilającą niskiego napięcia [4–6]. Jak wynika z publikacji [7], zagadnienia dotyczące wpływu wyższych harmonicznych na elementy systemu elektroenergetycznego nie są do końca rozwiązane.

Jednym z zasadniczych elementów ISSOU jest energoelektroniczny sterownik, którego głównym zadaniem jest sterowanie źródłem światła w pojedynczej oprawie oświetleniowej. Bardzo ważne są charakterystyki napięciowo-prądowe przekształtnika energoelektronicznego oraz w ogólności układów, które są stosowane do zasilania źródeł światła. Są to charakterystyki nieliniowe, co w efekcie powoduje odkształcenia od sinusoidy przebiegów prądów, a nawet może wpływać na kształt przebiegów napięć w sieci elektroenergetycznej niskiego napięcia. Kompatybilność elektromagnetyczna w zakresie poziomów dopuszczalnych emisji harmonicznych prądu urządzeń o prądzie znamionowym mniejszym od 16 A regulowana jest normą [8]. Istnieją jednak instalacje specyficzne, w tym właśnie instalacja elektryczna oświetlenia ulicznego, które charakteryzują się tym, że poza urządzeniami dedykowanymi (np. lampy) nie ma innych urządzeń, w tym możliwości przyłączania urządzeń dowolnego typu. Ułatwia to rozwiązania zadań dotyczących np. komunikacji z wykorzystaniem przewodów instalacji elektroenergetycznej (PLC), ale również daje przyczyny do specyficznego podejścia do problemów związanych z istnieniem wyższych harmonicznych prądów.

W Instytucie Inżynierii Elektrycznej Uniwersytetu Technologiczno-Przyrodniczego w Bydgoszczy opracowano stanowisko eksperymentalne, które ma służyć do badania charakterystyk użytkowych ISSOU. Jednym z elementów badań są zagadnienia dotyczące jakości energii elektrycznej w zakresie wyższych harmonicznych napięć i prądów.

2. Opis stanowiska eksperymentalnego

Na rys. 1 przedstawiono schemat poglądowy tablicy połączeń modelu fizycznego instalacji oświetlenia ulicznego. W modelu



Rys. 1. Schemat poglądowy tablicy połączeń w modelu fizycznym instalacji oświetlenia ulicznego

fizycznym jest możliwość podłączenia opraw oświetleniowych w ośmiu punktach (słupach), które są w następujących odległościach od złącza zasilającego: 100 m pierwszy punkt, drugi 30 m dalej, następnie 20, 40, 30, 30, 25 oraz ósmy 25 m. Instalacja wykonana jest kablem YKYżo $5 \times 2,5 \text{ mm}^2$ ($7,41 \Omega/\text{km}$).

Do pomiarów mocy, natężenia prądu oraz napięcia pojedynczych opraw wykorzystano cyfrowy miernik mocy WT210, produkcji Yokogawa, który pozwala mierzyć moc z błędem podstawowym 0,1% (zakres częstotliwości od 0,5 Hz do 100 kHz). Rejestrację przebiegów prądów i napięć dokonano za pomocą oscyloskopu cyfrowego TDS 2024 (200 MHz, 2 GS/s) z wykorzystaniem sond napięciowej TESTEC (1:100, 25 MHz) i prądowej PR30 (20 A RMS, 100 mV/A).

W tab. 1 zestawiono podstawowe dane dotyczące opraw wykorzystywanych w badaniach eksperymentalnych.

3. Wyniki badań dla pojedynczych opraw

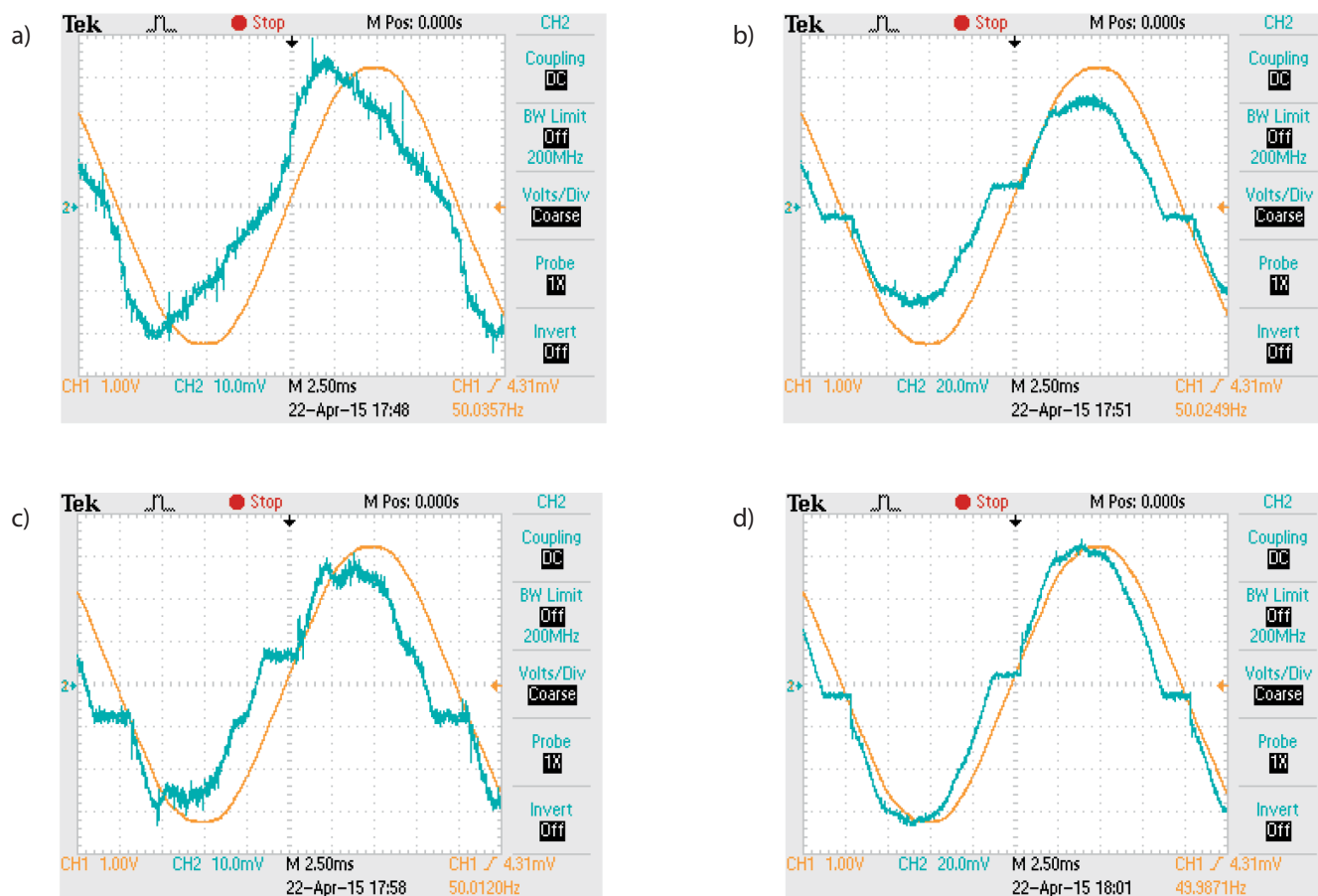
W pierwszej kolejności zarejestrowano przebiegi czasowe prądów i napięć dla poszczególnych opraw oświetleniowych.

Na rys. 2 przedstawiono przebiegi napięć i prądów dla wybranych opraw ze źródłami światła typu LED. Poza rejestracją oscylogramów napięcia i prądu, podczas badań mierzono wartości skuteczne napięć i prądów oraz wartość mocy czynnej. Na oscylogramach widać, że ten sam typ źródła światła (LED) nie gwarantuje podobnego jakościowo przebiegu prądu w czasie. Zasadniczą rolę odgrywają tutaj przekształtniki energoelektroniczne, które są elementami pośredniczącymi pomiędzy źródłem światła i zaciskami instalacji elektrycznej.

Lp.	Symbol	Typ oprawy	Typ źródła	P	
				W	
1	LED 1	ACRON	LED	50	
2	LED 2	ACRON	LED	40	
3	LED 3	SELENIUM	LED	85	
4	LED 4	ACRON	LED	70	
5	LED 5	LUMA 1	LED	166	
6	LED 6	MINILUMA	LED	42	
7	LED 7	ASTAR	LED	50	
8	LED 8	OU 105 GRA	LED	105	
9	LED 9	ASTAR	LED	40	
10	SOD 1	ACRON	WLS-T E40	150	
11	SOD 2	OUS	Master SON-T E40	250	
12	SOD 3	SELENIUM	WLS-T E40	250	
13	SOD 4	OUS	Master SON-T E40	150	
14	SOD 6	MALAGA	Master SON-T E40	100	
15	SOD 7	SITECO	Master SON-T E40	100	
16	MH 1	LEDA 1	MCW CDO-TT plus E40	150	
17	MH 2	ACRON	MCW CDO-TT plus E40	100	
18	MH 3	AluRoad	MCW CDO-TT plus E40	100	

Tab. 1. Podstawowe dane badanych opraw oświetleniowych

W badaniach ograniczono się do analizy przebiegów czasowych w poszczególnych fazach, nie rozpatruje się przebiegów czasowych prądów w przewodzie neutralnym. Jest to uproszczenie, które nie jest dopuszczalne w przypadku szczegółowej analizy zagadnień strat mocy w instalacji. Analizę przebiegów prądów ograniczono do 25 harmonicznej, chociaż jak widać na przebiegach pokazanych na rys. 2, w niektórych przypadkach znaczenie będą miały harmoniczne znacznie wyższych rzędów.



Rys. 2. Przebiegi napięć (CH1 \times 100 V/V) i prądów (CH2 \times 10 A/V) zarejestrowane w stanach ustalonych pracy opraw: a) LED2, b) LED3, c) LED6 oraz d) LED8

Na rys. 3 przedstawiono przebiegi napięć i prądów dla opraw z metalohalogenkowymi źródłami światła. Podobnie jak poprzednio widoczne są jakościowe różnice w przebiegach prądów, szczególnie widoczne dla źródeł o tej samej mocy znamionowej (MH2 i MH3).

Na rys. 4 przedstawiono przebiegi napięć i prądów dla wybranych opraw z sodowymi źródłami światła. Wybrane oprawy różnią się m.in. mocą znamionową źródeł światła SOD1 150 W, SOD3 250 W i SOD6 100 W. Można zauważyć podobieństwo jakościowe przebiegów prądów lamp SOD1 i SOD6, natomiast przebieg prądu lampy SOD3 jest już odmienny.

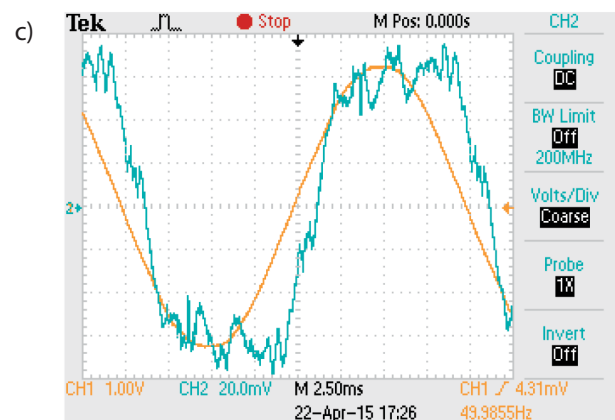
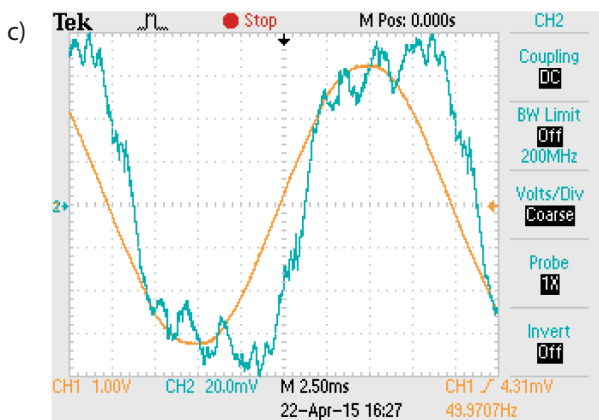
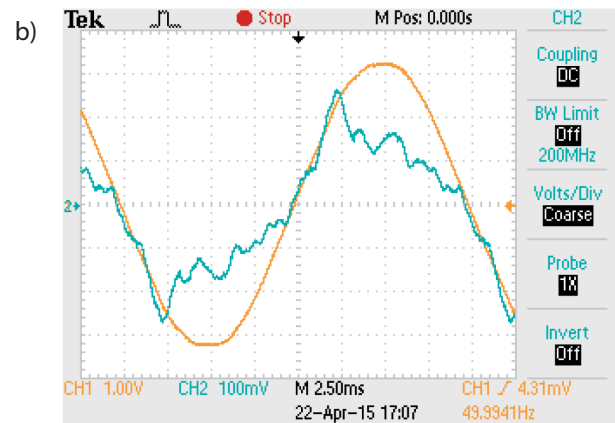
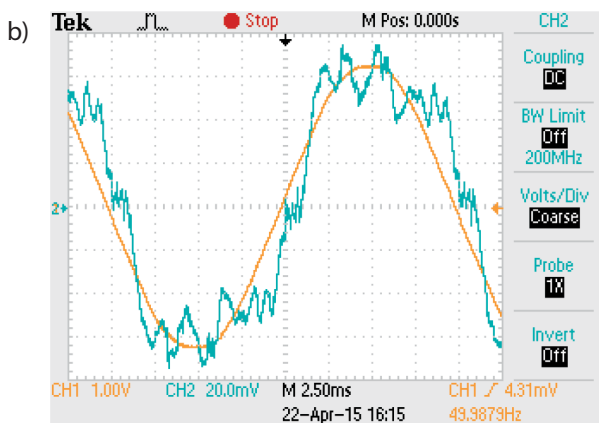
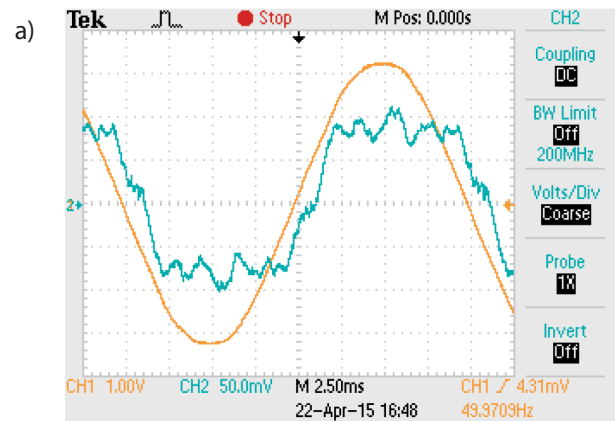
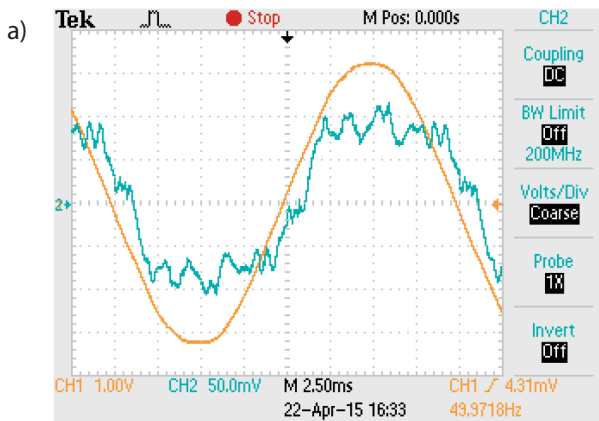
Analizując przedstawione przebiegi prądów w ujęciu jakościowym, można stwierdzić, że dla lamp sodowych i metalohalogenkowych (czyli wyładowczych źródeł światła), uzyskuje się pewne podobieństwo. Pozwala to na przypuszczenie, że jeżeli w ciągu liniowym w danej fazie będą różne lampy, ale ze źródłami światła tego samego typu (sodowe lub metalohalogenkowe), to prąd wypływający ze złącza zasilającego również będzie miał kształt zbliżony do prezentowanych dla pojedynczych opraw.

W przypadku lamp ze źródłami światła typu LED należy się spodziewać różnych jakościowo przebiegów prądów pojedynczych lamp. Pozwala to na przypuszczenie, że jeżeli w ciągu liniowym, w danej fazie będą różne lampy (różne przekształtniki

energoelektroniczne) ze źródłami światła tego samego typu (LED), to prąd wypływający ze złącza zasilającego może mieć odmienny kształt od prezentowanych dla pojedynczych opraw. A zatem przez odpowiedni dobór lamp możliwe będzie nawet poprawienie kształtu prądu wypadkowego, co ma zasadnicze znaczenie w kontekście oddziaływania instalacji elektrycznej oświetlenia ulicznego na elektroenergetyczną sieć dystrybucyjną niskiego napięcia. Zagadnienie to staje się interesujące w przypadku zastosowania sterowania oświetleniem.

4. Wyniki badań w modelu instalacji

Następnie przeprowadzono badania eksperymentalne dla kilku wariantów zestawów opraw ze źródłami światła, montowanych w punktach modelu fizycznego instalacji oświetleniowej (rys. 1), odpowiadających rzeczywistym słupom oświetleniowym. W pierwszym wariantcie symulowano układ, w którym do słupa nr 1 (odległego o 100 m od złącza zasilającego) instalacji oświetleniowej podłączono trzy oprawy w następujący sposób: do fazy L1 podłączono oprawę LED8, do fazy L2 podłączono oprawę SOD1 oraz do fazy L3 podłączono oprawę MH1. Pomiary wykonano dla stanu ustalonego pracy opraw w miejscu ich instalacji (słup 1). Dla omawianego przypadku uzyskano wyniki podobne do tych, jakie otrzymano w badaniach każdej oprawy pojedynczo.



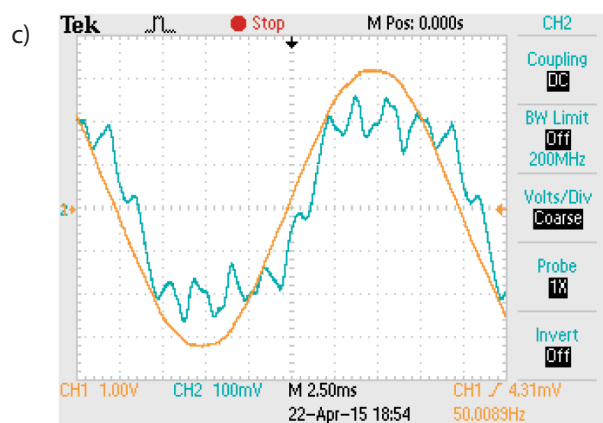
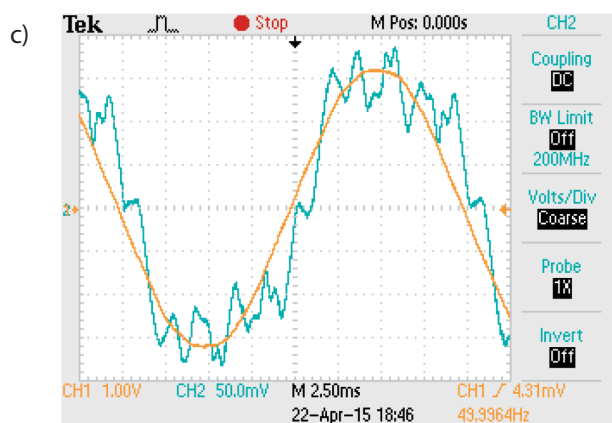
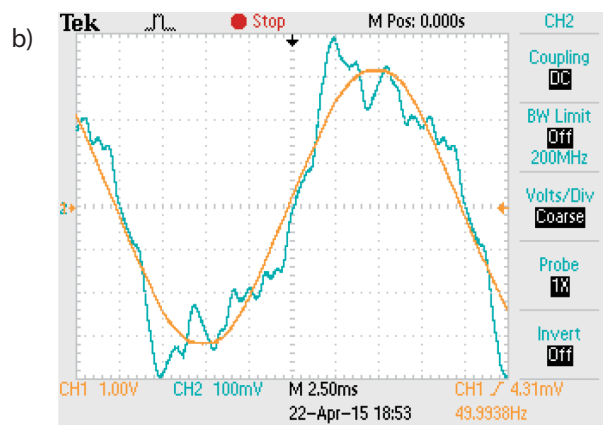
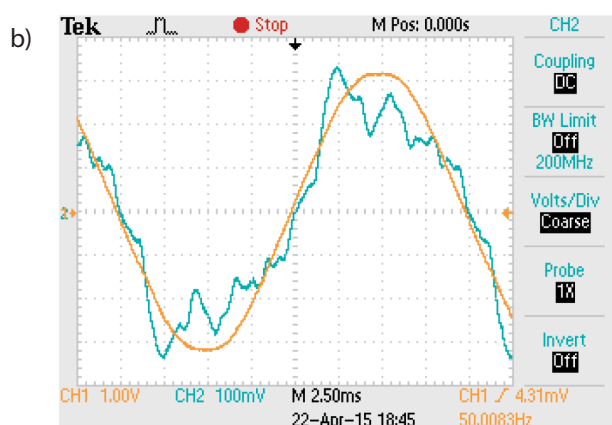
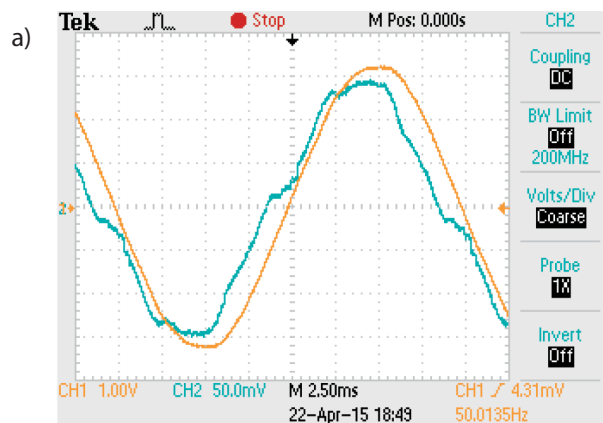
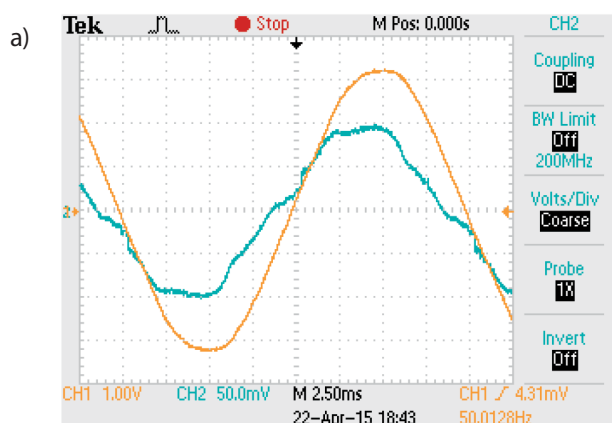
Rys. 3. Przebiegi napięć (CH1 $\times 100$ V/V) i prądów (CH2 $\times 10$ A/V) zarejestrowane w stanach ustalonych pracy opraw: a) MH1, b) MH2 oraz c) MH3

Rys. 4. Przebiegi napięć (CH1 $\times 100$ V/V) i prądów (CH2 $\times 10$ A/V) zarejestrowane w stanach ustalonych pracy opraw: a) SOD1, b) SOD3 oraz c) SOD6

W drugim wariantcie, oprócz już pracujących opraw włączonych na słupie nr 1, dołączono kolejne oprawy do słupa oświetleniowego nr 4 (odległego o 190 m od złącza zasilającego) w następujący sposób: do fazy L1 podłączono oprawę LED2, do fazy L2 dołączono oprawę SOD3 oraz do fazy L3 podłączono oprawę MH2. W ten sposób w każdej fazie w złączu zasilającym płyną prądy wypadkowe z dwóch opraw. Wyniki pomiarów przeprowadzonych na zaciskach słupa nr 4 pokrywały się z wynikami otrzymanymi we wcześniejszych, indywidualnych badaniach każdej

oprawy. Natomiast wyniki pomiarów dokonanych na słupie nr 1 przedstawiono na rys. 5. Przebiegi prądów w fazach L2 i L3 potwierdzają przypuszczenia sformułowane w poprzednim punkcie artykułu. Na rys. 5.b wyraźnie widać „dominację” kształtu prądu lampy ze źródłem światła o większej mocy (SOD3 250 W).

W trzecim wariantcie połączeń opraw w instalacji oświetleniowej, obciążonej już oprawami na (słupach 1 i 4), dołączono kolejne oprawy do słupa nr 8 (odległego o 300 m od złącza zasilającego)

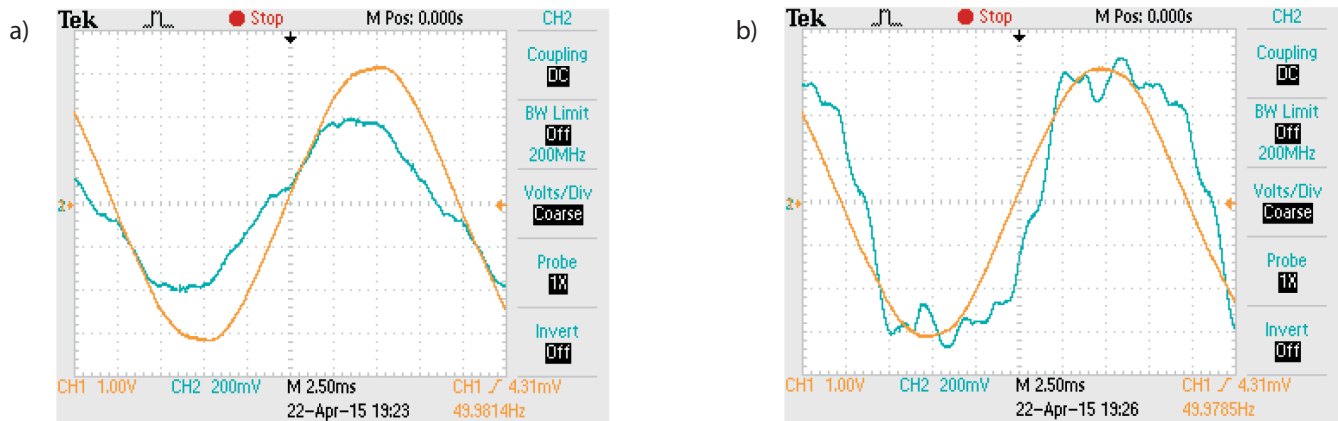


Rys. 5. Przebiegi napięć (CH1 \times 100 V/V) i prądów (CH2 \times 10 A/V) zarejestrowane w złączu pierwszego słupa (wariant 2): a) faza L1, b) faza L2 oraz c) faza L3

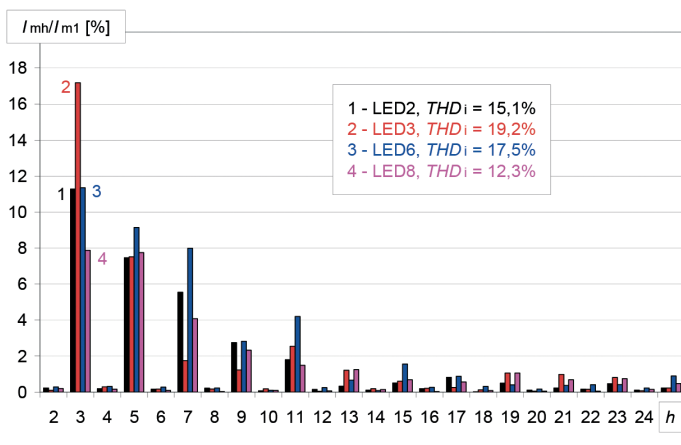
Rys. 6. Przebiegi napięć (CH1 \times 100 V/V) i prądów (CH2 \times 10 A/V) zarejestrowane w złączu pierwszego słupa (wariant 3): a) faza L1, b) faza L2 oraz c) faza L3

w następujący sposób: do fazy L1 podłączono oprawę LED3, do fazy L2 dołączono oprawę SOD6 oraz do fazy L3 podłączono oprawę MH3. Wyniki pomiarów przeprowadzonych na słupie nr 8 pokrywały się z wynikami otrzymanymi we wcześniejszych, indywidualnych badaniach każdej oprawy. Natomiast wyniki pomiarów dokonanych na słupie nr 1 zaprezentowano na rys. 6. W ten sposób w każdej fazie w złączu zasilającym płyną prądy wypadkowe z trzech opraw, każda ze źródłem światła tego samego typu.

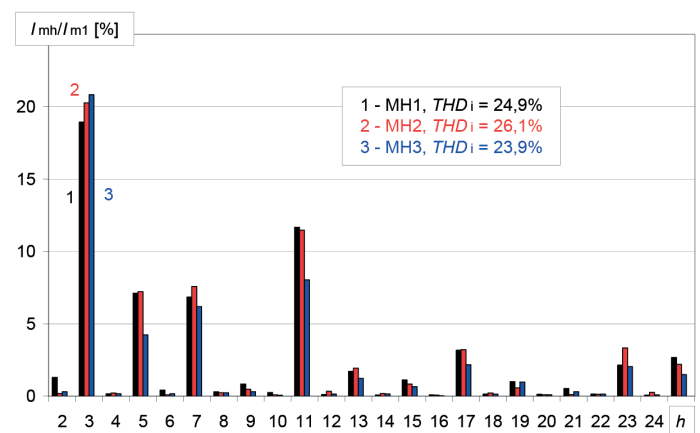
W czwartym wariantcie połączeń opraw w instalacji oświetleniowej o długości 300 m do fazy L1 na kolejnych słupach instalacji włączono 8 opraw typu LED (LED8, LED2, LED3, LED5, LED6, LED4, LED7, LED9), do fazy L2 dołączono 6 opraw typu SOD (SOD1, SOD3, SOD6, SOD2, SOD4, SOD7), natomiast do fazy L3 dołączono 3 oprawy typu MH (MH1, MH2, MH3). Wyniki pomiarów przeprowadzonych na słupie nr 1 w fazach L1 i L2 zaprezentowano na rys. 7. Jakościowo zostały potwierdzone sformułowane w punkcie 4 tego artykułu przypuszczenia dotyczące kształtu prądów wypadkowych w złączu zasilającym.



Rys. 7. Przebiegi napięć (CH1 × 100 V/V) i prądów (CH2 × 10 A/V) zarejestrowane w fazie L1 (a) oraz L2 (b) w złączu pierwszego słupa w wariancie 4



Rys. 8. Widmo amplitudowe (do 25 harmonicznej) prądów dla opraw: LED2, LED3, LED6 oraz LED8



Rys. 9. Widmo amplitudowe (do 25 harmonicznej) prądów dla opraw: MH1, MH2 oraz MH3

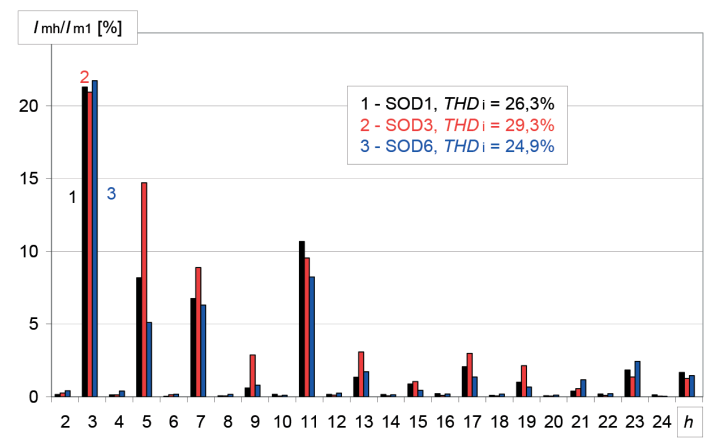
5. Analiza ilościowa wyższych harmonicznych prądów

Analiza ilościowa zawartości wyższych harmonicznych w prądach płynących w przewodach instalacji elektrycznej oświetlenia ulicznego (modelu fizycznego) została dokonana na podstawie widma amplitudowego wyższych harmonicznych (do 25 harmonicznej włącznie) oraz całkowitego współczynnika odkształcenia harmonicznymi. Widmo amplitudowe uzyskano przy zastosowaniu klasycznego rozkładu funkcji okresowych w szereg Fouriera. Danymi wejściowymi były wartości chwilowe (dyskretne) przebiegu uzyskane za pomocą oscyloskopu cyfrowego (częstotliwość próbkowania 100 kHz). Całkowity współczynnik odkształcenia harmonicznymi obliczono wg zależności

$$THDi = 100 \cdot \sqrt{\sum_{h=2}^{25} \left(\frac{I_{mh}}{I_{m1}} \right)^2} \quad (1)$$

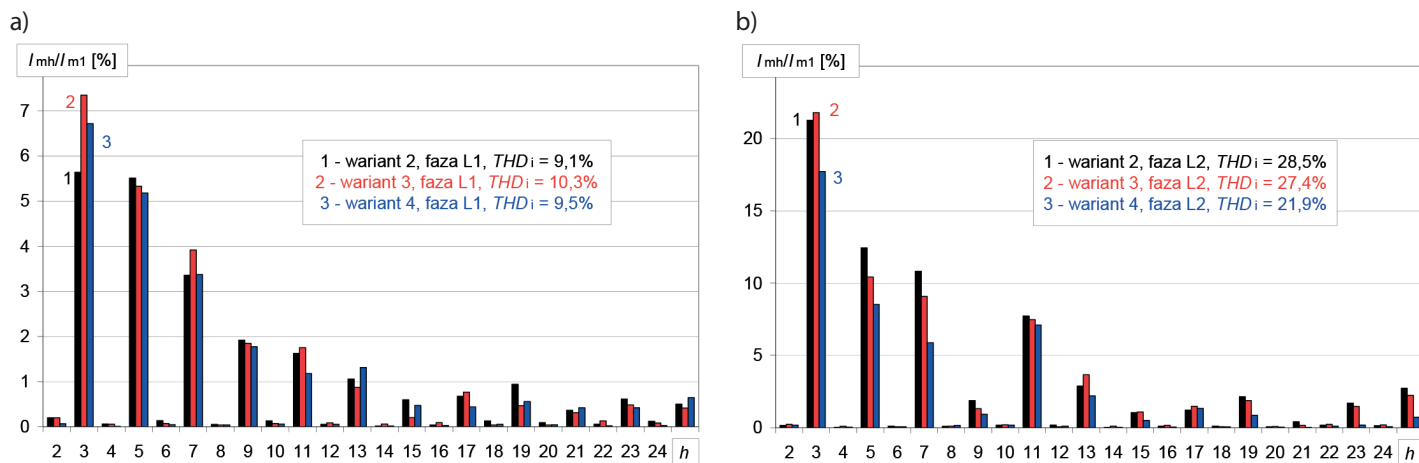
gdzie:

I_{mh} – amplituda h -tej harmonicznej prądu, I_{m1} – amplituda harmonicznej podstawowej prądu.



Rys. 10. Widmo amplitudowe (do 25 harmonicznej) prądów dla opraw: SOD1, SOD3 oraz SOD6

Na rys. 8–10 przedstawiono wyniki analizy ilościowej dla opraw typu: LED (rys. 8), MH (rys. 9) i SOD (rys. 10), badanych pojedynczo. Analizując wartości całkowitego współczynnika odkształcenia harmonicznymi dla poszczególnych lamp LED, można zaobserwować, że bezwzględna różnica pomiędzy wartością najwyższą



Rys. 11. Widmo amplitudowe (do 25 harmonicznej) prądów na słupie nr 1 dla faz L1 (a) oraz L2 (b) dla różnych wariantów

i najniższą dla tych wybranych lamp wynosi 6,9%. Jednak do oceny kształtu należy analizować widma amplitudowe, które różnią się dla tych wybranych opraw. Mniejsze różnice uzyskuje się dla lamp typu SOD i MH.

Na rys. 11 przedstawiono wyniki analizy ilościowej w postaci widm amplitudowych prądów płynących ze złącza zasilającego w dwóch fazach L1 i L2 dla różnych wariantów konfiguracji badanej instalacji. Podano również wartości całkowitego współczynnika odkształcenia harmonicznymi.

Przedstawione wyniki potwierdzają, że połączenie różnego typu lamp, ale z tym samym typem źródła światła LED, powoduje zmniejszenie zawartości harmonicznych dominujących rzędów (3, 5 i 7) w wypadkowym przebiegu prądu (w złączu zasilającym), a tym samym zmniejszenie wartości całkowitego współczynnika odkształcenia harmonicznymi.

6. Podsumowanie

Przedstawione wyniki badań eksperymentalnych są przyczynkiem do kontynuowania prac w zakresie rzeczywistego oddziaływania wyższych harmonicznych prądów na elementy systemu elektroenergetycznego (głównie straty mocy) i sposobów na zmniejszanie niekorzystnych skutków istnienia harmonicznymi prądów.

Istnieją specyficzne instalacje elektryczne, w których w sposób naturalny (bez dodatkowych układów i nakładów finansowych) można uzyskać zmniejszenie ich negatywnego oddziaływania na elektroenergetyczną sieć dystrybucyjną niskiego napięcia. Należy te aspekty analizować, szczególnie w przypadkach stosowania inteligentnych systemów sterowania.

Wyniki badań przedstawione w tym artykule są efektem realizacji projektu pt.: „Projekt Inteligentnego Systemu Sterowania Oświetleniem Ulicznym”, który jest dofinansowany z programu GEKON.

BIBLIOGRAFIA

1. Bieliński K., Monitorowanie jako narzędzie wspomagające zarządzanie energią, *Rynek Energii* 2012, nr 6, s. 10–14.
2. Bieliński K., Monitorowanie czynne procesu oświetlenia ulicznego, *Zarządzenie Energią i Teleinformatyka ZET* 2015, *Matematyka i Studia*, KAPRINT, Lublin, s. 39–47.
3. Norma PN-EN 13201 (1-4): 2007, Oświetlenie dróg, PKN Warszawa 2007.
4. Czapp S., Odkształcenie prądu pobieranego przez urządzenia oświetleniowe i jego wpływ na instalację zasilającą, *Acta Energetica* 2009, nr 1, s. 25–40.
5. Czapp S., Efektywność energetyczna urządzeń oświetleniowych a jakość energii elektrycznej, *Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej* 2012, nr 31.
6. Maciążek M., Pasko M., Wybrane metody eliminacji wyższych harmonicznych z przebiegów prądów i napięć, *Elektronika* 2010, r. 51, nr 2, s. 9–14.
7. Cieślak S., Boniewicz P., Wpływ wyższych harmonicznych napięcia na pracę odbioru zasilanego przez transformator, *Materiały XVI Sympozjum „Współczesne urządzenia oraz usługi elektroenergetyczne, telekomunikacyjne i informatyczne”*, Poznań 2013, s. 28–31.
8. PN-EN 61000-3-2:2007, Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC), część 2–3: Poziomy dopuszczalne. Poziomy dopuszczalne emisji harmonicznymi prądu (fazowy prąd zasilający odbiornika < lub = 16 A).

Kazimierz Bieliński

dr inż.

e-mail: kbiel@utp.edu.pl

Uniwersytet Technologiczno-Przyrodniczy w Bydgoszczy

Studia na kierunku elektrotechnika ukończył w Akademii Techniczno-Rolniczej w Bydgoszczy (1980). W roku 1993 obronił doktorat na Politechnice Lubelskiej. Jego zainteresowania naukowe dotyczą: efektywności energetycznej, systemów aktywnego monitorowania obiektów technicznych, zarządzania energią, zagadnień związanych z funkcjonowaniem systemów energetycznych i elektroenergetycznych współpracujących z generacją rozproszoną. Autor i współautor ponad 60 artykułów i referatów naukowych oraz 10 monografii naukowych oraz wielu opracowań o charakterze audytów energetycznych lub analiz opłacalności realizacji przedsięwzięć proefektywnościowych.

Sławomir Cieślik

dr hab. inż., prof. nadzw. UTP

Uniwersytet Technologiczno-Przyrodniczy w Bydgoszczy

e-mail: slavcies@utp.edu.pl

Studia na kierunku elektrotechnika ukończył w Akademii Techniczno-Rolniczej w Bydgoszczy (1995). W 2000 roku obronił doktorat na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej. W 2014 roku uzyskał stopień naukowy doktora habilitowanego na Wydziale Elektrycznym Politechniki Poznańskiej. Jego zainteresowania naukowe dotyczą modelowania matematycznego i symulacji komputerowej złożonych układów elektromechanicznych i elektroenergetycznych, w tym symulatorów cyfrowych układów elektroenergetycznych pracujących w czasie rzeczywistym oraz zagadnień funkcjonowania systemów elektroenergetycznych, szczególnie z generacją rozproszoną. Autor ponad 95 artykułów i referatów naukowych oraz 2 monografii naukowych. Jest autorem i konsultantem ponad 300 opracowań związanych z przyłączaniem jednostek wytwórczych do systemu elektroenergetycznego.

Experimental Study of Higher Harmonics Content in Street Lighting System Current

Keywords

higher harmonics, street lighting

Abstract

Due to energy efficiency improvement requirements, street lighting system operators tend to reduce the electricity consumed by the lights themselves, and also minimize losses in the system. Smart lighting control systems are commonly used for this purpose. An important aspect of electricity power and quality issues is the higher harmonics content in street lighting system current, which was the subject of experimental research the results of which were presented in this paper.

Wykrywanie różnie obciążonych obszarów sieci elektroenergetycznej

Autorzy

Tomasz Okoń
Kazimierz Wilkosz

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

sieć elektroenergetyczna, obszar sieci, przepływ mocy, metoda k -średnich, przeszukiwanie wszerz

Streszczenie

Uznany sposobem upraszczania problemów dotyczących systemu elektroenergetycznego, szczególnie o dużych rozmiarach, jest ich rozwiązywanie dla obszarów, na które system jest dzielony. W pracy rozważane jest wyodrębnianie obszarów systemu elektroenergetycznego, obejmujących gałęzie o podobnym obciążeniu przepływem mocy czynnej albo biernej. Na potrzeby przedstawianej metody zostały wprowadzone wskaźniki pokazujące zależność przepływu mocy (osobno mocy czynnej oraz mocy biernej) w gałęzi od obciążeń w węzłach systemu. Na podstawie branego pod uwagę wskaźnika, dokonano podziału gałęzi na grupy. Dla gałęzi należących do jednej grupy wartości wskaźnika są do siebie zbliżone. Różnią się one istotnie od wartości rozpatrywanego wskaźnika dla innych grup. Dla wyróżnionych grup znajdowane są spójne obszary sieci elektroenergetycznej, które charakteryzują wartości wymienionego wcześniej wskaźnika większe od zadanej wartości. Wykorzystanie przedstawionej metody jest pokazane na przykładzie 14-węzłowego systemu testowego IEEE.

Wstęp

Jednym ze sposobów uproszczenia analiz dla systemu elektroenergetycznego jest wyodrębnienie w nim obszarów, w których obserwowany jest problem wymagający rozpatrzenia [1–5]. Takie podejście pozwala zmniejszyć rozmiar rozwiązywanego zadania. Z punktu widzenia pracy systemu elektroenergetycznego interesujące jest wyodrębnienie obszarów systemu obejmujących gałęzie o podobnych przepływach mocy. Znajomość takich obszarów pozwala zlokalizować gałęzie o określonym stopniu wykorzystania ich przepustowości. Pozwala także wskazać, gdzie jest problem z nadmiernymi przepływami mocy biernej. Obszary systemu elektroenergetycznego mogą być także wyodrębniane w innych celach, przykładowo w celu wskazania tych miejsc w systemie, gdzie występują zbyt wysokie albo zbyt niskie wartości modułów napięć.

Praca jest skoncentrowana na wskazywaniu obszarów systemu elektroenergetycznego z punktu widzenia wielkości występujących w nich przepływów. W przeprowadzanych rozważaniach wzięto pod uwagę to, że przepływy mocy w poszczególnych gałęziach systemu elektroenergetycznego są konsekwencją obciążeń poszczególnych węzłów systemu. Zmiana tych obciążeń pociąga za sobą zmianę przepływów mocy w systemie. W związku z tym powstają pytania:

1. Jak zmiana obciążenia w węzłach wpływa na przepływy mocy w poszczególnych gałęziach?

2. W których gałęziach najbardziej, a w których gałęziach najmniej zmienia się przepływ mocy przy zmianie obciążenia w węzłach systemu?
3. Czy jest możliwe wskazanie spójnych obszarów sieci elektroenergetycznej, w których są gałęzie z podobnym poziomem zmian przepływów mocy przy zmianie obciążenia w węzłach?

W artykule zmierza się do odpowiedzi na te pytania.

Należy zauważyć, że im bardziej wrażliwy na zmiany obciążenia w węzle jest przepływ mocy w danej gałęzi, tym większe będą zmiany przepływu w gałęzi.

W dalszej części pracy, w pierwszej kolejności przedstawiany jest sposób oceny zależności przepływu mocy w gałęzi od obciążenia w węzłach systemu. Następnie omawiana jest idea postępowania prowadzącego do ustalenia grup gałęzi o podobnych właściwościach z punktu widzenia wspomnianej zależności. Kolejnym omawianym zagadnieniem jest wyodrębnianie spójnych obszarów sieci elektroenergetycznej obejmujących gałęzie branych pod uwagę wcześniej ustalonych grup.

Ocena stopnia zależności przepływu mocy w gałęzi od obciążenia w węzłach systemu

Dla oceny zależności przepływu mocy w danej gałęzi od obciążenia w określonym węzle może być wykorzystana pochodna przepływu mocy w gałęzi względem obciążenia w tym węzle. Zmiana przepływu mocy w gałęzi spowodowana zmianą

obciążenia w każdym węźle, gdzie jest to możliwe, może być oszacowana jako:

$$\Delta X_{ij} = \sum_{w=1}^n \frac{\partial X_{ij}}{\partial X_w} \Delta X_w, i, j \in I \text{ oraz } i \neq j \quad (1)$$

gdzie:

I – zbiór indeksów węzłów systemu elektroenergetycznego;
 n – liczba wszystkich węzłów w systemie elektroenergetycznym;
 $X \in \{P, Q\}$; P, Q – przepływ mocy, odpowiednio, czynnej oraz biernej; X_{ij} – przepływ mocy w gałęzi pomiędzy węzłami i oraz j ;
 X_w – moc węzłowa w węźle w , ΔX_w – zmiana mocy węzłowej w węźle w .

Gdy zmiana obciążenia w dowolnym węźle jest taka sama, tj. gdy:

$$\Delta X_w = \Delta X$$

to ze wzoru (1) wynika, że:

$$\frac{\Delta X_{ij}}{\Delta X} = \sum_{w=1}^n \frac{\partial X_{ij}}{\partial X_w}, i, j \in I \text{ oraz } i \neq j \quad (2)$$

oraz, że średnia zmiana przepływu mocy X_{ij} spowodowana zmianą obciążenia w węźle rozpatrywanego systemu o wartości ΔX jest równa:

$$\frac{1}{n} \frac{\Delta X_{ij}}{\Delta X} = \frac{1}{n} \sum_{w=1}^n \frac{\partial X_{ij}}{\partial X_w}, i, j \in I \text{ oraz } i \neq j \quad (3)$$

Dalej przyjmowane jest oznaczenie

$$\kappa_{Xij} = \frac{1}{n} \frac{\Delta X_{ij}}{\Delta X}, i, j \in I \text{ oraz } i \neq j \quad (4)$$

Wskaźniki κ_{Xij} , $i, j \in I$, $i \neq j$, mogą być wykorzystane do porównania różnych gałęzi systemu z punktu widzenia średnich zmian przepływów mocy X_{ij} , wynikających ze zmian obciążenia w węźle systemu o wartości ΔX . Im większą wartość ma wskaźnik κ_{Xij} , tym większe jest obciążenie gałęzi i - j przepływem mocy X_{ij} w reakcji na obciążenia węzłów systemu. Dodatnia wartość wskaźnika κ_{Xij} oznacza zwiększenie obciążenia gałęzi i - j , a ujemna wartość wskaźnika κ_{Xij} obniżenie obciążenia gałęzi i - j w stosunku do wartości bazowej przepływu mocy X_{ij} .

Wskaźnik κ_{Xij} może być obliczony dla początku albo końca gałęzi i - j . W przedstawianych w pracy rozważaniach brana jest pod uwagę ta wartość wskaźnika κ_{Xij} , która jest większa co do modułu.

Idea podziału sieci elektroenergetycznej na obszary

Wykorzystując wskaźniki κ_{Xij} , $i, j \in I$, $i \neq j$ można dokonać podziału gałęzi sieci elektroenergetycznej na grupy, przy czym

jedna grupa obejmuje gałęzie o zbliżonych wartościach wskaźników κ_{Xij} , $i, j \in I$, $i \neq j$. Każda z wymienionych grup jest charakteryzowana przez wartość średnią wskaźników κ_{Xij} wyznaczonych dla poszczególnych gałęzi należących do grupy. Otrzymane grupy są porządkowane w kolejności zmniejszania wspomnianych wartości średnich wskaźników κ_{Xij} . Dalej przyjmowane jest, że grupy te oznaczane są jako K_1, K_2 itd., a wartość średnia wskaźników κ_{Xij} gałęzi należących do l -tej grupy jest oznaczana jako κ_{Xl}^{Kl} . Wielkością charakteryzującą grupę jest wielkość κ_{Xl}^{Kl} . Im niższy jest numer grupy gałęzi K_l , tym większa jest wartość κ_{Xl}^{Kl} . W pracy zaproponowano, by w pierwszej kolejności wszystkie gałęzie sieci elektroenergetycznej były podzielone na dwie grupy: jedną obejmującą gałęzie z dodatnimi oraz drugą obejmującą gałęzie z niedodatnimi wartościami wskaźników κ_{Xij} , $i, j \in I$. W dalszej kolejności, w oparciu o zasady klasteryzacji hierarchicznej, w obrębie każdej z wymienionych grup ustalane byłyby następne grupy gałęzi sieci elektroenergetycznej, tym razem, na każdym etapie klasteryzacji, z wykorzystywaniem metody k -średnich [6].

Znając podział gałęzi sieci elektroenergetycznej na grupy K_1, K_2, \dots, K_L , gdzie L jest liczbą wyróżnionych grup, można wyodrębnić spójne obszary sieci (zaproponowano wykorzystanie grafowej metody przeszukiwania wszere [7]) obejmujące gałęzie o wartościach wskaźników κ_{Xij} , $i, j \in I$, $i \neq j$ nie niższych aniżeli określony poziom. Zaproponowano, by wyodrębnianie obszarów w sieci zostało rozpoczęte od uwzględnienia gałęzi z grupy K_1 . Uwzględnienie w dalszej kolejności grup K_2, K_3 itd. może być wykorzystane do rozszerzenia wskazanych wcześniej obszarów.

Zasada metody wyodrębniania w sieci elektroenergetycznej spójnych obszarów

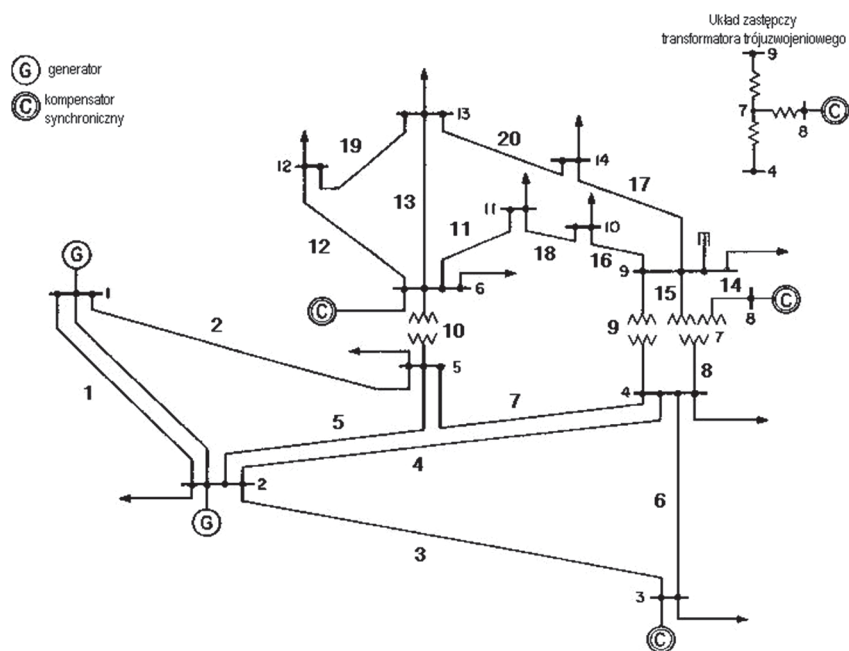
Metoda podziału sieci elektroenergetycznej na obszary, uwzględniająca wielkość obciążenia z punktu widzenia przepływu mocy X (mocy czynnej albo biernej), obejmuje etapy:

1. Wyznaczenie dla każdej gałęzi i - j wskaźnika κ_{Xij}
2. Podział gałęzi na grupy według charakteryzujących ich wskaźników κ_{Xij} , $i, j \in I$, $i \neq j$
3. Uporządkowanie otrzymanych w etapie 2 grup gałęzi w kolejności zmniejszania wielkości κ_{Xl}^{Kl} , $l \in \{1, 2, \dots, L\}$
4. Wyodrębnienie spójnych obszarów gałęzi w sieci elektroenergetycznej na podstawie branych kolejno grup K_1, K_2, \dots . Uwzględnienie kolejnych grup gałęzi jest przerywane, gdy nie ma już grup gałęzi o obciążeniu nie mniejszym od określonego poziomu.

Przykład obliczeniowy

W celu pokazania wykorzystania podanej wcześniej metody wyodrębniania w sieci elektroenergetycznej spójnych obszarów przedstawiono obliczenia dla 14-węzłowego systemu testowego IEEE [8]. System ten pokazano na rys. 1.

Wskaźniki κ_{Xij} , $i, j \in I$, $i \neq j$, gdzie I jest zbiorem numerów węzłów systemu testowego (liczby od 1 do 14), $X \in \{P, Q\}$, zawiera tab. 1. Zarówno wskaźniki κ_{Pij} , $i, j \in I$, $i \neq j$, jak i wskaźniki κ_{Qij} , $i, j \in I$, $i \neq j$ przyjmują wartości dodatnie oraz ujemne. Ujemne wartości



Rys. 1. Wykorzystywany w obliczeniach system testowy

wskaźników $\kappa_{p_{ij}}, i, j \in I, i \neq j$ albo wskaźników $\kappa_{Q_{ij}}, i, j \in I, i \neq j$ oznaczają, że w rozpatrywanym systemie testowym są gałęzie, w których – przeciętnie biorąc – zmiany przepływów mocy czynnej albo biernej zachodzą w kierunku przeciwnym do zmian obciążenia w węzłach systemu, w szczególności następuje zmniejszenie przepływów mocy czynnej albo biernej wraz ze wzrostem obciążenia w węzłach systemu. Analizując wartości wskaźników $\kappa_{p_{ij}}, i, j \in I, i \neq j$ oraz wskaźników $\kappa_{Q_{ij}}, i, j \in I, i \neq j$, można zauważyć znaczne ich różnice dla różnych gałęzi. Stosunek wartości maksymalnej do wartości minimalnej modułu dla wskaźnika $\kappa_{p_{ij}}$ wynosi 47,4, a dla wskaźnika $\kappa_{Q_{ij}}$ – 591,7.

W celu wyodrębnienia grup gałęzi systemu testowego o podobnych wartościach wskaźników $\kappa_{p_{ij}}, i, j \in I, i \neq j$ albo wskaźników $\kappa_{Q_{ij}}, i, j \in I, i \neq j$ przeprowadzono procedurę klasteryzacji hierarchicznej. Przyjęto przy tym założenie, że:

$$\kappa_{X_{\max}}^{kl} - \kappa_{X_{\min}}^{kl} \leq p \kappa_{X_{\max}} \quad (5)$$

gdzie:
 $\kappa_{X_{\min}}^{kl}, \kappa_{X_{\max}}^{kl}$ – odpowiednio, minimalna i maksymalna wartość wskaźnika $\kappa_{X_{ij}}$ dla gałęzi grupy K_i ; p – stała; w przykładzie obliczeniowym przyjęto $p = 0,2$; $\kappa_{X_{\max}}$ – maksymalna wartość wskaźnika $\kappa_{X_{ij}}, i, j \in I, i \neq j$.

Procedura klasteryzacji jest realizowana osobno z punktu widzenia każdego ze wskazanych wcześniej wskaźników. W obu przypadkach klasteryzacji w pierwszym etapie wyodrębniane są trzy grupy gałęzi w systemie testowym:

- gałęzie, dla których $\kappa_{X_{ij}} > 0,05 \kappa_{X_{\max}}, i, j \in I, i \neq j$, gdzie $\kappa_{X_{\max}}$ jest największą z wartości wskaźników $\kappa_{X_{ij}}, i, j \in I, i \neq j$
- gałęzie, dla których $0 \leq \kappa_{X_{ij}} \leq 0,05 \kappa_{X_{\max}}, i, j \in I, i \neq j$
- gałęzie, dla których $\kappa_{X_{ij}} < 0, i, j \in I, i \neq j$.

k	i	j	$\kappa_{p_{ij}}$	$\kappa_{Q_{ij}}$
1	1	2	0,749	0,302
2	1	5	0,358	0,062
3	2	3	0,170	0,161
4	2	4	0,233	-0,040
5	2	5	0,211	0,080
6	3	4	-0,071	0,147
7	4	5	0,086	0,023
8	4	7	0,191	0,112
9	4	9	0,110	0,026
10	5	6	0,415	0,036
11	6	11	0,067	0,074
12	6	12	0,078	0,001
13	6	13	0,126	0,095
14	7	8	0,000	-0,020
15	7	9	0,183	0,008
16	9	10	0,117	0,172
17	9	14	0,078	0,066
18	10	11	-0,026	0,158
19	12	13	-0,015	-0,086
20	13	14	0,016	0,002

 Tab. 1. Wskaźniki $\kappa_{p_{ij}}$ oraz $\kappa_{Q_{ij}}$ dla gałęzi systemu testowego

e	L	Grupa gałęzi	κ_{X}^{Kl}	$\kappa_{X\min}^{Kl}$	$\kappa_{X\max}^{Kl}$
1	3	1-2, 1-5, 2-3, 2-4, 2-5, 4-5, 4-7, 4-9, 5-6, 6-11, 6-12, 6-13, 7-9, 9-10, 9-14	0,211	0,067	0,749
		7-8, 13-14	0,008	0	0,016
		3-4, 10-11, 12-13	-0,037	-0,071	-0,015
2	4	1-2, 1-5, 5-6	0,507	0,358	0,749
		2-3, 2-4, 2-5, 4-5, 4-7, 4-9, 6-11, 6-12, 6-13, 7-9, 9-10, 9-14	0,137	0,067	0,233
		7-8, 13-14	0,008	0	0,016
		3-4, 10-11, 12-13	-0,037	-0,071	-0,015
3	5	1-2, 1-5, 5-6	0,507	0,358	0,749
		2-3, 2-4, 2-5, 4-7, 7-9	0,198	0,170	0,233
		4-5, 4-9, 6-11, 6-12, 6-13, 9-10, 9-14	0,095	0,067	0,126
		7-8, 13-14	0,008	0	0,016
		3-4, 10-11, 12-13	-0,037	-0,071	-0,015
4	6	1-2	0,749	0,749	0,749
		1-5, 5-6	0,386	0,358	0,415
		2-3, 2-4, 2-5, 4-7, 7-9	0,198	0,170	0,233
		4-5, 4-9, 6-11, 6-12, 6-13, 9-10, 9-14	0,095	0,067	0,126
		7-8, 13-14	0,008	0	0,016
		3-4, 10-11, 12-13	-0,037	-0,071	-0,015

Tab. 2. Grupy gałęzi i ich parametry wyodrębniane w czasie kolejnych etapów klasteryzacji hierarchicznej, gdy rozpatrywany jest wskaźnik κ_{Pij}

Wykorzystując metodę k -średnich, w kolejnych etapach klasteryzacji hierarchicznej w pierwszej z wymienionych wcześniej grup gałęzi wyodrębniono podgrupy. Efekty klasteryzacji hierarchicznej podano w tab. 2 oraz 3. W tab. 2 i 3 pogrubioną czcionką oznaczone są gałęzie tych grup, których zawartość nie zmienia się już w kolejnych etapach klasteryzacji.

W wyniku klasteryzacji gałęzi z punktu widzenia wskaźników κ_{Pij} , $i, j \in I, i \neq j$, jak również klasteryzacji gałęzi z punktu widzenia wskaźników κ_{Qij} , $i, j \in I, i \neq j$ otrzymywano 6 grup gałęzi. W obu przypadkach najmniejsza liczba gałęzi w grupie to 1. Tą gałęzią, która samodzielnie stanowi grupę, jest gałąź 1-2. Dla gałęzi 1-2 wskaźnik κ_{P12} ma wartość istotnie większą od wartości wskaźników κ_{Pij} wyznaczonych dla innych gałęzi. Taka sama sytuacja jest w odniesieniu do wskaźnika κ_{Q12} .

Dla wyróżnionych w tab. 2 dla etapu 4 grup gałęzi K_1 - K_4 wskaźniki κ_{Pij} są większe od zera. Im niższy numer grupy, tym wskaźniki κ_{Pij} są większe. W grupie K_5 są gałęzie, dla których wskaźniki κ_{Pij} są dodatnie, lecz bliskie zeru. W grupie K_6 są gałęzie, dla których wskaźniki κ_{Pij} są z kolei mniejsze od zera.

Analiza pokazuje, że gałęzie z grup K_1 - K_4 stanowią spójny obszar sieci. W przypadku zwiększenia obciążenia w węzłach systemu najbardziej obciążana jest gałąź 1-2, następnie gałęzie 1-5, 5-6 na drodze przepływu energii pomiędzy węzłem 1 oraz 6.

e	L	Grupa gałęzi	κ_{X}^{Kl}	$\kappa_{X\min}^{Kl}$	$\kappa_{X\max}^{Kl}$
1	3	1-2, 1-5, 2-3, 2-5, 3-4, 4-5, 4-7, 4-9, 5-6, 6-11, 6-13, 9-10, 9-14, 10-11	0,108	0,023	0,302
		6-12, 7-9, 13-14	0,004	0,001	0,008
		2-4, 7-8, 12-13	-0,049	-0,086	-0,020
2	4	1-2, 2-3, 3-4, 9-10, 10-11	0,188	0,147	0,302
		1-5, 2-5, 4-5, 4-7, 4-9, 5-6, 6-11, 6-13, 9-14	0,064	0,023	0,112
		6-12, 7-9, 13-14	0,004	0,001	0,008
		2-4, 7-8, 12-13	-0,049	-0,086	-0,020
3	5	1-2, 2-3, 3-4, 9-10, 10-11	0,188	0,147	0,302
		1-5, 2-5, 4-7, 6-11, 6-13, 9-14	0,081	0,062	0,112
		4-5, 4-9, 5-6	0,028	0,023	0,036
		6-12, 7-9, 13-14	0,004	0,001	0,008
		2-4, 7-8, 12-13	-0,049	-0,086	-0,020
4	6	1-2	0,302	0,302	0,302
		2-3, 3-4, 9-10, 10-11	0,159	0,147	0,172
		1-5, 2-5, 4-7, 6-11, 6-13, 9-14	0,081	0,062	0,112
		4-5, 4-9, 5-6	0,028	0,023	0,036
		6-12, 7-9, 13-14	0,004	0,001	0,008
		2-4, 7-8, 12-13	-0,049	-0,086	-0,020

Tab. 3. Grupy gałęzi i ich parametry wyodrębniane w czasie kolejnych etapów klasteryzacji hierarchicznej, gdy rozpatrywany jest wskaźnik κ_{Qij}

W mniejszym stopniu obciążane są gałęzie wyprowadzające energię z węzła 2: 2-3, 2-4 i 2-5 oraz gałęzie 4-7, 7-9 na drodze przepływu energii pomiędzy węzłem 4 oraz 9. Stosunkowo niewielkie obciążenie jest obserwowane w gałęziach: 4-5, 4-9, 6-13, 9-10, 9-14, 6-11, 6-12. Pomijalne zwiększenie obciążenia jest w gałęzi 13-14. Zmniejszenie obciążenia – w sensie średniej – jest w gałęziach 3-4, 10-11, 12-13.

Wartości średnie wskaźników κ_{Pij} dla poszczególnych grup K_1 - K_4 są w następującej proporcji: 1:0.52:0.26:0.13.

Rozpatrując grupy gałęzi podane w tab. 3, można zauważyć, że podobnie, jak to jest w przypadku grup gałęzi z tab. 2, gałęzie z grup K_1 - K_4 mają wskaźniki κ_{Qij} , które są większe od zera, wskaźniki κ_{Qij} dla gałęzi z grupy K_5 są dodatnie i bliskie zeru, a dla gałęzi z grupy K_6 są ujemne.

Gałęzie z grup K_1 - K_4 podanych w tab. 3 stanowią spójny obszar sieci. Zwiększenie obciążenia w węzłach sieci pociąga za sobą największe obciążenie gałęzi 1-2, następnie gałęzi: 2-3, 3-4, 9-10 oraz 10-11. W mniejszym stopniu obciążane są gałęzie: 1-5, 2-5, 4-7, 6-11, 6-13 i 9-14 oraz w dalszej kolejności gałęzie: 4-5, 4-9, 5-6.

Wartości średnie wskaźników κ_{Qij} dla poszczególnych grup K_1 - K_4 są w następującej proporcji: 1:0.53:0.27:0.09.

Analizując zawartość tab. 2 oraz tab. 3, można zauważyć, że w przypadku rozpatrywania mocy biernej sytuacja różni się

od tej, która ma miejsce, gdy rozpatrywana jest moc czynna. Gałąź 1–2 należy do grupy K_1 w przypadku rozpatrywania mocy czynnej, jak również rozpatrywania mocy biernej. Jednak zawartość grupy K_2 jest inna w przypadku rozpatrywania mocy czynnej niż w przypadku rozpatrywania mocy biernej. Zawartości grup K_3 oraz K_4 częściowo pokrywają się w obu rozpatrywanych przypadkach. W każdym z tych przypadków do grupy K_3 należą gałęzie: 2–5 oraz 4–7, a do grupy K_4 gałęzie: 4–5 oraz 4–9.

W przypadku mocy czynnej, gałęzie grup K_1 oraz K_2 są w spójnym podobszarze obszaru obejmującym gałęzie grup K_1 – K_4 . W przypadku mocy biernej gałąź z grupy K_1 oraz 2 gałęzie z grupy K_2 tworzą spójny obszar systemu testowego, podczas gdy 2 pozostałe gałęzie z grupy K_2 , połączone ze sobą, są oddzielone od wcześniej wymienionego obszaru przez gałęzie należące do grupy K_4 , a więc przez gałęzie, których wskaźniki κ_{Qij} są stosunkowo niewielkie. W systemie testowym są zatem dwa obszary, słabo ze sobą powiązane, w których są większe przepływy mocy biernej. W jednym z nich moc bierna jest pobierana z obu generatorów obecnych w systemie. W drugim moc bierna jest dostarczana przez baterię kondensatorów oraz kompensator synchroniczny.

Wnioski

Na potrzeby znajdowania obszarów w systemie elektroenergetycznym o różnym stopniu obciążenia można wykorzystywać pochodne przepływu mocy w gałęzi po mocach węzłowych. Definiowany na podstawie tych pochodnych wskaźnik pozwala przeprowadzić klasteryzację gałęzi prowadzącą do wyodrębnienia grup gałęzi systemu o podobnych właściwościach z punktu widzenia ich obciążania w wyniku zmiany mocy węzłowych. Przedstawiona w pracy oryginalna metoda umożliwiająca wskazywanie takich grup gałęzi jest stosunkowo prosta. Umożliwia ona efektywne znajdowanie spójnych obszarów systemu o określonych wcześniej właściwościach.

BIBLIOGRAFIA

1. Wilkosz K., Metoda wykrywania charakterystycznych obszarów w sieci elektroenergetycznej, *Przegląd Elektrotechniczny* 2012, nr 9a, s. 97–102.
2. Ezhilarasi G.A., Swarup K.S., Distributed Load Flow using Partitioning and Equivalencing of Power Networks, 16th National Power System Conference, Hyderabad, India 2010, s. 335–340.
3. Zhongxu L. i in., Network Partition for Distributed Reactive Power Optimization in Power Systems, IEEE International Conference on Networking, Sensing and Control, Hainan, China, 6–8 April 2008, s. 385–388.
4. Zambroni de Souza A.C., Quintana, V.H., New technique of network partitioning for voltage collapse margin calculations. IEE proceedings-Generation, Transmission and Distribution 1994, Vol. 141, No. 6, s. 630–636.
5. Sanchez-Garcia R.J. i in., Hierarchical Spectral Clustering of Power Grids, *IEEE Trans. on Power Systems* 2014, Vol. 29, nr 5, s. 2229–2237.
6. Hartigan J.A., Wong M.A., Algorithm AS 136: A K-Means Clustering Algorithm, *Journal of the Royal Statistical Society* 1979, Series C, Vol. 28, No. 1, s. 100–108.
7. Cormen T.H. i in., Wprowadzenie do algorytmów, PWN, Warszawa 2014.
8. <http://www.ee.washington.edu/research/pstca/pf14>.

Podziękowania

Wyniki pracy wykorzystano w obliczeniach optymalizacji rozplywu mocy biernej w systemie elektroenergetycznym wykonanych przy użyciu zasobów udostępnionych przez Wrocławskie Centrum Sieciowo-Superkomputerowe (<http://wcscs.pl>), grant obliczeniowy nr 318.

Tomasz Okoń

dr inż.

Politechnika Wrocławska

e-mail: Tomasz.Okon@pwr.edu.pl

Ukończył studia magisterskie na Wydziale Elektrycznym Politechniki Wrocławskiej. Stopień doktora nauk technicznych otrzymał w Instytucie Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej. Jest członkiem IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers). Interesuje się zagadnieniami modelowania i analiz systemu elektroenergetycznego.

Kazimierz Wilkosz

prof. dr hab. inż.

Politechnika Wrocławska

e-mail: Kazimierz.Wilkosz@pwr.edu.pl

Naukowo związany z Politechniką Wrocławską. Członek SEP, CIGRE, IEEE, sekretarz naukowy Sekcji Systemów Elektroenergetycznych Komitetu Elektrotechniki PAN. Zasiada w komitetach naukowych wielu konferencji krajowych oraz zagranicznych. Pełni funkcje recenzenta prac zgłaszanych do czasopism (m.in. IEEE Transactions on Power Delivery, The International Journal for Computation and Mathematics in Electrical and Electronic Engineering) oraz na konferencje (m.in. PSCC, ICHQP, EPQU). Jego zainteresowania naukowe oraz działalność dydaktyczna koncentrują się w zakresie modelowania i analiz systemu elektroenergetycznego oraz zastosowań informatyki w elektroenergetyce.

Detection of Differently Loaded Power Grid Areas

Keywords

power grid, grid area, load flow, k-mean method, searching across

Abstract

A widely accepted method of simplifying power system problems, especially in large systems, is their resolution for areas into which systems are divided. The study considers separation of the power system areas that include branches with similar active or reactive power loads. For this purpose indicators were proposed that show the dependence of the load flow (active and reactive power separately) in a branch on the loads in system nodes. On the basis of the considered indicator, branches were divided into groups. The indicators of all branches in the same group are similar. They differ significantly between groups. For selected groups consistent areas of the power grid are found, which is characterized by the aforementioned indicator in excess of a pre-set value. The method's application is shown in an example of a 14-node IEEE test system.

Wpływ warunków napięciowych na możliwości przyłączenia generacji rozproszonej w sieci średniego napięcia

Autorzy

Ireneusz Grządzielski
Krzysztof Marszałkiewicz
Andrzej Trzeciak

POWRÓT
DO SPISU TREŚCI

Słowa kluczowe

generacja rozproszona w sieci średniego napięcia, kryteria napięciowe przyłączania

Streszczenie

Znaczny wzrost przyłączanych i planowanych do przyłączenia źródeł wytwórczych generacji rozproszonej do sieci średniego napięcia (SN) powoduje, że kryteria napięciowe stają się bardzo ważne przy ocenie możliwości przyłączenia przedmiotowych źródeł. Odnotowuje się dużo składanych wniosków o przyłączenie źródeł wytwórczych generacji rozproszonej w znacznej odległości (nawet kilkunastu km) od szyn średniego napięcia GPZ. Z reguły są to wnioski o przyłączenie w głębi istniejących magistrali średniego napięcia, a także bezpośrednio do pól rozdzielni SN. Jednym z podstawowych problemów technicznych staje się wtedy dotrzymanie odpowiednich poziomów napięć. Inny problem techniczny dotyczy spełnienia kryterium jakości energii. Współczynnik THD, a także poziom indywidualnych harmonicznych, znacznie wzrasta, osiągając lub nawet przekraczając już w wielu przypadkach wartości graniczne. Autorzy, dysponując bogatym doświadczeniem, przedstawiają w artykule przykłady i wyniki przeprowadzanych niektórych analiz. Wskazują, jaki wpływ mają warunki napięciowe na możliwości przyłączenia generacji rozproszonej do sieci SN.

1. Wprowadzenie

Zgodnie z zapisem punktu 7 załącznika nr 1 do „Instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej” (IRiESD) [1], obowiązującej od 1 stycznia 2014 roku, operator systemu dystrybucyjnego (OSD) został zobowiązany do opublikowania na swoich stronach internetowych kryteriów oceny przyłączania źródeł energii do sieci elektroenergetycznej SN i nn w terminie do 12 miesięcy po wejściu w życie IRiESD.

Na podstawie tego zapisu OSD 31 grudnia 2014 roku zamieścili na swoich stronach internetowych następujące dokumenty dotyczące przyłączeń źródeł do sieci średnich i niskich napięć:

- Kryteria techniczne oceny możliwości przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej średniego napięcia operatora systemu dystrybucyjnego
- Kryteria przyłączania oraz wymagania techniczne dla mikroinstalacji i małych instalacji przyłączanych do sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia operatora systemu dystrybucyjnego (OSD).

Od 31 grudnia 2014 roku wnioskodawcy występujący o przyłączenie źródeł mogą zapoznać się z kryteriami, na podstawie których OSD dokonuje oceny możliwości przyłączania źródeł wytwórczych do sieci SN oraz nn.

Zgodnie z dokumentem „Kryteria techniczne oceny możliwości przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej

średniego napięcia operatora systemu dystrybucyjnego” dokonuje się oceny możliwości przyłączenia źródeł wytwórczych do sieci dystrybucyjnej średniego napięcia w oparciu o spełnienie następujących kryteriów [2]:

1. standardów jakości energii elektrycznej
2. warunków zwarciowych w sieci SN
3. dopuszczalnych zmian napięcia w sieci SN
4. zapasu mocy w węźle WN/SN.

Przyjęto zatem, że ekspertyzy dla III grupy przyłączeniowej będą oparte na ocenie wielokryterialnej możliwości przyłączenia źródeł wytwórczych do sieci SN [3–9].

OSD odnotowują w ostatnim okresie znaczący wzrost składanych wniosków o przyłączenie źródeł wytwórczych do sieci SN. W wielu przypadkach wnioski te dotyczą przyłączenia w głębi magistrali średniego napięcia. Jednym z podstawowych rozwiązywanych problemów jest wtedy niedopuszczenie do ewentualnego przekroczenia granicznych wartości poziomów napięć pracy sieci. Dotyczy to szczególnie magistrali, w których planuje się przyłączenie dwóch lub więcej źródeł wytwórczych. Są także wnioski o bezpośrednie przyłączenie liniami kablowymi inwestora, o znacznej nieraz długości, do szyn rozdzielni SN stacji transformatorowych WN/SN. W większości przypadków

konieczny jest dobór odpowiednich przekładni transformatorów blokowych nn/SN w źródle wytwórczym.

Znaczący wzrost przyłączanych i planowanych do przyłączenia elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych do SN powoduje, że kryterium jakości energii (głównie odkształcenia napięć) staje się jednym z podstawowych przy ocenie możliwości przyłączenia przedmiotowych źródeł. Współczynnik THD, a także poziom indywidualnych harmonicznych znacznie wzrasta, osiągając lub nawet przekraczając już w wielu przypadkach wartości graniczne. Wskazano na przyczyny znacznego wzrostu tych współczynników oraz przeciwdziałania tym negatywnym zjawiskom.

2. Zagrożenia w zakresie dotrzymania dopuszczalnych poziomów napięć w magistralach sieci SN z przyłączoną generacją rozproszoną

W przypadku przyłączenia źródła wytwórczego bezpośrednio do sieci SN, tj. do linii napowietrznych lub kablowych oraz rozdzielni sieciowych SN/nn, kryterium napięciowe opiera się na analizie poziomu napięcia w rozpatrywanym ciągu SN w celu umożliwienia wyprowadzenia pełnej mocy z planowanego do przyłączenia źródła wytwórczego. Analiza obejmuje również wpływ przyłączenia rozpatrywanego źródła wytwórczego na odbiorców przyłączonych do przedmiotowego ciągu liniowego SN oraz na pracę przyłączonych i/lub planowanych do przyłączenia innych źródeł wytwórczych ze względu na poziomy napięć.

Przyjmuje się przy tym następujące założenia:

1. Warunkiem dopuszczenia planowanego do przyłączenia źródła wytwórczego w linii SN należącej do OSD jest maksymalna, dopuszczalna wartość górnego i dolnego poziomu napięcia dla każdego węzła w głębi ciągu, wynosząca $\leq \pm 10\% U_n$ sieci SN
2. Obliczenia przeprowadza się dla obciążenia minimalnego i szczytowego w linii z tym zastrzeżeniem, że dla źródła fotowoltaicznego ze względu na jego charakter pracy (praca w ciągu dnia, tj. w okresie, kiedy występuje szczytowe obciążenie) obliczenia przeprowadza się wyłącznie dla obciążenia szczytowego linii
3. W sytuacji, gdy w dowolnym z powyższych przypadków obciążenie linii bez pracującej generacji SN jest większe od sumy mocy generowanej w linii, obliczenia napięciowe dla takiego stanu obciążenia należy uznać za zbędne (spełnione jest kryterium lokalności generacji dla linii, czyli występuje tzw. zbilansowanie mocy odbiorczej z mocą generacyjną w linii)
4. Jeśli nie zachodzi potrzeba wykonywania obliczeń napięciowych ze względu na zbilansowanie mocy w linii, ale analizowane źródło o mocy powyżej 0,5 MW jest w znacznym oddaleniu od stacji transformatorowych WN/SN (10 km i więcej) i wiadomo, że w pobliżu miejsca jego przyłączenia obciążenie w linii SN jest bardzo małe, wówczas należy wykonać analizę napięciową.

Poniżej przedstawiono przykładową analizę wyprowadzenia mocy z planowanej do przyłączenia elektrowni biogazowej (EG) w sieci średniego napięcia operatora systemu dystrybucyjnego,

w której pracują już dwie inne elektrownie lokalne – elektrownia fotowoltaiczna (EFV) i farma wiatrowa (FW). Stan wyjściowy sieci pokazanej na rys. 1 jest następujący (nazwy własne wszystkich obiektów zostały przyjęte na potrzeby artykułu, struktura sieci jest rzeczywista):

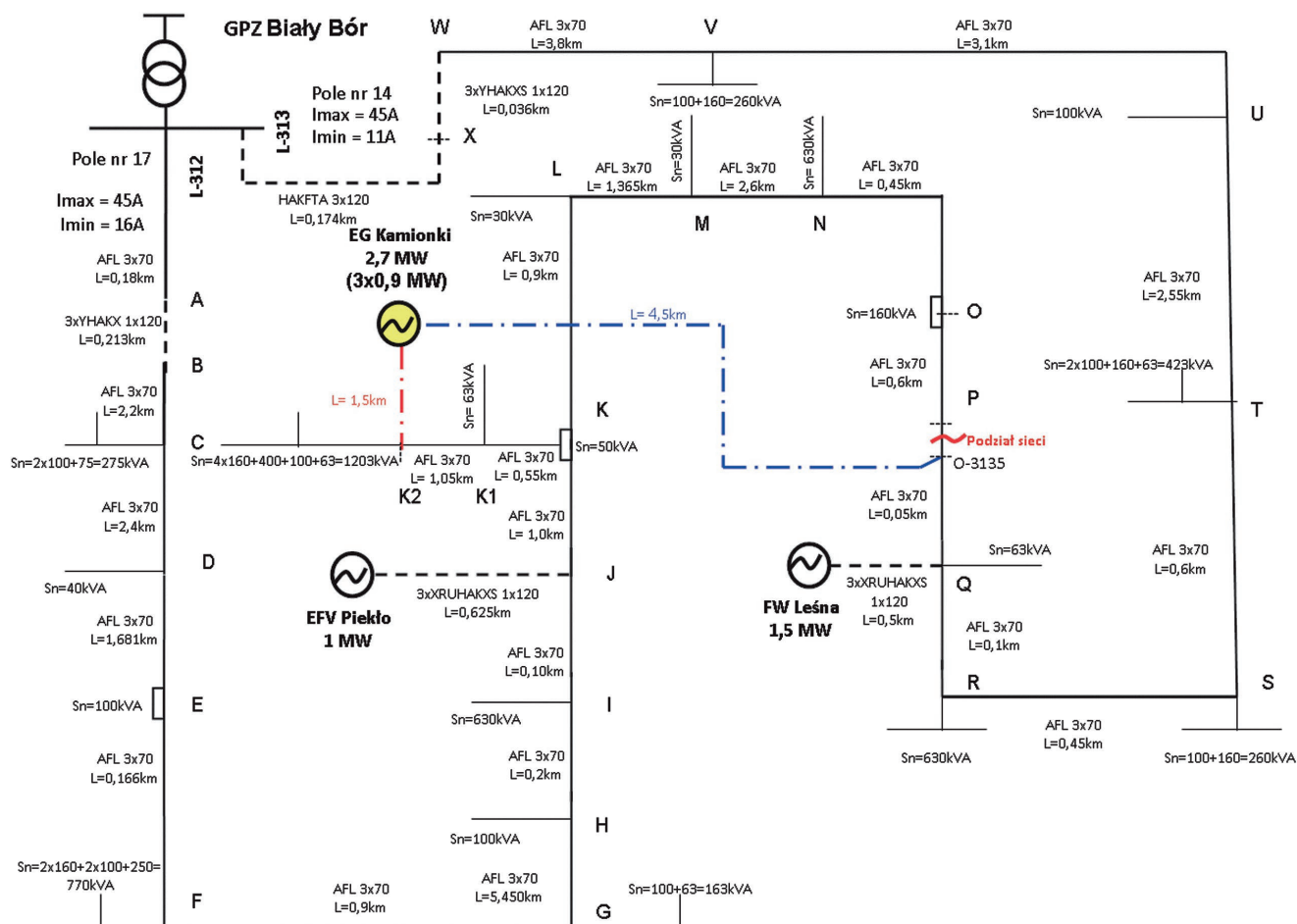
- magistrala SN, jednorodna o przekroju 70 mm² (z krótkimi odcinkami kabli o przekroju 120 mm²), zasilana jest z dwóch pól w GPZ z podziałem na odłączniku O-3135, przy czym miejsce podziału zostało zoptymalizowane ze względu na minimalizację strat przesyłowych po przyłączeniu dwóch pracujących źródeł SN: elektrowni fotowoltaicznej EFV Piekło o mocy 1 MW oraz farmy wiatrowej FW Leśna o mocy 1,5 MW
- wnioskowana elektrownia biogazowa EG Kamionki o mocy 2,7 MW (zaznaczona kolorem żółtym) ma być przyłączona do odczepu w półpętli magistrali wyprowadzonej z pola nr 17 w punkcie K2 i połączona kablem inwestora o długości 1,5 km i przekroju 70 mm², przy czym operator sieciowy dopuszcza również możliwość alternatywnego przyłączenia obiektu do drugiej półpętli SN wyprowadzonej z pola nr 14
- napięcia utrzymywane przez układ ARN na szynach SN w GPZ wynoszą: 16,2 kV w szczycie oraz 15,8 kV w dolinie obciążenia
- obciążenia stacji SN/nn nie są znane, na schemacie podano tylko sumy mocy znamionowych transformatorów zasilanych z oznaczonych węzłów w sieci
- znane są jedynie prądy w polach SN określone na podstawie pomiarów z systemu nadzoru dyspozytorskiego, odpowiednio w szczycie po 45 A dla obu pól oraz w dolinie 16 A dla pola nr 17 oraz 11 A dla pola nr 14
- obciążenia obliczeniowe stacji SN/nn są wyznaczane metodą podziału obciążenia w polu SN, proporcjonalnie do sumy mocy znamionowej transformatorów zasilanych z każdej półpętli SN.

Obliczenia przeprowadza się odrębnie dla szczytu dziennego oraz doliny nocnej dla następujących wariantów pracy sieci:

- przed przyłączeniem aktualnie pracujących EFV Piekło oraz FW Leśna
- po przyłączeniu aktualnie pracujących EFV Piekło oraz FW Leśna
- po przyłączeniu EG Kamionki z wnioskowaną mocą przyłączeniową 2,7 MW
- po przyłączeniu EG Kamionki z mocą przyłączeniową ograniczoną do wartości, przy której spełnione są wymagania napięciowe w sieci oraz możliwa jest do wyprowadzenia pełna moc przyłączeniowa ze źródeł przyłączonych wcześniej do sieci.

Syntetyczne wyniki zestawiono w tab. 1 dla najważniejszych parametrów sieci będących podstawą do określenia dopuszczalnej mocy przyłączeniowej dla wnioskowanej EG Kamionki. Analiza otrzymanych wyników prowadzi do następujących wniosków:

1. Przyłączenie EG Kamionki z wnioskowaną mocą przyłączeniową 2,7 MW powoduje niedopuszczalny wzrost napięcia w sieci powyżej 16,5 kV nie tylko na szynach obiektu, ale również w znacznej liczbie węzłów sieci z transformatorami SN/nn należącymi do operatora, przy czym zmiana miejsca



Rys. 1. Schemat wyjściowy analizowanej sieci SN z generacją rozproszoną

1. przyłączenia obiektu nie powoduje powstania warunków dla pozytywnego rozpatrzenia wniosku
2. Wyprowadzenie wnioskowanej mocy 2,7 MW z EG Kamionki (przy założeniu, że obiekt ma odpowiednią zdolność regulacyjną napięcia) spowoduje działanie zabezpieczeń nadnapięciowych w dotychczas pracującym obiekcie w danej półpętli przy próbie wyprowadzenia jego mocy przyłączeniowej w wyniku czego nastąpi jego odstawienie
3. Maksymalna dopuszczalna moc przyłączeniowa EG Kamionki, przy której spełnione są wszystkie wymienione wcześniej warunki dla pozytywnego rozpatrzenia wniosku, nie może być większa niż 0,94 MW, przy czym wartość mocy wynika z warunków pracy w szczycie obciążenia sieci ze względu na wysoki poziom napięcia utrzymywany przez układ ARN w GPZ (16,2 kV)
4. W sieci nie występuje zagrożenie przeciążeniowe w obu półpętlach SN
5. Poziom strat mocy czynnej w rozpatrywanym fragmencie sieci operatora znacznie wzrasta po przekroczeniu dopuszczalnej mocy przyłączeniowej określonej dla EG Kamionki na 0,94 MW. Ostatni wniosek warto skomentować w kontekście często podnoszonej problematyki wzrostu strat mocy czynnej w sieci operatora po przyłączeniu generacji dystrybucyjnej. Na rys. 2

pokazano zależność tych strat od mocy generacji w rozpatrywanym fragmencie sieci. Obciążenie sieci w stanie bez pracujących źródeł wynosi ok. 2,36 MW. Straty osiągają minimum przy pracujących FW Leśna i EFV Piekło o łącznej mocy generacji 2,5 MW, co oznacza, że przyłączenie tych obiektów było korzystne dla operatora, bo prawie idealnie osiągnięto zbilansowanie mocy w sieci. Dalszy wzrost generacji (przyłączenie EG Kamionki) prowadzi wprawdzie do wzrostu tych strat, ale zaczynają one przekraczać straty „wyjściowe” operatora (w sieci bez generacji) dopiero po przekroczeniu dopuszczalnej wartości mocy przyłączeniowej w EG Kamionki (0,94 MW), wyznaczonej ze względu na odrębne kryterium napięciowe dla sieci, czyli przy nadwyżce generacji wynoszącej ok. 1,1 MW. Oczywiście szczegółowe wartości mają znaczenie tylko dla konkretnej sytuacji sieciowej (w tym lokalizacji źródeł), jednak należy przypuszczać, że związek strat mocy czynnej – wynikającej z niezbilansowania generacji – będzie w większości przypadków bardzo silny z graniczną mocą źródeł, dopuszczalną ze względu na utrzymanie napięcia w sieci nie większego niż $\pm 10\%$ napięcia znamionowego (16,5 i 22 kV), szczególnie w GPZ z napięciem ARN ustawionym powyżej 5÷7% napięcia znamionowego sieci.

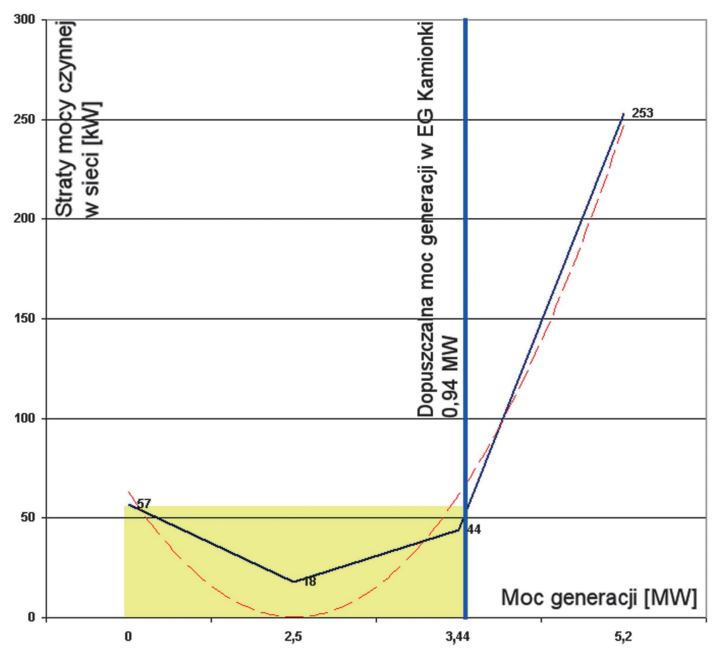
Okres	U_{GPZ} [kV]	EGKamionki U [kV]	EFV_Piekło U [kV]	FW_Leśna U [kV]	Węzły z $U > 16,5$ kV [szt.]	Maks. st. obc. w sieci [%]	Straty mocy czynnej [kW]
Wariant nr 1 (wyjściowy – wszystkie elektrownie odstawione)							
Szczyt	16,2	15,65	15,69	15,78	0	24	57
Dolina	15,8	15,64	15,65	16,15	0	7	5
Wariant nr 2 (aktualny stan pracy sieci): EFV Piekło oraz FW Leśna – pracują, EG Kamionki odstawiona							
Szczyt	16,2	16,03	16,08	16,26	0	28	18
Dolina	15,8	15,64	15,65	16,15	0	28	34
Wariant nr 3 (badany stan pracy sieci): EFV Piekło oraz FW Leśna – pracują, EG Kamionki pracuje z mocą wnioskowaną 2,7 MW							
Szczyt	16,2	17,38	17,12	16,25	16	72	253
Dolina	15,8	16,99	16,69	16,15	13	72	235
Wariant nr 4 (badany stan pracy sieci): EFV Piekło oraz FW Leśna – pracują, EG Kamionki pracuje z mocą ograniczoną do 0,94 MW							
Szczyt	16,2	16,49	16,44	16,26	0	28	44
Dolina	15,8	16,11	16,01	16,15	0	28	49
Wariant nr 5 (alternatywny stan pracy sieci): Przyłączenie EG Kamionki do półpętli wyprowadzonej z pola nr 14, kabel 4,5 km o przekroju 240 mm², EFV Piekło oraz FW Leśna – pracują, EG Kamionki pracuje z mocą wnioskowaną 2,7 MW							
Szczyt	16,2	17,18	16,08	17,09	8	58	241
Dolina	15,8	17,08	15,65	16,98	8	73	336
Wariant nr 6 (alternatywny stan pracy sieci): Przyłączenie EG do półpętli wyprowadzonej z pola nr 14, kabel 4.5 km o przekroju 240 mm², EFV oraz FW - pracują, EG pracuje z mocą ograniczoną do 0,75 MW							
Szczyt	16,2	16,50	16,08	16,48	0	31	46
Dolina	15,8	16,40	15,65	16,38	0	36	84

Tab. 1. Określenie dopuszczalnej mocy przyłączeniowej dla wnioskowanej EG Kamionki w zależności od stanu pracy sieci (czcionką bold zaznaczono przekroczenia wartości dopuszczalnych poziomów napięcia)

3. Warunki napięciowe pracy źródeł wytwórczych przyłączanych do szyn SN GPZ/RPZ długimi liniami kablowymi SN

Ograniczenia zgody na przyłączenie farm wiatrowych do sieci 110 kV spowodowały tendencję do składania wniosków przyłączeniowych dla obiektów o mocach 10 MW i większych. Prawie zawsze pierwotna lokalizacja takich obiektów pozostaje bez zmian, co wyklucza ich położenie w pobliżu istniejących GPZ i wymaga zastosowania wielotorowych linii kablowych o znacznych przekrojach ze względu na wymagania napięciowe dla wyprowadzenia mocy między miejscem przyłączenia (polem w GPZ) a obiektem. Kryterium obciążalności długotrwałej ma najczęściej mierne znaczenie. Należy zaznaczyć, że wartości napięć na końcu linii należącej do wnioskodawcy nie są problemem operatora i mogą znacznie przekraczać dopuszczalne wartości $\pm 10\%$ U_n sieci SN. Znane są wnioski dla obiektów o mocach powyżej 10 MW zlokalizowanych ponad 20 km od najbliższego GPZ, co wymaga wrażliwych technicznie (aczkolwiek możliwych) rozwiązań linii 3–4-torowych o przekrojach 300 mm² i więcej.

Obliczenia napięciowe przeprowadza się jak dla linii z zerowym obciążeniem mocą odbieraną (potrzeby własne takich obiektów są niewielkie, a ponadto moc przyłączeniowa określana jest



Rys. 2. Zależność strat mocy czynnej w sieci operatora od całkowitej mocy generacji w rozpatrywanym fragmencie sieci SN

dla miejsca przyłączenia w polu SN rozdzielni operatora). Przy ewentualnym wyrażeniu zgody na przyłączenie takich obiektów należy bezwzględnie brać pod uwagę techniczną możliwość wyprowadzenia i ułożenia takich linii z istniejącej rozdzielni SN należącej do operatora.

4. Dobór przekładni transformatorów blokowych źródeł przyłączanych w głębi magistrali SN

Określenie dopuszczalnej mocy źródeł ze względu na wymagany poziom napięcia w sieci nie gwarantuje możliwości wyprowadzenia mocy z obiektu, jeśli projektant nie dokona prawidłowego doboru parametrów linii łączącej obiekt z siecią oraz zaniedba analizę zdolności regulacyjnej źródła, głównie poprzez niewłaściwy dobór przekładni znamionowej transformatora blokowego. Znane są przypadki, w których – pomimo wskazania w ekspertyzie wymaganej przekładni transformatora, koniecznej dla wyprowadzenia wnioskowanej mocy przyłączeniowej ze względu na spodziewany poziom napięcia na szynach SN obiektu – projektanci dobierają transformatory o przekładni typowej dla transformatorów odbiorczych (szczególnie z przekładnią 15,75 (21)/0,42 kV).

Na zdolność regulacyjną obiektu, wpływającą na możliwość wyprowadzenia mocy, składają się następujące, główne elementy:

- zakres regulacji napięcia generatora, najczęściej wynoszący +5% napięcia znamionowego, z możliwością regulacji napięcia do wartości +10% przez krótki okres
- przekładnia znamionowa transformatora blokowego, która powinna uwzględniać fakt, że przepływ mocy następuje od strony napięcia niższego
- zakres regulacji zaczepowej transformatora blokowego, najczęściej bezobciążeniowej, w granicach $\pm 2(3) \times 2,5\%$.

Jeśli przyjąć jako przykład typowe rozwiązanie w elektrowni np. biogazowej generator na napięcie 400 V, to na szynach SN, przy przekładni znamionowej transformatora 15,75/0,4 kV i skrajnym położeniu przełącznika zaczepów, da się uzyskać teoretyczną wartość napięcia $400 \cdot 1,05 \cdot (15,75 \cdot 1,05 / 0,4) = 17,36$ kV, a więc znacznie powyżej dopuszczalnej wartości napięcia w sieci 15 kV (dla generatora o mocy np. 2 MW z transformatorem blokowym 2,1 MVA pod obciążeniem wartość napięcia na szynach SN nieco spadnie do ok. 17,25 kV).

Zastosowanie transformatora z przekładnią 15,75/0,42 kV pozwala już tylko osiągnąć maksymalne teoretyczne napięcie 16,54 kV (16,42 kV pod obciążeniem), a więc prawie ogranicza możliwość przyłączenia obiektu tylko do szyn w GPZ, szczególnie tam, gdzie układy ARN nastawione są na dość wysoki poziom napięcia (16,1–16,3 kV lub 21–21,5 kV), a obiekt jest znacznie oddalony od GPZ (lub linia SN ma przekrój poniżej 70 mm²).

Z doświadczeń autorów wynika, że wstępne projekty obiektów, załączane do składanych wniosków przyłączeniowych, nagminnie przewidują transformatory z napięciami dolnymi 0,42 kV (szczególnie w przypadku elektrowni biogazowych i biomasowych oraz farm fotowoltaicznych). W ekspertyzach

farm wiatrowych proponowane transformatory ze zmniejszoną przekładnią znamionową należą do rzadkości.

5. Spełnienie standardów jakości energii elektrycznej w zakresie odkształcenia napięcia

5.1. Ocena odkształceń napięcia, wartości graniczne współczynników odkształcenia napięcia

W celu oceny jakości energii elektrycznej w miejscu przyłączenia PCC (ang. *Point of Common Coupling*) źródła wytwórczego, obliczenia przeprowadza się w zakresie:

- obecności indywidualnych harmonicznych napięcia (o rzędach 2–50) – współczynnik $iHDu$ (1)
- całkowitego współczynnika odkształcenia napięcia $THDu$ (2).

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

W obliczeniach uwzględnia się:

- moce przyłączonych i planowanych do przyłączenia źródeł wytwórczych w sieci WN tzw. „źródeł zewnętrznych” analizowanego GPZ, tj.: farm wiatrowych i elektrowni fotowoltaicznych
- moce przyłączonych i planowanych do przyłączenia źródeł wytwórczych po stronie SN rozpatrywanego GPZ
- konfigurację sieci dystrybucyjnej WN w bezpośrednim sąsiedztwie analizowanego GPZ oraz sieci SN zasilanej z rozpatrywanego węzła SN
- emisję harmonicznych i interharmonicznych prądu przez przyłączone i planowane do przyłączenia źródła wytwórcze.

Obecność harmonicznych napięcia (współczynnik odkształcenia indywidualnej harmonicznej napięcia rzędu h) w miejscu przyłączenia o rzędach od 2 do 50 wyznacza się w stosunku do harmonicznej podstawowej (współczynnik $iHDu$):

$$iHDu = u_h \quad u_h = \frac{U_h}{U_1} \cdot 100\% \quad (1)$$

gdzie:

u_h – względna wartość stosunku wartości skutecznych danej harmonicznej U_h do składowej podstawowej napięcia U_1

U_h – wartość skuteczna danej harmonicznej napięcia

U_1 – wartość skuteczna harmonicznej podstawowej napięcia.

Natomiast całkowity współczynnik odkształcenia napięcia określa zależność:

$$THDu = \sqrt{\sum_{h=2}^{50} u_h^2} \quad (2)$$

Uwagi:

1. Do wykonania obliczeń konieczne są dane zawarte w aktualnych, dostarczanych przez wnioskodawcę „Raportach z badań jakości źródeł energii” (certyfikatach z badań jakości energii) zgodnych z wymaganiami norm: PN-EN 61400-21, EN 61000-3-12, EN 61000-6-2
2. W przypadku braku powyższych raportów przyjmuje się, że zostaną określone maksymalne wartości na podstawie danych zawartych w dostępnych publikacjach naukowych
3. Dla miejsca przyłączenia wyznacza się moc zwarciovą minimalną (bez udziału przyłączanego źródła)
4. Zespoły wytwórcze mieszane (hybrydowe) rozpatruje się jako superpozycję oddziaływań poszczególnych części składowych zespołu z uwzględnieniem ich udziałów mocowych.

Przyjmuje się, że kryterium jest spełnione, gdy wyznaczone w stanach normalnym i w stanie awaryjnym „n-1” pracy transformatorów w stacji transformatorowej WN/SN wartości następujących wielkości spełniają w miejscu przyłączenia oraz na szynach rozdzielni SN GPZ (jeżeli źródło przyłączone jest w głębi sieci SN) poniższe nierówności:

- a. całkowitego współczynnika odkształcenia napięcia: $THDu \leq 4\%$
- b. współczynnika odkształcenia indywidualnych harmoniczných napięcia: $iHDu \leq 1,5\%$.

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

Uwagi:

1. Ponieważ do szyn rozdzielni SN GPZ mogą być przyłączone jednocześnie różne rodzaje źródeł, np. FW, EFV, EB, przyjęto, że wartości THDu, iHDu podane dla FW (zgodnie z załącznikiem

nr 1 „Instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej ENEA Operator sp. z o.o.”, obowiązującej od 1 stycznia 2014 roku, IRiESD) obowiązują dla wszystkich źródeł wytwórczych.

2. Możliwe jest przekroczenie dopuszczalnej wartości współczynnika odkształcenia indywidualnych harmoniczných napięcia, ale nieprzekraczającej wartości $iHDu = 2,5\%$ w sytuacji, gdy $THDu \leq 4\%$.

5.2. Ocena wzajemnego oddziaływania źródeł wytwórczych przyłączanych po stronie 110 kV i SN badanego GPZ

Szczególne zagrożenie w sieciach dystrybucyjnych wynika z możliwych zjawisk rezonansowych, spowodowanych podatnością sieci w zakresie harmoniczných rzędu $h = 7-17$ (nawet do 23).

W przypadku przyłączenia FW i EFV po stronie 110 kV i średniego napięcia, konieczne jest wykonanie obliczeń symulacyjnych wzajemnego oddziaływania tych źródeł na sieć dystrybucyjną. Analizy powinny dotyczyć poziomów odkształcenia napięcia w punktach wspólnego przyłączenia i występowania możliwych zagrożeń rezonansowych w sieciach.

Na poziom występujących harmoniczných napięć i prądów w punktach wspólnego przyłączenia w sieciach 15 kV lub 20 kV wpływ będą miały pracujące lub planowane do przyłączenia FW i EFV oraz konfiguracja sieci dystrybucyjnej 110 kV i sieci dystrybucyjnej SN. Do analiz niezbędne są informacje o mocach biernych pojemnościowych zainstalowanych BKR w GPZ oraz pojemnościach linii kablowych.

Dla stanu bez uwzględniania oddziaływania FW i EFV od strony 110 kV obliczone wartości całkowitego współczynnika odkształcenia THD z reguły nie przekraczają wartości dopuszczalnych dla sieci SN ($THDu_{dop} < 4\%$) dla przewidywanych mocy FW i EFV

Lp.	Moc FW po stronie 15 kV	GPZ-A FW po stronie SN o mocy 6, 8, 10 MW $S_k''(110 \text{ kV}) = 700 \text{ MVA}$ Uwzględniono FW o mocy 40 i 90 MW po stronie 110 kV											
		THDu [%] (IRiESD $\leq 4,0\%$)			Indywidualne harm. nap. iHDu [%] (IRiESD $\leq 1,5\%$)								
		Udział FW stronie 110 kV			Udział FW stronie 110 kV								
		0 MW	40 MW	90 MW	0 MW			40 MW			90 MW		
-	[MW]				7	11	13	7	11	13	7	11	13
1	6	2,36	3,86	5,65	0,38	2,23	0,54	1,24	3,31	1,23	2,17	4,52	1,98
2	8	2,97	4,47	6,25	0,49	2,81	0,69	1,36	3,90	1,38	2,29	5,12	2,14
3	10	3,61	5,09	6,86	0,60	3,41	0,84	1,47	4,51	1,54	2,41	5,73	2,31

Tab. 2. Wyniki symulacji oddziaływania farmy wiatrowej FW SN o mocy 6, 8, 10 MW na poziom odkształcenia napięcia 15 kV w punkcie wspólnego przyłączenia – wartości współczynników odkształcenia napięcia THDu_{15 kV} oraz wybranych harmoniczných napięcia w PCC [$S_k''(110 \text{ kV}) = 700 \text{ MVA}$]. Praca na wspólne szyny i transformator 110/SN z uwzględnieniem oddziaływania zewnętrznych FW mocy 40 i 90 MW (110 kV)

w sieci średnich napięć, natomiast często występują wzmocnienia harmonicznego napięcia rzędu $h = 5 \div 17$ i przekroczenia dopuszczalnych wartości dla indywidualnych harmonicznego (iHDu_{dop} < 1,5%) wymaganych przez IRIESD.

Przy uwzględnieniu oddziaływania FW i EFV przyłączonych do sieci 110 kV o mocach rzędu 30–100 MW często występuje przekroczenie wartości THDu% w PCC przy określonej mocy źródeł po stronie średnich napięć. Pojawiają się również przekroczenia wartości iHDu dla harmonicznego rzędu $h = 11 \div 17$. Sytuacja pogarsza się przy mniejszych wartościach mocy zwarciowej S_k'' i mniejszych mocach transformatorów w stacjach transformatorowych WN/SN.

W tabelicy 1 pokazano wyniki przykładowych obliczeń symulacyjnych omawianego problemu.

5.3. Wpływ miejsca przyłączenia, pojemności sieci oraz baterii BKR na współczynniki odkształcenia napięcia

Wyniki obliczeń symulacyjnych obejmujących wyznaczenie wartości całkowitego współczynnika odkształcenia THDu oraz indywidualnych harmonicznego napięcia iHDu w stanach pracy normalnej przykładowego GPZ pokazują, że wartości tych wielkości są między innymi funkcją rodzaju przyłączonych źródeł, miejsca przyłączenia do sieci dystrybucyjnej [mocy zwarciowej S_k'' (110 kV)] oraz pojemności sieci SN i mocy przyłączonych baterii kondensatorów (BKR). Może występować wzmocnienie zjawisk rezonansowych w sieci (tab. 3). Przekroczenia dopuszczalnych wartości dotyczą zarówno wartości THDu oraz w szczególności indywidualnych harmonicznego napięcia iHDu rzędu $h = 5 \div 11$. Większe odstępstwa występują bardzo często w stanach pracy stacji odbiegających od normalnych (stany „n-1”).

Przekraczają one dopuszczalne wartości określone w Załączniku nr 1 IRIESD ENEA Operator sp. z o.o. oraz w opracowaniu pt. „Kryteria techniczne oceny możliwości przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnych średniego napięcia operatora systemu dystrybucyjnego”. Ponadto nie są spełnione zapisy ww. opracowania, w których dopuszczalna jest wartość współczynnika odkształcenia indywidualnych harmonicznego napięcia w zakresie $iHDu \leq 2,5\%$ w sytuacji, gdy wartość THDu jest mniejsza lub równa 4%.

Pomimo przeprowadzanych obliczeń zalecane jest przy odbiorze źródła przeprowadzenie długotrwałych pomiarów w PCC i w przypadku wystąpienia przekroczeń dopuszczalnej wartości THDu zastosowanie środków ograniczających, np. zabudowa przez inwestora źródła specjalistycznych filtrów.

6. Wnioski

Lokalizacja źródła wytwórczego w sieci SN ma podstawowy wpływ na możliwość wyprowadzenia wnioskowanej mocy przyłączeniowej, przy zachowaniu technicznych wymogów utrzymania, zgodnie z zapisami IRIESD poziomu napięcia w sieci OSD. W przypadku źródeł dołączanych jako kolejne w linii magistralnej SN, w której pracują lub planowane są do przyłączenia inne

Lp.	Wariant pracy rozdzielni SN Pracują Tr1 i Tr2 rozłączone sekcje s.1 i s.2	GPZ – B Tr1 Sn =16 MVA; Tr2 Sn =16 MVA			
		Przyłączone i planowane do przyłączenia zewnętrznych źródeł energii tj.: FW, EFV (po stronie 110 kV i SN) o mocach: (110 kV): 30 MW; (SN): s.1 = 10 MW; s.2 = 8 MW			
		THDu (zgodnie z załącznikiem nr 1 IRIESD ENEA Operator sp. z o.o. wartość graniczna THDu dla sieci średnich napięć powinna wynosić $\leq 4,0\%$)			
		S_k'' (110 kV) = 450 MVA		S_k'' (110 kV) = 900 MVA	
	BKR1 = BKR2 [Mvar]	sekcja 1	sekcja 2	sekcja 1	sekcja 2
1	2,4	3,31	3,23	2,20	1,98
		h = 5 iHDu = 2,80%		h = 7 iHDu = 1,31%	
2	1,2	3,63	3,46	1,61	1,57
		h = 7 iHDu = 3,11%		h = 7 iHDu = 0,96%	
3	0,6	2,48	2,27	2,97	2,60
		h = 11 iHDu = 1,59%		h = 11 iHDu = 2,53%	
4	0,0	4,38	3,99	3,22	2,97
		h = 11 iHDu = 3,86%		h = 11 iHDu = 2,30%	

Tab. 3. Wartości współczynników odkształcenia napięcia THDu_{15 kV} oraz indywidualnych harmonicznego napięcia o maksymalnej wartości w PCC z uwzględnieniem FW po stronie 110 kV w funkcji wartości mocy BKR oraz mocy zwarciowej S_k'' (110 kV)

generacje, analizie poddawane jest oddziaływanie planowanego przyłączenia na pracę tych źródeł.

Dobór zdolności regulacyjnej źródła spoczywa na projektancie obiektu i prawidłowo dokonany pozwala na pełne wyprowadzenie uzgodnionej mocy przyłączeniowej z obiektu. Projekt obiektu musi uwzględniać jego lokalizację w stosunku do stacji transformatorowej WN/SN poprzez odpowiedni dobór parametrów linii wnioskodawcy oraz prawidłowo dobrany transformator blokowy.

Należy pamiętać, że częstym ograniczeniem możliwości przyłączenia obiektów do sieci SN są obiektywne wymagania, jakie OSD musi spełnić w zakresie utrzymywania odpowiednio wysokiego poziomu napięcia na szynach SN w stacji transformatorowej WN/SN ze względu na konieczność dostarczenia dla jego odbiorców końcowych energii o odpowiednich parametrach jakości.

Przeprowadzanie analiz w zakresie dotrzymania standardów jakości energii, związanych z przyłączeniem elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych do sieci SN GPZ, wymaga uwzględnienia konfiguracji sieci, konfiguracji badanego GPZ, obciążeń GPZ, udziału zewnętrznych źródeł generujących harmoniczne,

tj.: farm wiatrowych oraz elektrowni fotowoltaicznych przyłączonych lub planowanych do przyłączenia do sieci 110 kV i średnich napięć.

Obecnie w wielu GPZ następuje nasycenie mocą generacyjną przyłączanych lub planowanych do przyłączenia źródeł, co może prowadzić do niespełnienia wymagań standardów jakości energii elektrycznej zawartych w IRIESD.

Po uruchomieniu elektrowni wiatrowych lub elektrowni fotowoltaicznych i przed przyjęciem do eksploatacji należy przeprowadzić w punkcie wspólnego przyłączenia trwające co najmniej 7 dni (pomiar ciągły) pomiary oddziaływania omawianej jednostki wytwórczej na sieć dystrybucyjną SN w zakresie zgodności ze standardami jakości energii elektrycznej zawartymi w IRIESD. Może zachodzić konieczność ograniczenia oddziaływań źródła na sieć dystrybucyjną przez zastosowanie przez inwestora technicznych środków zaradczych (np. w postaci filtrów).

BIBLIOGRAFIA

1. Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej (IRIESD), ENEA Operator sp. z o.o., w szczególności załącznik nr 1 „Szczegółowe wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej”, w treści obowiązującej od 1 stycznia 2014.
2. Trzeciak A., Grządzielski I., Marszałkiewicz K., Przyłączanie jednostek wytwórczych do sieci elektroenergetycznej średniego napięcia, *ENERGIA Elektryczna* 2011, nr 7, s. 17–22.
3. Marszałkiewicz K., Grządzielski I., Trzeciak A., Wielokryterialna analiza możliwości przyłączenia odnawialnych źródeł energii do sieci SN. Materiały konferencyjne, I Konferencja PTPIREE „Przyłączanie i współpraca OZE z systemem elektroenergetycznym”, Warszawa, 23–24 marca 2011.
4. Marszałkiewicz K., Grządzielski I., Trzeciak A., Ocena wielokryterialna możliwości przyłączania jednostek wytwórczych do sieci elektroenergetycznej średniego napięcia, *Wiadomości Elektrotechniczne* 2012, nr 1, s. 3–8.
5. Grządzielski I., Marszałkiewicz K., Trzeciak A., Zastosowanie analizy wielokryterialnej przy ocenie możliwości przyłączania jednostek wytwórczych do sieci elektroenergetycznej średniego napięcia, międzynarodowa konferencja i Targi PSEW 2012, Warszawa – Ożarów Mazowiecki, 22–23 maja 2012.
6. Marszałkiewicz K. i in., Testy i próby sieciowe dla potwierdzenia wyników ekspertyz oraz ocen możliwości przyłączenia źródeł OZE do sieci średniego napięcia. Materiały konferencyjne, II Konferencja PTPIREE „Przyłączanie i współpraca OZE z systemem elektroenergetycznym” Warszawa, marzec 2012.
7. Trzeciak A. i in., Kryteria techniczne przyłączania źródeł rozproszonych do sieci średniego napięcia – dotychczasowe doświadczenia. Materiały III Konferencji PTPIREE „Przyłączanie i współpraca OZE z systemem elektroenergetycznym”, Warszawa, marzec 2013 r.
8. Grządzielski I., Trzeciak A., Marszałkiewicz K., Kryteria techniczne przyłączania OZE do sieci średniego napięcia – standaryzacja podejścia. Materiały konferencyjne, IV Konferencja PTPIREE „Przyłączanie i współpraca OZE z systemem elektroenergetycznym”, Warszawa, czerwiec 2014.

Ireneusz Grządzielski

dr inż.

Politechnika Poznańska

e-mail: ireneusz.grzadzieski@put.poznan.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej (1973). Pracuje w Instytucie Elektroenergetyki Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej na stanowisku adiunkta. Zakres jego zainteresowań naukowych obejmują zagadnienia związane z pracą systemu elektroenergetycznego w stanach nieustalonych, problematyką obrony i odbudowy systemu elektroenergetycznego w stanach awarii katastrofalnych, przyłączaniem źródeł rozproszonych do systemu elektroenergetycznego.

Krzysztof Marszałkiewicz

dr inż.

Politechnika Poznańska

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

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej (1973). Pracuje w Instytucie Elektroenergetyki Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej na stanowisku adiunkta. Jest specjalistą w dziedzinie pomiarów związanych z jakością energii elektrycznej, problemów obrony i odbudowy systemu elektroenergetycznego w stanach awarii katastrofalnych, przyłączania odnawialnych źródeł energii do sieci dystrybucyjnych.

Andrzej Trzeciak

dr inż.

Politechnika Poznańska

e-mail: andrzej.trzeciak@put.poznan.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej (1973). Pracuje w Instytucie Elektroenergetyki Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej na stanowisku adiunkta. Zakres jego zainteresowań naukowych obejmują zagadnienia związane z projektowaniem i optymalizacją sieci rozdzielczych, problematyką budowy baz danych oraz systemów wspomagania decyzji i obliczeń, przyłączaniem generacji dystrybucyjnej oraz odbiorów dużej mocy do sieci rozdzielczych.

Impact of Voltage Conditions on Distributed Generation Connectivity in Medium Voltage Grids

Keywords

distributed generation in medium voltage grid, connectivity voltage criteria

Abstract

A significant increase in the distributed generating sources connected and planned for connection to medium voltage (MV) grids makes voltage criteria very important in assessing the sources' connectivity. Many requests have been submitted for connection of distributed generation sources at a considerable distance (even a dozen or so kilometres) from a main supply substation's MV buses. As a rule, these are requests for the interconnection deep in an existing MV bus, but also directly to MV switching substation bays. Then maintaining appropriate voltage levels becomes a basic technical problem. Another technical problem relates to meeting the power quality criteria. THD index, and the level of individual harmonics, significantly increases, in many cases reaching or even exceeding the boundary values. With their extensive experience, the authors present examples and results of some analyses herewith. They indicate the impact of voltage conditions on the connection possibilities of distributed generation to MV grids.