



Energetyka

PROBLEMY ENERGETYKI I GOSPODARKI PALIWOWO-ENERGETYCZNEJ

ISSN 0013-7294

CENA 28 Zł (w tym 5% VAT)

3/2019
(777)

47.

Sesja CIGRE

26-31 sierpnia 2018, Paryż



POLSKI KOMITET WIELKICH SIECI ELEKTRYCZNYCH
KOMITET NARODOWY CIGRE
www.cigre.pl



cigre
For power system expertise

Biuro Studiów i Projektów Energetycznych
Energoprojekt-Kraków SA
ul. Mazowiecka 21, 30-019 Kraków
tel. +48 12 29 97 222
e-mail. office@energoprojekt.krakow.pl



BIURO STUDIÓW I PROJEKTÓW ENERGETYCZNYCH
ENERGOPROJEKT®
KRAKÓW
SA

W pełni niezależny, kompetentny, poszukujący innowacji partner Klienta w realizacji kompleksowych zadań przesyłu i rozdziału energii elektrycznej

Oferuje:

- prognozy i koncepcje rozwoju systemu elektroenergetycznego
- ekspertyzy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej nowych odbiorów i źródeł
- dokumentację projektową dla wyprowadzenia mocy z elektrowni i elektrociepłowni
- kompleksową dokumentację projektową dla linii i stacji elektroenergetycznych
- analizy możliwości zwiększenia zdolności przesyłowej linii oraz projekty montażu przewodów z grupy HTLS (przewody o małym zwisie)
- projekty i badania konstrukcji stalowych
- projekty i instalacje systemów łączności w energetyce
- projekty i instalacje systemu SOT (System Ochrony Technicznej)
- prowadzenie spraw formalno-prawnych
- projekty dla Klientów zagranicznych (eksport)

ENERGOPROJEKT - KRAKÓW SA to firma innowacyjna, na bieżąco monitorująca rozwój nowoczesnych technik i technologii, które wprowadza do swoich rozwiązań, stosując nowoczesne oprogramowanie przy projektowaniu LINII i STACJI ELEKTROENERGETYCZNYCH

Zapraszamy do współpracy

www.energo.krakow.pl



Polski Komitet Wielkich Sieci Elektrycznych



Siedziba PKWSE: ul. Mory 8, 01-330 Warszawa
tel. 22 3451313, fax 22 8366363, e-mail: pkwse@ien.com.pl, www.cigre.pl

Sponsorzy numeru:



Centrum Badawcze ABB



1997

Powstanie Korporacyjnego Centrum Badawczego ABB w Krakowie. Centrum to jedyna tego typu placówka Grupy ABB w Europie Środkowo-Wschodniej.



Innowacyjne rozwiązania

Wspieranie wszystkich obszarów działania koncernu. Zaplecze laboratoryjne umożliwiające eksperymenty z wykorzystaniem rzeczywistych urządzeń.



Kontakt z klientem

Naukowcy uczestniczą w całym cyklu rozwoju technologii - od koncepcji, przez prace laboratoryjne aż do instalacji gotowych rozwiązań w fabrykach Grupy ABB oraz u klientów końcowych.



Przykładowe wdrożenia

- Stacje szybkiego ładowania pojazdów elektrycznych,
- Nowatorski system odzyskiwania energii dla pojazdów szynowych,
- Technologie produkcji urządzeń średnionapięciowych z zastosowaniem materiałów przyjaznych dla środowiska,
- Inteligentne bezprzewodowe czujniki monitorowania stanu pracy urządzeń elektrycznych i elektromechanicznych,
- Centralny system zabezpieczenia i kontroli stacji średniego napięcia.



W czołówce koncernu

Interdyscyplinarność i międzynarodowy charakter plasuje centrum w czołówce naukowej Grupy ABB.

Główne obszary badawcze

- Diagnostyka, monitoring i elektronika
- Technologie informatyczne
- Inteligentne sieci i systemy elektroenergetyczne
- Komunikacja przemysłowa
- Systemy mobilne i wbudowane
- Nowoczesne technologie materiałowe
- Infrastruktura do ładowania pojazdów elektrycznych
- Innowacyjne technologie wytwarzania
- Rozwiązania oparte na energoelektronicznych przekształtnikach dużej mocy
- Multi-fizyczne symulacje numeryczne
- Analiza, sztuczna inteligencja i uczenie maszynowe



ENERGIA W DOBRYCH RĘKACH

Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. są operatorem elektroenergetycznego systemu przesyłowego w Polsce. Celem spółki jest zapewnienie niezawodnej pracy sieci przesyłowej i dostaw energii elektrycznej do wszystkich regionów kraju. Nasza firma jest właścicielem ok. 14,7 tys. km linii oraz 106 stacji elektroenergetycznych najwyższych napięć. OSP odpowiada za utrzymanie, eksploatację i rozwój systemu przesyłowego, co ma bezpośredni wpływ na bezpieczeństwo energetyczne Polski. PSE należą do Europejskiej Sieci Operatorów Systemów Przesyłowych Energii Elektrycznej ENTSO-E – stowarzyszenia zrzeszającego 43 operatorów systemów przesyłowych z 36 krajów.



Właściciel 258 linii w eksploatacji
o łącznej długości **14 695 km**,
w tym:

- 1 linia 750 kV, 114 km
- 102 linie 400 kV, 6 826 km
- 164 linie 220 kV, 7 755 km



106
stacji najwyższych
napięć (NN)



Połączenia synchroniczne

400 kV z systemem niemieckim,
400 kV i 220 kV z systemem czeskim
400 kV z systemem słowackim



Podmorskie połączenie

450 kV DC (prąd stały)
Polska - Szwecja
- o całkowitej długości 254
km (z czego 127 km należy
do PSE S.A.)



Połączenie z Litwą

400 kV, asynchroniczne
z wykorzystaniem wstawki
prądu stałego B2B


KDM



Krajowa Dyspozycja
Mocy – punkt
podstawowy i rezerwowy



5 jednostek obszarowych
zajmujących się
utrzymaniem oraz
kierowaniem ruchem
sieci linii NN

Rada Naukowa Recenzenci	Zygmunt Artwik, Henryk Anglart, Krzysztof Badyda, Jerzy Barglik, Krzysztof Billewicz, Tadeusz Chmielniak, Bogumił Dudek, Herbert Leopold Gabryś, Jan Górzyński, Mieczysław Kaczmarek, Waldemar Kamrat, Andrzej Kowalski, Joachim Kozioł, Roman Kuczkowski, Dariusz Lubera, Henryk Majchrzak, Tadeusz Malinowski, Ryszard Migdalski, Piotr Molski, Józef Paska, Marian Pasko, Maciej Pawlik, Jan Popczyk, Aleksandra Rakowska, Adam Smolik, Henryk Spierewka, Josef Tlusty, Jerzy Trzeszczyński (<i>przewodniczący Rady</i>), Lucjan Twardy, Henryk Tymowski, Andrzej Ziębik, Jarosław Zuwała
Redaktor Naczelna	Iwona Gajdowa
Zastępca Redaktor Naczelnej	Bogumił Dudek
Sekretarz Redakcji	Klaudia Piekarska
Redaktor językowy	Jacek Dubrawski
Redaktorzy tematyczni	Maksymilian Przygodzki, Wojciech Lubicki
Redaktor statystyczny	Marek Karnowski
Korekta	Iwona Gajdowa
Redaktor techniczny	Klaudia Piekarska
Księgowość i prenumerata	Tamara Stromczyńska
Współpracują z redakcją	Jerzy Dobosiewicz, Tomasz Gałka, Ludwik Pinko, Edward Ziaja
Adres redakcji	ul. Henryka Jordana 25, 40-056 Katowice, tel.: 32 257 87 85, 32 257 87 86, tel./fax: 32 251 62 09 e-mail: redakcja@elektroenergetyka.pl www.elektroenergetyka.pl / www.energetyka.eu
Wydawca	SEP COSiW Zakład Wydawniczy Energetyka  ul. Henryka Jordana 25, 40-056 Katowice
Druk	Mdruk Mariusz Czajczyński ul. K. Adamieckiego 3/20, 41-300 Dąbrowa Górnicza tel. +48 693 410 350 Nakład: do 2000 egzemplarzy
Informacja o wersji pierwotnej	Wersją pierwotną czasopisma jest wydanie papierowe. Czasopismo jest dostępne również na stronie internetowej www.energetyka.eu Czasopismo jest indeksowane w: – bazie danych o zawartości polskich czasopism technicznych BazTech http://baztech.icm.edu.pl/ – międzynarodowej bazie bibliograficzno-abstraktowej INSPEC – bazie czasopism naukowych IC Journal Master List (Index Copernicus) http://journals.indexcopernicus.com/

Sławomir SAMEK, Marcin LIZER Działalność CIGRE i PKWSE 47. Sesja CIGRE 2018	121
Dariusz GURAZDOWSKI Elektryczne maszyny wirujące – Komitet Studiów A1	124
Piotr MAŃSKI Transformatory i dławiki – Komitet Studiów A2	129
Ewa WIŚNIEWSKA Aparatura dla sieci przesyłowych i rozdzielczych – Komitet Studiów A3	137
Aleksandra RAKOWSKA Kable – Komitet Studiów B1	147
Krzysztof LENARCZYK Linie napowietrzne – Komitet Studiów B2	152
Sławomir SAMEK Stacje i instalacje elektroenergetyczne – Komitet Studiów B3	163
Krzysztof MADAJEWSKI Energoelektronika i systemy DC – Komitet Studiów B4	178
Marcin LIZER Automatyka i zabezpieczenia – Komitet Studiów B5	184
Maksymilian PRZYGRÓDZKI Ekonomia i rozwój systemu elektroenergetycznego – Komitet Studiów C1	188
Jacek JEMIELITY Sterowanie i prowadzenie ruchu systemu elektroenergetycznego – Komitet Studiów C2	197
Wojciech LUBICKI Oddziaływanie środowiskowe systemów elektroenergetycznych – Komitet Studiów C3	216
Piotr RZEPKA Wydajność techniczna systemów elektroenergetycznych – Komitet Studiów C4	222
Maciej JANOWSKI, Konrad PURCHAŁA Rynki energii elektrycznej i regulacja – Komitet Studiów C5	233
Andrzej KAŃKOL Rozproszone źródła energii i aktywne sieci rozdzielcze – Komitet Studiów C6	239
Marek FLORKOWSKI Materiały i nowoczesne techniki badawcze – Komitet Studiów D1	246
Tomasz SZUDEJKO Systemy informatyczne i telekomunikacja – Komitet Studiów D2	251

Czasopismo istnieje od 1947 roku. Jest poświęcone problemom wytwarzania, przesyłania, rozdzielania i użytkowania energii elektrycznej i ciepłej, budowy elektrowni, elektrociepłowni i linii elektroenergetycznych, komputeryzacji systemu elektroenergetycznego i restrukturyzacji elektroenergetyki. Zostało odznaczone złotymi odznakami: Honorową SEP, „Zasłużony dla energetyki” oraz Medalem SEP im. Profesora Stanisława Fryzego.

The magazine exists since 1947. It is devoted to problems of electric and heat energy generation, transmission, distribution and utilisation. It presents problems of construction of power station, CHP station and electric power lines as well as computerisation of the electric power system and restructuring the electric power industry. It has been awarded with following golden awards: SEP Award of Merit, Merit Award for Power Industry Workers and Professor Stanisław Fryze Medal of SEP.

STRESZCZENIA

SUMMARY

Sławomir SAMEK, Marcin LIZER

Działalność CIGRE i PKWSE. 47. Sesja CIGRE 2018

Energetyka 2019, nr 3, s. 121

Przedstawiono podstawowe informacje o Stowarzyszeniu CIGRE. Przybliżono strukturę organizacyjną i podstawowe cele działania. Omówiono przebieg 47. Sesji Plenarnej CIGRE, która odbyła się w Paryżu w dniach 26-31 sierpnia 2018 roku. W Konferencji uczestniczyło 3756 delegatów, w tym 41 z Polski. Sesji towarzyszyła wystawa techniczna, na której swoje produkty i usługi prezentowało 302, wśród nich firma z Polski – ZPE ZAPEL SA z Boguchwały. Zaprezentowano także podstawowe aspekty związane z aktywnością Polski w pracach CIGRE oraz polskie akcenty w trakcie Sesji 2018, w tym referaty wygłoszone przez członków PKWSE. Opiszano także walory wynikające z przynależności do CIGRE i wskazano drogę do ubiegania się o członkostwo.

Słowa kluczowe: CIGRE, PKWSE (Polski Komitet Wielkich Sieci Elektrycznych), Sesja Paryż 2018

Dariusz GURAZDOWSKI

Elektryczne maszyny wirujące – Komitet Studiów A1

Energetyka 2019, nr 3, s. 124

Komitet Maszyn Elektrycznych obejmuje swoim zakresem wszystkie maszyny wirujące służące do produkcji energii oraz silniki dużych mocy. W zakresie zainteresowań Komitetu znajduje się również rozwój materiałów i technologii, w tym technologii nadprzewodnikowej, która może mieć zastosowanie w maszynach elektrycznych. Zakres prac Komitetu to: badania, projektowanie, produkcja, eksploatacja, konserwacja, długoterminowa ocena maszyny oraz jej części składowych. Zaakceptowane artykuły przedstawiono w trzech tematach wiodących: zastosowanie maszyn elektrycznych w produkcji energii; zarządzanie żywotnością maszyn elektrycznych, rozwój maszyn elektrycznych wirujących i doświadczenie serwisowe.

Słowa kluczowe: Komitet Maszyn Elektrycznych, zastosowanie i zarządzanie żywotnością maszyn elektrycznych w produkcji energii, rozwój maszyn elektrycznych wirujących i doświadczenie serwisowe

Piotr MAŃSKI

Transformatory i dławiki – Komitet Studiów A2

Energetyka 2019, nr 3, s. 129

Przedstawiono przegląd i syntezę referatów zgłoszonych na 47. Sesję w Paryżu w zakresie transformatorów energetycznych i dławików. Obejmuje ona wybrane zagadnienia, zdaniem autora, najistotniejsze

Sławomir SAMEK, Marcin LIZER

Activity of CIGRE and PKWSE. 47th CIGRE Session 2018

Energetyka 2019, nr 3, p. 121

Presented are basic informations about CIGRE Society. Described is its organisational structure and core objectives of activity. Discussed is the 47th CIGRE Plenary Session which took place in Paris on 26-31 August 2018. The Conference was attended by 3756 delegates including 41 from Poland. The Session was accompanied by a technical fair where 302 companies – with ZPE ZAPEL SA from Poland amongst them – were presenting their products and services. Presented are also basic aspects relating to Polish activity in CIGRE works as well as the Polish accents during Session 2018 which were papers delivered by PKWSE members. Described are benefits resulting from belonging to CIGRE Society and shown is the route to seek its membership.

Keywords: CIGRE, PKWSE (Polish Committee of Big Energy Networks), Paris Session 2018

Dariusz GURAZDOWSKI

Rotating electrical machines – Study Committee A1

Energetyka 2019, nr 3, p. 124

Electric Machines Committee includes in its scope all rotating machines serving energy generation and high power engines. In the sphere of the Committee interest there is also the development of materials and technologies, including the superconductor ones, that can be used in electric machinery. The range of the Committee activity is research, design, production, operation, maintenance as well as the long-time evaluation of machines and their components. The accepted papers were presented in three main themes which were the application of electric machines in energy generation, management of electric machines lifetime as well as the development of rotating electrical machines and service experience.

Keywords: Electric Machines Committee, application and management of electric machines lifetime in energy generation, development of rotating electrical machines and service experience

Piotr MAŃSKI

Power transformers and reactors – Study Committee A2

Energetyka 2019, nr 3, p. 129

Presented is a general overview and synthesis of reports submitted for the 47th Session in Paris in the field of power transformers and chokes. It covers selected issues which, in the author's opinion, are

z punktu widzenia użytkownika. Dominują tematy poświęcone diagnostyce transformatorów. Można zaobserwować rozwój technik badawczych, szczególnie w zakresie interpretacji wyników.

Słowa kluczowe: transformator, dławik, THNM, CFD, FRA, izolator przepustowy

Ewa WIŚNIEWSKA

Aparatura dla sieci przesyłowych i rozdzielczych – Komitet Studiów A3

Energetyka 2019, nr 3, s. 137

Referaty zaprezentowane na sesji Komitetu Studiów A3 CIGRE w 2018 r. pokazują, że wraz z rozwojem sieci przesyłowej, a więc budowaniem długich wielotorowych linii przesyłowych na poziomie UHVAC, linii przesyłowych prądu stałego itp., identyfikowane są coraz wyższe wartości parametrów systemowych, takich jak TRV, RRRV czy SOV, dla których zastosowanie standardowych rozwiązań może być niewystarczające. Stąd istnieje potrzeba coraz bardziej szczegółowego definiowania wymagań technicznych przez użytkownika w zakresie np. podwyższonej wytrzymałości ciśnieniowej, napięciowej lub obligatoryjnego wykonania próby zwarciowej. Korzystanie z nowych/innovacyjnych rozwiązań technicznych, jak również z doświadczeń operatorów sieci przesyłowej i dystrybucyjnej zdecydowanie zwiększa niezawodność pracy urządzeń i systemu elektroenergetycznego, a tym samym wpływa na zapewnienie bezpieczeństwa elektroenergetycznego na wysokim poziomie.

Słowa kluczowe: aparatura dla sieci przesyłowych i rozdzielczych, rozwój sieci przesyłowej, niezawodność pracy urządzeń

Aleksandra RAKOWSKA

Kable – Komitet Studiów B1

Energetyka 2019, nr 3, s. 147

Zakres prac SC B1 obejmuje: teorię, projektowanie, wdrażanie, produkcję, instalację, testowanie, eksploatację i konserwację oraz techniki diagnostyczne do oceny stanu sieci kablowych AC i DC. W sesji Komitetu Studiów B1 – *Linie kablowe* dyskutowano o problemach zawartych w 41 referatach, w których dominowała tematyka kabli morskich, a w tym przede wszystkim kabli prądu stałego. Głównymi tematami były m.in.: badanie linii kablowych morskich, dokonywanie napraw uszkodzonych kabli morskich, obciążalność głęboko ułożonych kabli w połączeniach farm offshore, szerokie stosowanie kabli typu Light o izolacji XLPE-DC a nawet usuwanie morskich linii kablowych. Warte uwagi jest referat poświęcony badaniu kabli ± 640 kV o izolacji XLPE-DC oraz opisy kilku spektakularnych linii kablowych w wysokich i najwyższych napięciach.

Słowa kluczowe: badanie linii kablowych morskich, naprawy uszkodzonych kabli morskich, kable typu Light o izolacji XLPE-DC

Krzysztof LENARCZYK

Linie napowietrzne – Komitet Studiów B2

Energetyka 2019, nr 3, s. 152

Działalność Komitetu Studiów B2 obejmuje projektowanie, budowę i eksploatację linii napowietrznych. W tym: projektowanie w zakresie mechanicznym i elektrycznym, sprawdzanie nowych elementów linii (przewody fazowe, przewody odgromowe, izolatory, osprzęt, konstrukcje i fundamenty), ocenę stanu elementów linii, eksploatację linii, modernizację linii (zwiększanie obciążalności prądowej, zmianę napięcia pracy linii). W artykule omówiono referaty poświęcone tematyce linii napowietrznych pod kątem zwiększenia ich: akceptowalności, optymalizacji zdolności przesyłowych i poprawy niezawodności. Przedstawiono możliwości dynamicznego monitorowania obciążalności prądowej linii oraz jej prognozowania. Duża część sesji została poświęcona liniom kompaktowym oraz wyzwaniom związanym ze zmniejszeniem wpływu oddziaływania linii na środowisko.

Słowa kluczowe: elektryczne linie napowietrzne, akceptowalność społeczna linii napowietrznych, monitorowanie oraz prognozowanie obciążalności prądowej linii, linie kompaktowe

the most important from a user point of view. The dominant topics are the ones related to diagnostics of transformers. Development in research techniques can be observed, especially in interpretation of results.

Keywords: power transformer, reactor, THNM, CFD, FRA, bushing

Ewa WIŚNIEWSKA

Transmission and Distribution Equipment – Study Committee A3

Energetyka 2019, nr 3, p. 137

Papers presented during the A3 CIGRE Study Committee Session show that along with the development of transmission networks resulting in building long multi-line transmission lines on UHVAC level or DC current transmission lines and the like, identified are growing values of system parameters such as TRV, RRRV or SOV for which the application of standard solutions may be insufficient. Thus there is a need of the more and more detailed defining by a user of his technical requirements in the range of e.g. increased pressure, voltage resistance or the obligatory conducting of the short-circuit test. Making use of the new/innovative technical solutions as well as of the experience gained by transmission and distribution lines operators significantly increases reliability of a power system and its equipment consequently ensuring the energy security on a high level.

Keywords: equipment for transmission and distribution networks, development of transmission networks, equipment operation reliability

Aleksandra RAKOWSKA

Insulated cables – Study Committee B1

Energetyka 2019, nr 3, p. 147

The scope of SC B1 activity covers theory, design, implementation, production, installation, testing, operation and maintenance as well as diagnostic technologies for the assessment of AC and DC cable networks condition. During the B1 Study Committee Session – *Cable lines*, discussed were problems presented in 41 papers where the dominant theme were submarine power cables and first of all DC cables. Main subjects were, among the others, testing of submarine transmission lines, repairing of damaged submarine cables, load capacity of cables laid in deep waters in offshore farms connections, wide application of Light type cables with XLPE-DC insulation and even removal of the submarine cable lines. Worth mentioning is the paper dedicated to testing of ± 640 kV cables with insulation XLPE-DC as well as descriptions of some spectacular high and extra high voltage cable lines.

Keywords: submarine cable lines testing, repairs of damaged submarine cables, Light type cables with XLPE-DC insulation

Krzysztof LENARCZYK

Overhead lines – Study Committee B2

Energetyka 2019, nr 3, p. 152

Study Committee B2 covers design, construction and operation of overhead lines. This includes mechanical and electrical design, validation of new line components (conductors, ground wires, insulators, accessories, structures and their foundations), assessment of aged line components, line maintenance and refurbishment (upgrading and uprating of existing overhead lines). Discussed are papers dedicated to overhead lines and concerning the increase of their acceptability, transmission capacity and reliability. Presented are possibilities of dynamic monitoring of line rating and its forecasting. A big part of the Session was dedicated to compact lines and challenges connected with reduction of environmental impacts.

Keywords: overhead power lines, public acceptance of overhead lines, dynamic monitoring of line rating and forecasting, compact lines

Sławomir SAMEK

Stacje i instalacje elektroenergetyczne – Komitet Studiów B3
Energetyka 2019, nr 3, s. 163

Zaprezentowano zagadnienia przygotowane w formie referatów i omówione podczas dyskusji w trakcie Sesji Technicznej Komitetu Studiów B3 *Stacje i instalacje elektroenergetyczne*. Zwrócono uwagę na bieżące tendencje, które kształtują kierunki rozwoju w tym obszarze. Szczególny nacisk położono na budowanie poprawnych relacji pomiędzy energetyką a środowiskiem naturalnym, w tym promocję technologii neutralnych bądź nawet wspierających środowisko naturalne. W tym zakresie można znaleźć promocję techniki próżniowej dla wyłączników wysokiego napięcia i stosowanie czystego powietrza w rozdzielnicach z izolacją gazową. Godne zauważenia są także nowoczesne technologie informatyczne wspierające proces tworzenia obiektów elektroenergetycznych, jak modelowanie trójwymiarowe pozwalające na etapie projektowania przewidywać wszelkie zdarzenia, jakie mogą pojawić się w trakcie budowy i eksploatacji i skutecznie nimi zarządzać oraz drukowanie trójwymiarowe, które pomaga szybko i w miarę tanio tworzyć części zamienne do aparatów i urządzeń. Odrębny obszar zagadnień to właściwe podejście do zabiegów o charakterze konserwacyjnym i naprawczym. Zdecydowanie preferowane są interwencje wynikające z aktualnego stanu elementu, w miejsce dotychczas stosowanych przeglądów okresowych. Jako odrębne zagadnienie przedstawiono skutki ataków hackerskich na systemy elektroenergetyczne i wynikające stąd kierunki działania.

Słowa kluczowe: stacja elektroenergetyczna, ograniczanie kosztów, strategia eksploatacji, modelowanie trójwymiarowe, cyberbezpieczeństwo

Krzysztof MADAJEWSKI

Energoelektronika i systemy DC – Komitet Studiów B4
Energetyka 2019, nr 3, s. 178

Omówiono wybrane referaty spośród 46 zaprezentowanych w ramach Komitetu Studiów B4 CIGRE *Energoelektronika i systemy DC*. Przedmiotem zainteresowania KS B4 jest obecnie ta niezwykle szybko rozwijająca się dziedzina na całym świecie. Wynika to zarówno z potrzeb dynamicznie rozwijającej się generacji odnawialnej, jak i ze zmian w zakresie przesyłu dużej mocy na duże odległości, w kierunku układów HVDC. Trendy te znajdują odbicie w prezentowanych referatach. Równolegle widoczny jest rozwój rozwiązań DC w sieciach dystrybucyjnych i układów typu FACTS w sieciach przesyłowych AC. Wszystkie te kierunki są wspierane przez nowe, innowacyjne elementy półprzewodnikowe dużej mocy, również przedstawione w prezentowanych referatach.

Słowa kluczowe: energoelektronika i systemy DC, rozwój rozwiązań DC w sieciach dystrybucyjnych i układów typu FACTS w sieciach przesyłowych AC

Marcin LIZER

Automatyka i zabezpieczenia – Komitet Studiów B5
Energetyka 2019, nr 3, s. 184

Aktualne zagadnienia Komitetu Studiów B5 CIGRE skupiają się na tematyce pracy zabezpieczeń jednostek wytwórczych oraz sieci w czasie stanów zagrożenia stabilności systemu elektroenergetycznego, a także na tematyce rozszerzonej komunikacji w układach automatyki i zabezpieczeń sieci w ramach standardu IEC 61850. Autorzy referatów oraz członkowie dyskusji plenarnych podkreślali dużą wagę koordynacji nastawień i logik działania zabezpieczeń w czasie, kiedy system jest osłabiony lub w czasie jego restytucji po rozległej awarii. Bardzo dużym ułatwieniem analiz niezbędnych do prawidłowego doboru nastawień zabezpieczeń i regulatorów na takie okoliczności może być użycie programów symulacyjnych oraz wykorzystanie rejestracji, np. z prób regulacyjnych jednostek wytwórczych. Duży nacisk kładziony jest też na aspekty pracy rozproszonych źródeł energii w czasie występowania takich warunków. W wielu referatach podkreślono znaczenie automatyki SCO, SPZ i SPZ po SCO, a także ważną rolę prawidłowej pracy blokad kotłownych zabezpieczeń podimpedancyjnych i odległościowych jednostek wytwórczych oraz linii przesyłowych.

Sławomir SAMEK

Substations and electrical installations – Study Committee B3
Energetyka 2019, nr 3, p. 163

Presented are problems prepared in the form of papers and discussed during the Technical Session of B3 Study Committee – *Substations and electrical installations*. Attention is turned to current trends which shape the development directions in this field. Special emphasis is placed on building proper relationship between power industry and natural environment, including promotion of neutral technologies or even the ones that support the environment. Here one can also find promotion of vacuum technology for HV circuit breakers and application of pure air in gas-insulated switchgears. Worth noting are also the modern information technologies supporting the process of power objects constructing like 3D modelling, allowing to foresee on the design stage all events that may occur during building and operation and how to effectively manage them, or 3D printing that allows in a quick and a quite cheap way to manufacture spare parts for equipment and instruments. A separate area of problems is the proper approach to maintenance and repair works – here a strong preference is given to interventions resulting from the actual condition of components instead of the currently applied routine inspections. As a separate issue presented are results of hacker attacks on power systems and the ensuing lines of action.

Keywords: power substation, cost reduction, operational strategy, 3D modelling, cyber-security

Krzysztof MADAJEWSKI

DC systems and power electronics – Study Committee B4
Energetyka 2019, nr 3, p. 178

Discussed are papers selected from 46 presented in the frames of CIGRE Study Committee B4 – *DC systems and power electronics*. The object of interest of the Committee is now this extremely fast developing branch of knowledge in the whole world. This results from both the needs of dynamically developing renewable generation and the changes in the area of bulk power transmission on long distances heading for HVDC systems. These trends are reflected in the presented papers. Simultaneously there is seen the development of DC solutions in distribution networks and FACTS type systems on AC transmission lines. All these directions of interest are supported by new, innovative big power semiconductor elements also presented in the papers.

Keywords: DC systems and power electronics, development of DC solutions in distribution networks and FACTS type systems on AC transmission lines

Marcin LIZER

Protection and automation – Study Committee B5
Energetyka 2019, nr 3, p. 184

Actual activities of CIGRE B5 Committee are focused on functioning of protection systems for generating units and networks during the state of a threat to power system stability and also on the problem of extended communication in the systems of automation and network protection in the frames of the IEC 61850 standard. The authors of papers and members of plenary discussions emphasized the importance of coordination between settings and logics of protection systems operation at the time when the system is weakened or during its recovery after a power outage. Making use of simulation programs and recordings of e.g. regulation tests of generation units would be a great help for conducting analyses necessary to proper selection of protections and regulators settings. Strong emphasis is also on the work of distributed energy sources in such conditions. In many papers underlined is the importance of SCO (load-shedding protection), SPZ (automatic reclosing) and SPZ after SCO (automatic load restoration) automatics as well as the important role of functioning of power swing blocking on underimpedance and distance protections of generating units and transmission lines.

Słowa kluczowe: automatyka i zabezpieczenia, stany zagrożenia stabilności systemu elektroenergetycznego, programy symulacyjne, praca blokad kotłosaniowych zabezpieczeń podimpedancyjnych.

Maksymilian PRZYGRODZKI

Ekonomia i rozwój systemu elektroenergetycznego – Komitet Studiów C1

Energetyka 2019, nr 3, s. 188

Komitet Studiów C1 CIGRE ma na celu wspieranie tych, którym bliskie są zagadnienia planowania rozwoju systemów elektroenergetycznych na całym świecie, aby maksymalnie wykorzystać zmiany paradygmatu systemu elektroenergetycznego spowodowane szybką ewolucją struktur wytwórczych i potrzeb ekonomii, reagonowaniem na zmiany zapotrzebowania, technologiami informacyjno-komunikacyjnymi oraz ramami i oczekiwaniami społecznymi, środowiskowymi i regulacyjnymi. Zagadnienia te znalazły odbicie w tematach wiodących (preferowanych) sesji CIGRE w 2018 roku. Tematy te dotyczyły roli czynników społecznych i transparentności podejmowanych decyzji inwestycyjnych, wpływu czynników zewnętrznych na zarządzanie majątkiem sieciowym oraz skoordynowanego planowania pomiędzy operatorami wszystkich poziomów napięć. W wyróżnionych tematach wygłoszono łącznie 38 referatów. Wspólnym mianownikiem tych referatów są spostrzeżenia w zakresie propozycji rozwiązań problematyki: integracji sieci HVDC z głównym systemem przesyłowym, ewolucji metodyki planowania i narzędzi oceny inwestycji sieciowych, zrównoważonego rozwoju i ekonomiki systemu elektroenergetycznego; likwidacji barier instytucjonalnych w celu uzyskania jeszcze większej efektywności wzajemnego łączenia systemów; potrzeby wzmocnienia pozycji i czerpania korzyści z angażowania zainteresowanych stron w proces planowania oraz współdziałania obszarów przesyłu i dystrybucji w celu tworzenia sieci przyszłości.

Słowa kluczowe: planowanie rozwoju systemów elektroenergetycznych na całym świecie, zarządzanie majątkiem sieciowym, skoordynowane planowanie pomiędzy operatorami wszystkich poziomów napięć

Jacek JEMIELITY

Sterowanie i prowadzenie ruchu systemu elektroenergetycznego – Komitet Studiów C2

Energetyka 2019, nr 3, s. 197

Prezentowano wybór referatów dotyczących kluczowych zagadnień leżących w zakresie zainteresowania Komitetu Studiów C2, zajmującego się sterowaniem i prowadzeniem ruchu systemu elektroenergetycznego. Zakres ten jest niezwykle szeroki. Przede wszystkim dotyczy zagadnień rozwoju narzędzi wspomagających w czasie rzeczywistym pracę personelu w punkcie dyspozytorskim oraz rozwoju współpracy operatorów systemów przesyłowych między sobą i z operatorami systemów dystrybucyjnych. Niezwykle istotne z punktu widzenia ruchu systemu są efekty rosnącego udziału odnawialnych źródeł energii (OZE) w globalnej produkcji energii, a więc problemy z prognozowaniem generacji odnawialnej i niwelowaniem skutków jej dużej zmienności. Rozwój OZE powoduje liczne zmiany w systemie, jak zmniejszająca się inercja i kwestie utrzymania stabilnej częstotliwości oraz z zmiany dotyczące systemu dystrybucyjnego, który obecnie jest obszarem sieci odpowiedzialnym za rosnącą część produkcji energii. To wymusza zmiany w relacjach pomiędzy operatorami systemu przesyłowego i dystrybucyjnego, które wymagają większego poziomu współpracy i koordynacji, np. w trakcie odbudowy systemu po awarii. Liczne z prezentowanych referatów dotyczą wykorzystania nowych technologii, jak: zastosowanie bateryjnych magazynów energii, urządzeń pomiaru fazy synchronicznych, możliwości świadczenia usług systemowych w zakresie regulacji częstotliwości, regulacji napięcia czy likwidacji przeciążeń przez źródła wiatrowe i fotowoltaiczne.

Słowa kluczowe: sterowanie w czasie rzeczywistym, infrastruktura punktu dyspozytorskiego, planowanie operacyjne, usługi systemowe

Keywords: automatics and protections, state of a threat to power system stability, simulation programs, functioning of underimpedance protection power swing blocking

Maksymilian PRZYGRODZKI

Power system development and economics – Study Committee C1

Energetyka 2019, nr 3, p. 188

The C1 CIGRE Study Committee supports activities in the field of planning power systems development around the world to make the most of power systems paradigm shift caused by the rapid evolution of productive structures and economic needs, response to demand changes, information and communication technologies and frameworks of social, environmental and regulatory expectations. These issues were reflected in the preferred topics of the CIGRE sessions in 2018. These topics concerned the role of social factors and transparency of investment decisions made (topic 1), the impact of external factors on management of network assets (topic 2) and coordinated planning between operators of all voltage levels (topic 3). In the selected topics total of 38 papers were delivered. The common denominator of the papers presented in 2018 at the CIGRE C1 Session are the observations on proposals to solve the following problems: integration of the HVDC network with the main transmission system; evolution of planning methodology and assessment of network investment tools, sustainable development and economics of a power system; elimination of institutional barriers in order to achieve even greater efficiency in the interconnection of systems; need to strengthen the position and benefit from engaging stakeholders in the planning process as well as cooperation of transmission and distribution areas in creation of the common future network.

Keywords: planning of power systems development around the world, management of network assets, coordinated planning between operators of all voltage levels

Jacek JEMIELITY

System Operation and Control – Study Committee C2

Energetyka 2019, nr 3, p. 197

Presented is selection of papers relating to the key issues in the area of interest of Study Committee C2 dealing with system operation and control. The area is extremely wide and first of all concerns the problems of development of tools supporting in the real time the work of personnel in a control center as well as the development of cooperation of TSOs between one another and with DSOs. Extremely important, from the point of view of running a system, are the effects of the increasing participation of RES in the global energy production i.e. the problems connected with renewable generation forecasting and offsetting the effects of its high volatility. RES advancement causes numerous system changes like decreasing inertia and issues relating to maintaining of stable frequency as well as changes concerning distribution systems which are now this area of networks that is responsible for the growing part of energy production. This, in turn, forces changes in relations between TSOs and DSOs that need a greater degree of cooperation and coordination e.g. during a system restoration after an outage. Many of the presented papers refer to deployment of new technologies like application of battery energy storages, synchronous phasor measurement units or possibility to provide system services in the range of frequency and voltage control as well as elimination of overloads caused by wind and PV sources.

Keywords: real time control, control center infrastructure, operational planning, system services

Wojciech LUBICKI

Oddziaływanie środowiskowe systemów elektroenergetycznych – Komitet Studiów C3

Energetyka 2019, nr 3, s. 216

Komitet CIGRE C3 – *Oddziaływanie środowiskowe systemów elektroenergetycznych* – w trakcie sesji generalnej w Paryżu w 2018 roku ukierunkował dyskusję aspektów środowiskowych wokół trzech preferowanych tematów: oceny efektywności działań podejmowanych w zakresie ochrony środowiska, minimalizacji wpływu na krajobraz w celu zwiększenia publicznej akceptacji budowy nowych obiektów elektroenergetycznych oraz technicznych i środowiskowych zagadnień linii napowietrznych. W artykule wymieniono m. in. nowe sposoby zwiększające widoczność linii dla ptaków lub ostrzegające ptaki przed liniami, stanowisko dotyczące oddziaływania pola elektromagnetycznego na człowieka, propozycje innowacyjnych konstrukcji słupów, które mogą być bardziej akceptowalne społecznie niż konstrukcje tradycyjne oraz nowe techniki kamuflażu linii. Wydaje się, że wspomniane rozwiązania mogłyby zostać przeniesione na warunki krajowe.

Słowa kluczowe: CIGRE, oddziaływanie środowiskowe systemów elektroenergetycznych, wpływ wizualny linii napowietrznych, ochrona krajobrazu, innowacyjne konstrukcje słupów

Piotr RZEPKA

Wydajność techniczna systemów elektroenergetycznych – Komitet Studiów C4

Energetyka 2019, nr 3, s. 222

Zakres działalności Komitetu Studiów C4 – *Wydajność techniczna systemów elektroenergetycznych* – obejmuje różnorodne kwestie techniczne związane z wydajnością pracy systemu elektroenergetycznego (SEE). W ujęciu ogólnym obszar jego działania dotyczy metod i narzędzi do analiz pracy SEE, które mają zastosowanie w badaniach stanów dynamicznych i przejściowych oddziaływań występujących między urządzeniami, podsystemami, dużymi SEE, a także wewnątrz i zewnętrznych zakłóceń, np. wyładowań atmosferycznych. Cechą charakterystyczną Komitetu Studiów C4 jest szeroki zakres analizowanych zjawisk w różnych przedziałach czasowych, w tym obejmujący również analizy zjawisk elektromagnetycznych i falowych. Podstawowymi tematycznymi obszarami aktywności Komitetu Studiów C4 były: jakość energii elektrycznej, kompatybilność elektromagnetyczna, dynamika pracy systemów elektroenergetycznych, wyładowania atmosferyczne oraz koordynacja izolacji.

Słowa kluczowe: systemy elektroenergetyczne, wydajność techniczna, jakość energii elektrycznej, kompatybilność elektromagnetyczna, analizy zjawisk elektromagnetycznych i falowych

Maciej JANOWSKI, Konrad PURCHAŁA

Rynki energii elektrycznej i regulacja – Komitet Studiów C5

Energetyka 2019, nr 3, s. 233

Zagadnienia dyskutowane podczas sesji poświęconej rynkom energii zostały podzielone na trzy tematy przewodnie: konieczność zmiany modeli biznesowych i regulacyjnych, wynikająca z rosnącą rolą generacji rozproszonej, możliwości magazynowania energii oraz znaczenia usług zarządzania popytem; wpływ polityki klimatycznej na funkcjonowanie rynków energii oraz rynki lokalne lub mikro sieci oraz ich relacje z hurtowym rynkiem energii elektrycznej. W obliczu dynamicznie rozwijającego się obszaru odnawialnych źródeł energii (OZE), magazynów energii, usług zarządzania popytem DSR i szeroko rozumianej transformacji energetycznej, potrzebne są rozwiązania rynkowe, które wspomogą funkcjonowanie systemów elektroenergetycznych na świecie. Mimo różnego stopnia rozwoju rynków w wielu krajach wskazywane są podobne problemy i wyzwania. Wydaje się, że redefinicja obowiązującego modelu rynku będzie niezbędna. W dalszych horyzontach czasowych, technologia magazynowania energii i jej udoskonalenie może stanowić tzw. game changer na rynku energii, szczególnie w kontekście funkcjonowania i integracji OZE.

Słowa kluczowe: rynki energii elektrycznej, integracja OZE, sterowanie popytem

Wojciech LUBICKI

Power system environmental performance – Study Committee C3

Energetyka 2019, nr 3, p. 216

CIGRE C3 Committee – *Power system environmental performance* – during the Paris 2018 general session directed the discussion of environmental aspects towards three preferred topics which were the efficiency assessment of activities undertaken in the range of environmental protection, minimisation of the impact on landscape with the aim to increase public acceptance of building new power facilities as well as technical and environmental problems concerning overhead powerlines. Mentioned are new methods increasing visibility of the lines for birds and warning birds of the lines, attitude to the influence of electromagnetic field on humans, proposals regarding innovative construction of power line pillars that may be more socially acceptable than the traditional constructions and new line camouflage technologies. It seems that the mentioned solutions could be transferred and applied in our circumstances.

Keywords: CIGRE, power system environmental performance, visual impact of overhead power lines, landscape protection, innovative construction of power line pillars

Piotr RZEPKA

Power System Technical Performance – Study Committee C4

Energetyka 2019, nr 3, p. 222

The range of the Study Committee C4 activity – *Power System Technical Performance* – covers various technical issues connected with operating efficiency of power systems. Generally, in the area of its interest there are methods and tools for analyses of power systems operation which are applicable in the research of dynamic and transient states of interactions between equipment, subsystems and big power systems as well as internal and external interferences like atmospheric discharges. The characteristic feature of the SC C4 is a wide range of analysed phenomena in different time periods including also the analyses of the electromagnetic and waveform ones. Basic thematic areas of the SC C4 were: electric energy quality, electromagnetic compatibility, dynamics of power systems operation, atmospheric discharges and insulation coordination.

Keywords: power systems, technical efficiency, electric energy quality, electromagnetic compatibility, analyses of electromagnetic and waveform phenomena

Maciej JANOWSKI, Konrad PURCHAŁA

Electricity markets and regulation – Study Committee C5

Energetyka 2019, nr 3, p. 233

Issues discussed during the session dedicated to energy markets were divided into three leading themes: necessity of making changes in business and regulation models resulting from the growing role of distributed generation, possibilities of energy storage and importance of the demand side response; influence of climate policy on functioning of energy markets as well as local markets and microgrids and their relationships with the wholesale electric energy market. In the face of dynamically developing area of RES, energy stores, demand side response DSR and broadly defined energy transformation there is a need for such market solutions that will support functioning of power systems in the world. Despite varying degrees of markets development in many countries shown are similar problems and challenges. It seems that redefining of the currently in force market model will be necessary. In further time horizons the energy storage technology and its improvement may become the so-called „game changer” in the energy market especially in the context of RES functioning and its integration.

Keywords: electric energy markets, RES integration, DSR

Andrzej KĄKOL

Rozproszone źródła energii i aktywne sieci rozdzielcze – Komitet Studiów C6

Energetyka 2019, nr 3, s. 239

W artykule przedstawiono tematy obecne na 47. sesji CIGRE w roku 2018. Obszar zainteresowań komitetu C6 jest obszerny. Podczas sesji został ograniczony do trzech tematów preferowanych: uelastycznienia sieci, wykorzystania magazynów i elektryfikacji. Dwa pierwsze są wzajemnie powiązane, ponieważ magazyny energii to obecnie główny element wykorzystywany w elastycznych sieciach. Ostatni temat to elektryfikacja, która obecnie ma inną postać niż ta, która miała miejsce na terenach Polski. W tej chwili do elektryfikacji wykorzystywane są odnawialne źródła energii, a rola generatorów synchronicznych jest ograniczona. Warto dodać, że rozwój generacji odnawialnej zdaje się nie mieć ograniczeń, czego przykładem są instalacje fotowoltaiczne również za kołem podbiegunowym. Nazwa Komitetu C6 została zmieniona w 2018 r. Zmiana polegała na dodaniu przymiotnika aktywny do wcześniejszej nazwy, a Komitet C6 nosi nazwę: Aktywne systemy dystrybucji i rozproszone źródła wytwórcze (ang.: *Active distribution systems and distributed energy resources*), przy czym przymiotnik aktywny odnosi się zarówno do systemów dystrybucyjnych jak i do źródeł wytwórczych.

Słowa kluczowe: systemy dystrybucji, rozproszone źródła wytwórcze, elektryfikacja

Marek FLORKOWSKI

Materiały i nowoczesne techniki badawcze – Komitet Studiów D1

Energetyka 2019, nr 3, s. 246

Problematyka Komitetu Studiów D1 skupia się wokół monitorowania rozwoju nowych materiałów elektrotechnicznych i nowoczesnych technik badawczych. Przedstawiono referaty z trzech preferowanych tematów. Pierwsza grupa omawiała układy izolacyjne HVDC (*High Voltage Direct Current*) z uwzględnieniem metod pomiarowych dla weryfikacji symulacji pola elektrycznego, nowej diagnostyki dla serwisu oraz doświadczeń i nowych wymagań dla procedur testowych i standardów. Cykl artykułów omawiał również zjawiska dotyczące ładunku przestrzennego oraz powierzchniowego w izolacji żywiczonej rozdzielnic HVDC. Drugi zakres obejmował nowe materiały i starzenie, szczególnie skupiając się na narażeniach pochodzących np. z urządzeń energoelektronicznych, materiałach pracujących przy wyższych narażeniach środowiskowych, a także materiałach pozwalających na mniejsze wymiarowanie urządzeń w aspekcie środowiskowym. W tym kontekście przedstawiono wyniki badań gazów alternatywnych w zastosowaniach średnionapięciowych w odniesieniu także do toksyczności ich produktów rozpadu oraz uwarunkowań bezpieczeństwa pracy. Trzecia grupa tematyczna poświęcona była testowaniu, monitorowaniu i diagnostyce, przy czym skupiono się na doświadczeniach i zaletach stosowania systemów monitoringowych, niezawodności urządzeń oraz systemów diagnostycznych. Metody diagnostyczne układów izolacyjnych oparte na pomiarach wylądowań niezupełnych są ciągle jednym z najważniejszych narzędzi zarówno w badaniach laboratoryjnych jak i pracach na obiektach rzeczywistych w eksploatacji. Dotyczy to także rozdzielnic GIS (*Gas Insulated Systems*), gdzie główny nacisk jest położony obecnie na metody UHF (*Ultra High Frequency*) oraz aspekt częstotliwościowy, tzn. wybór pasma detekcyjnego oraz tłumienie zakłóceń.

Słowa kluczowe: układy izolacyjne HVDC, nowe techniki badawcze, narzędzia diagnostyczne, nowe materiały elektrotechniczne

Tomasz SZUDEJKO

Systemy informatyczne i telekomunikacja – Komitet Studiów D2

Energetyka 2019, nr 3, s. 251

Omówiono referaty dotyczące systemów teleinformatycznych i telekomunikacyjnych w sektorze elektroenergetycznym, zaprezentowane w trzech tematach wiodących: możliwości i wyzwania rozwiązań teleinformatycznych w obszarze mikrosieci i rozproszonych źródeł wytwórczych; wirtualizacja: rozwiązania aplikacyjne, sieciowe

Andrzej KĄKOL

Active distribution systems and distributed energy resources – Study Committee C6

Energetyka 2019, nr 3, p. 239

Described are issues presented on the 47th CIGRE session in 2018. The area of interest of the Study Committee C6 is vast, but during the session it was limited to three preferred themes: making networks more flexible, utilization of storages and electrification. The two first ones are interconnected as energy storage facilities are now the main element used in flexible networks. The third and the last theme is electrification which looks differently to that one which took place in Poland. At present, the renewable energy sources are used for electrification and the role of synchronic generators is limited. It is worth adding that renewable generation development seems to have no limitations as exemplified by PV installations in the Arctic Circle. Attention should also be drawn to the fact that in 2018 there was a change in the name of the Committee C6. The change consisted in adding the adjective „active” to the previous name so the Committee C6 is now called “*Active distribution systems and distributed energy resources*” where this adjective refers both to distribution systems and to generation sources.

Keywords: distribution systems, distributed energy sources, electrification

Marek FLORKOWSKI

Materials and Emerging Test Techniques – Study Committee D1

Energetyka 2019, nr 3, p. 246

Issues that the Study Committee D1 deals with focus on monitoring the development of new electrotechnical materials and modern research techniques. Presented were papers in three preferred themes. The first group discussed HVDC insulation systems taking into account measurement methods for verification of electric field simulation, new diagnostics for service as well as experience and new requirements needed for test procedures and standards. A series of articles also related to phenomena concerning space and surface charges in resin insulation of HVDC switchgears. The second range covered new materials and problems of ageing with special focus on hazards coming from e.g. power electronics equipment, materials exposed to bigger environmental hazards and also on materials allowing smaller sizing of equipment in the environmental aspect. In this context presented were results of tests of gases alternative in medium voltage applications in relation also to their degradation products toxicity and safety of work considerations. The third subject group was dedicated to testing, monitoring and diagnostics, focusing particularly on experience and advantages of using monitoring systems as well as equipment and diagnostic systems reliability. Diagnostic methods of insulation systems based on measurements of partial discharges are still one of the most important tools both in laboratory testing and in measurements conducted on real objects under operation. This refers also to GIS switchgears where the emphasis is put on UHF methods and the frequency aspect i.e. on selection of a detection band and interference suppression.

Keywords: HVDC insulation systems, new research techniques, diagnostic tools, new electrotechnical materials

Tomasz SZUDEJKO

Information Systems and Telecommunication – Study Committee D2

Energetyka 2019, nr 3, p. 251

During the Study Committee D2 session discussed were papers concerning application of ICT systems in the power sector. They were presented in three leading groups: opportunities and challenges for ICT solutions applied to microgrids and DERs; virtualization; application, networks and equipment solutions as well as

i sprzętowe oraz zapewnienie niezawodności szybko zmieniającej się infrastruktury ICT. Przedstawiono rozwiązania telekomunikacyjne w zakresie zdalnego zarządzania i monitorowania rozproszonych źródeł wytwórczych, sposoby ich zdalnego sterowania i monitorowania oraz standardy, kompatybilność i cyberbezpieczeństwo rozwiązań. Uwagę poświęcono również wdrożeniu systemu wirtualizacji w infrastrukturze stacji elektroenergetycznej oraz zagadnieniom związanym z gromadzeniem i przetwarzaniem big data jako metody poprawy zarządzania, bezpieczeństwa i wydajności kosztowej rozproszonej infrastruktury sprzętowo-aplikacyjnej. Zaprezentowano wizję wykorzystania teleinformatyki na potrzeby sieci elektroenergetycznej przyszłości.

Słowa kluczowe: systemy informatyczne i telekomunikacja, nowe techniki w teleinformatyce, big data, bezpieczeństwo cybernetyczne, wirtualizacja w infrastrukturze stacji

ensuring reliability of the quick changing ICT infrastructure. Presented were telecommunication solutions in the range of remote management and monitoring of DERs, methods of their remote control and monitoring as well as standards, compatibility and cyber-security of the solutions. Attention was also paid to a virtualisation system implementation into a power substation infrastructure and the problems connected with collection and processing of big data as the method to improve the management, security and cost efficiency of the distributed equipment and application infrastructure. Presented were visions regarding application of ICT in power networks of the future.

Keywords: information systems and telecommunication, new technologies in ICT, big data, cyber security, substation infrastructure virtualisation

www.energetyka.eu

Wortal

- ☆ nowości z branży
- 🗨️ porady specjalistów
- 📰 przegląd prasy branżowej
- 📖 katalogi firm i producentów
- 🏢 opisy urzędzeń i podzespołów
- 📅 kalendarium ważnych wydarzeń
- 🌐 słownik techniczny polsko-angielski



Praktyczne szkolenia

Programowanie sterowników
PLC Siemens S7-1200
oraz PLC Omron



energoelektronika.pl

Seminaria techniczne

Regionalne seminaria/szkolenia
dla Służb Utrzymania Ruchu

17.01.2019	Zamość	edycja 66
14.02.2019	Ciechanów	edycja 67
07.03.2019	Katowice	edycja XI 🚫
04.04.2019	Rzeszów	edycja 68
09.05.2019	Siedlce <small>przemysł spożywczy</small>	edycja 69
23.05.2019	Rumia	edycja 70
06.06.2019	Piła	edycja 71
11.09.2019	Elk	edycja 72
17.10.2019	Kielce	edycja 73
28.11.2019	Wałbrzych	edycja 74
12.12.2019	Gdańsk	edycja XII 🚫

☎ (+48) 22 70 35 290

☎ (+48) 22 70 35 101

✉ marketing@energoelektronika.pl

🌐 www.energoelektronika.pl

Newsletter

11.000 odbiorców



Drukowany biuletyn branżowy



Sławomir Samek
Przewodniczący PKWSE
Marcin Lizer
Sekretarz PKWSE

Działalność CIGRE i PKWSE 47. Sesja CIGRE 2018

Activity of CIGRE and PKWSE 47th CIGRE Session 2018

Podstawowe informacje o CIGRE i PKWSE

Stowarzyszenie CIGRE (fr. *Conseil International des Grands Réseaux Électriques*) jest największą na świecie organizacją zrzeszającą ludzi i instytucje związane z funkcjonowaniem systemów elektroenergetycznych. Stowarzyszenie zostało powołane w 1921 roku, w Paryżu, jako platforma do współpracy i wymiany informacji o projektowaniu, budowie i eksploatacji sieci elektrycznych. Polska była w grupie krajów założycieli CIGRE. Obecnie członkami indywidualnymi CIGRE są specjaliści z ponad 90 krajów, a członkami zbiorowymi 1250 organizacji i firm, funkcjonujących

w obszarze elektroenergetyki. W krajach członkowskich CIGRE działa poprzez Komitety Narodowe, których obecnie jest 59. Liczba ta wynika z faktu, że istnieją Komitety integrujące więcej niż jeden kraj. Przykładem może być współpraca Czech i Słowacji w ramach jednego Komitetu Narodowego.

Komitety Narodowe CIGRE w Polsce funkcjonuje jako Polski Komitet Wielkich Sieci Elektrycznych (PKWSE) i zrzesza 111 członków indywidualnych oraz 7 instytucjonalnych. Funkcją koordynatora pracy PKWSE pełni Rada Zarządzająca. W tabeli 1 podano jej skład.

Więcej informacji o CIGRE i PKWSE można znaleźć na stronach internetowych, odpowiednio www.cigre.org i www.cigre.pl.

niczeń dzielić się swoimi doświadczeniami ze wszystkimi, dla których może to być przydatne. Ze względu na coraz bardziej złożony charakter funkcjonowania sieci i systemów elektroenergetycznych CIGRE grupuje aktywność swoich członków wokół zagadnień przypisanych wyspecjalizowanym Komitetom Studiów. Wykaz tych Komitetów podano w tabeli 2. W tabeli zestawiono również nazwiska przedstawicieli PKWSE w poszczególnych Komitetach. Dla wszystkich zainteresowanych uzyskaniem dodatkowych informacji o możliwości nawiązania kontaktu z wymienionymi obszarami aktywności, przedstawiciele PKWSE pełnią funkcję łącznika i są otwarci na każdą formę kontaktu.

Z danych zamieszczonych w tabeli 2 wynika, że Polska należy do grupy krajów, które poprzez swoich przedstawicieli działają we wszystkich Komitetach Studiów. Daje nam to możliwość stałego dostępu do bieżących informacji obejmujących tematykę związaną z urządzeniami elektroenergetycznymi, jak generatory i transformatory, aparaturą wysokiego napięcia, urządzeniami do kontroli, automatyki i zabezpieczeń, stacjami i liniami wysokiego napięcia, materiałami elektrotechnicznymi, nowymi technologiami, funkcjonowaniem rynków energii oraz zagadnieniami ochrony środowiska w kontekście oddziaływania na otoczenie elementów sieci elektrycznych.

Tabela 1

Skład Rady Zarządzającej PKWSE

Imię i Nazwisko	Funkcja
Sławomir SAMEK	przewodniczący
Krzysztof MADAJEWSKI	wiceprzewodniczący
Marcin LIZER	sekretarz
Marek FLORKOWSKI	członek
Andrzej KACZMAREK	członek
Wojciech LUBICKI	członek
Jan PIOTROWSKI	członek
Aleksandra RAKOWSKA	członek
Jacek WAŃKOWICZ	członek
Paweł WARCZYŃSKI	członek

Cele i formy działania CIGRE i PKWSE

Podstawowym celem aktywności CIGRE i PKWSE jest stwarzanie warunków do nieskrępowanej wymiany wiedzy technicznej z zakresu pracy systemów elektroenergetycznych, pomiędzy ekspertami i specjalistami z jak największej liczby krajów. Specyfiką CIGRE jest to, że wszyscy członkowie Stowarzyszenia starają się działać w taki sposób, aby bez ogra-

Tabela 2

Przedstawiciele PKWSE w Komitetach Studiów

Oznaczenie Komitetu	Nazwa Komitetu Studiów	Przedstawiciel PKWSE w kadencji 2018-2020
A1	Elektryczne maszyny wirujące	Dariusz Gurazdowski
A2	Transformatory i dławiki	Piotr Mański
A3	Aparatura dla sieci przesyłowych i rozdzielczych	Ewa Wiśniewska
B1	Kable	Aleksandra Rakowska
B2	Linie napowietrzne	Krzysztof Lenarczyk
B3	Stacje i instalacje elektryczne	Sławomir Samek
B4	Energoelektronika i systemy DC	Krzysztof Madajewski
B5	Automatyka i zabezpieczenia	Marcin Lizer
C1	Ekonomia i rozwój systemów elektroenergetycznych	Maksymilian Przygodzki
C2	Sterowanie i praca systemów elektroenergetycznych	Jacek Jemielity
C3	Oddziaływanie środowiskowe systemów elektroenergetycznych	Wojciech Lubicki
C4	Wydajność techniczna systemów elektroenergetycznych	Piotr Rzepka
C5	Rynki energii elektrycznej i regulacja	Konrad Purchała
C6	Rozproszone źródła energii i aktywne sieci rozdzielcze	Andrzej Kąkol
D1	Materiały i nowoczesne techniki badawcze	Marek Florkowski
D2	Systemy informatyczne i telekomunikacja	Tomasz Szudejko

Warto także zauważyć, że współczesne CIGRE nie tylko, tak jak to miało miejsce w przeszłości, koncentruje się na przesyłach i dystrybucji na najwyższym poziomie napięć, ale także zajmuje się elektroenergetyką dystrybucyjną i realizującymi jej potrzeby sieciami średniego i niskiego napięcia. W tym miejscu należy dodać, że podstawową formą wymiany poglądów o charakterze merytorycznym i miejscem tworzenia opracowań przeznaczonych dla szerokiego kręgu odbiorców są Grupy Robocze funkcjonujące w ramach i pod patronatem poszczególnych Komitetów Studiów.

Gdybyśmy chcieli w sposób maksymalnie zwięzły i syntetyczny zaprezentować CIGRE dnia dzisiejszego, to z całą pewnością należałoby wymienić następujące zagadnienia charakteryzujące działalność Stowarzyszenia:

- kreowanie i utrzymywanie w ciągłej aktywności klimatu współpracy umożliwiającego podnoszenie na coraz wyższy poziom wzajemnych kontaktów ludzi i organizacji operujących w świecie elektroenergetyki,
- aranżowanie i promowanie wymiany informacji z zakresu techniki, technologii i organizacji pracy systemów elektroenergetycznych,

- wspieranie instytucji normalizacyjnych w tworzeniu jak najlepszych wymagań dla elementów składowych systemu elektroenergetycznego,
- przygotowywanie międzynarodowych spotkań będących płaszczyzną do nieskrępowanej wymiany poglądów o zagadnieniach najistotniejszych dla niezawodnego funkcjonowania elektroenergetyki.

Podstawowe formy aktywności CIGRE wymieniono poniżej.

1. Sesje Plenarne, odbywające się co dwa lata w Paryżu w ostatnim tygodniu sierpnia. Spotkania te mają formę konferencji, podczas której prezentowane i omawiane są referaty techniczne dotyczące zagadnień podejmowanych przez każdy z Komitetów Studiów. Spotkaniu towarzyszy wystawa techniczna prezentująca najnowsze propozycje, zarówno producentów urządzeń jak i wszelkiego rodzaju narzędzi wsparcia.
2. Sympozja tematyczne, organizowane najczęściej przez grupę Komitetów Studiów i poświęcone wybranym zagadnieniom z obszaru działania tych Komitetów.

3. Tutoriale, mające charakter swego rodzaju szkoleń przybliżających najnowsze dokonania Grup Roboczych.
4. Kolokwia, wydarzenia dedykowane wybranej tematyce, mieszczącej się w ramach codziennej aktywności pojedynczego Komitetu Studiów.
5. Inne wydarzenia, którym z racji wagi podejmowanych zagadnień CIGRE udziela swojego patronatu.

Wykaz planowanych w najbliższym czasie wydarzeń można znaleźć na przywołanych wcześniej stronach internetowych. Z całą pewnością będą tam spotkania i konferencje, które powinny dać odpowiedź na cały szereg nurtujących obecnie elektroenergetyków problemów. Niech zatem będzie to zachętą do zapoznania się z ofertą i podjęcia decyzji o ewentualnym udziale w którymś z proponowanych wydarzeń. W przypadku potrzeby uzyskania informacji uzupełniających można się kontaktować z PKWSE.

Sesja 2018

47. Sesja Plenarna CIGRE odbyła się w Paryżu w dniach 26-31 sierpnia 2018 roku. W Sesji wzięło udział 3756 delegatów, w tym 41 z Polski. Przytoczona liczba jest większa, w stosunku do poprzedniej Sesji, z roku 2016, o ponad 16%. Świadczy to z całą pewnością o postrzeganiu CIGRE jako lidera wśród organizacji pracujących i tworzących na rzecz szeroko rozumianej elektroenergetyki. CIGRE, zwłaszcza po ostatnich decyzjach związanych z orientacją także na obszar dystrybucji, gwarantuje kompleksowe spojrzenie na wszystkie zagadnienia związane z zespołem procesów od wytworzenia energii elektrycznej, aż do jej dostarczenia do klienta końcowego.

Ceremonia otwarcia, jak jest to już w zwyczaju, została połączona z wykładem wprowadzającym, tym razem wygłoszonym przez Panią Audrey Zibelman, Dyrektora Zarządzającą AEMO (Australian Energy Market Operator). Wykład nosił tytuł *Nawigowanie przejściem do czwartej rewolucji*, a prezentacja, która mu towarzyszyła jest dostępna na stronie internetowej CIGRE.

Kolejne dni koncentrowały się już całkowicie na zagadnieniach technicznych i metodach zarządzania w świecie elektroenergetyki, a otworzyły je warsztaty prezentujące duże zakłócenia podzielone na zakłócenia rynkowe i zakłócenia systemowe. Zaprezentowane podczas warsztatów prelekcje dotyczyły następujących zagadnień:

- 1) wirtualne transakcje na rynku energii,
- 2) niepewność kontraktów długoterminowych przy wymaganej dużej elastyczności,
- 3) zarządzanie siecią w sytuacjach krytycznych,
- 4) blackout w południowej Australii w dniu 26 września 2016 roku,
- 5) narodowy rynek energii – wpływ zmian w miksie energetycznym,
- 6) huragan Irma i Harvey w roku 2017,
- 7) blackout w Brazylii w dniu 21 marca 2018 roku.

Następnie przyszedł czas na Sesję Techniczną poszczególnych Komitetów Studiów. Jest to wydarzenie o największej skali i skupiające największą liczbę uczestników zainteresowanych poszerzeniem wiedzy z zakresu szeroko rozumianej elektroenergetyki.

Mając na uwadze znaczenie tej części Sesji CIGRE i korzystając z gościnnych łamów *Energetyki* chcielibyśmy przybliżyć Czytelnikom omawiane zagadnienia. Tak postawiony cel jest realizowany poprzez artykuły wprowadzające w tematykę zaprezentowaną podczas Sesji Technicznych, przez każdy z Komitetów Studiów. Autorami artykułów są przedstawiciele PKWSE w poszczególnych Komitetach. Mamy na-

dzieję, że lektura tego numeru *Energetyki* zachęci do sięgnięcia po pełne teksty referatów przygotowanych na ubiegłoroczną Sesję. Dostęp do nich można uzyskać poprzez stronę www.e-cigre.org.

To co niewątpliwie wyróżniało Sesję 2018 od wszystkich dotychczasowych to przede wszystkim wydarzenie określone jako *CEO Event*. Za pośrednictwem Komitetów Narodowych zaproszono na wspólne spotkanie osoby zarządzające firmami energetycznymi z poszczególnych krajów w celu przedyskutowania ich oczekiwań względem CIGRE. W spotkaniu uczestniczyło ponad 100 osób, w tym przedstawiciele z Polski. Reprezentowanymi firmami były *Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA* i *PGE Polska Grupa Energetyczna SA*. Prawie trzy godziny dyskusji pokazały najistotniejsze potrzeby ludzi i firm, dla których CIGRE może być partnerem we wskazywaniu kierunków krótko- i długookresowego rozwoju. Zebrane w trakcie rozmów informacje wydają się na tyle interesujące, że w planach pojawia się kontynuowanie tej formy kontaktów z potencjalnymi odbiorcami rezultatów prac tworzonych w ramach CIGRE.

W trakcie trwania Sesji Plenarnej odnotowaliśmy także polskie akcenty. Jak już wcześniej wspomniano do udziału w Sesji 2018 zarejestrowało się 41 delegatów z naszego kraju. Podczas Sesji Technicznych Komitetów Studiów zostały zaprezentowane 4 referaty polskich autorów, zgłoszone za pośrednictwem PKWSE. Wykaz referatów i nazwiska autorów podano w tabeli 3.

Sesji towarzyszyła wystawa techniczna, na której swoje produkty i usługi prezentowało 302 wystawców. W tej grupie była także firma z Polski – *ZPE ZAPEL SA*

z Boguchwały. Mamy nadzieję, że producenci izolatorów obecność w Paryżu pozwoli pozyskać nowych kontrahentów i zawrzeć kolejne umowy na dostawę, znanych z wysokiej jakości, wyrobów.

Dlaczego CIGRE?

Jeżeli ktoś się zastanawia czy istnieją powody, dla których powinien być bliżej CIGRE, a może nawet rozważyć wstąpienie do Stowarzyszenia, powinien, w naszym najgłębszym przekonaniu, zapoznać się z omówieniem referatów z Sesji 2018, gdyż w ten sposób pozna szerokie spektrum aktywności CIGRE. Z całą pewnością lektura informacji przygotowanych przez przedstawicieli PKWSE w poszczególnych Komitetach Studiów pozwoli zauważyć, że żadna inna organizacja funkcjonująca w obszarze i na potrzeby elektroenergetyki nie dotyka tak wielu aspektów. CIGRE i przygotowane przez Stowarzyszenie publikacje są nam w stanie dostarczyć kompletu informacji niezbędnych do rozwiązywania wszelkich problemów, z jakimi możemy się zetknąć podczas codziennej aktywności zawodowej. Z dorobku CIGRE korzystają największe organizacje normalizacyjne, jak IEC (International Electrotechnical Commission) i IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers).

Nie bez znaczenia jest także atmosfera, jaka tworzą ludzie należący do CIGRE. Wzajemna życzliwość i gotowość pomocy w każdych warunkach sprawia, iż zwykło się mawiać, że CIGRE to coś zdecydowanie więcej niż tylko organizacja. Czasem nawet używa się określenia Rodzina CIGRE. Poprzez członkostwo w Stowarzyszeniu zyskuje się niepisane prawo do zasięgania opinii pojedynczych osób lub grup ekspertów w sprawach, których samodzielne rozwiązanie wydaje się zbyt trudne.

Wszystkim, którzy potrzebują nieco więcej informacji o CIGRE gorąco polecamy kontakt z PKWSE. Komplet danych do kontaktu można znaleźć na stronie internetowej www.cigre.pl.

Tabela 3

Wykaz referatów przygotowanych przez członków PKWSE

Komitet Studiów	Tytuł referatu	Autorzy
A2	Interpretation of the LF resonance in Frequency Response Analysis of transformer windings	J. Subocz, S. Banaszak, K.M. Gawrylczyk, M. Szrot, J. Płowucha
B3	Improved grid resilience and optimized power availability by use of fast deployable transformer and substation concepts	R. Szweczyk, J.-C. Duart, R. Marek
C1	Planning process of Polish transmission grid under non-deterministic conditions	W. Lubicki, M. Przygodzki
C6	MV grid curtailment reduction with grid flexible operations and limited control of the dispersed generation	M. Czerwonka, A. Kąkol, J. Smoter, M. Wilk

CIGRE

Elektryczne maszyny wirujące – Komitet Studiów A1

Rotating electrical machines – Study Committee A1

Komitet Maszyn Elektrycznych obejmuje swoim zakresem wszystkie maszyny wirujące służące do produkcji energii oraz silniki dużych mocy. W zakresie zainteresowań Komitetu znajduje się również rozwój materiałów i technologii, w tym technologii nadprzewodnikowej, która może mieć zastosowanie w maszynach elektrycznych. Zakres prac Komitetu to: badania, projektowanie, produkcja, eksploatacja, konserwacja, długoterminowa ocena maszyny oraz jej części składowych.

Pod względem technicznym sesja okazała się bardzo interesująca, zaakceptowane artykuły przedstawiono w trzech tematach wiodących (Preferential Subjects):

Temat 1: Zastosowanie maszyn elektrycznych w produkcji energii

- Rozwój konstrukcji o wyższej sprawności, koszty wytwarzania i problemy operacyjne.
- Wpływ awarii i zaburzeń sieci na strategię rozwoju konstrukcji i projektowania maszyn.
- Nowe trendy.

Temat 2: Zarządzanie żywotnością maszyn elektrycznych

- Retrofity, modernizacje, podniesienie mocy, wzrost sprawności – analiza ekonomiczna wpływu wymagań operatora sieci na decyzje związane z modernizacją maszyny.
- Kontrola, monitoring i diagnostyka.
- Najnowsze osiągnięcia w zakresie inspekcji z wykorzystaniem specjalistycznych robotów.

Temat 3: Rozwój maszyn elektrycznych wirujących i doświadczenie serwisowe

- Poprawa i rozwój konstrukcji w zakresie projektowania, produkcji, obsługi i konserwacji. Rozwój materiałów izolacyjnych, niezawodność systemów chłodzenia i łożysk.
- Wpływ specyfikacji klienta i wymagań operatora sieci na konstrukcję i koszty.
- Zmiany umożliwiające podniesienie mocy znamionowej dużych generatorów.

W zakresie Tematu 1 „Zastosowanie maszyn elektrycznych w produkcji energii” przyjęto 6 artykułów.

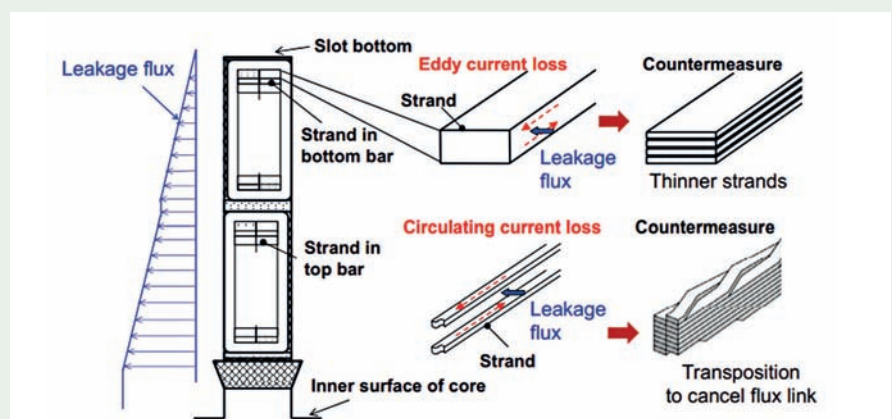
W obszarze Tematu 2 „Zarządzanie żywotnością maszyn elektrycznych” zaakceptowano do publikacji 10 artykułów.

W przypadku Tematu 3 „Rozwój maszyn elektrycznych wirujących i doświadczenie serwisowe” zaakceptowano 10 artykułów.

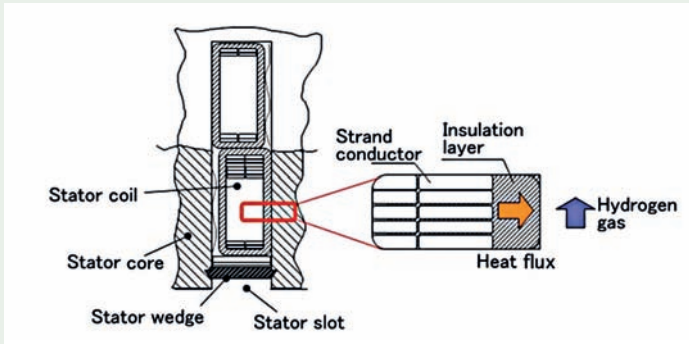
Rozwój technologii

Zauważalny na całym świecie rozwój energetyczny zarówno w obszarze wytwarzania, dystrybucji i transmisji pokazuje, że istnieje coraz większa potrzeba zapewnienia gwarancji niezawodności i bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, poprawy efektywności bloków energetycznych, jak również redukcji emisji CO₂. W związku z tym producenci generatorów pracują na wdrożeniu nowych technologii, które umożliwiają sprostanie tym wymaganiom i uzyskanie większej sprawności maszyn elektrycznych.

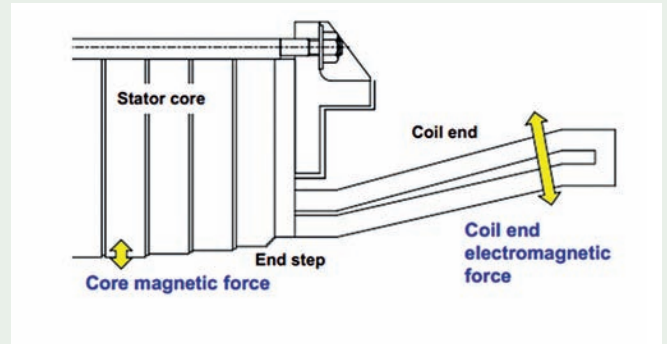
W odpowiedzi na potrzebę rynku firma *Mitsubishi Hitachi Power Systems, Ltd.* opracowała dwie technologie umożliwiające dalszy rozwój generatorów o pośrednim wodorowym systemie chłodzenia [25]. Pierwsza z nich związana jest z optymalizacją przewodów elementarnych (rys. 1) w pręcie stojana wraz z zastosowaniem



Rys. 1. Optymalizacja ułożenia przewodów elementarnych w pręcie stojana



Rys. 2. Przekrój poprzeczny pręta stojana



Rys. 3. Siła elektromagnetyczna w rdzeniu i strefie czołowej uzwojenia stojana

izolacji głównej (rys. 2) o wysokiej przewodności cieplnej w skrócie HHT (high heat transmission).

Umieszczenie przewodnika w niesymetrycznym ośrodku magnetycznym powoduje nierównomierny rozkład gęstości prądu. Zjawisko to może mieć charakter pozytywny, np. w indukcyjnych silnikach głębokożłobkowych, lub negatywny w prętach uzwojeń tworników maszyn dużych mocy, np. generatorach.

Negatywny charakter tego zjawiska widoczny jest w postaci:

- niepełnego wykorzystania przekroju przewodu,
- zwiększenia strat i zmniejszenia sprawności,
- nierównomiernego nagrzewania się uzwojenia.

Zjawisko to wywołane jest niejednakowym sprzężeniem magnetycznym warstw przewodnika od strumienia rozproszenia wzdłuż wysokości żłobka, który indukuje w tych warstwach napięcia różnej wartości. Są one źródłem prądów wirowych zamykających się w obrębie jednego boku uzwojenia. Dlatego w maszynach bardzo dużej mocy uzwojenia wykonuje się w postaci wiązki odizolowanych, równoległych przewodów połączonych skuwkami w strefie połączeń czołowych. Nie eliminuje to powstawania prądów cyrkulacyjnych zamykających się przez równoległe połączone przewody elementarne zwarte skuwkami. Prądy te można wyeliminować lub znacznie ograniczyć przez takie umieszczenie przewodów elementarnych uzwojenia, aby wszystkie znajdowały się w jednakowych warunkach magne-

tycznych, tak od strumienia głównego jak i strumienia rozproszenia, tzw. przeplecenie prętów opatentowane przez Roebela w 1912 roku. Przeplecenie przewodów elementarnych dokonywane jest w strefie żłobkowej oraz na czołowych odcinkach prętów.

Zastosowana technologia HHT zwiększa trzykrotnie przewodność cieplną izolacji głównej pręta względem konwencjonalnego systemu.

Kolejną technologią umożliwiającą podniesienie mocy generatora o pośrednim wodorowym systemie chłodzenia jest odpowiednia konstrukcja czoł. Opracowane rozwiązanie umożliwia redukcję drgań całego uzwojenia stojana.

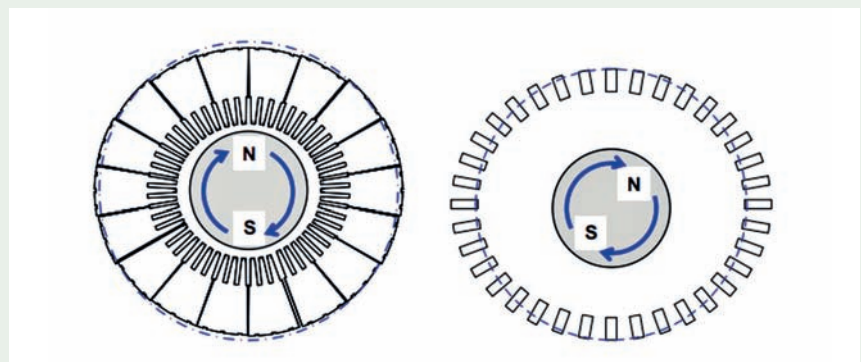
Jak pokazano na rysunku 3, drgania prętów uzwojenia stojana są wzbudzone przez siłę elektromagnetyczną indukowaną w dwóch obszarach: rdzeń stojana i strefa czołowa (rys. 3).

Wibracje w każdej części przedstawiono na rysunku 4. W przypadku maszyny

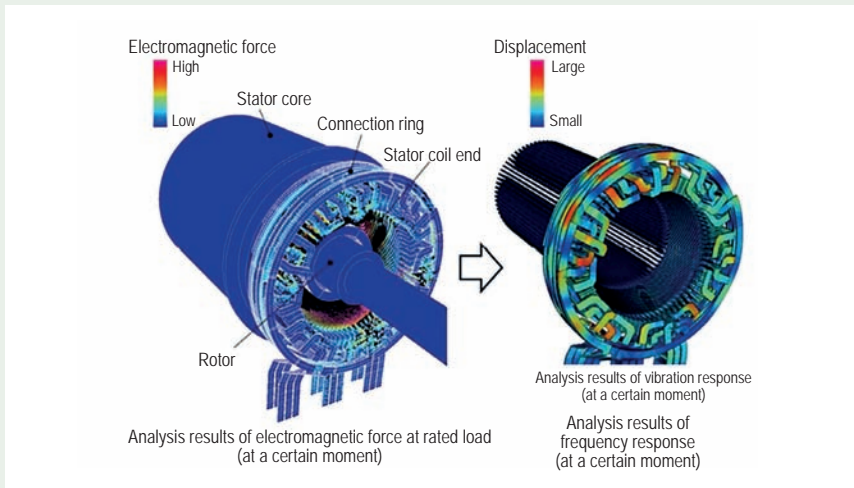
dwubiegunowej, rdzeń stojana jest zdeformowany eliptycznie w wyniku siły magnetycznej między biegunami wirnika i rdzeniem stojana. Ta eliptyczna deformacja obraca się wraz z wirnikiem maszyny. Koncentrując się na jednej lokalizacji w rdzeniu stojana biegun wirnika i jego pole magnetyczne wibruje z częstotliwością dwukrotnie większą od częstotliwości obrotu.

Kolejnym czynnikiem wzbudzającym drgania jest siła elektromagnetyczna generowana w strefie końcowej uzwojenia stojana. Częstotliwość tej siły jest również dwa razy większa od częstotliwości obrotów wirnika. Przykład analizy siły elektromagnetycznej przedstawiono na rysunku 5.

Opracowaną technologią HHT wraz z optymalizacją przewodów elementarnych w pręcie stojana i odpowiednią konstrukcją czoł zastosowano w generatorze o mocy 600 MVA (napięcie 20 KV) z pośrednim wodorowym systemie chłodzenia (rys. 6).



Rys. 4. Eliptyczna deformacja w strefie rdzenia (po lewej) i w strefie czołowej uzwojenia (po prawej)



Rys. 5. Przykład analizy siły elektromagnetycznej w warunkach znamionowej pracy generatora



Rys. 6. Generator of mocy 600 MVA z technologią HHT

Na podstawie wyników pomiarów z testów ruchowych (rys. 7) potwierdzono skuteczność technologii HHT i możliwość obniżenia temperatur uzwojenia stojana o około 40% w stosunku do konwencjonalnej izolacji.

Podniesienie sprawności generatora

Ze względu na wysoką sprawność i nieskomplikowaną obsługę, turbogeneratory o pośrednim wodorowym systemie chłodzenia są bardziej preferowanymi maszynami niż turbogeneratory o wodno-wodorowym systemie chłodzenia, w tych samych zakresach mocy. W artykule [23] opisano sposób podniesienia sprawności turbogeneratora z pośrednim wodorowym systemem chłodzenia. Parametry maszyny przedstawiono w tabeli 1.

Tabela 1

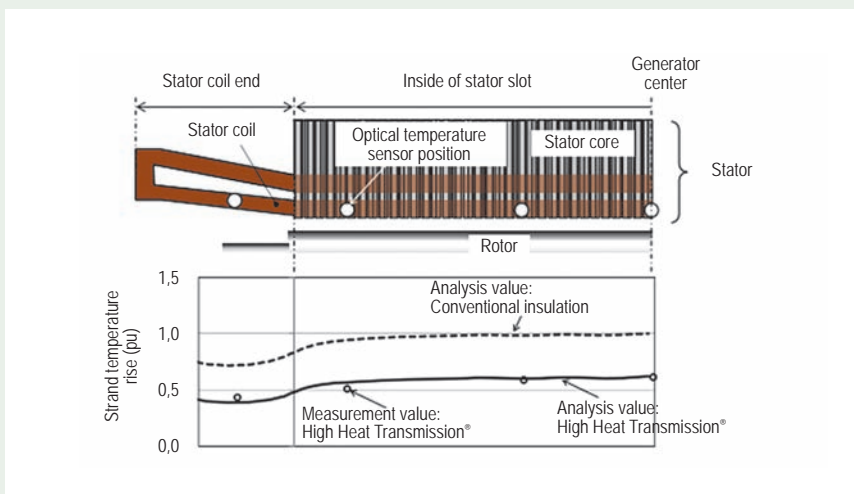
Parametry generatora (zaimplementowane w modelu elektromagnetycznym)

Rated output	870 MVA
Rated voltage	25 kV
Rated pf	0.85
Frequency	60 Hz
Rated current	20.092 kA
Maximum leading pf	0.95

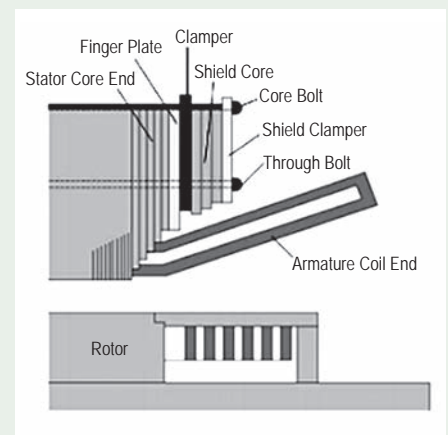
W tym celu został opracowany model elektromagnetyczny zawierający siatkę z ponad 30 milionami węzłów. Model ten umożliwia policzenie i minimalizowanie strat w generatorze, a w konsekwencji poprawę sprawności maszyny. Przy tworzeniu modelu uwzględniono zjawiska elektromagnetyczne występujące w strefie czołowej rdzenia, wirnika i prętach uzwojenia stojana (rys. 8).

Przykład rozkładu strat w pierścieniu laminowanym przy zastosowaniu tzw. rozcięć – slits przedstawiono na rysunku 9, a strat w palcach dociskowych na rysunku 10.

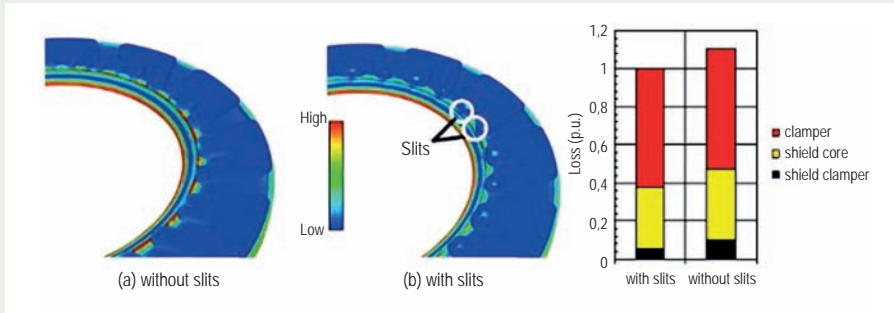
Obliczeniowy model elektromagnetyczny pręta uzwojenia stojana zawiera 100 przewodów elementarnych ułożonych w dwóch kolumnach. Przy obliczeniach uwzględniono straty w strefie czołowej uzwojenia, jak i straty wywołane prądami cyrkulacyjnymi. W tym celu zamodelowano sprzężenia magnetyczne przewodów



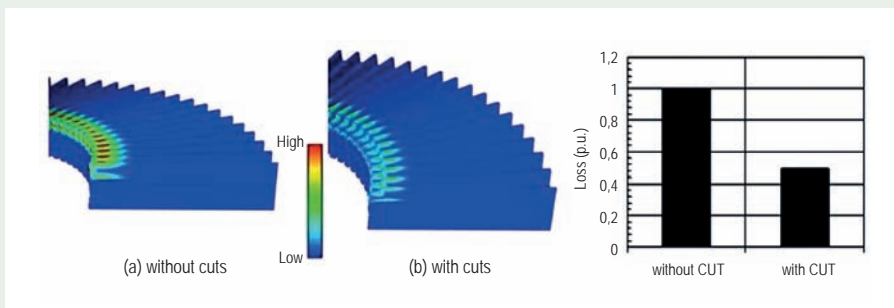
Rys. 7. Analiza rozkładu temperatury w pręcie stojana i porównanie z wynikami obliczeń



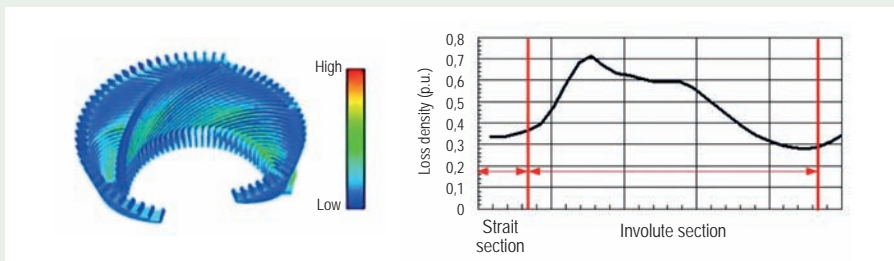
Rys. 8. Struktura strefy czołowej generatora zaimplementowana w modelu elektromagnetycznym



Rys. 9. Rozkład strat w pierścieniu laminowanym przy zastosowaniu „rozcieć - slits”



Rys. 10. Rozkład strat w palcach dociskowych przy zastosowaniu odpowiedniej struktury nacięć



Rys. 11. Rozkład strat w strefie czołowej – ewolwentowej pręta

elementarnych w każdej części uzwojenia, tzn. w strefie żłobkowej (środowisku ferromagnetycznym) oraz strefie czołowej (środowisku niemagnetycznym). Rozkład strat w części ewolwentowej pręta pokazano na rysunku 11.

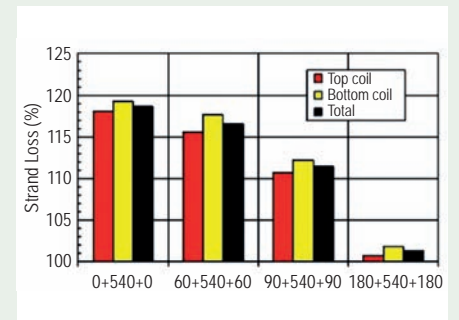
Prądy cyrkulacyjne płynące w poszczególnych prętach elementarnych połączonych równolegle pojawiają się, jeżeli znajdują się w różnych warunkach magnetycznych. Dla uzyskania jednakowych warunków magnetycznych pręty elementarne należy tak rozmieścić za pomocą przepłotu Roebela, żeby w każdym z nich indukowała się taka sama siła elektromotoryczna w części żłobkowej, zarówno pod wpływem strumienia głównego F_m – podłużnego, jak i strumienia rozproszonego

F_s – poprzecznego, oraz taka sama siła elektromotoryczna w odcinkach połączeń czołowych pod wpływem strumienia rozproszenia.

Prąd cyrkulacyjny jest więc prądem pasożytniczym, niepożądanym, powodującym straty mocy i podnoszącym temperaturę uzwojenia. Należy go eliminować lub maksymalnie ograniczać.

Do ograniczenia prądu cyrkulacyjnego między przewodami elementarnymi stosuje się przepłot Roebela o odpowiedniej podziałce transpozycji. Wówczas każdy z elementarnych prętów zajmuje w żłobku średnio identyczne położenie powodując, że siła elektromotoryczna indukowana przez strumień rozproszony w pętli utworzonej z dwóch dowolnych przewodów elementar-

nych zostaje skompensowana lub w znacznym stopniu ograniczona. Rodzaje przepłotu różnią się zmianą położenia przewodu elementarnego na początku i końcu rozpatrywanej strefy (żłobkowej lub połączenia czołowego). Określony kątem transpozycji, np. 180+360+0, oznacza, że na jednym połączeniu czołowym pręty przekręcone są o kąt 180 stopni, w części żłobkowej o 360, a na drugim połączeniu czołowym pręty nie zmieniają swojego położenia. Znak plus lub minus określa umowny kierunek skrótu przewodów elementarnych. Wyniki obliczeń strat w przecie górnym i dolnym w zależności od zastosowanego kąta transpozycji przewodów elementarnych przedstawiono na rysunku 12.

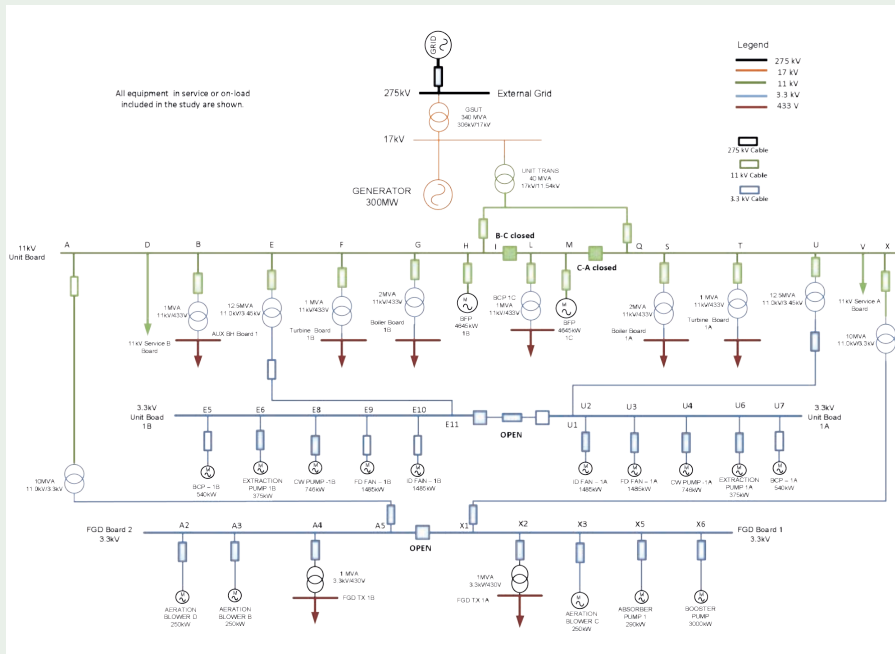


Rys. 12. Wpływ kąta transpozycji przewodów elementarnych na straty mocy w przecie generatora

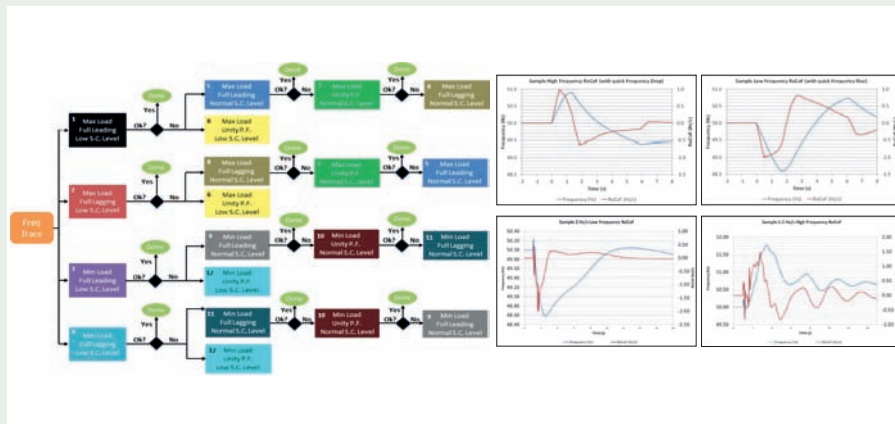
Praca generatora przy różnych wymaganiach sieci

W artykule [02] opisano doświadczenia autorów w wyznaczeniu ROCOF („Rate of Change of Frequency” – szybkość zmiany częstotliwości w sieci) dla istniejących elektrowni w Irlandii. Wymaganie ROCOF pojawia się w wielu różnych sieciach energetycznych i nakłada na generator stabilność pracy w trakcie różnych gradientów częstotliwości sieci. Niestety wymaganie ROCOF nie jest zharmonizowane w różnych sieciach, posiadają one zdefiniowany tzw. maksymalny gradient (np. 1 Hz/s), ale warunki brzegowe są nie w pełni opisane, stąd uniemożliwiają ocenę stabilnej pracy generatora.

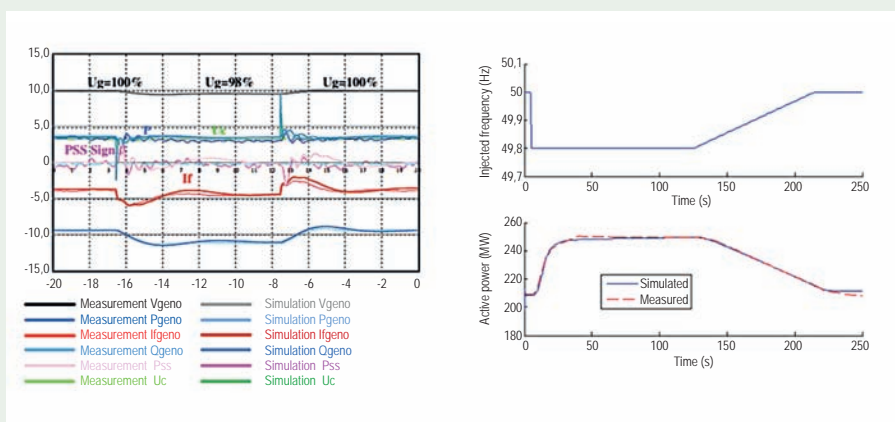
Obecnie jedynym sposobem zapewnienia zgodności elektrowni z ROCOF jest przeprowadzenie pełnej analizy zgodności



Rys. 13. Model systemu energetycznego dla badania ROCOF



Rys. 14. Przykładowy scenariusz ROCOF



Rys. 15. Walidacja modelu wzbudzenia (po lewej) i modelu sterowania (po prawej)

poszczególnych krytycznych komponentów danej elektrowni. Typowy model umożliwiający symulację systemu energetycznego dla badania ROCOF przedstawiono na rysunku 13.

Zawiera on model dynamiczny generatora wraz z układem AVR (układ automatycznej regulacji napięcia) i PSS (układ stabilizacji mocy), a dodatkowo odpowiednie modele mechaniczne z systemem sterowania turbiną, transformator blokowy oraz układy wyposażenia i linie kablowe.

W badaniu uwzględniono różne punkty pracy elektrowni dla różnych scenariuszy zmian ROCOF. Przykład takiego scenariusza przedstawiono na rysunku 14.

Sposób, w jaki układy kontrolne generatora reagują na zdarzenie ROCOF mają zasadnicze znaczenie dla zrozumienia stabilności pracy generatora w sieci. Aby zapewnić, że zachowanie modelu symulacyjnego jest prawdziwym odzwierciedleniem sieci, konieczne jest sprawdzenie działania i zachowania modeli układu sterowania. Walidacja polega na porównaniu rzeczywistych testów w elektrowni z symulacjami z modelu przy założeniu identycznych warunków pracy. Podczas sprawdzania poprawności uwzględniono układ sterowania wzbudzenia, i regulatora turbiny (rys. 15). Modele symulacyjne układów wzbudzających i regulatorów turbiny można opracować na podstawie modeli opisanych w kilku publikacjach IEEE i CIGRE [14-16].

REFERATY KOMITETU STUDIÓW A1

- [1] A1-101. Miller N.W., Kaushik V., Heinzmann J., Frasier J. (US), *Hybridizing Gas Turbine with Battery Energy Storage: Performance and Economics.*
- [2] A1-102. Chan K., Oesterheld J., Temtem S., Haldemann J. (CH), *Investigations on ROCOF withstand capability on large synchronous generators.*
- [3] A1-103. Braam J.-H. (DE), *Development, Test and Validation of new Generator Product Line for current and future operational regimes.*
- [4] A1-104. Wahdame B. (FR), *Impact of grid code evolution on the design of the generators for nuclear plants (Half speed, power above 800 MVA).*

- [5] A1-105. Ishizuki T., Hasagawa R., Shiozaki Y. Iwabuchi K. (JP), *Contribution of Kyogoku Power Station, an adjustable speed pumped storage, in actual grid operation.*
- [6] A1-106. Anglada J.R., Sharkh S.M., Yuratic M.A. (GB), *Calculation of Rotor Eddy Current Losses in High-Speed PM Synchronous Generators using Transfer Matrices.*
- [7] A1-201. Hildinger T. (BR), *Variability of PD readings and failure location in high voltage bars.*
- [8] A1-202. Oettl F., Engelen C., Binder E., Kessler T. (AT), *Study of the Propagation Behaviour of Partial Discharge Pulses in the High-Voltage Winding of Hydro Generators.*
- [9] A1-203. Singh A., Hughes-Narborough M. (GB), *Partial Discharge Activity in Isolated Phase Bus (IPB) – Case Studies from UK Power Stations.*
- [10] A1-204. Lee S.H., Kong T.S., Kim H.D., Kim D.M. (KR), *Analysis of Insulation Diagnosis for Generator-Motor Stator Winding and Core in Pumped Storage Power Plants.*
- [11] A1-205. Kung P. (CA), *Novel fiber optics technology monitors in-slot vibration and hot spots in an air cooled gas generator.*
- [12] A1-207. Letal J. (CA), *Importance of operating parameters when assessing the condition of machines on-line.*
- [13] A1-208. Fayez A.M., Ebrahim M.A., El-Hadidy M.A., Mansour W.M. (EG), *Torsional Oscillations Mitigation for Interconnected Power System via Novel Fuzzy Control Based Braking Resistor Model.*
- [14] A1-209. Tétreault A. (CA), *Using an air gap monitoring system during initial commissioning stages of a hydro generator.*
- [15] A1-210. Elez A. (HR), *Application of Differential Magnetic Field Measurement (DMFM method) in winding fault detection of AC rotating machines as part of expert monitoring systems.*
- [16] A1-211. Chaturvedi D.K., Gupta A.K. (IN), *Generators as Synchronous Condensers to meet Dynamic System Requirement by Renewable Mix. – Indian Scenario.*
- [17] A1-301. Silva R. (BR), *A Study of the failure and repair rate indicators of the Itaipu generator units.*
- [18] A1-302. Galvez J.D., Urbina M.D., Mader D.J. Wisniewski J.B. (US), *Forensic Analysis of Gas Turbine-generator Shaft Failures due to Possible Subsynchronous Resonance.*
- [19] A1-303. Batakovic R., Dordan B. (ME), *Analyses of possible refurbishment of generators in HPP Perucica.*
- [20] A1-304. Sokur P. (RU), *Operation experience of asynchronous turbo-generators in the Moscow power system.*
- [21] A1-305. Wang L. (CN), *Analysis on the effect of screen ventilation width on end flux distribution and eddy current losses of Turbo-generator.*
- [22] A1-306. Han J. (CN), *Influence of total flow rate on complex fluid flow and temperature rise in the rotor region of large Hydrogenerators.*
- [23] A1-307. Kometani H., Motoyoshi K., Sora N., Maeda S., Tanaka K. (JP), *Loss Reduction by large-Scale Electromagnetic Analysis for Turbine Generators.*
- [24] A1-308. Rouco L., Peran F. (ES), *Reactive power capability of large hydro generators and the European Grid Code requirements with respect to voltage stability.*
- [25] A1-309. Muramatsu S., Takahashi K., Onoda M., Tanaka K., Hattori K. (JP), *Development of Large Indirectly Hydrogen-cooled Turbine Generator and Associated Technologies.*
- [26] A1-310. Kang B.H., Lee S.J., Hong S.D. (KR), *Analysis of Winding Temperature Characteristic by Dual-frequency Method and Real-load Test for Induction Motors.*
- [27] IEEE Std. 421.5-2016, "IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies", 15 May 2016.
- [28] CIGRE Technical Brochure 238, "Modeling of Gas Turbines and Steam Turbines in Combined Cycle Power Plants", April 2003.
- [29] IEEE Task Force Technical Report PES-TR1, "Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies", January 2013.

Piotr Mański

Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.

Transformatory i dławiki – Komitet Studiów A2

Power transformers and reactors – Study Committee A2

Komitet Studiów A2 ma na celu promowanie postępu techniki oraz międzynarodową wymianę informacji i wiedzy w zakresie transformatorów i dławików. Dokonuje syntezy stosowanych praktyk, opracowuje zalecenia i dostarcza informacji o najlepszych rozwiązaniach.

Zakres działalności Komitetu obejmuje tematy zarządzania cyklem „życia technicznego” urządzeń: od koncepcji, poprzez badania, rozwój, projektowanie, produkcję, wdrażanie, eksploatację do końca okresu użytkowania. Na wszystkich etapach uwzględnia się aspekty techniczne, bez-

pieczeństwa, ekonomiczne, środowiskowe i społeczne, jak również interakcje z ewoluującym systemem energetycznym i środowiskiem oraz ich integrację. Uwzględnia się wszystkie aspekty wydajności, specyfikacji, testowania, ze szczególnym uwzględnieniem wpływu zmieniających się interakcji

i wymagań wynikających z ewolucji systemu energetycznego. Ważnymi elementami są również techniki oceny cyklu życia, techniki zarządzania ryzykiem, edukacja i szkolenia.

Szczegółowe zagadnienia obejmują m.in.:

- teorię, zasady i koncepcje, funkcjonalność, rozwój technologiczny, projektowanie, wydajność i zastosowanie materiałów, efektywność;
- produkcję, zapewnienie jakości, wskazówki dotyczące zastosowania, planowanie, aspekty związane z transportem i lokalizacją, budowę, montaż, instalację;
- niezawodność, dostępność, eksploatację, serwis, monitorowanie stanu, diagnostykę, renowację, naprawę, załadunek, modernizację;
- remonty, ponowne użycie/ponowne rozmieszczenie, pogorszenie jakości, demontaż, utylizację.

Tematy wiodące

Niniejszy artykuł stanowi przegląd referatów zamieszczonych w materiałach konferencyjnych 47. Sesji CIGRE. Zgodnie z wytycznymi CIGRE materiały na Sesję w Paryżu, w ramach każdego z Komitetów, przygotowywane są w ramach tematów wiodących (*Preferential Subjects*). W odniesieniu do SC A2 obowiązywały następujące tematy:

- PS1: **Zagadnienia termiczne w transformatorach** (*Thermal Characteristics of Transformers*),
- PS2: **Postępy w diagnostyce i modelowaniu** (*Advances in Diagnostics and Modelling*),
- PS3: **Próby odbiorcze w miejscu zainstalowania transformatora** (*Site Commissioning Tests*)

Niniejszy artykuł ma charakter przeglądu, a autor prezentuje wybrane zagadnienia w ramach poszczególnych tematów. Ma to na celu pokazanie głównych kierunków rozwoju w zakresie transformatorów oraz bieżących zagadnień dominujących w dyskusji i umożliwienie Czytelnikowi zapoznanie się z materiałami prezentowanymi w tym zakresie na Sesji w Paryżu.

Zagadnienia termiczne w transformatorach

Ten blok tematyczny zawiera 17 referatów. Szczegółowe zagadnienia obejmowały następujący zakres:

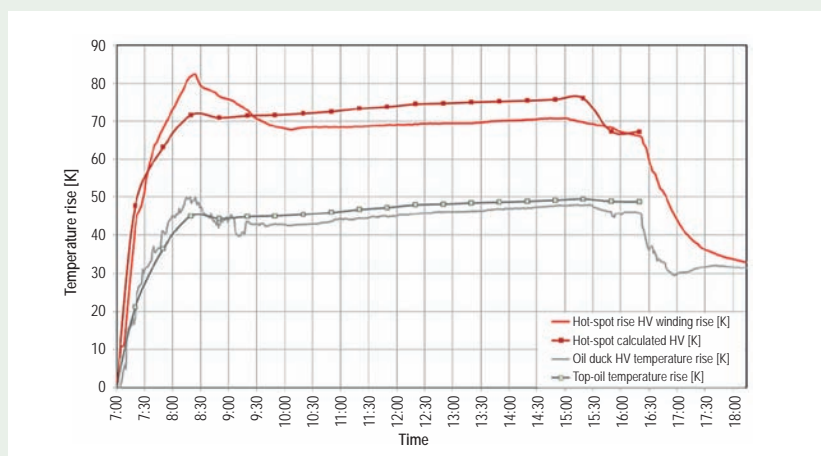
- wyznaczanie maksymalnego przyrostu temperatury (hot-spot) w uzwojeniu poprzez modelowanie i bezpośredni pomiar (*Determination of winding hot-spot temperature rise by modelling and direct measurements*);
- wyznaczanie przyrostu temperatury rdzenia, kadzi i innych elementów transformatora poprzez modelowanie i bezpośredni pomiar (*Determination of temperature rise for core, tank, and other parts by modelling and direct measurements*),
- wpływ wymagań dotyczących obciążalności transformatorów na dobór wyposażenia (*Effect of overload requirements on design and component selection*).

Przedstawiono wyniki symulacji i modelowania, głównie wykorzystujące techniki numeryczne, takie jak Thermal Hydraulic Network Models (THNM) oraz Computational Fluid Dynamics (CFD). Należą do nich [1-6, 9, 12, 16 i 17], czyli aż 10 z 17 zgłoszonych referatów z tego tematu (59%). Wspomniane techniki numeryczne wykorzystywane są w zakresie obliczeń temperatur uzwojeń [1-6, 9 i 12] oraz przepływów izolacji ciekłej transformatorów (oleje i estry) i związanych z nią temperatur [16, 17].

Niektóre z powyższych publikacji zostały opracowane wspólnie z użytkownikami transformatorów, np. z firmą *ELES* (Operator Sieci Przesyłowej – dalej OSP, Słowenia) [4], *National Grid i Scottish Power* (OSP, Anglia, Szkocja) [6], *EDF* (wytwórca energii, Francja) [8], *Iberdrola* (OSP, Hiszpania) [9]. Z punktu widzenia użytkownika mają one największą wartość. Zwraca uwagę referat [10] pokazujący doświadczenia firmy *Hydro Quebec* (OSP, Kanada) z eksploatacji ponad 2200 transformatorów. Pokazuje on doświadczenia ze stopniowego procesu poprawy praktyki w zakresie oceny parametrów cieplnych nowych transformatorów.

Użytkownicy transformatorów dążą do uzyskania wiarygodnych, empirycznie potwierdzonych danych. Umożliwia to postęp technologiczny, który w przypadku transformatorów m.in. oferuje coraz bardziej niezawodne czujniki do bezpośredniego pomiaru temperatur. Oparte są one na technice światłowodowej.

W referacie [4] podano przykład słoweński. OSP w Słowenii (*ELES*) wyposaża swoje jednostki transformatorowe w czujniki bezpośredniego pomiaru temperatury oraz w systemy monitoringu on-line. Celem takiego działania jest weryfikacja poprawności działania dynamicznych modeli temperatury transformatorów wykorzystywanych na etapie projektowania konstrukcji, opartych dotychczas na obliczeniach i weryfikowanych z wyników prób nagrzewania.



Rys. 1. Porównanie wzrostów temperatury mierzonych bezpośrednio oraz obliczonych [4]

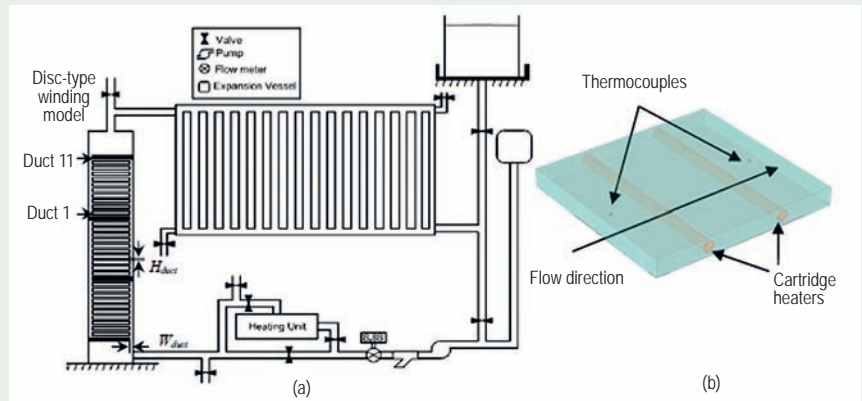
Rysunek 1 pokazuje zaobserwowane różnice pomiędzy pomiarem bezpośrednim a temperaturą obliczoną. Dane pochodzą z próby nagrzewania transformatora 400 kV, a pomiary przyrostów temperatury wykonano przy użyciu czujników światłowodowych. Mogą one wskazywać, że wartości zmierzone są dokładniejsze i mogą posłużyć do stworzenia lepszego modelu termicznego transformatora.

Autorzy referatu [6] przedstawili wyniki analizy przepływów oleju przy układach chłodzenia OD (Oil Direct – przepływ kierowany) i ON (Oil Natural – obieg naturalny). Badania wykonał zespół, w skład którego wchodził przedstawiciel uczelni, użytkownik, producentów materiałów i laboratorium/laboratoriów. Jest to pewna wskazówka, jak realizować podobne zadania w energetyce krajowej.

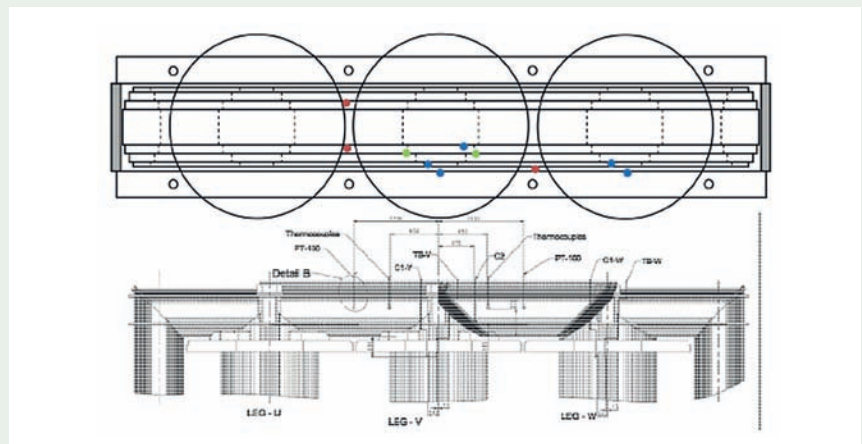
Badania realizowano przy wykorzystaniu specjalnego układu modelowego, który schematycznie ilustruje rysunek 2. Pomiary przepływu na stanowisku badawczym wykonano z wykorzystaniem pomiaru welometrycznego obrazu cząstek. Zestaw eksperymentalny składa się z serii podgrzewanych płyt ułożonych w przekroju prostokątnym o przezroczystej plastikowej konstrukcji rurki, która reprezentuje część uzwojenia dyskowego, grzejnik, zbiornik główny, naczynie zbiorcze, przepływomierz, jednostkę grzewczą do kontroli temperatury oleju wlotowego, armatury i rur.

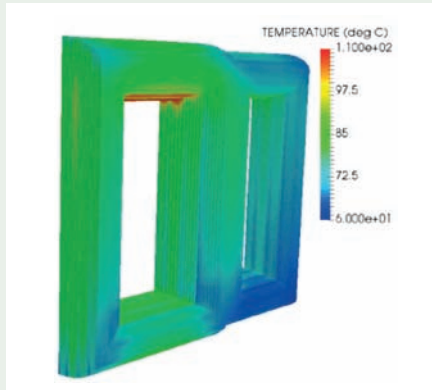
W pracy zastosowano wskazane wyżej techniki numeryczne do obliczeń przepływu oleju przy różnych rodzajach układu chłodzenia. Prawidłowa dystrybucja przepływu oleju wpływa korzystnie na temperaturę w transformatorze. Zdaniem autorów, w układzie OD wzrost przepływu oleju uzyskany poprzez np. zwiększenie wydajności pompy, nie przekłada się na obniżenie temperatury hot-spot. Wskazuje się na niską efektywność takiego działania.

Z kolei w układach ON stwierdzono powstawanie deficytów przepływu oleju lub tzw. przepływów wstecznych w obrębie uzwojeń. Może to powodować lokalne wzrosty temperatury hot-spot, a te prowadzą do przyspieszonej degradacji izolacji. Autorzy apelują, aby świadomość tych zjawisk uwzględniać już na etapie projektowania transformatora.

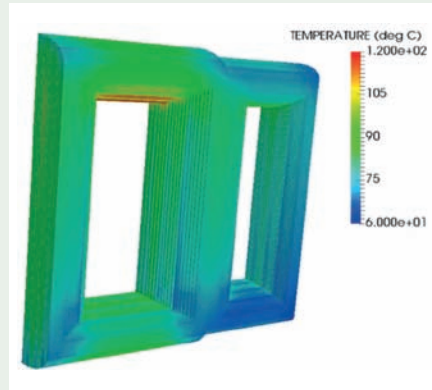


Rys. 2. Schemat układu pomiarowego
a) pętla pomiarowa, b) płytka aluminiowa z grzałkami i termoparami [6]





Rys. 4. Rozkład temperatur na rdzeniu w warunkach 100% Un [8]



Rys. 5. Rozkład temperatur na rdzeniu w warunkach 110% Un [8]

do bezpośredniego pomiaru temperatury uzwojeń. Szereg transformatorów firmy *Hydro Quebec* zostało w nie już wyposażonych.

W powyższych tabelach pokazano przykład transformatorów 150 MVA (tab. 1) oraz 550 MVA (tab. 2) wyposażonych w czujniki do bezpośredniego pomiaru temperatury uzwojeń. W tych dwóch przykładach zarówno obliczone, jak i zmierzone wartości są znacznie niższe od standardowych wartości granicznych. Dla transformatora 150 MVA pomiary bezpośrednie są niższe od obliczonych wartości, natomiast dla transformatora 550 MVA bezpośredni pomiar temperatury uzwojenia szeregowego przy 1 p.u. przekracza obliczoną wartość.

Na podstawie powyższych przykładów można stwierdzić, że w przypadku jednostki o mniejszej mocy znamionowej, temperatury mierzone są niższe od obliczonych. W przypadku jednostki o większej mocy, temperatury mierzone i obliczone mają zbliżone wartości.

Kolejny ważny referat z punktu widzenia użytkowników transformatorów jest autorstwa przedstawicieli firmy *Hydro Quebec* [10], operatora ponad 2200 transformatorów różnego rodzaju. Przez ostatnie trzy dekady dąży się tam do stopniowej poprawy parametrów cieplnych transformatorów w drodze wykorzystania wyników prób nagrzewania oraz wyników prób w warunkach przeciążenia.

Autorzy zwracają uwagę na szczególne warunki, w jakich pracują transformatory w stanie Quebec (Kanada) i związane z tym wyzwania. Ze względu na niskie temperatury otoczenia zimą, kiedy to mieszkańcy ogrzewają się urządzeniami elektrycznymi, szczyt obciążeń transformatorów w tym stanie przypada na zimę. Transformatory, z punktu widzenia możliwości ich obciążania, generalnie projektuje się na wysokie temperatury otoczenia – np. 30°C. Transformator o tej samej mocy, pracujący jednak w warunkach niższej temperatury otoczenia, można obciążyć większą mocą.

Na rysunku 6 pokazano różnice obciążeń transformatorów, charakterystycznych w sezonie zimowym i letnim. Zwraca uwagę temperatura otoczenia: -20°C w zimie oraz +30°C latem.

Autorzy referatu [10] również zwracają uwagę na korzyści, jakie niesie za sobą wykorzystanie światłowodowych czujników

Tabela 1

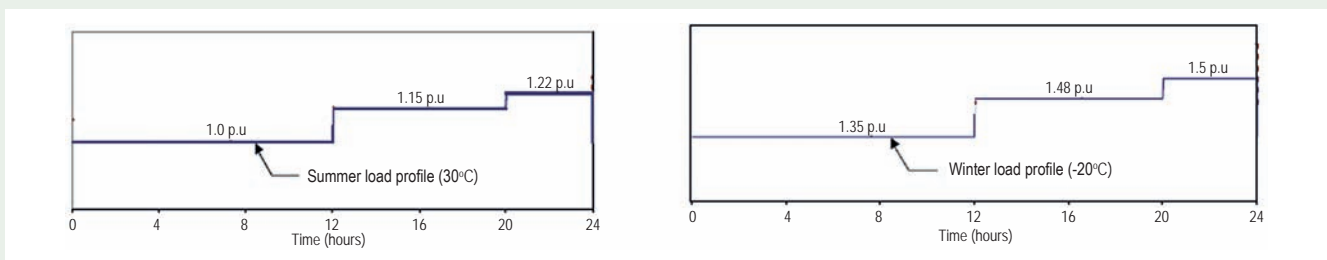
Przykładowy pomiar temperatur w czasie próby nagrzewania jednostki 150 MVA, 735/120/12.5 kV [10]

Load	Winding	Calculated (K)	Direct meas. (K)	Limit (K)
1 p.u.	High Voltage	63,8	60,9	80
	Low Voltage	75,9	73,3	80
1,3 p.u.	High Voltage	89,2	89,2	110

Tabela 2

Przykładowy pomiar temperatur w czasie próby nagrzewania jednostki 550 MVA, 735/315/12.5 kV [10]

Load	Winding	Calculated (K)	Direct meas. (K)	Limit (K)
1 p.u.	Series	65,8	66,6	80
	Common	68	67,3	80
1,3 p.u.	Series	92,5	90,2	110
	Common	94,6	91,4	110



Rys. 6. Profil obciążenia transformatorów firmy *Hydro-Québec* w warunkach letnich (po lewej) i zimowych (po prawej), wyrażony w jednostkach względnych mocy oraz przy temperaturze hot-spot wynoszącej 140°C [10]

Autorzy [10] wyrażają nadzieję, że większa ilość danych z pomiarów bezpośrednich temperatur hot-spot w transformatorach, realizowana za pomocą czujników światłowodowych w trakcie prób fabrycznych i podczas ich normalnej pracy, będzie podstawą do przeprowadzenia rewizji przewodnika obciążania transformatorów.

Postępy w diagnostyce i modelowaniu

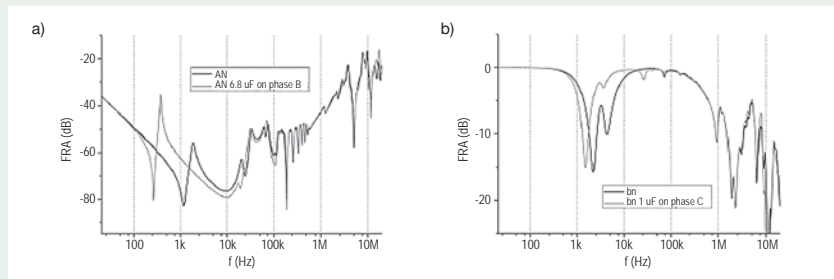
W ramach niniejszego tematu preferowane były następujące zagadnienia:

- modelowanie transformatorów energetycznych oraz dławików przy wysokiej częstotliwości z uwzględnieniem wyników pomiarów na obiektach rzeczywistych (*High frequency modelling for power transformers and shunt reactors, including comparison with measurements*),
- interpretacja i modelowanie charakterystyk odpowiedzi częstotliwościowej uzwojeń (*Interpretation and modelling of winding frequency response results*),
- doświadczenia z pomiarów wyładowań niezupełnych transformatorów różnymi metodami, na stacji prób oraz w miejscu zainstalowania transformatora (*Experience with different methods of measuring partial discharge, at factory and at site*).

W tym bloku tematycznym zgłoszonych zostało 14 referatów. Poruszane tematy charakteryzują się dużą wartością użytkową. Wśród nich znalazł się również polski akcent.

W referacie [28] polscy autorzy podjęli się analizy przebiegu odpowiedzi częstotliwościowej pomiaru uzwojeń metodą FRA. Jest to podstawowa metoda oceny odkształceń mechanicznych uzwojeń, dobrze poznana i obecnie ustandaryzowana w zakresie metodyki wykonywania. Wyzwanie jednak wciąż stanowi kwestia interpretacji wyników, która w niektórych przypadkach może decydować o dalszej przyszłości transformatora.

Autorzy skupili się na analizie odpowiedzi częstotliwościowej w obszarze niskich częstotliwości. Pojawiają się tam odkształcenia łączone z naturalnymi różnicami w budowie poszczególnych uzwojeń oraz



Rys. 7. Przebieg FRA transformatora 15/0.4 kV, 800 kVA

- a) uzwojenie GN, faza A z kondensatorem przyłączonym do uzwojenia GN faza B,
b) uzwojenie DN faza B z kondensatorem przyłączonym do uzwojenia GN faza C [28]

odkształcenia związane z namagnesowaniem rdzenia. Istnieją badania, w których za pomocą technik numerycznych wykazano, że uzwojenia wpływają na siebie podczas badania metodą FRA. Autorzy podjęli się analizy wielkości tego wpływu eksperymentując z pomiarami uwzględniającymi dodatkowo przyłączone pojemności.

Na rysunku 7 pokazano przykładowe przebiegi FRA transformatora 15/0,4 kV, do uzwojeń którego przyłączano dodatkowe kondensatory.

Szereg eksperymentów oraz weryfikacja modelu numerycznego pokazały, że różnice w dolnych obszarach częstotliwości przebiegów FRA są powodowane wpływem pozostałych uzwojeń. Ten wpływ jest obserwowany zarówno w przypadku autotransformatorów, jak i standardowych transformatorów, gdzie uzwojenia są od siebie galwanicznie odseparowane. To pokazuje, że różnice w przebiegach występujące w obszarze pierwszego rezonansu są trudne do zinterpretowania w celach diagnostycznych. Mogą, ale niekoniecznie muszą one świadczyć o wystąpieniu deformacji mechanicznej uzwojeń.

Analizom przebiegów FRA poświęcony jest również referat [26] rosyjskich autorów. Na wybranych przykładach przedstawiono wyniki eksperymentów i modelowania różnych przebiegów. Również referaty [29] i [31] poświęcone są przebiegom FRA. Jest szansa, że w niedalekiej przyszłości kwestia jednoznacznej interpretacji przebiegów FRA będzie łatwiejsza.

W referacie [32] pokazano przykład wykorzystania pomiarów uzwojeń metodą FRA do śledzenia wewnętrznych przepięć rezo-

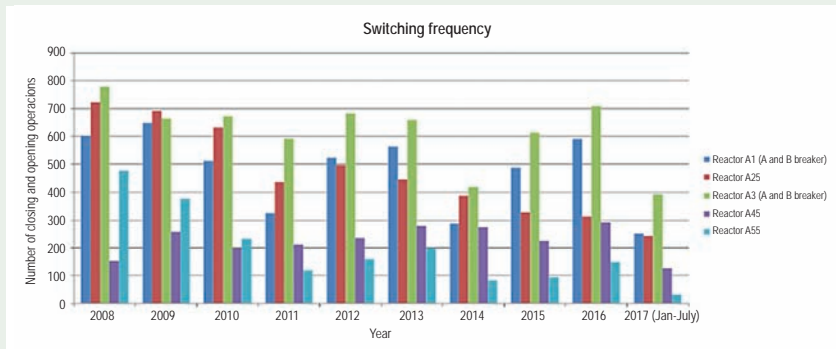
nansowych transformatora. Doświadczenia brytyjskie wskazują na możliwość uszkodzenia dużych transformatorów z powodu wewnętrznych przepięć rezonansowych. Mogą one być wywoływane np. przez przepięcia łączeniowe. Temat ten poruszany jest również w referacie [30].

Doświadczenia

z diagnostyki transformatorowych izolatorów przepustowych

Zwraca uwagę referat [20] opisujący doświadczenia szwedzkiego OSP z diagnostyki izolatorów przepustowych zainstalowanych na dławikach kompensacyjnych. Mając na uwadze rosnącą liczbę tych urządzeń w krajowej sieci przesyłowej, tego rodzaju doświadczenia są i będą cennym źródłem informacji dla użytkowników. Dławik kompensacyjny jest szczególnym urządzeniem ze względu na funkcję, jaką pełni w utrzymaniu bezpieczeństwa systemu. Załączanie go w przypadkach wzrostu napięcia w sieci i wyłączenie niezwłocznie po opanowaniu sytuacji może prowadzić nawet do kilkuset przełączeń rocznie. Pomijając wyzwania dotyczące pozostałej aparatury w polu takiego dławika (np. wyłącznik) i zjawiska towarzyszące tym przełączeniom, dławik i jego elementy poddawane są wyjątkowo dużym stresom dielektrycznym.

Autorzy [20] na bazie własnych doświadczeń podjęli się wskazania metod diagnostycznych izolatorów przepustowych, które ich zdaniem szczególnie wyróżniają się pod względem skuteczności na tle innych. Tymi pomiarami są badanie



Rys. 8. Przykład częstotliwości łączeń wybranych dławików w sieci szwedzkiego OSP [20]

Phase	DGA			tanδ			Capacitance C1			Moisture in oil		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
T1												
T2												
T3												
T4												
T5	missing									missing		
T6							FAT missing					
T7												

Rys. 9. Przykładowa tablica wyników pomiarów izolatorów przepustowych wykonanych różnymi metodami badawczymi w formie graficznej [20]

DGA próbek oleju (*Dissolved Gas in Oil*) oraz analiza DFR (*Dielectric Frequency Response*).

W tabeli pokazanej na rysunku 9 kolorem oznaczono wskazówki dla użytkownika do wykorzystania w przyszłości. Kolor czerwony oznacza nieprawidłowe liczby, wskazujące na bieżące problemy i zalecenia dotyczące usunięcia izolatora z eksploatacji; żółty oznacza drobne nieprawidłowości i zalecenia dotyczące dalszych badań; zielony oznacza stan całkowicie normalny.

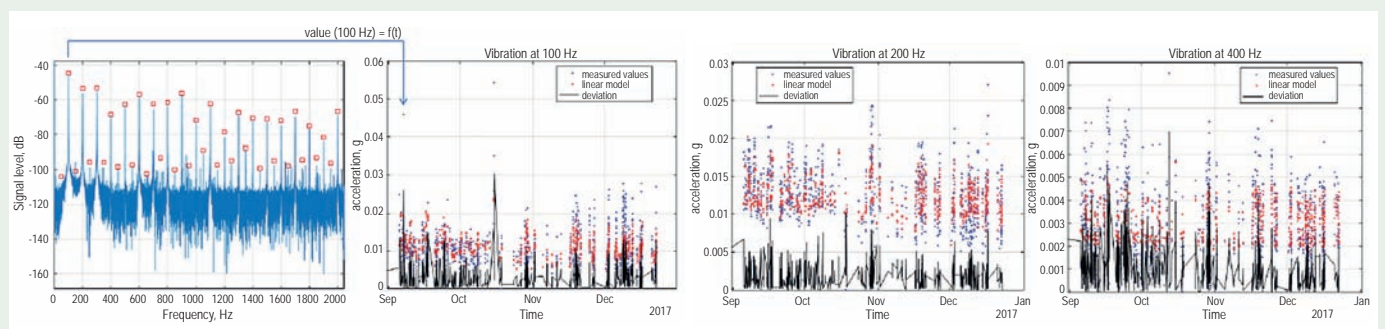
W podsumowaniu autorzy zwracają uwagę, że w zakresie badań DGA próbek oleju z izolatorów, wartości typowe stężeń gazów palnych w badanej próbce wskaza-

ne w normie IEC 60599 wymagają rewizji. Bazując na doświadczeniach krajowych zwraca uwagę polityka eksploatacji transformatorowych izolatorów przepustowych PSE S.A. Dla analizy DGA próbek oleju, na podstawie setek otrzymanych wyników z ich pomiarów, stworzone zostały wartości typowe dotyczące określonych typów izolatorów. Wypracowana metodyka działania w przypadku przekroczeń stężeń typowych pozwala służbom eksploatacji podejmować określone czynności, wymagane na każdym z etapów. W ten sposób praktycznie wyeliminowano w PSE S.A. duże awarie transformatorów spowodowane przez izolatory przepustowe [39].

Kolejnym referatem istotnym z punktu widzenia użytkowników oraz nowatorskim, jeśli chodzi o metody badawcze wykorzystywane w praktyce, jest [21]. Ponownie temat dotyczy dławików kompensacyjnych i niejako potwierdza tezę o szczególnej funkcji, jaką pełnią te urządzenia w systemie. Obecnie coraz większą popularność zdobywają dławiki, z podobciążeniowymi przełącznikami zaczepów, zdolne do regulacji nawet 80% mocy kompensacyjnej oddawanej do systemu. Płynna regulacja mocy kompensacyjnej pod obciążeniem stanowi duże ułatwienie dla dyspozytorów pracy systemu i odciąża aparaturę w polu dławika. Jednocześnie stanowi duże wyzwanie dla przełącznika zaczepów, którego liczba przełączeń liczy się w tysiącach, albo nawet dziesiątkach tysięcy rocznie. Jest to duże wyzwanie dla służb eksploatacji.

W referacie proponuje się wykorzystanie metody wibroakustycznej do analizy poprawności samego cyklu przełączenia. Ma ona zastosowanie jako metoda monitoringu on-line. I znowu w tym miejscu można przytoczyć doświadczenia krajowe. Podobne analizy stanu mechanicznego przełącznika zaczepów, a nawet analiza stanu styków przełącznika, na podstawie analizy wibroakustycznej, realizowana jest na przykład przez zespół z Politechniki Opolskiej [40].

Rysunek 10 przedstawia wynik metody analizy statystycznej z wykorzystaniem danych z widma częstotliwości przełącznika zaczepów dławika. Dla wszystkich trzech wybranych częstotliwości dyskretnych, na wykresach nie można jednak narysować linii regresji. Na wykresach nie jest zatem widoczne, że chmura danych zmierzonych

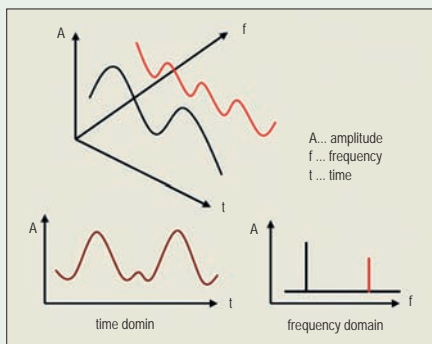


Rys. 10. Przykładowe spektrum wibracji dławika 250 Mvar [21]

wartości (niebieski) może być oddzielona od wartości wynikowych modelu (czerwony). Ze względu na rozproszenie chmury danych, wykresy pokazują, że nie można było znaleźć żadnego wskazania zmieniającego się warunku. Potwierdza to bardzo dobry stan roboczy przełącznika zaczepów.

W referacie [22] przedstawia się małe kompendium wiedzy na temat natury i sposobów badań wyładowań niepełnych (WNZ) w transformatorach. Wskazuje się różne metody badań WNZ, przypadki, dla których są one dedykowane i ich ograniczenia.

Na rysunku 11 pokazano różne sposoby rejestracji sygnałów WNZ. Mogą one być rejestrowane w dziedzinie czasu (amplituda i czas) za pomocą cyfrowego oscyloskop lub w dziedzinie częstotliwości (wielkość i częstotliwość) przy użyciu analizatora widma lub przy użyciu szybkiej transformacji Fouriera (FFT) mierzonego sygnału w dziedzinie czasu.



Rys. 11. Prezentacja sygnału w domenie czasowej i częstotliwościowej [22]

W referacie podaje się trójstopniową procedurę lokalizacji WNZ, a na koniec przedstawia przykłady praktyczne. Zwraca uwagę bogata bibliografia.

Próby odbiorcze w miejscu zainstalowania transformatora

W temacie tym zgłoszonych zostało 6 referatów obejmujących następujące preferowane zagadnienia:

- wymagane próby odbiorcze w miejscu zainstalowania transformatorów i dławików (*Required site commissioning tests for transformers and reactors*).

- dodatkowe próby odbiorcze w miejscu zainstalowania transformatorów i dławików w zależności od okoliczności (*Additional site commissioning tests for transformers and reactors, depending on the circumstances*).
- ruch próbny transformatorów i dławików z uwzględnieniem wymagań dotyczących dodatkowych systemów monitoringu (*Trial operation of transformers and reactors, including requirements for additional monitoring*).

Temat ten cieszył się stosunkowo małą popularnością. Jedyne 6 pozycji to zaskakująco mało zważywszy, że temat jest ciekawy.

Referat [33] jest swego rodzaju reklamą nowoczesnego, mobilnego systemu pomiarów WN transformatorów na stanowisku jednego z wiodących producentów. Autorzy podają szereg przykładów udanego wykorzystania takiego systemu, a nawet przykłady naprawy transformatora pod namiotem na stacji elektroenergetycznej. Nie podaje się kosztów takich operacji. Mając do wyboru transport jednostki z miejsca trudno dostępnego do fabryki i z powrotem, koszt taki może być rozważany. W przeciwnym razie wydaje się to operacja nieopłacalna.

W referatach [34] i [35] powraca temat pomiarów transformatora metodą FRA. Autorzy podają szereg przykładów i wskazują, jak użyteczna jest ta metoda, zarówno w diagnostyce drobnych nieprawidłowości jak i tych poważnych, związanych z transportem z fabryki na stanowisko.

Referat [36] przedstawia rozwiązanie w postaci mobilnych transformatorów 1-fazowych zdolnych do zastąpienia jednostki uszkodzonej. Trzy jednostki o mocy znamionowej 133 MVA każda mogą pracować w następujących układach napięć:

- 345/230 kV lub
- 345/138 kV lub
- 345/115 kV lub
- 230/138 kV lub
- 230/115 kV.

Jednostki te cechuje szereg wyśrubowanych parametrów, które można było osiągnąć wykorzystując nowoczesne materiały, takie jak estry syntetyczne czy specjalne materiały, z jakich wykonano izolację stałą.

Dalsze działania

Działalność Komitetu A2 nie może być oderwana od głównego nurtu, którym podąża rynek. Takim bez wątpienia są źródła odnawialne, ich wpływ na systemy elektroenergetyczne oraz szeroko pojęte zmiany w konstrukcjach urządzeń i aparatów. Poniższe tematy nawiązują do tych zagadnień.

Tematy preferowane na kolejną, 48. Sesję w Paryżu zostały określone następująco:

- PS1 – Technologie transformatorowe umożliwiające integrację odnawialnych źródeł energii (*Transformer technologies to enable integration of distributed renewable energy resources*),
- PS2 – Postępy w konstrukcji układów izolacyjnych oraz w ich badaniach (*Advances in dielectric design and testing*),
- PS3 – Zrównoważony rozwój i transformatory (*Sustainability and transformers*).
- PS Rez. – Poprawa niezawodności transformatorów (ang. *Improving reliability for transformers*).

Będziemy również obserwowali dalszy rozwój technologii badawczych, również tych już dobrze poznanych, a których potencjał wskazuje na dalsze możliwości ich wykorzystania. Do takich z pewnością należą technologie oparte na analizie odpowiedzi częstotliwościowej transformatora i jego elementów. Należy się również spodziewać większego wykorzystania nowych materiałów, które są już obecne na rynku, jednak na drodze ich rozwoju stoją wysokie koszty i wciąż niedostateczne poznanie wszystkich właściwości.

REFERATY KOMITETU STUDIÓW A2

- A2-101. C. Cotas, N.D. Gonçalves, R.J. Santos, M.M. Dias, J.C.B. Lopes, M.A. Quintela, H.M.R. Campelo (Portugalia): *Development of a dynamic thermal hydraulic network model for core-type power transformers windings*.
- A2-102. M.A. Quintela, A.C. Barradas, S. Couto, E. Costa, H.M.R. Campelo, (Portugalia): *Experimental Validation of a Thermal Hydraulic Management Platform for Core-Type Power Transformers*.

- [3] A2-103. W. Van Der Veken, J. Codde, M. Baelmans (Belgia): *Improved THNM models for power transformers using new correlations set up with CFD simulations.*
- [4] A2-104. T. Gradnik, A. Polajner (Słowenia): *The role of direct hot-spot temperature measurements and dynamic thermal models in the determination of power transformers dynamic thermal rating.*
- [5] A2-105. T. Laneryd, A. Gustafsson, B. Samuelsson, Y. Jiao (Szwecja): *Selecting the right level of complexity for thermal modeling of transformer windings.*
- [6] A2-106. P. Jarman, X. Zhang, M. Dagherah, Q. Liu, Z.D. Wang, P. Dyer, A. Gyore, P. Smith, P. Mavrommatis, D. Walker (Wielka Brytania), M. Negro (Szwajcaria): *Uneven liquid flow distribution in radial ducts in transformer winding cooling systems shown by CFD and experimental measurements.*
- [7] A2-107. R. Sitar, Ž. Janić (Chorwacja): *Determination of local losses and temperatures in power transformer tank.*
- [8] A2-108. D. Bortolotti, O. Moreau, M. Ryadi (Francja): *Determination of the temperature rise of the magnetic core of power transformer by 3D finite element method modelling.*
- [9] A2-109. M. Martinez, C. Vila, M. Cuesto, M. Vaquero, J.E. Grijuela (Hiszpania): *Comparison between different methods to measure winding hot-spots.*
- [10] A2-110. C. Rajotte, P. Picher (Kanada): *Experience with transformer loading tests and direct temperature measurements in the laboratory and in service.*
- [11] A2-111. F. Bachinger, P. Hamberger (Austria): *Measurement of thermal behavior of an ester-filled power transformer at ultra-low temperatures.*
- [12] A2-112. C.J.G. Spooenberg (Holandia): *Practical aspects of determining the hotspot temperature in large power transformers.*
- [13] A2-113. S. Yamada, M. Kadowaki, Y. Nakashima, T. Kobayashi (Japonia): *Study on Winding Temperature Rise Using Full-Scale Transformer Model.*
- [14] A2-114. D. Vir, T.M. Golner (Stany Zjednoczone): *Design of Insulated Cables to Reduce Gassing Issues in Power Transformers.*
- [15] A2-115. C. Perrier, M.-L. Coulibaly (Francja), T. Stirl, J. Harthun (Niemcy): *Experiences with high-temperature insulation systems & overload requirements.*
- [16] A2-116. Z. Radakovic, U. Radoman, G. Klansnic, R. Matic (Serbia): *Cold start-up and loading of oil immersed power transformers at extreme ambient temperatures.*
- [17] A2-117. M. Cuesto, C. González-García, M. Vaquero, D. Vukovic (Hiszpania, Niemcy): *Thermal comparison between mineral oil, natural and synthetic esters at largest single-phase 420 kV green transformer.*
- [18] A2-201. B.W. Min, J.B. Lee, C.H. Cho, J.S. Park (Korea Południowa): *Development of Power Transformer Defect Location Detection Technology using UHF Partial Discharge Monitoring System.*
- [19] A2-202. F. Ghelichi1, A.A. Abbasi, A. Tofighi, S. Emrani Saravi, K. Gharani Khajeh (Iran): *Experimental Investigation on Ungrounded Conductive Objects Effects Approximate to Power Transformer during IVPD Test.*
- [20] A2-203. L. Jonsson, L. Melzer, N. Schönborg, G-O. Persson (Szwecja): *Experimental evaluation of status of 400 kV shunt reactor bushings in the Swedish national grid.*
- [21] A2-204. K. Viereck, A. Saveliev, U. Sundermann, M. Späth (Niemcy): *First Results From The Field Testing Of Advanced Acoustic Monitoring Of Variable Shunt Reactors And On-Load Tap-Changers.*
- [22] A2-205. J. Fuhr, TH. Aschwanden (Szwajcaria): *Localization of Partial Discharge Sources in Transformers by Analysis of Signals in Time- and Frequency-Domain.*
- [23] A2-206. L. Cheim (USA): *Machine Learning Tools in Support of Transformer Diagnostics.*
- [24] A2-207. dr. M. Al-Nsour, prof. J. Abdallah (Jordania): *Method of Investigations and Predictions for transformers faults.*
- [25] A2-208. Sumit Harichandanray, Jiten Das, Ravindra Kumar Tyagi, P.N.Dixit (Indie): *A novel approach for bushing fault diagnosis: Power Grid India experience.*
- [26] A2-209. V.S. Larin, D.A. Matveev, A.Yu. Volkov (Rosja): *Application of natural frequencies deviations patterns and high-frequency white-box transformer models for FRA interpretation.*
- [27] A2-210. P. Poujade, O. Moreau, M. Ryadi, A. Xemard (Francja), B. Jurisic (Chorwacja): *French utility investigations for simulating HF transients in power transformers.*
- [28] A2-211. S. Banaszak, W. Szoka, K.M. Gawrylczyk, J. Subocz, M. Szrot, J. Płowucha (Polska): *Interpretation of the LF resonance in Frequency Response Analysis of transformer windings.*
- [29] A2-212. M. Louwerse, J. Veens, J. Kanters (Holandia): *Modelling of Winding Frequency Response on a Large Power Transformer, based on design data, and Comparison to Measured Results.*
- [30] A2-213. B. Gustavsen, H.K. Hoidalén (Norwegia), A. Portillo (Urugwaj): *Modelling of transformers and reactors for electromagnetic transient studies.*
- [31] A2-214. S. Tenbohlen, E. Rahimpour, M. Tahir (Niemcy), B. Poulin (Kanada), S. Miyazaki (Japonia): *A New Approach for High Frequency Modelling of Disc Windings.*
- [32] A2-215. J.A. Lapworth, P.N. Jarman, Z.D. Wang (Wielka Brytania) S. Dragostinov (Bułgaria): *Transformer Internal Resonant Over-voltages, Switching Surges and Special Tests.*
- [33] A2-301. E.G. Tenyehuis (Kanada), M.L. Diaby (Stany Zjednoczone), G. Pajaro (Hiszpania), J. Szczechowski (Niemcy): *Benefits of High Voltage Testing at Site for Power Transformers.*
- [34] A2-302. J. Tusek, R. Willoughby, H. Rahimpour, M. Cotton (Australia): *The Emerging Role of FRA as a Required Commissioning Test.*
- [35] A2-303. C. Moldoveanu, I. Hategan, A. Rusu, L. Iacobici, M. Budan, M. plopeanu, V. Florea, V. Brezoianu, S. Zaharescu, I. Ionita (Rumunia): *Particularities of the additional site commissioning tests applied to power transformers and shunt reactors for correct decision regarding their technical condition – a Romanian Experience.*
- [36] A2-304. E. Schweiger (Niemcy), S. Riegler, C. Ettl, M. Stössl (Austria), S. Bose (Stany Zjednoczone): *Recommendation of site commissioning tests for rapid recovery transformers with an installation time less than 30 hours.*
- [37] A2-305. K.H. Lee, C.J. Park, C.H. Yang (Korea Południowa): *The Study for Environmental Effect of Sound Measurement of Power Transformer.*
- [38] A2-306. X. Wang, J. Wu, G. Sun, J. Chen, H. Guo, H. Li, X. Hu, H. Yu, X. Zhang (Chiny): *A study on key technology and demonstration application of UHV AC site assembled transformers.*

Pozostałe publikacje:

- [39] M. Figura, G. Dybka, P. Klimaszewski, P. Suwara: *Doświadczenia PSE S.A. z wprowadzenia DGA do Oceny Stanu Technicznego Przepływów Transformatorowych oraz Przekładników*, Gdańsk 2013.
- [40] A. Cichoń, P. Mański: *Metoda emisji akustycznej w diagnostyce podobciążeniowych przełączników zaczepów*. „Elektroenergetyka” 2016, nr 1(15).

CIGRE

Ewa Wiśniewska
Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA

Aparatura dla sieci przesyłowych i rozdzielczych – Komitet Studiów A3

Transmission and Distribution Equipment – Study Committee A3

Zgodnie z decyzją CIGRE w 2018 r. obecna nazwa Komitetu Studiów A3 brzmi *Transmission and Distribution Equipment* (Aparatura dla sieci przesyłowych i rozdzielczych). Komitet Studiów A3 jest odpowiedzialny m.in. za gromadzenie doświadczeń oraz wyników analiz technicznych i wyników prac badawczych. Umożliwia wymianę wiedzy pomiędzy użytkownikami a producentami aparatury. Aktywność Komitetu związana jest również z poszukiwaniem i rozwijaniem metod mających na celu ochronę aparatury przed niekorzystnym wpływem zjawisk sieciowych takich jak przepięcia łączeniowe, piorunowe.

Tematy wiodące

Podczas sesji Komitetu Studiów A3 w 2018 r. zaprezentowano 32 artykuły nawiązujące do określonych na lata 2016-2018 tematów wiodących (Preferential Subjects PS).

PS1: Wymagania dla aparatury AC i DC sieci przesyłowych i dystrybucyjnych:

- wymagania dla aparatury DC w sieci HVDC,
- określenie zakresu badań zwiększających niezawodność urządzeń,
- rozwój w obszarze testowania aparatury AC i DC.

PS2: Zarządzanie aparaturą sieci przesyłowych i dystrybucyjnych:

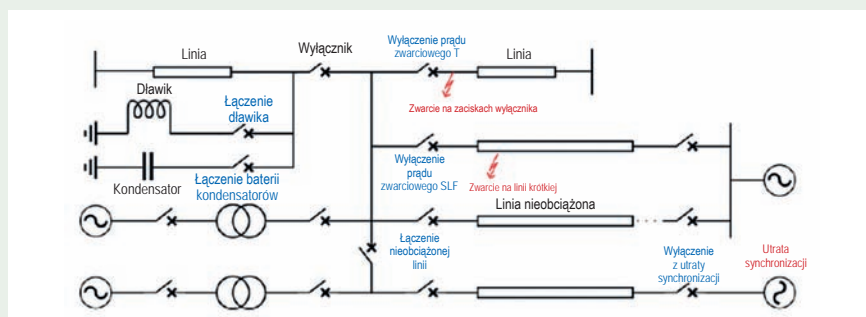
- rozwój narzędzi, metod diagnostycznych,
 - wpływ warunków środowiskowych i warunków systemowych na żywotność aparatury,
 - analiza dostępnych rozwiązań stosowanych w celu przeciwdziałania przepięciom i przeciążeniom.
- PS3: **Rozwój nowoczesnych rozwiązań:**
- poszukiwanie alternatywnych rozwiązań dla gazu SF₆,
 - rozwój inteligentnych rozwiązań dla sieci AC i DC.

Wymagania dla aparatury AC i DC sieci przesyłowych i dystrybucyjnych

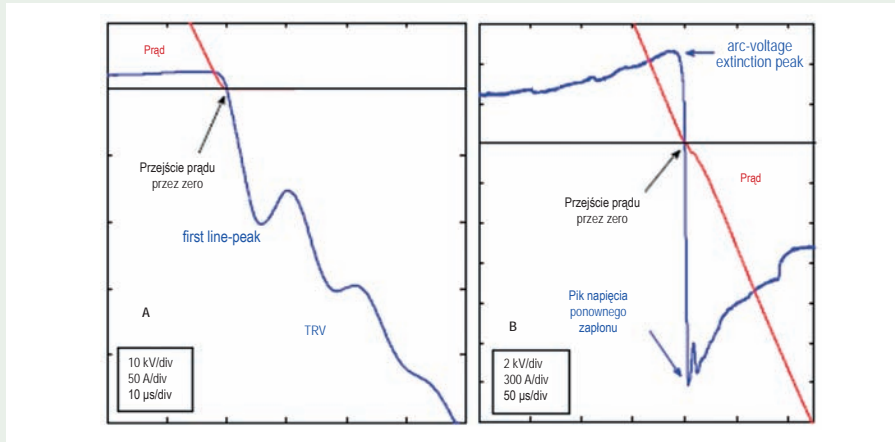
W ramach pierwszego tematu wiodącego powstało 15 artykułów szczegółowo opisujących problematykę związaną z:

- 1) badaniem aparatury wysokonapięciowej [2], [10], [12] i [13],
- 2) metodami ograniczającymi przepięcia łączeniowe [1], [2] i [6], poprzez instalowanie np.:
 - ograniczników przepięć równoległe z wyłącznikiem,
 - sterowalnych ograniczników przepięć w sieci UHAC
 - układów do kontrolowanego łączenia biegunów wyłącznika,
- 3) badaniem materiałów izolacyjnych [8] i [9],
- 4) hybrydowymi wyłącznikami dedykowanymi dla sieci HVDC [4], [5] i [15].

Autorzy artykułu [2] zaprezentowali wyniki 929 testów zwarciovych wykonywanych w latach 2011-2016 na wyłącznikach o napięciu znamionowym od 72,5 kV do 800 kV dla układów sieciowych zgodnych ze schematem przedstawionym na rysunku 1. Wyniki testów wykazały, że najtrudniejsze do wyłączenia jest zwarcie na linii



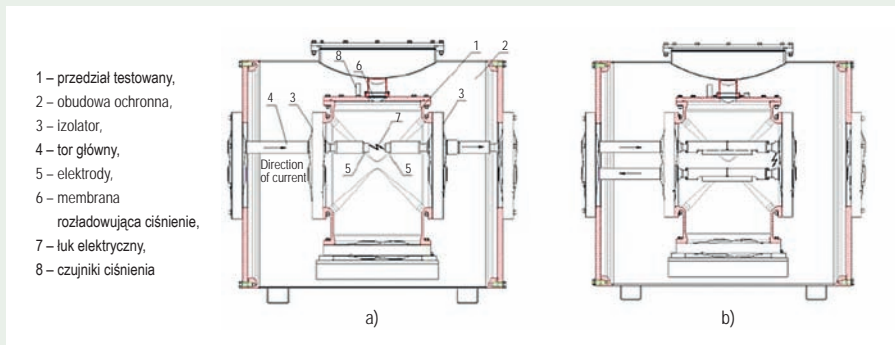
Rys.1. Schemat sieci i miejsca zwarcia zgodnie z którym wykonywano testy na wyłącznikach



Rys. 2. Po lewej stronie udane wyłączenie prądu zwarcowego SLF; po prawej nieudane

(test SLF Short-Line Fault) zlokalizowane w niewielkiej odległości (do kilkunastu kilometrów) od stacji (rys.1). Tylko 43% ze 183 przebadanych wyłączników przeszło z wynikiem pozytywnym test SLF L90 (test z udziałem prądu zwarcowego na poziomie 90%), podczas gdy zwarcie bliskie, tj. na zaciskach wyłącznika (test TLF Terminal Fault), wyłączone zostało przez 70% przebadanych wyłączników.

Na wynik testów miał wpływ nie tylko poziom prądu zwarcowego, ale również charakter przejściowego napięcia powrotnego TRV (Transient Recovery Voltage). Zwarcia SLF charakteryzują się wysokim poziomem prądu zwarcowego (niewiele mniejszym od znamionowego prądu zwarcowego) oraz dużą stromością narastania napięcia powrotnego wyrażoną współczynnikiem RRRV (Rate of Rise of Recovery Voltage).



Rys. 3. Testowane obiekty dla: a) zwarcia 1-fazowego, b) zwarcia 3-fazowego

Tabela 1

Znamionowy prąd zwarcowy	Stopień ochrony	Czas trwania zwarcia	Kryterium wykonania
< 40 kA r.m.s.	1	0,2s	w obudowie nie wystąpią skutki zewnętrzne inne niż zadziałanie urządzenia rozładującego ciśnienie
	2	≤0,5s	brak fragmentacji obudowy (akceptowalne przetopienie obudowy)
≥ 40 kA r.m.s.	1	0,1s	w obudowie nie wystąpią skutki zewnętrzne inne niż zadziałanie urządzenia rozładującego ciśnienie
	2	≤0,3s	brak fragmentacji obudowy (akceptowalne przetopienie obudowy)

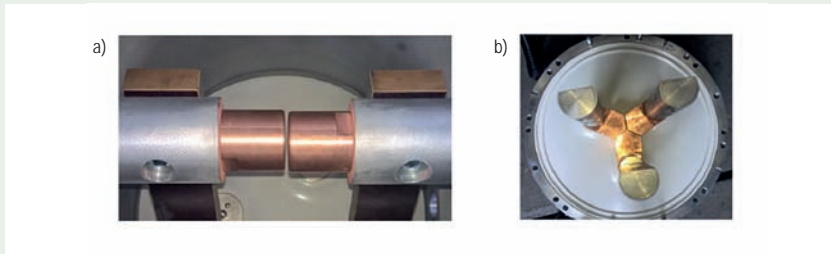
W artykule [10] zaprezentowano natomiast wyniki testów zwarcowych (1-fazowych i 3-fazowych) wykonanych na przedziałach gazowych rozdzielnic GIS zgodnie z opisem przedstawionym na rysunku 3. Według wymagań normy IEC 62271-203 „Wysokonapięciowa aparatura rozdzielcza i sterownicza – Część 203: Rozdzielnice z izolacją gazową w osłonach metalowych na napięcia znamionowe wyższe niż 52 kV” od konstrukcji obudów modułów rozdzielnic gazowych GIS oczekuje się wytrzymałości zwarcowej scharakteryzowanej w tabeli 1.

Zgodnie z wymienioną normą wykonanie testu zwarcowego nie jest obligatoryjne. Jej wykonanie zależy od wymagań użytkownika określonych np. w zamówieniu.

Wyniki wykonanych testów zwarcowych posłużyły autorom artykułu do weryfikacji modelu matematycznego, opracowanego na bazie wytycznych CIGRE A3.24 z 2014 r., służącego do określania wytrzymałości obudów rozdzielnic GIS. W badaniu uwzględniono parametry jakościowe gazu SF₆, stopień ewaporacji (parowania) elektrod, stopień ablacji materiału izolacyjnego, jak również uwzględniono charakter zachodzących podczas zwarcia procesów egzo- i endotermicznych (w procesie egzotermicznym z udziałem aluminium poziom wydzielanego ciepła wynosi 31,5 MJ/kg, natomiast w procesie endotermicznym, z udziałem miedzi, poziom ten wynosi 1,2 MJ/kg).

Wyniki czterech testów zwarcowych przedstawiono w tabeli 2 oraz na rysunku 5.

Podczas zwarcia jednofazowego (test nr 1 i 2) uzyskano zbliżony maksymalny poziom ciśnienia gazu niezależnie od zastosowanego na elektrody materiału, mimo że energia łuku elektrycznego była 2,7 razy mniejsza podczas testu z udziałem elektrod aluminiowych. Wyniki wykazały, że wzrost ciśnienia był zdecydowanie szybszy w przypadku zastosowania elektrod aluminiowych oraz że membrany bezpieczeństwa w obu testach zadziałały po wygaszeniu łuku, co może mieć związek ze względnie długim procesem wyrównywania temperatury, a tym samym ciśnienia gazu w całym przedziale.

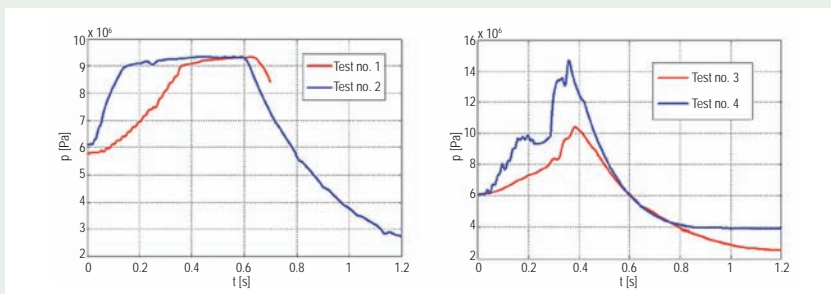


Rys. 4. Widok elektrod użytych w zwarciu: a) jednofazowym, b) trójfazowym

Wyniki czterech testów zwarciowych

Tabela 2

Numer testu	1	2	3	4
Materiał elektrod	Cu	Al	Cu	Al
Rodzaj zwarcia	1-fazowe		3-fazowe	
Prąd zwarcia, kA	40	40	40	40
Czas trwania zwarcia, s	0,36	0,114	0,42	0,37
Wydzielona energia, MJ	1,42	0,52	2,6	2,95
Max. ciśnienie podczas testów, MPa	0,35	0,32	0,4	0,85
Max. ciśnienie membran, MPa	-	0,15	0,15	0,3
Czas do otwarcia membran, s	0,65	0,6	0,38	0,18
Erozja elektrod, g	347,5	34,5	773,5	505,5



Rys. 5. Charakterystyka czasu trwania zwarcia i ciśnienia

W teście nr 4 z użyciem elektrod aluminiowych maksymalne ciśnienie gazu było dużo większe niż w teście nr 3. Mimo że poziom energii łuku elektrycznego w obu testach był porównywalny zadziałanie membrany bezpieczeństwa w teście z elektroda-

mi aluminiowymi nastąpiło o 0,2 s wcześniej niż zgaszenie łuku elektrycznego.

Weryfikacja modelu matematycznego polegała na określeniu współczynnika przenikania ciepła k_p dla różnych rozwiązań. Testy potwierdziły większy wpływ

aluminium na wzrost ciśnienia gazu i temperatury; współczynnik ciepła wyniósł $k_p = 2,3$; dla porównania współczynnik ten dla elektrod miedzianych wyniósł 0,9.

Ostatecznie potwierdzono poprawność wykonanego modelu matematycznego oraz jego przydatność w wykreślaniu charakterystyki zmian ciśnienia i temperatury gazu podczas zwarc wewnątrznych w rozdzielnicach gazowych GIS, na podstawie których projektowane są obudowy modułów rozdzielnic oraz dobierane są zabezpieczenia ciśnieniowe.

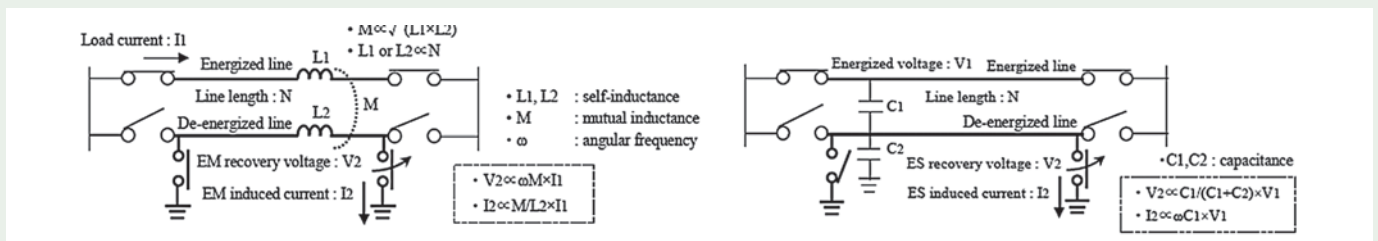
Na potrzebę weryfikacji wartości parametrów prądów i napięć indukowanych na uziemnikach określonych w normie IEC62271-102 „Wysokonapięciowa aparatura rozdzielcza i sterownicza. Odłączniki i uziemniki wysokiego napięcia prądu przemiennego” wskazują autorzy artykułu [12].

Rysunek 6 pokazuje warunki indukowania się prądów i napięć w wyniku sprzężenia elektromagnetycznego (EM) i elektrostatycznego (ES) w liniach dwutorowych.

Wyżej wymieniona norma określa poziom największego prądu, jaki uziemnik jest zdolny łączyć przy napięciu znamionowym indukowanym według tabeli 3.

Autorzy artykułu przeanalizowali możliwe do wygenerowania wartości EM i ES dla rzeczywistych parametrów linii, tj. linii dwutorowych 800, 550, 300, 168, 84 i 72 kV w konfiguracji przedstawionej na rysunku 7.

Zgodnie z rysunkiem 8 indukowane wartości prądu i napięcia dla napięć 300, 550 i 800 kV przekroczyły wartości określone w wymienionej normie. Autorzy artykułu wskazują na potrzebę zweryfikowania wymagań normy w zakresie jej dostosowania do rzeczywistych parametrów sieci przesyłowej, z uwzględnieniem obciążalności liniowej, konstrukcji linii lub jej długości.



Rys. 6. Indukowanie prądów i napięć w linii równoległych EM i ES

Tabela 3

Napięcie znamionowe, kV	Sprężenie elektromagnetyczne				Sprężenie elektrostatyczne			
	prąd znamionowy indukowany, A		napięcie znamionowe indukowane, kV		prąd znamionowy indukowany, A		napięcie znamionowe indukowane, kV	
	klasa		klasa		klasa		klasa	
	A	B	A	B	A	B	A	B
72,5	50	80	0,5	2	0,4	2	3	6
100	50	80	0,5	2	0,4	2	3	6
123	50	80	0,5	2	0,4	2	3	6
170	50	80	1	2	0,4	2	3	6
245	80	80	1,4	2	1,24	3	5	12
300	80	160	1,4	10	1,24	10	5	15
420	80	160	2	10	1,25	18	5	20
550	80	160	2	20	2	25	8	25
800	80	160	2	20	3	25	12	32

Od wielu lat na rynku energetycznym dostępne są modułowe pola rozdzielcze tzw. MTS (Mixed Technologies Switchgear), zintegrowane, kompaktowe pole z przedziałami w izolacji SF₆ przystosowane do zabudowy napowietrznej AIS. Powiązanie modułowego pola z szynami zbiorczymi w wykonaniu AIS może prowadzić do pewnych trudności w doborze parametrów aparatów MTS, np. w zakresie prawidłowego doboru znamionowego napięcia przełączania szyn zbiorczych. Według autorów artykułu [13] istnieje ryzyko, że odłączniki zastosowane w MTS nie będą przystosowane do wykonywania przełączeń szyn zbiorczych rozdzielni i mogą powodować przyspieszone zużycie styków łącznie. W związku z tym autorzy wskazują na konieczność sporządzania analiz wytrzymałościowych w miejscu instalacji i stosowania rozwiązań w wykonaniu specjalnym.

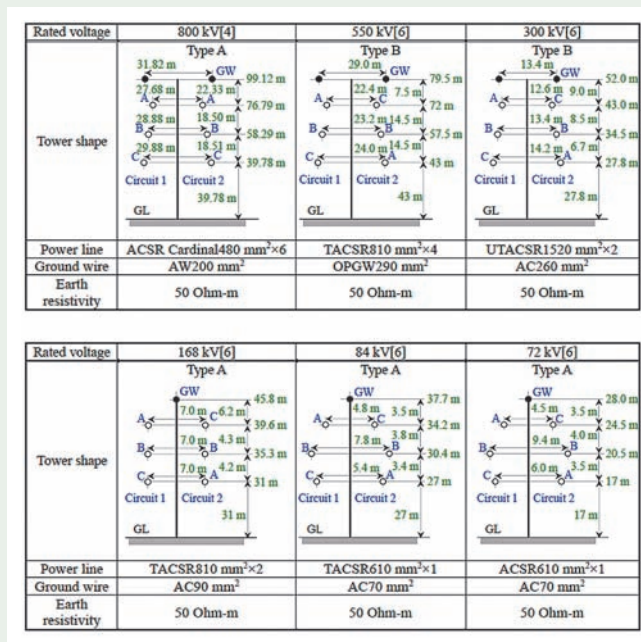
Wytrzymałość materiałów kompozytowych stosowanych w sieci AC i DC

Artykuł [8] opisuje wyniki badań izolatorów osłonowych stosowanych w sieci AC i DC z uwzględnieniem profilu zastosowanego izolatora, jego wymiarów oraz rodzaju zastosowanego materiału kompozytowego typu HTM (hydrophobicity transfer materials), tj. materiału polimerowego posiadającego zdolność przemieszczania niskiej zwilżalności do warstw zabrudzeń powierzchniowych.

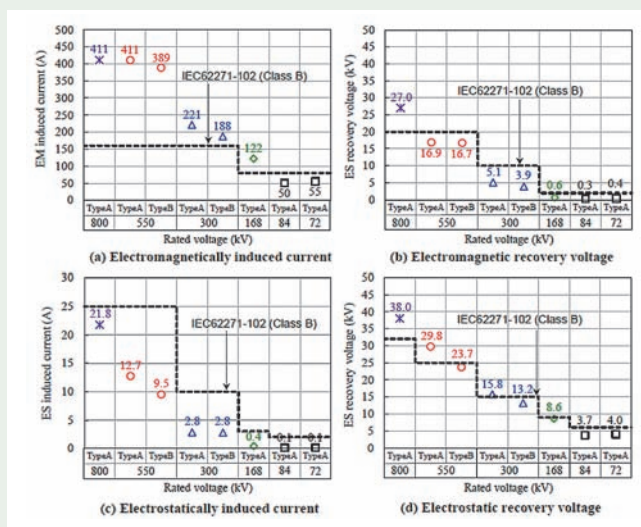
Badania wyładowań niepełnych (WZN) dla napięcia DC zostały wykonane w laboratorium w ramach tzw. testów sztucznego zabrudzenia (artificial pollution tests), natomiast weryfikację stopnia WZN dla napięcia AC wykonano na podstawie badań izolatorów zainstalowanych na stacji francuskiego wytwórcy energii EDF w miejscowości Martigues, położonej blisko linii brzegowej w okolicy przemysłowej związanej z występowaniem zanieczyszczeniem przemysłowym i zanieczyszczeniem solnym.

Dla napięcia DC wykonano dwa rodzaje badań laboratoryjnych:

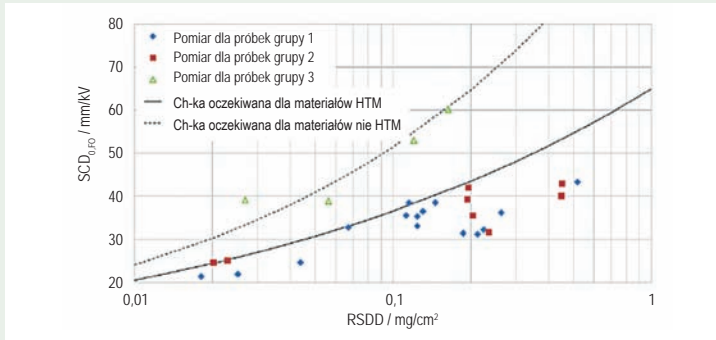
- 1) solid layer method (metoda warstwy zabrudzeniowej) na grupie próbek izolatorów – badanie odzwierciedla wpływ zanieczyszczeń przemysłowych, pustynnych;



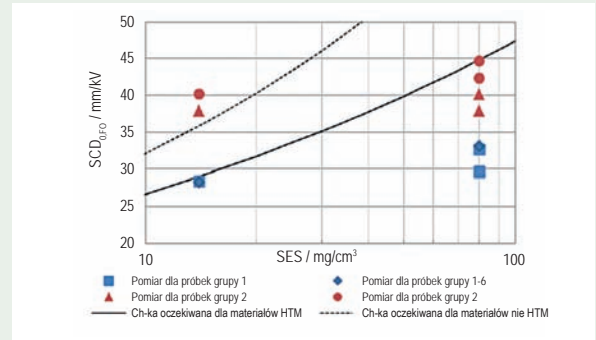
Rys. 7. Analizowane konfiguracje linii dwutorowych



Rys. 8. Wyniki badań względem wartości znormalizowanych w IEC62271-102



Rys. 9. Wpływ stopnia zanieczyszczenia (RSDD) na stopień wyładowania pętlowego dla metody „solid layer”



Rys. 10. Wpływ stopnia zasolenia (SES) na stopień wyładowania pętlowego dla metody „salt fog”

2) salt fog method (metoda mgły solnej) – badanie odzwierciedla wpływ zanieczyszczeń solnych (tereny przybrzeżne).

Stopień wpływu danego zanieczyszczenia na degradację izolatora zaprezentowano w funkcji odległości wyładowania pętlowego wyrażonego współczynnikiem SCD [mm/kV] (specific creepage distance):

$$SCD_{0,60} = \frac{\text{Długość wyładowania pętlowego}}{\text{Min. napięcie przebicia} * \left(\frac{D_a}{250\text{mm}}\right)^{0,17}}$$

Wyniki zaprezentowane na rysunkach 9 i 10 potwierdziły, że stopień wyładowań niezupełnych dla materiału izolacyjnego typu HTM był zgodny z charakterystyką oczekiwaną dla tego typu materiałów, natomiast dla materiałów innych niż HTM stopień wyładowań SCD był o kilka/kilkadziesiąt procent razy wyższy od wartości spodziewanych.

Jednym z rozwiązań poprawy odporności izolatorów wsporczych na wpływ zasolenia jest pokrywanie porcelanowych izolatorów wsporczych warstwą silikonu RTV (room temperature vulcanization). Zastosowaniem tego rodzaju rozwiązań zainteresowany jest szwedzki operator sieci przesyłowej, którego przedstawiciele byli współautorami artykułu [9], w którym zaprezentowano wyniki badań porcelanowych izolatorów pokrytych RTV w zakresie stopnia adhezji, stopnia hydrofobowości i wytrzymałości napięciowej.

CIGRE poszukuje rozwiązań ograniczających wpływ zjawisk pogarszających izolację aparatury wysokonapięciowej. Stąd w artykułach [1], [3] i [6] zaprezo-

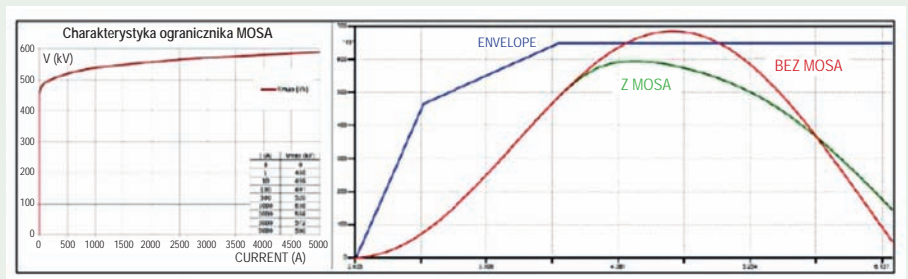
wano metody i ich skuteczność w ograniczeniu przepięć łączeniowych.

Autorzy artykułu [1] przedstawili wyniki ograniczenia poziomu przejściowych napięć powrotnych TRV poprzez zainstalowanie ograniczników przepięć równoległe z wyłącznikami. Rozwiązanie zaimplementowano na dwóch obiektach elektroenergetycznych systemu przesyłowego Brazylii: na stacji 765/500/345kV *Tijuco Preto* (instalacja na poziomie 345 kV) oraz w polach filtrów stacji przekształtnikowej *Porto Velho* na poziomie napięcia 500 kV. Wyniki zaprezentowane na rysunku 11 potwierdzają skuteczność zastosowanego rozwiązania w ograniczaniu maksymalnego poziomu napięć powrotnych, niestety nie wpływa ono na zmniejszenie stopnia stromości narastania tego napięcia RRRV (rate-of-rise).

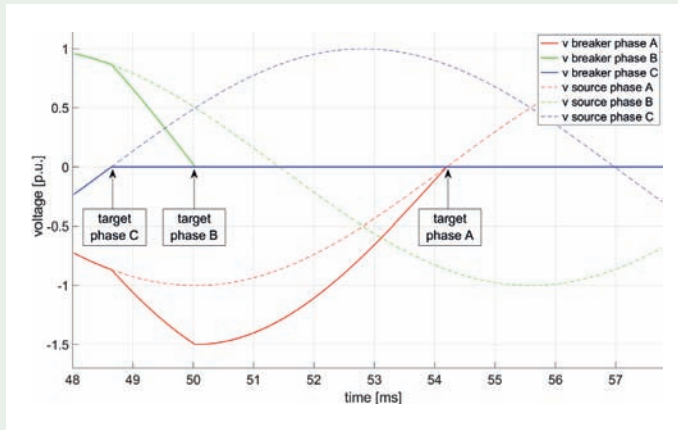
Artykuł [3] porusza kwestie zastosowania systemu kontrolowanego łączenia biegunów wyłącznika (CSS) w procesie załączania baterii kondensatorów, ze szczególnym uwzględnieniem instalacji takiego układu dla istniejących, pracujących wyłączników. System ten pozwala określić

charakterystykę wyłącznika, w tym prędkości wzrostu wytrzymałości dielektrycznej RRDS (rate of increase of dielectric stress) oraz prędkości zanikania wytrzymałości dielektrycznej RDDS (rate of decrease of dielectric stress), a także wyznaczenie czasów zadziałania, na który ma wpływ m.in temperatura otoczenia, napięcie cewek itd., które są niezbędne do poprawnego działania układu. Układy do kontrolowanego załączania biegunów wyłącznika stosowane są do odpowiedniego wysterowania łączenia wyłącznika w polu dławika, baterii kondensatorów lub linii kompensowanych w celu obniżenia przepięć łączeniowych, które mogą być szkodliwe dla izolacji.

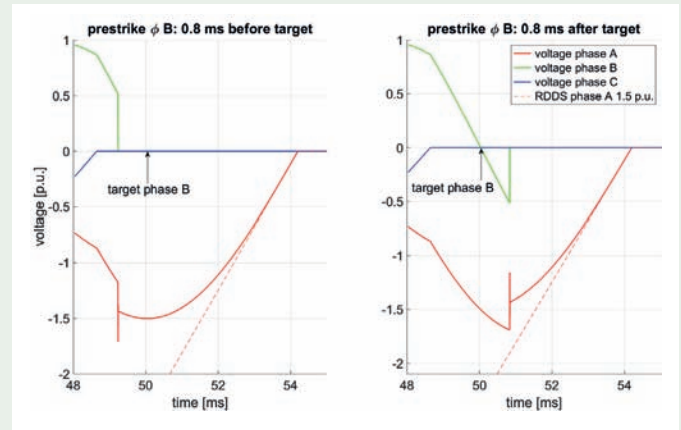
Podczas załączania rozładowanego kondensatora istnieje zagrożenie wystąpienia przepięć i prądów rozruchowych. W celu uzyskania jak najkorzystniejszej różnicy potencjałów podczas załączania, załączenie powinno nastąpić w pobliżu przejścia napięcia przez zero. Zgodnie z wymaganiami CIGRE WG 13.07 kolejność załączanych faz wyłącznika powinna wyglądać następująco: pierwsze dwie



Rys. 11. Charakterystyka napięcia powrotnego TRV dla zwarcia na zaciskach wyłącznika



Rys. 12. Propozycja modyfikacji łączenia faz wyłącznika w polu baterii kondensatorów (w kolejności faz C-B-A)



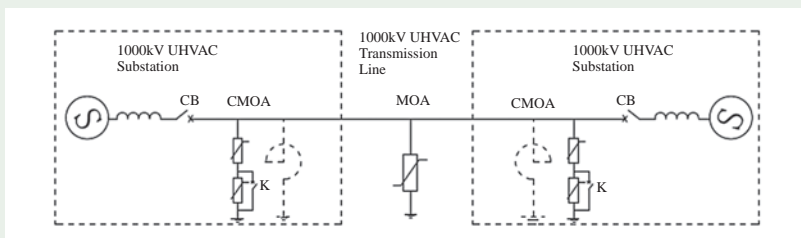
Rys. 13. Propozycja modyfikacji łączenia faz wyłącznika w polu baterii kondensatorów w sytuacji przesunięcia łączenia fazy B +/-0,8 ms

fazy zamykane są przy przejściu międzyfazowego napięcia odniesienia przez zero, a załączenie trzeciej fazy powinno nastąpić w odstępstwie 90 stopni elektrycznych. Opcjonalnie CIGRE zaleca łączenie pierwszej fazy w dowolnym punkcie, natomiast druga faza załączana jest gdy różnica między napięciami odniesienia pierwszej

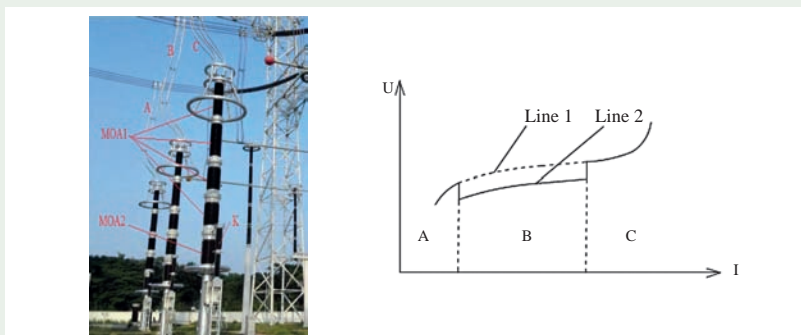
i drugiej fazy wyniesie zero. W artykule [3] zaprezentowano propozycję modyfikacji schematu łączeniowego w ten sposób, że faza C powinna być załączana jako pierwsza podczas naturalnego przejścia przez zero, a nie w dowolnym punkcie na fali napięcia odniesienia (rys.12). Autorzy przedstawili wyniki badań symulacyjnych oraz

rzeczywistych, z których wynika, że nawet w przypadku, gdy nie uda się osiągnąć celu, tj. przejścia przez zero np. +/-0,8 ms, wygenerowane przepięcia nie przebiją komory wyłącznikowej, tj. nie przekroczą napięcia wynikającego z charakterystyki RDDS, czyli charakterystyki prędkości zanikania wytrzymałości dielektrycznej.

Autorzy artykułu [6] zaprezentowali rozwiązanie ograniczające przepięcia w sieci UHVAC, polegające na instalacji dodatkowych sterowalnych ograniczników przepięć, tzw. CMOA (controllable metal oxide arrester) na obu końcach linii. CMOA zbudowana jest z dwóch ograniczników przepięć MOA1 (stałe związane z siecią) i MOA2 (ogranicznik zwierany łącznikiem K). W stanie normalnym łącznik „K” jest otwarty. W stanach przejściowych, np. podczas przełączeń, następuje zbcznikowanie MOA2 i ograniczenie przepięć.



Rys.14. Miejsce instalacji CMOA



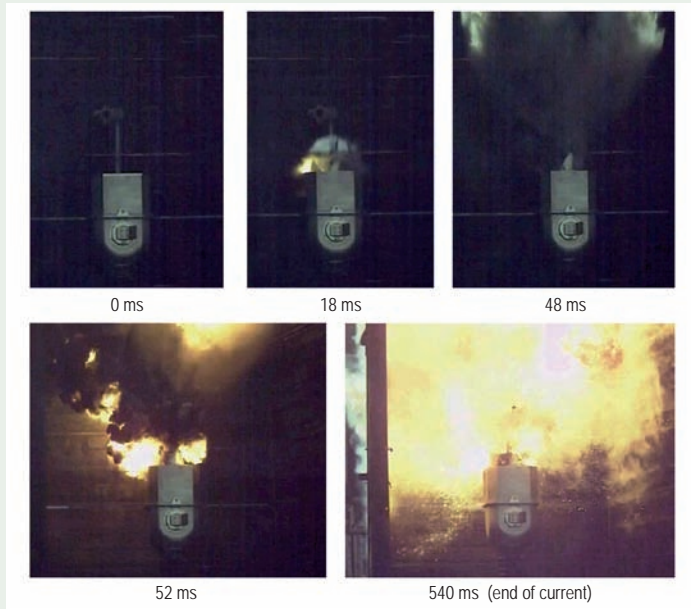
Rys.15. Ogranicznik typu CMOA i jego charakterystyka prądowo-napięciowa

charakterystyka w strefie A (obszar napięć sieciowych) – łącznik „K” otwarty;
 charakterystyka w strefie B (obszar przepięć łączeniowych) – łącznik „K” zamknięty;
 obniżenie napięcia wyładowczego (residual voltage U_{res}) i w konsekwencji obniżenie wartości przepięć;
 charakterystyka w strefie B (obszar przepięć piorunowych) – łącznik „K” otwarty

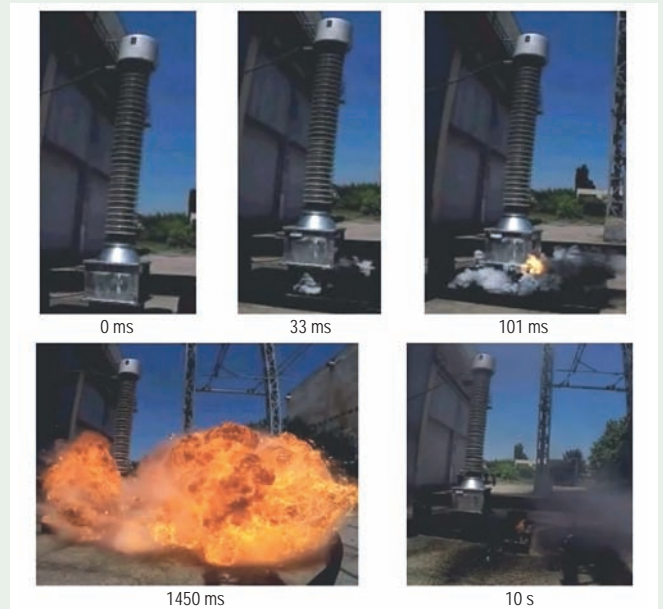
Zarządzanie aparaturą sieci przesyłowej i dystrybucyjnej

W ramach PS2 powstało 7 artykułów, których szczegółowa tematyka dotyczyła następujących zagadnień:

- 1) odłączniki sterowane cyfrowo wyposażone w układ monitoringu [16],
- 2) niezawodność aparatury [20] i [21],
- 3) układy monitorowania przekładników [22],
- 4) badanie wytrzymałościowe przekładników [19].



Rys. 16. Przekładnik prądowy 420 kV w izolacji olejowej przy zwarceniu wewnętrznym symetrycznym 40 kA rms przy czasie jego trwania 540 ms



Rys. 17. Przekładnik napięciowy 245 kV w izolacji olejowej przy zwarceniu wewnętrznym asymetrycznym 63 kA rms przy czasie jego trwania 300 ms

Artykuł [19] wchodzący w skład grup artykułów PS2 zawiera interesujące wyniki testów zwarciovych wykonanych przekładników prądowych i napięciowych w izolacji olejowej.

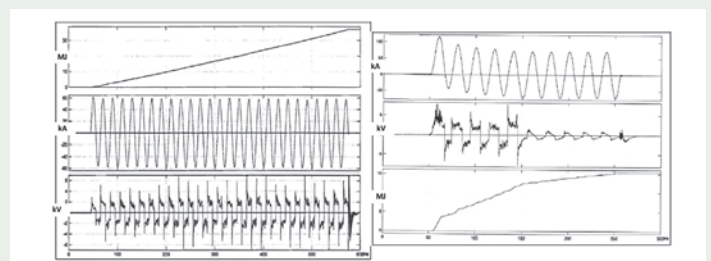
Autor artykułu zaprezentował zarejestrowane sekwencje zwarcia na przekładnikach. Zgodnie z rysunkami 16, 17 i 18 przy zwarceniu symetrycznym i asymetrycznym otwarcie urządzenia rozładowu-

jącego ciśnienie oleju nastąpiło w czasie pierwszych kilkudziesięciu ms i w obu przypadkach doszło o zapalenia się izolacji olejowej. Jednakże, jak wynika to z rysunku 19, podczas zwarcia asymetrycznego następuje gwałtowniejszy (w porównaniu ze zwarcieniem symetrycznym) wzrost energii w pierwszych kilkudziesięciu milisekundach, czego skutkiem jest również szybsze zadziałanie zabezpieczeń rozładowujących ciśnienie.

Wyniki testów Autor artykułu odniósł do wymagań normy IEC 61869-2 „Wymagania szczegółowe dotyczące przekładników prądowych”, która określa następującą wytrzymałość zwarciovą przekładników (tab. 4).



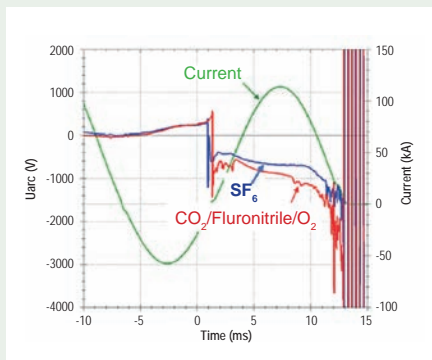
Rys. 18. Przekładnik prądowy 245 kV w izolacji olejowej przy zwarceniu wewnętrznym asymetrycznym 50 kA rms przy czasie jego trwania 200 ms



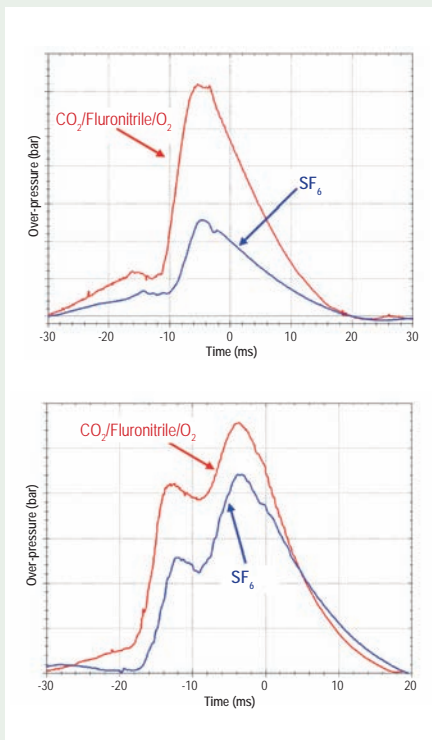
Rys. 19. Przebieg energii, prądu i napięcia podczas trwania zwarcia a) zwarcie symetryczne, b) zwarcie asymetryczne

Tabela 4

Znamionowy prąd zwarciový i czas jego trwania		Klasa I	Klasa II
Zabezpieczenie stopnia 1	<40 kA 200 ms	dopuszczalne rozerwanie obudowy: rozerwane elementy obudowy muszą znaleźć się w ograniczonej/określonej strefie	nie wystąpią skutki zewnętrzne inne niż zadziałanie urządzenia rozładowującego ciśnienie
Zabezpieczenie stopnia 2	<40 kA 500ms		nie występuje fragmentacja obudowy (akceptowalne przetopienie obudowy)
Zabezpieczenie stopnia 1	≥40 kA 100ms		nie wystąpią skutki zewnętrzne inne niż zadziałanie urządzenia rozładowującego ciśnienie
Zabezpieczenie stopnia 2	≥40 kA 300ms		nie występuje fragmentacja obudowy (akceptowalne przetopienie obudowy)



Rys. 20. Wyłączenie prądu podczas zwarcia na zaciskach wyłącznika (terminal faults) według [23]



Rys. 21. Przebieg wzrostu ciśnienia w strefie termicznej wyłącznika podczas zwarcia SLF oraz TLF według [23]

Badania wskazały na potrzebę wykonywania badań wytrzymałościowych dla zwarć asymetrycznych głównie ze względu na charakter narastania energii łuku. Przewiduje się, że kolejna wersja normy IEC61869 uwzględni takie wymaganie.

W związku z tym, że według wymienionej normy próby wytrzymałościowe nie są obligatoryjne, Autor artykułu wskazuje na zasadność udokumentowania przez producenta wykonania dodatkowej próby wytrzymałościowej. Jako przykład wskazano firmę energetyczną RTE we Francji, która nie tylko wymaga przeprowadzenia takiej próby, ale również określa jej warunki, tj. wartość prądu zwarciovego oraz czas trwania zwarcia.

Rozwój nowoczesnych rozwiązań

W ramach PS3 powstało 11 artykułów, których tematyka dotyczyła następujących zagadnień:

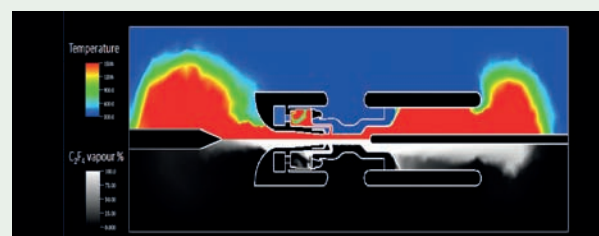
- 1) alternatywnymi gazami względem SF₆ [23], [27], [29], [31],
- 2) wyłącznikami próżniowymi [24], [33],
- 3) rozwiązaniami sieci średniego napięcia [25], [26],
- 4) wyłączaniem długich linii kablowych [30].

Artykuły [23], [27], [29] i [31] poruszają kwestie stosowania mieszanin gazowych jako alternatywnego rozwiązania wzglę-

dem gazu cieplarnianego SF₆ dla aparatury napowietrznej AIS przedstawiając szczegóły badań z użyciem mieszanin gazowych: CO₂/Fluoronitril [23], [29], [31] oraz CO₂/O₂/Fluoroketones [27].

Wyniki przeprowadzonych testów wskazują jednoznacznie na brak możliwości zastosowania alternatywnych mieszanin gazowych w wyłącznikach SF₆ bez adaptacji komory gaszeniowej (wyzwaniem jest np. zmiana strefy oddziaływania termicznego podczas wyłączenia zwarcia).

Artykuł [23] przedstawia wyniki testów wykonanych na rozdzielnicy GIS oraz wyłącznikach napowietrznych typu dead-tank dla napięcia znamionowego 145 kV przy prądzie zwarciovym 63 kA z wykorzystaniem mieszaniny gazowej CO₂/fluoronitril. Wykonano następujące testy: T10 i T100a/s (terminal fault), SLF (short line fault), OP (out of phase) oraz TLF (transformer limited fault; test wymagany zgodnie z normą IEEE). Testy T i SLF zostały przeprowadzone pomyślnie dla prądu 63 kA. Wyzwaniem okazał się test TLF. Ze względu na fakt, że takimi rodzajowi wyłączenia towarzyszy duża stromość przejściowego napięcia powrotnego i duża amplituda wyłącznik przeszedł pozytywnie test tylko dla prądu zwarciovego na poziomie 20 kA. Na rysunkach 20-22 zaprezentowano wyniki wykonanych testów.



Rys. 22. Rozkład temperatury dla wyłącznika z mieszaniną gazu fluoronitril według [31]



Rys. 23. Przekładnik kombinowany 123 kV typu SVAA z medium izolacyjnym „clean air”. Przekładnik przeszedł z wynikiem pozytywnym próby typu zgodnie z normą IEC 61869

Innym alternatywnym rozwiązaniem jest wyłącznik próżniowy i wykorzystanie suchego powietrza „clean air” jako medium izolacyjnego. Podczas gdy wyłączniki próżniowe stosowane są na średnim napięciu bez ograniczeń, technologia próżniowa na wyższym napięciu rozwija się bardzo powoli. Obecnie na rynku dostępny jest wyłącznik próżniowy 145 kV (prąd zwarcioowy 45 kA,

prąd znamionowy 3150 A, temperatura pracy -60°C do $+55^{\circ}\text{C}$). Artykuł [33] prezentuje szczegóły przedsięwzięcia polegającego na instalacji takiego wyłącznika wraz z przekładnikiem w izolacji „clean air” stacji *Noerdlingen* (Niemcy).

Komitet Studiów A3 rozszerzył swoją działalność o zagadnienia związane z siecią średniego napięcia SN. Artykuł [25] prezentuje problematykę sieci dystrybucyjnej (selektywność wyłączeń, lokalizacja miejsca zwarcia) oraz trendy w rozwoju stosowanych rozwiązań m.in.:

- 1) system monitorowania systemu kablowego (Smart Cable Guard) obejmujący układy lokalizacji zwarcia, bazujące na detekcji falowej z błędem pomiarowym nie większym od 1%,
- 2) zdalnie sterowana rozdzielnica SN/nn,
- 3) automatyka odbudowy systemu z funkcjonalnościami SPZ i synchrocheck.

Podsumowanie

Referaty zaprezentowane na sesji CIGRE w 2018 r. pokazują, że wraz z rozwojem sieci przesyłowej (budowanie długich wielotorowych linii przesyłowych na poziomie UHVAC, linii przesyłowych prądu

stałego itp.) identyfikowane są coraz wyższe wartości parametrów systemowych, takich jak TRV, RRRV, SOV, dla których zastosowanie standardowych rozwiązań może być niewystarczające. Stąd istnieje potrzeba coraz bardziej szczegółowego definiowania wymagań technicznych przez użytkownika w zakresie np. podwyższonej wytrzymałości ciśnieniowej, napięciowej lub np. obligatoryjnego wykonania próby zwarciowej.

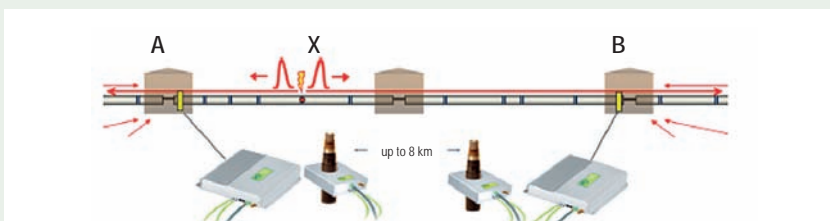
Korzystanie z nowych/innowacyjnych rozwiązań technicznych, jak również z doświadczeń operatorów sieci przesyłowej i dystrybucyjnej, zdecydowanie podnosi niezawodność pracy urządzeń i systemu elektroenergetycznego, a tym samym wpływa na zapewnienie bezpieczeństwa elektroenergetycznego na wysokim poziomie.

REFERATY KOMITETU STUDIÓW A3

- [1] A3-101. J.F. Amon, R.A.A. Gonçalves (Brazylia), *Application of metal oxide surge arresters in parallel with circuit breaker's chambers as a possible solution to reduce TRV.*
- [2] A3-102. R.P.P. Smeets, B. Baum, R. Nijman, D. Petropoulos, T. Ohtaka (Holandia, Japonia), *High-Voltage Circuit-Breaker Test Statistics 2011-2016 and Test Analysis Tools.*
- [3] A3-103. R. Doche (RD), R. Pater (RP), S. Poirier (SP), Y. Filion (YF), M. Lamarche (ML), A. Mercier (AM) (Kanada), *Optimizing the energizing scheme of unearthed shunt capacitor banks.*
- [4] A3-104. Jovcic D., A. Jamshidi Far (Wielka Brytania), A. Hassanpoor (Chiny), *Control Methods for Fault Current Limiting Using Hybrid HVDC Breakers.*
- [5] A3-105. G. Tang, W. Zhou, Z. He, X. Wei, C. Gao (Chiny): *Development of 500 kV modular cascaded hybrid HVDC breaker for DC grid applications.*
- [6] A3-106. X. Chen, W. Shi, Z. He, H. YU, Z. Li, W. Chen, D. Ge, X. Han, G. Sun, M. Li (Chiny), *Flexible measures to depress switching over-voltage in UHVAC transmission system and latest research results.*
- [7] A3-107. P. Singh, S. Sen, A. Pal, U. Sen (Indie), *Enhancement of 765 kV System Stability: Optimization of Neutral Grounding Reactor Parameters.*



Rys. 24. Instalacja wyłącznika próżniowego na stacji *Noerdlingen*



Rys. 25. System monitorowania systemu kablowego

- [8] A3-108. E. Moal, V. Bergmann, C. Pons, A. Soergel, W. Manzke (Francja), *Technical design requirements and test experiences on Composite Hollow Core Insulators regarding pollution performance under AC and DC stress.*
- [9] A3-109. M. Radosavljevic, A. Dornfalk, I. Gutman (Szwecja), *Development of requirements for testing and verification of RTV-coated substation support insulators for AC application.*
- [10] A3-110. D. Gorenc, K. Flegar, I. Lončar, E. Plavec (Chorwacja), *Simulation and Measurement of Pressure Rise in GIS 145 kV due to Internal Arcing.*
- [11] A3-111. A. Bertinato, J.C. Gonzales, D. Lome, C. Creusot, B. Luscan, B. Raison (Francja), *Development of a protection strategy for future DC networks based on low-speed DC circuit breakers.*
- [12] A3-112. S. Tsukao, H. Iwane, T. Watanabe, M. Shiiki, D. Yoshida, T. Kato (Japonia), *Survey on Requirements for Induced Current Switching by Earthing Switches.*
- [13] A3-113. D.V. Chernoskutov, A.R. Rotblut, A.S. Bunkov, A.P. Labut, M.I. Karmazin, K.A. Ryzhkov, JSC Elmash (Rosja), *Development and Research of Switching Capability of Gas-insulated Disconnecting Switch of Switchgear.*
- [14] A3-114. A. Lujnović, S. Čaršimamović, M. Veledar, Z. Bajramović, A. Mujezinović (Bośnia i Hercegowina), *Experience of the application generator circuit breakers in tpp kakanj.*
- [15] A3-115. N.A. Belda, C.A. Plet, R.P.P. Smeets, R. Nijman (Holandia), S. Tokoyoda, K. Tahata, F. Page, H. Ito, C. Spallarossa (Japonia, Wielka Brytania), *Full Power Short-circuit Tests of HVDC Circuit Breakers using AC Generators Operated at Reduced Power Frequency.*
- [16] A3-201. E. Stella (Włochy), J.L. Rayon, G. Henry (Francja), *Digital disconnecter: Return on experience on digital substation.*
- [17] A3-202. M. Magdy, A. Basyounn, Faraskoury El., D. EL Arosi H. Zarzoura, A. Raafat, El Sayed M. El Refaie (Egipt), *The Egyptian experience in solving transient problems associated with the switching operations of 220 kv capacitor banks.*
- [18] A3-203. J. Khanna, R.K. Tyagi, Y. Kulkarni, V. Sindkar, S. Kulkarni (Indie); *Experience on use of Controlled Switching Devices with Circuit Breakers in Indian Power System- A Case Study.*
- [19] A3-204. J.M. Nogueiras (Hiszpania); *Safety in the operation of oil-paper instrument transformers.*
- [20] A3-205. S. Douillard, G. Henry, S.Bisiou, F. Guillon, F. Mees, V. Roy, M. Halby, J.L. Rayon, E. Stella (Francja, Wochy), *Disconnectors reliability on the French grid and means to reduce the consequences of their failures on the electrical system.*
- [21] A3-206. S. Yuasa, H. Iwane, T. Watanabe, M. Kosakada, H. Kajino (Japonia), *Application and Reliability of Metal Oxide Surge Arresters in Japan.*
- [22] A3-207. A. Lindskog, E. Viberg, T. Lindquist (Szwecja), *Online monitoring of Capacitive Voltage Transformers using energy meters.*
- [23] A3-301. V. Hermosillo (USA), C. Gregoire, D. Vancell, J. Ozil, Y. Kieffel, E. Pierres, *Performance Evaluation of CO₂/Fluoronitrile Mixture at High Short Circuit Current Level in GIS and Dead-Tank High-Voltage Circuit Breakers.*
- [24] A3-302. P. Leufkens, R. Nayar (USA), K.R. Venna (Niemcy); *Vacuum Generator Circuit Breaker As a Reliable SF₆ – Alternative With Reduced Life Cycle Costs For Power Plants Up To 400 MW.*
- [25] A3-303. A. Janssen (Holandia), N. Uzelac (USA), P. Found (Kanada), G. Schoonenberg (Holandia), M. van Riet (Holandia), *Evolution of functional requirements for MV switchgear.*
- [26] A3-304. P. Bertolotto, M. Bonaconsa, L. Chenet, M. Riva, F. Viaro (Włochy), *The future evolution of medium voltage circuit breakers: new developments and possible applications.*
- [27] A3-305. J.D. Mantilla, M. Claessens, M. Kriegel (Szwajcaria), *Physical Aspects of Arc Interruption in CO₂/O₂/Fluoroketones Gas Mixtures.*
- [28] A3-306. B. Cui, J. Zhang, Y. Chen, C. Wang, G. Li, H. Duan, P. Li, Y. Wu, Z. Xiang, R. Yang (Chiny), *Study on electrical endurance for capacitive current switching of 1100 kV circuit breakers used for filter banks.*
- [29] A3-307. H.E. Jung, H.S. Ahn, J. Choi, Y.G. Kim (Korea), P. Huguénot, R. Lüscher (Szwajcaria), K. Bousoltane, J. Ozil (Francja); *Application of a Heptafluoroisobutyronitrile gas (C₄F₇N) mixed with the Background gas of CO₂ in GIS as SF₆ Alternative.*
- [30] A3-308. V.J. Hernández, G. Álvarez, A. Burgos, B. García, G. Molina (Hiszpania); *Switching of long compensated cables. Transients and switching strategies applied in 132kV AC Mallorca-Ibiza submarine link.*
- [31] A3-309. K. Bousoltane, D. Vigouroux, Y. Kieffel, T. Zhou, Ph. Robin-Jouan (Francja); *Performance evaluation of CO₂ and fluoronitrile mixture in comparison with SF₆.*
- [32] A3-310. M. Yanin JSC PROFOTECH (Rosja), T. Heid (Szwajcaria); *Extending metering technology limits with new approach to combined instrument transformers using IEC61850-9-2LE protocol.*
- [33] A3-311. J. Teichmann, S. Kosse, M. Koletzko, N. Wenzel, S. Giere, D. Helbig (Niemcy), U. Prucker, M. Engel, C. Wolf (Niemcy); *145/170 kV Vacuum Circuit Breakers and Clean-Air Instrument Transformers – Product performance and first installations in AIS substations.*



Aleksandra Rakowska
Politechnika Poznańska

Kable – Komitet Studiów B1

Insulated cables – Study Committee B1

Komitet Studiów CIGRE – Kable elektroenergetyczne (SC B1) jest odpowiedzialny za wszystkie aspekty dotyczące lądowych i morskich sieci kablowych. Zakres prac SC B1 obejmuje: teorię, projektowanie, wdrażanie, produkcję, instalację, testowanie, eksploatację i konserwację oraz badanie i techniki diagnostyczne sieci kablowych AC i DC. W sierpniu 2018 w ramach CIGRE SC B1 aktywnie pracowało 18 Working Groups WG, 5 Task Forces TS i jeden Joint Working Group JWG. Warto przedstawić ostatnio powołane grupy robocze, ponieważ podejmowane tematy wskazują, na jakie zagadnienia należy aktualnie zwrócić szczególnie uwagę i je dokładnie przeanalizować.

Ostatnio utworzone Grupy Robocze to:

- WG B1.62 – *Recommendations for testing DC extruded cable systems for power transmission at a rated voltage up to and including 800 kV*,
- WG B1.63 – *Additional recommendations for mechanical testing of submarine cables for dynamic applications*,
- WG B1.64 – *Evaluation of losses in armoured three core power cables*,
- WG B1.65 – *Installation of Submarine Cables*,
- WG B1.66 – *Recommendations for testing DC lapped cable systems for power transmission at a rated voltage up to and including 800 kV*,
- WG B1.67 – *Loading pattern on cables connected to windfarms*,
- WG B1.68 – *Condition evaluation of lifetime strategy; update of TB 358 (Remaining life management of existing AC underground lines, 2008 r,*

- WG B1.70 – *Recommendations for the use of and the testing of optical fibers in submarine cable systems*,
- WG B1.71 – *Guidelines for safety risk management in cable systems*,
- WG B1.72 – *Cable rating, rozszerzenie zakresu TB 640(A Guide for Rating Calculations of Insulated Cables, 2015).*

Natomiast WG B1.69 połączyła się ekspertami z Komitetu. C4 i utworzono JWG B1/C4.69, która ma za zadanie ocenić i dostosować do aktualnych warunków BT 189 *Insulation Coordination for HVAC Underground Cable Systems* z 2001 r.

W sesji Komitetu Studiów B1 – *Linie kablowe* dyskutowano o problemach zawartych w 41 referatach. Przedstawiciele 14 państw w ramach dyskusji zaprezentowali 46 wystąpień, a dodatkowo w dyskusji „spontanicznej” zabierało głos 52 uczestników Sesji. Dyskusja nad referatami została podzielona na 3 grupy – zgodnie z przyjętymi w roku 2016 tematami preferowanymi.

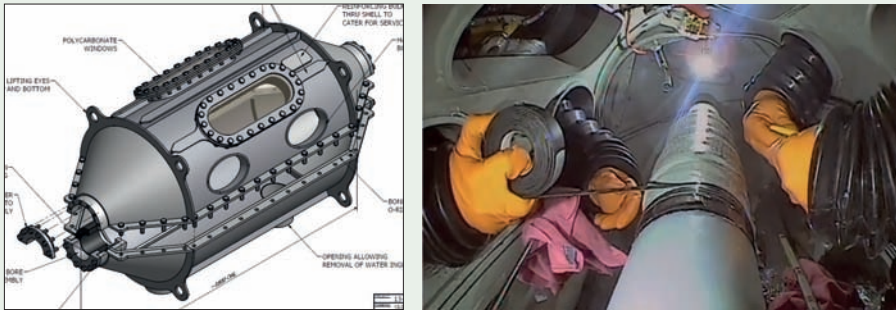
Tematy te to:

- **Najnowsze doświadczenia z lądowymi i morskimi kablami prądu przemiennego i DC** (23 referaty)
- **Najlepsze wykorzystanie istniejących lądowych i morskich systemów kablowych AC i DC** (8 referatów),
- **Systemy kabli lądowych i morskich AC i DC w sieci przyszłości** (10 referatów).

Oceniając wszystkie referaty zaprezentowane w ramach SC B1 można stwierdzić, że dominowała tematyka kabli morskich (17 referatów), a w tym przede wszystkim kabli prądu stałego (DC). Głównymi tematami były m.in. badanie linii kablowych mor-

skich, dokonywanie napraw uszkodzonych kabli morskich, obciążalność głęboko ułożonych kabli w połączeniach farm offshore, zastosowanie kabli ± 80 kV o izolacji XLPE-DC do zasilania platform wiertniczych, połączenia morskimi kablami na napięcie ± 320 kV typu Light, usuwanie kabli morskich, ocena rozwoju kabli morskich HVDC w systemie Light w poszczególnych państwach itd. W tej grupie jest pierwsze w Chinach połączenie morskimi kablami na napięcie przemienne 500 kV, o zdolności przesyłowej 1100 MW i żyły roboczej 1800 mm² – z zastosowaniem kabli o izolacji XLPE. Utrudnieniem realizacji tego projektu był fakt, że profil dna w miejscu planowanego ułożenia linii kablowej jest silnie zróżnicowany [B1-304]. Wśród tej grupy referatów szczególnie duże zainteresowanie wzbudził referat o zaprojektowaniu i wdrożeniu do eksploatacji specjalnej kapsuły naprawczej dla kablowych linii morskich (rys.1). Ta innowacyjna metoda pozwala obniżyć koszt naprawy kabla morskiego nawet o ... 50% [B1-305].

Bardzo ważne jest, aby móc wstępnie zlokalizować, a następnie dokładnie określić miejsce uszkodzenia w jak najkrótszym czasie, aby nie tylko szybciej naprawić awarię, ale szybko zapobiec ewentualnemu zagrożeniu zanieczyszczenia środowiska. Dodatkowo jest bardzo ważne, aby wybrać odpowiednie jednostki i sprzęt do dokonania naprawy w zależności od prognozy pogody i charakteru otoczenia uszkodzonej linii. Fakt posiadania odpowiedniej strategii zarządzania częściami zamiennymi przez operatora linii morskiej i opracowanej dokładnie procedury dotyczącej czynności naprawczych może znacząco ograniczyć czas konieczny na naprawę linii [B1-116].



Rys. 1. Kapsuła naprawcza i montaż mufy na dnie morskim [B1-305]



Rys. 2. Linia kablowa chroniona płytami betonowymi oraz 5 usuniętych muf kablowych [B1-119]

W grupie referatów o kablach morskich, chyba po raz pierwszy opisano przebieg usuwania 70-kilometrowej linii kablowej 400 kV, ułożonej kablami o izolacji papierowo-olejowej – pokazując, jakie natrafiono trudności oraz w jaki sposób realizowano poszczególne etapy likwidacji linii zbudowanej w roku 1981. Likwidacja była szczególnie utrudniona, ponieważ trasa linii znajdowała się na obszarze o bardzo intensywnym ruchu statków [B1-119].

Na rysunku 2 pokazano widok linii na dnie morza oraz mufy wycięte ze zlikwidowanej linii morskiej.

Inny, ciekawy referat traktował o kablowych liniach morskich ułożonych równolegle, a konkretnie dotyczył oceny wzajemnego oddziaływania znajdujących się dość blisko siebie dwóch spektakularnych (ze względu na swoją długość, bo wynoszącą ponad 500 km) linii morskich – istniejącej linii HVDC *NorNed* (Norwegia-Holandia) oraz planowanej *NordLink* (Norwegia-Niemcy). Izolacją kabli w obu liniach jest układ izolacyjny z papieru przesyconego syciwem. Różnica polega między innymi na tym, że linia *NordLink* planowana jest na napięcie ± 525 kV z maksymalnym prądem 1450 A, gdy linia *NorNed* jest linią ± 450 kV z prądem

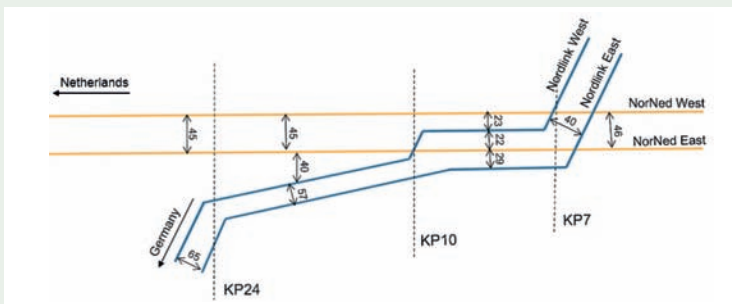
maksymalnym równym 824 A. Przeprowadzone badania i analizy pokazały, że wzajemne oddziaływanie obu linii HVDC może być zagrożeniem bezpieczeństwa pracy podczas instalowania drugiej linii, ponieważ ułożenie nowej linii kablowej, równoległe do istniejącej linii HVDC spowoduje, że indukowane napięcie podczas np. wystąpienia przebicia izolacji może doprowadzić do znacznego przekroczenia maksymalnego, dopuszczalnego napięcia dotykowego.

Na rysunku 3 pokazano trasę fragmentu obu linii kablowych z podaniem odległości jednej linii od drugiej oraz odległości od linii brzegowej [B1-310].

Propozycja nowej mufy rozgałęznej na napięcie 72 kV (rys. 4) także dotyczyła tematyki linii morskich, ponieważ pokazywała możliwości szerokiego zastosowania tej mufy do łączenia ze sobą poszczególnych siłowni wiatrowych w farmach offshore [B1-101].

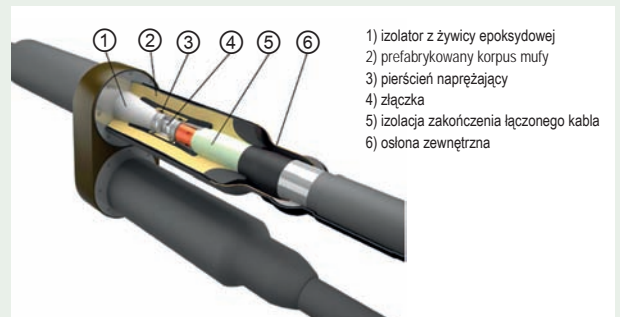
Interesujące rozważania przedstawiono w [B1-112], a dotyczyły one konieczności wymiany fragmentu linii napowietrznej 220 kV na wybrzeżu Morza Karaibskiego. Rozważano budowę kablowej linii lądowej lub linii morskiej. Po bardzo skrupulatnych analizach zdecydowano się na linię kablową lądową m.in. dlatego, że było to rozwiązanie tańsze – także z uwzględnieniem długotrwałego okresu eksploatacji oraz budowa tej linii w mniejszym stopniu będzie wpływała na środowisko.

Wśród referatów o kablach HVDC warto zwrócić uwagę na dwa z nich, poświęcone badaniu kabli ± 545 kV i ± 640 kV o izolacji XLPE-DC [B1-308, B1-309]. Ważne podkreślenia są straty przesyłowe dla różnych poziomów napięć – im wyższe

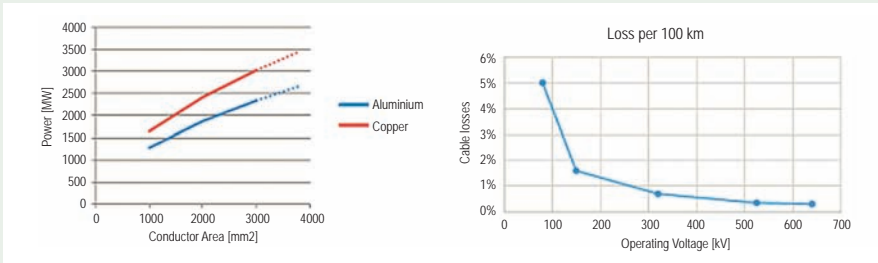


Rys. 3. Schemat połączeń NordLink i NorNed w Fedafjorden [B1-310]

strzałki pomiędzy kablami pokazują odstępy w metrach, a znaczniki KP odległość od brzegu w kilometrach



Rys. 4. Mufa rozgałęzająca 72 kV z możliwością podłączenia i odłączenia [B1-101]



Rys. 5. Zdolność przesyłowa kabli 640 kV DC w zależności od przekroju żyły roboczej oraz straty przesyłowe dla w pełni obciążonych kabli w przeliczeniu na 100 km [B1-309]



Rys. 6. Korpus mufy ± 320 kV (długość elementu 1,4 m) oraz mufy ± 640 kV (długość elementu 1,9 m) [B1-309]

napięcie, tym mniejsze są straty przesyłowe w przeliczeniu na jednostkę długości. I tak, dla kabla HVDC na napięcie ± 640 kV w pełni obciążonego – straty przesyłowe w przeliczeniu na 100 km są na poziomie poniżej 0,4% (rys. 5).

Na rysunku 5 pokazano zdolność przesyłową kabli 640 kV o żyłach aluminiowych i miedzianych w zależności od przekroju żył roboczych. Do chwili obecnej planowane systemy ± 640 kV HVDC nazywane są „World’s most powerful underground power transmission cable system”.

Podwyższanie poziomu napięcia kabli HVDC wymaga oczywiście także opracowania odpowiedniego osprzętu kablowego. Na rysunku 6 pokazano najważniejszy element mufy – korpus mufy służący do łączenia dwóch odcinków kabla – dla kabli ± 640 kV w porównaniu ze stosowanymi już szeroko elementami muf dla napięcia ± 320 kV [B1-309].

Ważnym problemem dotyczącym linii kablowych jest ochrona środowiska oraz bezpieczeństwo wykonywania różnego rodzaju prac instalacyjnych w pobliżu istniejących linii. Dwa, z zaprezentowanych podczas Sesji 2018, referaty poświęcono metodom redukcji pola magnetycznego wokół linii kablowych. W pierwszym referacie [B1-104] przedstawiono badania eksperymentalne dotyczące skuteczności różnych metod ekranowania pola magnetycznego generowanego przez linię kablową 138 kV dla różnych konfiguracji ułożenia linii i przy zastosowaniu trzech metod redukcji pola magnetycznego: płyt metalowych ułożonych w kształcie litery „H”, zmodyfikowanej pasywnej pętli sprzężenia magnetycznego i rynien z materiału ferromagnetycznego. W drugim referacie porównywano wyniki pomiarów i symulacji przy

zastosowaniu różnych konfiguracji ekranów redukujących pole magnetyczne [B1-105]. Stwierdzono m.in., że przy stosowaniu blach aluminiowych na ekrany – poszczególne arkusze blachy muszą być połączone elektrycznie, wówczas skuteczność redukcji pola wzrasta.

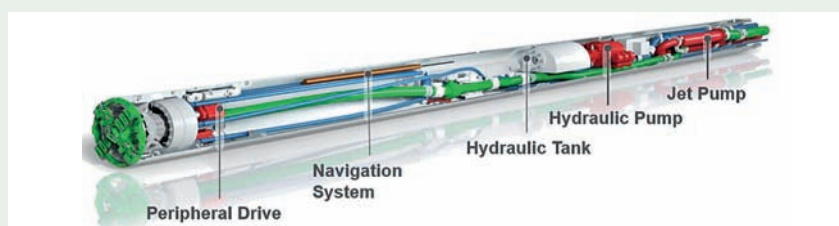
Kolejne 4 referaty poświęcono bezpieczeństwu pracy przy liniach kablowych oraz możliwości groźnego dla osób prowadzących czynności eksploatacyjne i dla pracy samych linii kablowej znacznych wartości napięcia indukowanego oraz prądów, mogących pojawić się w powłokach metalowych kabli [B1-110]. Dlatego konieczne jest dokładne przeanalizowanie sposobu połączenia żył powrotnych/powłok metalowych (rys. 7) dla różnych konfiguracji i opracowanie szczegółowych procedur, jak postępować podczas wszel-

kich czynności w pobliżu pracujących linii kablowych [B1-115].

Inny ciekawy projekt przedstawiono w [B1-107] opisując konieczność rozbudowy sieci kablowej na Olimpiadę 2016 w Rio de Janeiro, tym bardziej że planowanemu i niezbędnemu instalowaniu wielu nowych linii kablowych towarzyszyły bardzo intensywne prace budowlane na tym terenie. Wybudowano 13,3 km linii 138 kV w ciągu 13 miesięcy, stosując specjalne kable ze zwiększoną odpornością na uszkodzenia mechaniczne, bo posiadające jako warstwę zewnętrzną tubę stalową ze światłowodem. Z kolei w innym referacie zademonstrowano zalety układania kabli WN i NN w mikrotunelach, np. na terenach o gęstej infrastrukturze drogowej [B1-108]. Opracowano także maszynę umożliwiającą budowę takich linii (rys. 8).



Rys. 7. Skrzynka cross-bondingowa umieszczona w betonowym kręgu oraz sprawdzanie poprawności połączeń żył powrotnych przy pomocy małego urządzenia przenośnego [B1-115]



Rys. 8. Główne elementy maszyny do drążenia mikrotuneli [B1-108]



Rys. 9. Kable HVDC 320 kV na infrastrukturze autostrady [B1-124]

Referat [B1-124] dotyczył linii *Piedmont-Savoy* HVDC pomiędzy Piosasco i Grand-Ile, o długości 190 km; z czego 95 km linii jest po stronie francuskiej i ... 95 km linii po stronie włoskiej. Cechą charakterystyczną tej linii jest fakt, że ułożona jest głównie wzdłuż autostrad i na wiaduktach. Wydaje się, że tego typu rozwiązania będą stosowane w przyszłości coraz powszechniej, ze względu na łatwiejsze uzyskiwanie zgody na zajęcie odpowiedniego pasa technicznego do układania nowych linii kablowych. Linia dwutorowa ± 320 kV z kablami z żyłami o przekroju 2500 mm^2 ułożona jest m.in. na długości 13 km w tunelu kolejowym Freju [B1-124]. Linia ta utworzona przez 4 kable również zainstalowana jest pod wiaduktami, bezpośrednio na konstrukcji wiaduktu – rysunek 9.

Jako kable przyszłości wskazuje się oczywiście kable, w których wykorzystywane jest zjawisko nadprzewodnictwa. Kable nadprzewodnikowe pracujące w temperaturze ciekłego azotu oznaczane są jako HTSC (ang. *High Temperature Superconducting*). Tym kablom poświęcono dwa referaty, a pierwszy z nich dotyczył kabli nadprzewodnikowych prądu stałego o napięciu ± 20 kV i zdolności przesyłowych na poziomie 50 MW [B1.301]. Podczas Sesji CIGRE odbywały się równocześnie jednodniowe warsztaty pt. *Technologies for Global Energy Grid*, na których między innymi bardzo szczegółowo opisano dwa projekty, które dotyczą linii i mają być uruchomione w 2020 roku – i były przedmiotem wspomnianego referatu. Jest to projekt uruchomienia w St. Petersburgu linii kablowej DC o długości 2500 m z kablami nadprzewodnikowymi oraz linii *Ishikari* w Japonii na Hokkaido o długości 1000 m. Konstrukcję kabla nadprzewodnikowego HVDC plano-

wanego do ułożenia w linii w Rosji pokazano na rysunku 10.

Między innymi także w Korei trwają prace rozwojowo-badawcze mające na celu pierwsze komercyjne w tym kraju zainstalowanie kabla HTSC. Jednak, w tym przypadku są to kable AC o konstrukcji trójżyłowej i jako linie prototypowe AC 23 kV 50 MVA i 120 MVA były z sukcesem eksploatowane w latach 2014-2016 w Superconducting Power Apparatus Center [B1-303].

Sesji CIGRE każdorazowo towarzyszy wystawa, która z roku na rok zajmuje coraz większe powierzchnie, ponieważ liczba wystawców dynamicznie wzrasta. Podczas 47. Sesji prezentowało swoje wyroby i technologie 350 firm na powierzchni 17 300 m².

Na rysunku 11 pokazano próbkę trójfazowego AC kabla 220 kV o przekroju miedzianej żyły roboczej $3 \times 1200 \text{ mm}^2$ – przeznaczonych do łączenia farmy wiatrowej of-

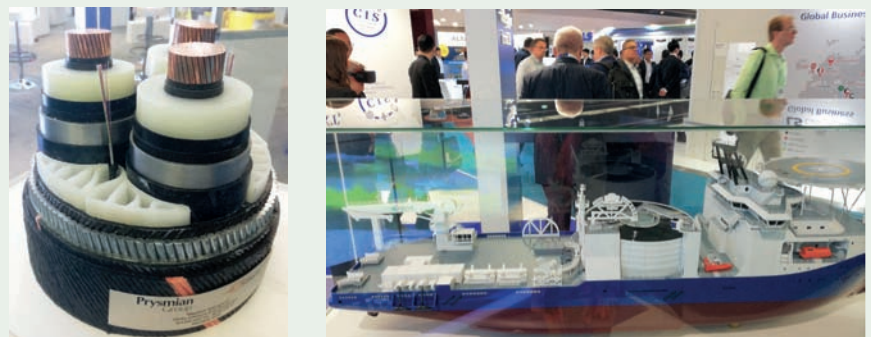
fshore z systemem elektroenergetycznym – czyli tzw. kabel eksportowy. Na tym samym rysunku pokazano model największego statku do układania kablowych linii morskich (ang. *cable-laying vessel*) – czyli statku *NKT Victoria*. Statek i jego wyposażenie umożliwiają układanie kabli na głębokości maksymalnie do 1000 m, a masa maksymalnego obciążenia statku to możliwość załadunku 9000 ton. O wielkości samego statku świadczą niektóre dane: długość 140 m, szerokość 30 m, powierzchnia pokładu 1600 m², możliwość zakwaterowania 100 osób w 77 kabinach.

Imponująca była liczba odwiedzających wystawę, bo zarejestrowano odwiedziny 9600 specjalistów (w tym przedstawicieli operatorów sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, ekspertów, producentów oraz pracowników uczelni i jednostek naukowo-badawczych) z 91 państw. Poza wystawą techniczną dodatkowo zorganizowano



Rys. 10. Kable typu HTSC

- a) prądu stałego ± 20 kV, który będzie dostarczany w odcinakach o długości ok. 430 m do linii w St. Petersburgu [TGEG'18],
- b) kabel 23 kV prądu przemiennego ułożony w linii o długości 1000 m w Korei [B1-303]



Rys.11. Wystawa towarzysząca Sesji CIGRE - kabel morski AC 220 kV oraz model statku *NKT Victoria* – największego statku do układania kabli morskich (fot. autorka)



Rys. 12.
Wystawa Electric Art
i spotkanie z artystką
Eleną Parouchevą
– autorką koncepcji
innowacyjnych
słupów
energetycznych
(fot. autorka)

m.in. wystawę modeli i zdjęć innowacyjnych słupów/konstrukcji wsporczych dla linii napowietrznych wysokich napięć zaprojektowanych przez prekursorkę tego rodzaju rozwiązań – artystkę Elenę Parouchevą (rys. 12).

Grupy Robocze działające w ramach Komitetu Studiów B1 w latach 2017-2018 opublikowały następujące Broszury Techniczne (BT):

- BT nr 728 „On-site partial discharge assessment of HV and EHV cable system”, sierpień 2018,
- BT nr 722 „Recommendations for additional testing for submarine cables from 6 kV up to 60 kV ($U_m=72,5$ kV), czerwiec 2018,
- BT nr 720 „Fire issues for insulated cables installed in air”, kwiecień 2018,
- BT nr 714 „Long term performance of soil and backfill of cable systems”, luty 2018,
- BT nr 689 „Life cycle assessment and environmental impact of underground cable systems”, czerwiec 2017,
- BT nr 680 „Implementation of long AC HV and EHV cable systems”, kwiecień 2017.

Planowane jest wydanie w roku 2019 następujących BT: „After laying tests on AC and DC cable systems with new technologies” (WG B1.38), „Work under Induced Voltages and Induced Currents” (WG B1.44) oraz „Trenchless Technologies” (WG B1.48).

REFERATY KOMITETU STUDIÓW B1

- [1] B1-101. Van Rossum, J., *Dry-type branched joint for 72-kV extruded cable systems.*
- [2] B1-102. Smit J., *Challenges for the repair strategy of 380kV cable systems.*
- [3] B1-104. Moreira R., *Comparative between underground lines magnetic field shielding techniques on the field education factor, line ampacity and implementation costs.*
- [4] B1-105. Sun G., Blasiis C. D., Corsaro P., *Study of electromagnetic shielding of high voltage cable: a comparison between an experiment and FEM simulation.*
- [5] B1-106. Elfaraskoury A., *Experience of withstand voltage testing by using variable frequency tuned resonant test system for extruded power cable in site.*
- [6] B1-107. Peixoto C., *New High Voltage underground cables to supply the energy for the 2016 Olympic Games.*
- [7] B1-108. Tappel C., Frehn T., Puffer R., Andres M., Peters M., Engel T., Brüggmann J., Winkel T., *A new microtunneling technology for extra-high-voltage power cable installations.*
- [8] B1-109. Du Plessis T., *Case study for the use of a semi conductive outer sheath layer on 400 kV cable systems.*
- [9] B1-110. Alexandrou K., Tastavidis C., Georgallis G., Anders G. J., *Sheath circulating currents calculation in asymmetrical installation schemes for power frequency models.*
- [10] B1-112. Lopes J., *Conversion of a portion of a 220 kV overhead line to underground in Cartagena – Colombia.*
- [11] B1-114. Phayomhom A., *Analysis of induced sheath voltages and currents of 230 kV oil-filled and XLPE underground power cables in the tunnel: case study of Metropolitan Electricity Authority of Thailand.*
- [12] B1-115. Cabau M., *Safe Work on HV Extruded insulation Cable Systems under induced Voltages.*
- [13] B1-116. Díez A., Francés A., Donoso G., Nogueroles E., Salah E.F., Abdellah K.M., *Lessons learnt during reparation of the Morocco-Spain submarine connection.*
- [14] B1-117. Palone F., Iuliani V., Rebolini M., Valant A., Buono L., Mazza A., *Commissioning of the Italy – Sicily 420 kV submarine link: field test results.*
- [15] B1-118. Vree D., *Ampacity calculation method for deeply buried wind farm AC submarine export Cables.*
- [16] B1-119. Tommelstad E., *Removal of old oil filled submarine cables in the Oslo fjord 2016/2017.*
- [17] B1-120. Eriksson E., *Energizing the Martin Linge Offshore Oil and Gas Field.*
- [18] B1-122. Lee S.B, Kim Y.H, Jung E.H, Hong S.P, Cho D.S, Jung H.J, *Development of HVDC XLPE cable system for VSC and LCC.*
- [19] B1-123. Karmokar T., *Evaluation of 320 kV extruded DC cable system for temporary overvoltages by testing with very long impulse waveform.*
- [20] B1-124. Benato R., Dambone Sessa S., De Zan R., Paziienza M., Rebolini M., *Italy-France HVDC interconnection named “Piedmont-Savoy”: an example of synergy between electric energy transmission and highway infrastructures.*
- [21] B1-125. Johannesson K., *The Johan Sverdrup project, Power from shore.*
- [22] B1-126. Garvik Ø., *Distributed Temperature Sensing on the NorNed HVDC Cable System.*
- [23] B1-127. Gu X., *Development and qualification of the extruded cable system for Xiamen \pm 320 kV VSC-HVDC Project.*
- [24] B1-201. Lee J. H., Woo D. J., D. H. Kim, Myong Y.J., S. Song Y., *A development of on-line system for detecting partial discharge of underground extra high voltage XLPE cable.*
- [25] B1-202. Hongyan C., *Investigation on the Incipient Self-clearing Faults in Distribution Cables by Power Quality Monitoring System and Online PD Detection.*
- [26] B1-203. Leemans P., *Belgian experience with the design and installation of online monitoring techniques on a 380 kV AC cable system.*

- [27] B1-204. Balza X., Calveras D., Generó N., Parés S., Denche G., Donoso G., Enriquez I., *Fire performance upgrade of installed HV insulated cables through special on-site taping.*
- [28] B1-205. Iwasaki K., *Initiatives in prevention measures against SCOF cable faults and fires.*
- [29] B1-206. Sarto T., *Thermo-electrical equivalent of submarine export cable system in wind farms – model development and validation.*
- [30] B1-207. Freitag Chr., Foster A., Macnay L., *New Approach to Third Party Damage Probability Assessment for Submarine Cables.*
- [31] B1-208. Lewarkar A., *Feasibility evaluation of existing AC cable joints under DC operating Conditions.*
- [32] B1-301. Sytnikov V.E., Ryabin T.V., Yamaguchi S., Ivanov Yu., *On the possibility of using HTSC cable lines in creation of long-distance interconnections, CIGRE Session 2018, paper.*
- [33] B1-302. Chang S. M., Mun B. C., Lee S. H., Kim J. H., *22.9 kV Polypropylene insulated power Cable with soft polypropylene, CIGRE Session 2018, paper.*
- [34] B1-303. Koo D.C., Won Y.J., Jeon J.G., Paik N.Y., Kim K.T., Ryu C.H., Na J.B., *World first commercial project for superconducting cable system in Korea.*
- [35] B1-304. Sun L., Chen Z., Gao Z., Li S., Peng W., Jing Q., *Design and tests of the first commercialized 500 kV XLPE insulated submarine power cable.*
- [36] B1-305. O'Rourke P., Rochat E., Hemphill S., *Innovative fault location and repair of submarine power cables on the seabed.*
- [37] B1-306. Stølan R., *Armour Loss in Three Core Submarine Cables – Impedance Measurements and Steel Grade Comparison.*
- [38] B1-307. Bareggi A., Boffi P., Chinosi S., Franchi Bononi S., Guizzo L., Lavecchia G., Marzinotto M., Mazzanti G., Pozzati G., *Current and future applications of HPTE insulated cables Systems.*
- [39] B1-308. Poehler St., Brueggmann J., Thiele D., Martin F., *Prequalification Test of Extruded HVDC 525-kV-Underground Cables.*
- [40] B1-309. Jeroense M., Bergelin P., Quist T., Abbasi A., Rapp H., Wang L., *Fully qualified 640 kV underground extruded DC cable system.*
- [41] B1-310. Stølan R., Bremnes J.J., Evenset G., Juvik J., Koreman K., *Electromagnetic interference in parallel HVDC cable circuits.*

Krzysztof Lenarczyk

Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.

Linie napowietrzne – Komitet Studiów B2

Overhead lines – Study Committee B2

Komitet Studiów CIGRE B2 zajmuje się wszystkimi aspektami związanymi z projektowaniem, budową, modernizacją czy eksploatacją napowietrznych linii elektroenergetycznych AC i DC, w tym zagadnieniami elektrycznymi oraz mechanicznymi w odniesieniu do poszczególnych elementów linii (przewodów fazowych, przewodów odgromowych, izolatorów, osprzętu, słupów czy fundamentów).

Podstawowymi obszarami, którymi obecnie zajmuje się Komitet Studiów B2 są zagadnienia związane z: optymalizacją linii, wyborem trasy linii, eksploatacją linii, wymaganiami do projektowania, oddziaływaniem wiatru na przewody (drżania), zwiększeniem obciążalności prądowej linii, systemami monitorowania pracy linii, minimalizacją oddziaływania linii na otoczenie.

W roku 2018 wydana została przez SC B2 Zielona księga dotycząca modelowania drgań w przewodach linii napowietrznych „Green Book – Modelling of Vibrations of Overhead Lines Conductor”.

Tematyka na sesji podzielona była na trzy główne bloki tematyczne, gdzie każdy z nich obejmował kilka wiodących zagadnień.

1. Linie napowietrzne i technologie informacyjne (7 artykułów)

- rozwój systemów informacji przestrzennych, zbieranie danych, dla potrzeb analiz trasy linii i otoczenia linii,
- wykorzystanie linii napowietrznych jako sieci komunikacyjnych: monitoring i zarządzanie siecią, internet rzeczy, włókna światłowodowe,
- monitorowanie dynamicznej obciążalności linii.

2. Wykorzystanie doświadczeń dla poprawy pracy linii napowietrznych (11 artykułów)

- analiza przyczyn awarii: wyjątkowe warunki klimatyczne, wady linii i osprzętu, starzenie elementów linii,
- ocena niezawodności, monitorowanie stanu linii, czas życia linii,
- wykorzystanie trasy linii, ograniczenia eksploatacyjne: rozwiązania dla kontroli, naprawy i budowy linii.

3. Techniczne i środowiskowe aspekty linii napowietrznych (12 artykułów)

Blok tematyczny prowadzony wspólnie z Komitetem Studiów C3 – Oddziaływanie środowiskowe systemów elektroenergetycznych – obejmował następujące zagadnienia:

- potrzeby i wyzwania w zakresie oddziaływania linii na środowisko,
- akceptacja społeczna,
- innowacyjność projektu,
- stosowanie różnych materiałów,
- linie kompaktowe,
- minimalizacja oddziaływań zewnętrznych linii.

W niniejszym artykule omówiono kilka wybranych referatów z poszczególnych grup tematycznych.

Linie napowietrzne i technologie informacyjne

W ramach pierwszego bloku tematycznego znaczna część referatów poświęcona została systemom monitorowania obciążalności prądowej linii. Prace nad ich rozwojem, jak również wdrożenia systemów monitorowania obciążalności prądowej, trwają na świecie już od kilkunastu lat. Obecnie stosowane systemy wykorzystują różne rozwiązania, np. stacje pogodowe, bezpośrednie pomiary zwisów przewodów itp. Systemy te pozwalają na lepsze wykorzystanie istniejącej infrastruktury, bez konieczności przebudowy linii, polegające na zwiększeniu obciążalności prądowej linii. Jednym z podstawowych elementów mających wpływ na obciążalność prądową linii są występujące w otoczeniu (lokalnie) linii warunki atmosferyczne, takie jak: wiatr, temperatura, nasłonecznienie. Rolą systemów jest wykorzystanie danych określonych dla rzeczywistych lokalnych warunków atmosferycznych. Należy mieć na uwadze zmienność warunków wzdłuż trasy linii, np. w związku z przejściem przez tereny leśne, ukształtowaniem terenu, kierunkiem trasy linii względem barier i przeszkód terenowych. Systemy te mogą być wykorzystywane również do prognozowania obciążalności prądowej linii i tym samym pomóc w planowaniu pracy sieci.

W referacie [B2-107] Autorzy opisali nowe podejście do zastosowania systemu monitorowania obciążalności prądowej z możliwością prognozowania (ang. *Forecasted Dynamic Line Rating*). Wyróżnili w nim cztery kluczowe kroki. Pierwszym

z nich jest zbieranie i przestanie danych, takich jak np. temperatura przewodu, wartość płynącego prądu przewodem, odległość przewodu do ziemi. Drugi polega na dostarczaniu danych o rzeczywistych warunkach atmosferycznych na potrzeby rozwoju modelu obliczeniowego dynamicznej relacji pomiędzy temperaturą i zwisem przewodu. W ten sposób system wykorzystuje rzeczywiste warunki atmosferyczne i jednocześnie zapewnia nieprzekroczenie zwisów oraz temperatury pracy przewodu. W dalszej kolejności może wykorzystywać prognozy pogody do wyznaczania obciążalności prądowej linii. Autorzy wskazali, że jako urządzenia mierzące parametry zostały zainstalowane czujniki (sensory) na przewodach, które dokonywały pomiaru: prądu, temperatury przewodu, drgań przewodu, odległości przewodu do ziemi (poprzez wbudowany LIDAR). Czujniki zostały zainstalowane w przęstach zidentyfikowanych jako krytyczne. Dzięki temu dokonywano oceny zależności pomiędzy zmierzoną temperaturą przewodu a odległością przewodu do ziemi. Ze stacji pogodowych pozyskiwane były dane, które następnie były wprowadzane do równania stanu cieplnego przewodu (wg IEEE Standard 738, CIGRE Brochure TB 601).

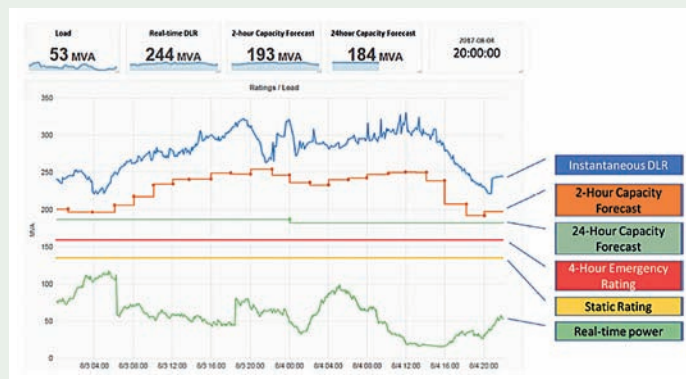
Zaletą wykorzystywania stacji pogodowych zainstalowanych na linii lub w ich pobliżym otoczeniu jest możliwość uwzględnienia lokalnych warunków atmosferycznych. Szczególnie jest to istotne odnośnie do wiatrów, ponieważ nawet niewielkie zmiany prędkości wiatru mają stosunkowo duży wpływ na temperaturę przewodu. Zatem przy wykorzystaniu odległych stacji

pogodowych należy uwzględnić niedokładność zmierzonych warunków atmosferycznych w stosunku do warunków panujących w bezpośrednim otoczeniu linii. Aspekt ten należy mieć również na uwadze przy wykorzystywaniu prognozowanych danych atmosferycznych. Autorzy wskazują, że istotnym elementem w korzystaniu z odległych stacji pomiarowych i prognoz pogody jest proces ciągłego uczenia systemu, pozwalający na ulepszanie korelacji pomiędzy mierzonymi warunkami atmosferycznymi (z pobliskich i odległych stacji pogodowych) a wynikami w postaci zwisów przewodów i obliczeniowej obciążalności prądowej. Monitoring zwisów przewodu pozwala na weryfikację uzyskiwanych wyników z obliczeń oraz służy do poprawy i doskonalenia modelu obliczeniowego.

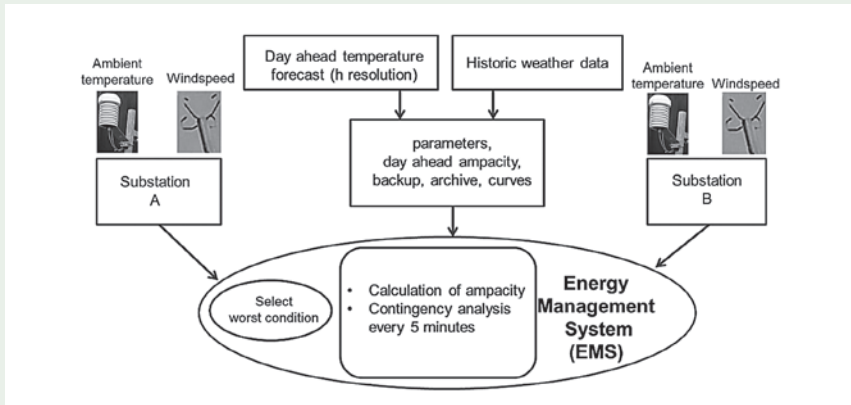
Na rysunku 1 przedstawiono przykładowe wykresy obciążalności prądowej (statycznej, chwilowej, prognozowanej) uzyskane z aplikacji wdrożonej przez jednego z operatorów w USA.

Z przedstawionych krzywych na rysunku 1 wynika, że prognozowana dopuszczalna obciążalność prądowa linii jest niższa niż rzeczywista. Im dłuższy jest okres prognozowany, tym różnica ta jest większa. Zatem w tym przypadku możemy mówić o podejściu konserwatywnym do prognoz. Dodatkowo widzimy również, że krzywa przedstawiająca rzeczywistą obciążalność prądową jest bardziej zmienna.

Kolejnym artykułem dotyczącym tematyki systemu monitorowania obciążalności prądowej jest referat B2-104, w którym przedstawiono doświadczenia z pięcioletniego okresu wdrożenia



Rys. 1. Porównanie krzywych obciążalności prądowej, linia 138 kV

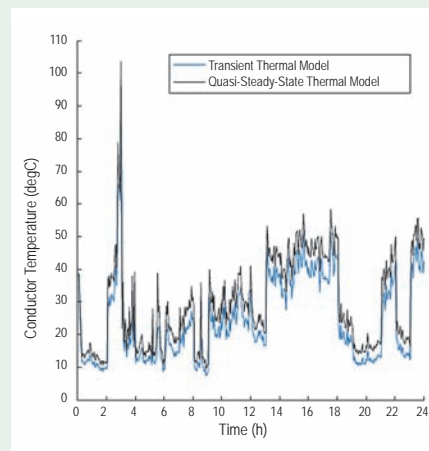


Rys. 2. Ideowy schemat wdrożonego systemu

systemy u operatora austriackiego (*Austrian Power Grid, APG*). Na rysunku 2 przedstawiono ideowy schemat wdrożonego systemu.

Obecnie dla 15% linii przesyłowych w Austrii wdrożono systemy monitorowania obciążalności prądowej. W ramach artykułu porównano zastosowanie systemu dla dwóch linii o długości każdej z nich około 100 km. Jedna z linii położona jest na terenach górzystych, gdzie występuje duża zmienność warunków atmosferycznych, zaś druga na terenie płaskim o stosunkowo mniejszych zmianach warunków atmosferycznych. W celu ograniczeń liczby stacji pogodowych zainstalowano je tylko na końcach linii, tj. w stacjach elektroenergetycznych. Z uwagi na ograniczoną liczbę punktów pomiarowych (stacji pogodowych) zastosowane zostały współczynniki korekcyjne dla wartości prędkości wiatru oraz temperatury w odniesieniu do warunków, jakie mogą wystąpić wzdłuż trasy linii. Współczynniki były tak dobierane, aby z jednej strony pozwalały na uzyskanie jak największej obciążalności linii, a drugiej strony zapewniały bezpieczeństwo pracy linii (temperatury przewodów, wymagana odległość przewodów do ziemi). Na podstawie przeprowadzonych analiz Autorzy stwierdzili, że w przypadku linii na terenie płaskim zwiększenie liczby stacji pogodowych (więcej niż 2 na końcach linii) mogłoby pozwolić na zwiększenie obciążalności tylko do kilku procent. W przypadku linii położonej w terenach górzystych zysk byłby większy.

Artykuł [B2-105] również dotyczy zagadnień związanych z monitorowaniem dynamicznej obciążalności prądowej. Autorzy pracy (Kanadyjczycy) opisali w sposób ilościowy ryzyko, jakie jest związane z obliczeniami i danymi uwzględnianymi w procesie wyznaczania obciążalności prądowej linii. W systemach monitorowania obciążalności prądowej obliczanie odbywa się dla określonych wcześniej interwałów czasowych. W okresie trwania interwału warunki pogodowe mogą ulegać zmianie. Przyjęcie parametrów atmosferycznych z początku interwału (bez uwzględniania ich zmienności w danym okresie) prowadzi może do niedokładności uzyskiwanych wyników. Taka sama sytuacja wy-



Rys. 3. Porównanie wyników obliczeń temperatury przewodu z zastosowaniem przejściowego modelu cieplnego oraz modelu quasi-stałego

stępuje w przypadku systemów wykorzystujących prognozowane dane pogodowe. Autorzy referatu przeprowadzili własne analizy na podstawie danych pozyskanych ze stacji zlokalizowanych przy liniach przesyłowych w południowej Albercie, jednej z prowincji Kanady. W ramach analiz dokonali porównania wyników obciążalności prądowej z zastosowaniem przejściowego modelu cieplnego oraz quasi-stałego modelu (w którym temperatura przewodu obliczana jest co 3 minuty według rzeczywistych danych pogodowych). Na rysunku 3 przedstawiono uzyskane wyniki.

W przypadku zastosowania przejściowego modelu cieplnego uzyskuje się mniejsze wartości temperatury przewodu. Przyjęcie tego modelu daje wyniki zbliżone do rzeczywistych, ponieważ przeważnie mierzona temperatura przewodu jest niższa niż temperatura obliczana według modelu quasi-stałego. Niemniej jednak według autorów należy zapewnić kompromis pomiędzy wyższą obciążalnością a ryzykiem przekroczenia temperatury przewodu.

W artykule [B2-103] przedstawiono nowe możliwości zastosowania skaningu laserowego LIDAR. Głównym celem pracy było pozyskanie informacji o warunkach atmosferycznych dla przęsła w linii 300 kV *Aurland-Fardal* w Norwegii, na potrzeby planowanej przez operatora Norweskiego *Statnett* modernizacji linii w celu zwiększenia obciążalności prądowej linii. W przeszłości przewód fazowy składał się z pojedynczego przewodu, zaś na pozostałej trasie linii jest wiązka dwuprzewodowa. I dlatego *Statnett* podjął się oceny czy przęsło to nie będzie stanowiło tzw. wąskiego gardła.

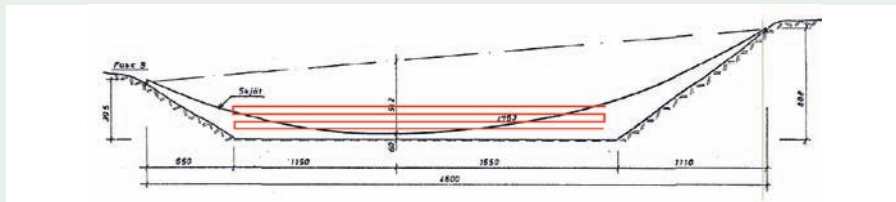
Na szczególną uwagę zasługują parametry oraz lokalizacja przęsła. Przęsło położone jest nad fiordami (rys. 4). Długość przęsła wynosi 4,6 km, odległość pomiędzy fazami 50 m, zastosowany jest przewód jest o średnicy 47,81 mm, zaś różnica poziomów wysokości 400 m (rys. 5).

Głównym parametrem, który podlegał pomiarom i ocenie była częstość występowania określonych prędkości wiatru jako czynnika chłodzącego przewod i pozwalającego na zwiększanie dopuszczalnej obciążalności prądowej linii. Dane pomiarowe pozyskiwane były z trzech źródeł:



Rys. 4. Mapa położenia linii

H – lokalizacja stacji pogodowej,
L – lokalizacja LIDAR,
B – stacja pogodowa oraz początek przęsła,
J – koniec przęsła



Rys. 5. Poglądowy profil przęsła

stacji pogodowej zainstalowanej na słupie (punkt B na rys. 4), urządzenia skanującego LIDAR (punkt L na rys. 4) oraz z Norweskiego Instytutu Metrologii. LIDAR jest urządzeniem teledetekcyjnym, które wykorzystuje pulsacyjną wiązkę lasera do oszacowania prędkości wiatru na podstawie pomiarów przesuniętego dopplerowskiego rozproszenia wstecznego. LIDAR jest dobrze przystosowany do opisywania pola przepływu z dala od powierzchni lub gdy konwencjonalne pomiary nie mogą być

wykonane. Na rysunku 6 przedstawiono urządzenie do skanowania – LIDAR.

Na rysunku 7 przedstawiono porównanie zmierzonych prędkości wiatrów i częstości ich wystąpienia poprzez LIDAR oraz stacją pogodową.

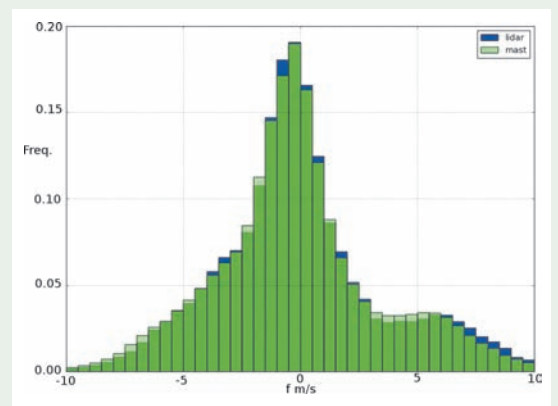
Z przeprowadzonych pomiarów wiatru wynika, że wiatr w przedmiotowym przęsle charakteryzuje się dużą zmiennością. Wiatry słabsze niż 1 m/s są częste i występują w przybliżeniu 13% czasu jednocześnie wzdłuż przęsła, zaś wiatr o prędkości

0,6 m/s stanowi około 6%. Większość wiatrów ma kierunek prostopadły do przęsła i jest generalnie słabsza podczas nocy i z rana, zaś mocniejsza popołudniu, gdy temperatura otoczenia jest wyższa. Zmiana prędkości wiatru występuje nie tylko w czasie, ale również wzdłuż przęsła. Zastosowanie urządzenia LIDAR pozwala ocenić, jak często przewód znajdują się w danym położeniu (wskutek parcia wiatru). Jednak rozkład przestrzenny komplikuje próby wiarygodnego znalezienia dokładnej lokalizacji najbliższej fazy i analizy możliwych przesunięć w jej położeniu w zależności od pogody. Na podstawie przedstawionego przykładu widzimy nowe możliwości zastosowania skaningu laserowego. Nie tylko jako technikę pozyskiwania danych dla numerycznego modelu terenu, powszechnie już stosowaną w oblotach linii i na potrzeby opracowywania profili podłużnych linii.

W artykule [B2-106] Autorzy przedstawili nowe podejście do wymiarowania odległości w zależności od korelacji warunków atmosferycznych i prawdopodobieństwa wyładowania piorunowego. Głównym założeniem jest przyjęcie, że wyładowania piorunowe i tym samym przebiegi szybkozmiennne występują w warunkach atmosferycznych znacznie innych niż „typowe warunki atmosferyczne”. Przeważnie przyjmuje się, że wymiarowanie odległości elektrycznych odbywa się przy założeniu „typowych warunków”, gdzie przebiegi mają znacznie wolniejsze przebiegi.

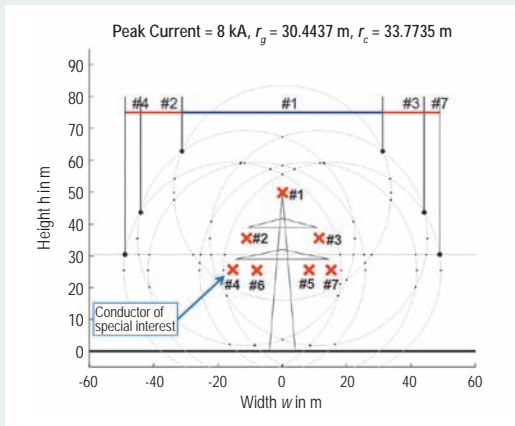


Rys. 6. Zdjęcie urządzenia LIDAR

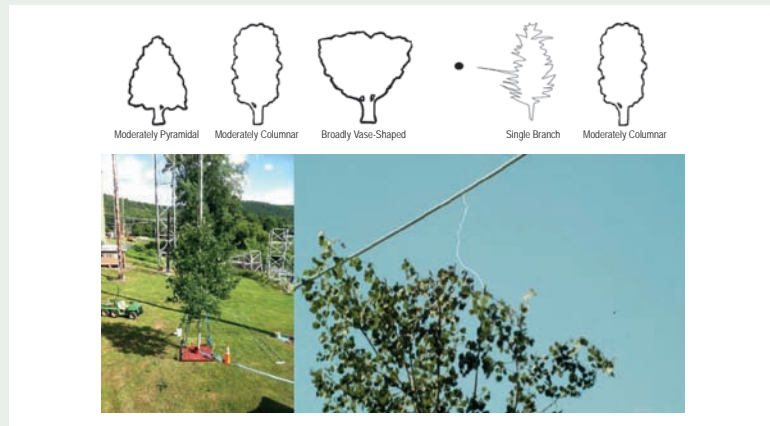


Rys. 7. Histogram pomiarów wiatru z urządzenia LIDAR oraz stacji pogodowej

znak „-” oznacza kierunek od promienia LIDAR



Rys. 8. Konfiguracja przewodów na linii



Rys. 9. Przykładowe badane kształty koron drzew oraz przeskoki do drzew

Analizy zostały przeprowadzone dla linii 380 kV o konfiguracji przewodów przedstawionej na rysunku 8.

Przeprowadzone analizy wykazały, że prawdopodobieństwo uderzenia pioruna bezpośrednio w przewód fazowy jest bardzo niskie, jak również mała jest możliwość wystąpienia przeskoku powrotnego w przypadku zapewnienia niskiej rezystancji uziemienia. Niemniej jednak Autorzy ocenili, że w przypadku gdy przed wystąpieniem burzy jest duże obciążenie prądowe linii, i powstałe w trakcie burzy warunki atmosferyczne chłodzą przewód, powodując jego zmianę zwisu, to w czasie powrotu przewodu wyładowanie piorunowe może trafić bezpośrednio w przewód fazowy. Główną konkluzją z artykułu jest, że chłodzenie przewodu podczas burzy pozwala na zwiększenie obciążalności prądowej o około 30% przy zachowaniu bezpiecznych odległości i uwzględnieniu koordynacji izolacji. Interesujące byłoby powtórzenie tego typu analiz dla linii z dwoma przewodami odgromowymi i różnymi kątami ochrony odgromowej linii, jak również z rozważeniem dynamicznej rezystancji słupów związanej przepływem prądu pioruna.

Wykorzystanie doświadczeń dla poprawy pracy linii napowietrznych

W ramach tego bloku tematycznego poruszono m.in. kwestie wyłączeń linii wskutek niezapewnienia minimalnych odległości do drzew. Kwestia ta jest istotna dla każde-

go operatora systemu elektroenergetycznego, ponieważ w przypadku zbyt małych odległości do drzew lub upadku drzew na przewody może dochodzić do wyłączeń linii. Taka sytuacja miała miejsce 14 sierpnia 2003 r., gdzie na północnym wschodzie USA wystąpił blackout, który został wywołany przez awarię związaną z roślinnością. Skłoniło to amerykańskie przedsiębiorstwa do zwiększenia koncentracji na zmniejszaniu tego rodzaju awarii. Amerykańska Federalna Komisja Regulacji Energetyki (FERC) oraz Amerykański NERC (the North American Electric Reliability Corporation), podjęły działania, w tym przeprowadzili wiele badań, które pozwoliły ostatecznie na opracowanie normy NERC FAC-003-4, w której określono minimalne odległości przewodów elektroenergetycznych od drzew.

W ramach pracy przeprowadzono również badania dotyczące kształtu korony drzew oraz ich lokalizacji (rys. 9).

W artykule [B2-204] przedstawiono porównawcze studium długoterminowej niezawodności systemów przewodów HTLS (przewody o wysokiej dopuszczalnej temperaturze pracy i małym zwisie). Artykuł ten jest interesujący, ponieważ zebrane zostały doświadczenia dla różnych rodzajów tzw. przewodów HTLS (tab. 1), co jest szczególnie istotne, gdyż coraz częściej przy budowie i modernizacji linii NN stosowane są przewody HTLS. W ramach pracy podano badaniom długoterminowym komercyjnie dostępne rodzaje przewodów HTLS (wraz z osprzętem), w tym dla wybranych przewodów przeprowadzono badania mechaniczne oraz elektryczne.

Zestawienie badanych przewodów

Tabela 1

	Aluminium Conductor Composite Core ACCC	Aluminium Conductor Polymer Reinforced ACPR	Aluminium Conductor Composite Reinforced ACCR	Aluminium Conductor Steel Supported ACSS	Thermal Aluminium Conductor Steel Reinforced TACSR ^{I)}	Super Thermal Aluminium Conductor Invar Reinforced ZTACIR	Aluminium Conductor Steel Reinforced ACSR ^{II)}
Outer material	Al99.7 ^{III)}	AT1 ^{IV)}	AT3 ^{V)}	AL0 ^{V)}	AT1 ^{V)}	AT3 ^{V)}	AL1 ^{V)}
Core material	Composite core	Composite core	Al matrix wires	HS steel wires	ACS wires	Invar steel wires	Galvanized steel wires
Outer diameter	36.9 mm	36.9 mm	26.4 mm	27.5 mm	27.0 mm	29.3 mm	27.0 mm
Opening temp.	175°C	150°C	210°C	200°C	150°C	210°C	80°C
Emergency temp.	200°C ¹⁾	180°C ¹⁾	240°C ²⁾	230°C	180°C ¹⁾	240°C ¹⁾	–
Rated tensile strength (RTS)	248 kN	242 kN	113 kN	156 kN	121 kN	239 kN	123 kN

I) High temperature, conventional sagging behaviour
 II) Conventional conductor, not HTLS
 III) according to EN 573
 IV) according to EN 62004

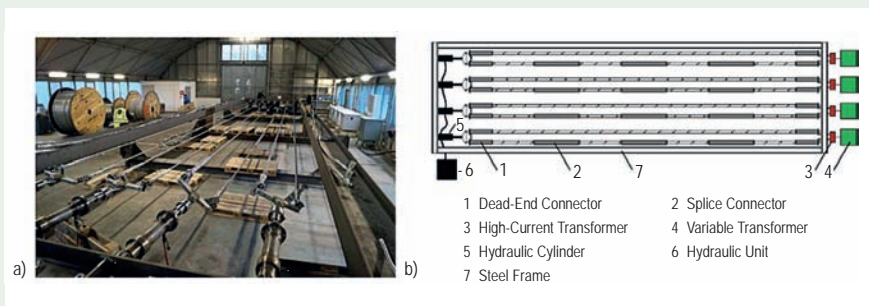
V) according to EN 50540
 VI) according to EN 50182
 1) for up to 400 hours
 2) for up to 1,000 hours

Tabela 2

Wyniki badań przewodów

Conductor type		Whole conductor					Conductor core Breaking load	Aluminium wires		Fittings	
		Creep	Self-damping	Stress-strain	Grease	DC resistance		Breaking load	Wrapping	Slippage	Contact behaviour
ACCC 980/75	new	✓	✓	✓	No grease	✓	✓	✓	✓	>2 mm	✓
	aged	N/A	Sample unusable	Sample unusable	No grease	Sample unusable	-7%	-3%	✓	Sample unusable	✓
ACPR 850/87	new	✓	✓	✓	✓	✓	✓	N/A	✓	✓	✓
	aged	N/A	✓	✓	-22%	✓	✓	N/A	✓	✓	✓
ACCR 715-T113	new	✓	✓	✓	No grease	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	aged	N/A	✓	✓	No grease	✓	-7%	-5%	✓	✓	✓
ACSS 467/66	new	✓	✓	✓	No grease	✓	✓	N/A	✓	>2 mm	✓
	aged	N/A	✓	✓	No grease	✓	✓	N/A	✓	✓	$g_{joint} > g_{cond}$
TACSR 382/49	new	✓	✓	✓	✓	✓	✓	N/A	✓	✓	✓
	aged	N/A	Measurement difficulties	✓	-57% drier	✓	✓	N/A	✓	✓	✓
ZTACIR 319/191	new	✓	✓	✓	No grease	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	aged	N/A	✓	✓	No grease	✓	✓	-3%	✓	✓	✓
ACSR 380/50	new	✓	✓	84% RTS at dead end	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	aged	N/A	✓	85% RTS at dead end	-8%	✓	✓	-5%	✓	✓	✓

Kolor czerwony oznacza niespełnienie wymagań, kolor żółty oznacza, że wymagania zostały prawie spełnione.



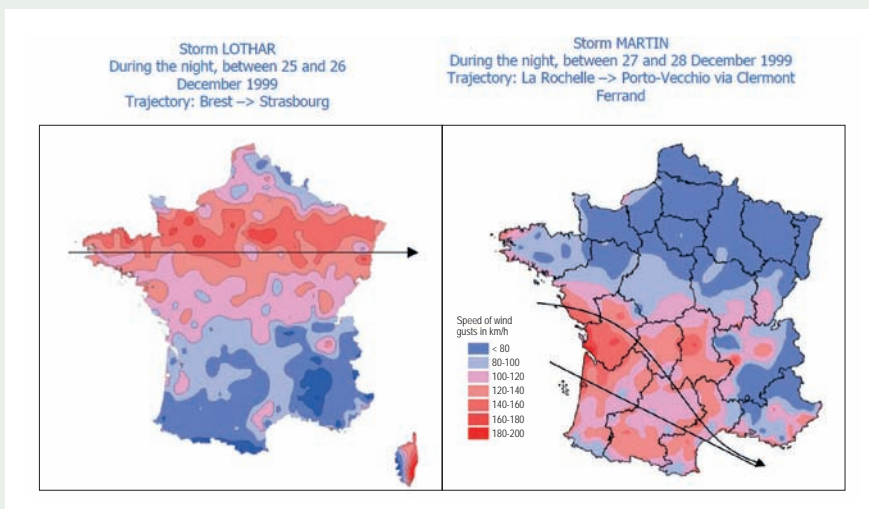
Rys. 10. Stanowisko badawcze

Każdy przewód podlegał badaniom przez 4400 godzin, zaś cały projekt trwał 3 lata. W ramach badań prowadzono również badania przewodu typowego ACSR w celu potwierdzenia słuszności przyjętych programów badań, jako odzwierciedlających warunki rzeczywiste.

Na rysunku nr 10 przedstawiono stanowisko badawcze oraz układ, w jakim badano przewody.

W przeprowadzonych testach zaobserwowano obniżenie wytrzymałości na rozciąganie kompozytowych materiałów rdzenia. Wnioski dodatkowe, jakie wynikają z przeprowadzonej pracy, jak Autorzy wskazali, to potrzeba dalszych prac dotyczących szczegółowego wyjaśnienia procesu starzenia i korozji.

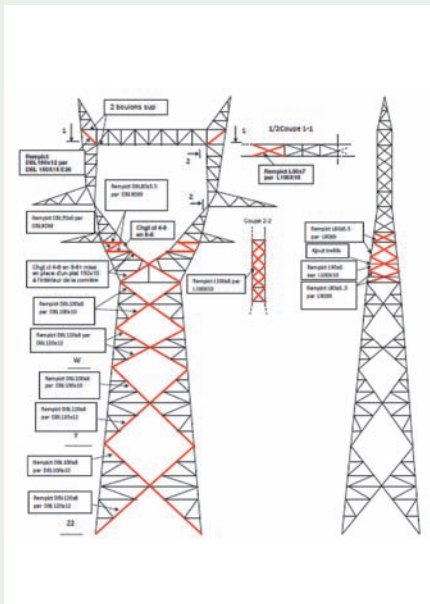
Szeroko poruszonym tematem są zmiany klimatyczne. Mogą one mieć również wpływ nie tylko na wymagania stawiane nowych liniom, lecz również na niezawodność pracy istniejących linii. W artykule [B2-207] opisane zostały wydarzenia, jakie miały miejsce we Francji. W grudniu 1999 r. wystąpiły we Francji dwa huragany *Lothar* i *Martin*, które przeszły przez znaczną część kraju (rys. 11). Prędkość wiatru dochodziła do 160 km/h, a w porywach do 180 km/h.



Rys. 11. Mapy kierunku przechodzenia huraganów *Lothar* i *Martin*



Rys. 12. Awaria stupa



Rys. 13. Przykładowy zakres wzmocnień stupa (wprowadzone zmiany – kolor czerwony)

Zupełnym zniszczeniom uległo 8% linii napowietrznych, 3,5 mln ludzi pozostało bez prądu, 117 GWh energii nie zostało dostarczonych. Około 54% uszkodzeń linii związane było z opadnięciem drzew, zaś 35% bezpośrednio z samym oddziaływaniem wiatru.

W specjalnym raporcie przygotowanym na potrzeby Francuskiego Ministerstwa Ekonomii, Finansów i Przemysłu wskazano trzy główne, najsłabsze obszary, które miały wpływ na zakres awarii:

- francuskie normy budowlane zostały złagodzone między 1958 a 1978 rokiem, co doprowadziło do osłabienia konstrukcji; konstrukcje były „nadmiernie zoptymalizowane”, a do projektowania przyjmowano zmniejszone ciśnienia wiatru;
- część fundamentów była źle zaprojektowana lub źle wykonana;
- zbyt małe szerokości wycinek dla linii przechodzących przez lasy oraz niewystarczająco utrzymywane.

Wyniku tych zdarzeń RTE (operator przesyłowy Francji) uruchomił program wzmocnienia istniejących linii napowietrznych. Szacowany koszt 2,7 biliona euro, czas trwania 15 lat. Jednym z podstawowych aspektów było przeprowadzenie przez Narodowy Instytut Meteorologiczny Francji szeregu analiz dotyczących występujących wiatrów na terenie Francji.

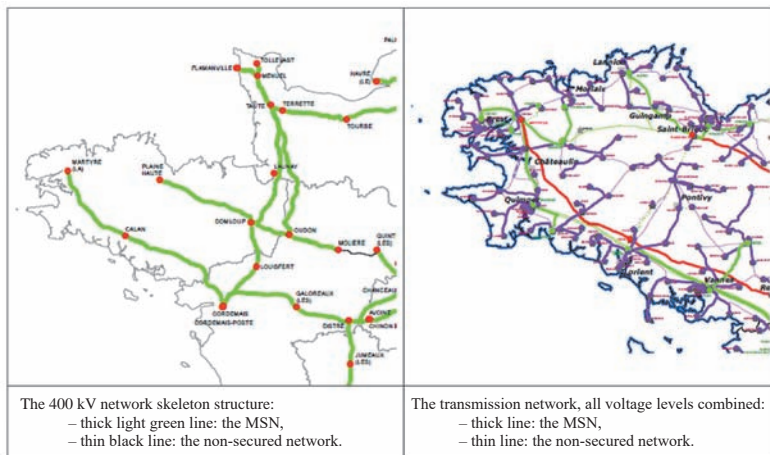
Na rysunku 13 przedstawiono przykładowy zestaw wzmocnień stupa.

Na rysunku 14 przedstawiono linie, które zostały wzmocnione w ramach przedmiotowego projektu (MSN – Mechanically Secured Network).

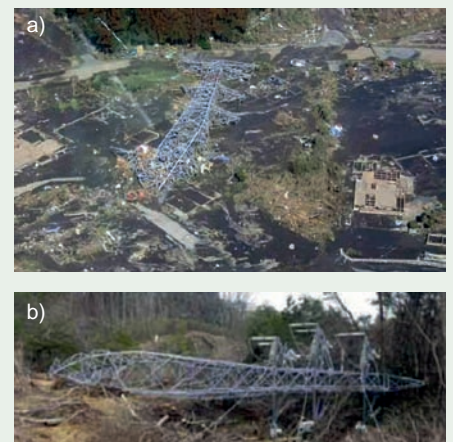
W artykule [B2-208] przedstawiono doświadczenie Japońskiego operatora systemu przesyłowego związane z awariami wywołanymi trzęsieniami ziemi, opadami śniegu oraz wyładowaniami piorunowymi. Wskutek trzęsień ziemi (w tym powstających fal tsunami) uszkodzeniu ulegają słupy, powstają deformacje terenu i uszkodzenia fundamentów, zerwaniom ulegają izolatory długopniowe porcelanowe. Na rysunku 15 przedstawiono przykładowe awarie słupów.

Deformacje terenu powodują nierówne przemieszczanie fundamentów (rys. 16). W zależności od wielkości nierównego przemieszczenia powstają naprężenia ściskające lub naprężenia rozciągające o wartości równej lub wyższej od wartości obliczeniowej. Dotyczy to głównie zakratowań w najniższym członie, co może doprowadzić do uszkodzeń kątowników. Zjawiska takiego nie obserwowano w przypadku słupów zabudowanych na wspólnym fundamencie płytowym (fundamenty monolityczne).

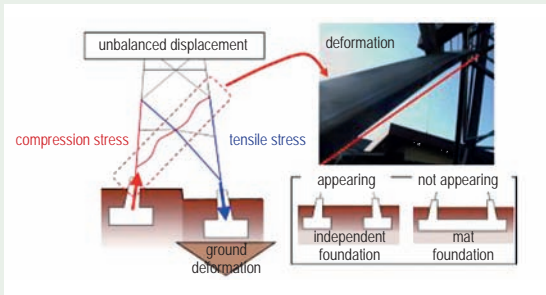
Kolejnym zagrożeniem są opady śniegu oraz galloping. Dla potrzeb ograniczania wystąpienia gallopingu Autorzy proponują



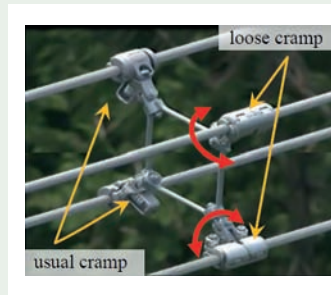
Rys. 14. Mapa z liniami, które zostały wzmocnione ramach przeprowadzonego projektu



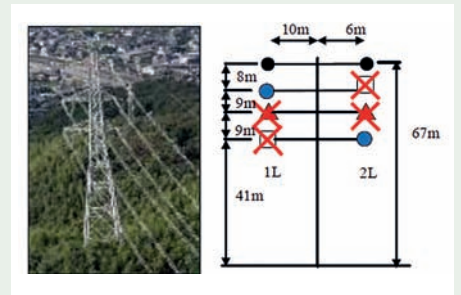
Rys. 15. Przykładowe awarie słupów
 a) w wyniku tsunami,
 b) w wyniku obsunięć ziemi



Rys. 16. Mechanizm wpływu deformacji terenu na fundamenty stupa



Rys. 17. Odstępnik z luźnym zaciskiem



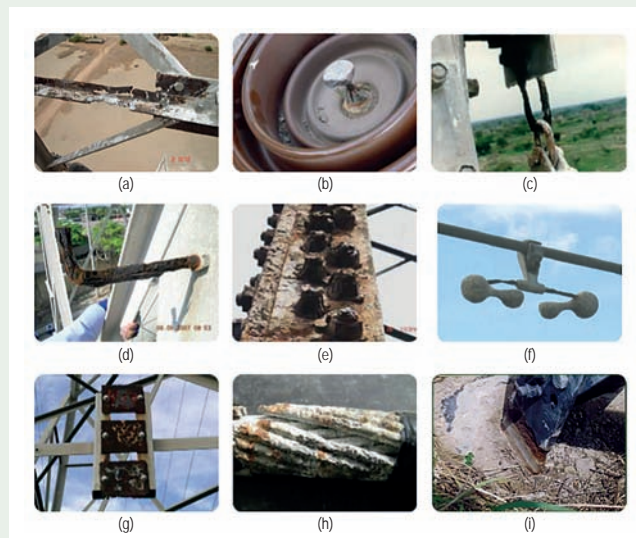
Rys. 18. Stup, na którym nastąpiło wyładowanie

stosowanie odstępników fazowych dla przewodów wiązkowych z luźnym zaciskiem (rys. 17), pozwalającym na obrót i przechylenie przewodu składowego wiązki oraz stosowanie odstępników międzyfazowych.

Przestawiając zdarzenia wyłączeń linii wskutek wyładowań piorunowych Autorzy opisali przypadek z 8 sierpnia 2016, gdzie wskutek wyładowania na linii dwutorowej 275 kV doszło do zwarcia na czterech fazach (rys. 18).

Przedmiotowa linia stanowiła wyprowadzenie mocy z elektrowni i wskutek wyładowania piorunowego, a następnie wyłączenia linii, doszło do ograniczenia w przesyłach 4,1 GW. Jak wskazują Autorzy, wystąpienie takiej sytuacji jest bardzo rzadkie, niemniej jednak okazuje się możliwe. Było to dopiero drugie wyłączenie tej linii spowodowane wyładowaniem piorunowym podczas eksploatacji linii, tj. od roku 1991. Jako środek zaradczy zaproponowane zostało zainstalowanie liniowych ograniczników przepięć.

W niektórych krajach linie przesyłowe usytuowane są w strefach o dużej korozyjności. Często wynika to z bliskiej obecności morza. Taki przypadek został opisany w referacie [B2-210]. Dotyczy on linii zlokalizowanych w Peru, gdzie z uwagi na położenie klimat jest bardzo zróżnicowany. Z jednej strony jest morze, a z drugiej góry Andy. Powoduje to, że środowisko charakteryzuje się dużą korozyjnością, w szczególności obszar do 30 km od morza. Po ocenie stanu korozyjności linii (rys. 19) podjęto próbę klasyfikacji środowisk korozyjnych wraz z przypisaniem metod i środków zaradczych w celu ograniczenia powstawania korozji.



Rys. 19. Przypadki tzw. korozji krytycznej elementów linii położonych na wybrzeżu Peru

W wyniku podjętych działań opracowano model częstości zabiegów eksploatacyjnych w zakresie zabezpieczenia antykorozyjnego mając na uwadze: czas życia, koszty, bezpieczeństwo oraz niezawodność linii.

Temat korozyjności porusza również referat [B2-211]. Autorzy przedstawili w nim tezę, że w przypadku niewłaściwego „zadbania” może dochodzić do znacznej korozji ele-

mentów, co skutkuje obniżeniem niezawodności i może prowadzić do awarii stóp.

W artykule Autorzy opisali między innymi nieniszczące metody pomiaru stanu korozyjności podziemnych elementów metalowych fundamentów oraz kotew odciągów. Do wykonania tych badań wykorzystywane są przyrządy oparte na pomiarze odbić fali ultradźwiękowej (rys. 21). Urządzenie do



Rys. 20. Przykładowe zdjęcia korozji kotew dla lin odciągowych



Rys. 21. Przyrząd do pomiaru korozji elementów metalowych w ziemi

badania tą metodą opracowane i rozwijane było przez Uniwersytet Techniczny w Nowosybirsku. Metoda ta pozwala na ocenę kotew do głębokości 3,5 m.

Autorzy opisali, jako standardowe działania pozwalające na ocenę stanu fundamentów/kotew w zakresie korozji, odkopywanie kotew. Każda kotwa powinna być odkopywana i oceniana co 6 lat, a na każde 100 km ocenie powinny podlegać co najmniej 3 słupy.

Ciekawe nowatorskie podejście do oceny naciągu przewodów zostało przedstawione w referacie [B2-212]. Podjęto się próby oceny naciągu przewodu poprzez pomiar drgań oraz odkształceń krawężników słupów. Wskazano korelację pomiędzy odkształceniem krawężników słupa a warunkami atmosferycznymi, temperaturą powietrza i temperaturą przewodu, i tym samym zwisem przewodu oraz zmianami naciągu. Na rysunku 22 przedstawiono stanowisko pomiarowe.

We wnioskach z przeprowadzonej pracy, Autorzy stwierdzili, że pomiar odkształceń kątowników pozwala na wykrycie zmian w naciągu przewodu i tym samym koresponduje ze zmianami zwisu przewodu. Niemniej jednak w celu dokładniejszej weryfikacji potrzebne jest dalsze prowadzenie pomiarów.

Techniczne i środowiskowe aspekty linii napowietrznych

W tym bloku tematycznym wyróżnia się obszar zagadnień związany z minimalizacją oddziaływania linii na otoczenie, w szczególności w zakresie wizualnym.



Figure 1: Layout of strain gauges on the south-east tower leg

Figure 2: The control penetrometer was placed on the south-eastern leg

Figure 3: Layout of accelerometers in both directions in relation to the plane of the profile

Figure 4: Mobile measuring station with computer and program for capturing and recording the measurement results

Rys. 22. Stanowisko pomiarowe

Jako pierwszy przedstawiony był artykuł opisujący modernizację linii w Brazylii, poprzez zmianę napięcia z 63 kV na 138 kV. Linia ta przechodzi przez tereny zurbanizowane. Postawienie klasycznych słupów kratowych i zwiększenie zasięgu linii nie było możliwe. Podjęto próbę zaprojektowania linii kompaktowej. Na etapie projektowania niezbędne było szczegółowe przeanalizowanie aspektów związanych z: ulotem, wytrzymałością elektryczną dla przyjętych odległości, zasięgiem oddziaływania pola magnetycz-

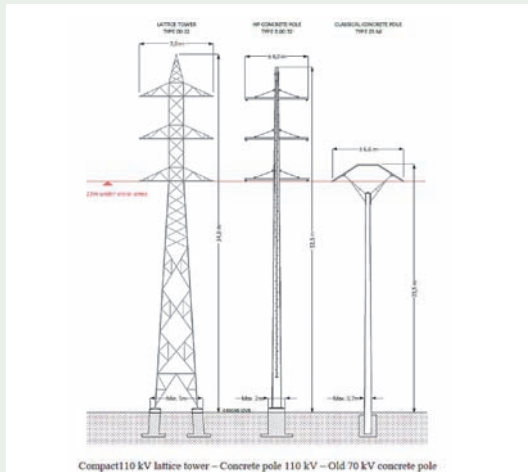
nego itp. W wyniku pracy powstał projekt linii, przedstawiony na rysunku 23, w którym udało się zmniejszyć odległość pomiędzy przewodami z 1,7 m do 1,2 m. Zastosowano słupy betonowe wysokości 24 m, izolatory kompozytowe wsporcze, średnia długość przęsła wynosiła 70 m, zaś długość linii 7 km.

W artykule [B2-304] przedstawione zostały również rozwiązania pozwalające na minimalizację oddziaływania linii na otoczenie. A mianowicie Belgijski operator *ELIA* podjął się przebudowy linii 1x70 kV na linii 2x110 kV w istniejącym korytarzu. Nowością jest zastosowanie słupów betonowych 110 kV. Wysokość ich wynosiła 32 m. Do budowy słupów został zastosowany beton klasy C70/80 oraz C80/95. Na rysunku 24 przedstawiono porównanie trzech rodzajów słupów: kratowego 110 kV, betonowego 110 kV, betonowego 70 kV.

W ramach tego samego projektu *ELIA* postanowiła, ramach eksperymentu, zastosować słupy kompozytowe na krótkiej sekcji. Mając na uwadze brak doświadczeń ze słupami kompozytowymi postanowiono zlecić pracę zewnętrznemu wykonawcy. *ELIA* była odpowiedzialna za projekt linii, a także za wybór dostawcy i wykonawcy. W założeniach przyjęto, że długość przęsła wyniesie poniżej 150 m, dopuszczono



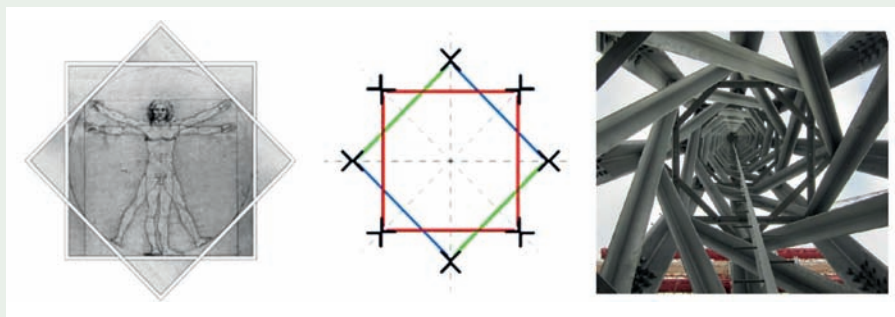
Rys. 23. Linia kompaktowa w 138 kV Brazylii



Rys. 24. Porównanie sylwetek słupów: kratowego 110 kV, betonowego 110 kV, betonowego 70 kV



Rys. 25. Słup kompozytowy na linii 110 kV



Rys. 26. Sylwetka słupa według obrazu „Człowiek witruwiański”

zastosowanie poprzeczników izolacyjnych i zbudowanie słupów w układzie bipolowym (czyli dwa słupy połączone ze sobą). Na rysunku 25 przedstawiono zdjęcie takiej konstrukcji.

W artykule porównano również różne technologie dla słupów (tab. 3). Porównanie oparte zostało na dotychczasowych doświadczeniach *ELIA*.

W ramach tego samego bloku tematycznego przedstawiono również doświadczenia włoskie. Ujęte zostały one w artykule B2-305. Przedmiotem pracy było zaprojektowanie konstrukcji słupów dla linii 380 kV, pozwalającej na minimalizację oddziaływania na otoczenie. Jako ideę kształtu słupów Autorzy przyjęli wizję obrazu „Człowiek witruwiański”, Leonarda da Vinci (rys. 26). I w myśl tego słupy nazwano „Vitruvio”.

Aby zapewnić odpowiednią wytrzymałość na zginanie głównych elementów przyjęto, że każdy z nich składać się będzie z dwóch standardowych kątowników „L” połączonych za pomocą spawania (rys. 27).

W ramach projektu przewidywano zastosowanie poprzeczników izolacyjnych. Wiązało się to również zastosowaniem nowych rozwiązań w zakresie osprzętu (rys. 28).

W referacie [B2-308] opisano projekt linii 2x400 kV, długości 4 km, na słupach kompaktowych kompozytowych. Prace na projekcie rozpoczęły się w roku 2013 i prowadzone były w Danii. W ramach prac przygotowawczych przeprowadzono wiele analiz oraz badań dotyczących m. in.: hałasu, zakłóceń radioelektrycznych, rozkładu pola elektrycznego, ochrony odgromowej linii oraz badań w zakresie wytrzymałości mechanicznej zastosowanych rozwiązań oraz materiałów.

W słupie zastosowano ramiona z materiału kompozytowego. Dzięki temu mogą one przejąć podstawową funkcję izolatorów. Tym samym nie ma potrzeby stosowania długich łańcuchów izolatorowych, co pozwala na ograniczenie rozmiarów słupa. I przekłada się też na zmniejszenie pasa zajętego przez linie oraz stanowi estetyczną alternatywę dla typowych, istniejących rozwiązań (rys. 29).

Tabela 3

Porównanie różnych technologii dla słupów

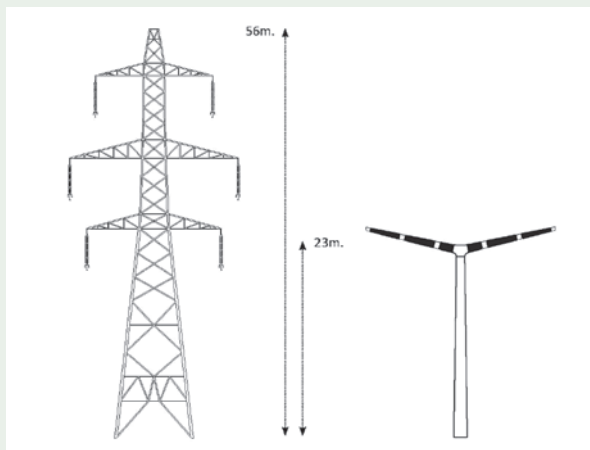
	Lattice tower	Concrete pole	Composite pole
Impression	standard/obsolete	innovative	innovative
Usage	very large	large	small
Painting	every 15 years	only metallic parts	only metallic parts
Foundations	4-leg	cage	cage
Transportation	easy in pieces	difficult	very easy in nested elements
Voltage limits	no	110-150 kV	110 kV
Span limits	no	420 m	< 150 m
Height limits	300 m	45 m	25 m
Load limitations	no	yes	yes
Possible reinforcements	yes	no	no
Weight optimisation	yes	no	light
Supply cost	most economical	low	high
Installation cost and duration	high	low	low
Maintenance cost	high due to periodic painting	low	low
Deflection	OK	OK	NOK
Assembly	on site rather complex	on site rather easy	on site rather easy
Life span	100 years	70 years	no available



Rys. 27. Kątowniki „L” połączone spawem (po lewej), zdjęcia nowej konstrukcji słupów (po prawej)



Rys. 28. Zaprojektowane zawieszenie przelotowe do linii kompaktowej 380 kV



Rys. 29. Porównanie sylwetek słupów kratowych i kompaktowych kompozytowych (po lewej); sylwetka słupa kompaktowych kompozytowych (u góry)

Podsumowanie

Komitet Studiów B2 zajmuje się wieloma aspektami związanymi z liniami napowietrznymi. Jak widać na podstawie chociażby artykułów prezentowanych na ostatniej sesji CIGRE 2018 w Paryżu tematyka jest naprawdę szeroka. Począwszy od zagadnień mechanicznych (fundamenty i słupy dla linii), poprzez wpływ warunków atmosferycznych na linie, zagadnienia elektryczne (koordynację izolacji), obciążalność prądową linii, wpływ na otoczenie (poszukiwanie akceptacji społecznej) i oddziaływania środowiskowe (hałas, pole elektromagnetyczne), a kończąc na zastosowaniu nowoczesnych technik pomiarowych, systemów monitorowania i wielu innych aspektach.

Na tle tych zagadnień, jako najczęściej poruszane, wyróżniają się dwa obszary: monitorowanie obciążalności prądowej linii oraz minimalizacja oddziaływania linii

na otoczenie. Pierwszy wiąże się z potrzebą, a czasami z koniecznością wykorzystania istniejącej infrastruktury, chociażby w kontekście braku akceptacji społecznej na budowę nowych linii, jak również z powodu mniejszych kosztów budowy. Drugi wiąże się z rosnącą społeczną świadomością oraz z brakiem akceptacji dla nowych inwestycji liniowych ze strony społeczeństw, szczególnie jeśli dotyczy to linii na obszarach zabudowanych i zurbanizowanych.

REFERATY KOMITETU STUDIÓW B2

- [1] B2-101. J. Rosolem, *Optical system for broadband data transmission concomitant to monitoring the physical integrity of conductors in overhead transmission lines.*
- [2] B2-102. J. Mccall, R. Bliss, D. Nadeau, *Reliability Based Transmission Capacity Forecasting.*

- [3] B2-103. H. Agustsson, *Frequency of weak winds on a long transmission line fjord crossing.*
- [4] B2-104. K. Reich, G. Mika, R. Puffer, *Potential analyses for dynamic rating optimization on basis of four years of operational experience in Austria.*
- [5] B2-105. L. Dawson, *Quantifying the risk in dynamic thermal line rating.*
- [6] B2-106. B. Rusek, S. Steevens, K. Kleinkorte, M. Hannig, C. Balzer, V. Hinrichsen, C. Neumann, *Dimensioning of Electrical Clearance of OHL Using Correlation between Weather Condition and Lightning Strike Probability.*
- [7] B2-107. D. Cuasante, A. Gonzalez, R. Garañeda, G. Soto, A. Crespo, A. Sola, *Innovative techniques for the predictive maintenance of overhead power lines. Practical application in the improvement of efficiency in felling and pruning in Northern Spain.*
- [8] B2-201. A. Phillips, C.S. Engelbrecht, *Test Results to Confirm Minimum Vegetation Clearance Distance (MVCD) Standards.*
- [9] B2-203. G. Wu, *Modelling and verification of flowing air discharge in transmission lines wind environment.*
- [10] B2-204. W. Kiewitt, M. Wunkte, R. Bardl, C. Kühnel, D. Loudon, D. Stengel, *Comparative Study of the Long-term Reliability of HTLS Conductor Systems.*
- [11] B2-206. S. Ortega, *The improvement of the performance of the overhead lines with the use of new technologies – The Chilean experience.*
- [12] B2-207. T. Rault, *Global approach for mechanical reinforcement of OHL.*
- [13] B2-208. M. Mori, *Recent Disaster Experiences and Countermeasure Technologies for Overhead Transmission Lines in Japan.*
- [14] B2-209. L. Musil, *Overheating of Grounding Wire Clamps of Transmission Lines – Diagnostics, EMTP Investigation and Solution Suggestion.*
- [15] B2-210. *Optimum maintenance frequency determination of transmission towers degraded by salt pollution on the Peruvian coastline.*
- [16] B2-211. E. Lypunov, *Protection of metal towers of overhead lines from corrosion: non-destructive diagnostic methods and recommendations for additional security.*
- [17] B2-212. K. Bakic, N. Gubelj, J. Predan, F. Jakl, R. Marusa, E. Veg, V. Lovrencic, *Estimation of Tensile Force in Conductor by Vibration and Strain Measurement in Pillar's Legs of Transmission Line.*

- [18] B2-213. J. Maesschalck, *Conception of very high towers for crossing the river Scheldt.*
- [19] B2-301. M. Souza, *Copel's experience on upgrading a 69 kV Compact Overhead Urban Transmission Line into 138 kV (Supercompact urban transmission line).*
- [20] B2-302. S. Hedtke, M. Pfeiffer, C.M. Franck, C. Dermont, I. Stadelmann, J. Julier, *HVDC & hybrid HVAC/HVDC overhead line conversion: An acceptance case study.*
- [21] B2-303. K. Reich, U. Schichler, B. Fischer, T. Heine, W. Troppauer, M. Leonhardsberger, O. Oberzaucher, *Development of an innovative measurement system for audible noise monitoring of OHL.*
- [22] B2-304. J.F. Goffinet, *Innovative towers to facilitate public acceptance.*
- [23] B2-305. P. Berardi, L. Alario, M. Gambassi, S. Memeo, A. Piccinin, M. Rebolini, O. Colombo, G. Verrillo, *380 kV double circuit compact "Vitruvio" towers equipped with antitorsional insulating crossarms.*
- [24] B2-306. F. Palone, M. Forteleoni, G. Gemelli, S. Gentilini, L. Buono, M. Rebolini, *Passive loops: effects on distance protections and lightning performances of EHV overhead lines.*
- [25] B2-307. A. Kladas, A. Diamantis, T. Dama-topoulou, C. Dikaiakos, G. Papaioannou, *Over Head Transmission Lines and High Voltage Substations Electromagnetic Field Analysis and Design Considerations for Minimizing External Impacts.*
- [26] B2-308. M.H. Mikkelsen, *The composite pylon.*
- [27] B2-309. Y. Liu, *Study on the spectrum characteristics, identification and control methods of corona noise generated by UHVDC transmission lines.*
- [28] B2-310. K.Y. Shin, G.M. Kwon, J.H. Lee, W.J. Choi, C.K. Park, J.M. Woo, M.N. Ju, *Full Scale Test for ±500kV HVDC Double Bi-Pole with Return Conductor Overhead Transmission Line.*
- [29] B2-311. P. Rodríguez, A. Useros, L.F. Alvarado, X.H. Zang, D. Malik, G. McClure, *Advanced conductor displacement modeling under wind conditions to improve right-of-way management.*
- [30] B2-312. V. Roulet, *Design of lattice towers and metallic grid foundations with undercut for helicopter works to reduce environmental impact.*

Sławomir Samek
Energoprojekt-Kraków SA

Stacje i instalacje elektroenergetyczne – Komitet Studiów B3

Substations and electrical installations – Study Committee B3

Tematyka wiodąca zaproponowana na 47. Sesję CIGRE 2018, w obszarze odnoszącym się do stacji i instalacji elektroenergetycznych, została podzielona na trzy grupy zagadnień.

1. Postęp w technologii i projektowaniu stacji elektroenergetycznych,
2. Ewolucja w zarządzaniu stacjami elektroenergetycznymi,
3. Ochrona zdrowia, bezpieczeństwo, ochrona środowiska i zapewnienie parametrów jakościowych w stacjach elektroenergetycznych.

Rozwinięcie omawianych zagadnień stanowią następujące podtematy zdefiniowane podczas dyskusji nad zgłoszonymi na sesję referatami.

Dla grupy pierwszej są to:

- rozwój rozdzielnic i linii z izolacją gazową, w tym instalacji wysokiego napięcia prądu stałego,
- dostosowywanie stacji do spełnienia nowych wymagań systemu elektroenergetycznego, zoptymalizowanej dostępności, w tym tworzenie modułowych stacji szybkiego montażu i uruchomienia,

- zmiany funkcji i możliwości stacji, w tym wyzwania dla średniego napięcia i magazynów energii.

Dla grupy drugiej:

- zaawansowane technologie zarządzania stacjami, nowe technologie informacyjne, robotyka i zastosowanie technik 3D,
- kwalifikowanie ryzyka i optymalizowane podejmowanie decyzji, ekonomika stacji, zarządzanie utrzymaniem i zarządzanie cyklem życia,
- zdolność stacji do kontynuacji funkcjonowania, możliwy do osiągnięcia czas

życia, wskaźniki opisujące kondycję i zagrożenia,

- eksploatacja stacji morskich.

Dla grupy trzeciej:

- oddziaływanie klientów i interesariuszy w celu zmniejszenia wpływu stacji na środowisko, w tym na hałas, względy estetyczne i zagrożenie pożarowe,
- projektowanie pod kątem bezpieczeństwa, ekoprojektowania/recyklingu i rozwoju produktów przyjaznych dla środowiska,
- bezpieczeństwo fizyczne i cyberbezpieczeństwo,
- zarządzanie, z uwzględnieniem szkoleń, wdrażaniem wymagań dotyczących zdrowia, bezpieczeństwa i ochrony środowiska.

Już na pierwszy rzut oka, podczas przeglądania tak zaproponowanej tematyki wiodącej, bardzo łatwo zauważyć, że poruszamy się w kierunku poszukiwania interesujących rozwiązań technicznych ograniczających czas realizacji inwestycji, pozwalających na minimalizację niezbędnych kosztów oraz, a może przede wszystkim, zapewniających utrzymanie niezbędnej równowagi w środowisku naturalnym. Energetyka dnia dzisiejszego, mając świadomość wielopłaszczyznowego i niestety niejednokrotnie negatywnego wpływu na bezpośrednie otoczenie, poprzez różne formy aktywności usilnie pracuje nad ograniczaniem negatywnego wpływu na środowisko naturalne. Jedną z tych form aktywności, o bardzo szerokim zasięgu i skutecznych wdrożeniach, jest międzynarodowa współpraca w ramach CIGRE. Poczynając od Grup Roboczych, poprzez Komitety Studiów i Radę Techniczną, a na Sesjach Plenarnych kończąc, wszędzie dostrzegamy odniesienia do szeroko rozumianego środowiska naturalnego. CIGRE, w pełnej trosce o zrównoważony rozwój, bez jakichkolwiek ograniczeń udostępnia swoje obszary aktywności wszystkim zainteresowanym. Pozytywne efekty takiego sposobu podejścia, do niewątpliwie ważnego obszaru zagadnień, można znaleźć dosłownie wszędzie.

Nie inaczej było także podczas niedawnej 47. Sesji, w sierpniu ubiegłego roku. Namacalnym przykładem działania,



Rys. 1. Stacja kompaktowa – widok ogólny

według wskazanej powyżej tezy, są referaty zgłoszone i przygotowane do zaprezentowania w Paryżu, a także przebieg samej Sesji Technicznej Komitetu Studiów B3. Wydaje się, że materiał jest na tyle interesujący i pełen nowatorskiego spojrzenia, iż ambicją każdego, kto funkcjonuje w ramach szeroko rozumianej energetyki zawodowej, powinno być zapoznanie się z najnowszymi propozycjami i osiągnięciami, jakie zaistniały w przestrzeni publicznej dzięki działaniom zainicjowanym, zarządzanym i wspieranym przez CIGRE.

Podstawowym celem tego artykułu jest przybliżenie Czytelnikom zagadnień podniesionych w poszczególnych referatach, nieco szerzej niż tylko poprzez przetłumaczenie na język polski ich tytułów. Zaprezentowane dane i opisy powinny pomóc osobom, które będą chciały poszerzyć swoją wiedzę z konkretnego zakresu, określić jakiego rodzaju informacji mogą się spodziewać i czy są to informacje, na które oczekują.

Wykaz referatów przyjętych przez Komitet Studiów B3 i opublikowanych w materiałach z 47. sesji CIGRE 2018 znajduje się na końcu artykułu.

Postęp w technologii i projektowaniu stacji elektroenergetycznych

Rozwiązania stacji elektroenergetycznych, jakich oczekują obecnie operatorzy systemów przesyłowych i dystrybucyjnych, powinny się charakteryzować wysokim po-

ziomem niezawodności, możliwością szybkiego i sprawnego montażu, ograniczeniem do minimum negatywnego wpływu na otaczające środowisko naturalne i komfortem prowadzenia prac eksploatacyjnych. Oczywiście wszystkie wymienione parametry powinny być dostępne dla końcowego użytkownika w rozsądnej cenie, pozwalającej na utrzymanie ogólnie akceptowalnego poziomu taryf za usługi przesyłowe i dystrybucyjne. Bardzo trudno byłoby w tym momencie stwierdzić, że tak określony cel został już osiągnięty lub stoi przed nami na wyciągnięcie ręki. Mamy dużą ilość ciekawych rozwiązań i cały szereg powodów do satysfakcji, ale przed nami jeszcze bardzo wiele do zrobienia, a wręcz, co mam nadzieję nikogo nie odstraszy, ogrom pracy.

Przybliżone w tym obszarze referaty pozwolą zorientować się, jakie przeszkody zostały już dotychczas pokonane i gdzie jesteśmy z obecnym poziomem technologicznym i doświadczeniami projektowymi. Powinny także być wyznacznikiem dla kierunków dalszych prac.

Usprawnienie procesu realizacji stacji dystrybucyjnej poprzez zastosowanie zintegrowanego układu kompaktowego zaprezentowano w artykule [B3-101]. Widok takiej stacji pokazano na rysunku 1.

Stację tworzy się w bardzo krótkim czasie poprzez składanie wielofunkcyjnych modułów przetestowanych wstępnie u wytwórcy i jest ona standardowym rozwiązaniem wdrożonym przez jednego z operatorów dystrybucyjnych w Brazylii. Zestawu używa się do realizacji stacji o górnym napięciu 138 kV, 69 kV lub 34,5 kV i z trans-

formatorami o mocach 10 MVA, 15 MVA i 25 MVA. Podstawowe zalety rozwiązania, to w ocenie operatora systemu:

- akceptowalne koszty inwestycyjne dla określenia wysokości taryfy,
- ograniczenie kosztów realizacji szczególnie przy dużej liczbie instalacji, a także poprzez zredukowanie długości połączeń średniego napięcia,
- istotne ograniczenie kosztów eksploatacyjnych,
- skrócenie czasu realizacji,
- łatwość obsługi i duża niezawodność ze względu na zastosowanie najnowocześniejszych rozwiązań technologicznych dostępnych na rynku,
- eliminacja rozbudowy czy potrzeby dostosowywania w przyszłości,
- stosowanie optymalnych rozwiązań w zakresie automatyki.

W porównaniu z klasycznym rozwiązaniem napowietrznym, poprzez zastosowanie zestawu kompaktowego uzyskuje się oszczędności w zakresie czasu i kosztów, wyrażone w procentach, jak to pokazano w tabeli 1.

Jednym z kluczowych pytań, na jakie trzeba sobie odpowiedzieć rozpoczynając tworzenie nowej stacji jest dobór schematu głównego jej rozdzielni. Poprawny schemat, dostosowany do funkcji i lokalizacji stacji w systemie elektroenergetycznym, zapewnia właściwe funkcjonowanie obiektu w długim czasie. W tym kontekście niezwykle cenne są wszelkiego rodzaju materiały wspierające proces doboru poprzez wskazanie istotnych cech różnych układów szyn zbiorczych. Taką właśnie funkcję pełni artykuł [B-102], który zawiera porównanie schematów głównych rozdzielni dla średniego

napięcia, rozumianego tutaj jako przedział od 5 kV do 35 kV. Sprawdzeniu zostały poddane następujące konfiguracje:

- pojedynczy system szyn,
 - układ pierścieniowy,
 - układ półtorawyłącznikowy,
 - układ dwuwyłącznikowy,
- a badano ich następujące cechy:
- **niezawodność** – separacja uszkodzeń przy jednoczesnym minimalizowaniu wpływu na zdrowe elementy,
 - **operatywność** – możliwość rekonfiguracji przez przełączenie odbiorów w zakresie możliwego obciążenia transformatorów,
 - **wykonalność** – możliwość stosowania dla różnej liczby pól i lokalizowania w różnych miejscach,
 - **wymiennność** – możliwość wykorzystania posiadanej już wiedzy i umiejętności w pracach eksploatacyjnych,
 - **koszty** – możliwość analizowania kosztów dla każdej z wymienionych powyżej czterech cech, z uwzględnieniem rozważnej odpowiedzialności ekonomicznej.

Przeprowadzone analizy wielokryterialne, jako rozwiązanie optymalne, wskazały układ pierścieniowy. Taki wynik skłonił autorów do stworzenia rozwiązania dwupierścieniowego z łącznikami spinającymi pierścienie. W efekcie uzyskano dodatkową poprawę sprawdzanych parametrów funkcjonalnych.

Artykuł [B3-103] to przybliżenie rozwiązań stacji cyfrowych, które zdaniem autorów tegoż artykułu mają coraz większe szanse na końcowy sukces ze względu na istotny postęp techniczny i technologiczny. Standaryzacja sieci komunikacyjnych

w stacjach według normy IEC 61850 pozwala na stosowanie platformy integracyjnej w formie szyny procesowej. Dotychczasowe połączenia przewodowe można bez obaw zastępować światłowodami. Z lektury artykułu możemy się dowiedzieć o proponowanych trzech poziomach funkcjonalności dla obsługi dystrybucji energii w systemach średniego napięcia. Poziom pierwszy – to zbieranie danych ze wszystkich dokonujących się procesów i ich scalanie na poziomie pola lub całej stacji przy jednoczesnym odizolowaniu procesu od funkcji technologicznej obiektu. Dodatkowo przeprowadzany jest także ciągły nadzór nad obwodami wtórnymi i komunikacją oraz samokontrola własnego sprzętu i oprogramowania. Poziom drugi – nazywany poziomem kontroli, skupia się na kontroli parametrów przepływu i zajmuje się sterowaniem łącznikami. Poziom trzeci – to zabezpieczenia oparte na pomiarze prądu i napięcia oraz monitoring stanu urządzeń. Zaprezentowano także urządzenie pozwalające na integrowanie danych zbieranych za pomocą sensorów prądu i napięcia, w tym przypadku cewki Rogowskiego i rezystancyjnych bądź pojemnościowych dzielników napięcia.

Potrzeba wzmocnienia zaopatrzenia w energię elektryczną wschodnich obszarów Kanady doprowadziła do budowy stałoprądowego połączenia wysokiego napięcia pomiędzy Półwyspem Labrador a Wyspą Nowa Funlandia. Realizacja zadania jest już na ukończeniu, a najistotniejsze problemy, przed jakimi przyszło stanąć wykonawcom inwestycji i skutecznie je rozwiązać przedstawiono w artykule [B-104]. Zbudowana już linia przesyłowa ma długość 1100 km i napięcie ± 350 kV. To co szczególnie wyróżnia prezentowane połączenie od innych tego typu rozwiązań, to przede wszystkim warunki klimatyczne na obszarze, przez który linia przebiega. Zgodnie z wymaganiami norm, równoważny poziom oblodzenia dla elementów połączenia to 42 mm. Wartość tego parametru jest na tyle wysoka, że zdecydowano o konieczności przeprowadzeniu odrębnych badań dedykowanych szczególnie izolatorom. Izolatory poddawane próbie oblodzeniowej pokazano na rysunku 2.

Tabela 1

Zestawienie oszczędności w zakresie czasu i kosztu

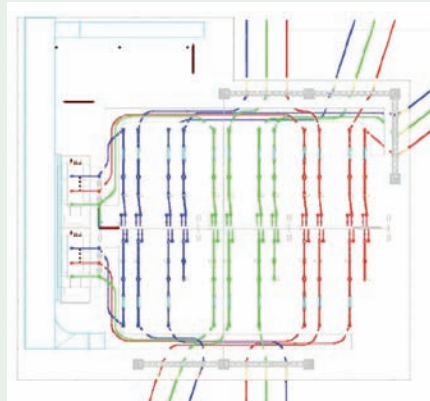
Działanie	Czas	Koszt
Pozyskanie terenu	-	70%
Uzyskanie zgody na korzystanie ze środowiska	-	38%
Roboty budowlane	30%	70%
Wyposażenie	38%	-8%
Montaż	40%	75%
Odbiory	40%	40%
Zarządzanie projektem	48%	40%
Prowadzenie ruchu i prace eksploatacyjne	70%	80%



Rys. 2. Test oblodzeniowy izolatorów wsporczych

Wyniki przeprowadzonych testów pozwalają właściwie zaprojektować izolatory dla wyjątkowo nietypowych warunków pracy elementów systemu elektroenergetycznego. Uznano między innymi, że w tak skrajnie trudnych warunkach klimatycznych sprawdza się konserwatywne, a wręcz ostrożnościowe podejście do wymiarowania parametrów urządzeń, zwłaszcza tych odpowiedzialnych za neutralizowanie negatywnego wpływu otaczającego środowiska.

Dokonujący się w ostatnim czasie szybki rozwój systemu elektroenergetycznego w Katarze wprowadza do eksploatacji coraz to nowe urządzenia, czy też całe stacje i linie, w przedziale napięć od 33 kV do 400 kV. W takim systemie niezwykle ważne jest utrzymanie odpowiedniego poziomu niezawodności wszystkich jego elementów, a to prowadzi do bezwzględnej potrzeby realizowania działań prewencyjnych, które ograniczą wyłączenia wynikające z uszkodzeń lub inne nieplanowane postoje. Aby prawidłowo zlokalizować moment i miejsce działań prewencyjnych niezbędna jest jak najszerza wiedza o aktualnym stanie urządzeń. Taką wiedzę można na przykład pozyskać wykonując badania poziomu wyładowań niezupełnych. Artykuł [B3-105] prezentuje dobór aparatury pomiarowej, metodykę badań i studium przypadków dla wybranych, przykładowych realizacji pomiaru w sieci średniego napięcia. Jako metody badawcze przyjęto napięcia przejściowe i ultradźwięki. Opisano w sposób szczegółowy uzyskane wyniki i propozycje ograniczania występowania wyładowań niezupełnych.



Rys. 3. Stacja z węzłowymi szynami zbiorczymi – plan zagospodarowania

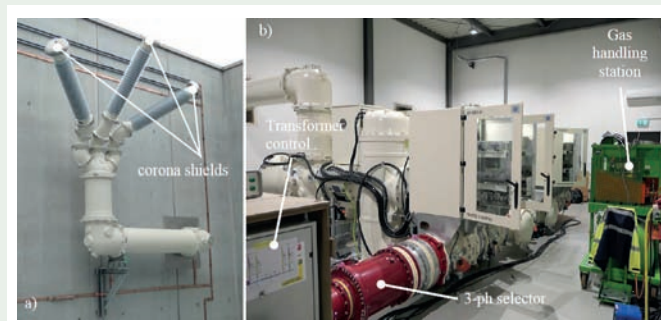
Artykuł [B3-106] to informacja o nowatorskim podejściu do kształtowania szyn zbiorczych stacji elektroenergetycznych wysokiego napięcia. Istotą rozwiązania pokazano na rysunku 3.

Jak widzimy na rysunku, trójfazowe szyny zbiorcze zostały zastąpione węzłami skupiającymi odrębnie poszczególne fazy. Podstawową ideą, dla jakiej powstało rozwiązanie był zamiar stworzenia warunków, w których zasadniczo ogranicza się możliwość występowania zwarć. Jeżeli wyodrębnimy elementy przynależne do danej fazy i umieścimy je w odseparowaniu do pozostałych faz, na terenie stacji będzie mogło dochodzić tylko do jednofazowych doziemień. W konsekwencji uzyskamy eliminację zwarć dwufazowych i trójfazowych, a wraz z nimi znikną mechaniczne skutki przepływu prądów zwarciovych. Tego faktu nie można pomijać, ponieważ ma istotny wpływ na obniżenie kosztów realizacji stacji. Zaproponowane rozwiązanie nie zostało jeszcze wdrożone do reali-

zacji, ale już na tym etapie wydaje się na tyle interesujące, aby poddać go szerszej analizie pod kątem wszelkich za i przeciw. Być może zaproponowanie nieco odmiennego, od tradycyjnego, sposobu myślenia stanie się inspiracją do dalszej modyfikacji rozwiązania, a nawet zainicjuje inne kierunki w postrzeganiu organizacji przestrzennej stacji elektroenergetycznych.

Dążenie do ograniczania negatywnego wpływu energetyki na środowisko naturalnie skłania operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych do wprowadzania rozwiązań, dzięki którym emisja substancji szkodliwych stanie się niemalże niemożliwa. Biorąc pod uwagę, że gaz SF_6 , wyjątkowo przydatny jako medium izolacyjne, należy do grupy gazów cieplarnianych, od kilku lat trwają intensywne prace nad wytworzeniem gazu o zbliżonych do SF_6 właściwościach fizykochemicznych i jak największym poziomie neutralności w przypadku relacji z otoczeniem. W artykule [B3-107] opisano szczegóły związane z projektowaniem i budową pierwszej na świecie stacji, w której zastosowano rozdzielnicę gazową 123 kV, gdzie jako gaz izolacyjny została zastosowana mieszanka fluoronitrylu (C_4F_7N), dwutlenku węgla (CO_2) i tlenu (O_2). Stacja została zbudowana w Szwajcarii, w pobliżu Zurychu, a zastosowane rozwiązania pokazano na rysunku 4.

Przedstawione rozwiązanie budzi duże nadzieje na przyszłość, ponieważ możliwa emisja substancji szkodliwych, liczona jako ekwiwalent CO_2 , w porównaniu z sytuacją, gdyby zastosowano klasyczną izolacją, jaką jest SF_6 , wypada wyjątkowo korzystnie. Ilościowe ujęcie tego porównania zebrano w tabeli 2.



Rys. 4. Rozdzielnica z niekonwencjonalną izolacją gazową – przepust gaz/powietrze i prace odbiorowe

Tabela 2

Wielkość emisji ekwiwalentu CO₂ dla wycieku gazu w ilości 0,2% w ciągu roku

Parametr	Rozwiązanie z gazem SF ₆	Rozwiązanie wolne od gazu SF ₆
Masa gazu, kg	374	178
Możliwy wyciek gazu w ciągu 40 lat, kg	30	14,3
Ekwiwalent CO ₂ dla 1 kg gazu, t	23,5	0,46
Ekwiwalent CO ₂ dla gazu zawartego w rozdzielnicy, t	8796	82
Ekwiwalent CO ₂ dla wyciekającego gazu, t	704	6,6

Dla utrzymania wymaganego poziomu niezawodności pracy systemów elektroenergetycznych coraz większej wagi nabierają elementy mobilne (stacje i transformatory), których zastosowanie pozwala na minimalizację czasów włączeń w przypadku stanów awaryjnych bądź rozbudowy, czy też modernizacji istniejących węzłów przesyłowych lub rozdzielczych. Aby jednak optymalizować możliwość wykorzystania elementów mobilnych niezbędne jest dążenie do ograniczania ich gabarytów i ciężaru. Obydwa te parametry mają zasadniczy wpływ na zdolność do szybkiego transportu. Im element mniejszy i lżejszy, tym mniej ograniczeń w wykorzystaniu różnych ciągów komunikacyjnych. Artykuł [B3-108] podejmuje temat izolacji przeznaczonej do pracy w wysokich temperaturach, a więc dokładnie w takich, jakie występują w transformatorach mocy. Odpowiednio zaprojektowana izolacja charakteryzuje się znaczącym wpływem zarówno na wymiary jednostki transformatorowej jak i jej ciężar. Opisane przez autorów artykułu działania są na tyle skuteczne, że warto się z nimi zapoznać i rozważyć do dalszego wykorzystania. Przykład transformatora częściowo

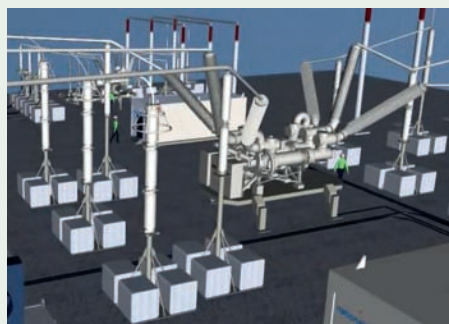


Rys. 5. Przykład transformatora mobilnego o zredukowanej wielkości

zintegrowanego z aparaturą wysokiego napięcia, o zredukowanych wymiarach i ciężarze, pokazano na rysunku 5.

Artykuł [B3-109] także jest poświęcony zagadnieniom związanym z zastosowaniem mobilnych elementów stacji elektroenergetycznych. Tym razem przedstawiono przykłady modułów do realizacji obiektów tymczasowych dla sieci 400 kV. Znajdziemy tutaj informacje nie tylko o samych modułach, ale także o ich przygotowywaniu do transportu pod kątem ograniczania wymiarów i sposobie szybkiego fundowania w miejscu zainstalowania. Rysunek 6 przedstawia obrazowo ideę szybkiego wykonania stacji z zastosowaniem modułów funkcjonalnych.

Artykuł [B3-110] przybliży pierwszą w świecie linię ultrawysokiego napięcia (1100 kV), zrealizowaną w technologii izolacji SF₆ (GIL). Linia, która jest aktualnie w budowie i będzie uruchomiona w bieżącym roku, jest realizowana w Chinach, a dokładnie w Szanghaju. Połączenie będzie miało długość około 5,5 km i w większości będzie przebiegało pod rzeką Jangcy. Rozwiązanie jest prezentowane jako alternatywa dla klasycznej linii napowietrznej,

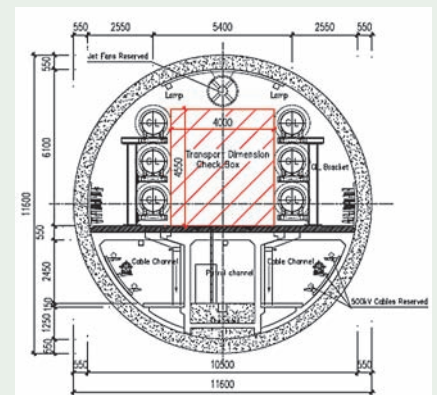


Rys. 6. Stacja wykonana przy użyciu mobilnych modułów i szybkich w realizacji fundamentów

znacząco oddziałującej na środowisko i wymagającej dużej zajętości terenu oraz połączenia kablowego, będącego w takim przypadku trudnym do zrealizowania, pod względem technicznym. Do wykonania połączenia przewidziano budowę tunelu, którego przekrój przedstawia rysunek 7.

Artykuł omawia nie tylko prace nad doбором parametrów elektrycznych linii, ale także zajmuje się istotnymi aspektami rozwiązań konstrukcyjnych, jak na przykład prowadzenie tunelu pod korytem rzeki z zastosowaniem załomów na jego trasie.

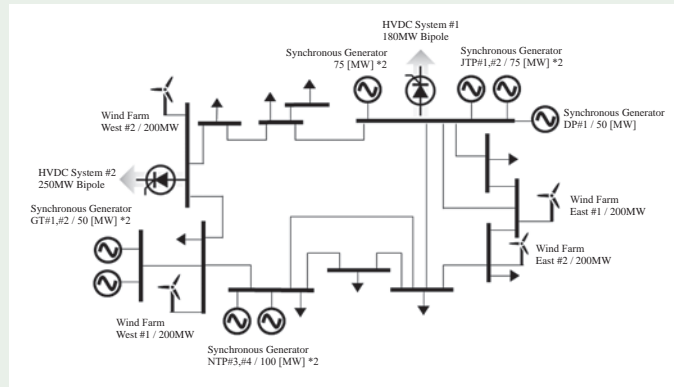
Ponownie wracamy do zagadnienia zmniejszenia ilości gazu SF₆ w urządzeniach instalowanych na potrzeby energetyki. Tym razem za sprawą artykułu [B3-111], który omawia zastępowanie SF₆ za pomocą mieszanki złożonej z sześćfluorku siarki (SF₆) i azotu (N₂). Inspiracją do zainicjowania zmian była świadomość, że do całkowitej degradacji gazu SF₆, uwolnionego do atmosfery, potrzeba około 3200 lat. Artykuł przybliży wyniki testów, jakie przeprowadzono w Chinach, na 32 typach rozdzielnic gazowych z SF₆, pochodzących od dziesięciu producentów z Europy, Japonii i Chin. Testy polegały na zastąpieniu w rozdzielnicach dla napięć 110 kV, 220 kV i 500 kV, gazu SF₆ mieszanką SF₆/N₂. Wyniki prób okazały się na tyle interesujące, że w listopadzie 2017 roku zastosowano nowy gaz izolacyjny w jednej rozdzielnicy 110 kV i jednej 220 kV. W najbliższym czasie wymiana gazu izolacyjnego nastąpi w ośmiu kolejnych obiektach. Jednym z nich będzie rozdzielnica 330 kV.



Rys. 7. Tunel do prowadzenia linii z izolacją gazową

Po okresie gwałtownego rozwoju energetyki wiatrowej, w tym budowie coraz większych farm na morzu, informacje dotyczące tego rodzaju generacji, pochodzące z Europy czy też Stanów Zjednoczonych, nie wywołują już większych emocji i szerokiego zainteresowania. Za sprawą artykułu [B3-112] możemy się dowiedzieć, że wytwarzanie energii elektrycznej z siły wiatru nie jest obce także w Korei Południowej. Autorzy artykułu omówili istotne zagadnienia techniczne, które w sposób zasadniczy oddziałują na niezawodną pracę systemu elektroenergetycznego i mają wpływ na jego równowagę w przypadku przyłączenia generacji wiatrowej. Wpływ tego rodzaju wytwarzania na odchylenie częstotliwości i napięcia jest zagadnieniem stosunkowo dobrze rozpoznanym. Pojawiają się jednak nowe aspekty, jak chociażby stosunkowo niewielka inercja zawarta w generatorach wiatrowych. W opisanym przypadku zwrócono także uwagę na wpływ zagadnień o charakterze regulacji prawnych, jakie przenoszą się bezpośrednio na wymagania dla sieci wysokiego napięcia, które stanowią układ do wyprowadzenia mocy. Dla zachęcania inwestorów wprowadzono zasadę, w myśl której do sieci mogą być przyłączane niewielkie generatory, nawet w sytuacji, kiedy stan tej sieci i jej struktura nie pozwalają na niezawodną pracę z nowymi źródłami.

Wiele obiektów składających się na system elektroenergetyczny, głównie stacji, wymaga rozbudowy lub modernizacji, ale niestety jest to proces, który poza znacznymi nakładami finansowymi charakteryzuje się także wymaganiami czasowymi. Aby sytuację opanować możliwie szybko powstała idea tworzenia węzłów sieciowych zintegrowanych z magazynami energii, a także posiadających zdolność szybkiego odłączenia od sieci, w sytuacji gdy nadmierna generacja wiatrowa może się stać zagrożeniem dla stabilnej pracy większego obszaru systemu wysokiego napięcia. Fragment sieci, w którym uwzględniono, łagodzące potencjalne zakłócenia, generatory synchroniczne o dużych masach wirujących i połączenia stałoprądowe korzystnie wpływające na stabilność poziomu napięcia pokazano na rysunku 8.



Rys. 8. Fragment sieci z przyłączonymi do niej farmami wiatrowymi

Artykuł [B3-113] dotyczy głównie energetyki dystrybucyjnej i prezentuje zunifikowane stacje 11/0,415 kV przeznaczone do instalowania w dużych miastach w Indiach. Celem unifikacji było ograniczenie wielkości terenu niezbędnego dla zlokalizowania stacji i dotarcie z węzłem dystrybucyjnym w bezpośrednie sąsiedztwo odbiorów.

Rozwój systemu elektroenergetycznego w Indiach wymusza konieczność rozbudowy i modernizacji istniejących stacji. W artykule [B3-114] przedstawiono trzy przypadki rozbudowy rozdzielni 400 kV lub 132 kV w różnych obiektach. Wspólnym mianownikiem dla prowadzenia prac były następujące wymagania:

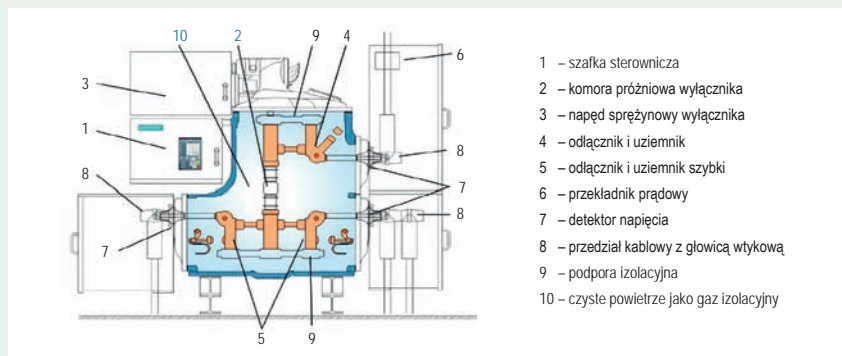
- ograniczenie wyłączni do niezbędnego minimum,
- brak możliwości powiększenia terenu stacji,
- bardzo ograniczona przestrzeń do prowadzenia prac,
- prowadzenie prac w bezpośrednim sąsiedztwie pracujących elementów,

- pełna wymiana obwodów wtórnych z zastosowaniem najnowszych systemów do sterowania i zabezpieczeń.

Przedstawione uwarunkowania realizacyjne są bardzo zbliżone do tych, jakie z reguły, w podobnych przypadkach, występują w Polsce. Możemy zatem potraktować artykuł, jak materiał do analizy porównawczej, która będzie wsparciem dla dalszego doskonalenia dotychczas stosowanych metod pracy.

Po raz kolejny pochylamy się nad zagadnieniami dotyczącymi zmniejszenia ilości gazu SF₆ w energetyce. Artykuł [B3-115] omawia doświadczenia eksploatacyjne z zastosowania rozdzielni gazowej 72,5 kV, gdzie jako medium izolacyjne zastosowano, wolne od zanieczyszczeń, powietrze, a właściwie mieszkankę azotu i tlenu w proporcjach 79,5% N₂ i 20,5% O₂. Rozwiązanie konstrukcyjne prezentowanej rozdzielni przedstawia rysunek 9.

Aby produkt uczynić całkowicie wolnym od SF₆, w rozdzielni znalazł zastosowanie wyłącznik próżniowy. Wyrób



- 1 – szafka sterownicza
- 2 – komora próżniowa wyłącznika
- 3 – napęd sprężynowy wyłącznika
- 4 – odłącznik i uziemiak
- 5 – odłącznik i uziemiak szybki
- 6 – przekładnik prądowy
- 7 – detektor napięcia
- 8 – przedział kablowy z głowicą wtykową
- 9 – podpora izolacyjna
- 10 – czyste powietrze jako gaz izolacyjny

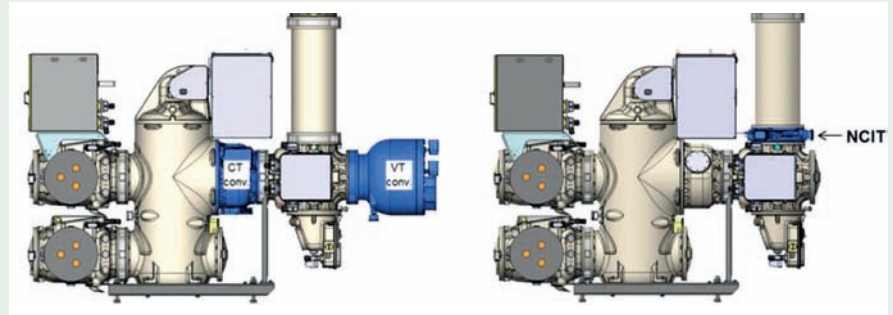
Rys. 9. Rozmieszczenie elementów w rozdzielni gazowej i izolacji powietrzną

powstał głównie z myślą o zabudowie w turbinach wiatrowych lokalizowanych zarówno na lądzie jak i na morzu. Przed uruchomieniem seryjnej produkcji rozdzielnicy zostały przeprowadzone testy typu, podczas których stwierdzono:

- uzyskanie oczekiwanych właściwości dielektrycznych,
- poprawne zachowania podczas wzrostu temperatury,
- odporność na skutki przepływu prądu zwarciowego,
- właściwy poziom wytrzymałości mechanicznej podczas wykonywanych operacji,
- odpowiednią zdolność łączeniową,
- zachowanie wymaganego stopnia ochrony dla obwodów pomocniczych i części ruchomych,
- odporność na zwarcie wewnętrzne połączone z wystąpieniem łuku elektrycznego,
- oczekiwaną odporność obudowy.

Tak sprawdzoną rozdzielnicę można było bez obaw zainstalować na obiekcie, w tym przypadku w wieży turbiny wiatrowej i testować zachowanie w rzeczywistych warunkach pracy. I te sprawdzenia rozdzielnica przeszła bez zarzutu, zatem może być rekomendowana potencjalnym użytkownikom. Wyniki prób w warunkach laboratoryjnych i na stanowisku na czynnym obiekcie pozwoliły stwierdzić, iż rozdzielnica jest tak skonstruowana, że gwarantuje niezawodną pracę przez okres 50-ciu lat. Dodatkowo jej użytkownik może czerpać satysfakcję z faktu, iż uczestniczy skutecznie w ograniczaniu negatywnych skutków emisji gazów cieplarnianych.

Artykuł [B3-116] przenosi nas w obszar obwodów pomocniczych stacji elektroenergetycznych, a dokładnie w świat stacji cyfrowych. Autorzy przypominają, że na skutek nieuchronnych zmian, jak liberalizacja rynku, przesunięcie generacji w kierunku źródeł odnawialnych, czy też kompleksowość zarządzania siecią, niezbędne staje się optymalizowanie strategii inwestycyjnej i eksploatacyjnej. Jako czynnik o dużym potencjale pomocy dla przywołanych powyżej procesów optymalizacji uznano cyfryzację stacji, bazującą na standardzie IEC 61850. Funkcjonujące w ramach stacji cyfrowej



Rys. 10. Zmniejszenie gabarytów rozdzielnicy w wyniku zastosowania niekonwencjonalnych przekładników; po lewej przekładniki konwencjonalne, po prawej jeden zintegrowany aparat niekonwencjonalny

przekładniki prądowe i napięciowe, w porównaniu ze stosowanymi dotychczas rozwiązaniami konwencjonalnymi, są bardziej precyzyjne, bardziej wydajne i bezpieczniejsze w użyciu. Rozwiązanie cyfrowe obwodów pomocniczych daje możliwość zbierania bardzo dużej ilości informacji i za pomocą szyny procesowej udostępniania ich do różnorodnych zastosowań. Przykładem takiego zastosowanie jest monitoring stanu urządzeń i na podstawie zidentyfikowanych zagrożeń podejmowanie decyzji o zabiegach prewencyjnych, które zapobiegają uszkodzeniom, jakie mogłyby się zdarzyć w przyszłości, ze skutkiem obejmującym długotrwałe wyłączenia. Ponadto istnieje możliwość, na podstawie dużej ilości danych eksploatacyjnych, doskonalenia rozwiązań projektowych dla obiektów, które mają powstawać w przyszłości. Trzeba oczywiście pamiętać, że tak zorganizowane układy pomocnicze wymagają odpowiedniego poziomu cyberbezpieczeństwa. Zbierane i przetwarzane informacje muszą być zabezpieczone przed ingerencją z zewnątrz, szczególnie taką, która powoduje zakłócenia w efekcie prowadzące do podejmowania decyzji negatywnie oddziałujących nie tylko na wybrany obiekt, ale także na większe fragmenty systemu elektroenergetycznego.

W ostatnich latach pojawia się coraz więcej informacji o niekonwencjonalnych przekładnikach prądowych i napięciowych. Są to swego rodzaju sensory oparte na działaniu cewki Rogowskiego i sondy pomiarowej pola elektrycznego. Jako główne zalety tego rozwiązania dostrzegane są:

- uproszczenie procesu projektowania i eksploatacji,
- zredukowane wymiary i niewielki ciężar,
- zmniejszony zakres negatywnego oddziaływania na środowisko,
- brak strat magnetycznych, efektu nasycania i ferorezonansu,
- wysokie bezpieczeństwo obsługi,
- przyszłościowe zastosowanie w stacjach cyfrowych.

Przytoczone powyżej aspekty omawia artykuł [B3-117], który koncentruje się na doświadczeniach eksploatacyjnych z zastosowania przekładnika kombinowanego o niskim poborze mocy, w rozdzielnicy z izolacją gazową. W pierwszej kolejności łatwo dostrzec istotny wpływ rozwiązania na zmniejszenie gabarytu rozdzielnicy w porównaniu z zainstalowanymi, jako odrębne aparaty, konwencjonalnymi przekładnikami prądowym i napięciowym. Na rysunku 10 możemy zobaczyć, jak bardzo nowy rodzaj przekładnika wpływa na wymiary zewnętrzne pola rozdzielczego 145 kV w izolacji SF₆.

Zaprezentowane rozwiązanie przeszło, a wynikiem pozytywnym, cały szereg testów, a doświadczenia z próbnej eksploatacji wskazują na pełną możliwość komercyjnego zastosowania.

Artykuł [B3-118] przedstawia rozwiązania dotyczące możliwości przejścia elementów systemu 275 kV do pracy na napięciu 400 kV, z punktu widzenia wytrzymałości izolacji na przepięcia przejściowe, z uwzględnieniem lokalizacji obiektów na wysokości 1600 m nad poziomem morza. Szczegółowej analizie poddano odporność

odstępów izolacyjnych w powietrzu na parametry fali przepięciowej. Wyniki rozważań pokazują, że w tego typu ocenach pod uwagę należy brać bardzo wiele czynników, jak np. konfigurację systemu elektroenergetycznego, czy też długość połączeń liniami napowietrznymi, bowiem wraz z długością linii zmieniają się parametry determinujące wymiarowanie oddziaływań. Dodatkowo przedstawiono probabilistyczne podejście do oceny ryzyka pojawienia się zjawisk niepożądanych.

W sytuacji, kiedy energia elektryczna jest towarem podlegającym wszelkim prawom rynku, niezwykle ważna staje się możliwość utrzymania ciągłości jej dostaw. Artykuł [B3-119] omawia walory stosowania prefabrykowanych elementów stacji elektroenergetycznych w celu skrócenia czasu realizacji zarówno budowy nowych, jak też rozbudowy istniejących obiektów stacyjnych. W tej publikacji znajdziemy przykłady rozwiązań wykorzystujących izolację powietrzną oraz zintegrowane moduły z izolacją gazową, zobrażowane na rysunkach 11 i 12.

Idea prefabrykowanych modułów jest także stosowana do obiektów o bardzo wysokim poziomie napięcia znamionowego,

na przykład 380 kV. W tym przypadku możemy zapoznać się zestawem mobilnym, jaki pokazuje rysunek 13.

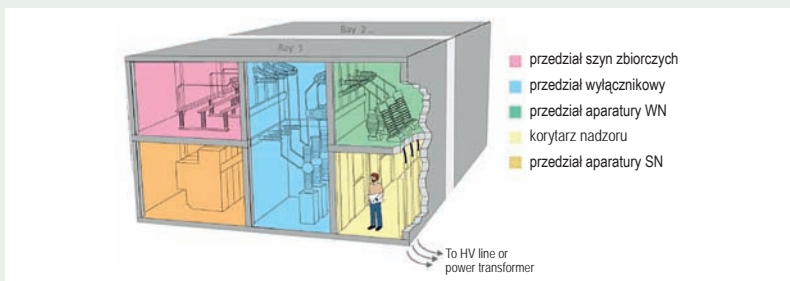
Ewolucja w zarządzaniu stacjami elektroenergetycznymi

Zarządzanie funkcjonowaniem obiektów tworzących system elektroenergetyczny wysokiego napięcia ma kluczowe znaczenie dla operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych, ponieważ charakteryzuje się bezpośrednim wpływem na niezawodność systemu elektroenergetycznego i koszty jego pracy. Z tej perspektywy niezwykle istotne są wszelkiego rodzaju propozycje udoskonaleń stosowanych we wstępnej fazie tworzenia stacji, czyli podczas projektowania, a których walory stają się nie do przecenienia w trakcie dalszych etapów życia obiektu, jakimi są budowa i eksploatacja. Przykładem takiego działania może być coraz szersze wdrażanie modelowania trójwymiarowego, które jest niezwykle istotnym wsparciem na przykład w trakcie rozbudowy istniejących obiektów. Mamy bowiem narzędzie pozwalające precyzyjnie wyznaczyć strefy pracy w pobliżu

napięcia dla prac montażowych, czy też transportu elementów przeznaczonych do zainstalowania w strefie rozbudowy. Wizualizacje komputerowe to także pomoc podczas szkoleń z zakresu wykonywania czynności eksploatacyjnych. Mając na uwadze fakt, że poprawne zarządzanie systemem elektroenergetycznym jako całością, jak i jego elementami staje się coraz większym wyzwaniem, warto zapoznać się z doświadczeniami innych, zaprezentowanymi w omawianych poniżej referatach i być może wykorzystać je w codziennej praktyce eksploatacyjnej.

Artykuł [B3-201] to analiza dotycząca stosowania i rozwoju wskaźników opisujących aktualną kondycję urządzeń oraz ich wykorzystanie na potrzeby podejmowania decyzji związanych z przystępowaniem do wymiany, naprawy, konserwacji czy też renowacji. Teoretyczne rozważania nad poszukiwaniem możliwości przekształcenia danych pozyskiwanych z monitoringu w skalę, na przykład od 1 do 5, obrazującą aktualny stan urządzenia, pokazują, na jakie zagadnienia należy zwracać uwagę, aby stworzyć poprawny system wsparcia decyzyjnego. W artykule znajdziemy także odniesienie do probabilistycznego podejścia w ocenie zbieranych danych oraz wnioski wynikające z uśredniania wartości parametrów uzyskiwanych w drodze pomiarów. Podsumowaniem zaprezentowanych dociekań jest propozycja ścieżki postępowania prowadzącej do wygenerowania skalibrowanych i spójnych wyników do zastosowania w praktyce.

W ostatnich latach możemy obserwować rozwój wszelkiego rodzaju czujników pozwalających na bezprzewodową transmisję danych. Urządzenia te są wykorzystywane do monitoringu operacji realizowanych przez aparaturę wysokiego napięcia i pozwalają na dalszy przesył zebranych informacji, bez konieczności instalowania dodatkowego okablowania. Zważywszy, że poruszające się części mechaniczne, a także zjawiska elektryczne, jak chociażby łuk elektryczny emitują dźwięk, pojawiła się idea, aby czujniki akustyczne instalować w bezpośrednim sąsiedztwie łączeni, a na podstawie uzyskanych informacji oceniać prawidłowość przebiegu procesu



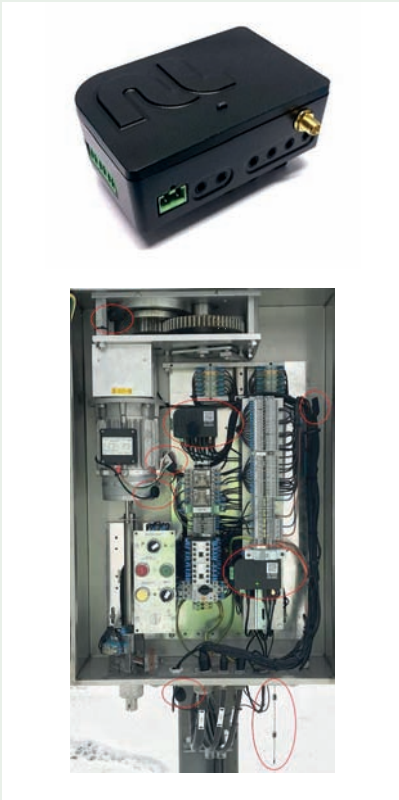
Rys. 11. Koncepcja prefabrykowanego modułu wnętrzego z izolacją powietrzną 63 kV



Rys. 12. Moduł z izolacją gazową do rozbudowy istniejącej rozdzielni 63 kV



Rys. 13. Modułowa stacja mobilna 380/132 kV



Rys. 14. Sensor pomiarowy i jego lokalizacja w skrzynce napędowej odłącznika

łączeniowego. Artykuł [B3-203] prezentuje wyniki badań dotyczących zastosowania czujników akustycznych, czujników Halla i czujników temperatury do analizy zjawisk występujących na stacji elektroenergetycznej, pod kątem sprawdzania kondycji aparatury wysokiego napięcia i szacowania prawdopodobieństwa wystąpienia awarii, co w efekcie ma umożliwić prowadzenie działań o charakterze prewencyjnym. Rozwiązanie czujnika pomiarowego i jego lokalizację pokazano na rysunku 14.

Zaprezentowany sensor zbiera szereg danych, jak: dźwięk generowany w trakcie operacji łączeniowej, temperaturę otoczenia czy wilgotność. Informacje te, uzupełnione o wartość przerywanego prądu, pozwalają już na oszacowanie aktualnego stanu łącznika. Biorąc pod uwagę, że pierwsze próby zastosowania opisanej metody dają niezwykle obiecujące wyniki, rozważa się wyposażenie w czujniki wszystkich aparatów pracujących na stacji w celu uzyskania danych porównawczych i wyko-

rzystywania ich jako dodatkowy wskaźnik kondycji każdego z aparatów.

Pierwsza morska farma wiatrowa powstała w Wielkiej Brytanii w roku 2000 i od tego czasu nastąpił wręcz gwałtowny rozwój takiego sposobu wytwarzania energii elektrycznej. Do roku 2016 zrealizowano 28 kompletnych i niezależnych projektów, uzyskując zdolność generacyjną rzędu 5 GW. Możemy już zatem powiedzieć, że zebrano wystarczającą ilość doświadczeń, aby zacząć tworzyć spójne wymagania dla całego procesu, obejmującego projektowanie, budowę i eksploatację kompletnego układu do wyprowadzenia mocy z morskiej farmy wiatrowej. Artykuł [B3-204], opierając się doświadczeniach zgromadzonych poprzez dokładną analizę sześciu instalacji zrealizowanych do roku 2011, z których każda obejmuje:

- stację zlokalizowaną na platformie usytuowanej w morzu,
- kabel podmorski,
- kabel prowadzony na lądzie,
- stację zlokalizowaną na lądzie.

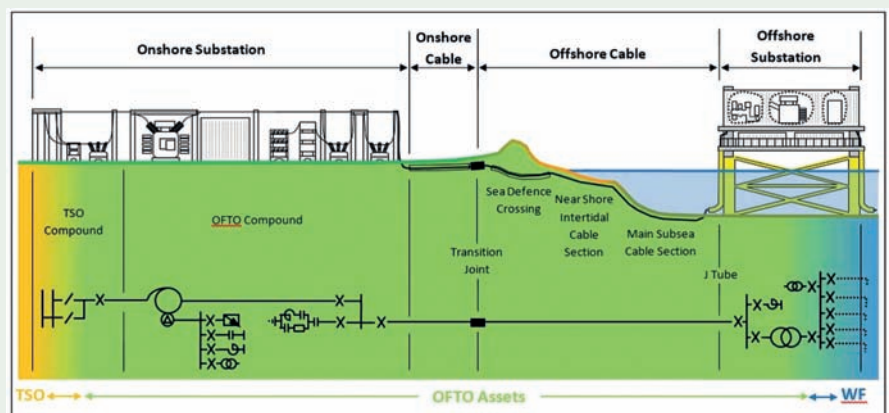
przedstawia propozycję wymagań, jakie powinny zostać postawione już na etapie przygotowywania materiałów przetargowych dla przyszłej inwestycji. Tylko wtedy będzie można z powodzeniem prowadzić eksploatację obiektu po jego uruchomieniu.

Poza standardowymi wymaganiami dla wyposażenia, jako niezwykle istotne odnotowano zwrócenie uwagi na układy kompensacji, różnice pomiędzy wyposa-

żeniem do zainstalowania na lądzie a tym, które znajdzie się w obszarze morskim, odpowiednie części zamienne umożliwiające bardzo szybkie usuwanie ewentualnych awarii oraz sposób transportu ludzi i urządzeń, z uwzględnieniem warunków pogodowych, do miejsca, w którym mają być prowadzone prace eksploatacyjne bądź naprawcze. Całość zagadnień została opisana na przykładzie instalacji, która w całości składa się z ciągu prądu przemiennego, bez jakichkolwiek wstawek konwerterowych i transmisji z użyciem prądu stałego. Jest to rozwiązanie dla morskiej farmy wiatrowej zlokalizowanej w stosunkowo niewielkiej odległości od lądu. Schematyczne taką instalację przedstawiono na rysunku 15.

Na zakończenie artykułu autorzy prognozują, że wobec przewidywanego spadku cen energii elektrycznej generowanej przez morskie farmy wiatrowe należy poddać analizie nowatorskie rozwiązania techniczne, jak na przykład aktywne systemy kompensacji oraz przesył prądem przemiennym o niskiej częstotliwości. Należy się także pochylić nad nowymi formami inwestowania, jak chociażby leasing.

Autorzy artykułu [B3-205] dotyczące zagadnień związanych z podejmowaniem decyzji inwestycyjnych w zakresie wzmocnienia kondycji układów kontroli i zabezpieczeń w stacjach elektroenergetycznych zauważają, że jako podstawowe kryteria w tego typu przypadkach powinno się przyjmować wszelkie możliwe ryzyka,



Rys. 15. Układ połączeń prądu przemiennego do wyprowadzenia mocy z morskiej farmy wiatrowej

koszty i spodziewaną efektywność. Ma to prowadzić do uzyskania maksymalnego zwrotu z inwestycji dokonywanych w obwodach wtórnych. Za najtrudniejsze uznano ustalenie ram i modeli ryzyk i tym zagadnieniom poświęcono najwięcej miejsca. Artykuł pokazuje, jak określić niezbędne wskaźniki kondycji, ramy czasowe poprawnego funkcjonowania i właściwy moment dla wymiany urządzeń przeznaczonych do nadzoru i zabezpieczeń. Całość rozważań zmierza do określenia swego rodzaju równowagi pomiędzy nakładami inwestycyjnymi a ryzykiem związanym z niedostarczeniem energii elektrycznej do klienta końcowego. Zdaniem autorów wprowadzenie do użytku opisanego modelu postępowania umożliwi wydłużenie średniego czasu życia elementów obwodów wtórnych z 20 do 25 lat.

W artykule [B3-206] znajdziemy rozważania dotyczące instalacji uziemiających i sposobów wykonywania ich pomiarów. Biorąc pod uwagę, że instalacja uziemiająca systemu elektroenergetycznego ma bezpośredni wpływ na końcowych użytkowników energii elektrycznej, a współczesne uziemienia stają się coraz bardziej skomplikowane, należy z właściwą starannością podchodzić do uzyskiwania potwierdzenia odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa. Okresowo przeprowadzane testy instalacji uziemiających powinny być dostosowane do indywidualnych przypadków i nie mogą dostarczyć błędnych wyników, na podstawie których będą podejmowane dalsze decyzje. Autorzy zaproponowali metodę postępowania złożoną z kilku etapów, opisaną poprzez schemat blokowy i zestaw czynności do wykonania w każdym kroku. Na podstawie wyników wdrożenia na różnych kontynentach i dla różnorodnych zastosowań potwierdzono zasadność stosowania zaproponowanego podejścia.

Współcześni operatorzy systemów elektroenergetycznych, jako użytkownicy rozdzielnic z izolacją gazową, oczekują, aby te urządzenia, w okresie eksploatacji, nie ulegały uszkodzeniom powodującym straty finansowe. Artykuł [B3-207] przedstawia spojrzenie producenta na tworzenie produktu o niezwykle wysokim poziomie niezawodności i ustanawianie najbardziej

odpowiednich procedur eksploatacyjnych dla rozdzielnic GIS o napięciu 145 kV. W pierwszej kolejności określa się główne uszkodzenia rozdzielnic, w wyniku których może nastąpić przerwa w realizacji przesyłu energii elektrycznej. Autorzy zdefiniowali 62 przypadki zdarzeń mogących generować skutki przywołane powyżej. Do dalszych analiz wykorzystano informacje o 360-ciu przypadkach uszkodzeń rozdzielnic GIS o napięciu 145 kV, odnotowane w okresie siedmiu lat. Bazując na tak pozyskanych danych wypracowano algorytmy postępowania dla działań o charakterze prewencyjnym, mogących zapobiegać powstawaniu zagrożeń o szerokim zasięgu. Ostateczna konkluzja rozważań prowadzi do stwierdzenia, że oczekiwany poziom niezawodności jest możliwy do osiągnięcia w przypadku przeprowadzania przeglądów ogólnych co 5 lat i przeglądów szczegółowych co 20 lat.

Autorzy artykułu [B3-208], biorąc pod uwagę rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną i konieczność jej niezawodnego dostarczenia do klienta końcowego, przedstawili rozwiązanie zarządzania kondycją elementów systemu elektroenergetycznego. Propozycja zawiera możliwość prowadzenia monitoringu w czasie rzeczywistym, zbierania i gromadzenia danych, a w porozumieniu z operatorem systemu i producentem aparatury, określenie potrzeby wykonania działań o charakterze inspekcji lub interwencji. Urządzenie składa się z serwera do gromadzenia danych i oprogramowania wskazującego niezbędne działania operacyjne. Dla zmaksymalizowania skuteczności działania do obróbki wprowadza się zarówno dane pochodzące z ciągłego monitoringu, jak i te, które nie są związane z czasem rzeczywistym, ale mają istotne znaczenie dla określenia bieżącej kondycji aparatu. Do tych danych możemy zaliczyć specyfikacje, informacje o powodach przeprowadzonych już działań konserwacyjnych czy naprawczych i ich skutkach dla poprawnej pracy w przyszłości. W wyniku trzech stopni analizy, obejmujących zebranie i posortowanie danych, oceny ryzyka z tytułu działania bądź zaniechania działania oraz wizualizacji postępowań o charakterze diagnostycznym, powstaje

propozycja wykonania działań czysto operacyjnych na pracującym obiekcie. Zastosowanie opisanej metody w przypadku konkretnej stacji o napięciu górnym 154 kV pozwoliło stwierdzić zmniejszenie wskaźnika awaryjności o około 80%, a koszty eksploatacyjne spadły o około 30%.

Artykuł [B3-209] to kolejna publikacja zajmująca się problemem oceny bieżącego stanu i ryzyk związanych z kontynuacją eksploatacji użytkowanych od wielu lat urządzeń elektroenergetycznych. Tym razem w odniesieniu do transformatorów mocy. Biorąc pod uwagę, że transformator jest kluczowym elementem każdego systemu elektroenergetycznego o znaczącym koszcie jednostkowym, zasadne jest dążenie do utrzymania jego bezawaryjnej pracy przez możliwie najdłuższy czas. Zaprezentowane w artykule oprogramowanie pozwala na ocenę ryzyka związanego z pracą konkretnego transformatora poprzez analizę jego aktualnego stanu i znaczenia dla całego systemu elektroenergetycznego. Ocena stanu bazuje na wynikach pochodzących z przeprowadzonych uprzednio działań o charakterze konserwacji, badania zawartości gazów w oleju, czy skanowania termicznego całej jednostki. Kryteria oceny ważności transformatora składają się ze wzoru opisującego jego obciążenia, liczby przyłączonych klientów, kryteriów n-1, wpływ na system elektroenergetyczny, sposobu użytkowania, wieku transformatora oraz aspektów społecznych i wizerunku publicznego. Na podstawie zebranych danych tworzona jest macierz ryzyka, gdzie jedna z osi reprezentuje indeks stanu, a druga indeks ważności. Dla jednostek, co do których stwierdza się podwyższony ogólny poziom ryzyka należy zintensyfikować działania diagnostyczne.

W artykule [B3-210] znajdziemy wprowadzenie do zagadnień związanych z modelowaniem trójwymiarowym (3D) i wynikających z jego zastosowania korzyści. Zdaniem autorów, takie modelowanie pozwala zdecydowanie przyspieszyć proces projektowania i unikać błędów które, w przypadku przygotowywania projektu z wykorzystaniem wyłącznie formatu płaskiego, mogą być zidentyfikowane dopiero w trakcie realizacji robót budowlanych,

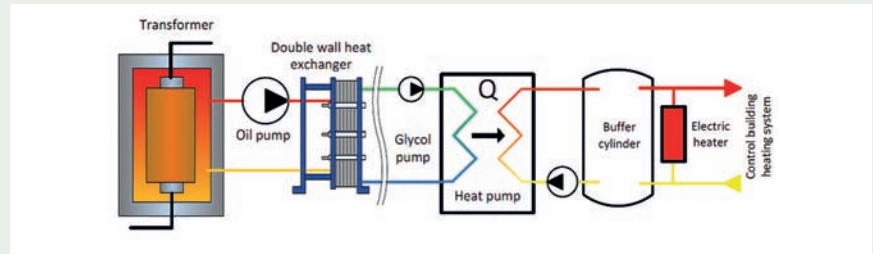


Rys. 16. Prowadzenie toru prądowego pomiędzy izolatorami wsporczymi

co jak wiadomo jest zakłóceniem mogącym znacząco opóźnić realizację zadania. Ponadto modelowanie przestrzenne pozwala na bardziej odważne stosowanie rozwiązań nietypowych, czy wręcz innowacyjnych, ponieważ ich realizowalność może być bardzo dokładnie sprawdzona zanim projekt trafi do wdrożenia. Jako przykład śmiałego podejmowania decyzji pokazano rozwiązanie, gdzie tor prądowy w postaci sztywnej rury jest prowadzony pomiędzy izolatorami wsporczymi podtrzymującymi dławik liniowy. Jest wysoce prawdopodobne, że projektant bez dostępu do trójwymiarowo zamodelowanego węzła, poszukiwałby rozwiązania bardziej oczywistego i najprawdopodobniej wymagającego większych kosztów realizacyjnych, ale bezpieczniejszego z punktu widzenia możliwości popełnienia błędu. Przywołane rozwiązanie, dla pełniejszego zobrazowania sytuacji, zostało zaprezentowane na rysunku numer 16 i z pewnością pozwoli na zorientowanie się, że mając do dyspozycji projekt w formacie 3D z łatwością sprawdzimy, czy zostały zachowane wszelkie odległości i odstępy wymagane normami i obowiązującymi przepisami.

Opisane w artykule procedury mogą być bardzo pomocne do wdrożenia do praktyki dnia codziennego systemu BIM (*Building Information Modeling*).

Artykuł [B3-211] przedstawia poszukiwania rozwiązania zastępującego typowe zabiegi eksploatacyjne o charakterze prewencyjnym realizowane w określonych z góry odstępach czasu, rekomendowanych przez producentów aparatury, za pomocą zabie-



Rys. 17. Schemat instalacji dla odzyskiwania ciepła strat transformatora

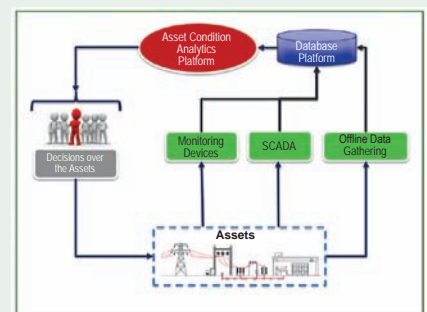
gów wynikających z bieżącej oceny stanu technicznego, w oparciu o monitoring realizowany w czasie rzeczywistym. Proponuje się, aby dla wnioskowania o aktualnej kondycji urządzeń przeprowadzać odpowiednie analizy materiałów zbieranych i archiwizowanych przez systemy SCADA. Zazwyczaj operatorzy systemów elektroenergetycznych posługują się dwoma kryteriami opisującymi efektywność ich działania, technicznym i ekonomicznym. Nowoczesne narzędzia analityczne pozwalają na wyciąganie właściwych wniosków z uwzględnieniem obydwu kryteriów jednocześnie. Identyfikacja zdarzeń o charakterze anomalii pozwala na wykrycie w systemie pojedynczych wadliwych elementów, a nawet ich serii, jeżeli oczywiście takie występują. Odpowiednio prowadzone sprawdzenia pomagają weryfikować skutki już wdrożonych procedur prewencyjnych. Wyjątkowo ważną jest także zdolność do stwierdzenia, że zaplanowana wcześniej konserwacja może zostać odroczone na określony czas, bez ryzyka nieprzewidzianej awarii, gdyż wpływa to znacząco na obniżenie kosztów eksploatacyjnych.

Funkcjonowanie obszaru przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej w oparciu o mechanizmy rynkowe wymusza poszukiwania zmierzające do ograniczania kosztów takiej działalności. Jako dość oczywiste w tych poszukiwaniach pojawia się zagadnienie zmniejszenia zużycia energii na potrzeby własne stacji elektroenergetycznych. Artykuł [B3-212] opisuje wykorzystanie ciepła strat transformatora na potrzeby ogrzewania budynku technologicznego znajdującego się na każdej stacji. Schemat blokowy instalacji przedstawiono na rysunku 17.

Autorzy artykułu zauważają, że w perspektywie roku 2020, dzięki stosowaniu zaproponowanego rozwiązania, powinno

nastąpić zmniejszenie zapotrzebowania stacji na energię do poziomu 80% dzisiejszego zużycia.

Artykuł [B3-213] koncentruje się na korzyściach wynikających ze stosowania prewencyjnych zabiegów konserwacyjnych w oparciu o zidentyfikowany aktualny stan urządzenia, w miejsce dotychczasowych okresowych przeglądów wykonywanych w stałych odstępach czasu. Wobec rosnących wymagań regulatorów i klientów w zakresie dostępności niezawodności systemu elektroenergetycznego aktualne strategie eksploatacyjne okazały się niewystarczające. Potrzebne było narzędzie, które połączy w jedną całość zidentyfikowane ryzyka, zdolności aparatury i urządzeń oraz optymalizację kosztową. W ten sposób powstała metoda podejmowania decyzji przedstawiona na rysunku numer 18 w postaci schematu blokowego.



Rys. 18. Schemat blokowy strategii eksploatacyjnej

Dane z monitoringu w czasie rzeczywistym wraz z danymi pochodzącymi z systemu SCADA oraz parametry wprowadzone jako referencyjne dla zainstalowanych urządzeń trafiają na platformę zbiorczą, gdzie są poddawane analizie w wyniku której powstaje informacja opisująca aktualny

stan urządzenia, bądź grupy urządzeń. Te dane są już wystarczającą podstawą do podejmowania konkretnych decyzji, jakim działaniom prewencyjnym powinny być poddane elementy systemu elektroenergetycznego.

Za sprawą artykułu [B3-214] ponownie wracamy do korzyści wynikających z modelowania trójwymiarowego na etapie projektowania obiektów elektroenergetycznych. Tym razem dowiadujemy się jak ważne mogą być modele 3D w trakcie eksploatacji obiektu. W przypadku kiedy zachodzi konieczność wymiany elementów stacji elektroenergetycznej, bądź jej rozbudowy jesteśmy w stanie pokusić się o sprawdzenie możliwości transportu części o znacznych wymiarach, w tym na przykład transformatorów, założonymi wcześniej drogami. Na rysunku trójwymiarowym będziemy w stanie sprawdzić, czy zachowane są niezbędne odległości do części czynnych i czy nie naruszymy założonych gabarytów transportu. Korzyści wynikające z tak opisanego narzędzia wsparcia są na tyle duże, że zasadne jest przeprowadzenie skanowania obiektów które powstawały jakiś czas temu, kiedy jeszcze nie stosowano modeli 3D i wprowadzenie do zasobów archiwalnych trójwymiarowego modelu każdego z eksploatowanych obiektów.

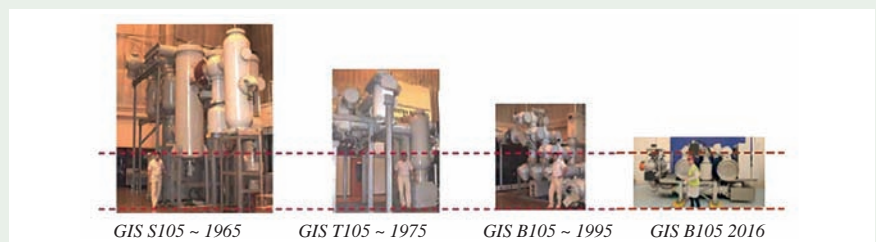
Czytając artykuł [B3-215] możemy się dowiedzieć jakie wyzwania powstają w sytuacji kiedy mamy w eksploatacji dużą ilość elementów wyposażenia zainstalowanych przed wieloma laty. Sprzęt taki starzeje się, a w konsekwencji koszty użytkowania i napraw znacząco rosną. Jeśli na to nałożymy ustabilizowaną sytuację w zakresie zapotrzebowania na energię elektryczną, wymuszającą obniżenie kosztów przesyłu i dystrybucji pojawia się konieczność szero-

kiego przeanalizowania dotychczasowych strategii eksploatacji i zastąpienie ich nowym podejściem. Obecnie stosowane rozwiązania w tym zakresie to przede wszystkim zbieranie całego szeregu danych, przy pomocy których jesteśmy w stanie określić prognozowany czas życia poszczególnych aparatów i urządzeń. Uzupełniając ten zbiór informacji o analizę ryzyka wystąpienia awarii dostajemy odpowiedź, czy dany aparat należy jeszcze poddawać zabiegom konserwacyjnym i naprawczym, czy też należy go już bezwzględnie wymienić. W ten sposób mogą powstawać długofalowe programy wymiany wyeksploatowanych elementów systemu elektroenergetycznego pozwalające na równomierne rozkładanie kosztów.

W ostatnim czasie dociera do nas coraz więcej informacji o szerokich możliwościach wykorzystania druku 3D w różnych dziedzinach życia i gospodarki. Uzyskiwane w tym zakresie bardzo pozytywne wyniki skłoniły do przeanalizowania, czy wydruk trójwymiarowy może być przydatny do zastosowań w elektroenergetyce. Artykuł [B3-216] pokazuje jak daleko możemy się posunąć z wykorzystaniem tej stosunkowo nowej technologii dla potrzeb wytworzenia elementów wykorzystywanych na przykład w aparaturze wysokiego napięcia. Okazuje się, że takie działanie jest nie tylko możliwe, ale wręcz niezwykle zasadne. W przypadku produkowania elementów o wyjątkowo skomplikowanych kształtach, wykorzystując wirtualną rzeczywistość, do przygotowania trójwymiarowych modeli dla drukarki 3D, osiągamy zauważalne ograniczenie kosztów produkcji, przy jednoczesnym utrzymaniu niezbędnej jakości wyrobu. Przykład elementów wyłącznika wysokiego napięcia wytwarzanych na drodze wydruku przedstawia rysunek 19.



Rys. 19. Elementy wyłącznika wykonane metodą wydruku 3D



Rys. 20. Zmiany wymiarów rozdzielnic 245 kV

Dotychczasowe doświadczenia pokazują, że obszar elektroenergetyki będzie w stanie bardzo dobrze wykorzystać nowe możliwości i nie ma już potrzeby prowadzenia rozważań, czy warto iść w tę stronę. Bardziej należy się skupić na wskazywaniu miejsc gdzie można jeszcze wkroczyć z wydrukiem trójwymiarowym.

W obecnej rzeczywistości przedsiębiorstwa energetyczne stają wobec konieczności podnoszenia niezawodności dostawy energii elektrycznej do klienta końcowego, jednocześnie spełniając wymóg ciągłego ograniczania kosztów. W takich uwarunkowaniach proces zarządzania efektywnością pracy urządzeń musi zapewnić optymalizację decyzji zmierzających do określenia kiedy powinniśmy przeprowadzić konserwację lub naprawę, a kiedy należy dokonać wymiany. Artykuł [B3-217] omawia ten problem na przykładzie rozdzielnic z izolacją gazową. Dawne podejście wyróżniające dwie ścieżki postępowania obejmujące okresowe przeglądy i niezbędną konserwację lub eksploatację aż do wystąpienia awarii, zastępujemy bieżącą oceną stanu i dostosowywaniem zakresu interwencji do aktualnej kondycji. Koncentrując się na rozdzielnicach z izolacją gazową musimy także brać pod uwagę zmiany w rozwiązaniach wynikające z postępu technicznego i technologicznego. Jak duże są to zmiany możemy zobaczyć na rysunku 20, który przedstawia zmniejszanie gabarytu rozdzielnic o tych samych parametrach elektrycznych, na przestrzeni lat.

Rozdzielnica gazowa staje się wyrobem o coraz większym stopniu skomplikowania, a to oznacza, że konieczne jest prowadzenie monitoringu pozwalającego na wcielanie poprawnych decyzji w zakresie zabiegów konserwacyjnych. Co więcej

zebrane doświadczenia eksploatacyjne w coraz większym zakresie trafiają do producentów i mają zasadniczy wpływ na doskonalenie wprowadzanych na rynek produktów.

Artykuł [B3-218] ponownie wprowadza nas w świat doboru strategii eksploatacyjnej opartej na działaniach prewencyjnych. W tym przypadku autorzy koncentrują się na części informatycznej, w tym komputerach, które w dobie cyfryzacji stały się nieodłącznym elementem stacji elektroenergetycznych, nawet jeżeli nie są to jeszcze stacje cyfrowe. Zdaniem autorów dla komputerów stacyjnych najlepszą metodą pozwalającą na wydłużenie ich życia jest stosowanie zabiegów o charakterze zapobiegawczym. Tylko w ten sposób możemy podnieść żywotność sprzętu i uniknąć rozległych awarii powodujących uciążliwe wyłączenia.

Zamykając tę grupę tematyczną artykuł [B3-219] jest poświęcony wzrostowi znaczenia diagnostyki dla potrzeb prowadzenia działań eksploatacyjnych. Podkreślono, że nowoczesne rozwiązania techniczne dają szeroką możliwość prowadzenia ciągłego monitoringu i na jego podstawie dobierania właściwego czasu i zakresu dla działań interwencyjnych. W takich warunkach coraz łatwiej jest ograniczać koszty eksploatacji przy utrzymaniu odpowiedniego poziomu niezawodności, co ma obecnie kluczowe znaczenie.

Ochrona zdrowia, bezpieczeństwo, ochrona środowiska i zapewnienie parametrów jakościowych w stacjach elektroenergetycznych

Bezpieczeństwo rozumiane jako ochrona ludzi i środowiska oraz zapewnienie odporności na cyberataki to niewątpliwie jedne z najistotniejszych czynników wpływających na charakter rozwiązań stacji elektroenergetycznych. Korzystając z materiałów przygotowanych w ramach różnorodnych form aktywności CIGRE mamy gwarancję, że osiągamy dostęp do najnowszych pomysłów i technologii, które uczynią realizowane przez nas obiekty maksymalnie dostosowanymi do wyzwań, jakie już znamy, jak i do tych o których jeszcze nie słyszeliśmy.

Podczas prowadzenia eksploatacji rozdzielnic szczególnym zagrożeniem dla obsługi są skutki wystąpienia wewnętrznego zwarcia łukowego. Dlatego też szczególną wagę przywiązuje się do tworzenia kanałów odprowadzających gazy do strefy zmniejszającej zagrożenie dla personelu i dobierania obudów o odpowiedniej wytrzymałości na wzrost ciśnienia. Artykuł [B3-301] przedstawia procedury badawcze i ich rezultaty w zakresie poszukiwania optymalnej obudowy pozwalającej na oczekiwane rozprządzenie wzrostu ciśnienia, bez konieczności stosowania wzmacnianych osłon powodujących nieuzasadnione koszty, na wszystkich etapach procesu realizacji obiektu. Na potrzeby analiz przygotowano odpowiednie modele pozwalające zidentyfikować charakter zjawisk, ich czas trwania i możliwy wpływ na otoczenie. Wykonano też próby symulacyjne pokazujące sposób zachowania obiektu w warunkach rzeczywistych. W ten sposób pozyskano wiedzę, która w znacznym stopniu przyczyni się do podniesienia bezpieczeństwa ludzi pracujących przy obsłudze rozdzielnic.

Artykuł [B3-302] można potraktować jako zwrócenie uwagi na szeroko rozumiane aspekty środowiskowe związane z tworzeniem i eksploatacją stacji elektroenergetycznych. Dotychczasowe wieloletnie tendencje, koncentrujące się na parametrach elektrycznych pozwalających na sprawne funkcjonowanie aparatów i urządzeń, w miejscach charakteryzujących się różną temperaturą, odmiennym narażeniem sejsmicznym, czy też różnym poziomem zanieczyszczeń powietrza, muszą być obecnie uzupełniane o ograniczanie negatywnego wpływu na środowisko naturalne. Autorzy artykułu zwracają uwagę na kilka rozwiązań, dzięki którym możliwe będzie łagodzenie oddziaływania obiektów elektroenergetycznych na otoczenie. Wy-

mienia się tutaj wyłączniki próżniowe i rozdzielnice gazowe w których medium izolacyjnym jest czyste powietrze. Wspomniane jest także stosowanie w transformatorach cieczy biodegradowalnych w miejsce oleju. To rozwiązanie jest szczególnie cenne w zlewniach wód chronionych, gdzie nie wolno dopuścić do uwolnienia zanieczyszczeń, jakim z pewnością jest olej. Artykuł ma głównie uzmysłowić, że pojawiają się rozwiązania redukujące negatywny wpływ energetyki na środowisko naturalne i powinniśmy w coraz większym stopniu po takie rozwiązania sięgać.

Rezygnacja ze stosowania gazu SF₆ jest niezwykle pożądana ze względu na ograniczenie efektu cieplarnianego, ale należy pamiętać, że są takie miejsca gdzie ten rodzaj izolacji jest niezbędny dla podniesienia poziomu bezpieczeństwa. Przykładem mogą tutaj być stacje podziemne, gdzie stosuje się nie tylko rozdzielnice gazowe, ale także gazowe transformatory, co niemalże całkowicie eliminuje zagrożenie pożarowe w tak newralgicznym miejscu. Artykuł [B3-303] jest poświęcony zastosowaniu transformatorów gazowych (GIT) w miejscach innych aniżeli stacje podziemne, ale z uzyskaniem efektów korzystnych dla środowiska naturalnego. Pierwszym przykładem takiej aplikacji jest elektrownia wodna, w której dotychczasowe, wyeksploatowane i zagrażające wyciekami oleju, transformatory konwencjonalne zastąpiono transformatorami z izolacją gazową. W ten sposób zażegnano zagrożenie wycieku oleju bezpośrednio do rzeki. Zastosowane rozwiązanie i wynikające z niego korzyści pokazuje rysunek 21.

Transformatory z izolacją gazową, ze względu na swoją zwartą budowę mogą także przyczynić się do zmniejszenia terenu zajmowanego na lokalizację stacji elektroenergetycznej, co jest niewątpliwie



Rys. 21. Wymiana transformatorów olejowych na gazowe

przykładem ograniczania wpływu na środowisko. Wszystkie te zastosowania wiążą się oczywiście z użytkowaniem gazu SF₆, ale należy się tutaj koncentrować na zapobieganiu wycieku gazu, który tylko w takim przypadku staje się zagrożeniem dla środowiska naturalnego.

Elektrowni wodna *Itaipu* w Brazylii i cały system wyprowadzenia mocy z tego obiektu to niezwykle złożona struktura, w której każdy element zasadniczo odbiega od rozwiązań standardowych. Przy takich uwarunkowaniach odmienne i skomplikowane są także struktury instalacji uziemiających, które muszą zapewnić bezpieczeństwo zarówno w zakresie funkcji obiektu jak i ludziom znajdującym się w pobliżu. W przypadku szczególnie złożonych systemów uziemiających pojawiają się trudności z przeprowadzeniem pomiarów i stwierdzeniem, że instalacja jest poprawna i spełnia warunki celu, jakiego ma służyć. Artykuł [B3-304] prezentuje wypracowaną metodę pomiarową dla uziemienia, w sytuacji kiedy od jego powstania nastąpiły liczne zmiany związane z rozbudową podstawowej funkcji obiektu elektroenergetycznego. Przeprowadzone analizy i dociekania zakończyły się opracowaniem metodologii, która pozwala na określenie jasnej wizji obecnego stanu instalacji uziemiającej i wskazuje na niezbędne działania uzupełniające.

Artykuł [B3-305] dotyczy zagadnień związanych z cyberbezpieczeństwem pracy systemów elektroenergetycznych. Informatyzacja w obszarze funkcjonowania obiektów energetycznych przynosi na tyle istotne korzyści, że nie ma możliwości zaniechania rozwoju tego obszaru. Niestety wraz z wzrostem znaczenia cyfryzacji pojawiają się nowe zagrożenia, jak chociażby ataki hackerskie, mogące mieć bardzo negatywny i szeroki wpływ na niezawodną dostawę energii elektrycznej do klientów końcowych. W artykule opisano trzy przypadki zakłóceń, jakie dotknęły Ukraiński System Elektroenergetyczny oraz ich skutki. Zdarzenia te pokazały, jak dalece mogą wnikać negatywne działania zewnętrzne, ale także wskazują kierunki działań, dzięki którym systemy elektroenergetyczne będą skutecznie zabezpieczone przed niechcianą ingerencją osób nieuprawnionych.

Podsumowanie

Sesja CIGRE 2018 przyniosła wiele interesujących, a nawet całkowicie nowych informacji dotyczących bieżącego stanu wiedzy z zakresu projektowania budowy i eksploatacji stacji elektroenergetycznych. W materiałach przygotowanych do zaprezentowania i omówienia podczas sesji technicznej znajdziemy zarówno opis gotowych propozycji rozwiązań do bezpośredniego zastosowania w nowych i istniejących obiektach, jak i inspiracje dla kierunków myślenia nad dalszą optymalizacją struktur sieci przesyłowych i dystrybucyjnych. Warto z nich skorzystać, jeśli za cel stawiamy sobie troskę o zrównoważony rozwój polskiego systemu elektroenergetycznego.

A jeżeli zdecydujemy się rozwijać posiadaną już wiedzę, to istotnym wsparciem mogą być wyniki prac Grup Roboczych CIGRE, publikowane jako *Broszury Techniczne*. Dostęp do tych materiałów jak i do wykazu aktualnie działających Grup Roboczych można uzyskać odwiedzając strony internetowe GIGRE i PKWSE.

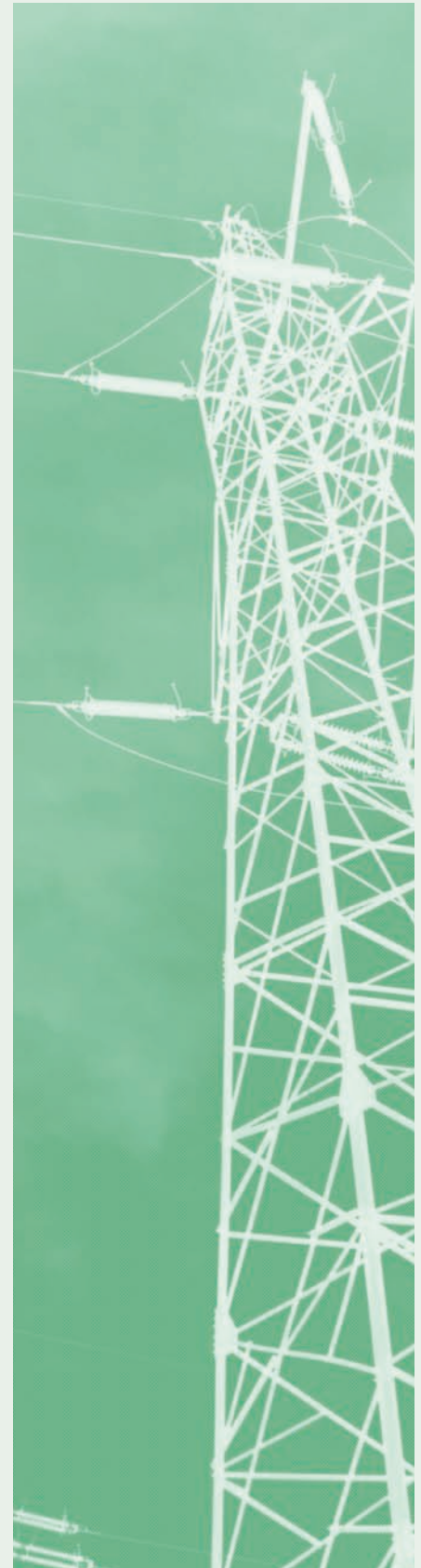
REFERATY KOMITETU STUDIÓW B3

- [1] B3-101. Costa P. R. F. C., Assis S. C., Carvalho E. N., Oliveira A. M., Chagas A. G., Mota I. L. M., Medeiros J. U. S., Pinto S. M., Murta M. L., (Brazil), *Integrated Compact Substation - Seci; A Strategic Pattern for Expansion of the Electrical Distribution System in Brazil*.
- [2] B3-102. Westfallen V., Garcia-Garcia L., Tyschenko P. (USA), *Comparison of Medium Voltage Substation Bus Configuration*.
- [3] B3-103. Sousa B., Ylinen J. (Finland), Prokop V. (Czech Republic), *Levels of functionality for power distribution systems employing intelligent merging unit (IMU) and low-power instrument transformer (LPIT) technologies*.
- [4] B3-104. Cardano P., Nosilati M., Stella E., Giraldo V., Testin G., Saravolac M., Pignini A. (Italy), Dariani A., Yuan S. (Canada), *Station Insulation Performance Under Heavy Icing Conditions*.
- [5] B3-105. Bhatnagar Ch., Dave Y., Thobhani R., Karimbanackal J. A. (Qatar), *Partial Discharge Measurement by TEV and Ul-*

trasonic Methods and their Limitations for Medium Voltage (MV) Switchgears - Experience of Kahramaa.

- [6] B3-106. Koepl G., Aschwanden T. (Switzerland), *Easier Short-Circuit and Switching Conditions in Bus-Node Substations*.
- [7] B3-107. Lindner C., Gautschi D. (Switzerland), *Application of a Fluoronitrile Gas in a 123 kV GIS Pilot Substation*.
- [8] B3-108. Szweczyk R. (Poland), Duart J.-C. (Switzerland), Marek R. (USA), *Improved Grid Resilience and Optimized Power Availability by Use of Fast-Deployable Transformer and Substation Concepts*.
- [9] B3-109. Osborne M., Waldron M., Jarman P., Zhang R., Gardner D. (United Kingdom), *The Development of a Mobile Substation Bay for Flexible Transmission Services*.
- [10] B3-110. Sun G., Ban L., Wang N., Li Z., Zhang P., Wang W. (China), *Determination of the Main Parameters of UHV AC GIL*.
- [11] B3-111. Gao L., Wang C., Zhang M., Cheng P., Ji X., Ji Y. (China): *Study on Application of SF₆/N₂ Mixture Insulated GIL*.
- [12] B3-112. Yoo Y., Song S., Jang G., Jung S. (Republic of Korea): *Development of an Exclusive Substation of Renewable Energy - Hub Substation*.
- [13] B3-113. Sharma H. C., Dharmadhikari D. R., Singhal P., Kumar R. (India), *Novel Distribution Substation Design for Congested Smart Metro Cities*.
- [14] B3-114. Valecha D. K., Srivastava R., Karma D. K., Mishra S. (India), *Upgrading of EHV Substations for Additional Bays and Power Handling*.
- [15] B3-115. Kuschel M., Bradler Ch., Bütüner C. (Germany), Hansen L., Mortensen A-S. B., Gaard J. (Denmark), *On-Site Experiences of 72,5 kV Clean-Air GIS for Wind-Turbine On- and Offshore Application*.
- [16] B3-116. Rauber E., Weigt U. (Germany), *The Digital Substation - Capitalize on Digitalization with Focus on this Central Element in Transmission Grids*.
- [17] B3-117. Tiusanen J., Naukkarinen T., Viinikainen T., Höytiä (Finland), Olszewski W., Gatzen F. W., Kuschel M. (Germany), *New Smart Approach for a U/I-measuring System Integrated in a GIS Cast Resin Partition (LPIT) - Design, Manufacturing, Qualification and Operational Experience*.
- [18] B3-118. Schutte P. J., van der Merwe W. C., van Coller J. M. (South Africa), *Voltage Upgrading of Existing Eskom High Voltage Substations when Transient Voltage Stress and Available Withstand Strength are Coordinated*.

- [19] B3-119. Mauban F., Signig Tsamo D. (France), Al-Otaibi S. M. (Saudi Arabia), Goyvaerts A. (Belgium), *Prefabricated Substations as a Leverage for Increased Availability and Agile Expansion of High Voltage Grids.*
- [20] B3-120. CANCELLED - *Tennent's Giant Leap to be Able to Replace 140 Substations within next 10 Years, While in Service and Coming from Different Lay-outs.*
- [21] B3-121. Rhoads S., White J., Mcgrail T. (USA), *Developing and Using Justifiable Asset Health Indices for Tactical and Strategic Risk Management.*
- [22] B3-122. CANCELLED - *New Approach for Aged SF₆ Insulated Equipment with Humidity Problems, Reducing Costs and Down-time.*
- [23] B3-203. Latinen T., Lyly T., Stenstrand M., Tammi J., Albrecht R., Nyberg J., Sakse-la K. (Finland), *Wireless Sensor Units for Acoustic Monitoring of Switching Devices.*
- [24] B3-204. Jones C. J., Rollings P., Lee M., Kaskana R. (United Kingdom), *Operations and Maintenance of Offshore Transmission Assets.*
- [25] B3-205. Vu T., Pelevin M., Gibbs D., Horan J., Zhang C. (Australia), *Modeling Substation Control and Protection Asset Condition for Optimal Reinvestment Decision Based on Risk, Cost and Performance.*
- [26] B3-206. Woodhouse D. J., Palmer S. J., Tocher W. J. V. (Australia), *Effective Substation Earthing System Assessment The Quest for Clean Measurements.*
- [27] B3-207. Kim T. H., Kim J. J., Jang H. A., Yun W. Y. (Republic of Korea), *Study on the Effective Inspection & Replacement Strategy for 145 kV GIS.*
- [28] B3-208. Jung J. R., Seo H. D., Kim S. J., Kim H. S., Joo J. O., Ryoo S. S. (Republic of Korea), *Application of an Asset Health Management System for High-Voltage Substations.*
- [29] B3-209. Buakaew S., Aimviriyawat P., Suwanasri T. (Thailand), *Program Development for Condition Evaluation, Importance and Risk Assessment of Power Transformer in MEA Electrical System.*
- [30] B3-210. Foškulo A. (Croatia), Kokoruš M. (Germany), *Streamlining the Decision-Making Process on Tubular Rigid Busbar Selection During the Planning / Designing Stage by Utilizing 3D Substation BIM Design Software.*
- [31] B3-211. Ivanković I., Pcharda D. (Croatia), Novosel D. (USA), Žubrinić-Kostović K., Kekelj A. (Croatia), *Smart Grid Substation Equipment Maintenance Management Functionality Based on Control Center SCADA Data.*
- [32] B3-212. Ryabin T. V., Davydov E. Y., Molsky A. V., Epifanov A. M. (Russia), *New Technologies for Reducing Energy Consumption of 500-750 kV Substation Auxiliary Systems.*
- [33] B3-213. Ortega S., Escudero W., Meza C., Narvaez S. (Chile), *Asset Management Evolution in Transelec. An Approach to Evolve from Traditional Time-based to a Condition-based/predictive Maintenance Strategy.*
- [34] B3-214. Ichihara S., Kobayashi T., Yoshida M., Shinohara R., Saida T. (Japan), *Improvement in Substation Design and Construction Through Application of 3D Modeling.*
- [35] B3-215. Ueda M., Nakajima H., Tsuboi K., Ito K., Saida T., Shinohara R. (Japan), *Recent Challenges of Condition Evaluation for Substation Equipment in Japan.*
- [36] B3-216. Biquez F., Descottes C. (France), Girlando V. (Italy), *Perspective given by 3D Printing and Virtual Reality Technologies.*
- [37] B3-217. Coullon J. L., Girard C., Rayon J. L. (France), Luescher R. (Switzerland), *Return on Experience on Asset Management Implementation in High Voltage Switchgears.*
- [38] B3-218. Lai D. (Taiwan), *Predictive Maintenance Strategy to Ensure High Availability and Controllability of Substation Management Platform.*
- [39] B3-219. Zhilkina Y. V., Epifanov A. M. (Russia), *Organization of Service in the Power Industry (Example of Federal Grid Company of Unified Energy System).*
- [40] B3-301. Park S. W., Kim J. D., Lee H. T. (Republic of Korea), *Structural Integrity Assessment and Design of Switchgear Enclosures Considering Internal Arcing Conditions.*
- [41] B3-302. Wallner C., Straßburger B., Parthey F., Hammer T., Kunde K., Rentschler A. (Germany), Holzapfel J. (Austria), *Environmental Awareness for High-Voltage Substation Eco-Design.*
- [42] B3-303. Aoki K., Kagawa H., Katsumata M., Kani B., Ito K. (Japan), *Solution on Substation Design Considering Reduction of Environmental Impact, Fire Prevention and Safety.*
- [43] B3-304. Chaparro R., Bordon A. (Paraguay), Yamamura G. (Brasil), Berni H. (Paraguay), Casas F., Jimenez C., Serna O., Duque A. (Colombia), *Ground System Diagnostic in the ITAIPU Binacional's Margen Derecha Substation.*
- [44] B3-305. Denysenko A. (Ukraine), *Problems of Information Security in Energy Objects Control Systems.*



CIGRE

Krzysztof Madajewski
Instytut Energetyki
Oddział Gdańsk

Energoelektronika i systemy DC – Komitet Studiów B4

DC systems and power electronics – Study Committee B4

Sesja plenarna Komitetu Studiów B4 CIGRE – “Energoelektronika i systemy DC” obejmowała trzy tematy preferowane.

Temat 1 – Systemy HVDC i ich zastosowania

- planowanie i wdrażanie nowych projektów HVDC,
- zastosowanie nowych technologii w HVDC, HVDC Grids / Multi-Terminal HVDC,
- remonty i modernizacje istniejących systemów HVDC,
- doświadczenie serwisowe i eksploatacyjne.

Temat 2 – Systemy DC i inne energoelektroniczne dla systemów dystrybucyjnych

- HVDC średniego napięcia i jego zastosowania w systemach dystrybucyjnych,
- planowanie i wdrażanie nowych projektów w systemach dystrybucyjnych,
- nowe koncepcje, projekty.

Temat 3 – Systemy FACTS i inne energoelektroniczne dla systemów przesyłowych

- planowanie i wdrażanie nowych projektów,
- zastosowanie nowych technologii w układach FACTS i innych urządzeniach energoelektronicznych,
- remonty i modernizacja istniejących układów FACTS i innych systemów Energoelektronicznych,
- doświadczenie serwisowe i eksploatacyjne.

Spośród 45 zgłoszonych referatów, 36 dotyczyło tematu pierwszego, 3 tematu drugiego, natomiast 6 tematu trzeciego.

Przedmiotem zainteresowania Komitetu Studiów B4 CIGRE są układy przesyłowe prądu stałego (HVDC) oraz inne rozwiązania w zakresie energoelektroniki w systemach AC, w szczególności układy FACTS.

Wzrost zainstalowanej mocy w generacji odnawialnej oraz wzrost zainteresowania przesyłem mocy z wykorzystaniem układów HVDC, w tym wewnątrz obszarów synchronicznych, zwiększa zapotrzebowanie na urządzenia HVDC i FACTS. Rosnące zainteresowanie jest również widoczne w wykorzystywaniu prądu stałego przy niższych napięciach w sieciach dystrybucyjnych. Prezentowane w referatach postępy w zakresie elementów półprzewodnikowych wielkich mocy oraz w innowacyjnych topologiach obwodów otwierają nowe możliwości ich wykorzystania.

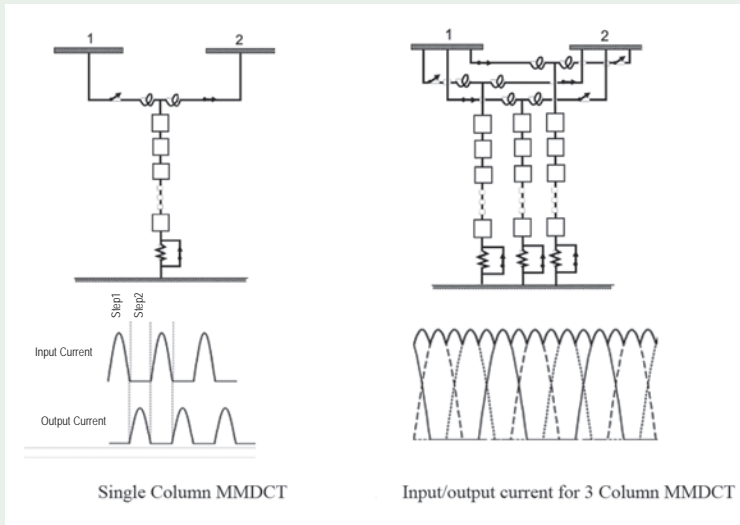
Prezentowane referaty w ramach Komitetu B4 na sesji CIGRE 2018 zawierają najnowsze informacje na temat systemów DC i FACTS na różnych etapach planowania, budowy i eksploatacji. W kilku referatach przedstawiono doświadczenia związane z modernizacją starszych urządzeń HVDC i FACTS.

Systemy HVDC i ich zastosowania

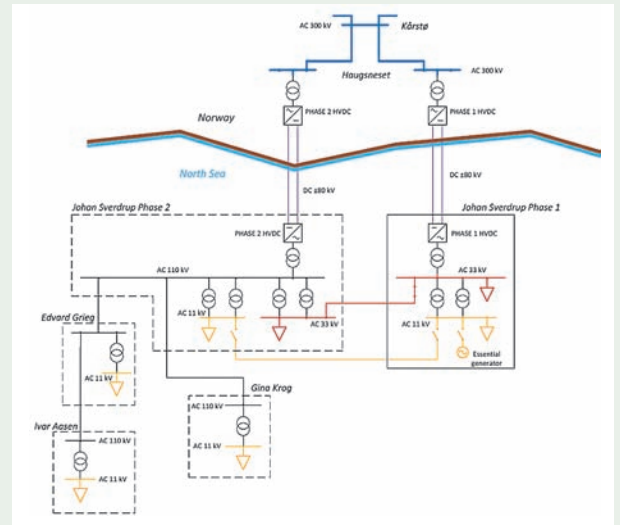
Referat [3] prezentuje nowe rozwiązanie w zakresie przyłączenia sieci przesyłowej prądu stałego do systemu przesyłowego napięcia przemiennego

(AC). Autorzy widzą strategiczną rolę dla przyszłej sieci DC w Europie oraz Ameryce Północnej jako sieci nadrzędnej (*supergrid*) w relacji do obecnej sieci przesyłowej. Referat przedstawia rozwiązanie DCT (*DC-to-DC transformer*) bez pośrednictwa napięcia przemiennego oraz propozycję powiązania sieci DC z siecią przesyłową AC. Wykorzystano konfigurację wielomodułową MMDCT (*multi-modular DC-to-DC capacitive transformer*), która zdaniem autorów jest mniej kosztowna i bardziej efektywna niż rozwiązanie DC-to-AC-to-DC, ponadto wykorzystuje architekturę HB (*half-bridge*) połączenia tranzystorów IGBT stosowaną w układach VSC HVDC. Podstawowe proponowane rozwiązanie dla MMDCT pokazano na rysunku 1.

W referacie [4] przedstawiono rozwiązanie i analizę problemów wynikających z zasilania platform wydobywczych na morzu z wykorzystaniem dwóch układów VSC HVDC. Sieć wewnętrzna platform jest siecią pasywną, pozbawioną innych źródeł zasilania. Oprócz rozważenia typowych problemów mogących wyniknąć z interakcji dwóch pracujących równolegle układów VSC HVDC pojawiły się problemy spowodowane faktem, iż każdy układ został dostarczony przez innego producenta. W takiej sytuacji zazwyczaj żaden z dostawców nie jest skłonny do dzielenia się z konkurentem wrażliwymi informacjami technicznymi niezbędnymi do przeprowadzenia badań symulacyjnych pracy obu układów. Podstawowy schemat przyjętego rozwiązania pokazano na rysunku 2.



Rys. 1. Jednokolumnowe i trójkolumnowe rozwiązanie MMDCT



Rys. 2. Schemat zasilania platform na morzu przez dwa układy VSC HVDC

Prace przedstawione w referacie wykonał dostawca drugiego układu VSC HVDC. Wykorzystał przy tym generyczny ogólnie dostępny model pierwszego, istniejącego wcześniej układu VSC HVDC. Do zarządzania pracą obu układów VSC HVDC opracowano dedykowany system PMS (Power Management System). Przeprowadzone badania symulacyjne w różnych stanach pracy potwierdziły możliwość poprawnego działania układów we wszystkich zdefiniowanych stanach pracy.

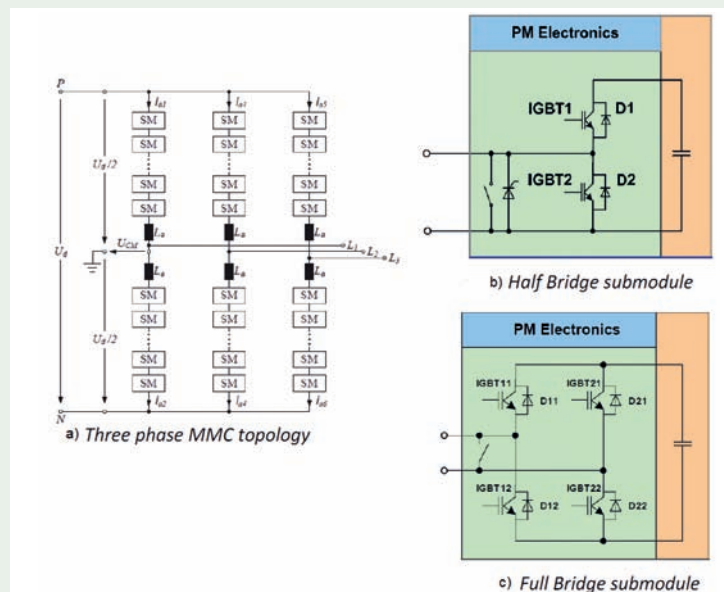
Oceny niezawodności i dostępności istniejących układów HVDC w systemie krajów skandynawskich (NORDEL) jest poświęcony referat [5]. Obecnie sumaryczna moc tych układów wynosi 8,5 GW, a do 2025 roku spodziewane jest jej podwojenie. Średnia dostępność za lata 2012-2015 analizowanych układów wyniosła 92,3%. Dodatkowe koszty wynikające z braku pełnej dostępności układów oszacowano na 30 mln euro rocznie. Główną przyczyną (40%) krótkotrwałych wymuszonych przestojów były awarie w układach sterowania i zabezpieczeń. Jako główną przyczynę długotrwałych awarii zidentyfikowano pięć awarii kabli podmorskich. Średni czas długotrwałych awarii wyniósł 33 dni. Ograniczenia w dostępności układów HVDC mają wpływ na techniczne aspekty pracy systemu, ale również zakłócają rynek energii. Operatorzy przesyłowi w krajach skandy-

nawskich podjęli wspólne działania w celu poprawy niezawodności i dostępności obecnych i przyszłych instalacji HVDC.

Autorzy referatu [6] omawiają aktualne możliwości i praktykę w zakresie wykorzystania najnowszych osiągnięć w rozwoju elementów półprzewodników, takich jak klasyczne tyrystory oraz tranzystory IGBT w układach HVDC. Obecnie dostępne są tyrystory o napięciu blokowania 8,5-9,5 kV i prądzie znamionowym 6250 A w wersji wyzwalanej impulsem elektrycznym (ETT – *Electrical Triggered Thyristors*) lub wyzwalanej

sygnałem optycznym (LTT – *Light Triggered Thyristors*). Znajdują one zastosowanie w klasycznych układach LCC HVDC.

Rozwój układów VSC HVDC w ostatnim okresie odbywa się w kierunku rozwiązań MMC (*Modular Multilevel Converter*), dla których podstawowe moduły pokazano na rysunku 3. Dla zastosowań w układach VSC HVDC opracowano tranzystory IGBT, w tym również w wersji z zintegrowaną diodą zwrotną w obudowie typu „Press Pack”. Obecnie dostępne są tranzystory IGBT w tej wersji o parametrach podanych w tabeli 1.



Rys. 3. Topologia i moduły dla układu VSC HVDC w wersji MMC

Tabela 1

Parametry napięciowo – prądowe tranzystorów IGBT

	Klasa napięciowa		
	3300 V	4500 V	6500 V
Max prąd	1800 A	1500 A	1000 A

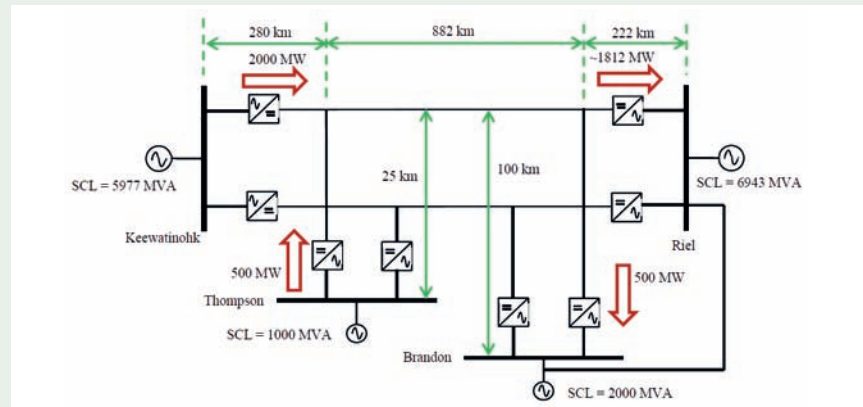
Jeśli dochodzi do uszkodzenia tranzystora w przekształtniku powinno to skutkować zwarciem, a nie przerwą. Zapewnia to wykonanie elementu w obudowie „Press Pack” oraz widoczny na rysunku 3b i c mechaniczny łącznik w obwodach wejściowych, zamykany w przypadku uszkodzenia tranzystora. W przypadku rozwiązania HB pokazanego na rysunku 3b w obwodzie wejściowym stosuje się dodatkowy tyrystor przejmujący dużą część prądu zwarcia w obwodach DC łączy VSC HVDC.

W referacie [9] poddano analizie hybrydowe rozwiązania układów HVDC. W Kanadzie do łącza LCC HVDC w wykonaniu PtP (*Point-to-Point*) planuje się dołączyć dwa łącza VSC HVDC jako „odcypy” (rys. 4). Łącze LCC HVDC planowane do uruchomienia w 2018 roku o mocy znamionowej 2000 MW przy napięciu ± 500 kV przesyła moc na odległość 1380 km między stacjami *Keewatinohk* (prostownik) oraz *Riel* (falownik). Dokonane analizy możliwości dołączenia dwóch łączy VSC HVDC w sposób pokazany na rysunku 4 potwierdziły wykonalność takiego rozwiązania.

Zagadnienia związane z dużymi prądami rozruchowymi załączanych transformatorów przekształtnikowych w układach HVDC są przedmiotem rozważań w referacie [10]. Duże prądy rozruchowe obniżają i zniekształcają napięcia w sieci, co może między innymi prowadzić do przewrotów komutacyjnych w innych układach HVDC elektrycznie blisko położonych. W celu ograniczenia prądów rozruchowych stosuje się obecnie dwie metody.

Pierwsza polega na wtrąceniu w obwód w chwili łączenia dodatkowego rezystora ograniczającego wartość prądu, sprzyjającego szybszemu zanikowi przejściowych prądów rozruchowych.

Druga metoda polega na doborze momentu załączenia łącza każdej fazy osobno (POW – *Point on Wave*) w zależności od



Rys. 4. Hybrydowe cztereterminalowe rozwiązanie połączeń HVDC

pozostałości magnetycznej po wyłączeniu transformatora. Metodą tą można dość łatwo zastosować, o ile możliwe jest zaplanowanie i kontrolowanie momentu wyłączenia transformatora oraz zaczeptu transformatora, na jakim doszło do wyłączenia. Trudności pojawiają się przy wyłączeniach awaryjnych na dowolnym zaczeptu. Autorzy zaproponowali algorytm wyznaczania pozostałości magnetycznej z wykorzystaniem całkowania napięcia biegu jałowego transformatora, przeprowadzili badania symulacyjne opracowanego algorytmu z wykorzystaniem programu PSCAD i w efekcie wdrożyli z sukcesem to rozwiązanie w praktyce.

Autorzy referatu [16] prezentują wyzwania i problemy stojące przed dostawcami układu HVDC na napięciu ± 1100 kV. Dotychczas najwyższe napięcie DC w układach HVDC wynosiło ± 800 kV przy mocy znamionowej do 10 GW. Dotychczas wybudowano lub buduje się 10 linii DC na takie napięcie i można stwierdzić, że rozwiązano z powodzeniem wszystkie techniczne problemy z tym związane. Autorzy podkreślają, że największe wyzwanie przy

napięciu ± 1100 kV stanowi budowa linii przesyłowej DC. Projekt linii musi uwzględniać wiele czynników (m.in. starty przesyłowe, ulotowe, trzęsienia ziemi, izolację, wytrzymałość mechaniczną, oddziaływanie na środowisko, zakłócenia radiowe, pole elektryczne i efekt wizualny).

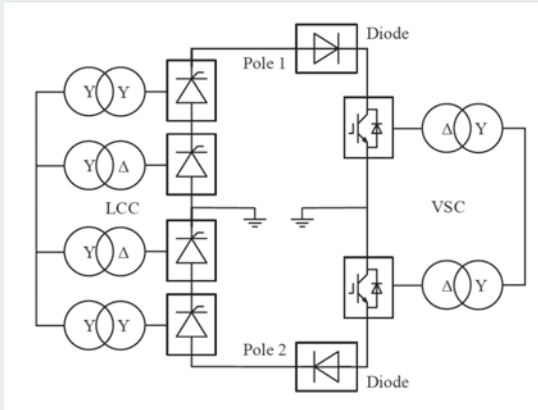
Wysokość słupa dla linii 800 kV jest rzędu 50 m, natomiast dla 1100 kV będzie od 30 do 40% większa. Innym dużym wyzwaniem wskazanym przez autorów jest zaprojektowanie izolowanych gazowo przepustów ściennych DC (rys. 5). Długość przepustów dla ± 1100 kV wynosi 26 m.

W referacie [17] przedstawiono hybrydowe rozwiązanie układu HVDC, w którym jedna stacja przekształtnikowa ma charakter LCC, druga VSC, natomiast w linii DC wstawiono dodatkowo diody blokujące (rys. 6). Taki układ zdaniem autorów można obecnie zrealizować na napięciu ± 500 kV przy mocy znamionowej 3 GW w topologii bipolarnej.

Kluczowe wyzwanie dla rozwiązania z linią napowietrzną stanowi praca przekształtnika VSC po zwarciu w obwodzie DC.



Rys. 5. Przepusty DC dla 1100 kV na stanowisku prób

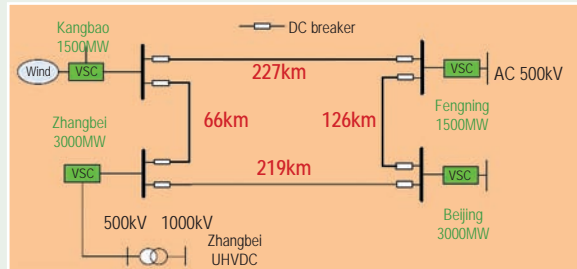


Rys. 6. Hybrydowy układ HVDC

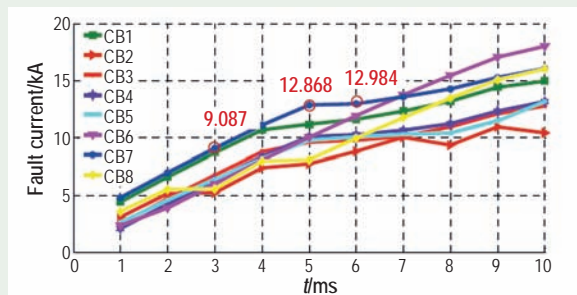
Uwzględniając, że w wielu układach HVDC przesył mocy ma charakter jednokierunkowy, to rozwiązanie z przekształtnikiem VSC w wykonaniu HB MMC (*half-bridge multi module converter*) z diodami blokującymi prąd zwarcia DC jest bardzo efektywnym kosztowo rozwiązaniem. Możliwe są dwa rodzaje sterowania. Pierwsze, w którym układ LCC steruje napięciem DC, a układ VSC prądem DC lub odwrotnie. W badaniach symulacyjnych potwierdzono, że oba rozwiązania mogą być zastosowane w praktyce.

Referat [21] prezentowany przez autorów z Chin zawiera omówienie podstawowych rozwiązań przyjętych dla wielo-terminalowej sieci DC budowanej w technologii VSC HVDC w tym kraju. Instalacja wykorzystuje linie napowietrzne o napięciu ± 500 kV i będzie zdolna do przesyłu 3000 MW. Jest to pierwsza sieć DC w technologii VSC wykorzystująca linie napowietrzne. Podstawowy schemat tej sieci pokazano na rysunku 7.

Wykorzystanie linii napowietrznych powoduje znacznie większe narażenie przekształtników budowanych na tranzystorach IGBT na prądy zwarcia w tych liniach,



Rys. 7. Podstawowy schemat sieci DC w technologii VSC HVDC budowanej w Chinach



Rys. 8. Maksymalny prąd zwarcia wyłaczany przez wyłączniki DC

powodowane głównie wyładowaniami atmosferycznymi.

Prąd zwarcia przepływający przez przekształtnik szybko narasta do znacznych wartości z uwagi na pojemnościowy charakter obwodów DC w układach VSC HVDC. Niestety tranzystory IGBT w odróżnieniu od klasycznych tyrystorów stosowanych w układach LCC HVDC nie dopuszczają niemal żadnych przeciążeń. W celu ograniczenia stromości narastania prądu zwarcia konieczne jest stosowanie dławików ograniczających. Jednakże wartość indukcyjności tych dławików nie może być zbyt duża ze względu na pogorszenie właściwości regulacyjnych układu. Wyniki analiz doboru indukcyjności pokazano w tabeli 2.

Uzyskane wartości porównano z maksymalnymi dopuszczalnymi prądami przez przekształtniki tranzystorowe, przy których konieczne jest blokowanie przekształtnika. Przyjęto, że prądy zwarcia będą wyłaczane przez hybrydowe wyłączniki prądu stałego pokazane na rysunku 7 oraz, że

nie będzie podczas zwarcia w obwodzie DC dochodziło do krótkotrwałego blokowania więcej niż jednego przekształtnika.

W liniach DC zastosowano SPZ wspomagany szybką lokalizacją zwarcia. W wyniku analiz określono maksymalne prądy zwarcia, które musi wyłaczyć wyłącznik.

Wyłączenie powinno nastąpić po około 6 ms od wystąpienia zwarcia. Zastosowanie wyłączników DC umożliwiło wykorzystanie przekształtników w topologii HB (*Half Bridge*), które nie posiadają możliwości ograniczania prądów zwarcia. Uruchomienie prezentowanej sieci DC przewidziano na 2019 rok.

Referat [24] poświęcony jest rozważaniom na temat możliwości wyeliminowania transformatorów przekształtnikowych z układów VSC HVDC. Transformator jest drugim co do rozmiarów i najbardziej kosztownym urządzeniem po przekształtnikach. Jest trudny do transportu, zwłaszcza w krajach o słabo rozwiniętej sieci dróg, takich jak na przykład Indie.

Tabela 2
Maksymalne wartości prądów zwarcia w obwodzie DC w zależności od parametrów dławików ograniczających bez blokowania przekształtników

DC reactor	1 ms/kA	2 ms/kA	3 ms/kA	4 ms/kA	5 ms/kA	6 ms/kA	7 ms/kA	10 ms/kA
100 mH	6,6	10,5	13,6	14,7	18,0	19,5	19,7	22,4
150 mH	5,5	8,2	10,9	12,6	12,9	15,3	17,5	19,3
200 mH	4,8	7,0	9,1	11,1	12,9	13,0	13,7	18,0

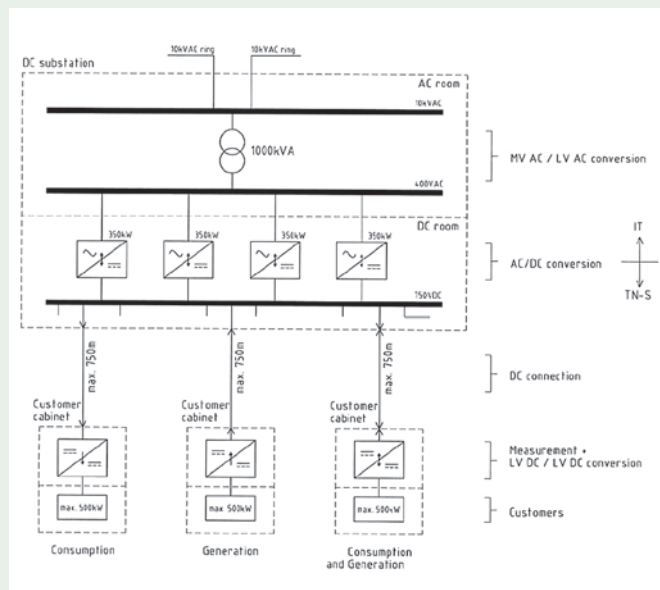
Porównanie rozwiązania układu VSC HVDC z transformatorem i bez transformatora przekaźnikowego

Transformer based HVDC system	Transformer-less HVDC system
Transformer is use for voltage matching	In the absence of voltage matching, current rating of the devices is affected
Transformer leakage reactance is used limit the short circuit current	Need to install additional arm reactor (L2)
Tap changers can be provided to deal with ac voltage variation	Need additional valves and more dc voltage to archive it
Can facilitate usage of 3 PWM for betterpower/dc bus utilization	With 3 PWM needed extra filter to compensate 3 rd harmonic voltage, SPWM is easy to implement on cost of additional valves
Tertiary Delta winding is used for Aux power	SSVT[1]/TIP[2] can be used to provide Aux power, those are independent from transformer
Provides galvanic isolation	Need additional control to limit dc injection in to the grid
Open star Delta winding help to block zero sequence	Need additional control to block Zero Sequence
Stray capacitance blocks high frequency component	Need additional filter to mitigate it

Przepływ prądu przez transformator jest źródłem istotnych strat w układzie VSC HVDC. Wyeliminowanie transformatora ze stacji HVDC VSC może dać znaczące korzyści, takie jak redukcja kosztów i strat w zakresie 10-12%, skrócenie czasu realizacji projektu, ułatwienie transportu oraz oszczędność miejsca. Porównanie rozwiązania z transformatorem i bez transformatora pokazano w tabeli 3.

Systemy DC i inne energoelektroniczne dla systemów dystrybucyjnych

Rozwiązanie zastępujące standardową sieć AC niskiego napięcia siecią DC przedstawiono w referacie [37]. Pokazana na rysunku 9 sieć doprowadza napięcie 750 V DC do odbiorców końcowych i jest to jedyna sieć doprowadzona do



Rys. 9. Schemat sieci DC dla odbiorców końcowych w Lelystad Airport Businesspark w Holandii

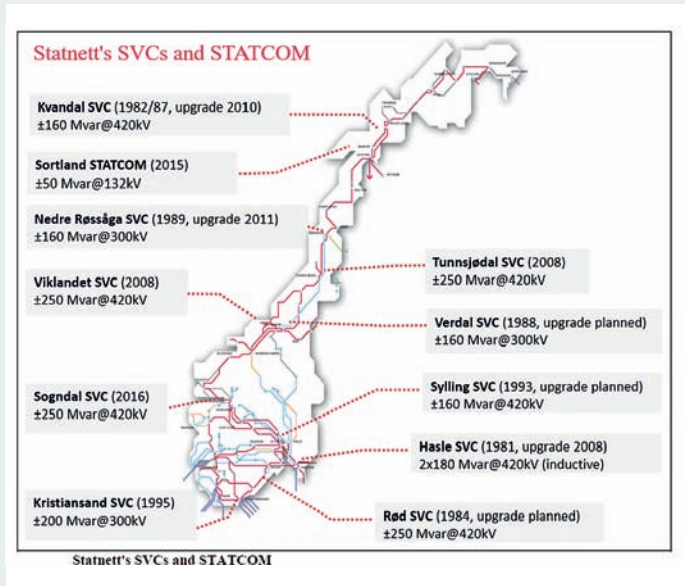
Tabela 3

tych odbiorców. Rozwiązanie zastosowano w Holandii w Lelystad Airport Businesspark.

Systemy FACTS i inne energoelektroniczne dla systemów przesyłowych

W referacie [41] autorzy szeroko omawiają problemy wynikające z eksploatacji licznych statycznych kompensatorów mocy biernej typu SVC lub STATCOM w systemie norweskim. Skupiają się zwłaszcza na uwarunkowaniach technicznych i standardach dla naturalnej wymiany przestarzałych i wyeksploatowanych urządzeń. Operator przesyłowy sieci norweskiej aktualnie eksploatuje 11 układów tego typu, pokazanych na rysunku 10.

Konieczność wymiany istniejących urządzeń na nowe wynika z typowych powodów, takich jak brak dostępnych części zapasowych i możliwości ich zamówienia u oryginalnego dostawcy, brak personelu znającego rozwiązania sprzed lat i powtarzające się awarie itd. Autorzy wskazują na wpływ przyjętego zakresu wymiany urządzeń na możliwość udziału więcej niż jednego oferenta. Ograniczenie zakresu wy-



Rys. 10. Instalacje statycznych kompensatorów mocy biernej w Norwegii

miany najczęściej prowadzi bowiem do pozyskania tylko jednej oferty od oryginalnego dostawcy urządzeń. Ponadto podkreślają celowość wykorzystania powszechnych standardów wymiany informacji i sterowania w stacjach, takich jak na przykład IEC 61850 dla potrzeb układów kompensacji mocy biernej.

REFERATY KOMITETU STUDIÓW B4

- [1] B4-101. Carvalho D., et al., *An 800 kV HVDC bipole to reinforce a regional interconnection and integrate a large amount of variable renewable generation.*
- [2] B4-102. Freire P., et al., *HVDC Ground Electrodes and Tectonic Setting.*
- [3] B4-103. Woodford D.A., Barthold L.O., et al., *Linking DC Macrogrids to Underlying AC Systems.*
- [4] B4-104. Sharifabadi K., et al., *Parallel operation of multivendor VSC-HVDC schemes feeding a large islanded offshore Oil and Gas grid.*
- [5] B4-105. Rauhala T., et al., *Assessment of Nordic HVDC operation and maintenance practices on reliability and availability of HVDC systems.*
- [6] B4-106. Koreman K., et al., *Power Semiconductors for Energy Transmission.*
- [7] B4-107. Reisinger H., Griebler P., Lang S. et al., *Innovative mitigation measures for electrostatic charge build-up on surfaces of dry-type air-core reactors for HVDC application.*
- [8] B4-108. Cirio D. et al., *Support of VSC-HVDC to the restoration of weakly connected systems: the Sardinia case.*
- [9] B4-109. Jacobson D. et al., *Hybrid multi-terminal HVDC - LCC with VSC converter taps: A Manitoba case study.*
- [10] B4-110. Wang P. et al., *Application of converter transformer controlled switching in Nelson River Bipole III HVDC system.*
- [11] B4-111. Pathirana V. et al., *Design considerations for parallel HVDC links feeding offshore platforms.*
- [12] B4-112. Mohaddes M. et al., *Single arm MMC VSC converter: a novel design for high voltage-low power terminals (taps).*
- [13] B4-113. Ugalde-loo C. et al., *Lessons Learnt from the BEST PATHS Project for the Integration of Offshore Wind Power Plants using Multi-Terminal HVDC Grids.*
- [14] B4-114. Craig A. et al., *Need, design and business case for building the North Sea Link.*
- [15] B4-115. Irnawan R. et al., *B4-115 DC Grid Control Concept for Expandable Multi-terminal HVDC Transmission Systems.*
- [16] B4-116. Wu D. et al., *Challenges in bringing UHVDC from ± 800 kV to higher voltages.*
- [17] B4-117. Andersson M. et al., *A cost effective hybrid HVDC transmission system with high performance in DC line fault handling.*
- [18] B4-118. Bjorklund H. et al., *Next generation of Line and Cable fault Locator for HVDC transmissions.*
- [19] B4-119. Elgqvist U. et al., *Lifecycle Service for HVDC Systems.*
- [20] B4-120. Rao H. et al., *Research and development of Ultra-High-Voltage VSC for the multi-terminal hybrid ± 800 kV HVDC project in China Southern Power Grid.*
- [21] B4-121. Tang G. et al., *Characteristics of system and parameter design of key equipment for Zhangbei DC grid.*
- [22] B4-122. Nishant Singh. et al., *Design, erection and operational aspects of India's first indoor DC yard at Agra converter station.*
- [23] B4-123. Srivastava V.P. et al., *Commissioning experience and challenges of World's first ± 800 kV HVDC Link with Dedicated Metallic Return (DMR).*
- [24] B4-124. Gaurav K.K. et al., *Transformer-less VSC-HVDC Transmission.*
- [25] B4-125. Vardikar M. et al., *Studies for Upcoming ± 320 kV, 2000 MW Pugalur - Trichur VSC HVDC link with ± 800 kV, 6000 MW Raigarh - Pugalur LCC HVDC link - Indian Approach.*
- [26] B4-126. Wimmer R. et al., *Introduction of a new level of HVDC to UHVAC linked systems with respect to main component transformer technology and design.*
- [27] B4-127. Ruffing P. et al., *A Novel DC Fault Blocking Concept for Full Bridge Based MMC Systems with Uninterrupted Reactive Power Supply to the AC Grid.*
- [28] B4-128. Marten K. et al., *Kriegers Flak Combined Grid Solution - Combination of Interconnector and Wind Power Collector using a Back-to-Back and a Master Controller.*
- [29] B4-129. Backman M. et al., *Advances in DC neutral breaker performances for bipolar HVDC schemes.*
- [30] B4-130. Bopparaju G. et al., *Design Aspects of MTDC Grids with Integration of Renewable Energy Sources.*
- [31] B4-132. Sato S. et al., *The Construction of the New Hokkaido-Honshu HVDC Link Project.*
- [32] B4-133. Takechi M. et al., *The construction of the Hida-Shinano HVDC link.*
- [33] B4-134. Despouys O. et al., *Assessment of interoperability in multi-vendor VSC-HVDC systems: interim results of the BEST PATHS DEMO #2.*
- [34] B4-135. Shinoda K. et al., *Virtual capacitor for DC grid stability enhancement.*
- [35] B4-136. Suslova O. et al., *Operating experience and ways to improve reliability of Vyborg back-to-back HVDC link (in connection with the 35th anniversary of the commissioning of the first converter unit).*
- [36] B4-137. Bennett M.G. et al., *A Survey of the Reliability of HVDC Systems throughout the World during 2015-2016.*
- [37] B4-201. Jager W. et al., *Design of the first public distribution DC grid in The Netherlands.*
- [38] B4-202. Yu J. et al., *Developments in the Angle-DC project; conversion of a medium voltage AC cable and overhead line circuit to DC.*
- [39] B4-203. Demirdelen T. et al., *Performance Evaluation of Different Modulation Strategies Applied to Modular Cascaded Multi-level Inverter based Shunt Hybrid Active Power Filter.*
- [40] B4-301. Reynolds M.A., *Refurbishment Strategies for Conventional SVC Stations Utilizing Modern Control Cooling and Thyristor Valves and Selective Main Circuit Replacements.*
- [41] B4-302. Abilgaard E.N. et al., *Upgrading of three SVCs in Norway. What is the best action to take for aging SVCs?*
- [42] B4-305. Rahimo M. et al., *Power Semiconductor Technology Advancements for Enabling Next Generation Grid Systems.*
- [43] B4-306. Burroughs J. et al., *Essex STATCOM upgrade - Engineering, testing and commissioning.*
- [44] B4-307. Park J.S. et al., *Development and Design of ± 100 Mvar MMC STATCOM at NP Kunta substation in India.*
- [45] B4-308. Drozdov A., Kiselev A., *Operation experience of back-to-back HVDC station based on voltage source converters for interconnection of non-synchronous power systems with significant voltage distortion.*

Marcin Lizer
Siemens Sp. z o. o.

Automatyka i zabezpieczenia – Komitet Studiów B5

Protection and automation – Study Committee B5

Do dyskusji na 47. sesji plenarnej Komitetu Studiów B5 przedstawiono dwa tematy preferowane:

- PS1: **Działanie układów EAZ w czasie stanów zagrożenia systemu,**
- PS2: **Szyna procesowa IEC 61850 – doświadczenia użytkowników i aktualne praktyki.**

Działanie układów EAZ w czasie stanów zagrożenia systemu

W wymienionym temacie przedstawiono 23 referaty. Podczas obrad na temat PS1 zabrało głos 55 uczestników. Poruszano zagadnienia dotyczące:

- filozofii działania układów samoczynnego częstotliwościowego odciążania,
- pracy wyspowej dużych systemów przesyłowych,
- dedykowanych wyspowych systemów elektroenergetycznych (np. Islandia),
- logik działania zabezpieczeń generatorów w czasie stanów zagrożenia w systemie,
- logik działania zabezpieczeń sieci w czasie stanów zagrożenia w systemie,
- roli zabezpieczeń od skutków przeciążeń,
- roli lokalizatorów zwarcia,
- koncepcji wielkoobszarowych systemów zabezpieczeń sieci elektroenergetycznej.

Analizując referaty związane z tematem PS1 oraz dyskusję podczas obrad można wyciągnąć podane poniżej wnioski.

1. Systemy elektroenergetyczne zmieniają się: rośnie udział rozproszonych źródeł energii o niskiej lub zerowej inercji, co

przekłada się negatywnie na warunki stabilności pracy sieci, w tym na jej stabilność częstotliwościową. Z tego względu bardzo istotne jest stosowanie i koordynacja automatyk SCO, uwzględniająca zmienne warunki pracy źródeł rozproszonych ([B5-104], [B5-112], [B5-118], [B5-124]). Pomocne może tu być stosowanie w automatyce SCO kryteriów df/dt oraz komunikatów GOOSE, pozwalających uprościć wymianę informacji pomiędzy urządzeniami EAZ w różnych polach stacji [B5-102]. Dużym ułatwieniem w koordynacji nastawień automatyki SCO są też symulacje [B5-111].

2. W omawianych warunkach rośnie też ryzyko niekontrolowanego podzielenia się sieci na asynchronicznie pracujące wyspy. Z tego względu należy opracowywać scenariusze planowanych podziałów sieci w sytuacji lawiny częstotliwości ([B5-113], [B5-121]).
3. W przypadku systemów wrażliwych na zmiany częstotliwości, istotne jest posiadanie awaryjnych (szczytowych) źródeł energii, pozwalających na błyskawiczne wprowadzenie dodatkowej mocy do systemu, np. magazynów energii [B5-120].
4. W zmieniających się systemach rośnie znaczenie konwencjonalnych źródeł o dużej inercji. Pozwalają one na utrzymanie stabilności pracy sieci w czasie zakłóceń. Z tego względu praca zabezpieczeń takich źródeł musi być absolutnie selektywna. Niedopuszczalne jest zbędne działanie zabezpieczeń generatora (zwłaszcza funkcji ANSI: 21, 27, 40, 78, 81) w czasie odległych zakłóceń ([B5-108], [B5-110], [B5-114]).

5. Pomocne w takich sieciach mogą być również układy WAMS, bazujące na pomiarach synchronicznych (PMU) oraz analizy symulacyjne, badające stabilność sieci w różnych warunkach ([B5-101], [B5-109], [B5-117], [B5-123]). Rozwiązania takie pozwalają na zwiększenie obserwacyjności sieci, a co za tym idzie na przeciwdziałanie omawianym zakłóceniom.
6. W przypadku wrażliwych na zakłócenia sieci, rośnie też rola lokalizatorów zwarcia oraz systemów realizujących automatyczną analizę awarii na podstawie zebranych rejestracji ([B5-105], [B5-107]). Rozwiązania takie pozwalają przyspieszyć restytucję sieci po wystąpieniu awarii.
7. Prawidłowa praca systemu elektroenergetycznego, do którego przyłączona jest znaczna liczba rozproszonych źródeł energii wymaga całościowego spojrzenia na koordynację i konfigurację układu zabezpieczeń tego systemu ([B5-103], [B5-119]).

Szyna procesowa IEC 61850 – doświadczenia użytkowników i aktualne praktyki

W tym temacie przedstawiono 16 referatów. Podczas obrad na ten temat zabrało głos 63 uczestników. Poruszano zagadnienia dotyczące:

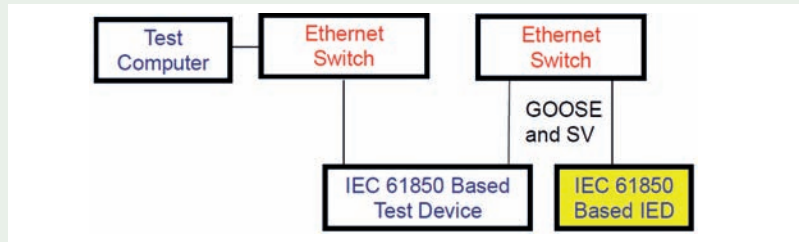
- interoperacyjności urządzeń merging unit (współpracujących z konwencjonalnymi i niekonwencjonalnymi przekładnikami) oraz z urządzeniami zabezpieczeniowymi,

- doświadczeń z badań FAT, SAT i eksploatacji układów szyny procesowej IEC 61850,
- zastosowania układów szyny procesowej w miernictwie i monitoringu aparatów WN.

Ponadto, w referatach i głosach z sali związanych z tematem PS2 omawiano też aspekty układów szyny procesowej: związane z jej projektowaniem, testowaniem i uruchamianiem, przedstawiające doświadczenia z eksploatacji takich układów oraz aspekty ekonomiczne implementacji układów szyny procesowej.

Analizując referaty związane z tematem PS2 oraz dyskusję podczas obrad można wyciągnąć podane poniżej wnioski.

1. Obecne projekty pilotażowe (POC – *prove of concept*) bazujące na szynie procesowej to głównie niewielkie instalacje działające „na sygnał” równoległe z konwencjonalnymi systemami EAZ. W projektach takich coraz częściej stosowane są niekonwencjonalne przekładniki pomiarowe (NCIT). Testowana jest też interoperacyjność rozwiązań różnych dostawców ([B5-203], [B5-204], [B5-207], [B5-211], [B5-213], [B5-214], [B5-215], [B5-216]). Z drugiej strony pojawiają się też odważne projekty kompletnych, w pełni operacyjnych „stacji cyfrowych”, w szczególności w Chinach [B5-209].
2. Ciekawym projektem pilotażowym jest układ zabezpieczenia centralnego dwóch linii WN, współpracującego z szyną stacyjną, zrealizowanego z wykorzystaniem komputera PC [B5-203].
3. Większy nacisk kładziony jest też na: niezawodność sieci komunikacyjnej, synchronizację czasu, cyberbezpieczeństwo oraz projektowanie i testowanie szyny procesowej ([B5-201], [B5-214], [B5-215], [B5-216]).
4. Podkreślana i opisywana jest odmienna struktura i funkcjonalność układów EAZ opartych na szynie procesowej, w porównaniu z układami konwencjonalnymi ([B5-206]). Układy EAZ oparte na szynie procesowej wymagają odmiennego podejścia do projektowania i testowania w porównaniu z układami konwencjonalnymi ([B5-202], [B5-205]). W szczególności niezbędne są nowe narzędzia



Rys. 1. Przykład układu testowego IEC 61850 do badania urządzeń IED bazujących na pomiarach SMV i wiadomościach GOOSE

do testowania, pozwalające na monitoring przesyłanych przez sieć informacji i na zadawanie strumieni SMV oraz wiadomości GOOSE i MMS ([B5-210], [B5-217]). Niezbędne jest też testowanie wydajności układów EAZ bazujących na komunikacji poprzez szynę procesową (testy obciążeniowe, pracy awaryjnej sieci komunikacyjnej itp.) [B5-208].

5. Technologia szyny stacyjnej i procesowej jest już dorosła. Na całym świecie, od lat powstają projekty pilotażowe potwierdzające wyższą funkcjonalność, niezawodność i redundancję tych rozwiązań w porównaniu z konwencjonalnymi układami EAZ. Następny krok to już pełne implementacje „stacji cyfrowych”.

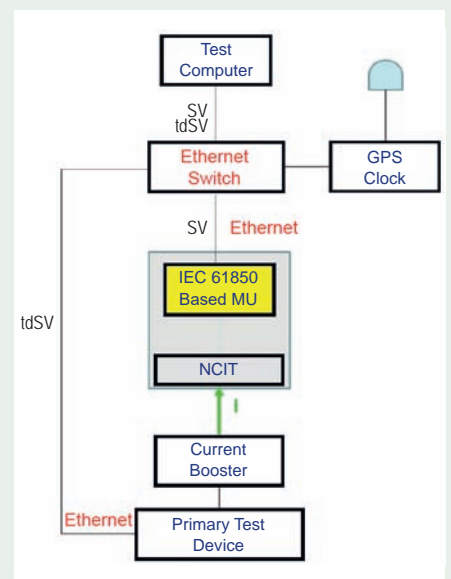
Szkolenie: „Wyzwania i możliwe rozwiązania dla eksploatacji w pełni cyfrowej stacji”

W czasie sesji odbyło się też szkolenie (tutorial) „Wyzwania i możliwe rozwiązania dla eksploatacji w pełni cyfrowej stacji”, przygotowane i prowadzone przez Klausa-Petera Branda, Alexandra Apostolova i Volkera Leitloffa. W ramach szkolenia autorzy opisali, jak zmienia się podejście do badań eksploatacyjnych układów EAZ po wdrożeniu szyny procesowej i stacyjnej (technologii „stacji cyfrowej”). Przedstawili też metodykę testowania rozwiązań EAZ bazujących na technice szyny procesowej.

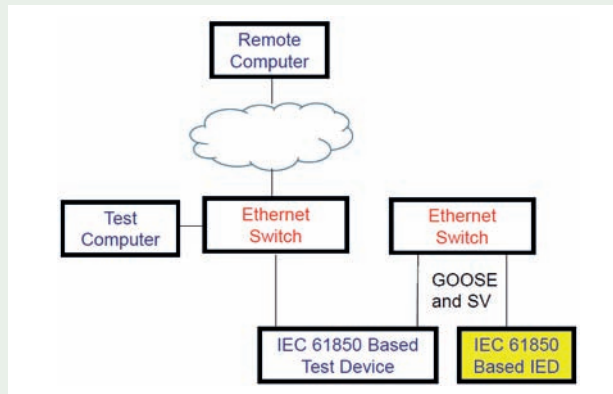
Przykładowa konfiguracja podstawowego układu testowego, sprawdzającego poprawność działania urządzenia IED, bazującego na komunikacji poprzez szynę procesową i stacyjną (w ramach wykorzystania spróbkowanych strumieni pomiarowych SMV oraz wiadomości GOOSE), po-

kazana jest na rysunku 1. W układzie tym tester IEC61850 sterowany jest poprzez sieć za pomocą komputera PC, a także połączony jest poprzez sieć komunikacyjną z testowanym urządzeniem IED. Analogicznie jak w klasycznych układach testowych, tester IEC 61850 wymusza prądy, napięcia oraz sygnały binarne i wprowadza je do testowanego urządzenia IED. W odróżnieniu od układów klasycznych wymuszane wielkości mają charakter strumieni danych SMV i GOOSE zamiast sygnałów analogowych prądów i napięć.

W ramach szkolenia poruszona została także tematyka testów niekonwencjonalnych przekładników pomiarowych (NCIT) oraz urządzeń Marging Unit (MU). Przykład struktury takiego układu testowego pokazany jest na rysunku 2.



Rys. 2. Przykład układu testowego IEC 61850 do badania niekonwencjonalnych przekładników (NCIT) oraz urządzeń Marging Unit (MU)



Rys. 3.
Przykład układu testowego IEC 61850 do zdalnego badania urządzeń IED bazujących na pomiarach SMV i wiadomościach GOOSE

W układzie tym niekonwencjonalny przekładnik pomiarowy, współpracujący z urządzeniem Marging Unit, testowany jest w sposób analogiczny do testów konwencjonalnego przekładnika. Od strony pierwotnej przekładnika podawane jest napięcie lub prąd, odpowiadający poziomowi obwodów pierwotnych tego urządzenia. Sygnały te transformowane są przez przekładnik do poziomu sygnałów wtórnych, a następnie podawane na wejścia analogowe urządzenia MU, którego sygnał wyjściowy w postaci strumienia SMV podawany jest przez sieć komunikacyjną na komputer testujący; jego zadaniem jest wizualizacja danych pomiarowych i ich porównanie z wymuszonymi wielkościami pierwotnymi. W analogiczny sposób możliwe jest testowanie samych urządzeń MU, przewidzianych do współpracy z przekładnikami klasycznymi lub z NCIT. W przypadku takim na wejścia analogowe MU z urządzenia testującego podane muszą być sygnały odpowiadające sygnałom wtórnym przekładnika.

W szkoleniu poruszana była również tematyka zdalnego testowania urządzeń IED. W przypadku rozwiązań bazujących na szynie procesowej IEC 61850 takie podejście do testów jest w pełni możliwe – przykład takiej konfiguracji pokazany jest rysunku 3.

Podsumowanie

Aktualne zagadnienia Komitetu Studiów B5 CIGRE skupiają się na tematyce pracy zabezpieczeń jednostek wytwórczych oraz sieci w czasie stanów zagrożenia stabilno-

ści systemu elektroenergetycznego, a także na tematyce rozszerzonej komunikacji w układach automatyki i zabezpieczeń sieci w ramach standardu IEC 61850.

Autorzy referatów oraz członkowie dyskusji plenarnych podkreślają dużą wagę koordynacji nastawień i logik działania zabezpieczeń w czasie, kiedy system jest osłabiony lub w czasie jego restytucji po rozległej awarii. Zdaniem autorów bardzo dużym ułatwieniem analiz niezbędnych do prawidłowego doboru nastawień zabezpieczeń i regulatorów na takie okoliczności może być użycie programów symulacyjnych oraz wykorzystanie rejestracji, np. z prób regulacyjnych jednostek wytwórczych. Duży nacisk kładziony jest też na aspekty pracy rozproszonych źródeł energii w czasie występowania takich warunków. Wiele referatów podkreśla znaczenie automatyki SCO, SPZ i SPZ po SCO, a także ważną rolę prawidłowej pracy blokad kotłosaniowych zabezpieczeń podimpedancyjnych i odległościowych jednostek wytwórczych oraz linii przesyłowych.

Po raz kolejny znaczna część sesji plenarnej Komitetu B5 poświęcona była rozszerzonej komunikacji oraz zagadnieniom wymiany informacji w układach sterowania i zabezpieczeń poprzez szynę stacyjną i procesową, w kontekście możliwości jej wykorzystania do poprawy konfiguracji i koordynacji układów automatyki i zabezpieczeń oraz do tworzenia nowych schematów i algorytmów ich działania. Materiały z tegorocznej sesji przedstawiają wiele ciekawych referencji z projektów pilotażowych implementacji układów EAZ opartych na technologii szyny procesowej i stacyjnej

IEC 618650, a także przy wykorzystaniu niekonwencjonalnych przekładników pomiarowych. Również tutorial Komitetu B5 skupia się na aspektach testowania takich układów automatyki i zabezpieczeń w warunkach laboratoryjnych i polowych.

Zgromadzone materiały sesyjne oraz przeprowadzone w czasie obrad dyskusje potwierdzają gotowość rozwiązań opartych na standardzie IEC 61850 do implementacji na pełną skalę. Duże zainteresowanie omówioną tematyką zgromadzonych na sesji osób wskazuje również na rosnącą gotowość i zapotrzebowanie sektora energetycznego na rozwiązania „cyfrowej stacji”.

REFERATY KOMITETU STUDIÓW B5

- [1] B5-101. R. Fernandes, *Power Swing Blocking and Tripping – Brazilian Study Case* R. Fernandes,
- [2] B5-102. A.P. Apostolov, *IEC 61850 R-GOOSE Applications to Load-Shedding Under System Emergency Conditions.*
- [3] B5-103. S. Aleaddini, D. Novosel, M. Al-Tukhaifi, S. Bamasak, M. T. Al-Saba, H.S. Bin Mashini, D. G. Hart, A. Gopalakrishan, M. Malki, I. Anand, J. Velez, P. McGuire, D.B. Coleman, S. Aquiles-Perez, Z. Schreiner, *Developing a Unified Protection System: Philosophy, Short Circuit Software, and Wide Area Protection Coordination Study.*
- [4] B5-104. M. Daoud, *Case Study In Jordan For Operation Of Frequency Relays In Load Shedding Schemes And Comparison Between The Frequency Rate Of Change Settings And The Threshold Settings.*
- [5] B5-105. G. Druml, G. Achleitner, W. Leitner, L. Fickert, *New Single-Ended Earthfault Distance Estimation for the 110-kV- and 20-kV-Compensated Network.*
- [6] B5-106. A. Magdy, *Investigation of novel directional protection techniques based on current only.*
- [7] B5-107. E. Ismail, *Investigation of Measurement Errors Effect on Fault Location Reliability for Parallel Distribution Feeders.*
- [8] B5-108. F. Balasiu, *Power Oscillations and Generator Protection Issues.*
- [9] B5-109. M. Perron, *Innovative network response-based special protection scheme for imminent loss of synchronism detection with surge arrester protection and energy monitoring functions.*

- [10] B5-110. C. Kemp, J. Pechey, U. Huang, *30 Years on: A look at Dinorwig Pole Slip Protection*.
- [11] B5-111. X. Xu, *A study on under-frequency load shedding scheme considering the co-ordination with system splitting and over-frequency generator tripping*.
- [12] B5-112. S. Kang, S. Ahn, S. Byun, Y. Lyu, *Development of a New Under Frequency Load Shedding Scheme for Jeju Island Power System*.
- [13] B5-113. T. Muthukumar, *System Separation Scheme for Southern Regional Grid in India*.
- [14] B5-114. B. Venkateswara Rao, *Indian Operational Experience Of Under Excitation Limiters In Coordination With Under Excitation Protection*.
- [15] B5-116. M. Slabbert, *The application of let-through energy protection to the main and back-up protection elements on high voltage overhead feeders*.
- [16] B5-117. I. Ivankovic, V. Terzija, S. Skok, *Transmission network angle stability protection based on synchrophasor data in control centre*.
- [17] B5-118. L. Sigrist, I. Egido, L. Rouco, A. Rodríguez, C. Castro, J. Rupérez, S. Marín, *A Tool for Simulation, Analysis and Design of Underfrequency Load-Shedding (UFLS) Schemes of Isolated Power Systems*.
- [18] B5-119. A. Zhukov, *Application experience of emergency automatics in UPS of Russian Federation*.
- [19] B5-120. A. Neves, B. Almeida, M. Louro, J. M. Terras, J. Ferreira Pinto, J. M. Damasio, J. Santana, S. Pinto, *EDP Distribuição Experience in Islanded Energy Storage System Operation*.
- [20] B5-121. M. Yamazaki, *Application of Stabilization System for Electric Power Network Emergency*.
- [21] B5-122. B. Andre, T. Fa, Y-E. Bouffard-Vercelli, *Upgrade's impact on Protection & Automation schemes under Emergency conditions: Case study of Gibraltar Electric Authority's power distribution system*.
- [22] B5-123. A. Zhukov, *Detection principles of oscillation of power system electrical mode parameters and their application for power systems control tasks*.
- [23] B5-124. N. Nair, *Efficient procurement of extended reserves (AUFLS) with high penetration of distributed generation: Changes for AUFLS scheme in New Zealand*.
- [24] B5-201. M. Paulino, *Implementation of Digital Substation Automation Systems in Brazil – Challenges and Findings*.
- [25] B5-202. A. Apostolov, *Functional Testing of Digital Substations Based on IEC 61850 Process Bus*.
- [26] B5-203. R.S.J. Løken, *Experience with process bus in Statnett R&D project Digital substation*
- [27] B5-204. M. Loukkalahti, *Digitalization in Power Distribution Systems: the Kalasatama Smart Grid Project*.
- [28] B5-205. S. Patki, *Numerical Relay Testing and Validation in Relay Life Cycle*.
- [29] B5-206. H. Li, L. Chen, T. Charton, R. Zhang, B. Peng, P. Newman, D. Geach, C. Popescu-Cirstucescu, C. Dormer, *Design of multi-vendor bay solutions and their interoperability performance assessments in a fully digital substation*.
- [30] B5-207. P. Newman, C. Popescu, P. Mohapatra, H. Qin, P. Balasubramani, C. Patterson, M. Wehinger, A. Abdulla, *FITNESS Multi-Vendor Interoperability in Digital Substations*.
- [31] B5-208. B. Soares, A. Santos, R. Cartaxo, W. Yang, *Laboratorial assessment and scalability analysis of protection and automation functions supported by a smart substation process bus network*.
- [32] B5-209. S. Hu, *Practice on reliability and efficiency improvement of process level engineering and operation*.
- [33] B5-210. S.Y. Moon, K.H. Nho, *Development of Sampled Values Generation Device for Testing Process Bus-Based Busbar Protection IEDs*.
- [34] B5-211. B.N. De Bhowmick, *Operational Experience of IEC 61850 Process Bus Systems Deployed in POWERGRID, India*.
- [35] B5-212. K. Narong, *Under-frequency Load Shedding Scheme in Thailand*.
- [36] B5-213. S. Flemming, H. Englert, C. Bisale, C. Ruff, A. Rudd, *Design, Concept, Commissioning, Maintenance, Cyber Security of a IEC61850 Process Bus Brown Field Application*.
- [37] B5-214. P. Albi, J. C. Sánchez, C. Rodríguez, A. Fernández, D. Ramos, A. Caballero, J. Román, J. Cárdenas, A. Sánchez, J. M. Parra, R. Vélez, *Process bus interoperability under IEC 61869-9 + differential protection (87L) scheme with one conventional end*.
- [38] B5-215. V. Leitloff, *Experience Feedback of Testing and Commissioning of a fully Digital IEC 61850 based PACS*.
- [39] B5-216. D. Zhukov, *Experience of implementation, testing and operation of electronic instrument transformers, merging unit devices, power-system protection and automation devices realizing IEC 61850 process bus for the generator-transformer unit of Nizhegorodskaya HPP*.
- [40] B5-217. V. Alekseyev, *IEC 61850 Standard-Based Integrated Tests and Certification of Secondary Switching Equipment on the Digital Substation Testing Field of R&DC FGC UES JSC*.



Maksymilian Przygodzki
PSE Innowacje Sp. z o.o.
Politechnika Śląska

Ekonomia i rozwój systemu elektroenergetycznego – Komitet Studiów C1

Power system development and economics – Study Committee C1

Komitet Studiów C1 CIGRE funkcjonuje pod nazwą „Rozwój i ekonomika systemu elektroenergetycznego” („Power System Development and Economics”). Celem jego działania jest badanie ekonomii i metod analizy rozwoju systemów energetycznych, w tym metod i narzędzi do analizy stanu ustalonego i dynamicznego, zagadnień i metod planowania w różnych kontekstach, strategii zarządzania majątkiem sieciowym w celu wsparcia planistów systemu elektroenergetycznego na całym świecie. Prowadzone prace mają antycypować i wspomagać skutecznie zarządzanie zmianami w systemie, tak aby zaradzić pojawiającym się potrzebom, szansom i niepewnościom, przy jednoczesnym przestrzeganiu wielu ograniczeń.

Jako misję wyznaczono ułatwianie i promowanie postępu inżynierii i międzynarodowej wymiany informacji i wiedzy w dziedzinie rozwoju systemu i ekonomii. Do tego należy dodać jeszcze zwiększenie wartości tych informacji i wiedzy poprzez syntezę najnowocześniejszych praktyk i opracowanie zaleceń.

Tematyka działań Komitetu Studiów C1

- **Planowanie systemu**, w tym:
 - wykorzystanie metod i narzędzi do analizy stanu ustalonego i dynamicznego systemu elektroenergetycznego w planowaniu systemu i analizach ekonomicznych,

- badanie problemów niezgodności w strukturach konkurencyjnych i regulacyjnych oraz zaangażowania zainteresowanych stron i ich akceptacji społecznej, w związku z kształtowaniem nowego podejścia w zakresie stosowania kryteriów planowania systemu elektroenergetycznego i niezawodności (bezpieczeństwo, wystarczalność, odporność),
- zwiększenie wydajności poprzez zastosowanie oceny ryzyka oraz zaawansowanej techniki informacyjnej, komunikacyjnej i energoelektronicznej w celu poprawy stabilności systemu i dynamicznej jego wydajności,
- przyszłe potrzeby, wymagania i ekonomika usług systemowych w zakresie kontroli częstotliwości i napięcia oraz innych potrzeb systemowych (kodeksy sieci),
- zagadnienia dotyczące planowania systemu w nowo uprzemysłowionych i rozwijających się krajach, w tym w obszarach metropolitalnych.

- **Zarządzanie majątkiem sieciowym**, w tym:
 - strategię zarządzania środkami trwałymi stosowane w odniesieniu do wielu zasobów systemu elektroenergetycznego w celu określania optymalnych strategii przy wykorzystaniu np. łącznego kosztu cyklu życia.

- **Zarządzanie biznesowe**, w tym:
 - wpływ na rozwój systemów nowych rozwiązań i technologii w dziedzinach, takich jak: wytwarzanie, zarządzanie popytem (DSM), magazynowanie energii, „inteligentne” i ewoluujące systemy dystrybucyjne,
 - wpływ metod wyceny i taryf usług przesyłowych na rozwój systemu i priorytety projektów w kontekście wzorców rynku i struktury własnościowej sieci.
- **Powiązania – poziome i pionowe**, w tym:
 - rozwiązywanie problemów związanych z przesyłem na duże odległości i połączeniami międzysystemowymi,
 - problemy powiązań i alokacji w planowaniu sieci przesyłowych i dystrybucyjnych oraz realizacja projektów wielostronnych/międzyoperatorских.

Zagadnienia rozważane na sesji CIGRE 2018

Zgodnie ze swoją misją Komitet C1 ma na celu wspieranie tych, którym bliskie są zagadnienia planowania rozwoju systemów elektroenergetycznych na całym świecie, aby maksymalnie wykorzystać zmiany paradygmatu systemu elektroenergetycznego spowodowane szybką ewolucją struktur

wytwórczych i potrzeb ekonomii, reagowaniem na zmiany zapotrzebowania, technologiami informacyjno-komunikacyjnymi oraz ramami i oczekiwaniami społecznymi, środowiskowymi i regulacyjnymi. System musi być zaplanowany tak, aby poradzić sobie ze zmianami, musi być rozwijany z uwzględnieniem problemów ekonomicznych i akceptacji publicznej i musi być właściwie eksploatowany. Zmiany warunków funkcjonowania, technologiczne i organizacyjne, często implikują potrzeby rozbudowy sieci elektroenergetycznej z większą liczbą połączeń międzysystemowych wraz z niespotykaną dotąd współzależnością między obszarem przesyłu i dystrybucji.

Te właśnie zagadnienia znalazły odbicie w bieżących pracach Komitetu C1, w tym w tematach wiodących (preferowanych) sesji CIGRE w 2018 roku. Odnosząc się do tych potrzeb i niepewności tematy te w 2018 roku sformułowano następująco:

- **Temat 1: Rozszerzanie roli czynników społecznych i przejrzystość w podejściu do decyzji inwestycyjnych w obszarze przesyłu.**

Zmiany klimatu i powiązania sektorowe powodują, że oczywistym dla użytkowników staje się fakt łączenia systemów energetycznych (energia elektryczna, ciepło) i transportowych (elektromobilność). W tych działaniach dostrzega się mocny wpływ na codzienne życie decyzji dotyczących systemu elektroenergetycznego. Wpływ na te decyzje wywierany jest poprzez nasze wybory na rynkach energii, ale także poprzez przejrzystość i udział w procesach decyzyjnych dotyczących inwestycji. Planowanie systemu musi zapewniać przejrzystość i efektywne oraz sprawne uczestnictwo w tych procesach, a stan wiedzy w tym zakresie pokazały artykuły zakwalifikowane do tego tematu.

- **Temat 2: Wpływ zmian czynników zewnętrznych na zarządzanie majątkiem sieciowym.**

Temat objął zagadnienia zarządzania majątkiem sieciowym, w tym zmiany, które sięgają od planowania konserwacji pojedynczych środków trwałych

do kierunku holistycznego zarządzania utrzymaniem i rozwojem aktywów systemu z interakcjami między tymi aktywami, ryzykiem, wpływem ekonomiki i analizami probabilistycznymi. W tym zakresie znalazły się zagadnienia dotyczące czynników politycznych, ekonomicznych, regulacyjnych, pogodowych, cybernetycznych i fizycznych; a także wewnętrzna strategia modernizacji sieci (np. monitoring, duże zbiory danych, analityka zasobów, bezpieczeństwo) oraz wykorzystanie majątku sieciowego i efekty wpływu na czas eksploatacji z uwagi na wysoce zmienną/niesterowną generację energii.

- **Temat 3: Skoordynowane planowanie pomiędzy operatorami systemów na wszystkich poziomach napięć.**

Z uwagi na zwiększające się rozproszenie w obszarze wytwarzania i magazynowania energii zwiększają się wymagania co do reakcji na sygnały cenowe. Pojawia się potrzeba skoordynowanego planowania między obszarami przesyłu i dystrybucji, co związane jest z koniecznością zarządzania przepływami energii, przy często zmieniającym się kierunku przepływu zarówno na określonym poziomie napięcia, jak i między sąsiednimi systemami. W tym temacie szczególne zainteresowanie budzą metodyki planowania wielu wzajemnie połączonych sieci przesyłowych oraz interakcje przesyłu i dystrybucji. Inną grupą zagadnień jest sposób podziału kosztów i/lub organizacji firmy oraz wykorzystanie strategii działania do poprawy i wpływu na skoordynowane zasady planowania. Interesującym zagadnieniem jest również ewolucja metod planowania w celu uwzględnienia inteligentnych sieci, generacji rozproszonej, reakcji popytu.

W wyróżnionych tematach wiodących odnotowano różną liczbę zgłoszonych publikacji. Łącznie w ramach zagadnień Komitetu C1 wygłoszono 38 referatów. Poniżej przedstawiono krótką charakterystykę referatów w poszczególnych tematach wiodących.

Rozszerzanie roli czynników społecznych i przejrzystość w podejściu do decyzji inwestycyjnych w obszarze przesyłu

W tym temacie przedstawiono 13 referatów zakwalifikowanych do tematu wiodącego pierwszego. Referaty te można podzielić na dwie grupy:

- pierwsza grupa koncentruje się wokół rozumienia, w jaki sposób decyzje inwestycyjne stają się bardziej przejrzyste; przejrzystość tę można określić przez pryzmat zadowolenia zaangażowanych interesariuszy, którzy chcą zrozumieć celowość podejmowanych decyzji, a także zyskać pewność, że te decyzje są właściwe; w tej grupie znalazły się referaty [1, 2, 3, 5, 6, 9, 10, 11, 12, 13];
- druga grupa podejmuje temat, w jaki sposób czynniki społeczne i środowiskowe mogą być brane pod uwagę w procesie decyzyjnym; dojrzałość tych procesów jest różna na całym świecie, ale same w sobie są stosowane w wielu różnych krajach; w tej grupie ulokowano referaty [4, 7, 8].

Podgrupa 1. Podejmowanie decyzji inwestycyjnych w sposób przejrzysty

Pierwszy z referatów w tej grupie [1] podejmuje temat analizy wielozakresowej danych (Data Envelopment Analysis) dla potrzeb klasyfikacji inwestycji w systemach przesyłowych. W referacie wyjaśniono, w jaki sposób w Brazylii podejmuje się próby analiz jakościowych i ilościowych efektów podejmowanych decyzji inwestycyjnych. Proponowane podejście wykorzystuje dwuetapowy model DEA z ograniczeniami wagi podejmowanych decyzji. Na pierwszym etapie stosuje się metodę jakościową w celu porównania jakościowej skuteczności rozwiązań alternatywnych. Następnie DEA służy do uszeregowania alternatyw, biorąc pod uwagę stopień względnej adhezji czynników jakościowych jako części danych ilościowych. Ograniczenie stosowanych wag jest stosowane w celu zwiększenia skuteczności

DEA i umożliwienia oceny kompromisów między zmienną jakościową a zmiennymi ilościowymi.

W referacie [2] dotyczącym zarządzania portfelem projektów dla portfela inwestycji przesyłowych opisano, w jaki sposób firma Statnett jako norweski operator systemu przesyłowego priorytetowo traktuje spójnie inwestycje, tak aby podejmowane decyzje i ich skutki były bardziej przejrzyste dla zainteresowanych stron. Referat jest próbą odpowiedzi na pytanie jak operator systemu może przekonać, że inwestuje we właściwe projekty w obszarze przesyłu, które przyczyniają się do realizacji celów strategicznych, a także są korzystne społeczno-ekonomicznie.

Kolejny referat [3] przedstawia ocenę wpływu inwestycji przesyłowych na włoski rynek usług systemowych. W referacie przedstawiono symulator MODIS opracowany przez firmę CESI. Narzędzie to pozwala na ilościową ocenę wpływu w perspektywie planistycznej układów zasobnikowych i inwestycji przesyłowych na rynek bilansujący i usług systemowych. Wykorzystanie takiego narzędzia pozwala na szersze uzasadnienie inwestycji podejmowanych w systemie przy uwzględnieniu zarówno efektów sieciowych, jak i wytwórczych (w tym źródeł odnawialnych) i środowiskowych.

Referat [5] przedstawicieli holenderskiego operatora opisuje nowe rozwiązania związane z modelem obliczania zdolności przesyłowej opartym na rozptyłach mocy (Flow-Based method). Powiązanie w tym przypadku analiz technicznych, na podstawie których następuje identyfikacja miejsca, w którym występują ograniczenia przesyłowe, z analizami ekonomicznymi pozwala wyłonić najbardziej efektywne inwestycje sieciowe stosowane we właściwym obszarze.

Zagadnienie opracowania długoterminowej przestrzennej prognozy zapotrzebowania w Katarze przedstawiono w referacie [6]. Zastosowane tzw. podejście oddolne (bottom-up) ma na celu rozwiązanie problemu dużej niepewności wynikającej z wysokiego tempa wzrostu i szybkich zmian rozwojowych. Stopa wzrostu, która nie jest poparta wystarczającymi danymi historycz-

nymi sprawia, że zadanie prognozowania długoterminowego stanowi duże wyzwanie. Zaproponowane w referacie podejście analityczne prognozowania przestrzennego jest powiązane z wykorzystaniem danych GIS, które są dostępne w bazach operatora systemu w Katarze.

Kolejny w tej grupie referat [9] porusza wybrane zagadnienia procesu planowania rozwoju sieci przesyłowej w warunkach niedeterministycznych w Polsce. Elementem zwiększającym liczbę stopni swobody rozpatrywanych decyzji są efekty konsultacji społecznych. W referacie przedstawiono prowadzony w Polsce proces konsultacji z opinią publiczną planów rozwoju systemu przesyłowego, zanim zostaną one uzgodnione z urzędem regulacji. W ten sposób zwiększa się potencjalnie poziom zaangażowania interesariuszy. Jednocześnie uzyskuje się większe rozproszenie decyzji co wymaga stosowania rozwiązań wykorzystujących funkcje prawdopodobieństwa w procesie analitycznym. W referacie przedstawiono przykłady rozwiązań opartych na podejściu probabilistycznym.

Jednym z kluczowych zadań operatora systemu przesyłowego jest planowanie rozwoju sieci przesyłowej w celu zaspokojenia przyszłych potrzeb użytkowników. Podstawowym elementem rozwoju sieci elektroenergetycznej jest określenie, w jaki sposób przyszłe potrzeby społeczne wpłyną na system elektroenergetyczny. Temat ten podjęto w referacie [10] dotyczącym zarządzania przyszłymi niepewnościami w irlandzkim systemie elektroenergetycznym. W referacie wyjaśniono, w jaki sposób w Irlandii użytkownicy budują swój wkład w opracowywanie scenariuszy, które są następnie wykorzystywane do określenia przyszłego rozwoju systemu przesyłowego. Referat opisuje potencjalne kroki, które powinien podjąć OSP, aby móc określić główne trendy i czynniki niepewności, które mogą mieć wpływ na przyszły system elektroenergetyczny.

Kolejny referat [11] z Nowej Zelandii sugeruje probabilistyczne podejście do standardów sieciowych, co ma pozwolić na radzenie sobie z brakiem stabilizacji rozwoju na zdecentralizowanym rynku, na

którym OSP jest naturalnym monopolistą. Aby skutecznie zarządzać tym ryzykiem, Transpower (operator systemu w Nowej Zelandii) rozważył połączenie opcji rozwoju sieci i braku rozwoju (generacja lokalna) wybierając kryterium minimum straty dla przyszłościowych inwestycji. Metodę taką zastosowano dla obszarów Waikato i Wyspy Północnej.

W referacie [12] opisano proces wprowadzenia w 2016 r nowego prawa regulacji rozwoju sieci w Chile. We wprowadzonych rozwiązaniach uwzględniono wykorzystanie grup użytkowników i ekspertów do osiągnięcia konsensusu w sprawie przyszłego kierunku i kształtu systemu elektroenergetycznego w Chile. W ten sposób została dostrzeżona kluczowa rola sieci przesyłowej, będącej podstawą / platformą konkurencji. Pozwoliło to na zmniejszenie przyszłego ryzyka dla mechanizmów rynkowych oraz zapewnienie bezpieczeństwa, tworząc bardziej solidny i konkurencyjny system dostaw energii, przy obniżeniu cen i kosztów odbiorcy końcowego.

Referat [13] przedstawia, w jaki sposób w Niemczech i Europie buduje się proces zaangażowania użytkowników w poszczególne projekty budowlane, mając na celu zmniejszenie prawdopodobieństwa sprzeciwu wobec tych projektów. W tym celu zrealizowano projekt INSPIRE-Grid (Improved and Enhanced Stakeholder Participation In the Reinforcement of the Electricity Grid). Podstawowym wynikiem projektu jest metodyka umożliwiająca bardziej efektywną interakcję z przyszłymi użytkownikami zamierzeń inwestycyjnych, zaangażowanie ich w proces decyzyjny i poprawa wsparcia dla rozwoju przyszłych struktur sieciowych.

Podgrupa 2. Uwzględnianie czynników społecznych w procesie podejmowania decyzji

W drugiej grupie tematycznej znalazły się trzy referaty. Referat [4] firmy Smart Wires przedstawia tendencje w niepewności planowania rozwoju sieci przesyłowej oraz wpływ i wartość wykorzystania elastycznych strategii inwestycyjnych

i technologii uwzględniając zmieniającą się strukturę generacji, ceny paliw, zmiany polityki regulacyjnej oraz wpływ czynników rynkowych. W referacie zaproponowano podejście oparte na tzw. karcie wyników (scorecard). W ten sposób następuje oszacowanie przyszłych korzyści szybszych i bardziej elastycznych rozwiązań w obszarze przesyłu w stosunku do tradycyjnych dużych instalacji. W analizach proponuje się uwzględnić również wpływ na środowisko naturalne i powiązane z tym korzyści społeczne.

Inny przykład uwzględniania czynników społecznych w procesie podejmowania decyzji podano w referacie [7], dotyczącym optymalizacji miksu energetycznego Burkina Faso w horyzoncie 2030 roku. Referat prezentuje efekty przeprowadzonych prac, których celem było znalezienie optymalnego planu rozwoju ciepłych źródeł energii, źródeł fotowoltaicznych jak i magazynów przy zachowaniu bezpieczeństwa i ekonomiki pokrycia zapotrzebowania. Optymalny plan rozwoju w zakresie pokrycia zapotrzebowania ustalono poprzez minimalizowanie zaktualizowanej sumy nakładów inwestycyjnych i kosztów operacyjnych w całym okresie analizy, przy rozdzielczości godzinowej, przy jednoczesnym spełnieniu wymagań wystarczalności w ujęciu probabilistycznym. Wyznaczony scenariusz doprowadził do przyjęcia założeń, co do zainstalowania mocy fotowoltaicznej większej niż półtora wartości szczytowej obciążenia w 2030 r. oraz do instalacji magazynów energii o pojemności magazynowej równej w przybliżeniu 86% obciążenia szczytowego.

Podobna tematyka przewija się przez referat [8], który przedstawia wyniki związane z opracowaniem planu rozwoju infrastruktury sieciowej dla obszaru śródziemnomorskiego. Referat skupia się na procesie uzgodnień pomiędzy Med.-TSO (stowarzyszenie operatorów systemu obszaru śródziemnomorskiego) a ENTSO-E w zakresie stopniowej harmonizacji praktyk planowania rozwoju sieci. Przedstawione praktyki są kontynuacją działań regionalnych podejmowanych w krajach europejskich promujących międzysystemową współpracę operatorską.

Wpływ zmian czynników zewnętrznych na zarządzanie majątkiem sieciowym

W ramach tego tematu wiodącego poświęconego zarządzaniu aktywami przygotowano na sesję SC C1 osiem referatów. Wśród poruszanej tematyki można znaleźć zagadnienia związane z uwzględnieniem w analizach ekstremalnych warunków pogodowych, wykorzystaniem narzędzi do oceny niezawodności, budową przyszłych strategicznych planów rozwoju sieci, oceną ankiet, optymalizacją strategii eksploatacji i odnowy urządzeń, zarządzaniem niepewnością obciążeń elementów sieciowych w wyniku zmian przepływu energii, a także kwestie kontroli rozptyłów mocy poprzez poprawę zdolności przesyłowych i efektywne działania modernizacyjne obiektu, spójną ocenę konsekwencji awarii, historyczne informacje statystyczne pozwalające na oszacowanie ekonomicznego czasu życia urządzeń oraz w tym świetle łączenie działań planistycznych.

W zbiorze tych referatów można wyróżnić trzy podgrupy, a mianowicie:

- czynniki polityczne, ekonomiczne, regulacyjne, pogodowe, cybernetyczne i fizyczne, itp.;
- wewnętrzna strategia firmy dotycząca modernizacji sieci, np. monitoring, zbiory danych (Big Data), analityka zasobów, bezpieczeństwo;
- wykorzystanie zasobów i efekty długoterminowe przy wysoce zmiennej i niesterowalnej generacji.

Podgrupa 1. Czynniki polityczne, ekonomiczne, regulacyjne, pogodowe, cybernetyczne, fizyczne itp.

Trudne problemy eksploatacji przedstawiono w referacie [19], który opisuje doświadczenia i procedury dotyczące radzenia sobie z tajfunami na przykładzie elektrowni węglowej. Jest to elektrownia Quezon Power Plant (QPL) zlokalizowana w pobliżu wybrzeża wyspy Luzon na Filipinach. Taka lokalizacja musi uwzględniać w eksploatacji wpływ trudnych warunków pogodowych, takich jak burze tropikalne

i tajfuny. Standardy funkcjonowania muszą zatem zawierać jasne zasady, co do ich przestrzegania lub ściśle wytyczne dotyczące trudnych do przewidzenia zdarzeń. Zasady te i wytyczne uwzględniać mogą indeks poziomu zagrożenia burzowego, kryteria kategorii burzowej, indywidualne obowiązki pracowników, zasady bezpieczeństwa. W referacie przedstawiono studium przypadku przygotowania i zastosowania takich zasad.

Podgrupa 2. Wewnętrzna strategia firmy dotycząca modernizacji sieci, np. monitoring, zbiory danych, analityka zasobów, bezpieczeństwo

W drugiej grupie zagadnieniowej skupiono się na wewnętrznych strategiach działań i podejmowanych prób ograniczania ryzyka. W referacie [14] podjęto tematykę budowy zautomatyzowanych narzędzi wspomagających planowanie skierowane na niezawodność dostaw energii. Autorzy zauważają, że zautomatyzowane badania oszczędzają czas, umożliwiając zarazem bardziej złożoną analizę i poprawiają jakość wyników. W referacie przedstawiono przykład narzędzia, które umożliwi wydajną ocenę stanu ustalonego dla potrzeb niezawodności operatora CAISO (California Independent System Operator). Narzędzie pozwala na automatyczne w badanym obszarze szukanie podobieństw i zachowań (klastrow) dla potrzeb niezawodności. Pozwala to na osiągnięcie dużej wydajności i efektywności podejmowanych decyzji inwestycyjnych związanych z rozwojem infrastruktury.

Zagadnienie strategicznego planowania zostało również przedstawione w referacie [16] na przykładzie egipskiego systemu elektroenergetycznego. Referat omawia rozwój egipskiej sieci przesyłowej (EETC) w horyzoncie długoterminowym 2015-2025 przedstawiając ogólną przyjętą metodykę jego opracowania i kluczowe ustalenia związane z dużymi projektami rozwoju podsektora wytwórczego, w tym z trzecim w świecie co do wielkości mocy zainstalowanej układem gazowo-parowym o mocy 4,8 GW.

Referat [18] przedstawia podejście do wyceny ryzyka w zarządzaniu majątkiem sieciowym w Australii. Wartościowanie ryzyka w postaci oceny szkód jest wykorzystywane do uzasadnienia i priorytetyzacji wydatków przez przedsiębiorstwa energetyczne. W referacie przeanalizowano procesy szacowania ryzyka, w tym wykorzystanie stanu urządzeń i krytyczność ich użytkowania. Autorzy przedstawili wyniki ankietyzacji w temacie metod wyceny zarządzania ryzykiem australijskich przedsiębiorstw energetycznych oraz podejście do ryzyk zarówno o dużym prawdopodobieństwie wystąpienia zdarzeń, jak i o niskim prawdopodobieństwie. Są to składowe wykorzystywane w procesie podejmowania decyzji inwestycyjnych.

Również do tej grupy tematycznej zakwalifikowano referat [21] przedstawiający zagadnienie optymalizacji strategii konserwacji i odnowy słupów w sieciach przesyłowych we Francji. Do tego celu wykorzystano specjalnie opracowane narzędzie numeryczne zwane MONA (Management and Optimization of Network Assets). Narzędzie to łączy funkcjonalności złożonego modelowania systemu i analizy ryzyka, pozwalając na symulację zachowania całego systemu zarządzania majątkiem operatora systemu przesyłowego w celu zoptymalizowania eksploatacji i budowy strategii odnowy. Narzędzie MONA rozważa 4 główne podsystemy: zasoby fizyczne, w tym krzywe degradacji, strategię odnawiania i konserwacji, ograniczenia przesyłowe (elektryczne) sieci oraz organizację i zasoby korporacyjne. Przykładem aplikacji było studium strategii konserwacji konstrukcji stalowych słupów.

Podgrupa 3. Wykorzystanie zasobów i efekty długoterminowe przy wysoce zmiennej i niesterowalnej generacji

W tej grupie referatów skupiono prace dotyczące zagadnienia produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych i efektów sieciowych wynikających z losowego charakteru pracy tych źródeł. W referacie [15] przedstawiono zadanie zarządzania niepewnością w badaniach przepływów mocy na przykładzie południowo australijskiej sieci przesyłowej. W tym zakresie

wykorzystano technikę deterministyczną rzadkiej siatki interpolacyjnej SGI (Sparse Grid Interpolation) w rozwiązaniu probabilistycznego rozptyłu mocy. Takie podejście potraktowano jako alternatywę dla analizy Monte Carlo. Uzasadnieniem stosowania modeli probabilistycznych stał się wzrastający udział źródeł odnawialnych. W przedstawionym modelu autorzy podjęli próbę kwantyfikacji zmienności w zakresie napięć węzłowych i przepływów gałęziowych wynikającej z niepewności co do popytu, generacji, struktury sieci i jej parametrów. Przykłady obliczeniowe oparto na danych historycznych i prognozach dla południowo australijskiej sieci przesyłowej, z wizją wykorzystania dla studiów planistycznych.

Inny referat tej grupy [17] dotyczył wykorzystania modularnych elementów sterowania przepływem mocy w zastosowaniu do poprawy zdolności przesyłowych, zmniejszenia wpływu ograniczeń sieciowych oraz w zakresie wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych. W referacie wykorzystano analizę kosztów i korzyści do uzasadnienia inwestycji biorąc pod uwagę nakłady inwestycyjne na urządzenia sterujące przepływem mocy względem oszczędności kosztów paliwa, które zostały osiągnięte poprzez zastąpienie generacji opalanej gazem odnawialnymi źródłami energii. Przedstawione rozważania zilustrowano ilościowo przykładem wykorzystania dużej ilości energii słonecznej i wiatrowej w Australii Południowej.

Trzecim referatem w tej grupie była publikacja [20] dotycząca zarządzania informacją o stanie majątku sieciowego i w efekcie wspomaganie decyzji modernizacyjnych. Referat dotyczył przykładu Japonii, w której gwałtowny przyrost zapotrzebowania w latach 1960-1990 spowodował silny rozwój układów przesyłowych. Obecnie układy te stanowią już starzejącą się grupę urządzeń podlegającą stopniowej odnowie. W referacie przedstawiono trzyetapowy plan zarządzania aktywami, a mianowicie „gromadzenie danych”, „analizę danych i priorytetyzację odnowy” oraz „planowanie i praktykę odnowy”. Ograniczeniami zadań są czas, budżet, wykwalifikowana siła robocza i planowane przestoje. Dane z urządzeń stacji i systemów monitorowania online są gromadzone automatycznie i łączone z wynikami

inspekcji i informacjami o wypadkach. Narzędzia analizy danych i priorytetyzacji obejmują m.in. ryzyko uszkodzenia transformatora, mapę oceny korozji linii przesyłowej, pozostały czas życia linii.

Skoordynowane planowanie pomiędzy operatorami systemów na wszystkich poziomach napięć

Do trzeciego tematu wiodącego zgłoszono 17 referatów. Tematyka zgłoszonych referatów koncentruje się na współpracy operatorów systemu na różnych poziomach napięcia. Wśród referatów tematu wiodącego trzeciego można wyróżnić trzy grupy zagadnień:

- Metodyki planowania wielu wzajemnie połączonych sieci przesyłowych i interakcji między obszarem sieci przesyłowej i dystrybucyjnej. Dodatkowo w tej grupie można dokonać głębszego podziału na dwa podtematy, tj. wpływ technologii HVDC i HVAC na planowanie (4 referaty) oraz kryteria i metody planowania, szczególnie w warunkach niepewności (5 referatów).
- Propozycje sposobów podziału kosztów i/lub organizacji przedsiębiorstwa oraz strategii działania, które mogą poprawić lub wpłynąć na skoordynowanie zasad planowania. W tej grupie zakwalifikowano 4 referaty (w tym tematycznie również jeden z zaliczonych do dwóch grup), które koncentrują się szczególnie na przypadkach międzynarodowych połączeń o skali kontynentalnej.
- Ewolucja metod planowania pod kątem inteligentnych sieci, generacji rozproszonej, reakcji na popyt. Te zagadnienia można znaleźć w 5 referatach, które koncentrują się przede wszystkim na koordynacji planowania operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych.

Podgrupa 1. Wpływ technologii HVDC i HVAC na planowanie

Przejsie od pojedynczych powiązań HVDC do sieci HVDC jest jednym z wyzwań zmiany paradygmatu w systemach ener-

getycznych, napędzanych potrzebą masowego i dalekiego przesyłu w zakresie wytworzonej energii odnawialnej do centrów odbiorczych. Sieci HVDC mogą być wbudowane w istniejące sieci prądu przemiennego (HVAC) lub nowo opracowane dla farm wiatrowych na morzu. Etap pośredni dla sieci HVDC, w postaci połączeń wieloterminalnych, wymaga specjalnego modelowania i analizy – w szczególności dla analizy błędów, strategii sterowania i ochrony. Normy, procedury i narzędzia muszą ewoluować, aby uwzględnić te potrzeby. Ponadto, istnieje bardzo małe doświadczenie operacyjne z podstawowymi komponentami, przykładowo wyłącznikami prądu stałego. W przypadku sieci off-shore połączenie HVDC jest często jedyną opcją i w tym przypadku ważną kwestią jest zdefiniowanie zestawu kryteriów technicznych, które mogą różnić się od kryteriów planowania dla sieci lądowych. W przypadku transgranicznej sieci morskiej możliwe są różne strategie, które mogą prowadzić do bardzo różnych struktur (topologii) sieci morskich. Referat [23] przedstawia wspólny projekt American Electric Power (AEP) oraz EPRI dotyczący sześcioterminalnej linii prądu stałego. To połączenie rozpatrzono w dwóch różnych strukturach przekształtników AC/DC. Jedną z konfiguracji dotyczy klasycznego rozwiązania układu LCC (Line Commutated Converter) wykorzystującego tyrystory. Alternatywną strukturą jest układ VSC (Voltage Sourced Converter) gdzie przełącznikami są bipolarnie tranzystory z izolowaną bramką (IGBT). Rozważany przykład dotyczy terminali na 547 kilometrowym odcinku linii przesyłowej HVDC.

Inny przykład wykorzystania systemów HVDC przedstawiono w referacie [24]. Przykład ten dotyczył wydajności połączenia między sieciami w Meksyku i Stanach Zjednoczonych. W tym przypadku postawiono kilka celów realizacji takiego połączenia: I) oba systemy elektroenergetyczne mają duży potencjał udziału energii odnawialnej wzdłuż granicy Meksyku i USA; II) w warunkach zagrożenia każdy z systemów może stanowić wsparcie dla drugiego; III) w warunkach blackout jednego systemu można wykorzystać zdolność startu z pomocą drugiego systemu; IV) realizacja kontraktów

handlowych może być funkcją cen rynkowych w sąsiadujących i powiązanych systemach; V) można uniknąć niekorzystnych interakcji między sieciami w warunkach awarii lub zakłóceń.

Plany tworzenia sieci oczkowych HVDC przedstawiono dla przykładu instalacji na Morzu Północnym w referacie [25]. W tym przypadku podjęto próbę zdefiniowania kryteriów planowania dla sieci pozalądowych realizowanych jako stałoprądowe, dla celów przyłączania farm morskich oraz połączeń HVDC. W referacie sformułowano i przeanalizowano dwie koncepcje rozwoju takich struktur sieciowych w okresie 2020-2030 biorąc pod uwagę odpowiednie ponoszone potencjalne koszty i szacowane korzyści.

Ostatni referat w tej grupie [33] dotyczył zastosowania TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor) celem zwiększenia zdolności przesyłowych i zapewnienia stabilności pracy systemu. Układ TCSC wykorzystano jako rozwiązanie problemów rezonansu podsynchronicznego (SSR) w sieci operatora koreańskiego KEPCO (Korea Electric Power Corporation). Przeprowadzone badania w dziedzinie czasu potwierdziły, że zastosowanie TCSC do kompensacji szeregowej pozwala uniknąć zjawiska SSR.

Podgrupa 2. Planowanie kryteriów i metod postępowania z rosnącą niepewnością

W szybko rozwijających się i w dużej mierze połączonych systemach energetycznych ważną kwestią jest optymalizacja kolejnych etapów rozwoju w celu osiągnięcia ogólnej optymalizacji kosztów i wydajności systemu. Sztuczna inteligencja, techniki samouczenia się i wyrafinowane modele matematyczne są opracowywane i wprowadzane w zestaw narzędzi planowania operatorów sieci. Napędzane lokalnym rozwojem mikrosystemy energetyczne napotykały na przeciwny problem, ale przy podobnym zalecanym rozwiązaniu pojawia się wymóg ścisłej koordynacji pomiędzy różnymi operatorami na poszczególnych poziomach sieci.

Tradycyjnym podejściem do rozwiązania problemu niepewności w działaniu i planowaniu rozwoju systemu elektroenergetycznego jest zbudowanie i przeanalizowanie zestawu pojedynczych stanów reprezentujących zwykle ograniczoną liczbę „najgorszych warunków” bądź kombinacji zdarzeń losowych dotyczących pracy elementów sieci, skoków obciążenia lub przerw w produkcji. W takim podejściu słabym punktem jest nieco subiektywny wybór wspomnianych reprezentatywnych stanów. Wprowadzenie nowych metod, wykorzystujących większe moce obliczeniowe i stochastyczne wartości generacji pozwala na zapewnienie kompleksowego przeglądu, np. co godzinę w roku, realizowanego szybko i automatycznie na określenie wybranych stanów reprezentatywnych, które będą dalej badane w badaniach dynamicznych lub stabilności.

Coraz częściej planowanie przyszłego systemu elektroenergetycznego wymaga starannego rozważenia wymiaru ryzyka i odpowiednich wskaźników. Ocena ryzyka jest ważną cechą, którą planista systemu powinien dodać do analizy kosztów i korzyści jako niezbędne narzędzie do przeprowadzenia analizy techniczno-ekonomicznej. Obejmują one potrzebę lepszych danych w celu ilościowego określenia prawdopodobieństwa nieplanowanych przestojów i kluczowych zależności, aby zbadać szereg wiarygodnych przyszłych warunków działania, aby odpowiednio modelować reakcje kontrolne i decyzje operatorów przed i po awarii. Nieprzebrnięcie pełnego zakresu potencjalnych warunków działania może skutkować nadmiernymi lub niedostatecznymi inwestycjami. Tematyka ta została poruszona w referacie [22] przedstawiającym zalecenia dotyczące nowych metod w planowaniu rozwoju systemu i zarządzaniu ryzykiem na przykładzie doświadczeń brytyjskich. W referacie odwołano się do doświadczeń uzyskanych przy realizacji europejskiego projektu GARPUR (Generally Accepted Reliability Principle with Uncertainty). Projekt ten koncentrował się na poprawie rozumienia i zarządzania ryzykiem towarzyszącym działaniu systemu, rozwojowi systemu oraz eksploatacji majątku sieciowego. Na podstawie uzyskanych

doświadczeń autorzy przedstawili rekomendacje dla nowych metod rozwoju systemu elektroenergetycznego.

Podniesienie wydajności obliczeniowej wiąże się z zastosowaniem odpowiednich narzędzi i często uproszczeń. Zagadnienie to przedstawiono w referacie [29], gdzie omówiono zastosowanie metodyki PTFD (Power Transfer Distribution Factor) do zwiększenia zdolności obliczeniowej i analizy stanów awaryjnych. Analiza prowadzona z wykorzystaniem PTFD jest odpowiednia do zastosowań w przypadku masowych obliczeń (z uwagi na różny status elementu) i dla bardzo rozległych sieci (nawet w charakterze paneuropejskim). Rozwiązania takie zostały wprowadzone przykładowo przez operatorów francuskich i hiszpańskich.

Kolejnym zagadnieniem jest uwzględnienie w metodyce planowania rozwiązań związanych z modelowaniem źródeł odnawialnych. W referacie [31] przedstawiono takie doświadczenia zrealizowane na przykładzie sieci egipskiego operatora systemu. Punktem wyjścia była potrzeba opracowania długoterminowego planu rozwoju sieci przesyłowej. Znajdując optymalny rozkład nakładów inwestycyjnych w horyzoncie analizy uwzględniono m.in. rozwój źródeł odnawialnych. Obliczenia przeprowadzono dla Egyptian Western Delta Network w horyzoncie roku 2035.

Inny zakres doświadczeń został przedstawiony w referacie [32]. Autorzy opisali ścieżkę rozwoju opłat przesyłowych i dokumenty kształtujące ich obecny stan. Prezentowane rozwiązania opłat przesyłowych zostały wdrożone w ostatnim czasie w indyjskim systemie elektroenergetycznym. Koncepcja rozliczeń ponoszonych w punkcie przyłączenia odrzuciła opłaty za przesył i straty związane z hipotetyczną ścieżką transakcji. Opłaty za przesył zostały opracowane za to w taki sposób, w którym planowanie sieci staje się częścią mechanizmu podziału przyszłych kosztów rozwoju. Pozwala to na zmniejszenie obciążeń finansowych przedsiębiorstw użyteczności publicznej (operatorów systemu) przy dodaniu nowego elementu systemu przesyłowego.

Kolejne problemy dotyczące zarządzania majątkiem sieciowym przedstawiono w referacie [38]. Autorzy przedstawili

lokalne zmiany zapotrzebowania, które w tym przypadku oznaczają zmniejszające się zapotrzebowanie na energię elektryczną po kryzysie lat 2007-2008, przy jednoczesnym dużym przyroście źródeł odnawialnych, a zarazem starzejącej się infrastruktury sieciowej. Aby poradzić sobie z taką sytuacją uznano, że zapotrzebowanie w stacjach przesyłowych można alokować do sąsiednich stacji bez odnowy starych stacji. Przyjmując takie podejście, możliwe jest zmniejszenie liczby stacji lub mocy przepustowych transformatorów, co może pomóc w ograniczeniu inwestycji kapitałowych. Zwrócono przy tym uwagę na szczegółową ocenę tego podejścia, ponieważ z jednej strony może to doprowadzić do zmniejszenia stanu majątku sieci przesyłowej, ale z drugiej strony może zwiększyć liczbę stacji w sieci dystrybucyjnej. Ponadto potrzebny jest koordynator do prowadzenia wspólnych działań operatorów systemów przesyłowego i dystrybucyjnego.

Podgrupa 3.

Połączenia międzysystemowe

Planowanie wzajemnych połączeń systemów elektroenergetycznych jest zadaniem złożonym, uwzględniającym zarówno analizy techniczne i ekonomiczne, w tym korzyści dla niezawodności, bezpieczeństwa, odporności, wydajności, oszczędności i środowiska naturalnego. Zarówno koszty (inwestycyjne i operacyjne), jak i osiągnięte korzyści zależą od zastosowanych rozwiązań. Rozwiązania w postaci ultrawysokich napięć zwiększają możliwości systemów łączonych na poziomie kontynentalnym, a nawet międzykontynentalnym. W planowaniu makroregionalnym połączone efekty kilku projektów rozwojowych wzajemnych połączeń tworzą problem sekwencyjny w analizie ekonomicznej projektu i sugerują ogólne skoordynowane podejście do planowania w różnych krajach. Taka sytuacja została opisana w już wspomnianym referacie [24] dotyczącym powiązania systemów granicznych Meksyku i Stanów Zjednoczonych za pomocą układów HVDC.

Kolejny referat o tematyce połączeń międzysystemowych [26] dotyczy badań nad planami połączeń transkontynentalnych w Afryce. Afryka jest bogata w czyste (odnawialne) zasoby energii, w tym energię wodną, wiatrową i słoneczną. Potencjał energii słonecznej koncentruje się głównie w Afryce Północnej i Wschodniej, a energii wodnej głównie w Afryce Środkowej i Wschodniej. Dla odmiany centra zapotrzebowania zlokalizowane są głównie w Afryce Północnej i Południowej. Rozszerzając zagadnienie bilansowe na sąsiednie regiony można zauważyć, że Azja Zachodnia ma również dużo energii słonecznej, podczas gdy Europa jest głównym skupiskiem zapotrzebowania na energię na świecie. Łącząc te fakty ze sobą można rozważyć silne transkontynentalne połączenia w Afryce i poza nią. W referacie przeanalizowano korzyści płynące z międzyregionalnych i międzykontynentalnych połączeń systemowych, od aspektów poprawy komplementarnego wykorzystania czystych zasobów energii i efektywnego wykorzystania istniejących połączeń przesyłowych, aż po studia przypadków dotyczące nowych kierunków przesyłu. Również omówiono dojrzałość warunków dla realizacji międzyregionalnego i międzykontynentalnego przesyłu mocy z perspektywy technicznej, ekonomicznej i politycznej.

Referat [28] porusza plany połączeń HVDC w południowej Azji obejmujących region: Indii, Bangladeszu, Nepalu i Butanu. Oczekuje się, że plany rozwoju HVDC pozwalają na włączenie energii słonecznej i wiatrowej do sieci prądu przemiennego. Dominującą technologią w tym zakresie ma być VSC. Wykorzystanie tej technologii jest uzasadnione trudnymi cechami charakterystycznymi pracy odnawialnych źródeł energii, tj. zmienność produkcji energii słonecznej oraz częste wahania siły wiatru. Technologia VSC ma możliwy tryb pracy układu STATCOM, który może zrekompensować te wahania i ustabilizować napięcie systemowe. Moc z farm słonecznych i/lub wiatrowych, rozproszonych w Indiach, może być przesyłana za pomocą VSC realizowanych jako połączenia punkt-punkt lub jako wieloterminalowe układy HVDC do większej liczby skupisk zapotrzebowania łącząc z liniami napowietrznymi bądź kablowymi wysokiego napięcia.

O podobnym międzysystemowym zasięgu połączeń mówi referat [30]. Przedstawiono w nim studium połączeń południowo-wschodniej Europy z Włochami podmorskimi kablami HVDC. Obliczenia przeprowadzono zarówno w wymiarze technicznym jak i rynkowym. Analiza rynkowa objęła badania struktury wytwórczej w regionie, giełdowe i hurtowe ceny energii. W obliczeniach uwzględniono synergię regionalną rynków oraz wysoki poziom integracji źródeł odnawialnych. Analiza sieciowa dotyczyła badań w zakresie przepływów mocy, powstających ograniczeń sieciowych oraz profili napięciowych w poszczególnych scenariuszach rynkowych. Wyniki pokazały, że indywidualne plany poszczególnych operatorów są znacząco inne od podejścia całościowego, co potwierdza tezę o potrzebie koordynacji działań międzysystemowych.

Podgrupa 4. Skoordynowane planowanie między operatorami sieci, ze szczególnym naciskiem na obszar przesył-dystrybucja

Płynny przepływ energii przez poziomy napięcia i efektywne wykorzystanie zasobów wytwórczych, w tym budowa łańcucha wartości zasilania, jest możliwe przy dostosowanej infrastrukturze sieciowej. Przy zróżnicowanej strukturze zarządczej, w tym odmiennych podmiotach obsługujących obszar dystrybucji i przesyłu, szczególnej uwagi wymaga koordynacja działań. Z uwagi na powiązania elektryczne i funkcyjne rozwój sieci dystrybucyjnej jest uwarunkowywany działaniem sieci przesyłowej i odwrotnie, szczególnie w przypadku ograniczeń w obszarze dystrybucji spowodowanym ładowaniem pojazdów elektrycznych lub funkcjonowaniem źródeł rozproszonych.

Koordynacja planowania pomiędzy OSP i OSD staje się coraz bardziej potrzebna i korzystna do zwiększenia efektywności inwestycji, tym bardziej im w większym stopniu ujawniają się ograniczenia i rozwój źródeł rozproszonych. W przypadku gdy inwestycja jednego operatora sieci zapewnia znaczną redukcję kosztów dla drugiego operatora sieci, operatorzy sieci mogliby

wspólnie zwrócić się do organu nadzoru (regulacji) o specjalne traktowanie tych inwestycji. Również dlatego, że dodatkowe opcje zapobiegawcze są tworzone za pomocą rozwiązań „nie-sieciowych” (na przykład zasobników energii, czy też reakcji odbiorcy na sygnał), alternatywnie do rozbudowy zdolności przesyłowej sieci.

Zagadnienie koordynacji w odniesieniu do integracji w dużej skali źródeł odnawialnych przedstawiono w referacie [27]. Wymagania stawiane poszczególnym regionom, w stosunku do realizacji ich celów rozwoju z uwzględnieniem źródeł odnawialnych są możliwe do spełnienia wówczas, gdy następuje koordynacja planowania. W referacie jako przykład takiego podejścia przedstawiono Indie, gdzie szacuje się potencjał możliwych do przyłączenia źródeł odnawialnych rzędu 1000 GW. Dla efektywnego zrealizowania przyłączy przy tak postawionych celach przewidziano budowę „zielonych korytarzy” próbując uchwycić korzyści wszystkich stron tych inwestycji.

Aktywny model operatora systemu dystrybucyjnego (OSD) zakłada, że OSD powinien starać się o zawarcie szeregu umów na realizację usług systemowych przez odbiorców celem wspomaganie zarządzania siecią dystrybucyjną, a także świadczenia (zagregowanych) usług operatorowi systemowi przesyłowego (OSP). Pojawia się tu jednak potencjalny konflikt, w którym na realizację usług przez OSD negatywnie wpływa funkcjonowanie sieci przesyłowej. Podobnie mogą zaistnieć okoliczności, w których przykładowo generacja rozproszona mogłaby świadczyć usługi na rzecz OSP, ale jest to trudne ze względu na ograniczenia w sieci dystrybucyjnej. Problem ten poruszono w referacie [34]. W referacie opisano niektóre modele koordynacji współpracy OSD/OSP oraz rozwiązania związane z udostępnieniem infrastruktury (takie jak komunikacja, sterowanie, monitorowanie) oraz z projektowaniem rozwiązań komercyjnych. Z każdym modelem współpracy wiąże się wyzwania i możliwości. Aby zilustrować te kwestie przedstawiono przykład, w którym OSP chce uzyskać odpowiedź częstotliwościową z nowobudowanego generatora w obszarze, który podlega ograniczeniom termicznym w systemie dystrybucyjnym.

Referat [35] przedstawia potencjalne rozwiązania problemów zaobserwowanych w elektroenergetycznych sieciach zamkniętych (oczkowych) różnych napięć w Wielkiej Brytanii, a w szczególności przepływów równoległych. Zmiana konfiguracji sieci oczkowej na promieniową może wyeliminować wymuszony przepływ mocy przez sieć 132 kV, ale jednocześnie zmniejsza się wówczas podparcie napięciowe z sieci przesyłowej. Autorzy zauważają, iż budowa nowego powiązania z siecią przesyłową zwiększa niezawodność sieci, ale również zwiększa koszty i może powodować konieczność wymiany aparatury w sieci dystrybucyjnej z powodu zwiększonego poziomu prądów zwarciovych. Połączenia międzysystemowe mogą stanowić wyzwanie dla poprawnego działania sieci i koordynacji zabezpieczeń. W związku z powyższym badane inwestycje rozwojowe wymagają zwykle szerszych rozwiązań w związku z lokalnymi przeciążeniami i możliwymi dużymi zmianami napięcia oraz niestabilnością napięcia w sieci dystrybucyjnej. Problemy te przedstawiono na przykładzie sieci dystrybucyjnej 132 kV w obszarze Cumbrii i przewidywanej rozbudowy tego systemu w związku z przyłączeniem nowych źródeł.

Również w referacie [36] autorzy przedstawili przykład skoordynowanego planowania sieci przesyłowej i dystrybucyjnej na podstawie analiz przeprowadzonych w ramach opracowywania długoterminowego planu rozwoju sieci dystrybucyjnej dla wysp Cres i Lošinj w Chorwacji. Analizowany obszar dwóch dużych i kilku mniejszych wysp zasilany jest energią elektryczną za pomocą jednej długiej linii promieniowej 110 kV zarządzanej przez operatora systemu przesyłowego i równoległej linii promieniowej 35 kV zarządzanej przez operatora systemu dystrybucyjnego. Ze względu na zdolność przesyłową linii 35 kV odpowiadającą 40% szczytowego zapotrzebowania na tym obszarze, wysoce uzależnionym od turystyki, nie jest spełnione kryterium N-1 w okresie dwóch miesięcy w sezonie letnim w przypadku wyłączenia linii 110 kV. Budowa drugiej linii 110 kV jako wspólnego rozwiązania

jest niezwykle kosztowna ze względu na konieczność ułożenia kilku kilometrów kabli podmorskich. W referacie przedstawiono analizę kosztów i korzyści tego podstawowego scenariusza i innych możliwych alternatywnych scenariuszy, w tym także inwestycji w sieć OSD, w celu określenia najbardziej opłacalnego rozwiązania. Z uwagi na wielkość zapotrzebowania i długości sieci przedstawiony przykład jest bliski najgorszemu scenariuszowi ze względu na niezawodność zasilania. Wyniki analiz pokazują, że koordynacja planowania OSP i OSD prowadzi do największej efektywności rozwoju sieci.

W referacie [37] przeprowadzono analizę porównawczą praktyk planowania stosowanych przez różnych operatorów systemów przesyłowych. Wśród opisywanych znaleźli się: PJM (USA), AESO (Kanada), Western Power (Australia). Przeanalizowano ogólnie procesy planowania, co pozwoliło zebrać wszystkie istotne elementy działania każdego operatora. Następnie zwrócono uwagę na kryteria wybierając w ten sposób te doświadczenia, które umożliwiają generowanie propozycji inwestycji opierając się na ocenie niezawodności danego systemu. W badaniach również uwzględniono analizę topologii i popytu. W ten sposób opracowano wnioski dla podejścia budowanego w Chile. Pozwoliło to na rekomendację określonej metodyki podejścia do planowania rozwoju sieci.

Podsumowanie

Przedstawione zagadnienia podkreślają szeroki zakres zainteresowań i badań realizowanych w obszarze Komitetu Studiów C1 w odniesieniu do obecnych i przyszłych zagadnień pracy systemów elektroenergetycznych. Następujący ciągły rozwój urządzeń, instalacji i technologii wytwórczych wyznacza nowe potrzeby i wyzwania dla przyszłych struktur systemów elektroenergetycznych, w tym zarządzania nimi. Prezentowane treści są wyznacznikiem przyszłych kierunków badań.

Podsumowaniem zagadnień prezentowanych w 2018 roku na sesji CIGRE przez Komitet C1 są poniższe spostrzeżenia.

- Integracja sieci HVDC z głównym systemem przesyłowym jest zarówno przyszłym wyzwaniem, jak i świetną możliwością zagospodarowania nowych obszarów wiedzy.
- Metodyki planowania i narzędzia oceny wciąż ewoluują, aby sprostać zmieniającym się potrzebom przemysłu, służąc zarazem utrzymaniu systemu elektroenergetycznego jako bezpiecznego, zrównoważonego i przystępnego cenowo.
- Istnieją wyzwania instytucjonalne, które należy przezwyciężać, aby uzyskać jeszcze większą efektywność wzajemnego łączenia systemów.
- Istnieją wyraźne dowody na potrzebę i czerpanie korzyści z angażowania/wzmacniania pozycji zainteresowanych stron w proces planowania.
- Obszary przesyłu i dystrybucji muszą współdziałać, aby razem tworzyć sieci przyszłości.

Akcentem podsumowującym, a zarazem kontynuacją podejmowanych problemów stały się nowe tematy wiodące proponowane na spotkanie Komitetu C1 CIGRE w Paryżu w 2020 roku.

REFERATY KOMITETU STUDIÓW C1

- [1] C1-101. H. O. M. Reis Jr.: *Multiple criteria data envelopment analysis for ranking of investments in transmission systems.*
- [2] C1-102. G. Westerberg, H. Utne: *Project portfolio management for a transmission investment portfolio.*
- [3] C1-103. B. Cova, S. Osti, M. Stabile, A. Venturini, E.M. Carlini, P. Capurso, C. Gadaleta, *Assessing the impact of transmission investments on the Italian Ancillary Services Market using MODIS simulator.*
- [4] C1-104. M. Longoria, T. Bloch-Rubin, J. Erwin, E. Fan, A. Martin, T. Nudell, *Trends in Transmission Planning Uncertainty and the Impacts and Value of Leveraging Flexible Investment Strategies and Technologies.*
- [5] C1-105. S. Almeida de Graaff, M. Seboui, N. Kandalepa, J. van Casteren, D. Klaar, *Flow Based Transmission Capacity Calculations for Investment Analyses – a Novel Approach for Network Development.*
- [6] C1-106. A. A. Al-Mahmoud, S. R. Chaudhry, A. A. Almohammadi, W. Kotiuga, X. Chen, *A Bottom-Up Approach for the Development of Qatar Long Term Forecast.*
- [7] C1-107. P. Henneaux, L. Charlier, S. Hecq, I. Karambiri, S. Nana, *Optimisation of the Burkina Faso electricity mix at the 2030 horizon.*
- [8] C1-108. A. Ferrante, C. Sabelli, E. Bué, M. Paun, *The Mediterranean Master Plan. Consolidating a Secure and Sustainable Electricity Infrastructure in the Mediterranean Region.*
- [9] C1-109. W. Lubicki, M. Przygodzki, *Planning process of Polish transmission grid under non-deterministic conditions.*
- [10] C1-110. N. Cunniffe, M. Hayden, J. Kelliher, Y. Coughlan, *Managing Future Uncertainties in the Ireland Power System through the Implementation of Scenario Planning.*
- [11] C1-111. S.K. Ting, A. Li, J. Ting, C. Edwards, B. Moore, N. Newham, *Transpower's Transmission Asset Investment Approach and Methodology for Waikato and Upper North Island.*
- [12] C1-112. I. Saavedra, F. Flatow, E. Farias, *Paradigm Shift in Transmission Planning and Regulatory Changes approved in Chile in 2016.*
- [13] C1-113. S. Maran, J. Hildebrand, L. Späth, A. Luè, A. Ceglaz, *Stakeholder participation in the development of the electricity grid: the INSPIRE-Grid project.*
- [14] C1-201. T. Nudell, J. Yu, E. Fan, A. Martin, *On Developing Automated Tools for Reliability Planning.*
- [15] C1-202. M. Crnkovic, B. Parker, R. Korte, H. Yin, R. Zivanovic, *Managing Uncertainty in the Power Flow Studies of South Australian Transmission Network.*
- [16] C1-203. G. Abd El-Rheem, K. Abd-El-Kareem Hassan, A. Abd El-Maguid, G. Mahmoud Ousama, T. Mostafa Kamel, M. Abdul-Hussain, P. Awater, M. Schwan, J. Verboom, A.M.K. Elmorshedy, *Strategic Planning of the Egyptian Transmission System under a strong Increase of the Installed Generation Capacity.*
- [17] C1-204. B. Parker, B. Harrison, M. Longoria, Y. Meyer, P. Harrington, *Using Modular Flow Control to Improve Transfer Capability, Reduce Constraints on Renewable Generation and Alleviate Congestion.*
- [18] C1-205. G. B. Ancell, H.W. De Beer, *Valuation approaches to risk in asset management in Australia.*

- [19] C1-206. U. Jittamai, W. Sinsukthavorn, G. Bumroongit: *Experiences and procedures in dealing with typhoon situation to coal-fired power plant.*
- [20] C1-207. M. Taniguchi, D. Sekiguchi, S. Ueda, H. Yamada, J. Nagahara, *Efficient Facility Renovation Using Asset Information.*
- [21] C1-208. P. Stevenin, L. Figueroa, *Optimization of maintenance and renewal strategies for towers in France.*
- [22] C1-301. K. Bell, J. Sprooten, A. Vergnol, W. Bukhsh, *Managing risk: recommendations for new methods in system development planning.*
- [23] C1-302. C. Lockwood, N. Koehler R. Adapa, F. Gomez, B. Mehraban, D. Woodford, *Converting Regional EHV AC Transmission to HVDC.*
- [24] C1-303. R. Castellanos, M. Ramirez, O. Micheloud, *Improving the Electric Interconnection between the Grids of Mexico and United States by using HVDC Systems.*
- [25] C1-304. P. Henneaux1, M. Lessinnes, A. Mannocchi, K. Karoui, J. Bettink, N. De Groot, M. De Schepper, *Planning a meshed HVDC offshore grid in the North Seas.*
- [26] C1-305. Z. Liu, C. Liang, Y. Ni, J. Meng, F. Song, J. Wang, *Research on African transcontinental power grid interconnection planning for large-scale clean energy integration and transmission.*
- [27] C1-306. I.S. Jha, Prabhakar Singh, Subir Sen1, Rajesh Kumar, Kashish Bhambhani, *Integration of Large Scale Renewable through Co-ordinated System Planning.*
- [28] C1-307. D. Khare, J. Wasborg, *Connecting South Asia with HVDC.*
- [29] C1-308. R.L. Sanz, M. E. Ródenas, F. Guy, P.L. Francos, *Application of PTDF methodology to exchange capacity calculation and contingency analysis.*
- [30] C1-309. G. Majstrovic, D. Jaksic, M. Mikulic, D. Bajs, W. Polen, A. Doub, *Impact of Adriatic submarine HVDC cables to South East European Electricity Market Perspectives.*
- [31] C1-310. Ragab A. El-Sehiemy, Fahmy M. Bendary, Hassan M. Mahmoud, Ahmed Atef, *Enhanced Transmission Expansion Planning Strategy with Penetration of Renewable Energy Resources for Egyptian Grid.*
- [32] C1-311. K.V.S. Baba, U.K. Verma, S.K. Soonee, S. S. Barpanda, G. Chakraborty, Gaurav Verma, Sanny Machal, *Transitional Refinements in Point of Connection Transmission Pricing Implementation Pan India.*
- [33] C1-312. J. Choi, B. Moon, H. Kim, C. Lee, E. Kwak, *TCSC Application to Increase Transmission Capacity and Ensure SSR Mitigation in Korea Power Grid.*
- [34] C1-313. G. Mcfadzean, S. Hay, CH. Higgins, *Dealing with conflicts between DSO and TSOs in procuring ancillary services.*
- [35] C1-314. X. Zhang, A. Oliver, C. Burloiu, I. Povey, *Coordinated Planning of ENWL Distribution Network and NG Transmission Network in Cumbria area for the Moorside Project.*
- [36] C1-315. V. Komen, A. Antonic, T. Baricevic, M. Skok, T. Dolenc: *Coordinated TSO and DSO network development plan on the islands of Cres and Lošinj.*
- [37] C1-316. R. Mellado, M. Bravo, D. Fuentes, *International Experiences on Subtransmission Network Planning and Delivery. A proposal for Chile.*
- [38] C1-317. H. Yamamoto, K. Iida, S. Nakahara, H. Ito, *Optimal Asset Planning based on Actual Demand Trend.*

Jacek Jemielity
Instytut Energetyki
Oddział Gdańsk

Sterowanie i prowadzenie ruchu systemu elektroenergetycznego – Komitet Studiów C2

System Operation and Control – Study Committee C2

Na 47. sesję CIGRE 2018 Komitet Studiów C2 przygotował i zaprezentował w formie sesji plakatowej i plenarnej referaty podzielone na dwa preferowane tematy.

- Temat 1 – **Zapewnienie niezawodności działania (Ensuring Operating Reliability).**

- Temat 2 – **Zastosowanie technologii BIG DATA w prowadzeniu ruchu systemu elektroenergetycznego (BIG DATA and their Use for System Operations).**

Na sesję zgłoszono w obu tematach odpowiednio 33 i 12 referatów, czyli prawie o 30% więcej niż w 2016 roku. Kilka

referatów było kontynuacją tematyki prezentowanej przez tych samych autorów na poprzednich sesjach lub seminariach. Tradycyjnie pierwszy z preferowanych tematów jest na tyle szeroki i ogólny, że nie ogranicza nadmiernie poruszanych zagadnień. Drugi temat jest bardziej zawężony i dotyczy problematyki szczególnie ważnej

lub aktualnej. Zgłoszone referaty można podzielić na kilka obszarów:

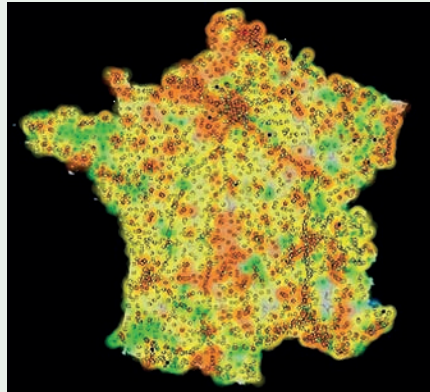
- narzędzia wspomagające pracę służb dyspozytorskich,
- działanie służb operatorskich w zmieniającym się otoczeniu technicznym i rynkowym,
- integracja odnawialnych źródeł energii w systemie elektroenergetycznym,
- problemy związane ze zmniejszającą się inercją systemu,
- odbudowa systemu po awarii,
- innowacje.

Zapewnienie niezawodności działania

Narzędzia wspomagające pracę służb dyspozytorskich

Referat [C2-101] pokazuje strategię przejście z „reaktywnego” na „proaktywne” zarządzanie systemem, realizowaną przez francuskiego operatora RTE. Autorzy w obszerny i dokładny sposób opisują założenia do wprowadzenia zestawu narzędzi obliczeniowych opracowanych w ramach projektów Apogée oraz iTesla. Celem tej modernizacji w odniesieniu do punktów dyspozytorskich jest wdrożenie w systemie Energy Management System (EMS) wydajnego i innowacyjnego środowiska symulacyjnego, pozwalającego na analizę bardziej skomplikowanych scenariuszy. Bardzo duża liczba możliwych przewidywanych stanów systemu elektroenergetycznego dla dnia bieżącego i następnego powoduje, że przetwarzanie tych informacji na potrzeby punktu dyspozytorskiego nie może być wykonywane „ręcznie”, a zwykle przedstawienie stanu systemu (np. „Mapa napięć” – rys. 1) czy też porównanie bieżącego stanu systemu z przewidywanym – nie jest już na obecnym etapie wystarczającą pomocą dla dyspozytorów.

Aby płynnie przejść do bardziej wyrażonego zarządzania predykcyjnego należy opracować sposoby modelowania kontrolowanych i niekontrolowanych zmian w systemie oraz modelowania efektu działań zaradczych, analizy ich skuteczności, „kosztu” wyboru alternatywnych ścieżek

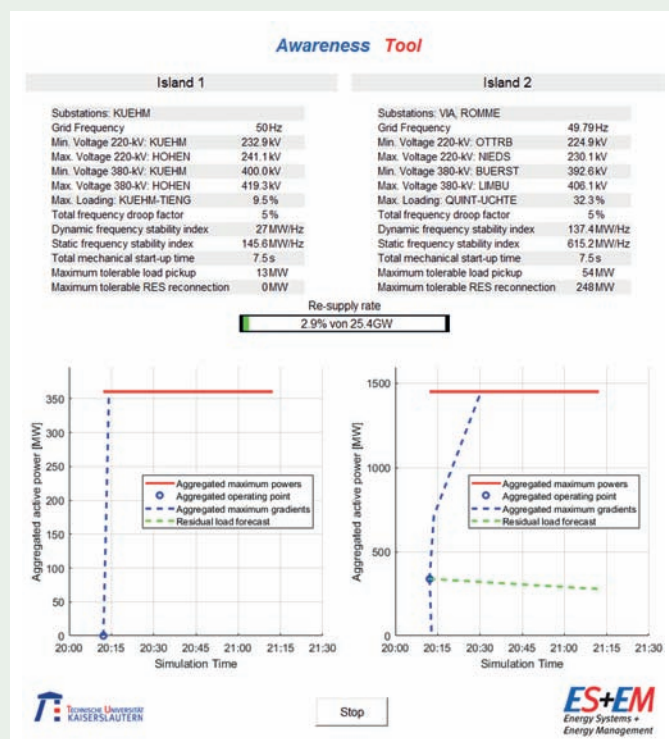


Rys. 1. Przykładowe zobrazowanie napięcia sieci na obszarze Francji w systemie EMS operatora RTE

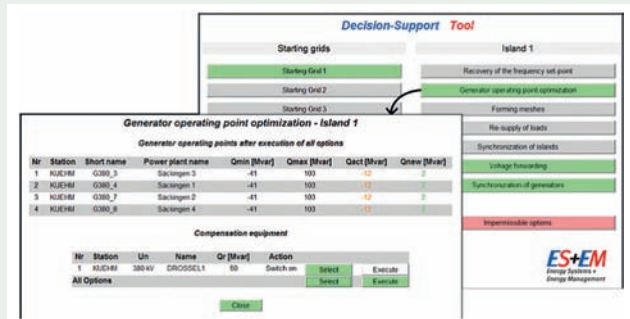
postępowania oraz konieczność koordynacji działań w czasie i pomiędzy punktami dyspozytorskimi. Autorzy przekonują, że podstawą nowego procesu obliczeniowego, który jest już sukcesywnie budowany, będzie analiza statystyczna, uczenie maszynowe, metody optymalizacji matematycznej i zaawansowane narzędzia symulacyjne. Jednocześnie wiedza specjalistyczna i know-how pozostaną niezmiennie potrzebne, ponieważ bezpieczeństwo sieci wymaga zarządzania

ryzykiem również tych zdarzeń, które są na tyle rzadkie, że ich badanie statystyczne jest nieefektywne.

Referat [C2-103] dotyczy narzędzi do wspomagania odbudowy systemu po poważnych awariach w warunkach dużej penetracji źródeł odnawialnych. Klasyczna procedura zakłada ponowne uruchomienie źródeł odnawialnych dopiero po ustabilizowaniu się „bezpiecznego” punktu pracy. Podczas odbudowy systemu zaczynając od etapu małych wysp, niekontrolowane efekty automatycznej resynchronizacji źródeł odnawialnych mogą zagrozić stabilności częstotliwościowej i doprowadzić do kolejnego blackoutu. Niemiecka firma *DUtrain* jest niezależnym dostawcą usług w szkoleniu personelu operacyjnego w zakresie dostaw energii elektrycznej i gazu. Dysponuje własnym symulatorem PSH, który jest dynamicznym symulatorem czasu rzeczywistego, wykorzystywanym w sytuacjach normalnych i awaryjnych. Autorzy opisują nową, prototypową funkcję wdrożoną w symulatorze PSH, wspomagającą dyspozytorów w podejmowaniu decyzji podczas likwidacji stanów awaryjnych. Dostępne są dwa nowe narzędzia: pierwsze



Rys. 2. Przykładowy ekran Awareness Tool



Rys. 3. Interfejs użytkownika narzędzia Decision-Support Tool

zwiększa świadomość sytuacyjną przez określenie bieżących wskaźników bezpieczeństwa (Awareness Tool), drugie automatycznie określa w trybie podpowiedzi, sekwencje kolejnych kroków koniecznych przy odbudowie systemu, zostawiając jednak ostateczną decyzję dyspozytorowi (Decision-Support Tool).

Na rysunku 2 pokazany jest przykładowy ekran narzędzia Awareness Tool prezentujący zbiorcze dane i wskaźniki bezpieczeństwa dla wydzielonych wysp sieci, a na rysunku 3 ekran podpowiedzi Decision-Support Tool.

W referacie opisano wykorzystywane podstawowe algorytmy oraz przedstawiono wyniki badań symulacyjnych, które polegały na przeprowadzaniu w symulatorze PSH odbudowy systemu przez automatycznie generowane podpowiedzi. Nowe narzędzie uzyskało wysoką ocenę wystawioną przez dyspozytorów, którzy mieli okazję zapoznać się z jego działaniem. Podkreślono, że narzędzie podąża za „ludzkim sposobem wnioskowania” i jasno wyjaśnia to wnioskowanie. Jednocześnie autorzy zwracają uwagę, że aby w warunkach rzeczywistych w pełni korzystać z proponowanych narzędzi, współpraca operatorów systemu przesyłowego Transmission System Operator (TSO) i operatorów systemu dystrybucyjnego Distribution System Operator (DSO) musi zostać rozwinięta i zautomatyzowana, ponieważ pomyślna odbudowa systemu zależy od bliskiej interakcji między obiema stronami.

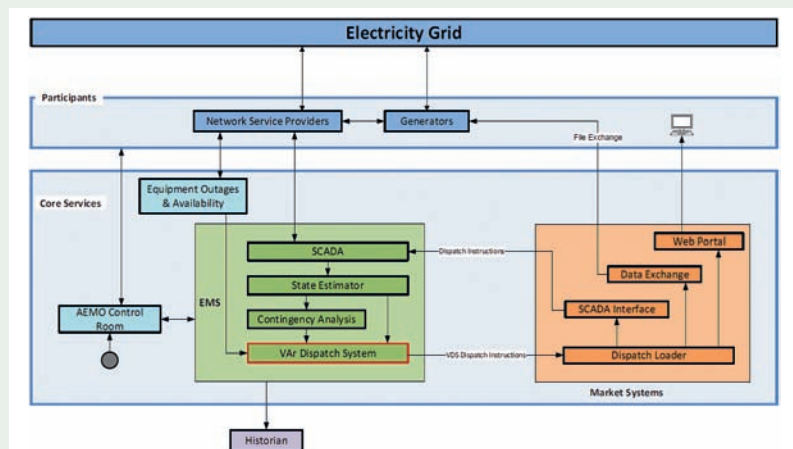
Podczas gdy operator systemu przesyłowego jest odpowiedzialny za bezpieczeństwo systemu, operator systemu dystrybucyjnego musi zapewnić odpowiednią wielkość obciążenia. Obciążenie

to jest w coraz większym stopniu połączone z rozproszoną generacją instalowaną w sieci dystrybucyjnej. Ponieważ tylko DSO ma dostępne szczegółowe dane na temat tego, jak wyglądają proporcje obciążenia i generacji zlokalizowane „za” poszczególnymi wyłącznikami, przy opracowywaniu przyszłej strategii odbudowy systemu należy wziąć pod uwagę, że operator DSO powinien być zobligowany do przekazania operatorowi TSO zestawów dostępnych w danej chwili obciążeń, określając przy tym szacowaną tolerancję wielkości i zależności czasowe. Wymagałoby to, aby operatorzy DSO posiadali dostatecznie precyzyjne informacje z na temat zachowania się obciążenia i rozproszonej generacji przy zimnym restarcie, co zależy od ich rodzaju, czasu trwania braku zasilania, warunków pogodowych itd. Niezbędne są nowe standardowe interfejsy wymiany tych danych pomiędzy punktami dyspozytorskimi TSO i DSO. Zdaniem au-

torów referatu jest to warunek konieczny do wdrożenia zaawansowanych strategii odbudowy z wykorzystaniem wysokiego udziału generacji energii odnawialnej na wszystkich poziomach napięcia.

W referacie [C2-121] przedstawiono nowe narzędzie wdrożone w 2016 roku w systemie EMS wykorzystywanym przez operatora Australian Energy Market Operator (AEMO) narodowej sieci elektroenergetycznej NEM w południowo-wschodniej Australii. Przed wdrożeniem tego systemu utrzymanie prawidłowego napięcia w sieci przesyłowej odbywało się przez werbalną komunikację z operatorami lub właścicielami urządzeń, którzy na żądanie wprowadzali odpowiednie nastawy. Opierało się to całkowicie na bazie doświadczeń dyspozytorów. Automatyczny system VAr Dispatch System (VDS) korzystając z istniejącego systemu zdalnego sterowania i akwizycji danych SCADA oraz danych systemu EMS (rys. 4) ocenia aktualne wymagania i potrzeby generacji mocy biernej i regulacji transformatorowej w czasie rzeczywistym, w stanie podstawowym, stanie n-1 i wybranych stanach n-2, przed i po naruszeniu wyznaczonych granic napięciowych dla sieci od 220 kV do 500 kV.

Do algorytmu systemu automatycznego VDS włączono zebrane doświadczenia eksploatacyjne w postaci zbioru kilkunastu tak zwanych „dobrych praktyk”. Charakterystyczną cechą systemu VDS jest fakt, że nie korzysta on z optymalnego rozptywu



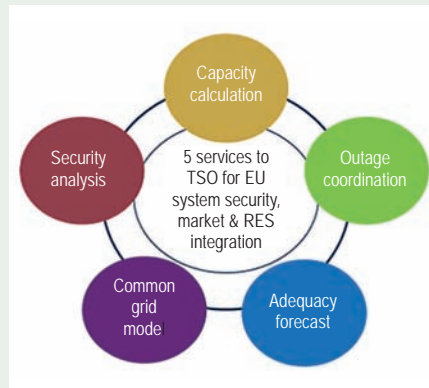
Rys. 4. Uproszczona architektura z umiejscowieniem Var Dispatch System w EMS i źródłami danych

mocy, ale z programowania liniowego. Jest to możliwe dzięki przyporządkowaniu sterowaniom analogowym i dyskretnym oraz naruszeniom limitów napięciowych funkcji kosztu. Odpowiednie kształtowanie przypisanych funkcji kosztu pozwala na precyzyjne dopasowanie działania systemu do wymagań np. w zakresie ograniczenia liczby generowanych sterowań w ciągu doby, blokowania wykorzystania określonych zasobów lub tolerowania niewielkich przekroczeń napięciowych. Dzięki temu osiągnięto zwiększenie dokładności utrzymywania napięcia w pożądanym zakresie nie zwiększając zbytnio wykorzystania urządzeń na stacjach. Jednocześnie dyspozytorzy zostali uwolnieni od konieczności wykonywania powtarzających się, rutynowych czynności związanych z kontrolą napięcia.

Działanie służb operatorskich w zmieniającym się otoczeniu technicznym i rynkowym

W referacie [C2-106] opisano, w jaki sposób operatorzy systemu przesyłowego TSO wdrożyli plany powołania regionalnych koordynatorów bezpieczeństwa Regional Security Coordinator (RSC). W ramach stowarzyszenia skupiającego operatorów *ENTSO-E* podpisano wielostronną umowę, która zobowiązała wszystkich 42 operatorów TSO w Europie do ustanowienia i prowadzenia instytucji koordynatorów bezpieczeństwa RSC z określonym zestawem usług. Pięć obowiązkowych usług RSC, które przedstawiono na rysunku 5, to: analiza bezpieczeństwa, koordynacja planowania włączeń, skoordynowane obliczanie zdolności przesyłowych, prognoza krótko- i średnioterminowej adekwatności systemu oraz dostarczanie wspólnego modelu sieci. Operatorzy TSO są odpowiedzialni za rozwój metod i procesów dla tych usług RSC, podczas gdy sami koordynatorzy RSC są odpowiedzialni za opracowanie i wdrożenie aplikacji informatycznych i przepisów organizacyjnych wspierających te procesy.

Autorzy referatu wyjaśniają sposoby zarządzania RSC oraz związane z tą działalnością ramy prawne. Opierając się na praktycznych wydarzeniach z ostatnich lat związa-



Rys. 5. Pięć podstawowych obowiązków regionalnych koordynatorów bezpieczeństwa RSC

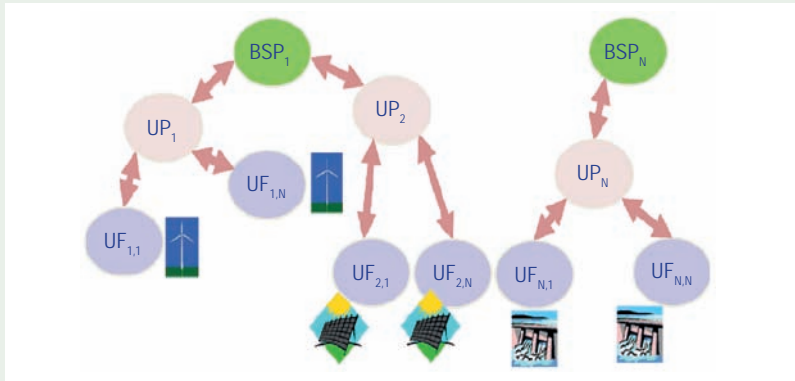
nych z bezpieczeństwem, brakiem adekwatności lub niedostatkiem zasobów systemu elektroenergetycznego w kilku regionach przedstawiono, jaką wartość dodać wprowadzają koordynatorzy RSC dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w Europie, gdzie międzyregionalna współpraca i interoperacyjność mają kluczowe znaczenie.

Jedną z tych omawianych krytycznych sytuacji był kryzys z sierpnia i września 2015 dotyczący m.in. polskiego systemu przesyłowego, polegający na dużych nieplanowanymi przepływach transgranicznych zagrażających regionowi ze względu na możliwe efekty kaskadowe. Do powstania tej sytuacji przyczynił się okres wysokiej temperatury i suszy, która wywołała ograniczenia produkcji dużych elektrowni w wyniku niewystarczającej ilości wody chłodzącej oraz zmniejszenie produkcji hydroelektrowni. To pociągnęło za sobą znaczące zmiany w wymianie transgranicznej w całej Europie kontynentalnej, a głównym wąskim gardłem okazała się granica między Polską a Niemcami, mimo że akurat na tej granicy nie były planowane żadne transfery energii. W rezultacie zaangażowani w sytuację operatorzy TSO skorzystali z wielostronnej umowy w sprawie działań zaradczych, aby aktywować i finansowo rozliczyć niezbędne środki. W procesie tym wsparcia udzielił jeden z regionalnych koordynatorów RSC, tj. TSCNET.

Druga opisywana sytuacja dotyczyła mroźnego stycznia 2017, kiedy kilka krajów w Europie napotkało problemy wywołane nieadekwatnością systemu w związku z eks-

tremalnymi warunkami pogodowymi (niskie temperatury, burze śnieżne i lawiny). Wdrożono nierynkowe środki zaradcze w Bułgarii, Grecji, Rumunii, Francji i we Włoszech. Było to wynikiem sytuacji, w której elastyczność systemu została znacznie zmniejszona. W wykonywanych analizach sieciowych i bieżących operacjach TSO usprawniono koordynację międzyoperatorską korzystając z usług dwóch regionalnych koordynatorów RSC, tj. Coreso i TSCNET. Wdrożone działania operacyjne i rynkowe zostały podjęte przed wystąpieniem jakichkolwiek problemów z wymianą transgraniczną.

W referacie [C2-113], na przykładzie systemu energetycznego Hiszpanii, poruszona jest kwestia zarządzania przeciążeniami w sieci, która choć nie jest nowa, nabiera nowego znaczenia i wymaga dalszego rozwoju w przypadku rozwoju energetyki odnawialnej, a w szczególności przy podłączeniu źródeł odnawialnych do sieci dystrybucyjnych. Zagadnienie zarządzania przeciążeniami w odniesieniu do sieci transmisyjnej od 2007 roku pozostaje w Hiszpanii w gestii Centrum Kontroli Odnawialnych Źródeł Energii – CECRE (Control Centre for Renewables). Można zwrócić uwagę na różne podejścia w poszczególnych krajach do zarządzania zasobami energetyki odnawialnej. W przypadku Hiszpanii podejście to charakteryzowało się od początku dążeniem do zapewnienia pełnej obserwowalności i sterowalności, co doprowadziło do powstania CECRE. Dzięki CECRE możliwe jest monitorowanie wszystkich źródeł o mocy od 1 MW, co w praktyce daje możliwość monitorowania produkcji prawie 99% elektrowni wiatrowych, 70% elektrowni fotowoltaicznych i 100% elektrowni termicznych ogrzewanych skoncentrowanym promieniowaniem słonecznym Concentrated Solar Power (CSP). Nawiasem mówiąc sama technologia CSP jest specyficzna dla Hiszpanii, która z mocą szczytową 2300 MW posiada więcej niż połowę tych zasobów na świecie. Centrum CECRE, oprócz monitorowania źródeł, jest w stanie również wprowadzić ograniczenia w produkcji dla wszystkich źródeł pojedynczych lub klastrów o mocy od 5 MW w punkcie przyłączenia do sieci, niezależnie przesyłowej czy dystrybucyjnej, a ograniczenia te muszą być zrealizowane w ciągu 15 minut.



Rys. 6. Przykład organizacji jednostek programowania i fizycznych w celu świadczenia usług bilansowania

W 2014 roku zmieniono w Hiszpanii regulacje dotyczące energetyki odnawialnej, których celem było jak to tylko możliwe, zlikwidowanie różnic w podejściu do energetyki odnawialnej i konwencjonalnej. Najistotniejsze zmiany dotyczyły możliwości udziału w rynku bilansującym i wprowadzenie rynkowych metod likwidowania przeciążeń w sieci. Udział wszystkich generatorów i hydrozespołów elektrowni szczytowo-pompowych w usługach bilansowania jest zorganizowany poprzez tak zwane jednostki programujące (UP), które mogą składać się z dużego konwencjonalnego generatora lub hydrozespołu (> 100 MW) lub grupy kilku mniejszych generatorów tego samego typu (hydro, wiatr, energia słoneczna itp.), tworzących jednostkę fizyczną (UF). Jednostka programująca UP może zawierać jednostki fizyczne UF połączone w różnych węzłach i obszarach sieci, a także jednostki podłączone do sieci przesyłowej lub sieci dystrybucyjnej niebezpośrednio. Źródło odnawialne należy do jednej tylko jednostki programującej UP dla wszystkich usług bilansowania. Każdy dostawca usług Balance Service Provider (BSP) używa jednego lub kilku jednostek UP, aby uczestniczyć w usługach bilansujących. Organizację tej struktury pokazuje rysunek 6. Dostawcy BSP składają oferty bilansujące dla swoich jednostek UP na rynkach, na których zostały wstępnie zakwalifikowane i są dopuszczone do udziału, a operator systemu przesyłowego działa jako pojedynczy nabywca na tych rynkach, aktywując złożone oferty w razie potrzeby.

W referacie, łącznie z załączoną bibliografią, opisano, w jaki sposób w czasie rzeczywistym jest realizowana w CECRE interakcja między rynkami bilansującymi a zarządzaniem ograniczeniami, niezależnie od miejsc powstawania przeciążeń, zarówno w sieci przesyłowej, jak i w sieci dystrybucyjnej. W referacie dość szczegółowo opisano rynek usług bilansujących, sposób udziału źródeł odnawialnych, w tym rynku oraz zarządzanie przeciążeniami poprzez mechanizmy rynkowe. Z pewnością zainteresuje to osoby zajmujące się tymi zagadnieniami.

Integracja odnawialnych źródeł energii w systemie elektroenergetycznym

Duża penetracja generacji wiatrowej i fotowoltaicznej stanowi wyzwanie dla operatorów systemów, szczególnie mniejszych i izolowanych. Oczekuje się, że za-

stosowanie bateryjnych magazynów energii Battery Energy Storage System (BESS) stanie się jednym ze środków przeciwdziałających problemom z regulacją częstotliwości w warunkach niezbilansowania mocy, czy brakiem rezerw w kierunku zmniejszenia generacji konwencjonalnej w okresach wysokiej generacji źródeł odnawialnych. Jednak skuteczność i praktyczność wykorzystania systemów BESS w warunkach komercyjnych nie została do niedawna jeszcze zweryfikowana. W Japonii w okresie od 2015 do 2016 r. w czterech lokalizacjach powstały oparte na trzech różnych rodzajach technologii wielkoskalowe systemy BESS. Referat [C2-112] przedstawia raport i ocenę możliwości świadczenie usług systemowych w zakresie regulacji częstotliwości, bilansowania mocy, likwidacji ograniczeń generacji odnawialnej itd., przy użyciu wielkoskalowych systemów akumulatorowych. Tabela 1 pokazuje podstawowe parametry mocy i pojemności badanych magazynów energii oraz które z trzech funkcji, czyli regulacja częstotliwości, bilansowanie mocy i regulacja napięcia, były zaimplementowane w danej lokalizacji i podlegały weryfikacji.

Szczególną uwagę można zwrócić na opis pierwszego w tabeli systemu BESS z bateriami przepływowymi z ogniwami wanadowymi Vanadium Redox Flow Battery (VRFB). W bateriach VRFB energia jest magazynowana w elektrolicie zawierającym jony wanadu o różnych stopniach utlenienia, rozdzielone przepuszczalną membraną. Baterie przepływowe obecnie znacząco staniały i stają się konkurencyjne dla najpopularniejszych baterii

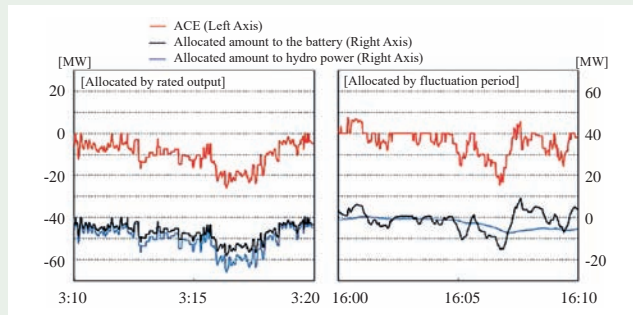
Tabela 1

Charakterystyka czterech wielkoskalowych magazynów energii podlegających ocenie w referacie [C2-112]

Battery system		Location (Company)	Verification category		
Type	Output/Capacity		Frequency	Surplus power	Voltage
Vanadium Redox Flow	15 MW / 60 MWh	Minami-Hayakita (Hokkaido)	✓	✓	
Lithium Ion	40 MW / 20 MWh	Nishi-Sendai (Tohoku)	✓		
Lithium Ion	40 MW / 40 MWh	Minami-Soma (Tohoku)		✓	✓
Sodium-Sulfur (NaS)	50 MW / 300 MWh	Buzen (Kyushu)		✓	✓

litowo-jonowych, a posiadają bardzo korzystne cechy. Przede wszystkim ogromną trwałość określaną na np. 40 lat, przy czym przez pierwsze 20 lat eksploatacji praktycznie nie wykazują śladów zużycia, a ponadto można je naprawiać w trakcie eksploatacji, nie ulegają samozapłonowi i są niepalne. Pojemność baterii przepływowej zależy od pojemności zbiorników z elektrolitem, zatem podstawowe parametry, czyli moc (MW) i pojemność (MWh) można niezależnie, elastycznie dobierać do planowanej funkcji w systemie energetycznym. Z kolei na pozycji 4 w tabeli mamy baterie sodowo-siarkowe NaS. Ogniwo NaS zawiera płynne, w temperaturze 300-350°C, warstwy stopionego sodu i siarki. Ogniwo NaS charakteryzuje się dużą sprawnością, trwałością i niskim kosztem użytych materiałów oraz największą gęstością magazynowanej energii, stąd duży stosunek pojemności do mocy, tutaj: 300 MWh/50 MW. Wyzwaniem technologicznym jest natomiast wysoka temperatura pracy i niezwykle korozyjne siarczki sodu powstające w ogniwie. Baterie NaS są bardziej ekonomiczne przy dużych pojemnościach.

W referacie autorzy omawiają różnice w szczegółach implementacji np. funkcji pierwotnej regulacji częstotliwości (pomiar częstotliwości lokalny) czy wtórnej (centralny pomiar odchyłki częstotliwości, jako Area Control Error (ACE)) oraz funkcji bilansowania mocy. Zwracają uwagę na kluczową sprawę ograniczenia liczby cykli pracy baterii, przynajmniej dla technologii litowo-jonowej, oraz konieczność ograniczenia zmian stopnia naładowania baterii State of Charge (SOC) tak, aby w trakcie pracy nie doprowadzić do całkowitego naładowania/rozładowania ogniw, skutkującego wyłączeniem. Stąd w funkcji bilansowania stosuje się np. predykcję generacji wiatrowej i fotowoltaicznej, aby dzięki odpowiedniej alokacji mocy systemu BESS w czasie nie doprowadzić do takiej sytuacji. Na rysunku 7 natomiast pokazany jest sposób wykorzystania systemu BESS pracującego w regulacji wtórnej częstotliwości (sygnał ACE) w zespole z elektrownią szczytowo-pompową. Aby zapewnić systemowi BESS optymalne warunki pracy realizuje on tylko składniki sygnału ACE o wyższej



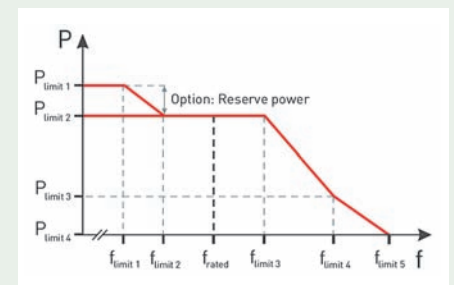
Rys. 7. Przykład realizacji wtórnej regulacji częstotliwości przez zespół BESS/elektrownia szczytowo-pompowa

częstotliwości, podczas gdy składniki sygnału ACE z pasma niskich częstotliwości są realizowane przez elektrownię. W ten sposób system BESS pracuje w zakresie średnich wartości stanu naładowania SOC pozostając cały czas operatywny.

Na rysunku 7 po lewej stronie pokazano przebieg mocy elektrowni i systemu BESS przy alokacji mocy proporcjonalnej do mocy znamionowej. Zwraca uwagę, że przy takim trybie pracy system BESS przez dłuższy czas może pracować w tym samym trybie pracy, co prowadzi do głębszej zmiany stanu naładowania SOC. Na rysunku 7 po prawej stronie pokazany jest przypadek alokacji mocy z rozdzieleniem pasma częstotliwości i w tym przypadku system BESS jest naprzemiennie w stanie ładowania/spoczynku/rozładowania, co ogranicza zmiany SOC. Zakładamy oczywiście, że pojemność elektrowni w MWh jest dużo większa od pojemności magazynu energii BESS. W dalszej części referatu znajdziemy opis realizacji funkcji regulacji napięcia z klasycznym wykorzystaniem inwertera systemu BESS, jako sterowalnego źródła mocy biernej oraz opis wykorzystania systemu BESS z ogniwami NaS o dużej pojemności (6 godzin pracy z mocą znamionową) w sposób analogiczny do elektrowni szczytowo-pompowej.

Przy wzrastającym udziale źródeł odnawialnych w miksie energetycznym ten rodzaj generacji będzie musiał zagwarantować bezpieczeństwo dostaw, które generacja synchroniczna zapewniała w przeszłości. W referacie [C2-115] autorzy zamieścili omówienie i sprawozdanie z prób dotyczących możliwości świadczenia usług systemowych w zakresie regulacji częstotliwości i napięcia przez farmy wiatrowe

i instalacje fotowoltaiczne. Próby te były wykonywane w celu zorientowania się w technicznych aspektach wprowadzenia takich usług w Portugalii. Większość prób miała postać testów Factory Acceptance Test (FAT) u producentów urządzeń, natomiast próby regulacji napięcia przez farmę wiatrową odbyły się w warunkach rzeczywistych. I tak przykładowo, na farmie testowej firmy ENERCON badano funkcję regulacji mocy czynnej zależnej od częstotliwości sieci, według krzywej jak na rysunku 8. Reakcja farmy według krzywej z rysunku 8 dotyczy zarówno sytuacji wzrostu częstotliwości, jak i jej obniżenia.



Rys. 8. Typowy przebieg krzywej zależności mocy czynnej farmy wiatrowej od częstotliwości sieci P(f)

Zwraca uwagę, że dla znamionowej częstotliwości farma wiatrowa pracuje nieoptymalnie z punktu widzenia właściciela, z zaniżoną np. o 5%, mocą w stosunku do mocy osiągalnej w danych warunkach wiatrowych. Wprowadzenie takiego rozwiązania wiąże się więc albo z przymusem przez wprowadzenie odpowiednich przepisów, albo z wynagrodzeniem dla właściciela farmy rekompensującym straty w produkcji. Drugą z testowanych opcji regulacji czę-

stotliwości była tak zwana „emulowana” lub „sztuczna inercja”. „Sztuczna inercja” ma zastosowanie w przypadku obniżenia częstotliwości sieci i nie wymaga w stanie ustalonym zniżenia mocy farmy poniżej wartości mocy osiągalnej. Rozwiązanie to polega na wykorzystaniu energii kinetycznej rozpedzonych łopat wiatraka. Po aktywacji funkcji regulacji częstotliwości Fast Frequency Response (FFR) następuje przesterowanie kąta natarcia łopat, a wiatrak przechodzi z optymalnego punktu pracy do nowego punktu pracy, przy obniżonej prędkości obrotowej. Chwilowo wirnik posiada więc nadwyżkę energii kinetycznej, która zostaje wyhamowana przez inwerter i jako dodatkowa porcja energii zostaje wstrzyknięta do sieci. To wstrzyknięcie może trwać od kilku do ok. 10 s i jego celem jest danie czasu na uruchomienie innych zasobów pierwotnej regulacji częstotliwości. Przeprowadzone testy wykorzystywały dwa sposoby realizacji „sztucznej inercji” w urządzeniach *ENERCON*: pierwszy ze stałą i drugi ze zmienną wartością zadanej mocy farmy. Pokazane jest to na rysunku 9. Wykres górny pokazuje przebieg testowy częstotliwości sieci, a dolny dwie możliwe odpowiedzi farmy w postaci przebiegu mocy czynnej.

Wykonane testy regulacji częstotliwości dla instalacji fotowoltaicznych dotyczyły tylko sytuacji ograniczenia mocy produkcji przy wzroście częstotliwości, ponieważ spotykane wykonania nie mają funkcjonalności dla sytuacji przeciwnej. Autorzy wnioskujeją stąd, że optymalnym rozwiązaniem dla dużych farm fotowoltaicznych będzie zastosowanie sprzężonych magazy-

nów energii z zaimplementowaną funkcją FFR. Takie magazyny są często instalowane przede wszystkim w celu ograniczenia zmian napięcia wywołanych szybkozmienną generacją fotowoltaiczną.

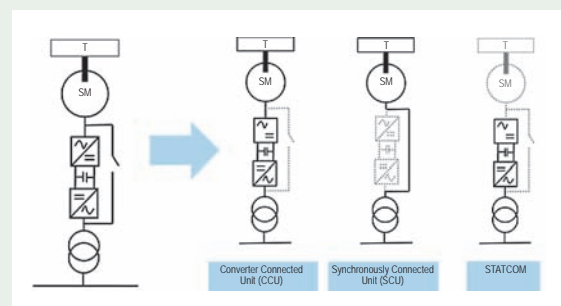
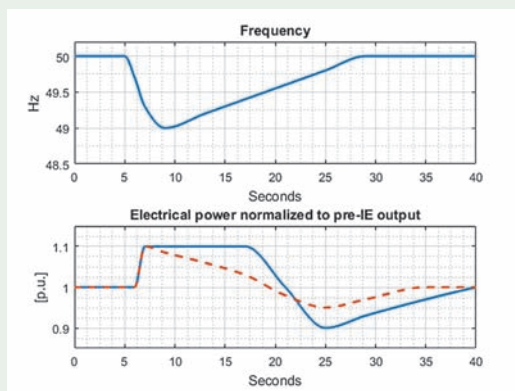
Kolejny referat [C2-102] dotyczy wyjątkowego przypadku małego, izolowanego systemu elektroenergetycznego Wysp Kanaryjskich. Jeśli chodzi o produkcję energii, udział OZE w miksie generacji Gran Canaria i Teneryfy wynosił w 2017 roku niespełna 9%, przy szczytowym zapotrzebowaniu rzędu 550 MW. Ze względu na to, że wytwarzanie energii w dużej mierze zależy od importowanego paliwa – ropy, koszty wytwarzania energii są wysokie w stosunku do średnich kosztów produkcji w Hiszpanii na kontynencie. Biorąc pod uwagę wysoki potencjał podstawowych zasobów energii słonecznej i wiatrowej na wyspach oraz potrzebę zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych i zanieczyszczeń, władze krajowe i lokalne postanowiły znacząco wesprzeć rozwój źródeł odnawialnych. W tym celu na wyspie Gran Canaria budowana jest elektrownia szczytowo-pompowa o mocy 200 MW i pojemności 3625 MWh, która jest przewidziana jako zasadnicze narzędzie Operatora pozwalające na bezpieczne zwiększenie udziału OZE do 35%. Autorzy opisują specyficzne cechy techniczne projektu dopasowane do konkretnego zastosowania, innowacyjne rozwiązania i planowane specjalne tryby pracy.

Przykładowo po lewej stronie rysunku 10 pokazano układ połączeń modułu jednostki wytwórczej składającej się z odwracalnej turbiny Francisca, maszyny synchronicznej i pełnej mocy inwertera z układem

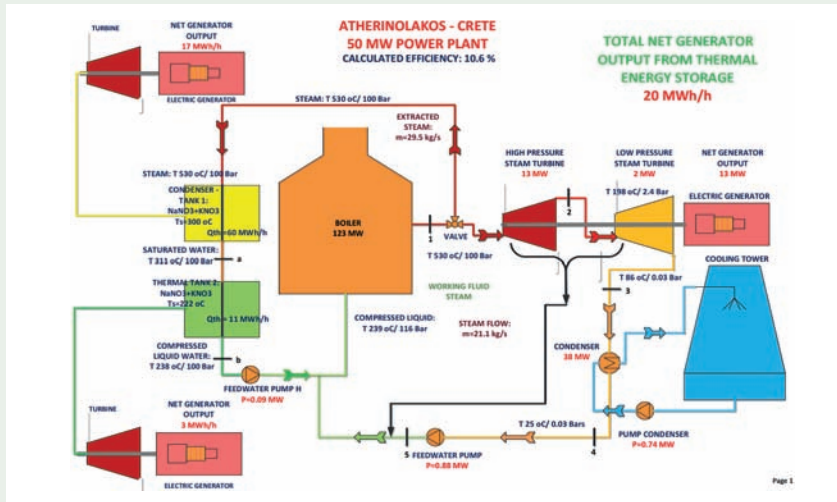
obejściowym oraz transformatora. Po prawej stronie rysunku pokazano trzy możliwe tryby pracy takiej jednostki wytwórczej. Przy pracy przez układ obejściowy, to znaczy bez inwertera (Synchronously Connected Unit), mamy typowy układ pracy elektrowni wodnej z generatorem synchronicznym z możliwością regulacji mocy czynnej w trybie generacji i stałą mocą w trybie pompowania. Przy pracy przez układ konwertera (Converter Connected Unit) maszyna synchroniczna może pracować ze zmienną prędkością, co pozwala na regulację mocy czynnej w szerokim zakresie w trybie generacji, jak i pompowania oraz na tak zwany miękki start i stop jednostek, który w małym systemie elektroenergetycznym w istotny sposób zmniejsza wpływ manewrów maszyn elektrowni na zmiany częstotliwości sieci. Kosztem uzyskania elastyczności przy pracy przez układ konwertera jest zwiększenie strat i konieczność zaimplementowania np. odpowiedzi inercyjnej w układzie sterowania. Dodatkowo, jeżeli maszyna jest odłączona, moduł jednostki nadal może pracować, jako STATCOM, wspierając sieć mocą bierną i innymi zaimplementowanymi funkcjami.

Problematyki małych izolowanych systemów wyspowych w sensie dosłownym, bo chodzi o system greckiej Krety, dotyczy również publikacja [C2-111]. Rozważona w niej została możliwość zwiększenia elastyczności wykorzystania opalanej olejem elektrowni z cyklem Rankine’a o mocy 50 MW przez magazynowanie energii cieplnej pozyskiwanej drogą podbierania pary przed turbiną wysokiego ciśnienia w okresie niskiego zapotrzebowania na

Rys. 9. Testy „sztucznej inercji” dla farmy wiatrowej *ENERCON*
górny wykres – przebieg zakłócenia częstotliwości sieci;
dolny wykres – moc farmy w opcji ze stałą i malejącą nadwyżką



Rys. 10. Po lewej – schemat jednostki wytwórczej, po prawej – możliwe trzy tryby pracy jednostki wytwórczej



Rys. 11. Wykorzystanie dwóch zbiorników ciepłych na bazie PCM (żółty i zielony prostokąt) z parą wydobytą przed turbiną wysokiego ciśnienia – sposób na zwiększenie mocy maksymalnej i elastyczności pracy

moc elektryczną. W tym czasie zapobiegłoby to konieczności wyłączenia bloku ze względu na potencjalną pracę poniżej minimum technicznego, które wynosi normalnie 27 MW, a przy podbieraniu pary zostałoby obniżone do 13 MW. Pozyskiwana energia cieplna byłaby magazynowana w zbiornikach Thermal Energy Storage (TES) z materiałem zmienno-fazowym Phase Change Materials (PCM). Materiały zmienno-fazowe PCM w warunkach pracy ulegają przemianom fazowej, np. topnieniu-zestąpieniu, co powoduje, że dużej pojemności cieplnej towarzyszy utrzymywanie się stałej temperatury – rzecz istotna z punktu widzenia zastosowań. Zmagazynowana energia cieplna byłaby następnie wykorzystywana w okresie szczytowego zapotrzebowania do produkcji energii elektrycznej, ale nie w jednostce głównej – i to jest istotne w tej propozycji – tylko w dodatkowych jednostkach o łącznej mocy 20 MW, np. z niskotemperaturowym, organicznym cyklem Rankine’a. Schemat takiej docelowej instalacji pokazuje rysunek 11, gdzie żółty i zielony prostokąty reprezentują magazyny TES. Moce cieplne i elektryczne na rysunku 11 odpowiadają wartościom chwilowym, nie znamionowym.

Tak, więc dzięki zastosowaniu magazynów energii TES sumaryczna szczytowa moc elektryczna wzrosłaby o 40%, z 50 do

70 MW, przy obniżeniu mocy minimalnej z 27 do 13 MW – i jest to istotne zwiększenie elastyczności elektrowni. W kontekście przyszłego rozwoju systemu energetycznego Kreta z planowanym połączeniem kablowym z kontynentem i rosnącym udziałem energetyki wiatrowej i fotowoltaicznej, proponowana integracja ciepłych magazynów energii w systemie elektroenergetycznym Kreta może przynieść, poza zwiększeniem mocy szczytowej, różne potencjalne korzyści w obszarach:

- unikania ograniczania odnawialnych źródeł energii OZE przez przechowywanie ich nadwyżki wytwarzania (dzięki obniżeniu minimum technicznego mocy),
- arbitrażu energetycznego, czyli wykorzystywania różnic cen energii przy obciążeniu podstawowym i w godzinach szczytu (przy wysokim koszcie wytwarzania energii z oleju opałowego),
- utrzymywania koniecznej rezerwy wirującej w okresie niskiego zapotrzebowania.

Można się zastanawiać, czy przedstawione wyżej rozwiązania techniczne dla systemów zasilania wysp mają znaczenie w kontekście np. energetyki krajowej. Rozwiązania te ilustrują istniejące obecnie trendy, które dla małych systemów są wyraźnie zaznaczone. Wydaje się, że rozwój energetyki odnawialnej przekroczył już punkt kry-

tyczny i w momencie, gdy koszt inwestycji w 1 MW mocy tradycyjnych źródeł konwencjonalnych jest prawie równy kosztowi inwestycji w 1 MW mocy energii odnawialnej, to przy prawie zerowych kosztach wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych przyszłość jest przesądzona.

Energia elektryczna w przyszłości będzie w dużych ilościach wytwarzana lokalnie, wykorzystując lokalne zasoby odnawialne, z udziałem nie wielkich inwestorów, ale tysiący prosumentów i drobnych producentów, np. przedsiębiorstw dużych i małych, które będą wytwarzały i zużywały energię lokalnie, przede wszystkim dla siebie, wykorzystując fakt, że będzie to wymagało zaangażowania niewielkiego kapitału. To w naturalny sposób doprowadzi do powstania lokalnych obszarów bilansowania, klastrów i spółdzielni energetycznych lub innych form organizacji, które będą dążyły do minimalizacji wykorzystania sieci przesyłowej i do udziału w lokalnym rynku energii z cenami zmieniającymi w bardzo krótkich, minutowych przedziałach czasowych, kształtowanymi na podstawie racjonalnych przesłanek wynikających z dokładnych prognoz produkcji i zapotrzebowania. Wówczas wszelkie środki zapewnienia elastyczności systemu zasilania, które są charakterystyczne dla systemów wyspowych, będą miały zastosowanie.

Problemy związane ze zmniejszającą się inercją systemu

W systemach elektroenergetycznych na całym świecie udział technologii nisko-emisyjnych, odnawialnych w miksie energetycznym znacząco rośnie, co oznacza, że rośnie udział źródeł mocy podłączonych do sieci za pomocą energoelektroniki (elektrownie wiatrowe, fotowoltaiczne, magazyny energii) i maleje udział źródeł mocy z generatorami synchronicznymi (węgiel, gaz ziemny, olej), które poprzez swoje masy wirujące zapewniają konieczną inercję systemu (zgromadzoną energię kinetyczną). W systemie o niskiej bezwładności szybkość zmiany częstotliwości Rate of Change of Frequency (ROCOF) wzrośnie, co oznacza, że sieć będzie bardziej podat-

na, w skrajnym przypadku nieodporna, na wystąpienia poważnych awarii w rezultacie zakłóceń w pracy. Pozostała w systemie inercja generatorów synchronicznych i pierwotna regulacja częstotliwości, jako funkcja regulatora mocy, czyli tradycyjne metody stabilizacji częstotliwości, mogą być niewystarczające.

Referat [C2-107] podejmuje ten temat od strony metod modelowania dynamiki sieci z uwzględnieniem, oprócz inercji i regulacji pierwotnej, dodatkowo szybkiej odpowiedzi częstotliwościowej (Fast Frequency Response – FFR) i częstotliwościowego odciążenia. Szybka odpowiedź FFR jest zaawansowaną funkcją zaimplementowaną w nowoczesnych rozwiązaniach inwerterów magazynów energii oraz źródeł odnawialnych, z rozróżnieniem specyficznych rozwiązań dla energetyki wiatrowej i fotowoltaiki pracującej przy ograniczanej mocy. Jednocześnie jest to funkcja, której charakterystykę można w szerokich granicach dowolnie kształtować w zakresie szybkości działania, wielkości wstrzykiwanej mocy/energii czy czasu trwania. Poprzez to można elastycznie wpływać na wypadkową odpowiedź częstotliwościową systemu po wystąpieniu zakłócenia. Pierwzoplanowym zadaniem FFR jest ograniczenie spadku częstotliwości i wydłużenie czasu na odpowiedź regulatorów mocy czy częstotliwościowe odciążenie. Zastosowana przez autorów metoda szczegółowego modelowania odpowiedzi częstotliwościowej systemu na zakłócenie pozwala na precyzyjne określenie w czasie udziału inercji, regulacji pierwotnej, częstotliwościowego odciążenia i FFR w wielkości wstrzykiwanej lub absorbowanej mocy czynnej, co przykładowo pokazano na rysunku 12 dla

dwóch scenariuszy różniących się wielkością udziału generacji odnawialnej, a zatem i inercją systemu.

Metodę tę zastosowano do modelowania różnych scenariuszy zakłóceń dla dwóch systemów. Pierwszy to wyspa O’ahu na Hawajach. Opierając się na pewnych przesłankach założono, że w systemie tym w skali czasowej rzędu minuty funkcja FFR nie ma ograniczenia ilości energii, którą może wygenerować. Takie założenie sugeruje, że źródła wiatrowe, jak i fotowoltaiczne pracują tam z ograniczeniem mocy, czyli poniżej punktu mocy osiągalnej. Drugi przypadek, to system energetyczny południowej Australii, region, w którym warunki pogodowe doprowadziły w 2016 roku do blackoutu. Szczególną cechą tego regionu Australii jest bardzo duży udział energetyki wiatrowej, przy czym realizowana w tym przypadku funkcja FFR dla źródeł wiatrowych bazuje na tak zwanej „syntetycznej inercji”, która była już wcześniej omawiana. Podobnie, jak w przypadku klasycznej inercji po tym początkowym wstrzyknięciu energii do systemu następuje okres powrotu wiatraka do pierwotnego optymalnego punktu pracy, co wiąże się z pracą przy obniżonej mocy. Z punktu widzenia systemu jest to okres jakby absorpcji energii. W obu przypadkach, O’ahu i Australii, badano wpływ charakterystyki odpowiedzi FFR na wypadkową zmianę częstotliwości w czasie starając się uzyskać optymalne rozwiązanie, np. minimalizujące udział częstotliwościowego odciążenia w likwidacji skutków zakłócenia.

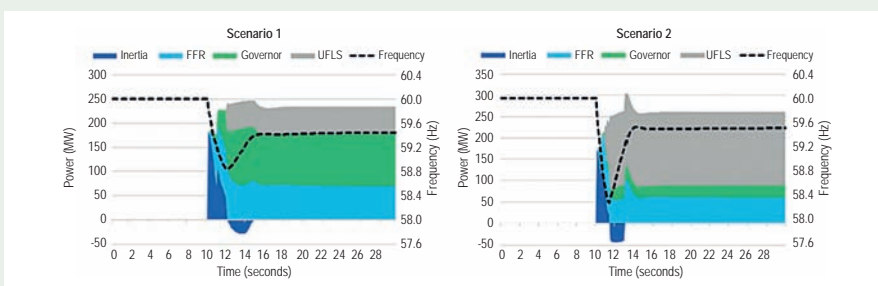
Wnioski z badań autorów wskazują, że tylko dokładne modelowanie czterech czynników, tj. inercji, regulacji pierwotnej, częstotliwościowego odciążenia i odpowie-

dzi FFR pozwala uchwycić ich wzajemne oddziaływanie na siebie, które zachodzi całkowicie autonomicznie, na bazie parametrycznej, bez żadnej komunikacji. Badanie stosunkowo małych systemów, jak O’ahu, pokazuje dziś, co w dużych systemach nastąpi w przyszłości. Problem niskiej inercji czy znacznego ROCOF już obecnie w rozległych, połączonych systemach występuje w skali regionalnej. Autorzy zwracają również uwagę na niezerowy koszt wprowadzenia rozwiązań FFR i konieczność objęcia tych usług systemowych mechanizmami rynkowymi, co już się dzieje w Irlandii, Wielkiej Brytanii, Nowej Zelandii, Australii czy w USA, np. na Hawajach i w Teksasie.

Odbudowa systemu po awarii

W referacie [C2-104] autorzy przedstawili ewolucję procedur odbudowy systemu przygotowywanych przez ONS, jedyne brazylijskiego niezależnego operatora sieciowego, dla brazylijskiego połączonego systemu elektroenergetycznego (BIPS). Opisano praktyki stosowane obecnie i analizowane do wykorzystania w przyszłości. Między innymi dotyczy to zasad wykorzystywania kompensatorów SVC, włączenia źródeł odnawialnych w proces odbudowy systemu oraz wykorzystania nowych technologii, jak PMU, czyli pomiarów fazy synchronicznych. Sieć przesyłowa BIPS charakteryzuje się szczególnymi cechami, takimi jak obecność dużych elektrowni wodnych położonych daleko od głównych centrów obciążenia, bardzo długimi liniami transmisyjnymi, dużymi transferami mocy czynnej, które są wywołane przez sezonową komplementarność źródeł energii, tj. hydroelektrowni i farm wiatrowych ulokowanych w odległych regionach geograficznych. W dalszym ciągu, mimo rozbudowy, w sieci przesyłowej BIPS występują niedostatecznie silne połączenia między regionami, natomiast warunki pogodowe są coraz bardziej niesprzyjające.

Referat [C2-105] dotyczy systemu elektroenergetycznego Włoch i opisuje przygotowanie oraz realizację w postaci testu polowego, strategii odbudowy systemu według schematu „Top-Down Restoration”



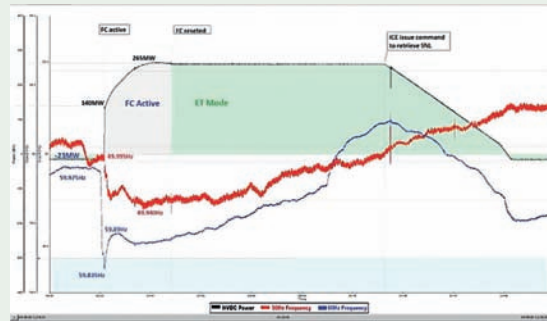
Rys. 12. Wyniki modelowania odpowiedzi częstotliwościowej systemu O’ahu dla dwóch scenariuszy: udziału inercji, FFR, regulacji pierwotnej i częstotliwościowego odciążenia

z wykorzystaniem sieci 380 kV zasilanej z sąsiedniego systemu elektroenergetycznego południowej Francji. Testy takie są zalecane w podręczniku „ENTSO-E Operation Handbook (Policy 5)”, jak również w przyszłym europejskim kodeksie sieciowym „European Network Code on Emergency and Restoration”, który został wprowadzony w grudniu 2017. Prezentowany przez autorów test „Top-Down” ma bardzo wyjątkowe cechy ze względu na bardzo dużą długość wykorzystywanych linii wysokiego napięcia, w tym wypadku linii o długości 1400 km z południa Francji na południe Włoch. Szczególnym wyzwaniem było ograniczenie napięcia wzdłuż nieobciążonej linii oraz uniknięcie zjawisk rezonansowych wywołanych indukcją z równoległymi liniami, które nie biorąc udziału w teście były wykorzystywane w normalnym trybie. Doświadczenia i wnioski z przeprowadzonych testów polowych pokazują, że są one kluczowe, ponieważ same symulacje, a także testy częściowe, nie są wystarczające do identyfikacji wszystkich koniecznych usprawnień.

Innowacje

W referacie [C2-108] przedstawiono opis, analizę i wnioski z kilkuletniej eksploatacji (od końca 2015 roku) unikalnego w skali światowej, według autorów, rozwiązania funkcji regulacji częstotliwości zrealizowanej w inwerterze potrójnego łącza HVDC (back to back 3x600 MW) pomiędzy 50 Hz systemem energetycznym państw Zatoki Arabskiej a 60 Hz systemem Arabii Saudyjskiej. Pierwotnie łącze HVDC było projektowane do dwóch trybów pracy: Economic Transfer (ET), czyli transferu mocy według harmonogramu oraz funkcji regulacji częstotliwości, nazwanej Dynamic Reserve Power Share¹⁾ (DRPS), której zadaniem była szybka reakcja na charakteryzującą się dużą dynamiką (kryterium df/dt) zmianę częstotliwości po którejkolwiek stronie łącza, jako efektu znaczącej utraty generacji, awarii lub utraty obciążenia. Funkcja DRPS umożliwiała pra-

¹⁾ Rozwiązanie jest znane jako Emergency Power Control (EPC).



Rys. 13. Aktywacja funkcji regulacji częstotliwości w wyniku utraty generacji po stronie 60 Hz

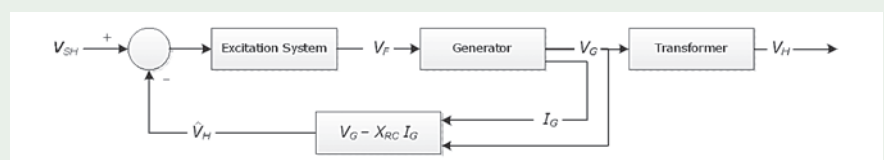
niebieska linia – częstotliwość 60 Hz;
czerwona linia – częstotliwość 50 Hz

cującym asynchronicznie sieciom 50 Hz i 60 Hz na współdzielenie się rezerwą regulacyjną przez likwidację odchyłek kątowych generacji związanych ze stabilnością przejściową i zapewniające udział łącza HVDC w regulacji częstotliwości. W trakcie eksploatacji łącza okazało się jednak pożądanym dodanie funkcji regulacji częstotliwości Frequency Control (FC), która byłaby wyzwalana przez zmiany częstotliwości o niskiej dynamice utrzymujące się przez zadany okres (kryterium $\Delta f, T_D$), których funkcja DRPS nie obejmowała. W referacie przedstawiono założenia do projektu rozszerzenia funkcjonalności inwertera łącza, opis wykonanych analiz wstępnych oraz testy, a następnie, korzystając z rzeczywistych rejestracji, przedstawiono analizę kilku spośród ponad 30 incydentów związanych ze zmianą częstotliwości sieci, które zostały zarejestrowane w ciągu dwuletniego okresu eksploatacji.

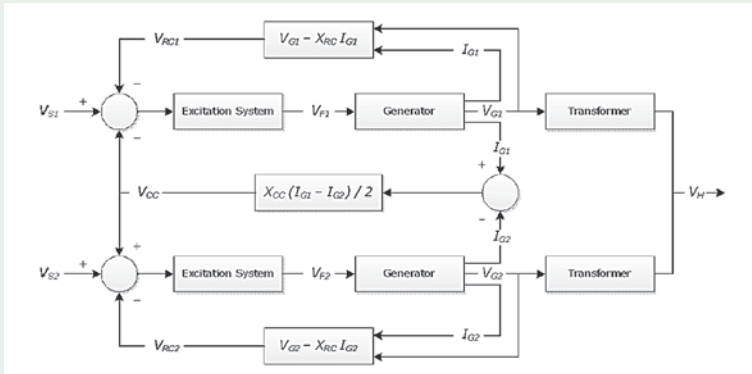
Przykład na rysunku 13 pokazuje przebieg częstotliwości 60 Hz (niebieska linia) po utracie generacji. Po obniżeniu się częstotliwości 60 Hz i aktywacji funkcji FC automatycznie uruchomiono przepływ mocy w kierunku sieci 60 Hz (szary obszar) zaczynając od wartości 140 MW, która następnie wzrosła do ok. 265 MW, powodując podniesienie częstotliwości sieci 60 Hz kosztem obniżenia częstotliwości sieci

50 Hz (czerwona linia). Po dezaktywacji funkcji FC łącze przesyłało w dalszym ciągu taką samą wartość mocy w regularnym trybie ET (zielony obszar na rysunku) aż do momentu ręcznej zmiany wartości zadanej mocy przez dyspozytora.

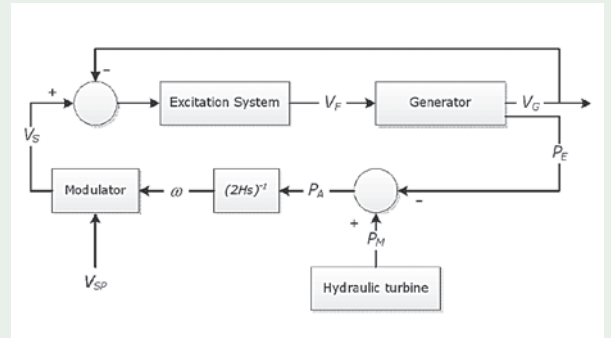
W referacie [C2-118] przedstawiono dwa rozwiązania rozszerzające funkcjonalność regulatorów napięcia hydrogeneratorów wykorzystywanych w systemie *Hydro-Quebec (HQ)*, które poprzez wykorzystanie dostępnego zakresu mocy biernej generatorów w czasie trwania stanów nieustalonych poprawiają stabilność dynamiczną. Problemy ze stabilnością dynamiczną dotyczą dużych zmian napięcia lub dużych różnic kątowych. Granice stabilności dynamicznej są w ten sposób związane z wielkością generacji mocy biernej. Motywacją do podjęcia tematu było stwierdzenie, że w trakcie poważnych awarii sieciowych występują również znaczące wahania napięcia, a w tym czasie regulatory wzbudzenia generatorów monitorują wyłącznie napięcie na zaciskach generatora i praktycznie nie są aktywne. Pierwsze proponowane rozwiązanie ma na celu poprawę parametrów regulacji sieci wysokiego napięcia w stanie ustalonym, poprzez użycie dostępnego zakresu regulacji mocy biernej generatora do regulacji strony wysokiego napięcia transformatora blokowego, jak to pokazuje rysunek 14.



Rys. 14. Schemat regulacji napięcia z kompensacją prądową Reactive Current Compensation RCC



Rys. 15. Schemat regulacji napięcia z Cross Current Compensation CCC



Rys. 16. Zasada działania funkcji Voltage Setpoint Modulation regulatora napięcia generatora

Jest to właściwie klasyczny przykład kompensacji prądowej Reactive Current Compensation (RCC) przesuwający punkt, w którym regulator utrzymuje zadane napięcie z zacisków generatora V_G w stronę wyższego napięcia transformatora blokowego V_H . W przypadku równoległej pracy generatorów na tę samą szynę wysokiego napięcia koniecznym uzupełnieniem schematu RCC jest wprowadzenia kompensacji Cross Current Compensation (CCC), która zapobiega rywalizacji regulatorów między sobą i wyrównuje obciążenie mocą bierną (rys. 15).

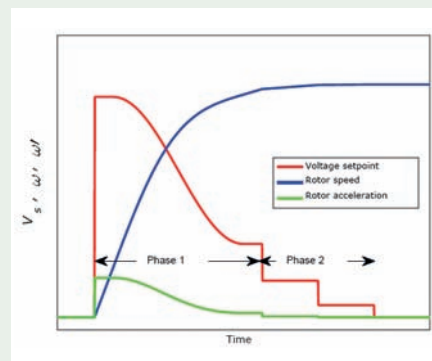
Druga proponowana przez autorów modyfikacja regulatora wzbudzenia to Voltage Setpoint Modulation (VSM), czyli algorytm skoordynowanej zmiany napięcia podczas poważnych awarii sieciowych. Schemat blokowy VSM pokazany jest na rysunku 16 i przypomina nieco schemat stabilizatora systemowego Power System Stabilizer (PSS).

Na rysunku wartość zadana napięcia regulatora wzbudzenia generatora jest modyfikowana przez dwa składniki: pierwszy zależny od prędkości kątowej wirnika ω , drugi od pochodnej prędkości kątowej wirnika $d\omega/dt$. Przyspieszenie wirnika jest miarą mocy przyspieszającej P_A , czyli różnicy pomiędzy mocą elektryczną generatora P_E a mocą mechaniczną turbiny P_M . Proponowane działanie modulacji napięcia zadane jest dwufazowe. W pierwszej fazie reakcji na awarię skutkującą przykładowo, przyspieszeniem obrotów, odbywa się forsowanie napięcia do wartości maksymalnej, np. 1.15 p.u. W miarę jak przyspieszenie wirnika maleje, wartość napię-

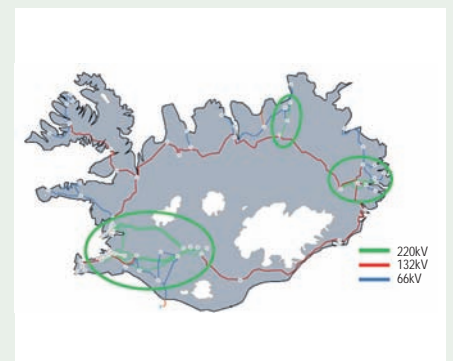
cia zadane jest redukowane o składnik zależny od przyspieszenia, a następnie w drugiej fazie składnik zależny od prędkości obrotowej jest stopniowo, skokowo obniżany, a napięcie zadane wraca do pierwotnej wartości, co łącznie trwa ok. 20 s. Pokazuje to rysunek 17.

Oba rozwiązania, czyli kompensację prądową dla stanu ustalonego i modulację wartości zadanej w czasie zakłóceń można łączyć. Referat zawiera opis wykonanych tysięcy badań symulacyjnych, które potwierdziły dla sieci HQ zwiększenie granic stabilności od 7 do 15% oraz ograniczenie o ponad 50% amplitudy i czasu trwania oscylacji napięcia po wystąpieniu zakłócenia. Opisano również prace nad pilotażowym wdrożeniem proponowanych rozwiązań.

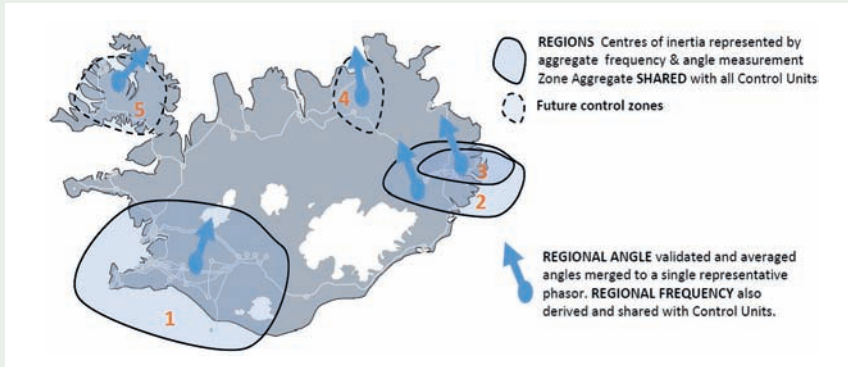
Na rysunku 18 pokazano schemat sieci przesyłowej Islandii w formie charakterystycznego pierścienia z generacją konwencjonalną zgrupowaną w trzech lokalizacjach.



Rys. 17. Dwie fazy modulacji napięcia zadane algorytmu VSM



Rys. 18. Schemat sieci przesyłowej Islandii z zaznaczeniem obszarów zasobów inercji



Rys. 19. Przypisanie regionalnych reprezentacji częstotliwości i kąta fazowego do obszarów sieci

fazowego określanych dla kilku obszarów, jako bardziej reprezentatywnych dla stanu tych obszarów niż indywidualne pomiary w poszczególnych lokalizacjach (rys. 19).

Zagregowane wartości powstają ze scalenia pomiarów z kilku urządzeń Phasor Measurement Unit (PMU) i jako obszarowa częstotliwość i obszarowy kąt fazowy są dostępne dla wszystkich jednostek biorących udział w szybkiej odpowiedzi częstotliwościowej na danym obszarze. Ponadto zagregowane wartości są bardziej odporne na zakłócenia i brak danych z poszczególnych urządzeń PMU. Pozwalają określić jednolity ROCOF dla całej sieci. Dzięki temu jednostki zaangażowane w szybką odpowiedź częstotliwościową mogą dostosować swoje reakcje, wzmocnić je lub osłabić, porównując ROCOF dla całej sieci z wartością dla swojego obszaru. Doświadczenia z małego systemu o niskiej inercji, jak na Islandii, mogą być istotne w systemach większych, połączonych, w których występują obszary o niskiej inercji i ograniczenia transferu mocy na granicach pomiędzy obszarami.

Wykorzystaniu PMU, tym razem w środowisku punktu dyspozytorskiego, poświęcony jest referat [C2-124]. Technologia PMU staje się technologią dojrzałą. Jej właściwości są dobrze znane, a wysoka rozdzielczość pomiaru i możliwość monitorowania kąta fazowego to istotne wartości w aplikacjach dotyczących działania systemu elektroenergetycznego. Jednak główne zastosowania urządzeń PMU nadal pozostają w zakresie analizy off-line wydarzeń historycznych. Tymczasem pomiary oparte na jednostkach PMU dają unikalny wgląd

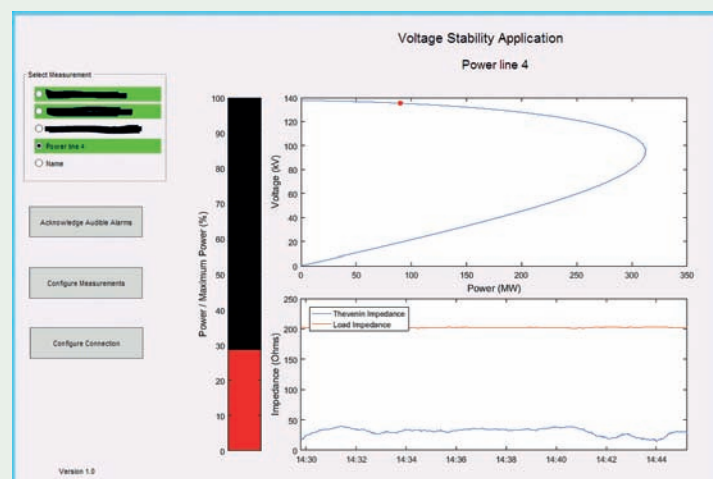
w dynamikę systemu elektroenergetycznego, dając podstawy do np. analizy awarii, korekty nastaw zabezpieczeń i dynamicznego dostrajania modeli. W zastosowaniu do punktu dyspozytorskiego aplikacje PMU mają bardzo ograniczony charakter. To było powodem uruchomienia norweskiego projektu SPANDEX (Synchrophasor/PMU Application Integration and Data Exchange), jeszcze o charakterze naukowo-badawczym, ale ukierunkowanego na wyniki możliwe do zastosowania w praktyce dyspozytorskiej. Celem projektu było uruchomienie aplikacji z ograniczonego zakresu:

- monitorowania oscylacji i tłumienia drgań o niskiej tłumienności,
- monitorowanie on-line marginesów stabilności napięcia,
- identyfikacji i informacji o zdarzeniach sieciowych prowadzących do wydzielenia wysp, w tym resynchronizacja.

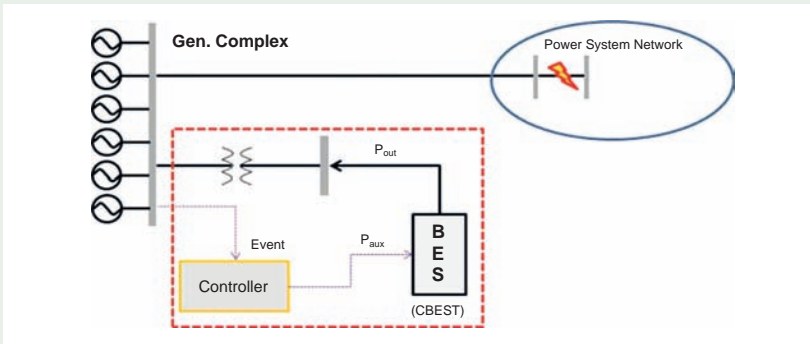
Z powodu chęci zapewnienia interfejsu użytkownika o wysokiej jakości i walorach użytkowych do realizacji platformy sprzętowej wybrano komercyjny produkt *e-terra-Phasorpoint* (General Electric) zainstalowany na bezpiecznym serwerze. Wykorzystano już dostępną infrastrukturę ICT realizującą protokół IEEE C37.118, a istniejącą sieć PMU i Phasor Data Concentrator (PDC) rozbudowano tak, że dostępnych jest ponad 500 pomiarów synchrofazorów. Wbudowane dostępne aplikacje *e-terraPhasorpoint* zostały uzupełnione przez stworzone w ramach projektu. Jedną z takich stworzonych aplikacji jest przeznaczona do monitorowania na bieżąco stabilności napięciowej. Jej działanie opiera się na wyznaczeniu stosunku pomiędzy impedancją obciążenia Z_{LOAD} i impedancją zastępczą modelu Thevenina $Z_{THEVENIN}$ dla systemu, widzianą w punkcie instalacji PMU. Warunkiem stabilności napięciowej jest $Z_{THEVENIN} < Z_{LOAD}$. Na rysunku 20 pokazano interfejs użytkownika tej aplikacji.

Referat zawiera liczne praktyczne wnioski, które uzyskano w wyniku realizacji projektu SPANDEX.

Referat [C2-130] przedstawia wyniki analizy skuteczności i wymagań technicznych dla nowego zastosowania bateryjnych magazynów energii BESS, jako środka poprawiającego stabilność dynamiczną systemu. Motywacją do podjęcia pracy była specyfika systemu elektroenergetycznego Korei Południowej, charakteryzującego się oddaleniem głównych obszarów obciążenia



Rys. 20. Interfejs użytkownika aplikacji do monitorowania stabilności napięciowej



Rys. 21. Koncepcja zastosowania BESS (BES), jako wsparcia automatyki SPS

w rejonach aglomeracji na zachodzie kraju od głównych centrów generacji na wschodnim wybrzeżu. Tradycyjnie zabezpieczeniem w takiej sytuacji jest automatyka przeciwkołtysaniowa Special Protection Scheme (SPS), która wyłącza lub ogranicza generację pozwalając zachować stabilność systemu po likwidacji zakłócenia. Jednak współbieżne zadziałanie kilku układów SPS może spowodować znaczne niezbilansowanie generacji i obciążenia, obniżenie częstotliwości i dalszy rozwój awarii aż do blackoutu. Zastosowanie równoległe z automatyką SPS magazynu energii BESS ma zwiększyć marginesy bezpieczeństwa i zmniejszyć zaprogramowane w algorytmie SPS ograniczenia generacji. Usytuowanie magazynu w systemie pokazuje rysunek 21.

Najprostszy planowany algorytm (rys. 22) realizowany przez magazyn to wstrzyknięcie lub pobranie z szyn elektrowni mocy o wartości stałej w czasie.

Autorzy referatu przeprowadzili badania symulacyjne za pomocą programu PSS/E z modelem magazynu energii CBEST przygotowanym przez EEPRI, w formie bloku kontrolnego Python zintegrowanego ze środowiskiem PSS/E. Wyniki symulacji postużyły do określenia optymalnego miejsca instalacji magazynu energii, optymalnego czasu uruchomienia funkcji, potrzebnej wielkości pobieranej lub generowanej energii oraz czasu trwania impulsu. Rozważany był również negatywny wpływ impedancji transformatora sprzęgającego magazyn z szynami stacji. Ciekawe rezultaty dała analiza wpływu generowania lub absorpcji przez magazyn BESS mocy biernej jednocześnie z mocą

czynną. Im większa była moc bierna, tym mniejsza wartość mocy czynnej przynosiła ten sam pozytywny skutek, jeżeli chodzi o przesunięcie granic stabilności systemu, co pokazano na rysunku 23.

Zgodnie z wynikami symulacji, aby poprawić stabilność dynamiczną przez wykorzystanie magazynu energii:

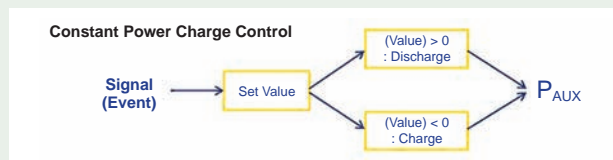
- magazyn BESS musi znajdować się w małej odległości elektrycznej od ge-

neratora, który jest zagrożony utratą synchronizmu w przypadku awarii;

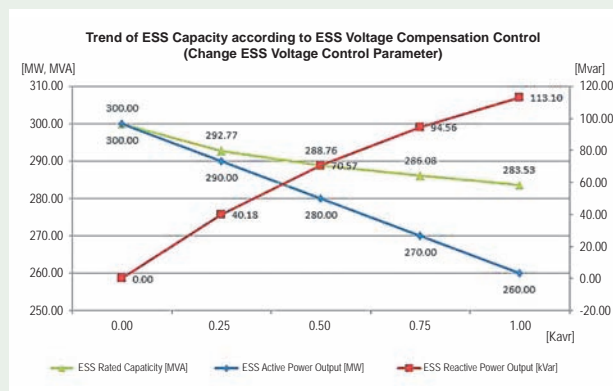
- czas reakcji BESS musi wynosić od 8 do 10 cykli (160..200ms) od zakłócenia;
- korzystny jest efekt jednoczesnej kompensacji mocy biernej;
- pełna moc wyjściowa magazynu powinna zostać osiągnięta w ciągu trzech cykli (stromość rampy);
- czas pracy w trybie ładowania powinien trwać około 1 sekundy.

Po jednej sekundzie działania bardziej efektywne i ekonomiczne jest wykorzystanie BESS w funkcji regulacji częstotliwości.

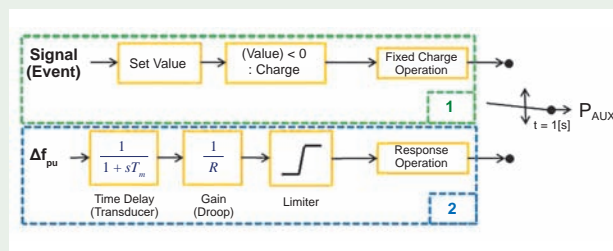
Na rysunku 24 pokazano schemat blokowy proponowanego hybrydowego modelu sterowania BESS, gdzie P_{AUX} jest zadaną mocą magazynu (ładowania), a na rysunku 25 porównano wyniki symulacji dla algorytmu prostego (P) i hybrydowego (P-f). Zwraca uwagę, że w trybie hybrydowym (P-f) magazyn pracuje początkowo w trybie ładowania (przez 1 s), a następnie naprzemiennie, również w trybie generacji mocy.



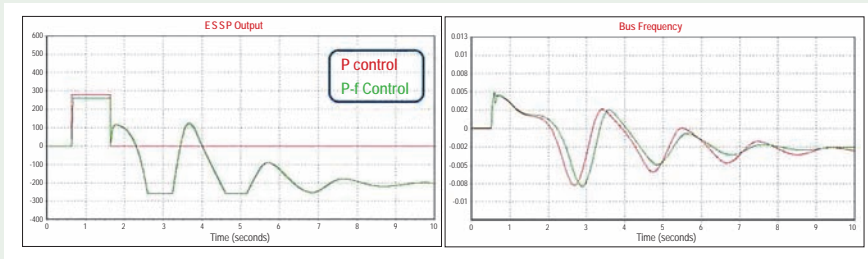
Rys. 22. Najprostszy algorytm sterowania mocą magazynu BESS



Rys. 23. Wpływ kompensacji mocy biernej BESS na moc czynną potrzebną do poprawy stabilności dynamicznej

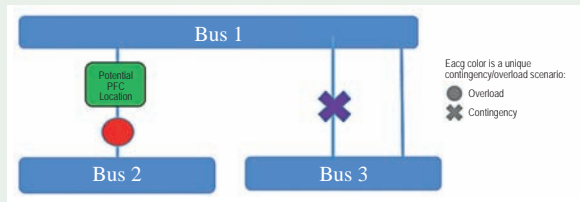


Rys. 24. Hybrydowy model układu sterowania magazynem BESS w czasie awarii sieciowej: przełączenie ścieżki algorytmu po 1 sekundzie od wykrycia zakłócenia



Rys. 25. Porównanie efektu algorytmu prostego (P) i hybrydowego (P-f)

Rys. 26. Przykładowy przypadek, w którym PFC może być użyty do całkowitego wyeliminowania przeciążenia linii w przypadku stanu n-1



Przedstawiony w referacie pomysł wykorzystania magazynu energii do poprawy granic stabilności dynamicznej elektrowni jest ciekawy, jako uzupełnienie podstawowych funkcji takiego magazynu, czyli np. źródła mocy do regulacji częstotliwości. Jeżeli nowa funkcja pozwoli na zmniejszenie ograniczeń generacji, to może poprawić efektywność ekonomiczną inwestycji.

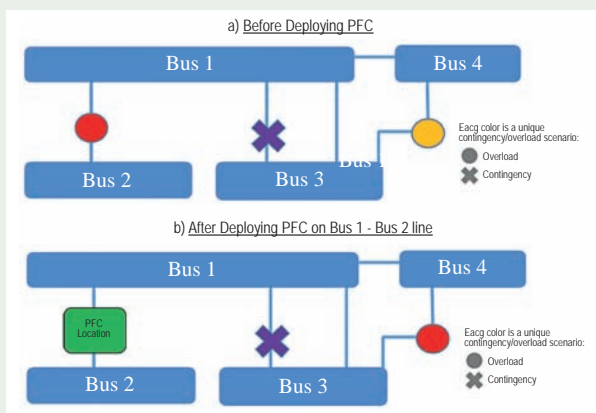
W referacie [C2-135] autorzy przedstawili wyniki wstępnej analizy przeprowadzonej dla sieci EirGrid (Irlandia i Irlandia Północna), której celem było sprawdzenie możliwości zwiększenia przepustowości sieci 110 kV. Standardowym rozwiązaniem likwidującym występowanie przeciążeń w liniach przesyłowych bez obecnie bar-

dzo trudnej do przeprowadzenia rozbudowy sieci, jest modernizacja istniejących linii przez zwiększenie ich obciążalności (wymiana przewodów) lub podniesienie napięcia. Referat dotyczy alternatywnej, dużo tańszej metody polegającej na zastosowaniu w sieci urządzeń Power Flow Control (PFC). PFC jest w stanie uczynić sieć transmisyjną bardziej elastyczną poprzez zmianę (zwiększenie/zmniejszenie) reaktancji linii lub przez zmianę kąta fazowego systemu, co umożliwi kontrolę, jak energia jest kierowana alternatywnymi drogami w ramach istniejącej sieci. Nowe osiągnięcia w tej technologii pozwalają na bezpośrednią instalację urządzeń PFC na istniejących przewodach liniach przesy-

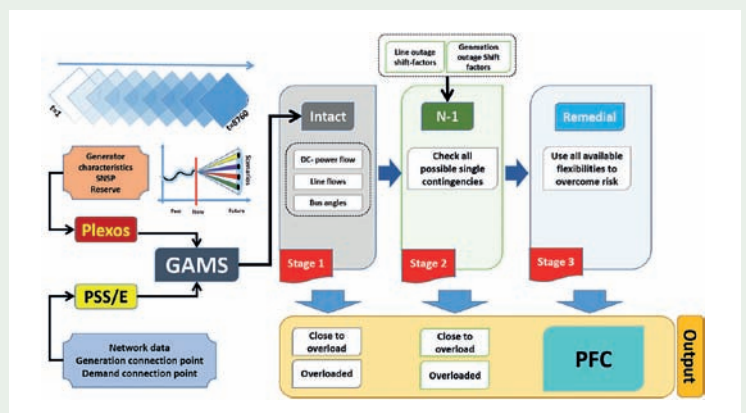
łowych lub słupach i są łatwo skalowalne w górę lub w dół, gdy warunki w sieci ulegną zmianie. Urządzenia te, np. zaciskane na przewodach linii transmisyjnej, umożliwiają operatorom zwiększenie impedancji linii na stałe lub na polecenie przy użyciu elementów sterujących komunikacji bezprzewodowej. Rysunek 26 pokazuje przykładową sytuację, gdy instalacja PFC na przeciążonej linii (czerwone kółko) zlikwiduje to przeciążenie, a moc popłynie alternatywnymi liniami. Dotyczyć to może stanu pełnego sieci lub stanu n-1 (znak „X”).

Oczywiście sytuacje mogą być bardziej skomplikowane, gdy przeciążenie nie zostanie zlikwidowane całkowicie lub „przenieś” się w inne miejsce sieci, na inną linię, jak na rysunku 27b.

W ramach technicznej analizy przeprowadzonej przez autorów referatu rozważane było tylko zwiększenie impedancji linii o jedną wartość – o 40% w stosunku do rzeczywistej impedancji. Podstawą analizy były przygotowane dane godzinowe sieci dla okresu jednego roku (8760 stanów), uwzględniające prognozy generacji i obciążenia dla pełnego stanu sieci. W pierwszym etapie wykonano analizy rozptyłowe i zidentyfikowano, które linie 110 kV i jak długo były przeciążone lub bliskie pełnego obciążenia w stanie pełnym sieci. Aby uniknąć liczenia stanów n-1 dla wszystkich 8760 przypadków określono, jaki wpływ na przepływy w innych liniach ma wyłączenie danej linii lub utrata generacji danego źródła. W ten sposób wybrano analizowane



Rys. 27. Częściowe rozwiązanie problemu przeciążenia przez instalację PFC: przeciążenie innej linii w stanie n-1



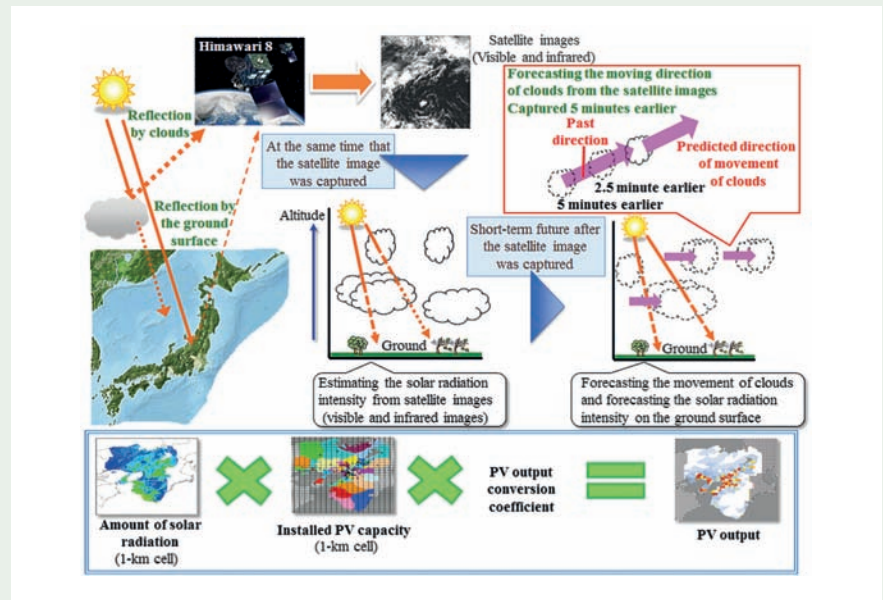
Rys. 28. Metodologia określania lokalizacji rozmieszczenia PFC w projekcie dotyczącym irlandzkiej sieci przesyłowej

wyłączenia linii do analizy stanów n-1 i dla tych stanów ponownie zidentyfikowano linie przeciążone i bliskie przeciążenia. Tak przygotowane dane stanowiły dane wejściowe dla procesu poszukiwania optymalnego położenia urządzeń PFC w sieci. Metodologia obliczeń i stosowane narzędzia pokazane są na rysunku 28.

Zastosowanie technologii BIG DATA w prowadzeniu ruchu systemu elektroenergetycznego

Termin Big Data zawarty w tytule preferowanej tematyki referatów odnosi się do pogłębionej analizy dużych i złożonych zbiorów danych cyfrowych, która pozwala na ujawnienie ukrytych zależności i zdobycie nowej wiedzy. Według popularnej definicji (Gartner, Wikipedia): „*Big Data to zbiory informacji o dużej objętości, dużej zmienności lub dużej różnorodności, które wymagają nowych form przetwarzania w celu wspomaganie podejmowania decyzji, odkrywania nowych zjawisk oraz optymalizacji procesów*”. Tylko niektóre z prezentowanych referatów można uznać za odnoszące się do zakresu Big Data zgodnie z tą definicją; wiele z nich dotyczy po prostu danych o dużej ilości lub transmitowanych z dużą szybkością. Trzy referaty zasługują na wyróżnienie z powodu opisu innowacyjnych rozwiązań i interesującej tematyki.

Do wyróżniających się należy z pewnością referat [C2-210] opisujący system prognozowania generacji fotowoltaicznej PV na terenie Japonii. Po wprowadzeniu w 2013 roku taryf gwarantowanych nastąpił szybki rozwój generacji tego typu w postaci małych instalacji prywatnych oraz średniej skali instalacji komercyjnych, rozłożonych dość jednorodnie na obszarze kraju. Ponieważ udział generacji PV w miksie energetycznym jest obecnie znaczny i rośnie, zmienność związana z wpływem zachmurzenia na generowaną moc osiąga wielkość mocy kilku dużych klasycznych jednostek wytwórczych, co powoduje problemy z utrzymaniem stabilnej częstotliwości sieci i koniecznością zwiększenia rezerw regulacyjnych. Dlatego od 2016



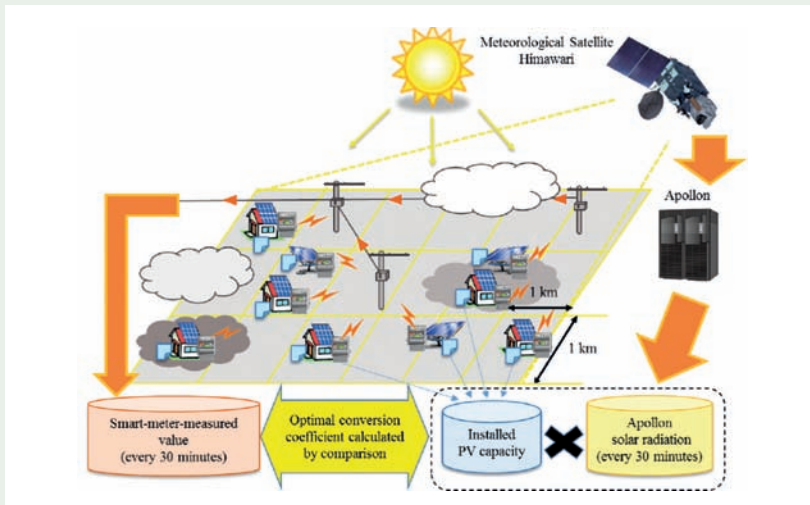
Rys. 29. Budowa i sposób działania systemu Apollon prognozowania generacji PV

roku firma *Kansai Electric Power Co., Inc.* (KANSAI) we współpracy z *Meteorological Engineering Centre, Inc. (MEC)* uruchomiła system „Areal solar POver forecasting system using satelLite imagery estimatiON” (Apollon) służący do prognozowania w perspektywie kilku godzin poziomu generacji źródeł PV. System Apollon jest używany od 2016 roku.

Działanie systemu Apollon polega na estymacji poziomu radiacji słonecznej na obszarze, na którym operuje firma KANSAI. Klasykna metoda postępowania w takich przypadkach zakłada użycie piranometrów. Przy dużym obszarze koszty stworzenia i utrzymania infrastruktury pomiarowej byłyby bardzo wysokie. Dlatego zdecydowano się na nowatorskie rozwiązanie i wykorzystanie obrazów z satelity meteorologicznego Himawari 8 do tworzenia na bieżąco mapy położenia i wielkości pokrywy chmur, co w rezultacie pozwala stworzyć mapę intensywności radiacji słonecznej, a po nałożeniu jej na mapę określającą moc instalacji PV znajdującej się na określonym obszarze wyznaczyć moc generowaną w instalacjach PV na tym obszarze. System Apollon otrzymuje co 2,5 minuty zdjęcia satelitarne wykonywane w świetle widzialnym i podczerwieni, co pozwala utworzyć obraz pokrywy chmur i wyznaczać prognozę po-

łożenia chmur w perspektywie kolejnych 3,5 godziny. Na rysunku 29 pokazana jest schematycznie budowa i elementy systemu Apollon.

Prognozowanie położenia chmur polega na ich ciągłym śledzeniu, zastosowaniu technik rozpoznawaniu kształtu do wyznaczenia wektora przesunięcia tych samych skupisk chmur na kolejnych zdjęciach satelitarnych i wyznaczeniu trajektorii ruchu, jako ekstrapolacji chwilowego przesunięcia i rotacji względem bieżącego położenia (czerwona ramka na rysunku 29). Wyznaczenie mocy generowanej przez instalacje PV odbywa się etapami. W pierwszym etapie z obrazu satelitarnego wyznaczany jest poziom radiacji słonecznej uśredniony dla siatki o rozmiarze 1 x 1 km². Dla tego samego obszaru siatki znana jest wcześniej zainstalowana moc generacji PV oraz współczynnik konwersji, czyli sprawność przetwarzania promieniowania słonecznego na moc elektryczną. W drugim etapie sumaryczna moc generacji PV wyznaczana jest jako suma generacji w poszczególnych polach siatki. Do szacowania błędu wyznaczenia radiacji słonecznej wykorzystuje się porównanie wyników systemu Apollon z pomiarami 50 piranometrów zainstalowanych w wybranych komórkach siatki pomiarowej.



Rys. 30. Zwiększenie dokładności estymacji przez wykorzystanie liczników inteligentnych

Dalsze polepszenie dokładności prognozy generacji systemu Apollon wymagało zwiększenia dokładności wyznaczania współczynników konwersji, które zależą m.in. od kąta nachylenia paneli PV. W tym celu zainstalowano 340 tysięcy liczników inteligentnych mierzących produkcję pojedynczych instalacji PV (rys. 30). Przez porównanie estymowanej wielkości wyprodukowanej energii w systemie Apollon z energią zmierzoną przez liczniki w tym samym czasie dla tego samego obszaru wyznaczone są skorygowane współczynniki konwersji, które minimalizują błąd estymacji.

System Apollon na bieżąco dokonuje autokalibracji na podstawie pomiarów z tysięcy liczników, uwzględniając moc znamionową i położenie geograficzne instalacji PV. Dzięki temu praktyczny błąd oszacowania generacji solarnej jest poniżej 3% mocy zainstalowanej dla chwili bieżącej i rzędu 10% dla prognozy w horyzoncie 3,5 godziny. Ten poziom dokładności pozwala prowadzić ruch klasycznych jednostek wytwórczych w sposób ekonomiczny i jednocześnie zapewniający odpowiednią rezerwę regulacyjną częstotliwości.

W referacie [C2-202] przedstawiono wyniki niemieckiego projektu badawczego SysDL 2.0, prowadzonego w latach 2014-2018. Celem projektu było sprawdzenie możliwości wykorzystania źródeł odnawialnych do regulacji napięcia sieci 110 kV,

jak i do świadczenia usług systemowych na rzecz sieci przesyłowych. Projekt był realizowany przez operatora TSO i dwóch operatorów DSO, a także przez instytucje naukowe. Projekt zakończył się testami w warunkach rzeczywistych demonstracyjnego systemu informatycznego generującego podpowiedzi dla dyspozytora w postaci wartości zadanych generowanej mocy biernej źródeł odnawialnych podłączonych do sieci 110 kV. Realizacja podpowiedzi w wersji testowej demonstratora jest wykonywana ręcznie przez wysyłanie wartości zadanych za pomocą systemu SCADA. System SysDL, oddziałując jedynie na poziom generowanej mocy biernej źródeł odnawialnych i bez wpływania na przekładnie transformatorów, ma spełniać zadania istotne z punktu widzenia operatorów TSO i DSO:

- utrzymywać napięcie sieci 110 kV w wyznaczonym przedziale,
- utrzymywać określony przepływ mocy biernej pomiędzy siecią 110 kV a siecią przesyłową w punktach styku lub utrzymywać napięcie w tych punktach,
- sprawdzać i korygować poziomy napięcia w sieci 110 kV w perspektywie zmian konfiguracji sieci lub planowanej zmiany mocy czynnej źródeł,
- w przypadkach, gdy to możliwe likwidować przeciążenia linii 110 kV poprzez zmiany generacji mocy biernej,
- minimalizować straty w sieci 110 kV.

Ostatnie 2 zadania, ważne dla operatorów DSO, są spełniane automatycznie, ponieważ obciążenia linii są w trakcie optymalizacji traktowane jako ograniczenia, natomiast straty są elementem funkcji kosztu.

W celu przetwarzania dużej liczby danych rzeczywistych opracowano kilka modułów:

- moduł przetwarzania topologii sieci,
- estymator stanu,
- system prognozowania,
- algorytm optymalizacji,
- graficzny interfejs użytkownika (GUI).

System prognozowania stanu sieci korzysta z danych pobieranych przez Internet z serwera Instytutu Fraunhofera IEE. Prognozowanie obejmuje modele mocy czynnej pojedynczych farm wiatrowych i fotowoltaicznych, a także obciążenia mocą czynną i bierną – tutaj, jako przepływy pomiędzy siecią 110 kV a siecią dystrybucyjną. Prognozy są aktualizowane co 15 minut i mają czas realizacji do 4 godzin. Co więcej i co najistotniejsze – prognozy pojawiają się z dodatkowymi informacjami na temat ich niepewności, podanymi w postaci wartości kwantyli Q10 i Q90. Dzięki temu oprócz prognozy oczekiwanej wartości danego parametru system SysDL wyznacza obszary zmienności związane z niepewnością prognoz stanu generacji i obciążeń. Przykład dla napięcia w węźle 110 kV pokazany jest na rysunku 31. Obszary jasnozielony i ciemnozielony na rysunku 31 odpowiadają zakresom maksymalnej (Q90) i minimalnej (Q10) wartości napięcia wokół linii na granicy obszarów, która to linia jest oczekiwaną wartością przebiegu napięcia w węźle.

Komunikacja pomiędzy modułami systemu SysDL odbywa się wykorzystując standard wymiany informacji Common Information Model (CIM) Common Grid Model Exchange Specification (CGMES) zgodnie z zaleceniami ENTSOE. Na rysunku 32 przedstawiono ogólny schemat blokowy systemu w wersji demonstracyjnej, czyli bez elementów wykonawczych, które są zastąpione sterowaniem ręcznym.

Duża liczba danych potrzebnych do wygenerowania stanów sieci w czasie rzeczywistym na podstawie pomiarów z sieci dys-

trybucyjnej i prognoz krótkoterminowych jest przetwarzana za pomocą standardowych interfejsów z użyciem CIM CGMES. Połączenie tego znormalizowanego modelu danych i technologii Enterprise Service Bus (ESB) zapewnia elastyczność w przypadku dalszego rozwoju demonstratora i integracji nowych funkcji. Jest to również podstawa do integracji z systemami informatycznymi operatorów biorących udział w projekcie, a w przyszłości płynnego połączenia demonstracyjnej wersji systemu SysDL z oprogramowaniem punktu dyspozytorskiego.

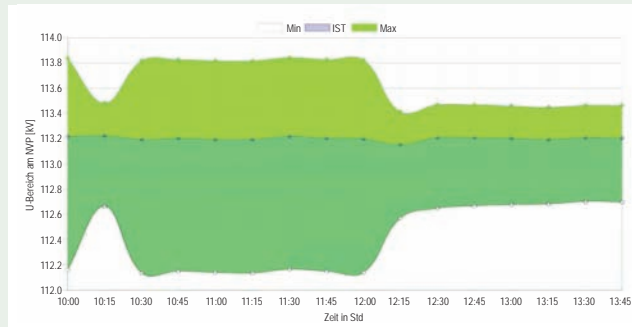
Na rysunku 33 przedstawiono cykl pracy systemu. Cały 15-minutowy cykl dzieli się na trzy odcinki:

- zbieranie i przetwarzanie danych pomiarowych, estymacja stanu, optymalizacja i wyznaczenie wartości zadanych mocy biernych, jako podpowiedzi – 5 minut,
- walidacja podpowiedzi przez operatora, wprowadzenie wartości zadanych – 5 minut,
- realizacja sterowań przez układy, ustalenie odpowiedzi systemu – 5 minut.

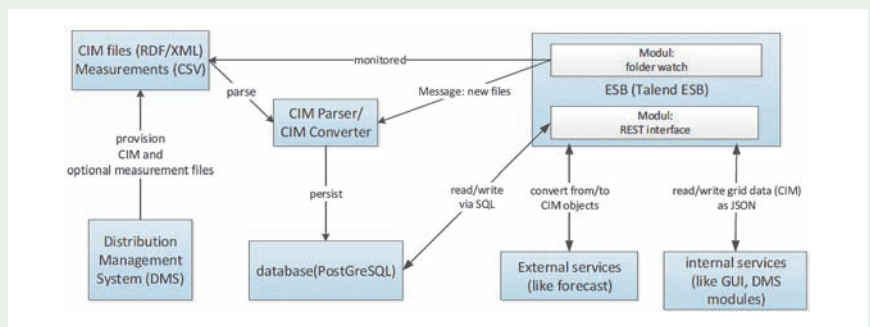
Przykład działania systemu pokazano na rysunku 34. System realizował zadaną funkcję utrzymania zerowego przepływu mocy pomiędzy sieciami 110 kV i przesyłową $Q_{PCC}=0$. Przedstawiono dwie sytuacje wygenerowane na podstawie danych historycznych:

- czerwone trójkąty oznaczają wartość mocy biernych płynącej przez punkt połączenia sieci bez aktywności system SysDL,
- zielone trójkąty pokazują dla tych samych danych wejściowych wartość mocy biernych przy realizacji zadanych mocy biernych źródeł odnawialnych, według optymalizacji wykonanej przez system SysDL.

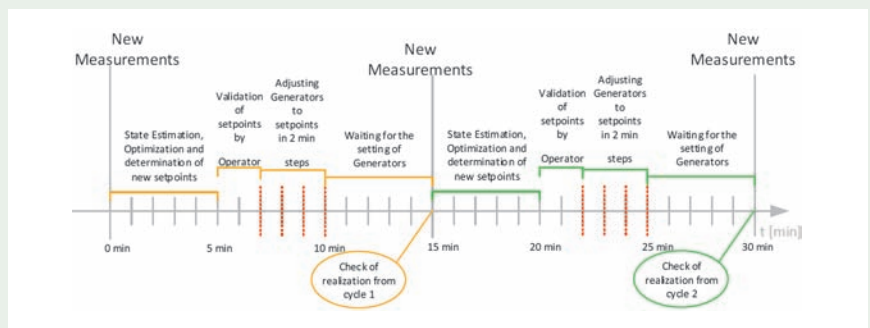
Widać w drugim przypadku – moc Q_{PCC} jest rzeczywiście zerowa. Punktem startowym obliczeń jest godzina 6:00. Ciemnozielony obszar pokazuje prognozy (4 godziny) zmienności mocy Q_{PCC} wynikające z niepewności prognoz generacji i obciążenia. Jasnozielony obszar to nałożony obraz zmienności mocy Q_{PCC} dla kolejnych godzin.



Rys. 31. Przewidywany zakres zmienności napięcia w węzle na podstawie prognoz stanu systemu z uwzględnieniem niepewności prognoz

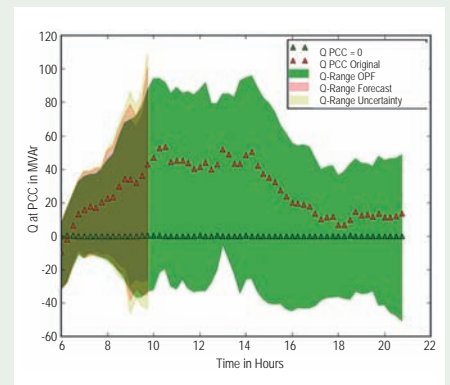


Rys. 32. Schemat blokowy systemu SysDL 2.0



Rys. 33. Cykl pracy systemu SysDL 2.0

Ważnym wnioskiem z projektu jest to, że chociaż oparcie się na standardzie CIM CGMES przy wymianie danych modelu było kluczowe dla powodzenia przedsięwzięcia, jest to również źródłem istotnego wydłużenia czasu akwizycji danych pomiarowych. Gdyby dane czasu rzeczywistego pochodziły np. z koncentratorów danych systemu SCADA, to można by liczyć na opóźnienia rzędu sekund. Natomiast wygenerowanie i eksport danych przetworzonych do postaci CIM CGMES w systemach Distribution Management System (DMS), z uwagi na udział w tym procesie różnych systemów pośrednich, powodował opóźnienia rzędu kilku minut. W sytuacji dzia-



Rys. 34. Przykład realizacji funkcji ustalenia zerowego przepływu mocy biernych przez punkt połączenia

łania w warunkach rzeczywistych może to powodować, że wygenerowane optymalne rozwiązanie obliczone przez system SysDL nie będzie adekwatne z powodu zmiany warunków w sieci. Rozwiązaniem problemu długiego cyklu obliczeniowego mogłyby być lokalne układy wtórnej regulacji napięcia i mocy biernej, jako elementy wykonawcze systemu optymalizacyjnego, które na bieżąco mogą reagować na zmiany i zakłócenia w pracy sieci. Układy takie są stosowane np. w polskim systemie elektroenergetycznym dla węzłów generacyjnych i stacji transformatorowych oraz dla farm wiatrowych.

Referat [C2-205] opisuje projekt GridCloud, którego celem było stworzenia wspólnej infrastruktury komunikacyjno-informatycznej pozwalającej na wymianę szybkozmiennych danych, jak pomiary fazorów (urządzenia PMU), a także przetworzonych danych (estymator stanu systemu), pomiędzy niezależnymi organizacjami operatora ISO-New England oraz New York Power Authority. Różnorodność, jaka występuje w systemie elektroenergetycznym, polegająca na równoległym działaniu niezależnych organizacji, jak operatorzy systemów przesyłowych, dystrybucyjnych itd., jest pod wieloma względami korzystna, ponieważ każda organizacja może dostosować swój system sterowania do własnych wyspecjalizowanych potrzeb. Jednocześnie ewentualne błędy w zakresie np. bezpieczeństwa ograniczają się do centrów dyspozytorskich, które używają wadliwego rozwiązania. Niemniej różnorodność jest też przeszkodą w monitorowaniu stanu sieci w czasie rzeczywistym w większej skali, obejmującej regiony podlegające odpowiedzialności różnych podmiotów. W sytuacjach awaryjnych przeszkadza to podejmowaniu spójnych, skoordynowanych działań.

Projekt GridCloud jest szczególnie z tego względu, że praktycznie wdrożono go na komercyjnej platformie Amazon Web Services (AWS). To znacznie redukuje koszty, ale stwarza potencjalne problemy od strony bezpieczeństwa, wydajności czy niezawodności. Platforma GridCloud jest typu „open source”, bezpłatna i neutralna, jeśli chodzi o jej dostawców. Została stworzona, aby umożliwić bezpieczne współ-

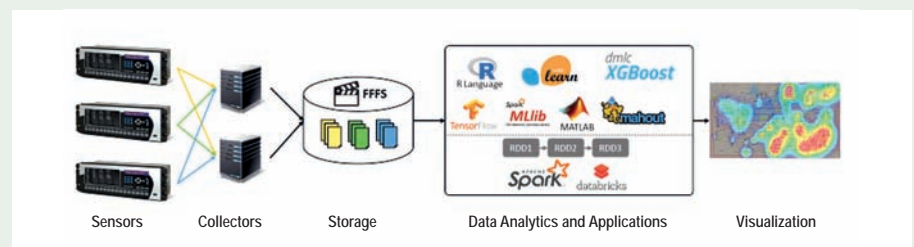
dzielenie danych korzystając z niedrogich i skalowalnych zasobów przetwarzania w chmurze. Jest jedynie dodatkiem działającym równoległe do systemów SCADA. Jako ilustrację jej wykorzystania uruchomiono ciągłą estymację stanu systemu, której wyniki mogą być monitorowane na interfejsie użytkownika w ramach platformy GridCloud, ponadto mogą być bezpiecznie eksportowane do centrów dyspozytorskich użytkowników lub wykorzystane do dalszej analizy. Platforma jest przystosowana do łatwej rozbudowy o nowe aplikacje.

Szczegółowe informacje dotyczące działania platformy GridCloud można znaleźć w załączonej do referatu bibliografii dotyczącej realizacji poprzednich etapów pracy. Autorzy obecnie skupili się na dwóch nowych rozwiązaniach z zakresu bezpieczeństwa korzystania z platformy w zgodzie z różnymi politykami bezpieczeństwa użytkowników oraz na archiwizacji danych i bardzo szybkim eksporcie do platformy analitycznej danych Spark/Databricks, z kilku milisekundowym opóźnieniem pomiędzy pojawieniem się danych na krawędzi chmury a momentem, gdy mogą zostać użyte przez aplikacje. Przykłady

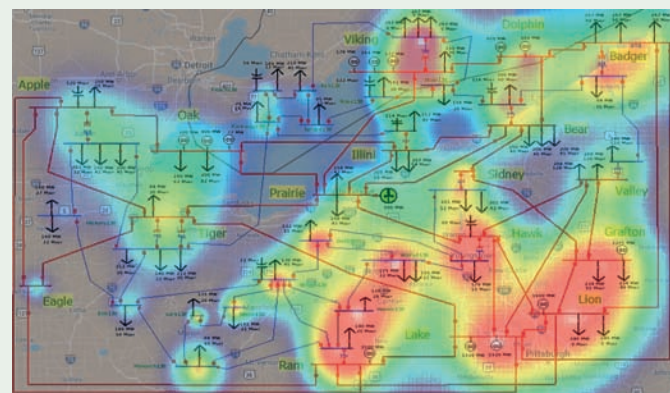
wykorzystania platformy Spark/Databricks są jedynie ilustracją możliwości, jakie daje przesłanie danych charakteryzujących system elektroenergetyczny do środowiska, gdzie te dane mogą być w czasie niemal rzeczywistym przetwarzane przy pomocy nowoczesnych narzędzi niespotykanych w typowych aplikacjach stosowanych w otoczeniu punktu dyspozytorskiego – narzędzi, które wykorzystują maszynową obróbkę danych, potężne zasoby pamięci i inne wsparcie analizy danych dostępne w nowoczesnych realizacjach chmury.

Spark stał się popularnym rozwiązaniem dla nowoczesnych metod analiz danych w chmurze. Spark jest obecnie oferowany komercyjnie pod nazwą Databricks. W Databricks dostępnych jest wiele różnych aplikacji wdrożonych w językach, takich jak Tensor Flow: narzędzia do nauki maszynowej do budowania modeli, ich uczenia i następnie używających ich do klasyfikowania nowych danych lub podejmowania decyzji, ponadto narzędzia do wizualizacji.

Na rysunku 35 pokazano symbolicznie przepływ danych czasu rzeczywistego do Spark/Databricks poprzez etap archiwizacji na dysku. W kolejnym kroku dane z dysku



Rys. 35. Przepływ danych systemu elektroenergetycznego do środowiska programistycznego Spark/Databricks



Rys. 36. Wizualizacja napięć fragmentu sieci w sytuacji braku łączności z niemal 40% źródeł pomiaru napięcia – brakujące pomiary wyznaczone przez sieć neuronową

są pobierane w formacie Resilient Distributed Data (RDD). Obiekty typu RDD mogą obejmować całe spektrum od surowych danych, przez tensory do dowolnej formy tabelarycznej. Aplikacje Databricks korzystają z obiektów RDD tak, jak klasyczne programy korzystają ze zmiennych.

Przykładem wykorzystania platformy Spark/Databricks jest aplikacja, w której symulowane dane dla dużego systemu elektroenergetycznego są przesyłane do GridCloud, archiwizowane w postaci plików „zamrożonych stanów”, z których można wyodrębnić migawki (snapshot) stanu systemu. Te migawki są wykorzystywane do uczenia sztucznej sieci neuronowej, jak przewidywać stan konkretnego fragmentu sieci energetycznej, w tym wypadku chodziło o napięcie na systemie szyn. Następnie symulując awarię systemu łączności (np. w wyniku tornada), które przerywa komunikację z wieloma urządzeniami PMU, pokazane jest, że wyszkolona wcześniej sieć neuronowa może oszacować napięcie poszczególnych szyn z odpowiednią dokładnością. Wynik działania aplikacji jest wizualizowany jak na rysunku 36: mimo braku ok. 40% oryginalnych pomiarów, napięcia dla wszystkich węzłów są prawidłowo wyznaczone.

Oczywiście jest to tylko przykład, który generuje wiele istotnych pytań dotyczących sposobów i technologii uczenia maszynowego, które są odpowiednie do zastosowań w analizach i sterowaniu systemem energetycznym. Ważne jest pytanie o poziom zaufania, jakim można obdarzyć wyniki uzyskane w ten sposób. Projekt GridCloud pokazuje drogę do skorzystania z ogromnej gamy nowych opcji zarządzania i kontroli systemu, eksploracyjnej analizy danych, analizy awarii, a ostatecznie wspomaganego komputerowo wielkoobszarowego zarządzania systemem z lepszą wydajnością.

REFERATY KOMITETU STUDIÓW C2

- [1] C2-101. N. Omont (FR), *Future of EMS for short-term system studies and real time operation: Anticipating the safety of the power grid.*
- [2] C2-102. P. Santos, A. Álvarez, C. Longás, V.J. Hernández, A. Zapico (ES), *Soria-Chira Pump Storage Power Plant: A new tool for the System Operator to achieve large Renewable Energy Sources integration in the isolated electric system of Gran Canaria.*
- [3] C2-103. W.H. Wellssow, M. Ostermann, P. Hinkel, D. Raoofsheibani, J. Vanzetta, C. Schneiders, A. Dick, F. Reyer (DE), *Control Center Tools for Power System Restoration with High Shares of Volatile Generation.*
- [4] C2-104. A. Guarini (BR), *Brazilian Interconnected Power System – Criteria and Actions to Improve the Restoration Process.*
- [5] C2-105. R. Zaottini, F. Bassi, T. Baffa Scirocco, G. Bruno, L. Cacioli, M. Di Salvatore, G. Giannuzzi, IC. Pisani, G. Pasini, S. Fedeli (IT), *Field test results of an Italian 380 kV top-down Restoration strategy from neighboring power systems supplying very long restoration path.*
- [6] C2-106. D. Klaar (NL), *Role of regional Security Coordinators in a changing world.*
- [7] C2-107. D. Stenclik, M. Richwine, N. Miller, L. Hong (US), *The Role of Fast Frequency Response in Low Inertia Power Systems.*
- [8] C2-108. H. Alzahrani (SA), *Dynamic Response Analysis of Frequency Control Function in GCCIA HVDC Converter.*
- [9] C2-109. B. O’Connell (IE), *Assessment of technologies to limit the rate of change of grid frequency on an island system with low inertia.*
- [10] C2-110. N. Gumede (ZA), *Estimate Instantaneous Reserves Requirements in the Eskom Control Area.*
- [11] C2-111. P. Romanos, G. Takis, E. Voumvolakis, G. Tsourakis, N. Hatzigrygiou (GR), *Thermal Energy Storage Contribution to the Flexibility and Economic Operation of an Island Power System.*
- [12] C2-112. K. Shinya (JP), *Demonstration projects for providing ancillary services using different three types of large-scale battery systems.*
- [13] C2-113. M. Sánchez, A. Gil, G. García, M. De La Torre, J. Bola (ES), *RES participation in ancillary services in Spain.*
- [14] C2-114. M. Power, E. Lannoye, S. Power (IE), *Active and Reactive Power Provision across the TSO – DSO Boundary.*
- [15] C2-115. R. Pestana, J. Esteves, D. Jiang, N. Pinho Da Silva (PT), *Demonstration of new solutions for provision of ancillary services: Frequency and voltage control.*
- [16] C2-116. H. Valgas (BR), *Transmission and Distribution System Voltage Control Impact due Large-Scale Solar Photovoltaic Generation.*
- [17] C2-117. S. Galantino, I. Colucci, A.S. Nyirenda (ZM), *Voltage collapse assessment of the Lufubu – Kasama 330 kV planned overhead line and power transfer capacity on the Zambia – Tanzania cross-border corridor.*
- [18] C2-118. J. Prévost (CA), *New generator voltage control at Hydro-Québec to increase transmission robustness.*
- [19] C2-119. C. Schirmer, A. Ilo (AT), *The impact of the uncoordinated local control of decentralized generation on the reactive power margin.*
- [20] C2-120. *Cancelled – Harvesting Reactive Power from Distributed Generation to Support Transmission Network.*
- [21] C2-121. S. Boroczky (AU), *Automating the Dispatch of Reactive Power in Australia.*
- [22] C2-122. N.S. Rao (IN), *Exploiting the capabilities of reactive power generation and absorption of Wind generators for better power system operation – Indian approach.*
- [23] C2-123. D. Wilson (IS), *Icelandic Operational Experience of Synchrophasor-based Fast Frequency Response and Islanding Defence.*
- [24] C2-124. D. Karlsen (NO), *Introducing PMU-based Applications in the Control Room Setting.*
- [25] C2-125. Vineeta Agarwal (IN), *WAMs Analytics For Large Indian Grid.*
- [26] C2-126. N. Al-Shahrani (SA), *Future approach to mitigate Inter-Area Oscillations in GCC Combined System.*
- [27] C2-127. J. Chincui (AR), *Implementation of a wide area monitoring system in “Sistema Argentino de Interconexión”.*
- [28] C2-128. Y. Chi (CN), *Study on the oscillation issues and damping method of weak grid integration of large-scale wind power.*
- [29] C2-129. *Cancelled – Identification and prevention of rotor-angle stability limitations of power transfer corridors.*
- [30] C2-130. T.O. Kim, B.S. Moon, H.G. Kim, J.A. Kim, G.H. Kim, Y.G. Ha, H.C. Song, H.P. Bang (KR), *Power System Operational Planning using ESS to ensure Transient Stability in the eastern area of Korea.*
- [31] C2-131. C. Collados-Rodríguez, M. Cheah-Mañé, E. Prieto-Araujo, R. Ferrer-San-José, E. Sánchez-Sánchez, O. Gomis-Bellmunt, S. Sanz, C. Longás, A. Cordón, L. Coronado (ES), *Stability and interaction analysis in islanded power systems including VSC-HVDC and LCC-HVDC power converters.*
- [32] C2-132. I.B. Sperstad (NO), *Vulnerability analysis of HVDC contingencies in the Nordic power system.*

- [33] C2-133. E. Thalassinakis, K. Siderakis, E. Dialynas (GR), *Efficient Day Ahead Calculation of the Operating Reliability in Isolated Power Systems with Interconnection Links*.
- [34] C2-134. N. Karthikeyan (DK), *Coordinated control with improved observability for network congestion management in medium-voltage distribution grid*.
- [35] C2-135. A. Soroudi (IE), *Use of Power Flow Controllers to Enhance Transmission Network Utilisation on the Irish Transmission Network*.
- [36] C2-201. D. Ilisiu (RO), *Flexible balancing power services within four control zones, using e-trading platform – Future Flow projec*.
- [37] C2-202. S. Wende-Von Berg, B. Requardt, J. Dobschinski, M. Braun, J. Buhr, H. Hänchen, J. Schwedler, A. K. Marten, T. Wagner, U. Schmidt, N. Bornhorst, M. Kreutziger, J. Götz (DE), *Providing ancillary services from distribution grids under the usage of distributed renewable generation: Results from a field test*.
- [38] C2-203. M. Kuivaniemi (FI), *New primary reserve requirements in the Nordic synchronous area – Designing the disturbance reserve*.
- [39] C2-204. B. Sibeko (ZA), *A Dynamic Multi-Variate Approach to the Management of Power System Inertia*.
- [40] C2-205. V. Meza, J.D. Duran (CO), *A Data-driven Tool for Primary Frequency Regulation Evaluation*.
- [41] C2-206. A. Bose, D. Anderson, S. Sahasrabudde, C. Hauser, E. Litvinov, X. Luo, F. Zhang, T. Gkountouvas, W. Song, Y. Liao, K. Birman, A. Darvishi, G. Stefopoulos, A. Ettliger (US), *Cloud-based Data Exchange Infrastructure for Wide Area Monitoring of Bulk Electric Power Grids*.
- [42] C2-207. S. Clark, D.H. Wilson, O. Bagleybter, K. Hay, P. Mohapatra, F. Macleod, C. Halliday, M. Osborne, P. Ashton, P. Wall, V. Terzija (GB), *Application of Advances in Wide Area Monitoring to Address the Challenges from an Evolving Power System*.
- [43] C2-208. V. Diyachkov (RU), *Monitoring and decision support systems as the means for improving the efficiency of managing the electrical power regime of power systems*.
- [44] C2-209. O. Arnaud (FR), *TSO-DSO data exchange: the ongoing French project between RTE and Enedis*.
- [45] C2-210. T. Kawakami (JP), *Improvement in Estimation Accuracy for Current and Short-Term Future Photovoltaic Generation Output through Big Data Analysis Using Smart Meters*.
- [46] C2-211. J.D. Lee, C.H. Liu (TW), *Regulating the Information of New Generation Power Dispatch System in Taiwan*.
- [47] C2-212. M. Istad (NO), *Smarter asset management with big data*.

Wojciech Lubicki

Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.

Oddziaływanie środowiskowe systemów elektroenergetycznych – Komitet Studiów C3

Power system environmental performance – Study Committee C3

Aspekty środowiskowe odgrywają coraz większą rolę w szeroko pojętej energetyce, co jest prawdopodobnie przejawem coraz większej świadomości i troski człowieka o dobro, jakim jest jego naturalne otoczenie.

Komitet CIGRE C3 – System Environmental Performance w trakcie sesji generalnej w Paryżu w 2018 roku postanowił ukierunkować dyskusję aspektów środowiskowych wokół trzech preferowanych tematów.

- Temat 1 – **Ocena efektywności działań podejmowanych w zakresie ochrony środowiska** – na sesję przygotowano 11 artykułów [1] - [11],
- Temat 2 – **Minimalizacja wpływu na krajobraz w celu zwiększenia publicznej akceptacji budowy nowych obiektów elektroenergetycznych** – na sesję zgłoszono 6 artykułów [12] - [17],
- Temat 3 – **Techniczne i środowiskowe zagadnienia linii napowietrznych** – na sesję opracowano 5 artykułów [18] - [22].

Ostatnie z podanych grup zagadnień było przedmiotem dyskusji na wspólnej sesji Komitetu C3 oraz Komitetu B2. Podana liczba artykułów dotyczy artykułów zgłoszonych na tę sesję w ramach Komitetu C3. Poniżej scharakteryzowano najistotniejsze zagadnienia poruszane w ramach sesji Komitetu C3.

Działania prośrodowiskowe podejmowane są ze względu na lokalne (krajowe) obligacje prawne, ze względu na decyzje podejmowane w ramach procesu

planistycznego lub projektowego, lub też, aby zwiększyć efektywność działań podjętych wcześniej. W sposób ogólny działania prośrodowiskowe mogą więc być podzielone na działania podejmowane na etapie projektowania obiektów, budowy lub eksploatacji majątku sieciowego. Ocena efektywności podejmowanych działań napotyka wiele trudności, które w zgodniej opinii ekspertów wynikają w głównej mierze z braku podstaw naukowych (wiedzy) na temat interakcji pomiędzy pomiarem i potencjalnym efektem, a także wynikają z trudności dokonania wiarygodnych pomiarów.

W Brazylii energia elektryczna jest w głównej mierze produkowana w hydroelektrowniach. Udział w rocznej produkcji energii elektrycznej blisko 1300 hydroelektrowni kształtuje się na poziomie ok. 60% łącznej wielkości produkcji. Budowa hydroelektrowni, a zwłaszcza budowa niezbędnych zapór wodnych, nie dość że niezwykle kosztowna, to wpływa w znaczącym stopniu na środowisko naturalne oraz lokalną gospodarkę i ekonomię. Wobec tego zaproponowano w Brazylii narzędzie do oceny efektywności proponowanych projektów budowy hydroelektrowni, przy czym przez efektywność rozumie się zdolność do przestrzegania wcześniej ustalonych założeń i celów, co de facto oznacza uzyskanie założonych efektów przy minimalnym użyciu dostępnych zasobów. Narzędzie nosi nazwę ISRI i jest akronimem od ang. *Index of Sustainable Regional Integration*.

Na indeks ISRI składa się 78 wskaźników pogrupowanych w czterech wymiarach:

- jakość życia (33 wskaźniki),
- rozwój ekonomiczny (18 wskaźników),
- zarządzanie (17 wskaźników),
- środowisko naturalne (10 wskaźników).

Indeks ISRI przyjmuje wartości od 0 do 1 i ma pięciostopniową skalę od poziomu bardzo niskiego, poprzez niski, średni, wysoki, aż do bardzo wysokiego. Szerokość skali wynosi 0,2. Przykład wyników analizy uzyskanych dla sześciu hydroelektrowni pokazano w tabeli 1. Analizując przedstawione w tabeli wyniki można zauważyć zbliżone wartości indeksu ISRI (wszystkie hydroelektrownie uzyskały poziom średni), co wynika

z małego zróżnicowania analizowanych projektów, bądź z prostego uśredniania wartości wskaźników składowych, bądź też wynika z obu podanych przyczyn. Wykorzystanie prostej wartości średniej jest według autora niniejszego artykułu słabością proponowanej metody, nie uwzględnia bowiem istniejącego zróżnicowania poszczególnych czynników. Proponowaną metodę można byłoby więc wzbogacić o wartościowanie istotności poszczególnych wskaźników składowych. Samo podejście jest natomiast ciekawym przykładem analizy wieloczynnikowej zagadnień środowiskowych i jego elementy mogłyby być wykorzystane w Polsce w ramach obligatoryjnych analiz środowiskowych.

Kolejnym zagadnieniem szeroko omawianym w czasie sesji Komitetu C3 w 2018 była problematyka efektywności różnego rodzaju spiral oraz zawieszek zwiększających widoczność linii dla ptaków lub ostrzegających ptaki przed linią. Problematykę tę opisano w artykułach autorów pochodzących z Norwegii [3], Portugalii [4] oraz Niemiec [7]. Artykuł portugalski przedstawia wyniki badania ankietowego, dla którego wyniki uzyskano z dziewięciu krajów europejskich oraz pięciu krajów spoza Europy. W podsumowaniu wyników ankiet stwierdza się, że:

- wszystkie stosowane metody (spirale, zawieszki) dają efekty w postaci zmniejszenia liczby stwierdzonych kolizji ptaków z liniami, nie są jednak oczywiste przyczyny występującego dużego zróżnicowania uzyskanych wskaźników efektywności (zmniejszonej śmiertelności), co utrudnia porównanie możliwych rozwiązań; może to być spowodowane zróżnicowanymi (niejednorodnymi) warunkami, w których prowadzono poszczególne badania;

- dużym wyzwaniem jest przełożenie wyników jednostkowych badań na całą populację danego gatunku ptaka, wymaga to bowiem uwzględnienia także innych niż linie przesyłowe czynników śmiertelności ptaków;
- konieczne są dalsze badania związane ze zrozumieniem sposobu widzenia przez ptaki (percepcja kolorów, UV, postrzeganie ruchu) oraz rozwoju technologii automatycznego monitorowania kolizji ptaków z liniami przesyłowymi;
- rekomendowaną metodą badań jest podejście BACI z ang. *Before-After-Control-Impact*; jej idea sprowadza się do porównania stanu danego obszaru przed i po budowie danego obiektu, a także porównanie obszaru kontrolnego (o zbliżonych warunkach do obszaru sprzed budowy) do obszaru po budowie danego obiektu; podejście takie pozwala na identyfikację głównych trendów zmian, po wyfiltrowaniu czynników wynikających z naturalnych zmian środowiskowych (innych niż budowa).

Rekomendowaną powyżej metodą badań wykorzystano w Norwegii do analizy efektów instalacji spiral na linii 300 kV w regionie Ogdalen [3]. Co istotne, nie jest to linia nowa, lecz funkcjonująca już w środowisku naturalnym od dłuższego czasu. Do badania wykorzystano przewoźny radar, zaś na linii analizowano dwie zlokalizowane obok siebie sekcje, jedną ze spiralami, a drugą bez spiral. Zarówno radar, jak i stosowaną mapę pokazano na rysunku 1. Na rysunku tym czerwona kropka oznacza lokalizację radaru, niebieska linia – to sekcja bez spiral, czerwona linia – to sekcja z zainstalowanymi spiralami. Uzyskane wyniki jednoznacznie wskazują na fakt, że linia ze spiralami jest bardziej widoczna dla ptaków, ponieważ liczba kolizji uległa

Tabela 1

Wyniki analizy wskaźnika ISRI dla 6 projektów budowy hydroelektrowni [1]

Wskaźnik	HP1	HP2	HP3	HP4	HP5	HP6
Wskaźnik ISRI	0,43	0,46	0,42	0,43	0,47	0,45
Jakość życia	0,64	0,67	0,58	0,68	0,69	0,78
Rozwój ekonomiczny	0,33	0,32	0,27	0,32	0,35	0,27
Zarządzanie	0,52	0,54	0,47	0,44	0,53	0,48
Środowisko naturalne	0,23	0,31	0,35	0,27	0,31	0,25

znaczącemu obniżeniu. Potwierdzono też przydatność wykorzystania radaru do analizy zachowania ptaków w pobliżu linii przesyłowych, zwracając jednakże uwagę na pewne ograniczenia pomiarów typu niskie lub dalekie przeloty.

Odmienne od opisanego powyżej podejście zastosowano w Niemczech do analizy efektywności spiral i flag (zawieszek) na linii 380 kV *Krajnik – Vierraden* [7]. Badania przeprowadzono w latach 2012, 2013 i 2016 dla korytarza o długości 2,4 km i szerokości 100 m. W 2013 roku na linii zainstalowano czarno-białe spirale, zaś w 2016 roku zmieniono je na flagi z ruchomymi paskami. Liczbę kolizji kalkulowano na podstawie empirycznego wzoru uwzględniającego znalezione martwe ptaki oraz współczynniki korekcyjne wynikające z: przeoczonych ofiar, ofiar zjedzonych przez padlinożerców, a także powierzchni obszaru niepodlegającego monitorowaniu. W podsumowaniu stwierdzono, że kalkulacyjna liczba kolizji zmniejszyła się z 201 do 56 lub 57 odpowiednio dla spiral oraz flag. Oznacza to praktycznie tę samą efektywność obu zastosowanych oznaczeń.

W 2017 roku Komitet C3 opracował stanowisko CIGRE dotyczące oddziaływania pola elektromagnetycznego na człowieka. Stanowisko to zostało opublikowane w formie dokumentu referencyjnego w czerwcowym numerze *Electra*, co było ewenementem w historii Stowarzyszenia. Historycznie rzecz ujmując, w roku 1972 podczas sesji CIGRE przedstawiono raport, w którym wskazano, iż pole elektromagnetyczne o częstotliwości 50/60 Hz może nieko-

rzystnie wpływać na zdrowie. W 1979 roku przeprowadzono badanie epidemiologiczne w Denver w stanie Kolorado, którego wyniki sugerowały, że dzieci przebywające w polu elektromagnetycznym (nawet w domu) mogą być narażone na zwiększone ryzyko zachorowania na choroby nowotworowe. Od tego czasu przeprowadzono na świecie ponad 400 badań epidemiologicznych oraz kilka tysięcy badań laboratoryjnych na komórkach, tkankach i całych zwierzętach. Pomimo ogromnej ilości zebranych danych nie udało się jednoznacznie ustalić związku przyczynowego między jakimkolwiek szczególnie niekorzystnym stanem zdrowia a ekspozycją na pole elektryczne lub magnetyczne.

Biorąc pod uwagę fakt, że wpływ pola elektromagnetycznego o częstotliwości 50/60 Hz został obszernie zbadany na całym świecie i że nie stwierdzono jednoznacznie negatywnego wpływu na zdrowie eksperci Komitetu C3 (obecnie jest to też stanowisko CIGRE) postawili ogólny wniosek o bardzo niskim prawdopodobieństwie związku przyczynowo-skutkowego pomiędzy ekspozycją na pole elektromagnetyczne a jakąkolwiek szczególnie chorobą, w tym białaczką u dzieci, innymi nowotworami, chorobami układu sercowo-naczyniowego, zaburzeniami neurodegeneracyjnymi czy chorobami układu rozrodczego.

Ponadto, na podstawie obecnie dostępnych dowodów naukowych, a także biorąc pod uwagę fakt, że poziomy dzienniej ekspozycji ludzi są bardzo niskie, nie stwierdzono potrzeby stosowania jakichkolwiek środków zapobiegawczych. Obecne limity ekspozycji zalecane przez

organizacje międzynarodowe w wysokości 200 μ T dla ludności i 1000 μ T dla pracowników energetyki zapewniają odpowiednią ochronę zdrowia ludzkiego. Tylko kilka eksperymentalnych badań u ludzi z bardzo wysokimi poziomami ekspozycji pola magnetycznego wykazały wpływ na ośrodkowy układ nerwowy. CIGRE zamierza nadal monitorować przedmiotową kwestię w ramach Grupy Roboczej C3.01 ulokowanej w Komitecie C3. Opisana problematyka była przedmiotem tutorialu przeprowadzonego w ramach Sesji w 2018 r., natomiast w części plenarnej Sesji dyskutowano na podstawie czterech artykułów związanych z polem elektromagnetycznym, w których poruszono zagadnienia:

- ograniczenia emisji pola elektromagnetycznego pochodzącego od linii kablowych – w artykule koreańskim [5] analizowano różne rodzaje materiałów do budowy ekranów ochronnych oraz różne układy osłon, zaś w artykule rosyjskim [11] położono nacisk na poprawność metody obliczania rozkładu pola (uwzględnienie eliptycznej polaryzacji pola) oraz poprawny układ faz;
- percepcji ryzyka związanego z oddziaływaniem pola elektromagnetycznego – w japońskim artykule [9] przedstawiono wyniki ankiety przeprowadzonej na próbie 363 osób, które korzystały z wypożyczalni mierników pola i samodzielnie dokonywały pomiarów; pytania ankiety dotyczyły indywidualnego zrozumienia ekspozycji pola, uzyskanych wyników pomiarów i ich postrzegania; co ciekawe, dzięki pomiarowi wartości pola elektromagnetycznego znacznie wzrósł odsetek osób, które nie były zainteresowane wpływem pola elektromagnetycznego na zdrowie, z 5,2% do 22,0%; ponadto stwierdzono, że zdobywanie wiedzy na temat pól elektromagnetycznych oraz samodzielne mierzenie pól elektromagnetycznych może przyczynić się do zmniejszenia niepokoju u osób o wysokim poziomie obaw.

Budowa linii przesyłowej to zwykle proces długotrwały i wywołujący wiele konfliktowych sytuacji. Kluczowe elementy konfliktogenne to oddziaływanie pola elektromagnetycznego na zdrowie człowieka



Rys. 1. Mapa i radar wykorzystane do analizy efektów instalacji spiral na linii 300 kV w regionie Ogndalen [3]

oraz oddziaływanie linii na krajobraz. Oczywiście najsilniej krajobraz zaburzają słupy, niezależnie czy są to słupy kratowe, czy pełnościennie (rurowe). W zakresie tego oddziaływania obserwuje się stosowane na świecie trzy odmienne strategie działania: kamuflaż słupów, wyeksponowanie słupów (także w formie artystycznej) lub strategię pośrednie (nic nierobienie, nowe konstrukcje). Najpopularniejszą formą kamuflażu słupów jest ich malowanie na kolory powodujące ich wtopienie się w krajobraz, korzystanie z mało odblawkowych materiałów lub stosowanie specjalnych konstrukcji. W zakresie strategii kamuflażu słupów na sesji CIGRE przedstawiono dwa artykuły: norweski wskazujący na 20-letnie doświadczenie w kamuflażu linii [12] oraz japoński [18] prezentujący wyniki ankietyzacji dla doboru koloru słupów.

W Norwegii budowa nowej linii wymaga uzyskania pozwolenia (licencji). Obligatoryjnym czynnikiem opisywanym we wniosku o uzyskanie pozwolenia na budowę są propozycje działań w zakresie kamuflażu części lub całości linii. Ocenia się, że kamuflaż linii powoduje wzrost nakładów inwestycyjnych od 10% do 15%, jest jednak kluczowym czynnikiem dla uzyskania społecznej akceptacji budowy nowej linii lub modernizacji linii istniejącej. Stwierdzono też, że potencjalny wzrost nakładów jest na akceptowalnym poziomie. Na rysunku 2 przedstawiono przykład linii, dla której jako optymalną technikę kamuflażu zidentyfikowano: pomalowanie słupów na kolor ciemnozielony oraz zastosowanie matowych izolatorów kompozytowych.

W Japonii problematykę doboru koloru słupów potraktowano w sposób kompleksowy. Przeprowadzono bowiem badanie ankietowe wśród 180 inżynierów, którym przedstawiono fotografię linii z możliwymi trzema kolorami słupów: ciemnobrązowym, ciemnozielonym oraz szarym. Fotografię wykonano w marcu i sierpniu dla odzwierciedlenia zróżnicowania kolorystyki otoczenia linii. Uzyskane odpowiedzi wskazały kolor ciemnobrązowy jako najlepszy dla słupów (analogicznie jak stosowany w Norwegii). Następnie przeprowadzono szczegółowe analizy jasności oraz nasycenia barw i wpływu tych parametrów koloru



Rys. 2. Przykład norweskiej linii z zastosowaną technologią kamuflażu [12]

na wtopienie się linii w krajobraz. Zarekomendowano niski poziom jaskrawości i nasycenia koloru brązowego [18].

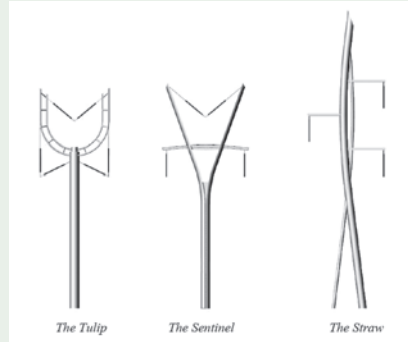
W czasie ostatniej sesji CIGRE nie prezentowano artystycznych wizji nowych konstrukcji słupów, np. w formie sylwetek zwierząt lub ludzi (można takie przykłady odszukać w Internecie). Przedstawiono natomiast propozycje nowych, innowacyjnych konstrukcji słupów, które mają być bardziej akceptowalne społecznie niż konstrukcje tradycyjne. Konstrukcje te określane są mianem pro-ekologicznych. W tym zakresie szczególną aktywność wykazuje koreański Komitet Narodowy CIGRE, który zorganizował w roku 2017 konkurs na najlepszą konstrukcję słupa, zaś autorzy koreańscy przedstawili w czasie ostatniej sesji artykuł, w którym zaprezentowano sylwetki nowych słupów (rys. 3). Zaproponowano w Korei cztery kategorie proekologicznych słupów. Dwie pierwsze kategorie projektów to: Tree oraz Ensemble, których wtopienie się w krajobraz ma wynikać z kształtu zbliżonego do kształtów występujących realnie w naturze, tj. drzewa lub pary żurawi. Słupy te mają też dodatkowe elementy dekoracyjne. Trzecia kategoria to słup wielofunkcyjny – Adver, który posiada zaprojektowaną tablicę na reklamy, informacje, czy inne funkcje komunikacyjne lub wizualne. Słup

ten ma mocniejszą konstrukcję niż pozostałe, ponieważ musi być odporny na większe siły parcia wiatru. Ostatni typ słupów to konstrukcje formowane indywidualnie o łagodnych łukach (Arc Pylon). Rozważa się także zastosowanie słupów kompaktowych z izolowanymi ramionami, zmniejszającymi rozmiar konstrukcji. Dla wszystkich tych innowacyjnych słupów niezbędne są jeszcze szczegółowe analizy wytrzymałościowe i kosztowe, które pozwolą na stworzenie projektów wykonawczych i ich szersze zastosowanie praktyczne.

Prace nad innowacyjnymi sylwetkami słupów są również prowadzone w Norwegii [16]. Opracowano tam propozycje trzech nowych sylwetek słupów, które miałyby być stosowane na obszarach miejskich. Na rysunku 4 pokazano typową sylwetkę linii napowietrznej w norweskim obszarze miejskim oraz innowacyjne sylwetki słupów o różnych kształtach nazwanych: tulipan, strażnik i słomka. Propozycje nowych sylwetek słupów znajdują się w fazie koncepcyjnej (architektonicznej) i nie są to jeszcze dojrzałe projekty inżynierskie. Wyzwaniem będzie zaprojektowanie słupów mocnych, fundamentów oraz ulokowanie stałych systemów do poruszania się po słupie. Może to wymusić korektę proponowanych konstrukcji.



Rys. 3. Propozycje proekologicznych sylwetek słupów w Korei, na tle sylwetki tradycyjnej [17]



Rys. 4. Przykład obecnie stosowanych słupów w obszarach miejskich w Norwegii oraz propozycje innowacyjnych sylwetek słupów [16]

Z zupełnie odmiennymi problemami w zakresie konstrukcji słupów zmagają się elektroenergetyka indyjska [8]. System przesyłowy w tym kraju był bowiem stopniowo rozwijany, początkowo na napięciu 220 kV oraz 400 kV, poprzez sieć 765 kV, aż po linię 1200 kV. Obecnie pracuje linia testowa oraz jest w trakcie budowy nowa linia 1200 kV o długości 350 km. Uzpełnienie systemu zmienno-prądowego stanowią linie stałoprądowe o napięciu +/- 500 kV oraz +/- 800 kV. W ostatnich latach problematyka ochrony środowiska staje się w Indiach coraz istotniejsza. Ochrona środowiska jest przy tym rozumiana jako: minimalizacja prowadzenia linii przez obszary leśne, maksymalne ograniczenie niezbędnej wycinki drzew oraz optymalizacja wykorzystania korytarzy infrastrukturalnych, ze względu na ponoszone opłaty kompensacyjne za uzyskanie prawa do terenu. Dodatkowo obszary szczególnej ochrony wyłączane są z możliwości prowadzenia linii przesyłowych. Do optymalizacji wykorzystania korytarzy infrastrukturalnych stosowany jest prosty wskaźnik wyznaczony jako zdolność przesyłowa przeliczona na 1 m pasa technologicznego. Prowadzi to, rzecz jasna, do budowy linii wielonapięciowych lub też wielotorowych. W ich przypadku trudno mówić o niewielkim wpływie na krajobraz, lecz problem ten nie został poruszony. W artykule nie wspomina się również o stosowaniu jakichkolwiek technik kamuflażu. Typowe sylwetki słupów w Indiach pokazano na rysunku 5.

Odnosząc opisane powyżej uwarunkowania dotyczące nowych konstrukcji słupów do warunków Polski trzeba stwier-

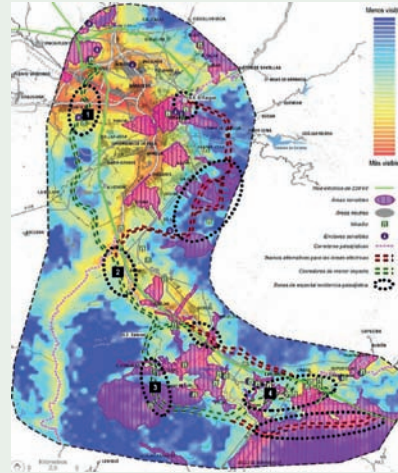
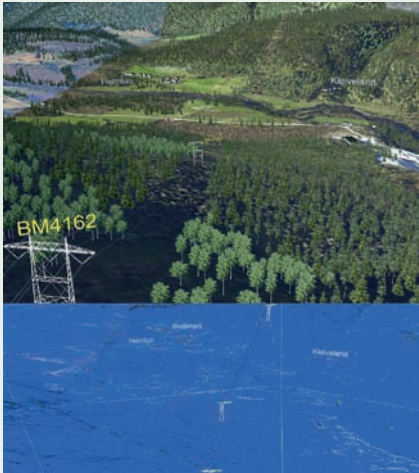
dzić, że w naszym kraju nie prowadzi się prac nad nowymi, innowacyjnymi sylwetkami słupów. Również minimalizacja oddziaływania na krajobraz nie jest istotnym kryterium dla projektu budowlanego linii. W tym zakresie decydująca jest raczej minimalizacja wpływu linii na gatunki chronione, zwłaszcza ptaki oraz zachowanie możliwe dużej odległości od istniejącej lub planowanej zabudowy mieszkaniowej. Są natomiast kraje, w których na etapie wyznaczania trasy nowej linii analizuje się oddziaływanie na krajobraz. W trakcie ostatniej sesji CIGRE przedstawiono doświadczenia trzech krajów: Holandii [13], Norwegii [14] oraz Hiszpanii [15]. Autorzy z Holandii wskazują na celowość wykorzystania nowoczesnych technologii wizualizacyjnych, aby móc na możliwie wczesnym etapie prowadzić dyskusję z właścicielami nieruchomości nad wyznaczeniem optymalnej trasy linii przesyłowej. W dyskusjach właściciele nieruchomości są traktowani jako grupa ekspertów, z głosem decydują-

cym. W artykule tym zamieszczono również informację z pracy grupy roboczej C3.13 w zakresie porównania istnienia regulacji prawnych dotyczących ochrony środowiska naturalnego w różnych krajach. Przeanalizowano 27 odpowiedzi na rozsyłane ankiety i stwierdzono, że o ile w wielu krajach na etapie prac planistycznych oraz projektowych dokonywana jest ocena oddziaływania na środowisko, o tyle nie istnieją prawne regulacje (przepisy, standardy, wytyczne) dotyczące sposobu wyznaczania przebiegu linii przesyłowej. Wydaje się to cenną uwagą także dla warunków Polskich, gdzie można byłoby podjąć próbę zestandaryzowania obiektywnych kryteriów wyznaczania trasy nowej linii przesyłowej.

Na rysunku 6 przedstawiono dwa praktyczne przykłady zastosowania nowoczesnych technologii. W Norwegii w trakcie spotkania z właścicielami nieruchomości i z lokalnymi władzami korzysta się z technologii wirtualnej rzeczywistości. Na spotkaniach tych dyskutowane są każdorazowo następujące zagadnienia: lokalizacja słupów i przebieg linii, sposób kamuflażu linii, widoczność linii z różnych perspektyw i odległości, oznaczenia przeszkodowe (awiacyjne) linii. Autorzy z Hiszpanii kontynuują w swoim artykule tematykę opisywaną już na wcześniejszych sesjach związaną z narzędziem do oceny wpływu linii na środowisko i wyboru trasy przebiegu linii o najmniejszym oddziaływaniu na środowisko. Przykład mapy będącej wynikiem takiej analizy pokazano na rysunku 6. Nie jest zauważalny szczególny rozwój proponowanego narzędzia w okresie ostatnich kilku lat.



Rys. 5. Przykład typowych sylwetek słupów w Indiach, od lewej: linia 765 kV, 1200 kV oraz wielotorowa linia 400 kV [8]



Rys. 6. Przykład zastosowania nowoczesnych technologii na etapie wyznaczania trasy linii (po lewej VR – Norwegia, po prawej wynik analizy tras alternatywnych – Hiszpania)

Może się wydawać, iż w Polsce wpływ wizualny linii na krajobraz nie jest kluczową przyczyną powstawania konfliktów społecznych na etapie planowania trasy przebiegu linii. Uwzględniając jednakże, że wpływ wizualny przekłada się na obawy zdrowotne związane z oddziaływaniem pola elektromagnetycznego zagadnienie staje się istotne. Z drugiej strony niezwykle trudno jest przekonać lokalne społeczności do stanowiska o niskim prawdopodobieństwie związku pomiędzy polem elektromagnetycznym a zdrowiem ludzi, w tym dzieci. Być może przykład japoński z wypożyczeniem liczników do pomiaru pola jest działaniem wartym naśladowania, zwłaszcza że w efekcie stwierdzono obniżenie się poziomu obaw przed negatywnym wpływem pola elektromagnetycznego.

Ciekawymi rozwiązaniami są również proponowane innowacyjne sylwetki słupów oraz rozwiązania dotyczące technik kamuflażu linii. Wydaje się, że rozwiązania te mogłyby być bez większych problemów przeniesione na warunki krajowe. Być może pozwoliłyby one na podniesienie poziomu akceptacji społecznej dla budowy nowych lub modernizacji istniejących linii napowietrznych. Wsparcie w tym zakresie mogą również stanowić nowoczesne technologie, jak chociażby BIM (z ang. *Building Information Modeling*), VR (z ang. *Virtual Reality*), czy chociażby proste modelowa-

nie 3D. Polskie firmy geoinformatyczne są przygotowane do świadczenia wspomnianych usług wizualizacji.

REFERATY KOMITETU STUDIÓW C3

- [1] C3-101. Furtado R. C., Furtado F. R. G., Cirino T., *Measuring the Effectiveness of Environmental Measures.*
- [2] C3-102. Loures R., Prado I., Andrade F., Rego A., Godinho A., *Risk Assessment and Mitigation of Fish Death at Brazilian Hydropower Plants.*
- [3] C3-103. Johansen F., Inderberg S., Hammer L., *Use of avian radar as a method to study the effect of bird flight diverters.*
- [4] C3-104. Moreira F., Martins R., Bernardino Ren J., Fernandes P., Parada F., Hall M., Saint-Simon C., *Assessing the effectiveness of wire marking to reduce bird collisions: a critical evaluation of current practices and priorities for scientific research.*
- [5] C3-105. Cho I., An H., Lim Y., Lee B., *Application Study on High Permeability Metal Magnetic Material for Magnetic Field Shielding of Underground Cable.*
- [6] C3-106. Lin F., Jia D., Shi X., Gao Q., *Research on electric heating system plan in northern region in winter based on emission reduction and existing heating costs.*
- [7] C3-107. Horenk K., Brennenstuhl E., Kalz B., Knerr R., *Effectiveness of markers for bird protection (bird flight diverter fittings) on an overhead powerline in the national park "Lo-*

- wer Oder Valley" – Minimisation of the risk of collision by markers for bird protection.*
- [8] C3-108. Vyas A., Srivastava R., Anad A., Valecha D., Prabhakar S., *Technological Solutions and Compensation Measures for Right of Way Constraints in Construction of Large Network of Overhead Transmission Lines – Indian Experience.*
- [9] C3-109. Iida M., Yamoto Y., Aimoto A., Ohkubo C., *Magnetic Field Meter Lending Services and Influence on Risk Perception EMF.*
- [10] C3-110. Rubtsova N., Perov S., Tokarskij A., *Ecological and occupational electromagnetic safety of power grid facilities improvement.*
- [11] C3-111. Abdurakhmanov A., Zimin K., Rybaczchenko B., Tokarskij A., Rubtsova N., *Solving the Environmental Electromagnetic Safety Issues in 110-500 kV AC Cable Power Lines.*
- [12] C3-201. Hammer L., Johansen F., Inderberg S., *Camouflage of powerlines in Norway – 20 years of experience – lessons learned.*
- [13] C3-202. Van den Berg S., Wassens M., Sanders H., *How does visual impact influence the public acceptance of overhead lines and other national infrastructures?*
- [14] C3-203. Hoff E., Bjornrud P., Maurset M., *Virtual Reality models as a tool to present visual impacts of transmission lines.*
- [15] C3-204. Millan R., Moro L., Arranz R., Requejo J., *Methodology for Landscape Analysis in Environmental Impact Studies.*
- [16] C3-206. Jonsson R., Gislason S., Widenoja E., Halsan K., Brovold I., *New innovative tower types for urban areas. Technical challenges and public acceptance.*
- [17] C3-207. Lee W., Yun C., Shin S., Chung D., Shin G., *Development of Eco-friendly Electric Transmission Tower in Korea.*
- [18] C3-301. Sugimoto Y., Minami N., Koji Y., *Environmental Visual Harmony Measures of Transmission Installations and Effect on Social Acceptance.*
- [19] C3-302. Gautschi D., Luescher R., Kiefel Y., Huet I., Laruelle E., *Comparative life cycle assessment of an environmentally friendly 145 kV gas insulated substation.*
- [20] C3-303. Halbedl T., Renner H., Achleitner G., *Geomagnetically Induced Currents Modelling and Monitoring Transformer Neutral Currents in Austria.*
- [21] C3-305. Mentens J., Grietens E., Du Four V., *The citizens and local authorities views on actions taken to enhance public acceptance of a 380 kV grid extension project.*
- [22] C3-306. Avila J., Alvarado L., Nogueroles E., *Ciclo VEGETA. Optimum management of vegetation treatment cycles at REE.*

Wydajność techniczna systemów elektroenergetycznych – Komitet Studiów C4

Power System Technical Performance – Study Committee C4

Zakres działalności Komitetu Studiów C4 obejmuje różnorodne kwestie techniczne związane z wydajnością pracy systemu elektroenergetycznego (SEE). W ujęciu ogólnym obszar jego działania dotyczy metod i narzędzi do analiz pracy SEE, które mają zastosowanie w badaniach stanów dynamicznych i przejściowych oddziaływań występujących między urządzeniami, podsystemami, dużymi SEE, a także wewnętrznymi i zewnętrznymi zakłóceniami, np. wyładowań atmosferycznych. Cechą charakterystyczną Komitetu Studiów C4 jest szeroki zakres analizowanych zjawisk w różnych przedziałach czasowych, w tym obejmujący również analizy zjawisk elektromagnetycznych i falowych. Należy podkreślić, że do obszaru działań Komitetu Studiów C4 nie zalicza się zagadnień ściśle związanych z wytwarzaniem elementów oraz urządzeń, a także zagadnień odnoszących się do planowania, obsługi i sterowania obiektów elektroenergetycznych, z wyjątkiem tych przypadków, w których zachowanie elementów składowych, urządzeń lub podsystemu zależy lub znacząco oddziałuje na pracę SEE.

Tematyka działań Komitetu Studiów C4 obejmuje: jakość energii elektrycznej, kompatybilność i zakłócenia elektromagnetyczne (EMC/EMI), koordynację izolacji, badanie wyładowań atmosferycznych, zaawansowane narzędzia modelowania, analizy pracy i symulację zachowań dynamicznych SEE. Tematy te obecnie ukierunkowane są

na nowe instalacje i urządzenia pojawiające się w SEE, tj. technologie urządzeń energoelektronicznych i prowadzenie systemu z wykorzystaniem generacji rozproszonej, ze szczególnym podkreśleniem uwzględniania wymienionych technologii w zagadnieniach jakości energii elektrycznej i zaawansowanych narzędziach do analiz stanów nieustalonych i dynamicznych SEE. W celu bardziej precyzyjnego zdefiniowania działalności Komitetu Studiów C4 określono dla niego następujące podstawowe tematyczne obszary aktywności.

- **Jakość energii elektrycznej** (ang. *Power Quality Performance*). Badania i analizy porównawcze jakości energii elektrycznej; poziomy i wskaźniki kompatybilności; pomiary i monitoring emisji z instalacji powodujących zakłócenia; związki pomiędzy wyładowaniami atmosferycznymi i spadkami napięć; emisyjność instalacji odbiorczych (np. układów HVDC, SVC, pieców łukowych); odporność instalacji na zakłócenia.
- **Kompatybilność elektromagnetyczna** (EMC, ang. *Electromagnetic Compatibility*). Wrażliwość elektromagnetyczna; EMC w sąsiedztwie SEE; wymagania i rozwiązania dla stacji wysokich i najwyższych napięć oraz elektrowni.
- **Dynamika pracy systemów elektroenergetycznych** (ang. *Power System Dynamics*). Opracowanie zaawansowanych narzędzi i nowych technik analitycznych do oceny dynamicznej/przej-

ściowej stabilności i wydajności pracy SEE, jego bezpieczeństwa, projektowania modeli i urządzeń do modelowania i sterowania nowych urządzeń pojawiających się w SEE, a także oceny i kontroli stabilności SEE w czasie rzeczywistym; w tym: wpływ obiektów z elementami energoelektronicznymi dużych mocy na bezpieczeństwo systemu i pracę sieci; zagadnienia związane z zastosowaniem długich kabli prądu przemiennego; dynamiczne interakcje pomiędzy urządzeniami wytwórczymi i przesyłowymi.

- **Wyładowania atmosferyczne** (ang. *Lightning*). Analiza i charakterystyki wyładowań atmosferycznych oraz badania interakcji piorunów z systemami i urządzeniami elektroenergetycznymi, w tym ochrona w sieciach średniego i niskiego napięcia przed wyładowaniami atmosferycznymi oraz ich standaryzacja.
- **Koordynacja izolacji** (ang. *Insulation Co-ordination*). Stosowane praktyki; układy ultrawysokiego napięcia (UHV); oddziaływania pomiędzy transformatorami a systemem w zakresie elektromagnetycznych zjawisk występujących przy załączaniu nieobciążonych transformatorów; rezonans i ferrerezonans; oddziaływania pomiędzy długimi liniami kablowymi a SEE; wpływ warunków i charakterystyk sieciowych na działanie wyłączników, w tym napięć powrotnych; wpływ zanieczyszczeń izolacji na jej właściwości.

Zagadnienia rozważane na sesji CIGRE 2018

Komitet Studiów C4 w ramach swoich działań na sesję CIGRE 2018 w Paryżu wytypował trzy tematy preferencyjne, tzw. tematy wiodące.

- Temat 1 – **Problematyka wydajności technicznej systemów elektroenergetycznych, koncentrująca się na skutkach wysokiego poziomu integracji technologii bazującej na energoelektronice dużych mocy** (26 referatów).
- Temat 2 – **Rozwój i postęp w modelowaniu i ocenie własności wyładowań atmosferycznych i koordynacji izolacji** (13 referatów).
- Temat 3 – **Postępy obliczeniowe w zakresie narzędzi, modeli, metodologii i analizy zagadnień związanych z wydajnością techniczną systemu elektroenergetycznego** (14 referatów).

Tematy te obejmują zagadnienia podejmowane w ramach grup roboczych Komitetu Studiów C4 oraz uwzględniają postęp techniczny występujący w dziedzinach objętych przez działalność Komitetu.

Spośród nadesłanych publikacji na 47. sesję CIGRE Komitet Studiów C4 zaakceptował łącznie 53 referaty. W ramach niniejszego artykułu przedstawiono krótką charakterystykę zagadnień poruszanych w poszczególnych referatach z podziałem na tematy preferencyjne. W zamieszczonym opisie referatów podkreślono jedynie najważniejsze kwestie w nich podejmowane.

Temat preferencyjny 1

Zagadnienia podejmowane w ramach tematu preferencyjnego pt.: Problematyka wydajności technicznej systemów elektroenergetycznych, koncentrująca się na skutkach wysokiego poziomu integracji technologii bazującej na energoelektronice dużych mocy zostały przedstawione w dwudziestu sześciu publikacjach nadesłanych z siedemnastu krajów – najszerze międzynarodowe zainteresowanie. Problematykę podejmowaną w tych publikacjach podzielono na trzy podgrupy tematyczne.

- **Podgrupa 1.1:** *Kontrola stabilności systemu elektroenergetycznego, ze szczególnym uwzględnieniem systemów kontroli częstotliwości i napięcia źródeł energii z przekształtnikami energoelektronicznymi, zawierająca aspekty ich modelowania, osiągnięć oraz wyzwania szeregowej kompensacji i wpływu mikro sieci.*
- **Podgrupa 1.2:** *Badanie, pomiar, analiza porównawcza i standaryzacja jakości energii.*
- **Podgrupa 1.3:** *Aspekty kompatybilności elektromagnetycznej (EMC) przyszłych sieci energetycznych, w tym narażenia na ekstremalnie niskie częstotliwości (ELF, ang. extremely low frequency) elektrycznych i magnetycznych pól.*

Podgrupa 1.1

Artykuły zaklasyfikowane do podgrupy 1.1 wiązały się z tematyką dotyczącą kwestii kontroli stabilności SEE, w tym z badaniem tej stabilności z uwzględnieniem systemów kontroli częstotliwości i napięcia źródeł energii „niesynchronicznych”, tzn. posiadających przekształtniki energoelektroniczne w torze wyprowadzenia mocy. Do niniejszej podgrupy zaklasyfikowano dwanaście publikacji o numerach [C4-102], [C4-105], [C4-106], [C4-112], [C4-115], [C4-117], [C4-118], [C4-119], [C4-120], [C4-121], [C4-124] i [C4-125]. Niniejsze artykuły podejmują problematykę z zakresu: standardów napięciowych w układach z dużym nasyceniem generacji rozproszonej, badania stanów przejściowych podczas operacji łączeniowych w liniach z sterowanymi dławikami, doboru mocy biernej w układach przesyłowych z HVDC (ang. *High Voltage Direct Current*), badania stabilności w układach o dużym nasyceniu generacji „niesynchronicznej” (posiadającej elementy energoelektroniczne w torze wyprowadzenia mocy), stosowania szybkiej odpowiedzi częstotliwościowej w celu poprawy kontroli częstotliwości, możliwości wykorzystania baterii akumulatorów do poprawy wydajności sieci przesyłowej, kształtowania wydajności farm wiatrowych, a także zastosowania kompensacji szeregowej w liniach

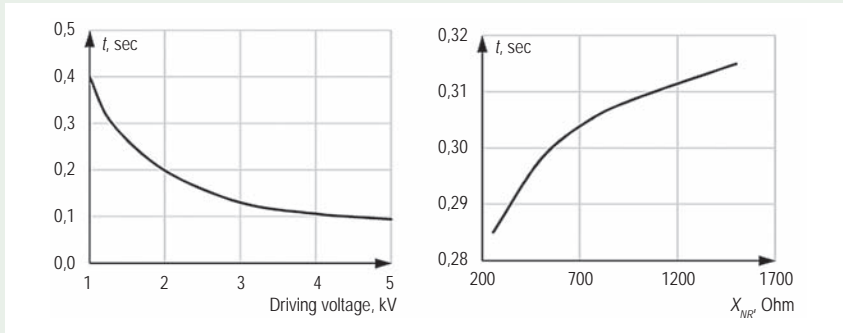
przesyłowych. Najbardziej interesujące publikacje w tym zakresie przytoczono i scharakteryzowano poniżej.

Artykuł [C4-102] pt. Steady-state voltage standards with high-penetration of distributed energy resources [1].

W artykule opisano wybrane powszechne amerykańskie i europejskie normy definiujące dopuszczalne zakresy wielkości napięcia. Normy te były opracowane dla systemów dystrybucyjnych cechujących się jednokierunkowym przepływem mocy – np. od sieci WN do odbiorcy końcowego. W sieciach tych poziom występującego napięcia kontroluje się w ograniczonym zakresie – zwykle na szynach rozdzielni w głównych stacjach zasilających. Sytuacja ta ulegnie szybkiej zmianie wskutek coraz większej penetracji tych sieci przez jednostki generacji rozproszonej oraz ciągłego wdrażania zaawansowanej infrastruktury pomiarowej AMI (ang. *Advanced Metering Infrastructure*), w tym inteligentnych liczników energii. Zatem należy rozpatrzyć czy wymagania zawarte w istniejących normach są właściwe. Rozwiązanie tego problemu wymaga jednak znalezienia odpowiedzi na pytanie: jak zmieni się funkcjonowanie sieci dystrybucyjnych i w jaki sposób będzie to wpływać na poziom napięcia w sieci i tym samym na istniejące standardy napięciowe. W dokonanym przeglądzie przeanalizowano różnice w sposobie, w jakim wymienione normy dotyczą/określają wielkości dopuszczalnego zakresu napięcia. W artykule wskazano również niektóre z zagrożeń napięciowych dla urządzeń, pojawiające się wskutek występujących zmian w sieci dystrybucyjnej oraz wskazano na potrzebę prowadzenia dalszych badań i analiz w tym obszarze.

Artykuł [C4-105] pt. Investigation of processes during single-phases auto reclosing on transmission lines with controlled shut reactors [2].

W artykule przedstawiono opis regulowanych magnetycznie dławików MSCR (ang. *magnetically controlled shut reactors*), które są używane w SEE wielu krajów do stabilizacji napięcia i do zwiększania przepusto-



Rys. 1. Przebieg czasu reakcji dławika MCSR w zależności od napięcia pracy i wypadkowej reaktancji [2]

wość linii przesyłowych. Omówiono zasady doboru parametrów tych dławików zgodnie z ograniczeniem prądu tuku wtórnego i wymaganą szybkością reakcji MCSR (rys.1). Przedstawiono również wyniki analizy dotyczące badań procesów, w tym prądów fazowych MCSR, występujących podczas ponownego załączenia linii z dławikami MCSR, uwzględniające m.in. poszczególne tryby pracy tych dławików. Istotnym elementem było również przedstawienie wyników badań określających wpływ reaktancji neutralnej na czas reakcji MCSR dla linii przesyłowej 500 kV, 400 km wyposażonej w stałe i kontrolowane dławiki MCSR.

Artykuł [C4-106]

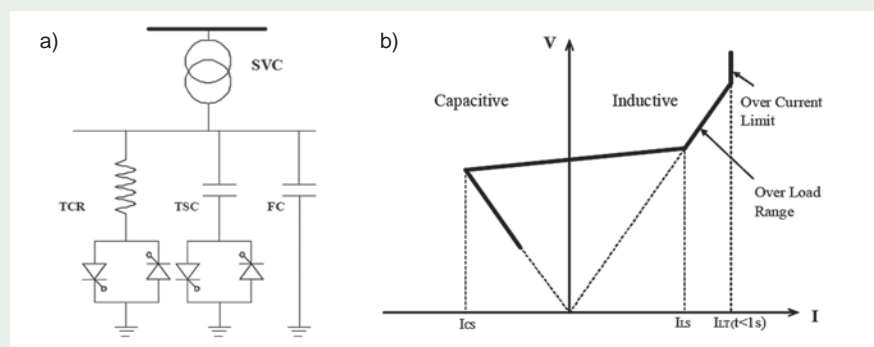
pt. *Updating reactive power compensation calculation required at Badr Converter Station in view of generation capabilities expected to be in service* [3]

W artykule przedstawiono nowoczesne technologie kompensacji mocy biernej w tym SVC (ang. *Static VAR Compensators*) (rys. 2) wykorzystywane na potrzeby projektu połączenia międzysystemowego pomiędzy Egiptem i Arabią Saudyjską. Połączenie to zostało zaplanowane jako łącze wysokiego napięcia prądu stałego HVDC. Istotnym elementem niniejszego artykułu jest przedstawienie wymagań dla mocy biernej w jednej ze stacji tego łącza HVDC (Badr 500/220 kV – zlokalizowanej po stronie egipskiej) w związku z możliwościami generacyjnymi, które mają być eksploatowane zgodnie z planami wytwarzania przygotowanymi przez egipski wydział analiz sieciowych.

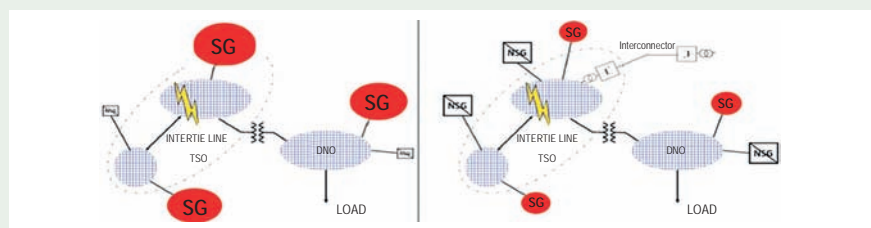
Artykuł [C4-112]
pt. *Inverter dominated UK Grid* [4]

W artykule podkreślono, że polityka rządu Wielkiej Brytanii nakreślona celami UE doprowadziła do ekspansji źródeł energii odnawialnej. To spowodowało nasycenie SEE tego kraju elementami energoelektronicznymi dużych mocy, które coraz częściej wypierają konwencjonalne jednostki wytwórcze z generatorami synchronicznymi (rys. 3). W systemie Wielkiej Brytanii istotnie zwiększa się również liczba

systemów HVDC i sumaryczna moc magazynów energii. Mając to na uwadze Autorzy próbują określić wpływ tych zmian na pracę sieci elektroenergetycznej. W tym zakresie wykonano badania symulacyjne przeprowadzone przy użyciu zredukowanego modelu sieci elektroenergetycznej Wielkiej Brytanii. W modelu szczegółowo odzwierciedlono obszar zainteresowania (region południowo-wschodni), pozostałą część sieci przedstawiono jako ekwiwalenty. Symulacje w DigSilent PowerFactory zostały wykorzystane do wykonania obliczeń rozptyłów mocy i zwarć, w celu uzyskania parametrów wymaganych do zainicjowania modelu EMT w oprogramowaniu PSCAD. Jako wyniki przeprowadzonych badań przedstawiono potencjalny zestaw warunków pracy sieci elektroenergetycznej, w których mogą wystąpić zjawiska niestabilnej pracy sieci spowodowane pracą przekształtników energoelektronicznych. W artykule opisano, w jaki sposób można je zidentyfikować i ocenić oraz w jakim stopniu wdrożenie kompensatorów synchronicznych lub innych środków ograniczających ryzyko wystąpienia tych zjawisk może zostać wykorzystane do poprawy bezpieczeństwa pracy SEE.



Rys. 2. Statyczny kompensator mocy biernej SVC:
a) schemat ideowy; b) charakterystyka regulacji [3]



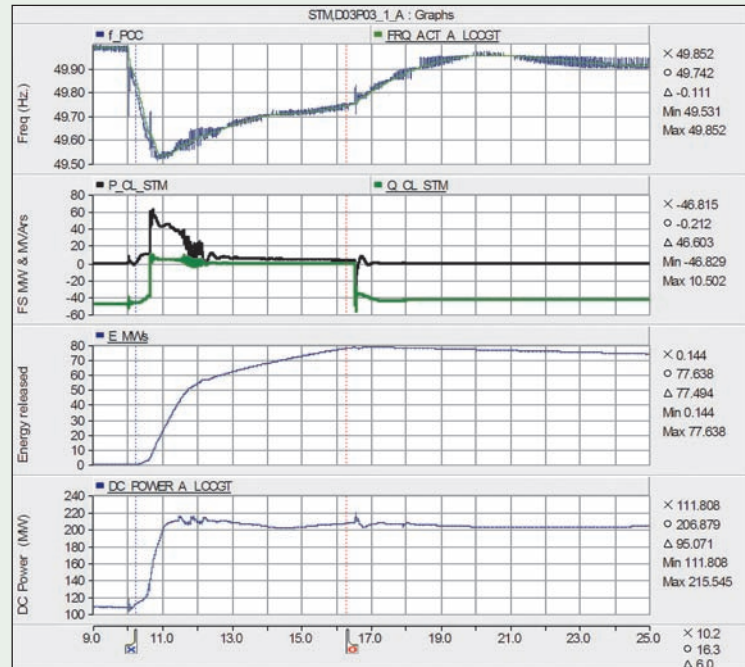
Rys. 3. Zmiany występujące w systemie elektroenergetycznym Wielkiej Brytanii: tradycyjny SEE (po lewej) i nowoczesny SEE (po prawej) [4]

Artykuł [C4-115] pt. *Application of fast frequency response to improve primary frequency control in Tasmania* [5].

W artykule przeanalizowano wykorzystanie źródeł szybkiej odpowiedzi częstotliwościowej FFR (ang. *fast frequency response*) w celu wsparcia pracy SEE cechujących się wysoką penetracją „niesynchronicznych” źródeł energii odnawialnej wykorzystujących elementy energoelektroniczne dużych mocy. Szczególną uwagę poświęcono koordynacji działania FFR z działaniem stabilizatora częstotliwości FS (ang. *frequency stabilizer*) w tasmańskim SEE (rys. 4). FS zrealizowany był w postaci dedykowanego zasobnika energii wykorzystującego superkondensatory do magazynowania energii elektrycznej. Urządzenie FS ma również znaczną zdolność do generacji mocy biernej, która pomaga kontrolować napięcie w sieci. Przedstawione wyniki wskazują, że mimo iż FS ma tylko stosunkowo niewielką zdolność magazynowania energii (około 400 MW), to dynamika odpowiedzi (wstrzyknięcia energii do SEE) jest doskonałym uzupełnieniem względem opóźnionej odpowiedzi wynikającej z właściwości technicznych jednostek hydrotechnicznych.

Artykuł [C4-117] pt. *Minimum system strength for secure operation of large-scale power systems with a high penetration of non-synchronous generation* [6]

Artykuł przedstawia wyniki badań odporności wielkoskalowego SEE o wysokiej penetracji generacji niesynchronicznej (tzn. generacji z elementami energoelektro-



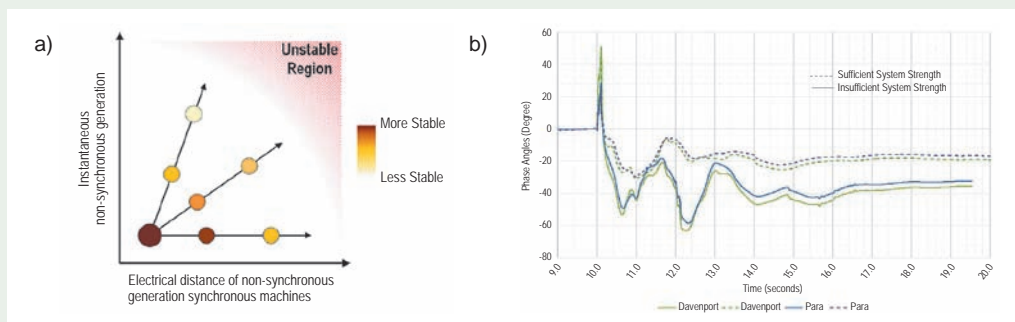
Rys. 4. Działanie stabilizatora częstotliwości FS i systemu HVDC w przypadku nagłej utraty 140 MW generacji [5]

nicznymi w torze wyprowadzenia mocy). Zmiennymi w przeprowadzonej analizie był poziom nasycenia systemu generacją niesynchroniczną oraz odległość elektryczna jednostek wytwórczych niesynchronicznych od jednostek wytwórczych synchronicznych (rys. 5). Autorzy podkreślają, że istotny wpływ na stabilność SEE z dużym udziałem generacji niesynchronicznej mają układy sterowania elementami energoelektronicznymi tych jednostek, a także systemy ich zabezpieczeń. Bardzo wysoki poziom nasycenia SEE niesynchroniczną generacją, w połączeniu z ograniczonym wsparciem ze strony jednostek synchronicznych oraz ograniczonym wsparciem

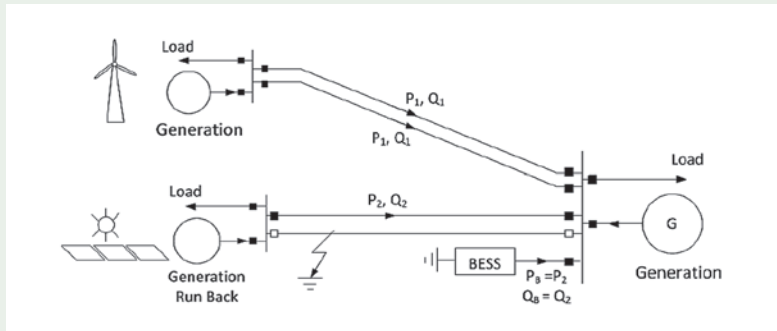
z systemów sąsiednich, spowodował brak stabilności analizowanego SEE.

Artykuł [C4-118] pt. *Battery storage for enhancing the performance of transmission grids* [7]

W artykule przedstawiono badania operatorów sieci przesyłowej w Australii, które dotyczyły możliwości efektywnego i ekonomicznego wykorzystania magazynów energii w celu zwiększenia niezawodności jej dostaw w obszarach, w których zdolność przesyłowa jest ograniczona z uwagi na ograniczenia sieciowe (rys. 6). Autorzy podkreślają, że magazyny energii można



Rys. 5. Stabilności SEE: a) w zależności od poziomu nasycenia generacją niesynchroniczną i odległości tych jednostek od generacji synchronicznej; b) kształtowanie się rozchyłów kątów napięć dla słabego i mocnego systemu elektroenergetycznego [6]



Rys. 6. Działanie magazynu energii jako wirtualna linia transmisyjna po wystąpieniu zwarcia w sieci [7]



Rys. 7. Urządzenia kompensacji szeregowej z pasywnymi filtrami do tłumienia rezonansu subsynchronicznego [12]

wykorzystać do poprawy stabilności pracy SEE oraz zwiększenia międzyobszarowych zdolności przesyłowych. Jako przykład w tym obszarze wskazują wykorzystanie do poprawy stabilności częstotliwości australijskiego SEE.

Artykuł [C4-125]

pt. The application of series compensation to the existing Scottish 400 kV transmission system [12]

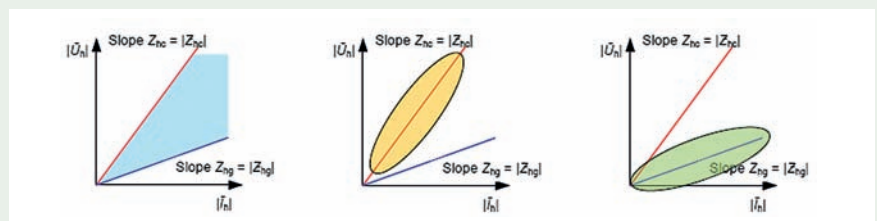
W artykule opisano pierwsze zastosowanie urządzeń do kompensacji szeregowej w linii przesyłowej 400 kV w Wielkiej Brytanii. Kompensację tę wprowadzono w celu zwiększenia zdolności przesyłowej z Szkocji do Anglii z 3,3 GW do 4,4 GW w sposób najbardziej ekonomiczny i efektywny. Dzięki tej inwestycji możliwe jest wprowadzenie nowej generacji w Szkocji i pomoc w osiągnięciu celów rządowych w zakresie energii odnawialnej. Wzrost zdolności przesyłowej połączenia międzysystemowego do granicy termicznej istniejących przewodów napowietrznych osiągnięto dzięki zainstalowaniu urządzeń do kompensacji szeregowej we wszystkich czterech torach linii. Instalacja kondensatorów szeregowych związana jest ze znacznym ryzykiem wystąpienia rezonansu subsynchronicznego (SSR). W celu minimalizacji tego ryzyka, przeprowadzone analizy w tym zakresie wskazały na potrzebę zastosowania szeregowo połączonych zestawów kondensatorów z pasywnymi filtrami tłumiącymi – pierwsze tego typu rozwiązanie na świecie (rys. 7).

Podgrupa 1.2

Artykuły zaklasyfikowane do podgrupy 1.2 wiązały się z tematyką badania, pomiaru oraz analizy porównawczej i standaryzacji jakości energii. Do niniejszej podgrupy zaklasyfikowano dwanaście publikacji: [C4-101], [C4-104], [C4-107], [C4-108], [C4-109], [C4-110], [C4-111], [C4-113], [C4-114], [C4-122], [C4-126] i [C4-127]. Niniejsze artykuły podejmują problematykę z zakresu: projektowania filtrów subharmonicznych generowanych przez farmy wiatrowe, pomiarów i analiz harmonicznych w celu oceny wpływu odbiorców na warunki pracy sieci wysokiego napięcia, poprawy poziomów harmonicznych generowanych przez piece łukowe, identyfikacji źródła generacji wyższych harmonicznych, monitoringu jakości energii elektrycznej jako narzędzia do oceny wydajności systemu, wyzwań technicznych wynikających z integracji długich kabli prądu przemiennego w słabych sieciach przesyłowych, porównań międzynarodowych standardów dla harmonicznych itp. Najbardziej interesujące publikacje w tym zakresie przytoczono i scharakteryzowano poniżej.

Artykuł [C4-104] pt. Measurement and analysis of harmonic data to assess the impact of installations connected to high voltage systems [14]

W artykule przedstawiono wyniki badań obecności harmonicznych występujących w układach sieci WN i NN bazując na rzeczywistych pomiarach z systemów wysokiego i najwyższego napięcia. W tego typu układach coraz częściej występują urządzenia wykorzystujące elementy energoelektroniczne dużych mocy. Nie bez znaczenia pozostaje również tendencja zastępowania linii napowietrznych podziemnymi liniami kablowymi. Znaczący udział kabli w SEE powoduje zmiany częstotliwości rezonansowych, co może skutkować zarówno wzmocnieniem, jak i obniżeniem poziomów harmonicznych. W praktyce dokonanie oceny wpływu instalacji zniekształcającej na sieć wysokiego napięcia jest skomplikowane. W artykułach często są publikowane metody takich analiz, jednak stosunkowo rzadko ujmują one opisy rzeczywistych przypadków występujących w sieci wysokiego i najwyższego napięcia.



Rys. 8. Typowy obszar pomiaru harmonicznych napięcia i odpowiadających im harmonicznych prądu [14]

Przedstawiona w niniejszej publikacji analiza oparta jest na metodzie nieinwazyjnej wykorzystującej m.in. określone impedancje filtrów (rys. 8). Natomiast źródłem wyższych harmonicznych było łącze HVDC.

Artykuł [C4-108]

pt. Harmonic responsibilities determination at the point of common coupling [16].

W artykule opisano metodę oceny odpowiedzialności za wprowadzanie zniekształceń do sieci w punkcie przyłączenia klienta. Proponowana metoda bazuje na analizie trójfazowych przepływów mocy chwilowej, zarówno sygnałów podstawowych, jak i wszystkich harmonicznych. Ważną zaletą tego sposobu jest to, że napięcia i prądy zmierzone w punkcie przyłączenia są wystarczające do określenia wielkości i kierunku mocy dla każdego rzędu harmonicznych. W artykule stwierdza się, że proponowana metoda może być stosowana praktycznie w dowolnym urządzeniu do pomiaru jakości energii elektrycznej, które jednocześnie monitoruje harmoniczne napięć i prądów. Autorzy wskazują również, że przy wykorzystaniu tej metody możliwa jest produkcja liczników energii, które będą określać odpowiedzialność za wprowadzone zniekształcenia. Poprawność działania proponowanej metody jest weryfikowana za pomocą badań symulacyjnych dla różnych przypadków.

Artykuł [C4-110]

pt. Technical challenges associated with the integration of long HVAC cables and inverter based renewable generation in weak transmission networks: the Irish experience [18]

W artykule przedstawiono najważniejsze wyzwania związane z integracją dużych ilości kabli wysokiego napięcia prądu przemiennego (HVAC) i obecności elementów energoelektronicznych dużej mocy w „stabej” sieci przesyłowej. Przedstawiana problematyka poparta jest doświadczeniami zdobytymi w ostatnich latach przez irlandzkiego operatora systemu przesyłowego EirGrid. Integracja dużych ilości kabli HVAC wprowadza nowe wyzwania

techniczne w odniesieniu do wykorzystania równoważnych linii napowietrznych (OHL). W szczególności, interakcje występujące pomiędzy dużą pojemnością kabli i głównie indukcyjnym charakterem źródeł lub transformatorów. W pewnych okolicznościach może to wywoływać problemy, takie jak rezonanse harmoniczne w obszarze niskich częstotliwości. Przedstawione w artykule studium przypadku dotyczy połączenia dużego zespołu farm wiatrowych z wykorzystaniem kabli HVAC do słabej części systemu przesyłowego 110 kV.

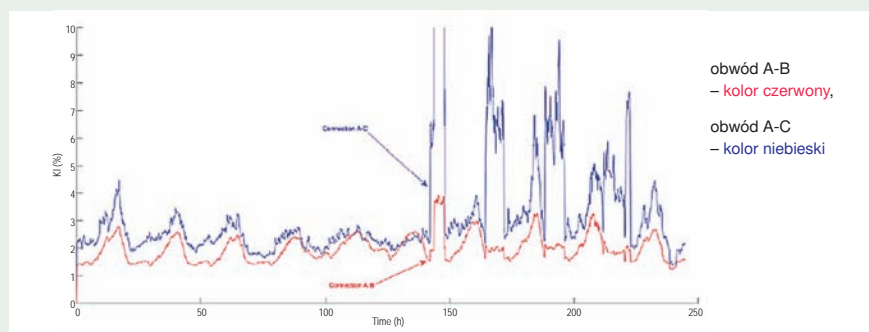
Artykuł [C-111] pt. International Comparison of Harmonic Assessment Approaches and Implications [19]

W artykule przedstawiono podejście, występujące w różnych krajach, jak: Brazylia, Wielka Brytania, Hiszpania, Niemcy, Holandia, Irlandia, do oceny wymagań dotyczących jakości energii w sieciach przesyłowych, a w szczególności obecności wyższych harmonicznych w przebiegu napięcia. Przedstawiono proste studium przypadku w celu zilustrowania różnych podejść stosowanych przez operatorów i uwydatnienia problematyki, z jaką się mierzą operatorzy poszczególnych łączących się SEE. Autorzy podkreślają, że poziom zniekształceń napięcia rośnie ze względu na wzrost nasycenia SEE elementami nieliniowymi (w tym elementami energoelektronicznymi) i coraz większy udział linii kablowych. Instalacja linii kablowych HVAC przyczynia się do przesunięcia częstotliwości rezonansowych i zmniejszenia obciążenia, które zapewnia efekt tłumienia efektów rezonansowych. Przedstawione w artykule analizy, dotyczą-

ce podejścia przyjętego przez różne kraje przy ocenie przytoczonych kwestii, są cennym źródłem wiedzy.

Podgrupa 1.3

Artykuły zaklasyfikowane do podgrupy 1.3 dotyczą aspektów kompatybilności elektromagnetycznej (EMC) przyszłych sieci energetycznych, w tym narażenia na ekstremalnie niskie częstotliwości (ELF, ang. extremely low frequency) elektrycznych i magnetycznych pól. Do niniejszej podgrupy zaklasyfikowano dwie publikacje: [C4-103] i [C4-116]. W tym obszarze na szczególną uwagę zasługują analizy przedstawione w artykule [C4-103] pt. Zero sequence currents in the high voltage grid in the Netherlands. Skoncentrowano się w nim na określeniu poziomu elektromagnetycznych zakłóceń, jakie mogą pochodzić z przepływu składowej zerowej w systemach przesyłowych. W celu określenia oddziaływania tego prądu przeprowadzono pomiary na dwóch gałęziach linii o napięciu znamionowym 150 kV, w Holandii. Czas pomiarów wynosił 245 godzin. Na podstawie analizy wyników pomiarów zaobserwowano, że występują trzy charakterystyczne przypadki różniące się znacząco wartością występowania prądu składowej zerowej: stan pracy normalnej, wyłączenie jednego z odgałęzień i przetężenia w innym miejscu w sieci (rys. 9). Stosunek pomiędzy składową zerową i składową zgodną może się zmieniać w ciągu doby dość mocno. Ponadto występujące zmiany nie zależą od składowej zgodnej prądu obciążenia.



Rys. 9. Stosunek prądu składowej zerowej do składowej zgodnej występujący w układzie [25]

Temat preferencyjny 2

Zagadnienia podejmowane w ramach tematu preferencyjnego 2 pt. Rozwój i postęp w modelowaniu i ocenie własności wyładowań atmosferycznych i koordynacji izolacji zostały przedstawione w trzynastu publikacjach nadesłanych z jedenastu krajów. Problematykę podejmowaną w tych publikacjach podzielono na dwie podgrupy tematyczne.

- **Podgrupa 2.1: Estymacja odporności linii przesyłowych na wyładowania atmosferyczne z uwzględnieniem detekcji, oceny metod analizy ochrony odgromowej i skuteczność liniowych ograniczników przepięć;**
- **Podgrupa 2.2: Ocena przepięć w układach przesyłowych linii napowietrznych/kablowych i wpływ rezonansu harmonicznych na przepięcia dorywcze.**

Podgrupa 2.1

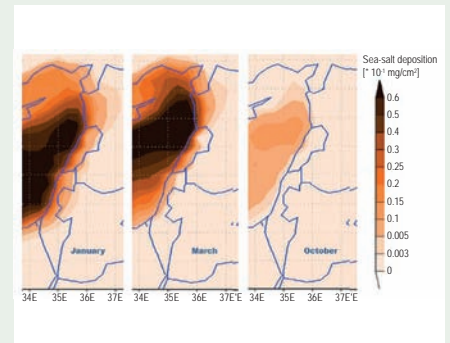
Artykuły zaklasyfikowane do podgrupy 2.1 wiązały się w szczególności z tematyką dotyczącą kwestii estymacji odporności linii przesyłowych na wyładowania atmosferyczne z uwzględnieniem detekcji, oceny metod analizy ochrony odgromowej i skuteczności liniowych ograniczników przepięć. Do niniejszej podgrupy zaklasyfikowano siedem publikacji: [C4-201], [C4-202], [C4-206], [C4-207], [C4-209], [C4-212], [C4-213]. Kilka artykułów podejmuje kwestie wykorzystania informacji dostarczanych przez system lokalizowania wyładowań atmosferycznych do weryfikacji modeli i lepszej oceny lokalizacji i oddziaływania wyładowań atmosferycznych oraz do określenia wpływu zanieczyszczeń na wskaźnik odporności elektrycznej izolatorów. Wskazuje się, że przestrzenna i czasowa korelacja danych pogodowych i wyładowań atmosferycznych wymaga zastosowania nowoczesnych algorytmów. Natomiast inne artykuły opisują najnowsze doświadczenia związane z opracowaniem i zastosowaniem systemów pomiarowych i metodyk dla szacowania właściwego poziomu izolacji i jej koordynacji. Najbardziej intere-

sujące publikacje w tym zakresie przytoczono i scharakteryzowano poniżej.

Artykuł [C4-201]

pt. *Development of outdoor insulation pollution maps for IECO (Israel Electric Co) power grid [27]*

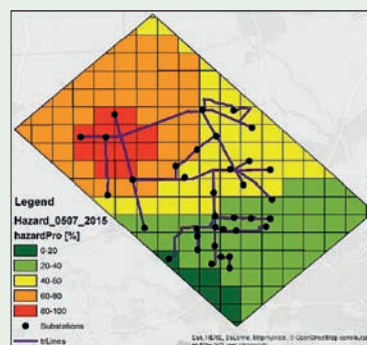
Artykuł określa nowe podejście do zasad kształtowania izolacji obiektów sieciowych z uwzględnieniem warunków zanieczyszczeń występujących na danym terenie. Przedstawiono m.in. mapy zanieczyszczeń uzyskane za pomocą zarówno ciągłego monitorowania, jak i modeli komputerowych (rys. 10). Uwzględnienie tych map w procesie projektowania izolacji w izraelskiej sieci elektroenergetycznej jest ważnym elementem, ponieważ wyłączenia spowodowane zanieczyszczeniami izolacji sięgają od 18 do 20% całkowitej liczby wyłączeń w izraelskim SEE. Należy również podkreślić, że prezentowane w artykule dane dotyczą dwóch międzynarodowych norm: IEC 60721 „Klasyfikacja warunków środowiskowych” i IEC TS 60815 „Dobór i wymiarowanie izolatorów wysokiego napięcia przeznaczonych do stosowania w warunkach zabrudzeniowych”. Prezentowana w artykule idea podejścia do kształtowania izolacji z uwzględnieniem lokalnych uwarunkowań zanieczyszczeń jest ciekawa z uwagi na występujące zmiany klimatyczne i towarzyszące temu negatywne oddziaływania atmosferyczne.



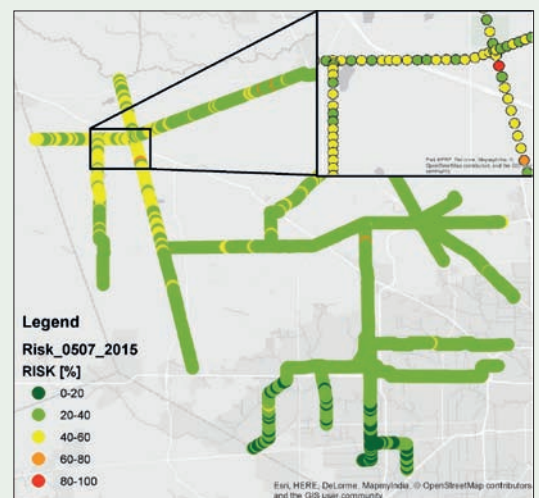
Rys. 10. Zanieczyszczenia osadów morskich w styczniu, marcu i październiku 2013 r. nad wschodnim regionem Morza Śródziemnego [27]

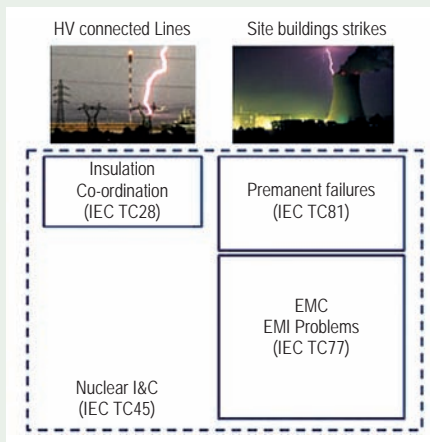
Artykuł [C4-202] pt. *Optimal placement of line surge arresters based on predictive risk framework using spatiotemporally correlated big data [28]*

Artykuł dotyczy ważnego tematu, tzn. optymalizacji lokalizacji ograniczników przepięć w sieci przesyłowej poprzez opracowanie w pełni zautomatyzowanego modelu podejmowania decyzji opartego na algorytmie regresji liniowej. W modelu tym najpierw identyfikuje się części sieci z największym prawdopodobieństwem uszkodzeń spowodowanych przez wyładowania atmosferyczne (rys. 11). Następnie poddaje się je procedurze optymalizacji lokalizacji ograniczników przepięć z uwzględnieniem czynników ekonomicznych.



Rys. 11. Optymalizacja lokalizacji ograniczników przepięć z uwzględnieniem ukształtowania terenu i warunków pogodowych [28]





Rys. 12. Relacje między dokumentami legislacyjnymi określającymi wymagania dotyczące kwestii ochrony od wyładowań atmosferycznych [33]

Artykuł [C4-213] pt. *Evolution of lightning protection of nuclear power plants: an overview of EDF's experience* [33]

W artykule dokonano przeglądu ochrony od wyładowań atmosferycznych (przebieg zewnętrznych) dla elektrowni jądrowych podkreślając jej ewolucję. Przedstawiono kwestie regulacji legislacyjnych dotyczących tematyki wyładowań atmosferycznych (rys. 12) wskazując na pewnego rodzaju niespójności występujące między wymaganiami dla ochrony sieci przesyłowych i budynków. Zamieszczono również opis metodyki lokalizacji wyładowań atmosferycznych (ze szczególnym uwzględnieniem gęstości punktowej i rozkładu prądu) oraz wskazano na nową procedurę obliczania przebieg w kablach doprowadzonych do budynków objętych wyładowaniem atmosferycznym. Uwzględniając plany rozwoju energetyki jądrowej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym treść niniejszego artykułu można traktować jako interesującą.

Podgrupa 2.2

Artykuły zaklasyfikowane do podgrupy 2.2 wiązały się w szczególności z tematyką dotyczącą oceny przebieg w układach przesyłowych linii napowietrznych i kablowych oraz wpływu rezonansu har-

monicznych na przebieg dorywcze. Do niniejszej podgrupy zaklasyfikowano sześć publikacji: [C4-203], [C4-204], [C4-205], [C4-208], [C4-210] i [C4-211]. Niniejsze artykuły podejmują problematykę obejmującą najnowsze doświadczenia z zakresu metod obliczeniowych i pomiarowych wyznaczania i propagacji fali elektromagnetycznych występujących w stanach przejściowych. Omówiono problemy napięciowe związane z wykorzystaniem systemów HVDC oraz klasyczne badania dotyczące np. zalety przyjęcia przewodów ekranujących lub ograniczników linii giętkich i analiz zjawisk ferorezonansu. Zamieszczono również kilka nowych przykładów zastosowania metod numerycznych wykorzystywanych do dokładnej oceny przebieg. Najbardziej interesujące publikacje w tym zakresie przytoczono i scharakteryzowano poniżej.

Artykuł [C4-210] pt. *A novel approach to statistical analysis of slow front overvoltages in HVDC converter stations* [38]

Coraz większy rozwój wysokonapięciowych łączy prądu stałego HVDC powoduje, że zagadnieniom pracy tych urządzeń poświęca się również dużo uwagi w obszarze analizy przebieg. W artykule przedstawiono analizę charakterystyki statystycznej przebieg powstających zwykle w wyniku zwarć doziemnych występujących zarówno po stronie przemiennoprądowej, jak i po stronie stałoprądowej (występujących na szynach zbiorczych oraz na odplywach). Uzyskane wyniki wskazują, że rozkład statystyczny tych przebieg nie jest dobrze opisany przez rozkład normalny, a najwyższe przebiegi występują w przypadku zakłóceń zwarciowych występujących w polach szyn zbiorczych po stronie stałoprądowej.

Artykuł [C-211] pt. *Ferroresonance in Inductive Voltage Transformers or Power Voltage Transformers: analysis, laboratory tests and solutions* [39]

Pojawiające się nowe elementy w SEE wywołują wzrost zagrożeń zjawiskami rezonansowymi. W artykule przedstawiono analizę zjawisk ferorezonansu związaną z in-

dukcyjnymi przekładnikami wysokiego napięcia w celu opracowania modeli EMT (ang. *elector magnetic transient*), umożliwiających szczegółowe analizy ryzyka wystąpienia ferorezonansu w określonych warunkach pracy stacji wysokiego napięcia. Przedstawiono wyniki badań laboratoryjnych i symulacji komputerowych. Jak podkreślają Autorzy, uzyskane wyniki mogą posłużyć jako pomoc w opracowaniu specyfikacji technicznych dotyczących zapobiegania i minimalizacji wystąpienia zjawiska ferorezonansu.

Temat preferencyjny 3

Zagadnienia podejmowane w ramach tematu preferencyjnego pt.: Postępy obliczeniowe w zakresie narzędzi, modeli, metodologii i analizy zagadnień związanych z wydajnością techniczną systemu elektroenergetycznego zostały przedstawione w czternastu publikacjach nadesłanych z dziesięciu krajów. Problematykę podejmowaną w tych publikacjach podzielono na następujące podgrupy tematyczne:

- **Podgrupa 3.1:** *Techniki modelowania (z wykorzystaniem modeli o parametrach zależnych od częstotliwości) dla wysokoczęstotliwościowych stanów przejściowych i oceny jakości energii;*
- **Podgrupa 3.2:** *Symulacja w czasie rzeczywistym dynamicznego zachowania systemu elektroenergetycznego;*
- **Podgrupa 3.3:** *Artykuły zgodne z ogólną tematyką tematu preferencyjnego 3.*

Podgrupa 3.1

Artykuły zaklasyfikowane do podgrupy 3.1 wiązały się w szczególności z techniką i metodyką modelowania (w tym z wykorzystaniem modeli o parametrach zależnych od częstotliwości) wysokoczęstotliwościowych stanów przejściowych i oceny jakości energii. Do niniejszej podgrupy zaklasyfikowano sześć publikacji: [C4-301], [C4-304], [C4-306], [C4-309], [C4-310], [C4-311]. Artykuły te podejmują kwestie: analizy porównawczej wyników szybkozmiennych przebieg uzyskanych drogą symulacyjną i pomiarową dla układu stacji

najwyższych napięć pracujących w technologii GIS (ang. *Gas Insulated System*), wpływu dokładności modelowania wysokonapięciowych kabli przemiennoprądowych na poprawność odzwierciedlenia stanów przejściowych i towarzyszących im wyższych harmonicznych, obliczeń strat mocy w trójfazowych podmorskich kablach, modelowania transformatorów wysokiej częstotliwości dla potrzeb analiz sieciowych, a także kwestie dotyczące opracowania udoskonalonych zagregowanych modeli obciążeń do analiz sieciowych SEE (studium przypadku dla skandynawskiego SEE). Do szerszego omówienia wybrano dwie publikacje, których treść wiąże się z problematyką, która będzie mogła dotyczyć również KSE.

Artykuł [C4-301] pt. *Comparison between measured and simulated VFTO in 525 kV GIS* [40]

W artykule przedstawiono analizę porównawczą wyników szybkozmiennych przepięć uzyskanych drogą symulacyjną i pomiarową dla układu stacji najwyższych napięć pracujących w technologii GIS (ang. *Gas Insulated System*). Jak wskazują autorzy niniejszej publikacji po kolejnych awariach transformatora w hydroelektrowni w Brazylii rozpoczęto wnikliwe badania. Badania te dotyczyły wpływu operacji łączeniowych wyłączników GIS na powstawanie bardzo szybkich przejściowych przepięć

VFTO (ang. *Very Fast Transients Overvoltage*) i trwałość izolacji transformatora. W artykule opisano szczegółowo wykonany model GIS, w tym odwzorowujący procesy związane z otwieraniem i zamykaniem wyłącznika (rys. 13). Przedstawiono również weryfikację wyników symulacji i strojenie modelu z wykorzystaniem pomiarów pochodzących z eksperymentalnego obiektu GIS. W efekcie pomiary w terenie wykazały ogólnie dobrą zgodność z wynikami symulacji, zwracając uwagę na złożoną fizykę zjawisk występujących w układach typu GIS, co eliminuje w wielu przypadkach zasadność stosowania typowych modeli.

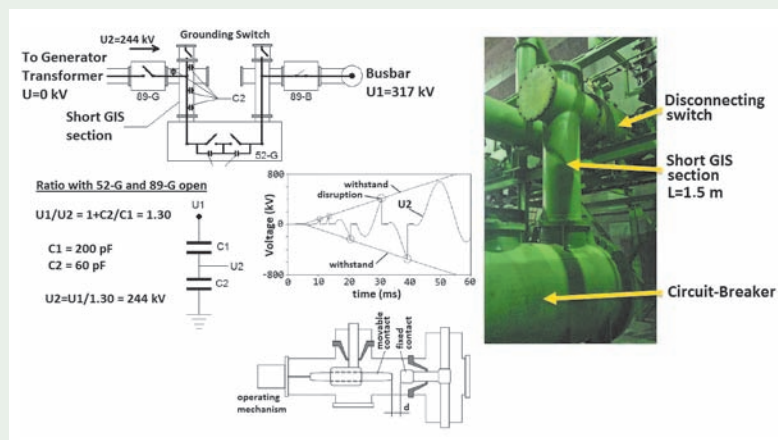
Artykuł [C4-309] pt. *Impact of cable impedance modelling assumptions on harmonic losses in offshore wind power plants* [43]

Plany rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym wskazują na potrzebę rozpatrzenia różnych wariantów wyprowadzenia mocy z tego typu farm wiatrowych. Jedną z ciekawych opcji jest połączenie morskiej farmy wiatrowej z siecią elektroenergetyczną SEE podmorskim kablem prądu przemiennego. W artykule zwrócono uwagę na szereg ciekawych informacji dotyczących modelowania i parametrów tego typu kabli umożliwiających prowadzenie analiz w szerokim zakresie częstotliwości (rys. 14). Wskazano również, w jaki sposób całkowite straty (harmoniczne)

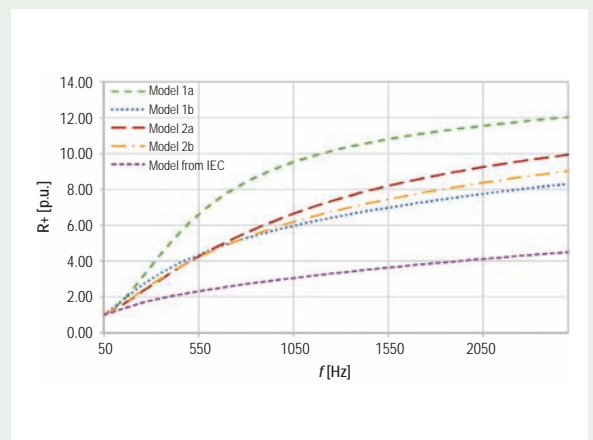
i zniekształcenia w farmie wiatrowej mogą być albo niedoszacowane, albo przeszacowane w zależności od wybranego modelu kabla i przedstawiono praktyczne implikacje tej rozbieżności.

Podgrupa 3.2

Artykuły zaklasyfikowane do podgrupy 3.2 wiązały się w szczególności z techniką symulacji w czasie rzeczywistym dynamicznego zachowania systemu elektroenergetycznego. Do niniejszej podgrupy zaklasyfikowano pięć publikacji: [C4-303], [C4-305], [C4-307], [C4-313] i [C4-314]. Artykuły te podejmują kwestie: wykorzystania platformy urządzeniowej HIL (ang. *Hardware in the loop*) do testowania zdolności turbiny wiatrowej w zakresie poprawy stabilności częstotliwości SEE; kształtowania wymagań dla modeli do prowadzenia analiz związanych z rozpadem SEE i jego black-outem, przeglądu ekwiwalentów modeli dynamicznych w nowych SEE, przeglądu i oceny standardów testowania systemu elektroenergetycznego – dla przeprowadzania symulacji w czasie rzeczywistym RTDS (ang. *Real-Time Simulation Studies*), prowadzenia dynamicznych badań urządzeń energoelektronicznych dużej mocy z wykorzystaniem metod RTDS. Do szerszej charakterystyki wybrano dwie publikacje, których treść wiąże się z wyzwaniem związanym z coraz większą obecnością elementów energoelektronicznych dużej mocy.



Rys. 13. Idea zjawiska wzrostu napięcia między kondensatorami a krótką sekcją GIS [40]



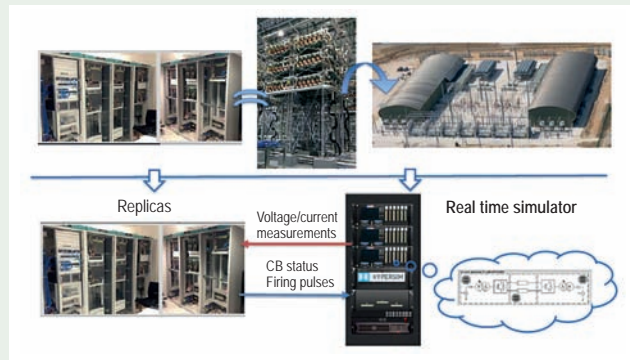
Rys. 14. Zależność rezystancji kabla podmorskiego w zależności od częstotliwości – dla różnych analizowanych modeli [43]

Artykuł [C4-305] pt. *Requirements for models to study and prevent system separation and collapse* [47].

Artykuł bazuje na wynikach pracy grupy roboczej CIGRE JWG A3 /B5/C4.37 „Warunki systemowe i prawdopodobieństwo utraty synchronizmu”. W artykule zawarto aspekty związane z wymaganiami dotyczącymi modelowania, jakimi należy się kierować przy prowadzeniu analiz dotyczących rozpadu systemu elektroenergetycznego. Autorzy podkreślają, że modelowanie SEE w niniejszym obszarze nie jest łatwym zadaniem, gdyż konieczne jest odpowiednie uwzględnienie powiązań między pierwotną i wtórną stroną SEE uwzględniającą różne systemy sterowania i zabezpieczeń. Zidentyfikowano trzy główne przyczyny dużych zakłóceń: brak świadomości sytuacyjnej, „powszechnie” przyczyny (pogoda, klęski żywiołowe itp.) oraz brak harmonizacji ustawień sterowania i zabezpieczeń (szczególnie w przypadku jednostek generacji rozproszonej, które mogą być rozbieżne pomiędzy wieloma pojedynczymi jednostkami). Podkreśla się, że w tego typu analizach jednostki generacji rozproszonej powinny być prawidłowo modelowane, aby zrozumieć, w jaki sposób zmienne systemowe lub zmienne występujące dla danego regionu będą wpływać na wahania napięcia, częstotliwości i mocy oraz w dalszej konsekwencji na zachowanie SEE. Przy prowadzeniu tego typu badań istnieje zatem potrzeba interdyscyplinarnej oceny poprawności modeli.

Artykuł [C4-314] pt. *System Dynamic Studies of Power Electronics Devices with Real-Time Simulation – A TSO operational experience* [50]

W 2011 r. francuski operator systemu przesyłowego RTE powołał laboratorium symulatora czasu rzeczywistego, w którym tworzy się fizyczne repliki obiektów elektroenergetycznych (posiadających urządzenia energoelektroniczne dużych mocy) wraz z ich zabezpieczeniami, takimi jak łącząca HVDC i statyczne kompensatory SVC (rys. 15). Urządzenia (repliki) te po podłączeniu do RTDS i/lub symulatora sieciowego Hypersim mogą generować wyniki w czasie



Rys. 15. Laboratorium symulatora czasu rzeczywistego francuskiego operatora systemu przesyłowego RTE [50]

rzeczywistym. W artykule opisano wykorzystanie tego narzędzia do badania zdarzeń systemowych oraz przeprowadzenia badań parametrycznych mających na celu optymalne kształtowanie systemów sterowania i zabezpieczeń, zarówno dokładnie odwzorowanego elementu, jak i obiektów sieciowych. Stwierdzono, że badania elektromagnetycznych stanów przejściowych realizowanych w trybie off-line są nadal niezbędne do wykonywania niektórych rodzajów analiz, jednak platformy RTS wykorzystujące fizyczne repliki urządzeń sterujących i zabezpieczeniowych dają dokładną weryfikację wyników badań uzyskanych w trybie off-line.

Podgrupa 3.3

Artykuły zaklasyfikowane do podgrupy 3.3 obejmowały zagadnienia zgodne z tematem preferencyjnym 3, dotyczącym postępów obliczeniowych w zakresie narzędzi, modeli, metodologii dla potrzeb analiz różnego rodzaju zjawisk w SEE. Do niniejszej podgrupy zaklasyfikowano trzy publikacje: [C4-302], [C4-308] i [C4-312]. Pierwszy z niniejszych artykułów [51] podejmuje kwestie oceny nowej metody numerycznej wykorzystywanej w obszarze analiz symulacji elektromagnetycznych stanów przejściowych, uwzględniających modele zależne częstotliwościowo. Jak wskazują autorzy metoda ta daje znaczące przyspieszenie obliczeń i może stać się bardzo przydatna z uwagi na to, że rzeczywiste systemy elektroenergetyczne, ze względu na duży udział generacji rozproszonej i elementów energoelektronicznych dużej mocy, stają się coraz bardziej złożone. W kolejnym z artykułów [52] opisano wybrane

założenia stosowane w różnych metodach obliczania zwarć, w tym w IEC 60909, IEEE C37.010 i zaleceniu inżynierskim G74. Zidentyfikowano, że w rzeczywistości stosunek X/R zmienia się wraz ze wzrostem reaktancji generatorów w trakcie trwania zwarcia (ze stanu podprzejściowego do przejściowego) i w konsekwencji może być większy niż wynika to z obliczeń realizowanych zgodnie z wytycznymi normatywnymi. W efekcie składowa stała również może przyjmować większe wartości (szczególności w pobliżu dużych generatorów synchronicznych). Wnioskuje się, że może to mieć wpływ m.in. na prawidłowość doboru wyłącznika i przekładników prądowych. Ostatnia z publikacji [53] dotyczy wykorzystania technologii PMU (ang. *phasor measurement units*) do celów identyfikacji modelu matematycznego systemu elektroenergetycznego. Jako studium przypadku wybrano system elektroenergetyczny Kalinigradu. Szczególnym problemem rozważanym w artykule jest optymalne rozmieszczenie jednostek PMU w analizowanym SEE w celu osiągnięcia pełnej obserwowalności tego systemu i w dalszych krokach identyfikacji jego dynamicznego modelu.

Podsumowanie

Przedstawione zagadnienia podkreślają bardzo szeroki zakres zainteresowań i badań realizowanych w obszarze Komitetu Studiów C4. W szczególności tematy te dotyczą stosowanej metodyki i narzędzi umożliwiających odpowiednie odwzorowanie warunków, parametrów, zachowań i zjawisk występujących na pojedynczych obiektach elektroenergetycznych, jak i w dużych obszarach

SEE. Rozważane problemy w wielu przypadkach skupiają się wokół interakcji pomiędzy SEE a pojedynczymi obiektami lub podsystemami, a także względem oddziaływań zewnętrznych (w szczególności wyładowań atmosferycznych). Problemy te są często wspólne dla operatorów systemów nie tylko w Europie, ale również w państwach pozaeuropejskich. Ponadto prezentowane metody i narzędzia analityczne dedykowane są zarówno do analizy klasycznych układów SEE, jak i nowych struktur systemu nasyconych lokalnymi jednostkami wytwórczymi i układami elektroenergetycznymi dużych mocy, np. HVDC lub SVC. Ciągły rozwój urządzeń, instalacji i technologii wytwórczych wyznacza nowe potrzeby i wyzwania dla przyszłych struktur systemów elektroenergetycznych. Prezentowane treści można traktować jako wyznacznik przyszłych kierunków badań.

REFERATY KOMITETU STUDIÓW C4

- [1] C4-102. J. Peppanen, J. A. Taylor, On Steady-State Voltage Standards with High-Penetration of Distributed Energy Resources.
- [2] C4 105. G. Amico, R. Karymov, B. Oleksyuk, V. Cioban, S. Dyagileva, Investigation of Processes During Single-Phase Auto Reclosing on Transmission Lines with Controlled Shunt Reactors.
- [3] C4-106. G. Abd El-Raheem, K. Abd-El-Kareem Hassan, N. Saleh, M. E. Helal, S. Fakhry, Updating reactive power compensation calculation required at Badr converter station in view of generation capabilities expected to be in service.
- [4] C4-112. S. Karamitsos, A. Canelhas, M. Bazargan, R. Ierna†, B. Marshall†, S. Kelly, Inverter Dominated UK Grid.
- [5] C4-115. M. Piekutowski, M. Davies, C. Wembridge, Application of Fast Frequency Response to improve Primary Frequency Control in Tasmania.
- [6] C4-117. B. Badrzadeh, S. Grogan, N. Modi, Minimum system strength for secure operation of large-scale power systems with high penetration of non-synchronous generation.
- [7] C4-118. N. Pahalawaththa, A. Kingsmill, H. Klingenberg, Battery Storage for Enhancing the Performance of Transmission Grids.
- [8] C4-119. M. Negnevitsky, H. Nguyen, M. Piekutowski, Risk Assessment and Reserve Requirements for Power Systems with High Wind Power Penetration.
- [9] C4-120. X. Dong, J. Yang, J. Hou, X. Tian, X. Xie, Novel mechanism explanation and mitigation study of SSR in DFIG based on separate stator and rotor torque analysis.
- [10] C4-121. A. Tanmee, P. Tantaterasak, G. Bumroonggit, Determination of Wind Farm Performance.
- [11] C4-124. M.A Van Harte, M. Panteli, L. Pitorino & R Koch, Utilizing Advanced Resiliency Planning within the Electrical Sector.
- [12] C4-125. C. McTaggart, D. Adam, C. Brozio, J. Stokoe, R. Adobes, The Application of Series Compensation to the Existing Scottish 400 kV Transmission System.
- [13] C4-101. M.P. De Carli, R. Antunes, O.J. Rothstein, R.S. Salengue, The Difficulties Faced in the Filters Design versus the Low Harmonic Voltages Generated by Wind Farms.
- [14] C4-104. F.T.J. Van Erp, J.F.G. Cobben, R.A.C.T. De Groot, J.B.M. Van Waes, Measurement and analysis of harmonic data to assess the impact of installations connected to high voltage systems.
- [15] C4-107. Hassan m. Mahmoud, Emad El-Din Sharouda, Improvement of Power System Harmonics Level Generated from the Electric Arc Furnaces EAF to the Acceptable Level by Using Shunt Passive Filters.
- [16] C4-108. Omar F. Fadl, Ayman A. Eisa, Ahmed S. Adail, Elsaid A. Osman, Harmonic responsibilities determination at the point of common coupling.
- [17] C4-109. C. Stanescu, C. Diaconu, S. Gheorghie, D. Apetrei, D. Stanescu, Power Quality Monitoring as a Valuable Tool for Assessing System Technical Performance.
- [18] C4-110. M. Val Escudero, A. Martin, L. Fisher, I. Dudurych, Technical challenges associated with the integration of long HVAC cables and inverter based renewable generation in weak transmission networks: the Irish experience.
- [19] C4-111. D. O. Brasil, C. Buchhagen, Z. Emin, C. F. Jensen, L. Soto Cano, M. Val. Escudero, International Comparison of Harmonic Assessment Approaches and Implications.
- [20] C4-113. A. Stamatopoulos, F. Faria Sa Silva, C.L. Bak, H. Vikelgaard, Investigation into the transmission system modeling for the effective assessment of voltage unbalance due to AC railway operation: Evaluation using on-site measurement data.
- [21] C4-114. J-P. Hasler, J. Sneed, M. Holmberg, J. Lund, M. Naslund, Power quality analysis and IEC standard evaluation using measurements and simulations in a STATCOM application.
- [22] C4-122. S. Tenbohlen, C. Kattmann, T. Brügger, M. Siegel, M. Konermann, E. Junge, J. Christian, Power Quality Monitoring in Power Grids focusing on Accuracy of High Frequency Harmonics.
- [23] C4-126. M.A. Silaev, V.N. Tulsy, Intermittent voltage unbalance and its impact on large power asynchronous motor operating modes.
- [24] C4-127. I. Papič, A. Božiček, B. Blažič, Assessment of the impact of power electronic devices on harmonic levels in transmission networks.
- [25] C4-103. S. Nauta, M. van Riet, T. van der Wekken, R. Serra, F. Provoost, R. Koopal, Zero-sequence currents in the high voltage grid in the Netherlands.
- [26] C4-116. A. Maharaj, B. Wilksch, I. E. Davidson, G. Melik, Cost effective EMC/EMI management for transmission and distribution substation control buildings.
- [27] C4-201. E. Volpov1, R. Linder, P. Kishcha, Development of [28][28][28] outdoor insulation pollution maps for IECo Power Grid.
- [28] C4-202. M. Kezunovic, T. Dokic, R. Said, Optimal Placement of Line Surge Arresters Based on Predictive Risk Framework Using Spatiotemporally Correlated Big Data.
- [29] C4-206. Farouk A.M. Rizk, A Simplified Approach for Use of a Lightning Attachment Model to Assess Exposure of EHV and UHV Transmission Lines to Direct Strikes.
- [30] C4-207. P. Norberg, T. Ingmarson, J. Stelin, Shield wire or not – experiences from the Swedish 130 kV grid.
- [31] C4-209. J.W. Woo, J.S. Kwak, T.G. Kim, J. Koo, Analysis of Lightning Performance for 154/345 kV Transmission Lines with Externally Gapped Line Arrester(EGLA) in South Korea.
- [32] C4-212. S. Okabe, J. Takami, T. Kobayashi, M. Ueda, E. Zaima, Y. Baba, Evaluation of insulation coordination of substations by advanced approaches.
- [33] C4-213. P. Duquerroy, C. Trouilloud, Evolution of lightning protection of nuclear power plants: An overview of EDF's experience.
- [34] C4-203. F. Barakou, P.A.A.F. Wouters, S. Mousavi Gargari, J. Smit, E.F. Steennis, Merits and Challenges of a Differentiating-Integrating Measurement Methodology with Air Capacitors for High-Frequency Transients.

- [35] C4-204. K. Velitsikakis, C.S. Engelbrecht, Application of C-type Harmonic Filters as Remedial Measure Against Temporary Overvoltages in Transmission Systems due to Harmonic Resonances.
- [36] C4-205. R. Bianchi, B. Barbieri, G. Mayer, F. Issouribehere, Voltage transient measurements using electric field sensors and ATP modelling of a 500 KV GIS station.
- [37] C4-208. S. Xie, S. Su, Y. Zhang, C. Zhang, C. Zhuang, R. Zeng, H. Wang, Field measurement of lightning transient voltage in substations using optical electric field sensors.
- [38] C4-210. A. Bilock, L. Arevalo, D. Wu, A novel approach to statistical analysis of slow front overvoltages in HVDC converter stations.
- [39] C4-211. A. Burgos, F. Ochoa, A. Ardito, A. Bertani, B. Ceresoli, G. Pannunzio, E. Regil, U. Zatica, I. Huerta: Ferroresonance in Inductive Voltage Transformers or Power Voltage Transformers: analysis, laboratory tests and solutions.
- [40] C4-301. P.M. Miguel, J.A. Teixeira Jr. M.R. Sans M.A. Ravaglio J.M. Moraes e Silva, C.A.A. Fontanella G.F. Moraes J.C.O. Castioni: Comparison between measured and simulated VFTO in 525 kV GIS.
- [41] C4-304. F. Barakou, C. F Jensen, G. Lietz, M. Val Escudero, Impact of uncertainties in HVAC cable modelling on transmission system harmonic behavior.
- [42] C4-306. R. Benato, S. Dambone Sessa, Computation of power losses in HV submarine three-core armoured cables: a 3D multiconductor cell analysis along with subdivision technique.
- [43] C4-309. Ł. Kocewiak, B. Gustavsen, Impact of Cable Impedance Modelling Assumptions on Harmonic Losses in Offshore Wind Power Plants.
- [44] C4-310. E. Hillberg, S. Aceby, A. Perez, O. Lennerhag, J. Setr us, P.O. Lindström, G. Ericsson, M. Koskinen, J. Matilainen, M. Gustafsson, V. Storvann, Development of improved aggregated load models for power system network planning in the Nordic power system, Part 2: Method verification.
- [45] C4-311. X. M. Lopez-Fernandez, L. Rouco, C. Alvarez-Mari o, H. Gago and C. Vila., A High frequency power transformers model for network studies and TDSF monitoring. Method verification.
- [46] C4-303. D. Wang, J. Rueda, J. Chavez, M. van der Meijden, S. R berg, Hardware in the loop platform for testing the wind turbine type 4 ability of improving frequency stability of power systems.
- [47] C4-305. A. Janssen, A. Kubis, S. McGuinness, M. Palazzo, Q. Zhuang, J.-M. Willi me, G. Poggi, K. Arosin, T. Geraerds, Requirements for models to study and prevent system separation and collapse.
- [48] C4-307. S.M. Al-Eryani, H. Zareipour, A. Haque, A Review of Dynamic Model Equivalents in Emerging Electrical Grids.
- [49] C4-313. S. Arunprasanth, H. Meiklejohn, R. Wierckx: Benchmarking Standard Power Test Systems for Real-Time Simulation Studies.
- [50] C4-314. H. Saad, Y. Vernay, S. Denetiere, P. Rault, B. Clerc, System Dynamic Studies of Power Electronics Devices with Real-Time Simulation – A TSO operational experience.
- [51] C4-302. F. Camara, A. C. S. Lima, K. Strunz: Full-frequency dependent models for variable time-step simulations.
- [52] C4-308. H. Catanese, M.V. Escudero, R. Smyth: Utilizing EMT for Benchmarking and Assessing Short Circuit Calculation Methods.
- [53] C4-312. M.G. Gadzhiev, E.A. Gulevich, Y.V. Sharov: PMU placement in a 110-330 kV AC network for identification of the mathematical model of the Kaliningrad Region power system mode.

Maciej Janowski, Konrad Purcha a
Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.

Rynki energii elektrycznej i regulacja – Komitet Studiów C5

Electricity markets and regulation – Study Committee C5

Podczas Sesji Komitetu Rynków Energii Elektrycznej i Regulacji dyskutowano przede wszystkim o postępującej transformacji sektora energetycznego, rosnącym znaczeniu odnawialnych źródeł energii, magazynowaniu energii czy aktywnych konsumentach na rynku, czyli prosumentach. Podkreślana istota bezpieczeństwa i niezawodności systemu elektroenergetycznego

(SEE) była konfrontowana z pojawiającymi się potrzebami obecnego i przyszłego rynku energii.

Zagadnienia dyskutowane podczas sesji poświęconej rynkom energii elektrycznej zostały zgrupowane wokół trzech obszarów (Preferential Subjects – PS):

- PS1 – **Konieczność zmiany modeli biznesowych i regulacyjnych, wy-**

kająca z rosnącej roli generacji rozproszonych, możliwości magazynowania energii oraz znaczenia usług zarządzania popytem;

- PS2 – **Wpływ polityki klimatycznej na funkcjonowanie rynków energii;**
- PS3 – **Rynki lokalne lub mikro sieci oraz ich relacje z hurtowym rynkiem energii elektrycznej.**

PS1	PS2	PS3
9 referatów	10 referatów	10 referatów
11 przygotowanych prezentacji	14 przygotowanych prezentacji	25 przygotowanych prezentacji
10 spontanicznych wypowiedzi	12 spontanicznych wypowiedzi	>20 spontanicznych wypowiedzi

Rys. 1. Podsumowanie graficzne tematów przewodnich na SC C5 na 47. CIGRE
 Źródło: Opracowanie własne na podstawie materiału podsumowującego działania SC C5
 oraz <https://www.flaticon.com/>

Konieczność zmiany modeli biznesowych i regulacyjnych, wynikająca z rosnącej roli generacji rozproszonej, możliwości magazynowania energii oraz znaczenia usług zarządzania popytem

Temat przewodni PS1 – „Konieczność zmiany modeli biznesowych i regulacyjnych, wynikająca z rosnącej roli generacji rozproszonej, możliwości magazynowania energii oraz znaczenia usług zarządzania popytem” stanowił studium doświadczeń funkcjonowania różnych rynków energii, m.in. Brazylii, Irlandii czy Portugalii. Tematyka Panelu PS1 obejmowała zagadnienia:

- ewolucji modeli regulacyjnych w obliczu ograniczenia przychodów oraz negatywnego wzrostu obciążenia,
- ewolucji modeli regulacyjnych w celu uwzględniania rozproszonych źródeł wytwórczych, biorąc pod uwagę pełną wyzwań sytuację gospodarczą,
- optymalizacji rozwoju rynków energii, biorąc pod uwagę wszystkie możliwe segmenty, m.in. rynek hurtowym czy rynek usług systemowych, itd.,
- dotyczące wartości utraconego obciążenia VoLL (ang. *value of lost load*).

W części dotyczącej dyskusji na temat sektora energetycznego w Brazylii przedstawiono problematykę wdrożenia obranych celów w zakresie generacji rozproszonej, barier utrudniających rozwój rozproszonych OZE wraz z obowiązującymi regulacjami w tym zakresie i podejściem do usuwania przedmiotowych barier. Wskazano, że rozwój generacji rozproszonej może odgrywać jedną z głównych ról w przy-

szłym SEE, wobec czego podkreślono rolę zmian legislacyjnych, handlowych i technicznych. Proponowane cele oraz zmiany legislacyjne określono jako niewystarczające klarowne i wymagające dalszych prac. Wynika to między innymi z tego, że choć wprowadzono pewne ulgi podatkowe dla konsumentów produkujących energię na własne potrzeby, zachęty te okazały się niewystarczające dla klientów końcowych z uwagi na wysokie koszty instalacji. Brazylia chce więc traktować generację rozproszoną jako element polityki społecznej. Co ciekawe, na brazylijskim rynku energii zastosowano, podobny jak w Polsce, system dla prosumentów, mianowicie nadwyżki energii wyprodukowanej przez lokalne źródła OZE mogą zostać odebrane w innym czasie za darmo, zgodnie z określonymi warunkami w danej taryfie na dystrybucję i zakup energii elektrycznej. Podkreślono, że taki system jest prosty do wprowadzenia, niemniej istnieje wysokie ryzyko różnic w wycenie wprowadzanego produktu do sieci z tym pobieranym przez klienta końcowego (np. produkujemy w dzień – zwykle wysoki koszt na rynku hurtowym, pobieramy w nocy – zazwyczaj najniższy koszt na rynku hurtowym).

Kolejnym punktem dyskusji był współczynnik VoLL, który choć jest używany w podobnym celu na różnych rynkach energii na świecie, nie ma jednej wspólnej metody kalkulacji. Wskazano cztery główne podejścia do wymiarowania VoLL:

- metoda ujawnionych preferencji, czyli obserwacja zachowań klientów i dostosowanie VoLL do ich działań na rynku;
- metoda określonych preferencji, czyli oparta na badaniu gotowości do zapłaty

za dodatkowy poziom niezawodności dostaw lub gotowości (chęci) do tego, by uniknąć redukcji poziomu niezawodności dostaw;

- metoda miar pośrednich, gdzie do zdefiniowania VoLL wykorzystuje się np. koszty z tytułu utraty produkcji;
- studium przypadku, gdzie koszt społeczny lub ekonomiczny z tytułu zaistnienia zdarzenia, np. redukcji zapotrzebowania lub produkcji energii, jest wyceniany po fakcie.

Wskazano, że znaczenie i wykorzystanie VoLL oraz usług systemowych w zakresie inwestycji (lub wystarczalności mocy) i bezpieczeństwa operacyjnego nie zawsze jest dobrze postrzegane i dobrze zagospodarowane. W kontekście kreowanego europejskiego rynku energii, spójne i zharmonizowane stosowanie VoLL może mieć kluczowe znaczenie. Ważna tu będzie rola regulatorów.

Wycena niezbilansowania i nowe warunki funkcjonowania rynku bilansującego w świetle III i IV pakietu energetycznego zostały przedstawione na bazie doświadczeń Irlandii oraz Irlandii Północnej. Oba państwa mierzą się jednocześnie z potrzebami dostosowania systemu do obecnych regulacji unijnych oraz innych rynków europejskich, a także do zwiększającego się udziału niesterowalnych źródeł wytwórczych w SEE. Znacznym wyzwaniem jest próba dostosowania profilu zapotrzebowania do generacji ze źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych. Obecnie korelacja między jednym a drugim jest bardzo niska, co wymaga stale dostępnych środków zaradczych lub usług systemowych w celu zapewnienia bezpieczeństwa systemu i bezpieczeństwa dostaw energii.

Nowe warunki SEE w Irlandii oraz Irlandii Północnej obejmują zarówno rynek mocy jak i rynek krótkoterminowy, czy też rynek bilansujący, który ma zostać zbliżony do czasu rzeczywistego (5-minutowy). Jak już wspomniano, usługi systemowe odgrywają przy tym ważną rolę, szczególnie pod względem zapewnienia ciągłości dostaw w obliczu istotnej ilości generacji OZE. Wskazano, że jednym z głównych celów reformy rynku jest usprawnienie funkcjonowania rynku bilansującego poprzez poprawę zasad kształtowania cen

mocy bilansujących oraz wyceny niezbilansowania. Podkreślono znaczenie odpowiedniego modelu rynku, umożliwiającego prawidłowe odzwierciedlenie potrzeb systemu, czyli de facto zmniejszanie rozdzźwięku między potrzebami uczestników rynku a fizycznymi możliwościami systemu elektroenergetycznego.

Kolejnym przykładem potrzeby dostosowania modelu rynku do możliwości SEE jest portugalski rynek energii. Wymóg dostosowania czasu zamknięcia bramki na rynku dnia bieżącego (ang. *intraday market gate closure time*) to z jednej strony – wymóg wprowadzanych nowych regulacji prawnych UE, kodeksów sieci, a z drugiej strony – niezbędny krok z uwagi na rosnącą penetrację generacji fotowoltaicznej. Zasady rynku należy dostosować do zmieniających się technologii wytwarzania oraz sposobu wykorzystywania energii przez odbiorców, stąd działania zbliżające rynek do czasu rzeczywistego. W trakcie dyskusji wskazano, że zbliżenie zamknięcia bramki rynku dnia bieżącego może zmniejszyć koszty utrzymania rezerw w systemie.

Ostania dyskusja w panelu PS1 dotyczyła ponownie wpływu odnawialnych źródeł energii, jednak tym razem skupiała się na zagadnieniach taryf sieciowych. Zdaniem autorów referatu, taryfy sieciowe również powinny uwzględniać fakt zmieniającego się obrazu rynku energii i lepszego odwzorowania zmieniającej się floty wytwórczej w systemie. Wskazano, że tworzenie taryf powinno być oparte na kilku głównych zadaniach, jak: przenoszenie

kosztów, brak dyskryminacji, efektywność ekonomiczna, prostota rozwiązania, stabilność, wykonalność wprowadzenia czy dopuszczalność stosowania.

Ponadto podjęto kwestie potrzeby odzwierciedlenia w taryfach zmienności generacji w systemie z uwzględnieniem technologii magazynowania energii. Dostosowanie taryf sieciowych do nowych technologii może zwiększyć ich efektywność ekonomiczną, a tym samym ich atrakcyjność wśród potencjalnych inwestorów.

Wnioski z referatów i dyskusji w ramach tematu przewodniego PS1

Powszechnie uznano, że praca nad dostosowaniem modelu rynku do obecnych i przyszłych wyzwań jest konieczna. Wskazano, iż rzetelna analiza kosztów i korzyści wymaga większej liczby informacji niż zazwyczaj jest to brane pod uwagę w analizach branżowych. Scenariuszowe podejście do planowania długoterminowego zostało uznane za bardzo istotne przez wielu uczestników dyskusji. Podkreślano potrzebę dokładnego zdefiniowania produktów na rynku oraz poprawy mechanizmów stanowienia cen. Rola wzrastającego udziału OZE oraz magazynów energii powinna znaleźć swoje odzwierciedlenie w mechanizmach rynku energii. Podkreślona została istota wartości utraconego obciążenia VoLL, zarówno z punktu widzenia wyceny rynku (np. górna granica widełek cenowych) jak i danej wejściowej w procesie planowania.

Wpływ polityki klimatycznej na funkcjonowanie rynków energii

Tematem przewodnim PS 2 był „Wpływ polityki klimatycznej na funkcjonowanie rynków energii”, który stanowił pogłębioną analizę w zakresie:

- możliwości adaptacji i fizycznej realizacji modelu rynku energii, w którym krańcowy koszt produkcji źródeł produkcji zmierza do zera (mając na uwadze rozproszone źródła energii – głównie nisterowalne OZE),
- reakcji rynku na prowadzoną politykę publiczną (klimatyczną, energetyczną) i możliwości dostosowania rynku do tej polityki,
- zmiany modelu rynku lub zmiany regulacji, która przyczyni się do większej elastyczności rynku.

Pierwszym zagadnieniem, istotnym z punktu widzenia rynku europejskiego, są kodeksy sieci dedykowane dla elektroenergetyki oraz opis stanu ich implementacji. Choć bez wątplenia postępy w procesie integracji europejskiego rynku energii w ciągu ostatnich 15 lat zasługują na uznanie, należy dołożyć jeszcze wielu starań, aby proces ten uznać za zakończony. Implementacja kodeksów sieci przebiega znacznie wolniej niż oczekiwano.

Tabela 1 przedstawia harmonogram prac nad kodeksami sieci, przy czym należy do niego dodać czas przeznaczony na wdrożenie. Niebawem przyjęty zostanie kolejny pakiet energetyczny – Clean Energy for All Europeans – CEP, który przyniesie

Tabela 1

Harmonogram prac nad europejskimi Kodeksami Sieci

Kodeks	Miesiąc i rok inicjacji prac przez KE	Miesiąc i rok zatwierdzenia ramowych wytycznych przez ACER	Miesiąc i rok przedłożenia końcowego projektu przez ENTSO-E	Miesiąc i rok przyjęcia kodeksu przez KE	Długość procesu	Liczba stron kodeksu
ITC and Tariff harmonisation			–	9.2010		7
Transparency			–	6.2013		12
CACM	3.2011	7.2011	3.2013	7.2015	4y4m	49
RfG	3.2011	7.2011	3.2013	5.2016	5y2m	68
DCC	3.2011	7.2011	4.2014	9.2016	5y4m	45
HVDC	3.2011	7.2011	4.2014	9.2016	5y4m	65
FCA	3.2011	7.2011	4.2014	10.2016	5y5m	27
SO	6.2011	12.2011	9.2013	9.2017	6y3m	124
ER	6.2011	12.2011	3.2015	12.2017	6y6m	32
EB	3.2012	9.2012	9.2014	12.2017	5y5m	48

Źródło: C5-201.

następne zmiany do zaimplementowania w europejskim rynku energii. Niemniej należy podkreślić, że rynek europejski jest jednym z najbardziej zintegrowanych rynków energii elektrycznej na świecie.

Kolejnym punktem dyskusji był grecki SEE i omówienie analizy dotyczącej zmiany floty wytwórczej energii elektrycznej w tym kraju. W obliczu prowadzonej polityki klimatycznej UE, wzrastającego zapotrzebowania na energię elektryczną, struktury wiekowej aktywów wytwórczych i możliwości generacyjnym OZE przeprowadzona została analiza uwarunkowań techniczno-ekonomicznych rozwoju SEE Grecji do 2027 roku, zgodnie z obowiązującymi dokumentami strategicznymi państwa oraz UE. W efekcie w analizie przedstawiono wzrost mocy wytwórczych OZE (szczególnie generacja wiatrowa i fotowoltaiczna), wzrost importu z państw sąsiadujących oraz spadek poziomu emisji CO₂. Jednocześnie wskazano, że:

- okres eksploatacji OZE jest znacznie krótszy niż energetyki konwencjonalnej, co powoduje potrzebę częstszej wymiany floty wytwórczej i ponoszenia z tego tytułu kosztów;
- grecki SEE potrzebuje inwestycji w zakresie połączeń wewnątrz krajowych, aby połączyć choćby greckie wyspy; potrzebuje również połączeń transgranicznych;
- dalszy rozwój infrastruktury sieciowej może pozwolić na integrację z systemem cypryjskim, ale również (docelowo) międzykontynentalnym przez połączenie Cypru z Izraelem;
- potrzebne jest zagospodarowanie obszaru zastępowalności źródeł „tradycyjnych”, stanowiących *backup* dla SEE, co jest obecnie pominięte w greckiej strategii rozwoju sektora.

W kontekście wpływu polityki klimatycznej na rynek energii elektrycznej wskazano mechanizmy służące zapewnieniu wystarczalności mocy i ciągłości dostaw do klientów końcowych. W tym celu przedstawiony został szczegółowo francuski rynek mocy, jednakże wspomniane zostały również inne mechanizmy mocowe funkcjonujące w Europie. Co ciekawe, tylko w analizowanych 11 państwach UE zidentyfikowano co naj-

mniej 11 różnych mechanizmów mocowych. Można rozróżnić, m.in. scentralizowany rynek mocy (np. Wielka Brytania), zdecentralizowany rynek mocy (np. Francja), czy tzw. rezerwę strategiczną (np. Niemcy i Belgia). Szczegółowe zasady rynku mocy ewoluowały na przestrzeni ostatnich lat, czego przykładem jest np. Francja. Ostatnio wprowadzone zmiany mają posłużyć uzyskiwaniu lepszych długoterminowych sygnałów cenowych w moce wytwórcze oraz większej otwartości w udostępnianiu transgranicznych połączeń dla pozostałych uczestników rynku spoza Francji.

Istotnym punktem dyskusji była również wprowadzona i kontynuowana reforma rynku energii w Meksyku. Jedynym z głównych celów meksykańskiego rynku jest osiągnięcie celu pozyskiwania „czystej energii elektrycznej” w wysokości 50%¹⁾ do 2050 r. Ten cel wraz ze wsparciem w postaci długoterminowych aukcji dedykowanych spowodował szybki rozwój OZE w SEE Meksyku. Przedmiotowe zmiany zostały podyktowane m.in. spadkiem produkcji w spółce państwowej z sektora ropy i gazu, a także ze względu na wysokie ceny energii elektrycznej (25% wyższe niż w USA). W efekcie w ciągu kilku ostatnich lat koszty technologii generacji wiatrowych i fotowoltaicznych znacząco spadły. Warto dodać, że wprowadzone zmiany (także w zakresie możliwości wejścia na rynek meksykański kapitału zagranicznego) spowodowały wzrost zainteresowania zagranicznych inwestorów, co dodatkowo wpłynęło na szybki rozwój segmentu OZE w Meksyku. Co istotne, prace nad reformą rynku energii w Meksyku są nadal prowadzone i nowe rozwiązania dla uczestników rynku i inwestorów powinny być dalej wprowadzane, jak np. certyfikat czystej energii „CEL”, który ma stanowić dodatkowy strumień przychodów z nowych projektów OZE.

Kolejnym przykładem jest chiński rynek energii, który w porównaniu z meksykańskim charakteryzuje się znacznie wyższymi wartościami mocy odnawialnych źródeł energii. Tempo wzrostu OZE w chiń-

¹⁾ 50% konsumpcji energii elektrycznej ma pochodzić z OZE.

skim SEE jest największe na świecie. Niesterylizowalny charakter źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych spowodował wzrost ograniczeń przesyłu w istniejącej sieci elektroenergetycznej, w związku z czym podejmowane są działania w celu niwelowania niedopasowania rynku energii do fizycznych możliwości systemu. Bez wątpienia duża liczba niesterowalnych OZE miała wpływ w ostatnich latach w Chinach na zmianę sposobu sterowania systemem elektroenergetycznym. Dyskusja dotyczyła zarówno handlu energią elektryczną pomiędzy regionami Chin, jak i obrotu transgranicznego. Odpowiednia konfiguracja rynku i dostosowanie do obecnych i przyszłych realiów ma być spójna z celami rozwojowymi w zakresie OZE, co ma być realizowane między innymi przez działania średnio- i długoterminowe na rynku energii. Wskazuje się, że zyski segmentu OZE będą rosły w porównaniu z zyskami z energetyki konwencjonalnej. Trend ten ma charakter globalny (*vide* Europa).

Na zakończenie panelu drugiego przedstawiono reformy rynku energii wprowadzane przez Japonię. Sytuacja sektora energetycznego uległa istotnej zmianie, np. tempo wzrostu popytu znacząco się obniżyło, natomiast zaobserwowano w tym samym czasie istotny wzrost OZE. Stąd oczekuje się spadku zwrotów z inwestycji w moce wytwórcze, co może stanowić wyzwanie w kontekście potrzeby zapewnianego poziomu ciągłości dostaw. Wobec tego wdrażane (lub już wdrożone) są w Japonii instrumenty, które pozwolą na m.in. racjonalizację inwestycji przy jednoczesnym zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do klientów końcowych i osiągania zakładanego celu klimatycznego:

- wprowadzenie na połączeniach między obszarami rynkowymi aukcji *implicit*, co ma prowadzić do zmiany krajowego stosu cenowego²⁾ (ang. *merit order*) i zwiększenia płynności rynku;

²⁾ Warto dodać, że Japonia jest podzielona na 10 obszarów, które są kontrolowane przez różne podmioty energetyczne. Stąd możliwość wprowadzenia aukcji *implicit* (przy wysokiej przepustowości połączeń między obszarowych) może prowadzić do zmiany narodowego *merit order*.

- zmiana modelu rynku poprzez wprowadzenie rynku mocy, rynku bilansującego, rynku dla źródeł niewykorzystujących paliwa kopalne (na wzór rynku certyfikatów OZE);
- rozwój i promocja rynku „negawatów” w postaci *Demnad Response* wraz z promocją dywersyfikacji źródeł wytwórczych z naciskiem na źródła o charakterze pracy w postaci rezerw systemu;
- cele klimatyczne, w postaci obligacji produkcji z OZE, instalacji magazynów energii (wielkoskalowe baterie) oraz metodyki zarządzania ograniczeniami w sieci.

Wnioski z referatów i dyskusji w ramach tematu przewodnego PS2

Rozwiązanie obecnych problemów rynku energii w kontekście wpływu polityki klimatycznej może wymagać zmiany lub dostosowania modelu rynku. Nowe trendy i technologie w energetyce powinny znaleźć swoje odzworowanie w modelu rynku.

Rosnąca rola OZE jest konsekwencją postępującej transformacji energetycznej, natomiast regulacje i zasady rynkowe zostały dostosowane do umożliwienia funkcjonowania na rynku nowych technologii oraz uwzględnienia zmieniającego się sposobu użytkowania energii elektrycznej. Warto zaznaczyć, że regulacje nierzadko nie uwzględniają przyszłych wyzwań, a jedynie rozwiązują obecne.

Jednym z istotnych wyzwań identyfikowanych na całym świecie jest zerowy krańcowy koszt produkcji energii w źródłach OZE oraz sposób wyceny energii na rynku, który jest przez takie źródła zdominowany. Wymagany jest nowy sposób wyceny usług dostaw energii elektrycznej, inny niż tylko wartość wyprodukowanej energii, np. wycena mocy, usług systemowych, itd. Ponadto podkreśla się, że wyznaczanie ceny energii jedynie na podstawie kosztu krańcowego powinno być przedyskutowane ponownie i być może rekonfigurowane.

Rynki lokalne lub mikrosieci oraz ich relacje z hurtowym rynkiem energii elektrycznej

Trzeci temat przewodni dotyczył „rynków lokalnych lub mikrosieci oraz ich relacji z hurtowym rynkiem energii elektrycznej” i stanowił pogłębioną dyskusję nad tematyką zależności pomiędzy rynkiem lokalizacyjnym (lokalne obszary bilansowania, rynek węzłowy) a rynkiem hurtowym. Motywem przewodnim było zagadnienie dostosowania modelu rynku (zarówno w kontekście hurtowym jak i detalicznym) do postępującej transformacji i zwiększającej się roli klientów końcowych (jako prosumentów) wraz z możliwościami usług zarządzania popytem.

Rozwój mikrosieci w Australii był jednym z głównych punktów dyskusji w ramach panelu PS3. Wskazano, że rozwój tego segmentu pozwolił de facto na powstanie nowej branży pośredników, zarówno dostawców usług pomiędzy klientami a dużymi koncernami energetycznymi, jak i dostawcami usług w zakresie powiązania mikrosieci z koncernami. Jednakże, nowy segment stał się obszarem nowych wyzwań zarówno regulacyjnych, jak i rynkowych. Kluczowym aspektem w kierunku profesjonalnego funkcjonowania takich sieci jest inteligentne opomiarowanie. Wskazano, że wzrastający poziom takiego opomiarowania i w konsekwencji zarządzania danymi pozwolił na redukcję kosztów zarządzania siecią (mikrosystemem). Inteligentne opomiarowanie, dostosowane do rozwijającej się technologii, jest kluczowe i bez dynamicznych działań w tym zakresie można utracić wiele korzyści dla konsumentów, tym samym hamując rozwój wykorzystania mikrosieci. Niemniej uregulowanie funkcjonowania mikrosieci (czy np. klastrów energii) tak, by ich funkcjonowanie nie zakłócało działania całego SEE i jednocześnie uwzględniało potrzeby połączeń transgranicznych, stanowi obecnie główne wyzwanie w tym zakresie.

W kolejnej części dyskusji, oprócz rynku australijskiego, porównane zostały rynki: Francji, Portugalii oraz USA, gdzie wskazuje się istotę powiązań interesów klientów, operatorów SEE oraz operatorów

sieci dystrybucyjnych. Wskazano, że wartość i koszty infrastruktury mikrosieci czy też inteligentnych sieci jest dobrze znana w tych krajach, natomiast czas i wielkość zwrotu z takich inwestycji zależy w dużej mierze od taryf detalicznych, obecnych i przyszłych korzyści z tytułu niezawodności systemu dla konsumentów, a także z rozwiązań na rynku hurtowym, rynku usług systemowych czy rynku mocy. Dalszy rozwój produktów i rozwiązań dla powiązań przesyłu z dystrybucją wraz z potrzebami klientów końcowych może przynieść oszczędności. Wskazano, że wykorzystanie regulacji napięcia i redukcji strat pozwoli na oszczędności w zakresie energii, natomiast wzrost elastyczności doprowadzi do osiągnięcia korzyści z tytułu wykorzystania usług systemowych. Podkreślone zostały powiązania pomiędzy rynkami i dostępnymi mechanizmami rynkowymi, które wraz z inteligentnymi sieciami mogą przynieść korzyści dla funkcjonowania systemu i konsumentów.

W końcowej fazie dyskusji panelu PS3 wskazano na potrzebę umocnienia roli operatorów systemów dystrybucyjnych i ich nowej roli w SEE, szczególnie biorąc pod uwagę rosnącą aktywność prosumentów i wzrost OZE o charakterze niesterownym. Wraz z postępującą zmianą sektora energetycznego, nowymi usługami na rynku, nowymi podmiotami i rozwiązaniami pojawia się silna potrzeba dostosowania zarówno modelu rynku, jak i regulacji sektora energetycznego. Uważa się, że powinno to zostać przeprowadzone na wszystkich segmentach SEE. W tej części dyskusji wskazano dwa główne modele rynkowe, mianowicie: oparte na platformach *peer-to-peer* oraz modeli agregujących. Wybór modelu będzie miał potencjalnie istotny wpływ na modele biznesowe w zakresie rynku detalicznego. Zdaniem autorów, model *peer-to-peer* jest znacznie trudniejszy do implementacji, jako całości, w porównaniu z modelem agregującym, który jest znacznie bardziej zbliżony do już istniejących ram regulacyjnych i organizacyjnych. Wydaje się, że to model *peer-to-peer* może lepiej odzwierciedlać lokalne potrzeby konsumentów/prosumentów. Niemniej wybór ścieżki dalszej transformacji sektora jest

nieunikniony. Wskazuje się, że dotychczasowe grupy energetyczne, spółki obrotu i operatorzy sieci będą mogli bezpośrednio wpływać na potencjalną przyszłą korzyść prosumentów w SEE.

Wnioski z referatów i dyskusji w ramach tematu przewodniego PS3

Konsumenci (prosumenci) będą osiągać korzyści lokalnie, zgodnie z istniejącymi rozwiązaniami rynkowymi i prawnymi w danym miejscu, mając więcej swobody w zakresie własnej produkcji. Tradycyjnie centralnie planowany system będzie musiał uwzględnić rosnącą generację rozproszoną. Utrzymanie wydajności dotychczas centralnie sterowanego systemu wymaga m.in. zapewnienia większej przejrzystości sieci OSD. Tak zwana „uberyzacja” energetyki może prowadzić do utraty wydajności, a tym samym do wzrostu kosztów dla klientów końcowych. Jednakże dobrze prowadzona transformacja, przeprowadzana na każdym szczeblu energetyki, we współpracy z interesariuszami może prowadzić do wzrostu dobrobytu społecznego i minimalizacji kosztów. Warto podkreślić, że rośnie potrzeba większej koordynacji na linii OSP-OSD, łącznie z wymianą danych i uwzględnieniem przez OSP ograniczeń OSD w narzędziach planistycznych i operacyjnych. Te narzędzia powinny być dostosowane do zachodzących zmian na rynku energii.

Posiedzenie Komitetu SC5 ds. Rynków energii elektrycznej i regulacji

W dniu **30 sierpnia 2018 r.** odbyło się spotkanie Komitetu CS5 ds. Rynków energii elektrycznej i regulacji. Celem spotkania było podsumowanie minionych dwóch lat oraz opracowanie tematów przewodnich dla Komitetu na najbliższe dwa lata:

- PS1 – **Zmieniający się charakter rynków energii oraz wymogi w zakresie usług systemowych,**
- PS2 – **Zmieniająca się rola regulatorów oraz standardów,**

- PS3 – **Dopasowanie modelu rynku do koordynacji inwestycji w zasoby wytwórcze i sieciowe.**

Na spotkaniu zainicjowano również powołanie grupy roboczej ds. formułowania cen na hurtowych rynkach energii (WG C5.28, przedstawiciel PSE jako aktywny uczestnik prac). Zakres prac grupy obejmuje:

- zbiór informacji na temat stosowanych mechanizmów na świecie,
- ocenę stosowanych mechanizmów cenowych w normalnych warunkach rynkowych i w sytuacjach zagrożenia pracy systemu,
- korzyści i wyzwania w zakresie stosowanych mechanizmów – możliwe udoskonalenia.

Koniec prac w ramach tej grupy roboczej został ustalony na 2021 rok.

REFERATY KOMITETU STUDIÓW C5

- [1] C5-101. *Regulatory model to accommodate distributed and renewable resources in a challenging economic situation: Brazilian experience.*
- [2] C5-103. *The estimation of the Value of Lost Load.*
- [3] C5-104. *Imbalance Pricing in the context of the third and fourth energy packages – The new balancing market arrangements in Ireland and Northern Ireland.*
- [4] C5-105. *Electricity Tariff Structure Review in Iran (Identifying and analyzing the most influenced factors).*
- [5] C5-106. *The impact of shorter intraday market gate closure on regulation reserves.*
- [6] C5-107. *Indian Electricity Market – Data Analysis of a Decade of Experience.*
- [7] C5-108. *Towards a Common Target Regulatory Framework. Harmonising Technical Rules for the Mediterranean Power Systems from a TSO perspective.*
- [8] C5-109. *Exploring multi-services business cases for a storage unit in various grid schemes.*
- [9] C5-110. *Network tariff design in evolving electricity markets.*
- [10] C5-201. *Electricity Network Codes: A success story?*
- [11] C5-202. *Implications of the integration of renewable energies into the electricity market of Greece.*
- [12] C5-203. *Revenue Stacking for Battery Storage Projects from a Technical and Risk Perspective in the UK.*
- [13] C5-204. *Analysis of the current Carbon Tax implementation in the Chilean Electric Market and future regulatory developments to allow effective CO2 reduction.*
- [14] C5-205. *Revision of the French capacity market.*
- [15] C5-206. *Challenges and measures to integrate RES and storage means in the Brazilian power system and electricity market.*
- [16] C5-207. *Mexican Energy Reforms: Mexico's Path to a Clean Economy.*
- [17] C5-208. *The design and modelling of China's electricity market mechanism of renewable energy.*
- [18] C5-209. *Solar Parks to Ramp up Solar Projects in India: The recent Downward trends in Tariff.*
- [19] C5-210. *Evolutions of Japanese markets to realize stable and low cost power supply satisfying environmental targets.*
- [20] C5-301. *The New Market Paradigm of the Brazilian Power System considering Thermal Base Generation for Supporting the Renewable Source Expansion.*
- [21] C5-302. *The Evolution of Embedded Networks and Localised Markets in Australia.*
- [22] C5-303. *Exploring the Market Value of Smart Grids and Interactions with Wholesale (TSO) and Distribution (DSO) markets.*
- [23] C5-304. *Economic assessment of smart grids flexibilities.*
- [24] C5-305. *Efficient Participation by Customers in an Electricity Market Using a Receding-Horizon Optimization.*
- [25] C5-306. *TSO-DSO coordination and market architectures for an integrated ancillary services acquisition: the view of the Smart-Net project.*
- [26] C5-307. *Smart TSO-DSO interaction schemes and ICT solutions for the integration of ancillary services from distributed generation.*
- [27] C5-308. *A comparative analysis of existing and prospective market organisations at the retail level: role modelling and regulatory choices.*
- [28] C5-309. *Exploiting flexibility of radio base stations in local DSO markets for congestion management with shared balancing responsibility between TSO and DSO.*
- [29] C5-310. *Key Guidelines to New Market Design to Ancillary Services in Latin America's Power Systems with High Levels of Wind and Solar Energy: Practical Experiences from North America ISOs and European TSOs.*

Andrzej Kąkol
Instytut Energetyki, Oddział Gdańsk

Rozproszone źródła energii i aktywne sieci rozdzielcze – Komitet Studiów C6

Active distribution systems and distributed energy resources – Study Committee C6

Do trzech tematów preferowanych na 47. sesji CIGRE zgłoszono 34 artykuły, które zostały przyporządkowane do jedenastu grup tematycznych dotyczących aktualnych zagadnień i problemów w sieciach dystrybucyjnych SN i nn. Wykaz tematów preferowanych oraz grup tematycznych przedstawiono w tabeli 1. Poniżej dokonano prezentacji wybranych artykułów i grup tematycznych.

Elastyczność jako kierunek w rozwoju sieci dystrybucyjnych

W 2016 r. został uruchomiony niemiecki program rządowy ukierunkowany na zwiększenie udziału generacji odnawialnej w systemie elektroenergetycznym. Program nosi nazwę *Kopernikus initiative*¹⁾ i został zaprezentowany w artykule [5]. Dokonano w nim prezentacji trzech z czterech głównych projektów zakwalifikowanych do tego programu: ENSURE, SynErgie i eNavi. Czwartym, pominiętym w artykule, jest projekt P2X. Podane projekty dotyczą, kolejno:

- 1) dostosowania sieci do szybko zmieniających się warunków pracy,
- 2) nowych technologii m.in. do magazynowania energii,
- 3) integracji systemów energetycznych (ciepłny, elektryczny, gazowy),
- 4) magazynowania energii odnawialnej (projekt pominięty w artykule).

¹⁾ Szczegóły projektu: <https://www.kopernikus-projekte.de/en/projects>

Plany rozwoju sieci elektroenergetycznej są przygotowywane z kilkuletnim wyprzedzeniem. W planach uwzględnia się prognozy zmian zapotrzebowania na energię elektryczną. Im dłuższy horyzont czasowy, dla którego plan jest przygotowywany, tym większa niepewność prognozy. W [1] pokazano metodykę uwzględnienia niepewności warunków eksploatacji sieci elektroenergetycznej, w tym również niepewności dotyczącej prognozowanych zmian zapotrzebowania (i generacji) w koncepcjach rozbudowy sieci. Niepewność dotycząca prognozowanego zapotrzebowania została odwzorowana przy zastosowaniu mechanizmów logiki rozmytej. Przygotowane w ten sposób modele obliczeniowe zostały wykorzystane do opracowa-

nia planów rozwoju sieci dystrybucyjnej. Autorzy [2] zademonstrowali metodykę prognozowania zapotrzebowania dla stacji 110 kV/SN w długim horyzoncie czasowym. W prognozie uwzględniany jest rozwój generacji rozproszonej w głębi sieci.

Prognoza wartości obciążeń to jeden z wielu aspektów uwzględnianych przy opracowywaniu planów rozbudowy sieci dystrybucyjnych. Osobnym zagadnieniem jest poprawa wartości wskaźników ciągłości dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych. W [10] zaprezentowano system zarządzania majątkiem sieciowym, w którym gromadzone są informacje o awaryjności i uszkodzeniach poszczególnych elementów systemu dystrybucyjnego.

Tabela 1

Tematy preferowane i tematy artykułów zgłoszonych na sesję CIGRE

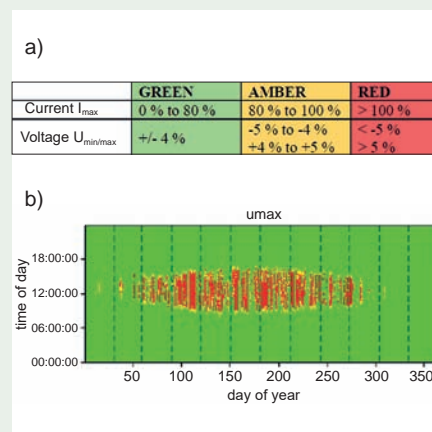
Temat preferowany / Grupa tematyczna	Liczba artykułów / Odwołania
Elastyczność jako kierunek w rozwoju sieci dystrybucyjnych	11
Planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnych przy braku pewności w zakresie zapotrzebowania i generacji	[1], [4], [5]
Modelowanie obiektów w sieci SN i nn	[2], [3]
Obserwowalność i sterowalność sieci z uwzględnieniem obiektów pracujących na napięciu niskim	[7], [8], [9]
Zarządzanie zapotrzebowaniem	[6], [11]
Zarządzanie majątkiem	[10]
Magazynowanie energii w systemach dystrybucyjnych	10
Wdrażanie i zarządzanie pracą zasobników energii elektrycznej	[12], [13], [14]
Formy magazynowania energii	[15], [16], [18], [19]
Magazyny energii i zarządzanie zapotrzebowaniem	[17], [20], [21]
Elektryfikacja dla wszystkich	13
Systemy energetyczne miast i rejonów	[26], [32], [33], [34]
Mikrosieci połączone z systemem energetycznym	[22], [23], [24], [31]
Systemy autonomiczne	[25], [27], [28], [29], [30]

Dane te są wykorzystywane do ewaluacji stanu systemu elektroenergetycznego w skali 0-10, wraz z uzasadnieniem wystawionej oceny. Tym sposobem są identyfikowane pojedyncze elementy lub obszary sieciowe wymagające remontu, modernizacji czy inwestycji.

W prezentowanych powyżej przypadkach przedstawiono metody długoterminowego prognozowania zapotrzebowania na potrzeby realizacji planów rozwoju sieci. Osobnym zagadnieniem jest prognozowanie na potrzeby bieżącego prowadzenia ruchu w sieci SN i nn. Jest to temat przewodni artykułu [11] przygotowanego przez przedstawicieli *TEPCO*²⁾. Dotychczas prognoza zapotrzebowania była przygotowywana przy wykorzystaniu statystycznej oceny danych historycznych. Jednak z powodu rozwoju generacji rozproszonej metoda ta nie dawała zadowalających rezultatów. W artykule prezentowana jest metoda prognozowania krótkookresowego z wykorzystaniem, oprócz danych historycznych, pomiarów zużycia energii elektrycznej za okres ostatnich 30 minut z inteligentnych liczników. Projekt ten jest w fazie realizacji, stąd też prezentacja wyników prognozy została ograniczona.

Artykuły [8] i [9] prezentują wyniki symulacji wykonanych w programie *DIGSI-LENT PowerFactory* na modelach sieci SN i nn. W [8] zostały opisane wnioski z analiz zrealizowanych w celu oszacowania wartości mocy przyłączeniowych źródeł PV do sieci nn, jak również skuteczności zastosowania wybranych rozwiązań do zwiększenia wartości mocy przyłączeniowych instalacji PV. W dalszej części przedstawiono efekty zastosowania magazynu energii oraz zmiany punktów podziału sieci w cyklu dobowym w celu zwiększenia elastyczności. W obu przypadkach symulacje zostały przeprowadzone na modelach sieci elektroenergetycznej odwzorowującej rzeczywiste instalacje. Przedstawione w [9] wyniki badań symulacyjnych zostały wykorzystane do prezentacji metodyki oceny stanu pracy sieci dystrybucyjnej przy zastosowaniu analogii do sterowania

ruchem drogowym. Taki sposób prezentacji został zaproponowany przez stowarzyszenie BDEW³⁾ w 2015 r. Idea ta nie jest nowa (stosowana m.in. przez operatorów sieci przesyłowej), jednak umiejętnie zastosowana może być źródłem interesujących wniosków. Na rysunku 1a pokazano wartości progowe użyte do sygnalizacji poszczególnych stanów, natomiast na rysunku 1b – wizualizację maksymalnych wartości napięć występujących w jednym z ciągów SN.



Rys. 1. Idea sygnalizacji świetlnej i jej zastosowanie dla napięć maksymalnych dla całego roku kalendarzowego

Pozostałe artykuły w tej grupie tematycznej dotyczą:

- sposobu modelowania elementów sieciowych i symulacji zmian obciążeń w sieciach SN i nn z uwzględnieniem niesymetryczności obciążeń [3],
- kryteriów oceniania pracy sieci dystrybucyjnych [4]; autorzy skupiają swoją uwagę na aktywnych sieciach dystrybucyjnych⁴⁾ i współpracy pomiędzy operatorami OSD i OSP,
- koncepcji inteligentnego domu i wykorzystania m.in. systemów grzewczych [6],
- metody szacowania kształtu profilu napięciowego w sieci SN z uwzględnieniem obiektów aktywnych (generacji rozproszonej i magazynów energii) [7].

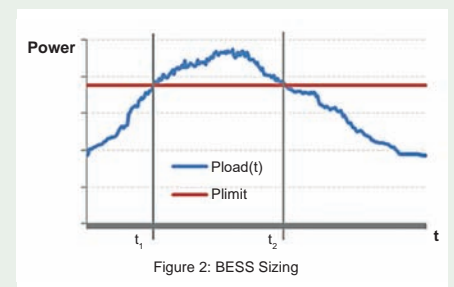
³⁾ Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft – German Association for Energy and Water Industries.

⁴⁾ ang.: **Active Distribution Network (ADN)**.

Magazynowanie energii w systemach dystrybucji

Wybór lokalizacji oraz dobór parametrów magazynu energii są przedmiotem rozważań trzech artykułów: [12], [13] i [14].

W artykule [12] autorzy zwracają uwagę na aspekty związane z doбором mocy znamionowej oraz pojemności magazynu energii elektrycznej. Na wartość mocy znamionowej ma wpływ wartość szczytowego obciążenia, natomiast pojemność magazynu jest uzależniona od ilości energii potrzebnej do dostarczenia (lub zgromadzenia). Zostało to pokazane na rysunku 2, gdzie linią czerwoną wykreślono wskazany przez OSD dopuszczalny poziom obciążenia, natomiast linią niebieską – przebieg maksymalnego obciążenia, wynikający z zapotrzebowania (i generacji). Różnica pomiędzy obciążeniem dopuszczalnym a maksymalnym to minimalna, pożądana moc magazynu energii. Minimalna pojemność magazynu potrzebna do zrealizowania tej funkcji regulacyjnej może być wyznaczona z pola powierzchni obszaru ograniczonego przedziałem czasowym t_1 i t_2 oraz liniami niebieską i czerwoną. Określając pojemność magazynu energii należy uwzględnić zakładany stopień naładowania magazynu energii – ten będzie zależny od przyjętego algorytmu sterowania.



Rys. 2. Dobór parametrów magazynu energii elektrycznej

W artykule [14] zaprezentowano ideę wielokryterialnej optymalizacji dotyczącej lokalizacji magazynu energii elektrycznej. W artykule zdefiniowano szereg funkcji celu, pozwalających uwzględnić m.in. zdolność magazynu do samostartu, czy możliwość kształtowania profilu napięciowego. Natomiast w [13] zaprezentowano wyniki analizy warunków pracy sieci dystrybucyjnej

²⁾ Tokyo Electric Power Company Holding.

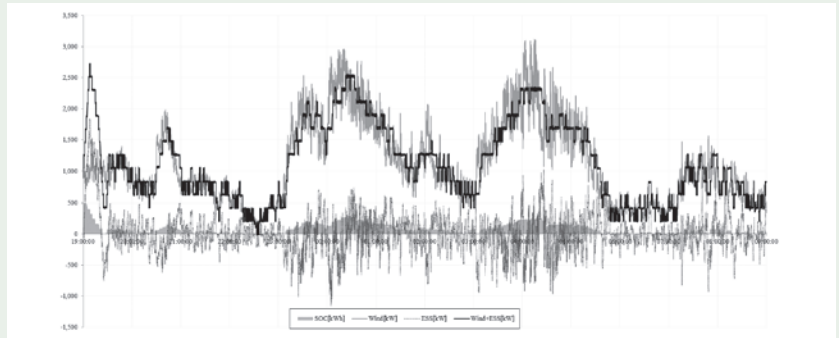
dla różnych wariantów zapotrzebowania i generacji z uwzględnieniem magazynów energii elektrycznej.

Liczną grupę artykułów stanowią publikacje koncentrujące się na wykorzystaniu urządzeń grzewczych do kształtowania dobowego profilu zapotrzebowania na energię elektryczną. I tak, w [16] analizowana jest możliwość przekształcenia energii elektrycznej w ciepłą u odbiorcy końcowego, z uwzględnieniem profili zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepłą. Analizowany jest scenariusz zamiany energii elektrycznej na ciepłą w godzinach południowych, przy niskim zapotrzebowaniu lub dużej generacji PV, i wykorzystania zgromadzonej energii ciepłej w godzinach wieczornych. Podobny pomysł, jednakże na większą skalę, został opisany w [18]. Tamże zademonstrowano możliwość wykorzystania zasobników energii ciepłej⁵⁾ pracujących na napięciu SN. Podgrzewanie w bojlerach elektrycznych jest realizowane w godzinach południowych oraz nocnych. Skala opisywanych projektów była większa niż w [16]: w jednej z lokalizacji zastosowano sześć bojlerów o mocy elektrycznej 6,5 MW każdy (moc ciepła 6 MW).

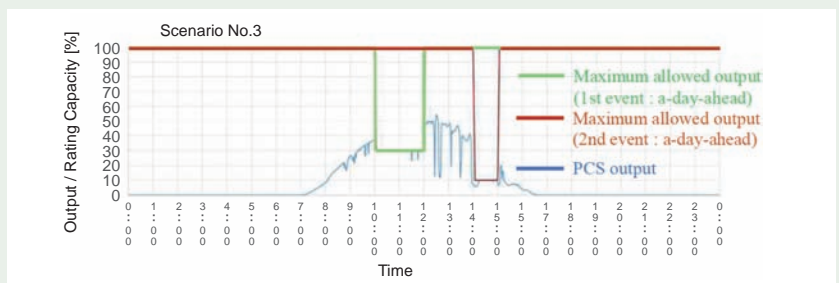
W prezentowanych przykładach ograniczono negatywne skutki zbyt dużej generacji przez zwiększenie zapotrzebowania, a podjęte działania nie miały większego wpływu na dynamikę zmian generowanej mocy. W [19] zaprezentowano rozwiązanie, w którym nadmiar generacji jest ograniczany w instalacji wewnętrznej farmy wiatrowej przy wykorzystaniu magazynu energii. Farmę wiatrową o mocy 46 MW wyposażono w dwa magazyny energii elektrycznej o mocy 2 MW i pojemności 8 MWh każdy. Punkt przyłączenia całej instalacji jest zlokalizowany w rozdzielni 22,9 kV. Efektem wdrożenia projektu jest między innymi zmniejszenie szybkości zmian mocy czynnej wprowadzanej do sieci dystrybucyjnej, co pokazano na rysunku 3. Szare tło odwzorowuje stopień naładowania magazynu energii – SOC⁶⁾, natomiast pogrubioną linią czarną pokazano przepływ mocy czynnej do sieci elektroenergetycznej (*wind + ESS*).

⁵⁾ ang.: *electric thermal storage*.

⁶⁾ ang.: *state of charge*.



Rys. 3. Efekt koordynacji magazynu farmy wiatrowej i magazynu energii elektrycznej



Rys. 4. Przebieg mocy wprowadzanej przez odbiorcę końcowego do sieci elektroenergetycznej z uwzględnieniem ograniczeń nałożonych w dniu poprzednim

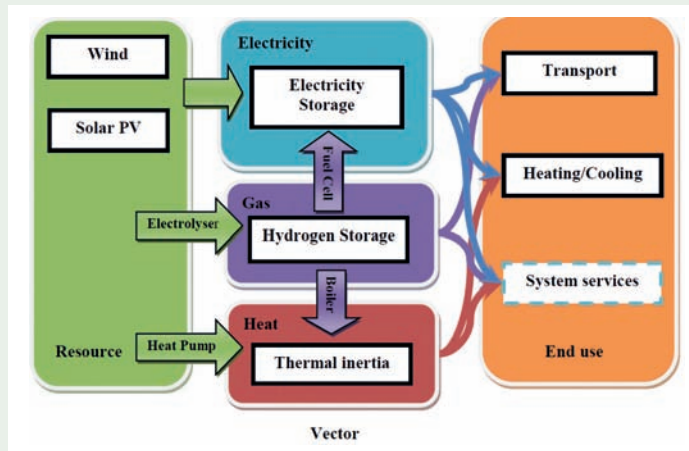
Na rysunku widoczny jest również tryb pracy magazynu energii (*ESS* – linia przerywana) oraz wartość mocy generowanej z wiatru (*Wind* – linia szara). W prezentowanym na rysunku 3 okresie poziom generacji wiatrowej był niski.

W artykule [20] zaprezentowano koncepcję zarządzania źródłami rozproszonymi w Japonii. Tamże, w okresie pięciu lat, licząc od 2012 r., wartość mocy zainstalowanej w źródłach PV wzrosła o 45 GW do wartości ok. 50 GW (przy szczytowym zapotrzebowaniu ok. 160 GW). Gwałtowny wzrost generacji w sieciach nn i SN spowodował istotne problemy lokalne (napięciowe i obciążeniowe) oraz globalne (bilansowanie). By zmniejszyć zagrożenia wprowadzono system dwustronnej komunikacji pomiędzy operatorem sieci a instalacjami PV (monitoring i sterowanie). System jest wykorzystywany między innymi do ograniczenia mocy wytwarzanej z paneli PV. Harmonogram wprowadzania ograniczeń jest wskazywany przez operatora systemu z jednodniowym wyprzedzeniem (*a day ahead*), tak jak to zostało pokazane na rysunku 4. Oprócz planowych ograniczeń, w systemie przewidziano możliwość realizacji działań interwencyjnych, również

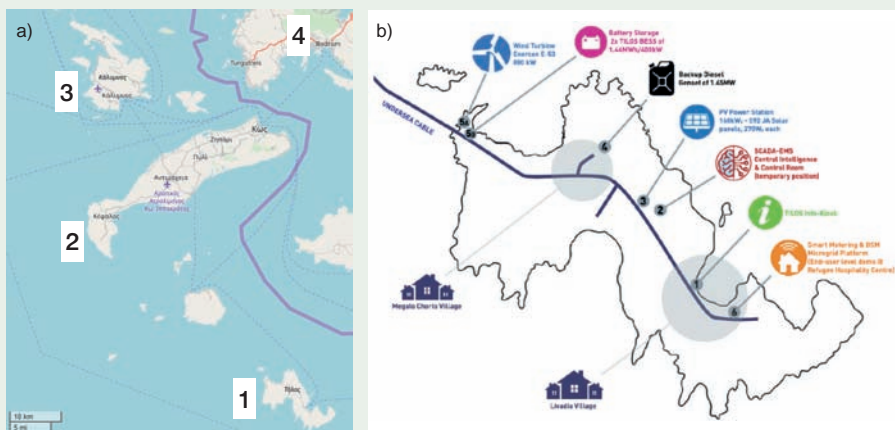
w postaci korekty harmonogramu. Ograniczana jest wartość mocy generowanej przez instalację PV. Jednocześnie, w przypadku gdy u danego odbiorcy zapotrzebowanie jest większe niż wartość ograniczenia na PV, dopuszczalne jest zmniejszenie ograniczenia w celu ograniczenia poboru mocy z sieci, np. włączyć podgrzewacze, naładować auto elektryczne.

Powyżej zaprezentowana została metoda kształtowania zapotrzebowania i zarządzania generacją rozproszoną w Japonii. W przypadku mniejszych systemów, działających w odległych, często trudno dostępnych, lokalizacjach lub na małych wyspach również występują problemy spowodowane szybkością zmian generowanej mocy oraz z bilansowaniem. W artykule [17] zidentyfikowano trudności w zachowaniu bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego na małych systemach autonomicznych⁷⁾. Trudności te wynikają z braku połączenia z siecią zewnętrzną, częstymi przerwami w zasilaniu, dużym kosztem pozyskania

⁷⁾ Mały, lokalny system elektroenergetyczny, ograniczony najczęściej do sieci nn i SN, pozbawiony połączenia z siecią zewnętrzną (również WN i wyżej).



Rys. 5. Idea integracji różnych systemów energetycznych



Rys. 6. Umiejscowienie geograficzne wyspy Tilos (a) oraz sieć SN na wyspie (b)
1 – Tilos, 2 – Kos, 3 – Kalynos, 4 – teren turecki

źródła energii pierwotnej (w przypadku generacji konwencjonalnej). Zastąpienie generatorów synchronicznych przez generację odnawialną podłączoną do sieci przez przekształtnik obniża i tak niską inercję systemu. Na obszarach autonomicznych obserwowana jest silniejsza integracja systemów: elektroenergetycznego, ciepłowniczego lub gazowego. Ogólną strukturę integracji pokazano na rysunku 5 [17], natomiast w dalszej części artykułu podano przykłady istniejących systemów autonomicznych.

Jeden z przykładów wykorzystania źródeł generacji rozproszonej do zasilania małego systemu wyspowego został opisany w [15]. Projekt TILOS[®] został uruchomiony na greckiej wyspie Tilos, która wraz z wyspa-

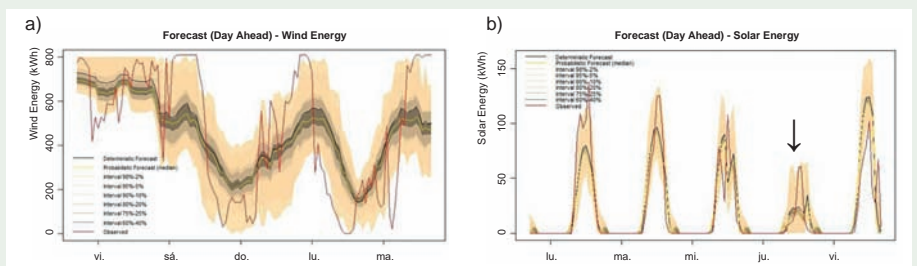
mi Kos i Kalymnos stanowi autonomiczny system elektroenergetyczny. Wyspy Tilos i Kos są połączone dwoma liniami kablowymi na napięciu SN. Lokalizację Tilos wraz z wyspami sąsiednimi pokazano na rysunku 6a, natomiast na rysunku 6b widoczne jest rozmieszczenie elementów należących do systemu TILOS. Są to: pojedyncza siłownia wiatrowa o mocy 800 kW, panele PV

o mocy 160 kW oraz dwa magazyny energii o sumarycznej mocy 800 kW i pojemności 2,88 MWh. W rezerwie pozostaje generator z silnikiem Diesel o mocy znamionowej 1,45 MW. Wyspa jest zamieszkała przez ponad 500 mieszkańców i jest chętnie odwiedzana przez turystów, którzy przyczyniają się do istotnego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną.

Na wyspie został wdrożony system prognozowania, zarówno generacji jak i zapotrzebowania. Prognoza jest prezentowana w postaci dobowego profilu zmian z uwzględnieniem prawdopodobieństwa wystąpienia. Rozkład prawdopodobieństwa prognozy (na dzień następnny) generacji wiatrowej i fotowoltaicznej w okresie pięciu kolejnych dni oraz wartość mocy wytwarzanej zostały pokazane na rysunku 7. Dokładność prognozy generacji wiatrowej jest mała. Należy zwrócić uwagę na fakt, iż prognoza jest przygotowywana dla pojedynczej siłowni wiatrowej. Błąd prognozy dla generacji PV w dni słoneczne jest mały i wzrasta wraz ze zmiennością zachmurzenia, co widać w dniu czwartym (oznaczonym symbolem ↓ na rysunku 7b), gdzie prognozowano duże zachmurzenie w godzinach południowych, podczas gdy w tych godzinach nastąpiły przejścia.

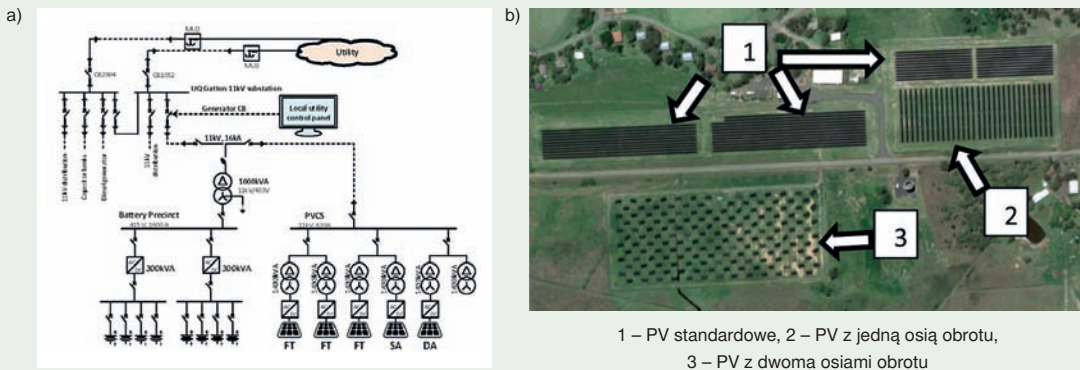
Elektryfikacja dla wszystkich

Elektryfikacja została ujęta w dwóch kategoriach. W pierwszej kategorii autorzy skupili się na problemie elektryfikacji obszarów pozbawionych energii elektrycznej. Instalacje te są wykorzystywane do zasilania nie tylko lokalnych społeczności, oddalonych od innych siedzib ludzkich, ale również stacji badawczych, gdzie występuje stosunkowo



Rys. 7. Porównanie rozkładu prawdopodobieństwa dla prognozy generacji wiatrowej (a) oraz instalacji PV (b) z wartościami zarejestrowanymi

[®] Technology Innovation for the Local Scale Optimum Integration of Battery Energy Storage; <https://www.tiloshorizon.eu/>



Rys. 8. Instalacja pilotażowa PV oraz magazynu energii w kampusie uniwersytetu Queensland Gatton (Australia):
a) schemat,
b) widok satelitarny

duże zapotrzebowanie na energię. W kategorii drugiej, elektryfikacja dotyczy obszarów wysoko rozwiniętych i wykorzystania nowoczesnych rozwiązań do poprawy m.in. niezawodności zasilania czy zwiększenia integracji źródeł rozproszonych.

W grupie artykułów dotyczących systemów energetycznych miast i rejonów zaprezentowano projekt ERIGrid⁹⁾ [26] oraz instalację pilotażową w kampusie uniwersytetu w miejscowości Kanpur (Indie) [31]. Hindusi zaprezentowali szczegóły projektu integracji źródeł rozproszonych (instalacje PV) i odbiorców końcowych przy wykorzystaniu idei SHAS (*Smart Home Automation System*). Instalacja pilotażowa jest obserwowana z poziomu SCADA, a zgromadzone pomiary są wykorzystywane do estymacji stanu pracy sieci dystrybucyjnej. System SCADA jest przygotowany do automatycznej rekonfiguracji sieci w celu poprawy niezawodności pracy, ograniczenia strat energii elektrycznej, ograniczenia zmian napięcia jak również zwiększenia możliwości przyłączeniowych źródeł rozproszonych przy zastosowaniu wielokryterialnej optymalizacji. Artykuł ten ma charakter opisowy, prezentowane w nim informacje są ogólne i dotyczą projektowanego systemu.

Kolejne przykłady integracji źródeł wytwórczych, magazynów energii i odbiorców końcowych zostały pokazane w artykułach [22], [24] i [31].

W artykule [22] została zaprezentowana instalacja mikro sieci w miejscowości Fortaleza leżącej w północno-wschodniej części Brazylii. Mikro sieć posiada zdolność do pra-

cy wydzielonej w przypadku braku zasilania z sieci zewnętrznej. Ciekawostką jest wykorzystanie systemu oświetlenia miejskiego w procesie bilansowania mikro sieci. Punkty oświetleniowe zostały podzielone na 4 grupy. Każdej z grup przydzielony jest wolumen energii do wykorzystania w zależności od dostępności energii elektrycznej. Po wykorzystaniu przydzielonego wolumenu, przypisane do danej grupy punkty oświetleniowe są wygaszane. Na zakończenie autorzy wskazali na ograniczenia w działalności źródeł generacji rozproszonej oraz wyzwania, z którymi mierzyć się muszą instytucje nadzorujące rynek energii – pokrycie kosztów świadczenia usługi regulacyjnej przez źródło wytwórcze.

W artykule [24] zaprezentowano projekt MGridStorage, w którego zakresie jest wybudowanie i wykorzystanie mikro sieci średniego napięcia o mocy 1 MW na słabo zurbanizowanych terenach prowincji Álava (Hiszpania). Zakończenie etapu inwestorskiego jest przewidziane na koniec 2019 r. Autorzy podnoszą kwestię regulacji dotyczących warunków eksploatacji mikro sieci – dotyczy to również automatyki zabezpieczeniowej. Instalacje mikro sieci są coraz powszechniejsze i, mimo zmniejszenia poziomu prądów zwarciovych, autorzy wskazują na konieczność zastosowania dodatkowych systemów zabezpieczeń, również z wykorzystaniem systemów komunikacji.

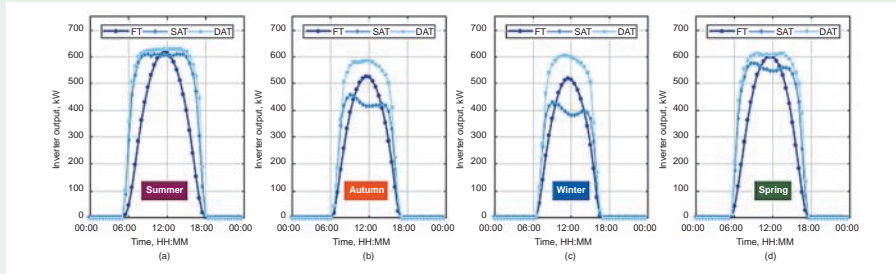
Artykuł [31] jest kontynuacją artykułu prezentowanego na sesji CIGRE dwa lata wcześniej¹⁰⁾, w którym opisywana była insta-

lacja pilotażowa w kampusie uniwersytetu Queensland Gatton (Australia) z panelami PV o mocy 3,275 MW, z magazynem energii o mocy 2×300 kVA i pojemności 2×380 kWh. Schemat przyłączenia został pokazany na rysunku 8a, natomiast na rysunku 8b pokazano widok z góry na panele PV z zaznaczeniem typu zastosowanego panelu. Od poprzedniej publikacji minęły dwa lata i w tym okresie zgromadzone zostały dane pozwalające ocenić efektywność zainstalowanych paneli PV o stałej jak i o zmiennej osi obrotu. W artykule opisano również sposób eksploatacji urządzeń wspomagających: podobciążeniowej regulacji zaczepami transformatorów SN/nn czy magazynem energii. W dalszej części zaprezentowano wyniki analizy statystycznej trybu pracy magazynu energii (ładowanie, oczekiwanie, rozładowanie) w zależności od stopnia naładowania, mocy czy pory roku oraz temperatury zewnętrznej. Działania te miały na celu wypracowanie wytycznych dotyczących algorytmów sterowania i obsługi całości instalacji. Przykładowe rekomendacje to czyszczenie paneli w miesiącach wrzesień – październik (wiosna na półkuli południowej), uzależnienie algorytmu sterowania magazynem energii od pory roku w celu wydłużenia żywotności urządzenia. W tym samym celu sugerowane jest zmniejszenie szybkości rozładowywania magazynu. Dobowy rozkład generacji mocy czynnej z instalacji PV w wybrane dni w roku kalendarzowym został pokazany na rysunku 9.

Opisane powyżej przykładowe instalacje są połączone z siecią dystrybucyjną, natomiast w ostatniej grupie artykułów zaprezentowano instalacje pracujące autonomicznie.

¹⁰⁾ Saha T., Alam M., Yan R., Chidurala A, Eghbal D.: *Learning from a 3.275 MW Utility Scale PV Plant Project*; CIGRE2016, C6-103.

⁹⁾ <https://erigrd.eu/>



Rys. 9. Porównanie generacji z paneli PV o stałej (FT) i zmiennej jednej (SAT) lub dwóch (DAT) osiach obrotu

W artykule [27] przedstawiono przykład dwóch mikrosieci na dwóch, małych, włoskich wyspach: Giannutri i Giglio o powierzchni, odpowiednio 3 km² i 28 km². Instalacja jest w trakcie realizacji, stąd w artykule są prezentowane jedynie wyniki obliczeń symulacyjnych. Projekt jest realizowany przez *TERNA* – włoskiego operatora sieci przesyłowej. Główny cel projektu to ograniczenie stopnia wykorzystania generatorów napędzanych silnikiem Diesla o odpowiednio 30% i 90%. Dodatkowo przewidziane jest ograniczenie liczby startów i zatrzymań silnika Diesla. Jako źródło mocy zwarciowej zostanie wykorzystany kompensator synchroniczny o mocy 1000 kvar.

Artykuł [30] to kontynuacja dwóch artykułów¹¹⁾ prezentowanych na sesji CIGRE w 2016 r. We wcześniejszych publikacjach opisano stabilną pracę systemu elektroenergetycznego na King Island (Australia), którą zapewniały generatory wykorzystujące silnik Diesla. Z powodu wymogów dotyczących pracy tych urządzeń (wymóg pracy z mocą powyżej 40% mocy znamionowej) część energii pozyskiwanej ze źródeł odnawialnych była marnotrawiona. Chcąc zwiększyć wykorzystanie źródeł energii odnawialnej, istniejącą instalację uzupełniono o generator z prototypowym silnikiem Diesla typu *low-load*, który może pracować z mocą obniżoną do 30% mocy znamionowej. Schemat instalacji

pokazano na rysunku 10. W artykule podano także wyniki symulacji zaburzeń na warunki pracy sieci SN. Przykładową symulację pokazano na rysunku 10a.

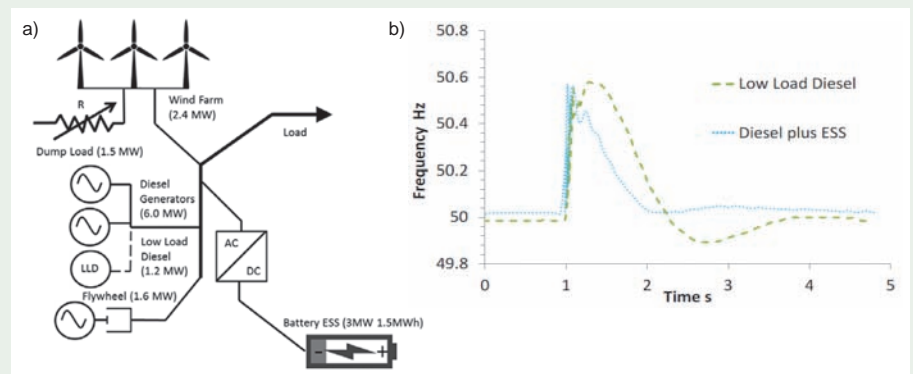
Prezentacja instalacji pilotażowej¹²⁾ na wyspie Semaku (k. Singapuru, Malezja) do testowania rozwiązań technicznych i algorytmów sterowania dla mikrosieci jest tematem przewodnim artykułu [29].

W artykule [25] przedstawiono metodę wyboru najkorzystniejszego sposobu elektryfikacji odbiorców końcowych. Pojęcie elektryfikacji jest rozumiane tutaj, jako:

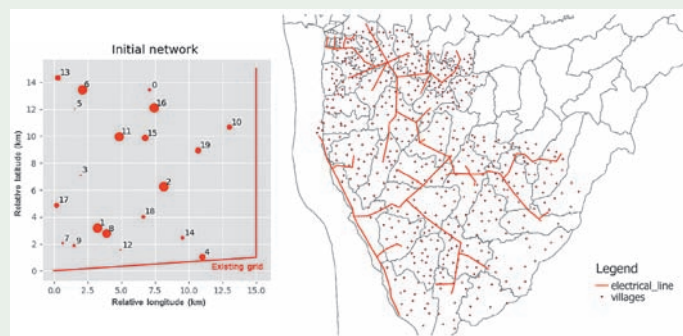
¹²⁾ <http://xant.com/reids-micro-grid-demonstrator/>

1) podłączenie obszaru do istniejącego systemu elektroenergetycznego, 2) budowa mikrosieci z wykorzystaniem źródeł energii odnawialnej (na małym obszarze), 3) budowa autonomicznej sieci energetycznej pomiędzy odbiorcami końcowymi rozproszonymi na małym obszarze (z pojedynczym źródłem energii elektrycznej) lub 4) zastosowanie autonomicznych, dedykowanych indywidualnym odbiorcom, systemów zasilania). Istotą problemu przedstawiono na rysunku 11a, gdzie linią czerwoną wykreślono przebieg istniejącej linii SN, natomiast czerwonymi kropkami lokalizację wymagającą elektryfikacji. Średnica kropki to oczekiwana wartość zapotrzebowania na energię elektryczną. Ilustrację rzeczywistego problemu elektryfikacji Burundi (Afryka) pokazano na rysunku 11b.

W artykule [28] opisano problemy powstające na kolejnych etapach elektryfikacji na przykładzie jednej z 290 instalacji pracujących autonomicznie, z czego 90 z nich znajduje się za kołem podbiegunowym. Instalacje te wykorzystują generatory z silnikiem Diesla do zasilania i regulacji.



Rys. 10. Schemat mikrosieci na terenie King Island (Australia) (a) oraz przebieg zmian częstotliwości po zaburzeniu bez i z zastosowaniem prototypu Diesla



Rys. 11. Prezentacja problemu elektryfikacji na obszarach bez dostępu do systemu elektroenergetycznego (a) oraz przykład rzeczywistego problemu (b)

¹¹⁾ 1) Negnevitsky M., Nikolic D., de Groot M., Gamble S., Forbes J., Ross M., Fast Demand Response as an Enabling Technology for High Renewable Energy Penetration in Isolated Power Systems; CIGRE 2016, C6-302.
2) Negnevitsky M., Hamilton J., Tavakoli A., Wang X., Gamble S.: No Load Diesel Application to Maximise Renewable Energy Penetration in Offgrid Hybrid Systems; CIGRE 2016, C6-303.

Zastosowanie silników Diesla jest kosztowne oraz nieekologiczne, więc są one wypierane przez odnawialne źródła energii, np. panele PV¹³⁾. W artykule przedstawiono metodę przeprowadzania badań symulacyjnych na potrzeby oceny możliwości przyłączenia odnawialnego źródła energii do systemu autonomicznego.

W artykule [23] zaprezentowano symulator umożliwiający przeprowadzenie badań modelowych i testowanie m.in. układów regulacji w różnych warunków pracy. Symulator został przygotowany na potrzeby mikro sieci Furure Park w miejscowości Fót znajdującej się na przedmieściach Budapesztu.

W artykule [33] zaprezentowano możliwości zastosowania danych pomiarowych z liczników AMI, zainstalowanych w sieciach, u odbiorców końcowych do identyfikacji stanu pracy sieci dystrybucyjnej. Opisowana praca jest częścią projektu UPGRID. Monitorowanie stanu pracy sieci dystrybucyjnej pozwala na identyfikację warunków pracy sieci i szybszą lokalizację awarii. Do tego celu są wykorzystywane dane bieżące, jak również dane historyczne. W artykule zamieszczono wykaz gromadzonych danych sieciowych. Artykuł ten jest kontynuacją artykułu prezentowanego na sesji CIGRE w 2016 r.¹⁴⁾ – wtedy autorzy prezentowali założenia i informacje wstępne dotyczące systemu.

Artykuł [34] poświęcony jest prezentacji rezultatów działania grupy roboczej SC 6.31, która analizowała możliwość zastosowania napięcia stałego (DC) do zasilania odbiorców końcowych czy też wykonywania połączeń pomiędzy instalacjami wytwórczymi. Zasilanie napięciem stałym mogłoby być zastosowane w obszarach miejskich o dużej gęstości zaludnienia, gdzie obserwowana jest coraz większa liczba odbiorników o charakterze stałoprądowym. Odbiorniki te są obecnie zasilane z sieci AC przez adaptory (zasilacze).

¹³⁾ Instalacje PV są stosowane również za Kołem Podbiegunowym, przykład: miejscowość Old Crow, terytorium Yukon, Kanada

¹⁴⁾ García Prado J., González A., Arzuaga A., Martínez C., Marron L., Pintado M., Riaño S.: *Beyond Smart Meters: Management of the LV network*; CIGRE 2016, C6-206

REFERATY KOMITETU STUDIÓW C6

- [1] C6-101. Popovic Ž., *Risk-based Planning of Radial Distribution Networks with Distributed Generation and Demand Response in the Presence of Uncertainty.*
- [2] C6-102. Grillo S., et al., *Long-term forecasting model for energy and power flow estimation at Primary substation level.*
- [3] C6-103. Radwan A.A., *Modelling of Active Distribution Network for Distributed Generation Planning.*
- [4] C6-104. Bell K., Gill S., *Active distribution system operation and optimal development of the whole power system.*
- [5] C6-105. Buehner V., et al., *Germany's lighthouse projects addressing cellular grids, industrial DSM and sector coupling.*
- [6] C6-106. Ayan O., *Residential Smart Thermostats for Potential Energy Savings and Case Studies on Smart Thermostat Field Tests.*
- [7] C6-107. Morton A., *Potential of and limitations to distributed management of LV and MV feeder voltage profiles with high penetration of embedded generation and storage.*
- [8] C6-108. Czerwonka M., Kąkol A., Wilk M., Smoter J., *MV grid curtailment reduction with gird flexible operations and limited control of the dispersed generation.*
- [9] C6-109. Ackermann T., *Effectiveness of different flexibility options and innovative network technologies for the use in the BDEW traffic light concept, on the basis of a German distribution grid.*
- [10] C6-110. Ma Z., *A comprehensive evaluation platform for health index of power distribution network.*
- [11] C6-111. Ito H., *Study on load management method in low voltage power distribution systems using smart meter.*
- [12] C6-201. Paaso E., et al., *Benefit Cost Analysis of Battery Energy Storage Systems to Defer Distribution Capacity Upgrades on Utility Distribution Systems.*
- [13] C6-202. Di Clerico M., et al., *Impact of prosumer ESS on active distribution network planning.*
- [14] C6-203. Celli G., et al., *Implementation of Energy Storage in MV distribution networks – A Cost/Benefit Analysis in the Italian regulatory framework.*
- [15] C6-204. Kaousias K., et al., *The European Research Project TILOS.*
- [16] C6-206. Sinha R., *Unleashing Flexibility from Electric Boilers and Heat Pumps in Danish Residential Distribution Network.*
- [17] C6-207. Higgins C., et al., *Opportunities for interoperability between different energy networks for remote or island networks.*
- [18] C6-208. Jia D., *Research on coordinating planning between electric distribution network and regional electric thermal storage boilers based on peak load shifting of heat and electricity consumption.*
- [19] C6-209. Lee J.H., et al., *Application of ESS for Wind Power Connection to Youngheung Wind Farm.*
- [20] C6-210. Ishii H., *Remote PV Control and Combination with Load Control: System Construction and Demonstration.*
- [21] C6-211. Denshikov K., *Experimental studies of energy storage system for multi-level integration of generating stations and consumers.*
- [22] C6-301. Leite L., *Design and Implementation of a Grid-connected Microgrid in Medium Voltage Brazilian Distribution Network – Architecture, Control and Regulatory Challenges.*
- [23] C6-304. Kovacs A., *Full-scope simulation of grid-connected microgrids.*
- [24] C6-305. Bielsa D., et al., *Medium Voltage connected μ grid in dispersed rural areas: mGridStorage project.*
- [25] C6-306. Leyder S., Roig G., *New tool for arbitrage between network expansion and isolated mini-grids in the context of rural electrification.*
- [26] C6-307. Strasser T.I., et al., *An Integrated Pan-European Research Infrastructure for Validating Smart Grid Systems.*
- [27] C6-308. Palone F., et al., *Integrating renewable energy sources in the Tuscan Archipelago.*
- [28] C6-309. Zrum J.A., *An automated grid impact study tool for integrating a high penetration of intermittent resources on diesel-based isolated systems.*
- [29] C6-310. Wibisono R., et al., *Innovative solutions and engineering studies within the Renewable Energy Integration Development Singapore.*
- [30] C6-311. Negnevitsky M., *Achieving High Renewable Energy Penetration in Off-grid Systems via Low Load Diesel Integration: A Case Study of King Island, Australia.*
- [31] C6-312. Saha T., *Learning from a 3.275 MW Utility Scale PV Plant Project: Update and New Remarks.*
- [32] C6-313. Chakrabarti S., *Development of an R&D Platform for Smart City Projects in the Indian Context.*
- [33] C6-314. Marrón L., et al., *LV Network Operation through data analytics.*
- [34] C6-315. Ma Z., *Study on the Feasibility of MVDC.*

Marek Florkowski
ABB Centrum Badawcze
Kraków

Materiały i nowoczesne techniki badawcze – Komitet Studiów D1

Materials and Emerging Test Techniques – Study Committee D1

Zakres problematyki naukowo-technicznej Komitetu Studiów D1 CIGRE obejmuje zagadnienia oceny i monitorowania rozwoju nowych materiałów elektrotechnicznych i nowoczesnych technik badawczych. Problemy te dotyczą zarówno materiałów izolacyjnych ze szczególnym uwzględnieniem układów izolacyjnych stosowanych w HVDC (*ang. High Voltage Direct Current*), jak i przewodzących. Tematem, który z roku na rok jest coraz bardziej uwidaczniany, jest wpływ narażeń pochodzących od urządzeń energoelektronicznych. Kolejnym obszarem zainteresowania Komitetu są techniki diagnostyczne, ze szczególnym naciskiem na doświadczenia monitoringowe. W zakresie badań materiałowych aktualne są zagadnienia związane z metodami analiz i interpretacji wyników badań procesów przemian w strukturach dielektryków przy narażeniach elektrycznych, cieplnych, środowiskowych i innych. Nowe techniki badawcze do oceny stanu obiektów w elektroenergetyce są również bardzo aktualnym tematem Komitetu Studiów D1.

Podczas obrad 47. sesji CIGRE w ramach Komitetu Studiów D1 zaprezentowano 39 zaakceptowanych wcześniej artykułów. Przedstawione w nich problemy skupiały się wokół 3 preferowanych tematów.

Temat 1 – **Układy izolacyjne HVDC** (7 artykułów):

- metody pomiarowe dla weryfikacji symulacji pola elektrycznego,

- nowa diagnostyka dla serwisu,
- doświadczenia i nowe wymagania dla procedur testowych i standardów.

Temat 2 – **Materiały i starzenie** (9 artykułów):

- nowe narażenia pochodzące np. z urządzeń energoelektronicznych,
- materiały pracujące przy wyższych narażeniach środowiskowych,
- materiały pozwalające na mniejsze wymiarowanie urządzeń w aspekcie środowiskowym.

Temat 3 – **Testowanie, monitorowanie i diagnostyka** (23 artykuły):

- doświadczenia i zalety stosowania systemów monitoringowych,
- niezawodność urządzeń oraz systemy do testowania, monitorowania i diagnostyki,
- zaawansowane metody oceny stanu.

Układy izolacyjne HVDC

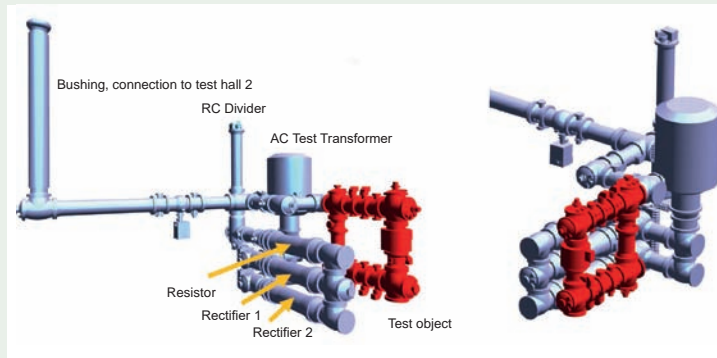
Artykuły prezentowane w ramach pierwszego preferowanego tematu obejmowały szeroki zakres zagadnień dotyczących układów izolacyjnych, metod pomiarowych i technik diagnostycznych stosowanych w HVDC. Artykuł [1] przedstawia doświadczenia w testach dielektrycznych rozdzielnic HVDC GIS (*ang. Gas Insulated Systems*). Rozdzielnice gazowe

HVDC są nadal w fazie rozwoju, a pierwsze systemy pilotażowe są instalowane w sieciach. Artykuł opisuje doświadczenia z testów kwalifikacyjnych GIS HVDC 320 kV (rys. 1). Zakres testów obejmował parametry dielektryczne, izolacyjne i próby długoczasowe. Badania obejmowały także końcówki kablowe DC. Autorzy poruszyli ważny problem dotyczący reguł wymiarowania i wytyczne dla technologii HVDC GIS.

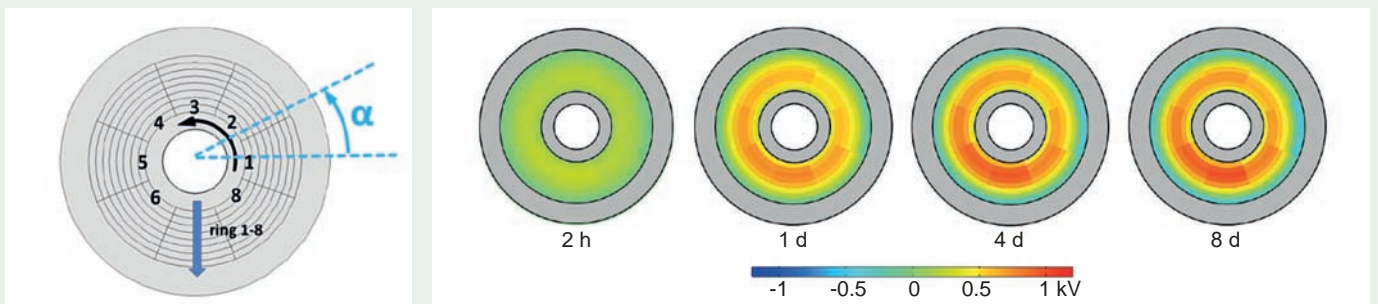
W artykułach [2], [3] i [4] omawiane są zjawiska dotyczące ładunku przestrzennego oraz powierzchniowego w izolacji żywiczej rozdzielnic HVDC GIS. Dwa pierwsze artykuły koncentrują się na porównaniu wyników eksperymentalnych i symulacyjnych wykonanych na powierzchni izolatorów, podczas gdy w artykule [4] skupiono się na ładunku przestrzennym w próbkach modelowych. W badaniach [2], [3] trwających 8 dni zmieniano szeroki zakres następujących parametrów: gaz, wilgoć, powłoka powierzchniowa, wypełniacz, temperatura. Na rysunku 3 przedstawiono wyniki pomiarów potencjału (rys. 3b) na powierzchni izolatora DC GIS w SF₆ przy ciśnieniu 0,1 MPa i napięciu -80 kV, wraz z siatką pomiarową i podziałem na segmenty (rys. 3a) [2].

Z kolei w artykule [3] Autorzy przeprowadzili pomiar ładunku powierzchniowego na powierzchni izolatora oraz zaproponowali nowe pokrycie redukujące akumulację ładunku. Wpływ ładunku powierzchniowego na składową styczną pola elektryczne-

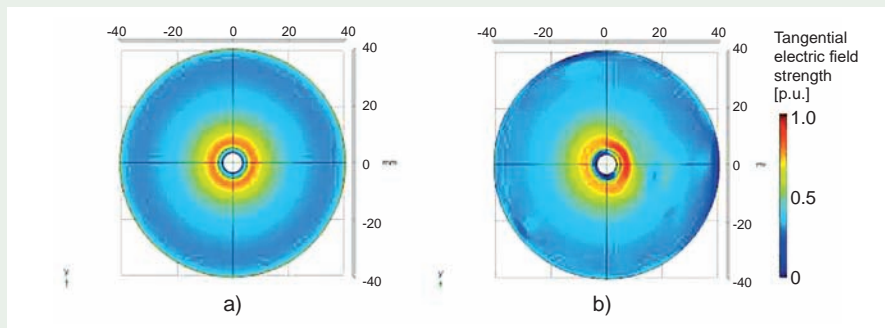
Rys. 1. Modelowy układ testowy GIS HVDC, na czerwono zaznaczono badane komponenty [1]



Rys. 2. Rzeczywisty układ testowy GIS HVDC z uwzględnieniem przyłączy kablowych [1]



Rys. 3. Pomiar potencjału na powierzchni izolatora DC GIS: a) siatka punktów pomiarowych z podziałem na segmenty, b) potencjał powierzchniowy w funkcji czasu (od dwóch godzin do ośmiu dni), pomiar w SF₆, ciśnienie 0,1 MPa przy napięciu -80 kV [2]



Rys. 4. Wpływ ładunku powierzchniowego na składową styczną pola elektrycznego, pomiar przy napięciu +60 kV w SF₆ przy ciśnieniu 0,5 MPa
a) przypadek bez ładunku powierzchniowego – rozkład pojemnościowy,
b) występuje ładunek powierzchniowy, pomiar po 120 godzinach

go pokazano na rysunku 4. Pomiar wykonano przy napięciu +60 kV w SF₆ przy ciśnieniu 0,5 MPa. W przypadku zilustrowanym na rysunku 4a nie występuje ładunek powierzchniowy – rozkład pojemnościowy, natomiast w przypadku na rysunku 4b zilustrowano wpływ ładunku powierzchniowego, pomiar po 120 godzinach.

Referat [6] odnosi się do badań podstawowych wpływu superpozycji nara-

żeń na wytrzymałość elektryczną oraz napięcie początkowe wyładowań niezupełnych. Badania zostały przeprowadzone przy wymuszeniu składającym się z napięcia stałego i nałożonego udaru piorunowego. Eksperymenty przeprowadzono w próbce papieru izolacyjnego nasyconego olejem w układzie elektrod tworzących jednorodny rozkład pola elektrycznego.

Materiały i starzenie

W ramach drugiego preferowanego tematu zgłoszono 10 artykułów. Trzy referaty dotyczyły materiałów pozwalających na mniejsze wymiarowanie urządzeń w aspekcie środowiskowym [5], [8] i [9]. W artykule [5] przedstawiono wyniki badań gazów alternatywnych w zastosowaniach średnionapięciowych w kontekście toksyczności ich produktów rozpadu oraz uwarunkowań bezpieczeństwa pracy. Zaprezentowano również wyniki testów elektrycznych (udaraowe, wyładowania niezupełne, testy łukowe) gazu HFO1234zeE jako bezpiecznej alternatywy medium izolacyjnego dla SF₆, które w połączeniu z wyłącznikami próżniowymi może stanowić preferowany kierunek rozwoju przyszłych rozdzielnic średnionapięciowych.

W kontekście izolacji wysokonapięciowej Autorzy referatu [8] przedstawili badania fluoronitrylu z mieszaniną CO₂ i O₂ jako gazu alternatywnego w zastosowaniach gaszenia łuku w wyłącznikach GIS. Innym podejściem opisanym w artykule [9] jest

zastosowanie fluoroketonów jako mieszanin CO_2/N_2 i O_2 jako medium izolacyjnego w rozdzielnicach GIS. W części pierwszej Autorzy przedstawiają wyniki badań dekompozycji gazu powodowane wyładowaniami niezupełnymi i zjawiskami łukowymi; w drugiej części wyniki jednorocznego monitorowania eksploatacji rozdzielnic 170 kV GIS zainstalowanej w Szwajcarii. Na podstawie badań eksperymentalnych oraz obserwacji instalacji pilotażowej stwierdzono, że mieszanina Fluoroketon/ CO_2/O_2 powinna zapewnić bezpieczną pracę rozdzielni w całym cyklu użytkowania. Zalecane są także dalsze badania w celu opracowania testowych metod porównawczych alternatywnych mieszanin gazowych.

Ciągle intensywnie penetrowanym jest obszar nanodielektryków. Porównanie wytrzymałości elektrycznej AC i DC oraz spektroskopii dielektrycznej nanodielektryków – żywicy z wypełniaczami: heksagonalnego azotku boru (80-90 nm) oraz nanosfer węglowych (80-180 nm) – jest omówione w artykule [10]. Badania bazowały na wynikach opublikowanych wcześniej w *Broszury CIGRE* nr 661. Eksperymenty wykazały zwiększenie odpowiednio o 8% i 5% przenikalności elektrycznej heksagonalnego azotku boru i nanosfer węglowych, mierzonej przy częstotliwości 50 Hz w odniesieniu do czystej żywicy epoksydowej. Zauważalne jest także zwiększenie rezystywności obydwu materiałów. W niektórych przypadkach wyniki pokazują znaczny rozrzut, który jest przypisywany słabej dyspersji wypełniacza. Autorzy wykorzystali nową metodę reometrii do monitorowania i określania optymalnych warunków procesu formowania nanodielektryka. Równocześnie nie zanotowano znaczących zmian w napięciu przebicia AC i DC dla powyższych próbek.

Badania odporności na przebicie oleju transformatorowego z nanodomieszkami Al_2O_3 , TiO_2 , Fe_2O_3 zaprezentowano w artykule [11]. Największy wzrost wytrzymałości elektrycznej (32%) w stosunku do poziomu referencyjnego otrzymano dla oleju z nanocząsteczkami Fe_2O_3 . Autorzy podkreślają, że nanodomieszkowanie jest bardzo obiecującym kierunkiem poprawy parametrów wysokonapięciowych materiałów izolacyjnych. Głównym wyzwaniem jest jednak

przejsię z zakresu badań laboratoryjnych do implementacji eksploatacyjnej oraz opracowanie metod wytwórczych nanodielektryków na skalę przemysłową.

W artykułach [14] i [21] zaprezentowano rozważania dotyczące opracowania kryteriów dla wysokotemperaturowej izolacji papierowo-olejowej transformatorów energetycznych, opierając się na zaawansowanym cyklu starzeniowym. Opracowanie wysokotemperaturowych układów izolacyjnych transformatorów pozwoli na zmniejszenie gabarytów i bardziej kompaktowe konstrukcje, jak również ograniczy wymagania związane z chłodzeniem w klimacie tropikalnym. Wytyczne dla nowych wysokotemperaturowych standardów określających wymagania izolacji transformatorów są omawiane również w artykułach. Doświadczenia i badania izolacji olejowej transformatorów, klasycznej oraz zawierającej nanocząstki jest przedstawiona w artykułach [7], [11], [39]. Z kolei w artykule [12] Autorzy poddali dyskusji analizę jakości klejów używanych do spajania izolacji celulozowej do celów dociskowych i aretowania uzwojeń.

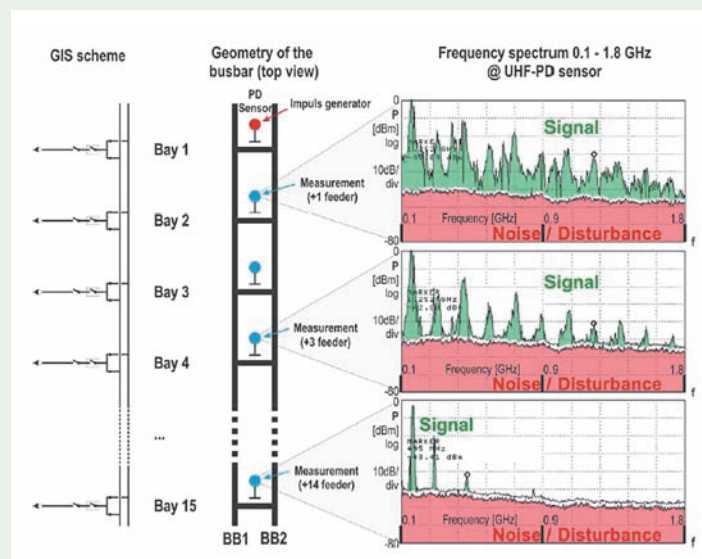
Testowanie, monitorowanie i diagnostyka

Trzecia grupa tematów preferowanych „Testowanie, monitorowanie i diagnostyka” skupiła największą liczbę artykułów.



Rys. 5. Mobilny generator impulsowy 2400 kV [17]

Metody diagnostyczne układów izolacyjnych oparte na pomiarach wyładowań niezupełnych są ciągle jednym z najważniejszych narzędzi zarówno w badaniach laboratoryjnych jak i w pracach na obiektach rzeczywistych w eksploatacji. Dotyczy to także rozdzielnic GIS, gdzie główny nacisk jest położony obecnie na metody UHF (*ang. Ultra High Frequency*). Ciekawym rozwinięciem tradycyjnych pomiarów wyładowań niezupełnych jest równoczesny ich pomiar przy narażeniach udarem piorunowym lub łączeniowym z detekcją UHF, zaprezentowany w artykule [17]. Mobilny generator impulsowy na napięciu 2400 kV stosowany w tych badaniach jest przedstawiony na rysunku 5. Badania takie są stosowane w próbach odbiorczych rozdzielnic GIS w Chinach.



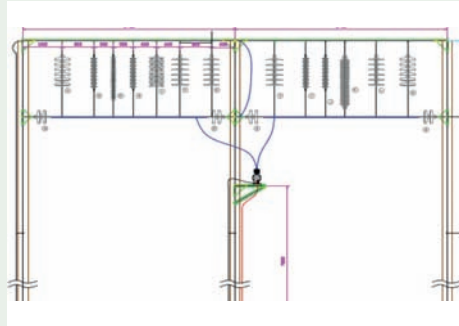
Rys. 6. Widmowe tłumienie sygnału wyładowań w instalacji GIS 245 kV [19]

Opracowanie bezprzewodowego detektora wyładowań niezupełnych podłączonego bezpośrednio do linii 22,9 kV wraz z doświadczeniami eksploatacyjnymi omówiono w artykule [18].

Podsumowanie długoletnich badań i doświadczeń w zakresie diagnostyki wyładowań niezupełnych za pomocą UHF zaprezentowano w artykule [19]. W dyskusji uwzględniono pozycjonowanie sensorów w dużych instalacjach GIS w aspekcie czułości pomiarów. Wizualizację widmowego tłumienia sygnału wyładowań w instalacji GIS 245 kV przedstawiono na rysunku 6. Tematyka pomiarów wyładowań w paśmie UHF dyskutowana jest także w referacie [20] pod kątem częstotliwości, tzn. wyboru pasma detekcyjnego oraz tłumienia zakłóceń.

W obszarze diagnostyki integralności uzwojeń transformatorów wykorzystując metodę odpowiedzi częstotliwościowej FRA (*ang. Frequency Response Analysis*), Autorzy referatu [25] proponują zastosowanie częstotliwościowo zlokalizowanej funkcji bazowej do poprawy dokładności w modelu parametrycznym. Z kolei ocena stanu podobciążeniowego przełącznika zacze- pów na bazie dynamicznego pomiaru rezystancji jest opisana w artykule [27]. Analizując zdefiniowane sygnatury możliwe jest stwierdzenie stopnia zużycia styków, układu napędowego, wybieraków oraz uszkodzenia rezystorów łączeniowych.

Raport z doświadczeń oceny stanu uzwojeń transformatorów płaszczowych zawarto w artykule [26]. Badania przeprowadzono na populacji 41 transformatorów energetycznych, pobierając próbki papieru izolacyjnego z uzwojeń i doprowadzeń. Doświadczenia zarządzania dużą populacją transformatorów (800 jednostek) oraz analizy monitoringowe operatora włoskiego *TERNA* zaprezentowano w artykule [28]. Ciekawym aspektem diskutowanym w tym kontekście jest zebranie informacji, jak często przy wycofywaniu z eksploatacji i złomowaniu starych jednostek przez zakłady energetyczne i operatorów systemu prowadzona jest *post mortem* analiza układu izolacyjnego, uzwojeń, oleju, kadzi, przełącznika zacze- pów. Tego typu informacje niewątpliwie byłyby doskonałą bazą dla systemów diagnostycznych.



Rys. 7. Stacja pilotażowa do testów zabrudzeniowych izolatorów w Zatoce Perskiej a) rozmieszczenie i kształty izolatorów, b) widok stacji [33]

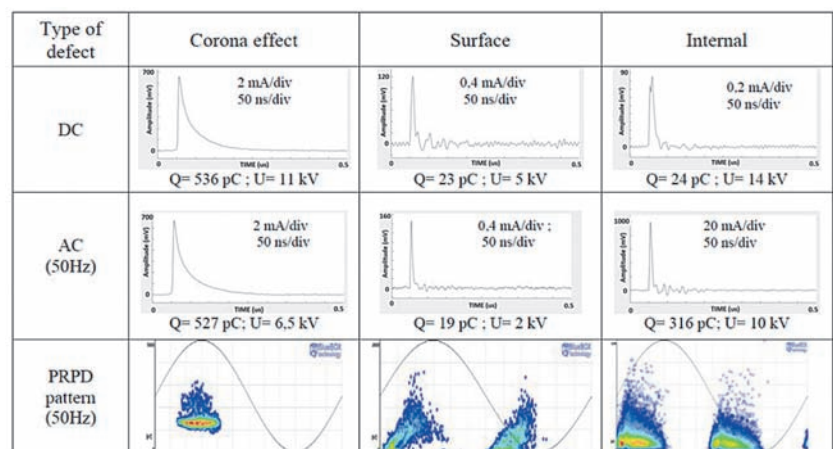
W trzech artykułach był poruszany problem gumy silikonowej, w kontekście hydrofobowości badań na serwisowanych izolatorach pracujących w silnie zapyłonym i zanieczyszczonym środowisku [31] i analizie składu mieszanki i procesu formowania [16], jak również problem rezystywności interfejsu oraz adhezji gumy i rdzenia [30]. Ponieważ przenikanie cieczy jest jednym z najbardziej powszechnych i szkodliwych narażeń dla takich interfejsów, Autorzy przedstawiają nowatorską czteroelektrową metodę do badania rezystywności próbek interfejsu.

Alternatywną metodę określania poziomów zanieczyszczeń na izolatorach liniowych w liniach napowietrznych na podstawie pomiarów synchronizowanych omówiono w artykule [32]. Metoda została

wykorzystana do określenia prądu upływu na izolatorach w linii 400 kV o długości 116 km, rozpiętej na 306 słupach wysokiego napięcia.

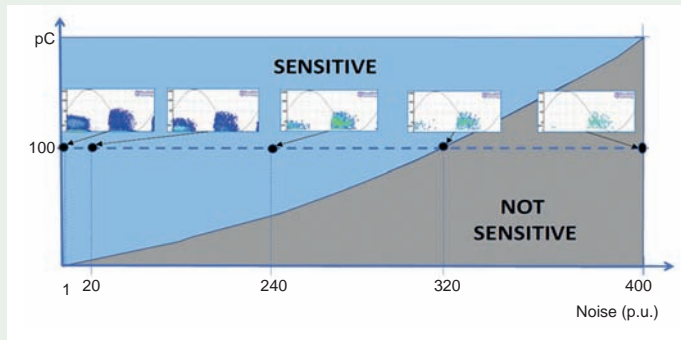
Wyniki z pierwszych pilotażowych pomiarów zabrudzeniowych izolatorów wykonanych na nowej stacji testowej nad Zatoką Perską zaprezentowano w artykule [33]. Badania wykonano na 11 typach izolatorów, w środowisku wysokiej wilgotności (do 100%), temperaturach dziennych aż do 50°C oraz przy dużych wahaniamiach dobowych.

Monitorowanie termiczne oraz naprężenia i odkształcenia w kablach morskich za pomocą światłowodowych czujników pokazano w artykule [32]. Autorzy omawiali wyniki w kontekście analiz ryzyka oraz optymalizacji obciążalności kabli.



Rys. 8. Zestawienie sygnałów i obrazów fazowo-rozdzielczych wyładowań niezupełnych dla modelowych defektów wytwarzanych przez generator kalibrujący [38]

Rys. 9. Wizualizacja zaproponowanej w artykule [38] metodologii analizy czułości pomiarów wyładowań niezupełnych



Wyładowania niezupełne są obecnie rutynowo wykonywane w czasie fabrycznych testów odbiorczych. Jednak w odniesieniu do pomiarów na obiektach w terenie skalowanie w absolutnych wartościach ładunku (pC) jest często mało wiarygodne z uwagi na szумы i zakłócenia. Autorzy artykułu [38] zaproponowali konstrukcję referencyjnego generatora do pomiaru czułości aparatury wyładowań niezupełnych używanej w testach monitoringowych. Generator umożliwi wytworzenie sekwencji impulsów wyładowań odpowiadającej modelowym defektom ulotu elektrycznego, wyładowań powierzchniowych i we wtrącinie gazowej przy napięciu AC i DC. Prace te są związane ze standaryzacją procesu kalibracji aparatury pomiarowej wyładowań niezupełnych.

Sprawdzanie integralności urządzeń wysokonapięciowych udarami piorunowymi, łączeniowymi jest od lat rutynową procedurą. Wprowadzenie ultrawysokich napięć skutkuje nowymi zagadnieniami generacji impulsów udarowych o tak wysokich napięciach, kształtowaniem czoła i grzbietu wraz z ograniczaniem komponentów oscylacyjnych. Metody oceny wyników w badaniach transformatorów, rozdzielnic GIS powyżej 800 kV są przedstawione w artykule [34].

Komplementarnym tematem są próby ultrastrumymi impulsami udarowymi o czasie narastania czoła od 100 ns do 300 ns. Przykładowe wyniki badań izolatorów polimerowych (850 kV, czas narastania 350 ns) oraz elementów uzwojeń stojanów (32 kV, czas narastania 260 ns) wykonane opracowanym generatorem udarowym przedstawiono w referacie [35].

REFERATY KOMITETU STUDIÓW D1

- [1] D1-101. U. Riechert, F. Blumenroth, U. Straumann, B. Kaufmann, M. Saltzer, *Experiences in Dielectric Testing of Gas-insulated HVDC Systems*.
- [2] D1-102. S. Zhao, J. Kindersberger, *Measurement of surface potential at the gas-solid interface for validating electric field simulations in gas-insulated DC systems*.
- [3] D1-103. T. Yasuoka, Y. Hoshina, M. Shiiki, M. Takei, *Insulation Characteristics in DC-GIS: Surface charge phenomena on epoxy spacers and metallic particle motions*.
- [4] D1-104. P.S. Mboloh Noah, L. Zavatroni, S. Agnel, P. Nothinger, J. Claurentie, *Space charge measurements for HVDC GIS spacer using the Thermal Step Method*.
- [5] D1-105. C. Preve, R. Maladen, T. Penelon, D. Piccoz, M. Richaud, S. Galas, R. Magous, G. Cros, A. Schnernitzauer, *HFO-1234zeE in medium voltage switchgear as safe alternative to SF₆*.
- [6] D1-106. T. Gabler, K. Backhaus, J. Speck, S. Grossmann, R. Fritsche, *Experimental Investigations of Oil-Insulated Arrangements at High DC Voltage and Composite Voltage Stress considering a Charge Carrier-based Approach*.
- [7] D1-107. C. Wolmarans, I. Kobal, M. Babuder, S. Vizintin, *Comparative analysis of some present-day used dielectric liquids based on correlated PD phenomena and DGA investigation*.
- [8] D1-201. F. Meyer, P. Huguenot, M. Walter, Y. Kieffel, L. Maksoud, Ihuet, T. Berteloot, A. Schlernitzauer, R. Magous, G. Cros, *Application of fluoronitrile/CO₂/O₂ mixtures in high voltage products to lower the environmental footprint*.
- [9] D1-202. P.C. Stoller, J. Hengstler, C. Bdoiron, S. Scheel, P. Simka, P. Muller, *Environmental aspects of high voltage gas insulated switchgear that uses alternatives to SF₆ and monitoring and long-term performance of a pilot installation*.
- [10] D1-204. A.M. Hank, *A comparative study of AC and DC breakdown characteristics with dielectric spectroscopy of Hexagonal Boron Nitride and Carbon Nanosphere Epoxy Nanodielectrics*.
- [11] D1-205. A.M. Elsaheed, D.A. Mansour, M.A. Izzularab, *Explanation of Breakdown Phenomena in Nanofluids depending on Nanoparticles types*.
- [12] D1-206. C. Muller, Z. Zhang, R. Schwarz, G. Pukel, F. Wiesbrock, B. Bakija, M. Muhr, *Adhesives for Bonding Transformerboard: Partial Discharge and Ageing Behaviour*.
- [13] D1-207. M. Lashbrook, A. Gyore, R. Martin, R. Cselko, B. Nemeth, *Creepage Discharge Investigations with Biodegradable Ester-based Liquids and the Implications for Transmission Transformer Design*.
- [14] D1-208. R.P. Marek, H.M. Wilhelm, *A Rigorous Ageing Program for Ester/Cellulose Liquid Immersed Transformer Insulation Systems*.
- [15] D1-209. F. Scattigio, F.M. Pepe, S. Sacco, *25 years' experience of on-line TERNA monitoring system (SMOAT) applied to HV equipment and transformers*.
- [16] D1-210. C. Baer, F. Schmuck, S. Kornhuber, R. Baersch, V. Brade, *Influence of the Material Composition on the Dynamic Hydrophobicity of Silicone elastomers for high-voltage Outdoor Application*.
- [17] D1-302. J. Li, L. Zhang, X. Han, D. Hu, *Impulse test and partial discharge detection for GIS equipment in field*.
- [18] D1-303. J.H. Kim, J.Y. Koo, Y.J. Lee, K.H. Seo, I.J. Seo, *Development of a wireless PD measurement system enabling to Contact directly with 22.9kV Live line of Gas Switchgear*.
- [19] D1-304. S.M. Neuhold, T. Brugger, R. Braunlich, G. Behrmann, H.D. Schlemper, U. Riechert, P. Muller, M. Lehner, E. Schneiter, P. Sigrist, *Return of experience, the CIGRE UHF PD sensitivity verification and on-site detection of critical defects*.
- [20] D1-305. G. Fauconnet, J.F. Penning, J. Vuachet, J.L. Rayon, D. Legrand, *Return on experience on the uses of GIS PD monitoring systems*.
- [21] D1-306. H.M. Wilhelm, P.O. Fernandes, L.G. Feitosa, G.C. Santos, M. Volce, R.P. Marek, L. Galgado, *Evaluation of three different thermally upgraded papers used in liquid-immersed transformer as reference insulation systems to determine thermal class*.

- [22] D1-307. V.I. Pelymskiy, V.V. Buzehev, L.V. Davidenko, A.N. Moisechenkov, K.V. Ovchinnikov, *DGA assessment improvement by the criteria of maximum permissible gas concentrations and their rate of growth.*
- [23] D1-308. L.A.Darian, P.V. Golubev, R.M. Obraztsov, A.V. Maksimchenko, *Evaluation of the paper insulation condition of power transformers based on the content of methanol dissolved in transformer oil.*
- [24] D1-309. I. Atanasova-Hohlein, M. Koncan-Gradnik, T. Gradnik, B. Cucek, P. Przybytek, K. Siodła, K. Liland, S. Leivo, Q. Liu, *Experience and Added Value from Capacitive Online Moisture Sensors.*
- [25] D1-310. S. Wolinski, J.S. Welsh, J. Tusek, *Parametric Frequency Response Interpretation using Frequency Localising Basis Functions.*
- [26] D1-311. A. Peixoto, R.M. Martins, *Indirectly assessing the ageing of shell-type windings using paper samples from its leads. Post-mortem analyses.*
- [27] D1-312. S. Promsritong, S. Nipawan, *Condition Assessment of On Load Tap Changers by Using Dynamic Resistance Measurement.*
- [28] D1-313. F. Scatiggio, C.A. Serafino, M. Tozzi, E. Savorelli, A. Salsi, *TERNA Transformer Fleet Knowledge Management through the use of on-line monitors.*
- [29] D1-314. R. Cornell, P. Chung, J. Llavona, K. Zellers, *The Asset Health Center, Implementation of Online Monitoring and the Grid of the Future.*
- [30] D1-315. X. Liang, W. Bao, S. Li, Y. Gao, Y. Liu, *A novel method to study the Interface resistivity between silicone rubber housing and FRP rod of composite insulator.*
- [31] D1-316. J.C. Gonzales, M. Gil-Agusti, C. Herrero-Ponce, L. Zubizarereta, A. Soria, P.L. Lovera-Segovia, V. Fuster Roig, D. Cercos, *Measurements of hydrophobicity transfer of silicone sheds in service aged non-ceramic outdoor insulators from polluted areas.*
- [32] D1-317. L. Pavlov, L. Skurcak, J. Chovanec, J. Lago, J. Gbelec, *Overhead line insulation state checking by on-line monitoring system.*
- [33] D1-318. R. Znaidi, A. Ai-Thagafi, M. Bouchti, *GCCIA pollution test station Part II: Field Assessment & Test Station Results.*
- [34] D1-319. S. Okabe, T. Tsuboi, E. Hino, K. Inami, H. Koyama, M. Hikita, *Advanced techniques in impulse testing method of electric power equipment.*
- [35] D1-320. Y. Li, W. Yan, *Steep-front impulse voltage tests on high-voltage equipment.*
- [36] D1-321. A. Merev, S. Dedeoglu, I. Karaman, *The performance of calculable impulse calibrator up to 600 V.*
- [37] D1-322. E. Roachat, S. Chin, F. Ravet, *Using Brillouin distributed sensing to reduce installation risk and optimize cable operation of subsea power cable.*
- [38] D1-323. F. Garnacho, F. Alvarez, A. Ramirez, J. Ortega, M.A. Sanchez-Uran, *Reference PD generator for sensitivity checking of measuring instrumentation to be used for continuous on-line PD monitoring.*
- [39] D1-324. V.K. Kozlov, M.SH. Garifullin, *Using Optical Spectroscopy For Quality Control Of Mineral Transformer Oils.*

CIGRE

Tomasz Szudejko

Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.

Systemy informatyczne i telekomunikacja – Komitet Studiów D2

Information Systems and Telecommunication – Study Committee D2

Misją Komitetu Studiów D2 jest promowanie i wspieranie rozwoju inżynierii systemów informatycznych i telekomunikacyjnych na potrzeby systemów elektroenergetycznych oraz międzynarodowa wymiana informacji i wiedzy w tych dziedzinach. Działania Komitetu Studiów D2 zmierzają do identyfikowania najlepszych praktyk i opracowywania rekomendacji

oraz promowania ich wśród menedżerów, decydentów i regulatorów w sektorze elektroenergetycznym.

Zakres działań Komitetu Studiów D2 obejmuje wdrażanie aktualnych i przyszłych technik teleinformatycznych w zmieniającym się ekosystemie energetyki i obejmuje sprzęt teleinformatyczny, architekturę rozwiązań, pryncypia zarządzania, cyberbezpieczeń-

stwo, projektowanie, testowanie i wdrażanie rozwiązań, skalowalność i wydajność oraz wykorzystanie operacyjne i utrzymanie.

Komitet D2 skupia swoją uwagę na następujących zagadnieniach:

- wykorzystanie teleinformatyki w obszarze od sieci najwyższych napięć do sieci dystrybucyjnych (do odbiorcy końcowego energii elektrycznej),

- rozwiązania telekomunikacyjne na potrzeby transmisji danych,
- standaryzacja transmisji danych,
- cyberbezpieczeństwo rozwiązań teleinformatycznych,
- architektura rozwiązań ICT zapewniająca ciągłość działania (niezawodność),
- identyfikacja nowych technik informatycznych i telekomunikacyjnych,
- systemy IT wykorzystywane w procesie zarządzania majątkiem sieciowym.

Podczas 47. sesji CIGRE Komitetu Studiów D2 przedstawiono 23 referaty, obejmujące zagadnienia w obszarze trzech tematów wiodących PS1, PS2 i PS3. Streszczenia referatów zostały przedstawione w kolejnych częściach artykułu.

PS1 – Możliwości i wyzwania teleinformatyki w obszarze mikrosieci i rozproszonych źródeł wytwórczych

W referatach zaprezentowano m.in. rozwiązania telekomunikacyjne w zakresie zdalnego zarządzania i monitorowania rozproszonych źródeł wytwórczych, sposoby ich zdalnego sterowania i monitorowania oraz standardy, kompatybilność i cyberbezpieczeństwo rozwiązań. Poniżej przedstawiono krótkie streszczenia zgłoszonych referatów w zakresie tematu wiodącego PS1.

Referat [D2-101] opisuje konfigurację prywatnej sieci typu LoRaWAN (ang. *Long Range Wide-Area Network*), znajdującej się w obozie letnim Meltemi w Grecji, wykorzystanej w ograniczonej skali do oceny bezprzewodowej komunikacji dalekiego zasięgu, charakteryzującej się niskim zużyciem energii elektrycznej, w zastosowaniu w systemie odczytu danych pomiarowych (AMR – ang. *Automatic Meter Reading*). Przedmiotem oceny był zasięg radiowy i zużycie energii. Testy potwierdziły początkowe założenie dotyczące żywotności baterii wynoszącej ponad 15 lat, przy wysłaniu z licznika przez sieć LoRaWAN dwóch wiadomości dziennie.

Referat [D2-102] dotyczy tematu zbierania i analizowania dużej ilości danych heterogenicznych. Promuje on zbudowanie

nowej, globalnej platformy badań w obszarze energetyki, tj. zintegrowanego systemu informacji o danych 4E (energia-elektryczność-gospodarka-środowisko), zawierającego ponad pięć tysięcy wskaźników danych i wspierającego obszar różnorodnych analiz. W referacie opisano dwa przypadki zastosowania proponowanej platformy, tj. w ramach techniki elektrochemicznego magazynowania energii i prezentacji informacji geograficznych. Koncepcja platformy jest zbieżna z zapotrzebowaniem rządów i organizacji międzynarodowych na systemy precyzyjnej identyfikacji zewnętrznych okoliczności wpływających na uwarunkowania polityczne oraz programy rozwoju energetycznego.

Referat [D2-103] również zajmuje się dużymi zbiorami danych oraz systemami informacji geograficznej (GIS – ang. *Geographic Information Systems*). Autorzy przedstawili nowe podejście dotyczące sposobu pozyskiwania w czasie rzeczywistym danych o zużyciu energii elektrycznej, zdolnościach przesyłowych oraz statusie danych pomiarowych na podstawie danych klientów za pomocą dwukierunkowych, szerokopasmowych sieci komunikacyjnych. Wyniki eksperymentalnego algorytmu segmentacji, opartego na zależnej geograficznie faktoryzacji macierzy, łączącego informacje geograficzne i dane dotyczące zużycia energii, wykazały lepsze możliwości w zakresie określenia profili/segmentacji odbiorców energii w stosunku do metody stosowanej obecnie. Na potrzeby prezentacji sytuacji, takich jak budowa elektrycznej sieci dystrybucyjnej czy obserwacji pracy urządzeń, proponuje się zbudowanie systemu wizualizacji, wykorzystującego systemy GIS.

W referacie [D2-104] opisano implementację karty sieciowej/adaptora pośredniego opartego na architekturze OPC-UA (ang. *OLE for Process Control Unified Architecture*) do łączenia systemów zewnętrznych w mikrosieci akademickiej, zapewniając w ten sposób rozwiązanie problemów interoperacyjności zarówno pomiędzy jak i w ramach poszczególnych podsieci. Z przeprowadzonych w ramach eksperymentu testów wynika, że architektura OPC-UA zapewnia stabilną usługę transmisji danych, jednak zasadność zastosowania

tej architektury musi wynikać ze starannej oceny, zależnej w dużej mierze od wielkości mikrosieci i ilości przesyłanych przez nie danych.

Referat [D2-106] omawia techniki komunikacyjne przeznaczone do zastosowania w obszarze sieci dystrybucyjnej. Segment ten obejmuje duże odnawialne źródła energii, magazyny energii, odbiorców przemysłowych, a także małe sieci przemysłowe i komercyjne. Referat opisuje specyfikę domeny komunikacyjnej, jej wymagania architektoniczne i wydajnościowe (tj. opóźnienie transmisji, dostępność usługi, zasięg i przepustowość łącza oraz maksymalną liczbę połączonych urządzeń). Z oceny technik komunikacyjnych przedstawionych w referacie wynika, że ani rozwiązania zastosowane dla korytarzy przesyłowych wysokiego napięcia, ani te zaprojektowane dla inteligentnych systemów pomiarowych nie są w stanie spełnić wymagań określonych dla takiej domeny. Nie ma jednego rozwiązania właściwego w odniesieniu do różnych sytuacji mających miejsce w ramach takiej domeny. W opracowaniu przedstawiono nowy zestaw rozwiązań wykorzystujący połączenie technik komunikacyjnych, kompresji danych, przetwarzania sygnałów i zarządzania siecią inteligentnych sieci telekomunikacyjnych.

PS2 – Wirtualizacja: rozwiązania aplikacyjne, sieciowe i sprzętowe

W kolejnej części 47. sesji CIGRE Komitetu Studiów D2 przedstawiono 2 referaty, które dotyczyły m.in. wdrożenia systemu wirtualizacji w infrastrukturze stacji elektroenergetycznej oraz zagadnień związanych z gromadzeniem i przetwarzaniem big data jako metody poprawy zarządzania, bezpieczeństwa i optymalizacji kosztów rozproszonej infrastruktury sprzętowo-aplikacyjnej. Poniżej przedstawione zostały krótkie streszczenia zgłoszonych referatów.

Referat [D2-201] opisuje korzyści z wdrażania techniki wirtualizacji w punktach końcowych sieci, tj. w stacjach elektroenergetycznych. Wiele Techniki Informatycznych

(IT – ang. *Information Technologies*) i Technik Operacyjnych (OT – ang. *Operational Technologies*) wymaga dziś przetwarzania danych na końcach sieci, np. ze względu na opóźnienie transmisji danych, konieczność gromadzenia dużych ilości danych (ang. *big data*) i zróżnicowanie geograficzne miejsc, z których pochodzą dane (np. Internet Rzeczy – IoT, ang. *Internet of Things*). W referacie przedstawiono architekturę stacji, w której wszystkie aplikacje i moduły sieciowe są wirtualizowane na wspólnej platformie sprzętowej wraz z oprogramowaniem zarządzającym jej zasobami. Pozwala to na uproszczenie procesów wdrażania i zarządzania aplikacjami rozproszonymi w różnych lokalizacjach geograficznych w przedsiębiorstwie energetycznym.

Referat [D2-202] opisuje doświadczenie przedsiębiorstwa energetycznego z eksploatacji programowalnej sieci komputerowej (SDN – ang. *Software Defined Network*), wdrażania infrastruktury wirtualnego desktopu (VDI – ang. *Virtual Desktop Infrastructure*) oraz zwiększenia przestrzeni dyskowych poprzez metodę częściowej wirtualizacji dysków lokalnych (PVLVD – ang. *Partial Virtualization of Local Disks*). W przypadku sieci SDN istotne znaczenie ma złożoność istniejących procesów i konieczność koordynacji wielu zadań. Przedsiębiorstwo wykorzystuje rozwiązania SDN w celu skrócenia czasu wdrażania zmian lub tworzenia nowych sieci poprzez automatyzację mechanizmów zmian. Przedsiębiorstwo stosuje również rozszerzenia VDI w celu poprawy zarządzania, podniesienia poziomu bezpieczeństwa i uzyskania oszczędności w swoich systemach komputerowych stosujących rozwiązania tzw. cienkiego klienta.

PS3 – Zapewnienie niezawodności szybko zmieniającej się infrastruktury ICT

W trzeciej części 47. sesji CIGRE Komitetu Studiów wygłoszone zostały referaty, których tematyka dotyczyła wizji wykorzystania teleinformatyki na potrzeby sieci elektroenergetycznej przyszłości. Referaty,

których skróty przedstawiono poniżej dotyczyły zagadnień:

- infrastruktury sieci telekomunikacyjnych (architektura, media, protokoły),
- architektury teleinformatycznej zarządzania systemem elektroenergetycznym (liczniki inteligentne, smart grid, systemy SCADA/EMS (ang. *System Control and Data Acquisition System/Energy Management System*), MMS (ang. *Market Management System*),
- zarządzania ICT własnym lub outsourcing,
- cyberbezpieczeństwa,
- zarządzania majątkiem i cyklem życia urządzeń.

W referacie [D2-301] firmy energetyczne w Brazylii, takie jak *Chesf*, zwróciły uwagę na zagrożenia cybernetyczne i kwestie określenia obszaru wspólnego bezpieczeństwa informatycznego, które stanowią nowy trend w sektorze energetycznym. W celu ochrony aktywów i usług o kluczowym znaczeniu istnieje silna potrzeba stworzenia kompleksowej strategii bezpieczeństwa. Zespoły IT i OT wewnątrz firmy powinny tworzyć, dzięki inwestowaniu w obszarze szkoleń oraz wdrażania nowych narzędzi, skuteczne i dobrze zaplanowane warunki bezpieczeństwa cybernetycznego. Nowe systemy komunikacyjne oraz bezpieczeństwa cybernetycznego, ze szczególnym uwzględnieniem ochrony zasobów operacyjnych, których wdrożenie planują zespoły informatyczne *Chesf*, są bardzo istotnym krokiem w kierunku zapobiegania atakom cybernetycznym i reagowania na nie.

Referat [D2-302] opisuje historię modernizacji infrastruktury elektroenergetycznej w Ameryce Północnej oraz działania ukierunkowane na zapewnienie niezawodnej, elastycznej i bezpiecznej łączności sieciowej. Wskazane kwestie są kluczowe dla skutecznego zarządzania zasobami sieciowymi i wspomagają zaspokajanie rosnących oczekiwań klientów. Innowacyjne techniki umożliwiają osiągnięcie elastyczności, odporności i skalowalności, stanowiąc przyszłość ciągle rozwijającej się przestrzeni komunikacyjnej. Nowe rozwiązania sieciowe, charakteryzujące się małym opóźnieniem transmisji, większą

przepustowością i dostępnością, osiągnęły już poziom wymaganej funkcjonalności, oferując znaczące ulepszenia funkcjonalne do obsługi bieżących i przyszłych potrzeb aplikacji działających w inteligentnej sieci elektroenergetycznej.

Referat [D2-303] opisuje migrację z technik sieciowych wykorzystujących multipleksację w dziedzinie czasu (TDM – ang. *Time Division Multiplexing*) do rozwiązań z zastosowaniem komutacji pakietów w sieciach komputerowych przedsiębiorstw energetycznych. Motywami stojącymi za odejściem od techniki TDM do techniki komutacji pakietów są dobiegający końca czas eksploatacji multiplekserów bazujących na TDM oraz innych urządzeń sieciowych, zmiany w usługach i aplikacjach internetowych oraz rosnące wymagania w zakresie przepustowości sieci. Transmisja pakietowa jest bardziej opłacalna niż TDM dla zastosowań wymagających wyższej przepustowości oraz w sytuacji, gdy przedsiębiorstwo energetyczne podejmuje decyzję o migracji technik informatycznych i operacyjnych w ramach jednej sieci w celu obniżenia kosztów jej eksploatacji. Technika przełączania etykiet – profil transportowy MPLS-TP (ang. *Multiprotocol Label Switching – Transport Profile*) łączy najlepsze cechy rozwiązań TDM, takie jak odporność na zakłócenia i czas opóźnienia transmisji z elastycznością technik sieciowych wykorzystujących komutację pakietów. Wykorzystanie TDM i komutacji pakietów równolegle, w tzw. węzłach hybrydowych, umożliwi elastycznie przekształcać sieci TDM w sieci z komutacją pakietów. Sugeruje się, że rozwiązania hybrydowe mogą być rozwiązaniem stosowanym przez następne 25 lat, zapewniającym bezpieczną migrację z rozwiązań stosowanych obecnie do najnowszych technik, przy czym niemożliwe jest bezpośrednie kopiowanie zasobów IT do nowych sieci użytkowych.

Referat [D2-304] jest poświęcony jednemu z celów działania przedsiębiorstwa energetycznego, jakim jest poprawa efektywności operacyjnej poprzez przekształcenie danych z urządzeń brzegowych do formatu zapisywanego w hurtowni danych na potrzeby późniejszego wglądu i dalszych

działań. Referat ten opisuje sukces projektu polegający na znalezieniu rozwiązania dla pozyskiwania danych, niebędących danymi operacyjnymi, z 7000 napowietrznych terminali końcowych, zlokalizowanych na rozległym obszarze geograficznym, zasilających bazę danych historycznych. W ramach rozwiązania uproszczono architekturę istniejących urządzeń RTU (ang. *Remote Terminal Unit*) oraz uzyskano oszczędności czasu i wydatków na utrzymanie infrastruktury sprzętowej poprzez pełną wirtualizację zasobów, uzyskując tym samym wysoką stopę zwrotu z inwestycji.

Referat [D2-305] przedstawia technikę MPLS stosowaną przez australijskie przedsiębiorstwa energetyczne w szerokim wachlarzu usług, wspierającą bezpieczne i stabilne działania operacyjne w ramach współdzielonej sieci, w tym pozyskiwanie danych z systemów SCADA. Polecenia związane z działaniem telezabezpieczeń z wykorzystaniem MPLS są również realizowane w ramach tej samej sieci fizycznej. Dla oceny MPLS, pod kątem przydatności dla zabezpieczeń realizowanych zdalnie, przeprowadzono analizę poprawności koncepcji w zakresie współpracy technik IT oraz OT.

Referat [D2-306] z Chin opisuje rozwiązanie o nazwie *Power Industrial Control System* (PICS), stanowiące obecnie podstawowy system zarządzania pracą systemu energetycznego. W rozwiązaniach elektroenergetycznej sieci inteligentnej (ang. *Smart Grid*), gdzie funkcjonują zaawansowane techniki informacyjne i komunikacyjne, PICS stanowi rozwiązanie otwarte, ukierunkowane na inteligentną współpracę w obszarze bezpieczeństwa cybernetycznego. Kwestie bezpieczeństwa cybernetycznego były elementem analizy systemu PICS jako wyzwania, którym system ten musi poddać. Zaprezentowano rozbudowaną strukturę ochrony i bezpieczeństwa informacji składającej się z warstwy urządzenia polowego, transportowej oraz pierwszej warstwy aplikacji na stacji. Schemat ten znalazł zastosowanie w sektorze przesyłu, dystrybucji oraz działaniach dyspozytorskich prowadzenia ruchu systemu energetycznego i istotnie poprawił poziom ochrony systemu PICS. Badania w przyszłości będą dotyczyły nie-

modyfikowanego dostępu do urządzeń, lekkim szyfrowaniu oraz analiz stwierdzonych anomalii.

Referat [D2-307] prezentuje wdrożenie w tajlandzkim przedsiębiorstwie energetycznym *EGAT* techniki MPLS-TP, która obsługuje rozwiązania wykorzystujące zarówno TDM, jak i technikę komutacji pakietów w obecnie istniejącej sieci teletransmisyjnej SDH (ang. *Synchronous Digital Hierarchy*). W referacie wskazano na to, że sieć SDH nie jest w stanie skutecznie radzić sobie w zastosowaniach wykorzystujących komutację pakietów do transmisji dużych ilości danych, takich jak kamery monitorujące czy usługi triple-play (internet, telefon, TV). Działania w obszarze zdalnego sterowania i zabezpieczeń są wciąż prowadzone z wykorzystaniem istniejącej sieci z uwagi na gwarantowany czas transmisji i zdeterminowany czas opóźnienia transmisji. Firma zaproponowała program zarządzania cyklem życia wyposażenia telekomunikacyjnego – program o nazwie *TeleHeart*, który umożliwia określenie wskaźnika stanu zużycia sprzętu w każdym węźle sieci na potrzeby identyfikacji potrzeb zakupowych nowego wyposażenia w tym zakresie.

W referacie [D2-308] zaprezentowano studium przypadku dotyczące przeprowadzonej w Indiach modernizacji hierarchicznie zintegrowanego Systemu SCADA/EMS, który poprzez wykorzystanie nowoczesnych rozwiązań umożliwił obecnie realizację bieżących wymagań operatorów sieci. Wszystkie systemy SCADA/EMS na poziomie regionalnym, obszarowym oraz centralnym zostały poddane modernizacji, której konieczność wynikała z wysokich kosztów eksploatacji, słabej wydajności, braku wsparcia serwisowego itp. Ze względu na gwałtowny rozwój indyjskiego systemu elektroenergetycznego i zwiększającą się liczbą interakcji pomiędzy poszczególnymi systemami IT, zarządzanie pracą systemu stało się bardziej złożone, a zaawansowane metody wizualizacji danych stały się najważniejszą kwestią dla zapewnienia niezawodności. Doprowadziło to do całkowitej zmiany w podejściu do integracji na poziomie krajowym ze względu na różne konwencje nazewnictwa, zastosowanie protokołu ICCP (ang. *Inter-Control Center*

Communications Protocol), konwencję stosowania znaków, przenoszenia bitów statusu itp. w pozostałych centrach dyspozycji mocy.

Referat [D2-309] z RPA omawia strategię połączenia środowisk technik operacyjnych (OT) i środowisk informatycznych (IT) dla potrzeb elektroenergetyki, ze szczególnym uwzględnieniem cyberbezpieczeństwa. Oferowana przez firmy trzecie dostępność do zewnętrznych zasobów sieciowych zapewnia ogromne możliwości, lecz jednocześnie znacznie zwiększa zagrożenia cybernetyczne dla istniejących systemów OT. Omówiono koncepcję tzw. obszarów bezpiecznych, koncentrując się na ochronie danych przesyłanych od źródła do miejsca docelowego oraz zapobiegania zagrożeniom cybernetycznym, w warunkach współpracy z innymi sieciami. Omówiono także koncepcję nadrzędnego zintegrowanego centrum bezpieczeństwa cybernetycznego i możliwość komercjalizacji łączy o dużej przepustowości, bez wprowadzania zagrożeń cybernetycznych dla działalności biznesowej elektroenergetyki w przyszłości.

W referacie [D2-310] opisano sieci i infrastrukturę telekomunikacyjną dla planowanych przez hiszpańskiego operatora *REE* projektów związanych z wdrożeniem normy IEC 61850. Eksploatowane obecnie przez REE systemy automatyk stacyjnych wykorzystują, zamiast Ethernetu, asynchroniczną komunikację szeregową dla realizacji funkcji sterowniczych i telezabezpieczeń obsługiwanych przez środowisko programowe SAS (ang. *Substation Automation System*). W omawianym referacie przedstawiono infrastrukturę telekomunikacyjną dla obecnych i przyszłych projektów związanych z zastosowaniem rozwiązań komunikacyjnych zgodnych z normą IEC 61850. Infrastrukturę tę zaprojektowano z uwzględnieniem przede wszystkim wymagań komunikacyjnych dla środowiska SAS (małe opóźnienia transmisji i wysoka dostępność usług sieciowych) oraz fizycznych uwarunkowań jej wdrożenia. Obecne środowisko SAS zostanie zastąpione nowoczesnymi urządzeniami automatyki stacyjnej, spełniającymi wymagania normy IEC 61850.

Referat [D2-311] przedstawia wykorzystanie tanich technik komunikacyjnych w ramach Internetu Rzeczy, takich jak Low Power Wide Area Network (LPAN), na potrzeby zdalnego nadzoru urządzeń sieci dystrybucyjnych. Wykorzystanie tych technik stanowiłoby znaczący krok w kierunku cyfryzacji i poprawy zarządzania tymi aktywami poprzez zdalny monitoring i diagnostykę. Takie podejście wskazuje kierunek rozwoju zaawansowanych narzędzi zarządzania aktywami i monitorowania ich stanu, tj. systemów wsparcia dla procesów decyzyjnych w przedsiębiorstwie. System MAIGE jest obecnie testowany w różnych lokalizacjach pilotażowych, które stanowią część rzeczywistych sieci dystrybucyjnych zarządzanych przez hiszpańskie przedsiębiorstwo *Gas Natural Fenosa*. Wyniki testów umożliwią sformułowanie wniosków dotyczących technicznych i ekonomicznych aspektów związanych z wykonalnością i opłacalnością systemu. W ramach tej oceny zdefiniowane zostaną również kluczowe wskaźniki efektywności projektu. Obawy budzi jednak opłacalność ekonomiczna przedsięwzięcia, która wynika ze skali inwestycji związanych z rozbudową systemu MAIGE, niezbędnych do objęcia wszystkich aktywów eksploatowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne. W chwili pisania tego referatu poszczególne komponenty systemu były testowane osobno w laboratorium, natomiast testy pilotażowe jeszcze się nie rozpoczęły. Do czasu zainaugurowania Sesji CIGRE pierwsze wyniki testów pilotażowych będą dostępne i zostaną zaprezentowane.

Referat [D2-312] autorstwa *RusHydro* z Rosji prezentuje wyniki prac związanych z zaprojektowaniem i wdrożeniem systemu informacyjno-analitycznego do automatycznej analizy błędów i oceny działania zabezpieczeń. Model informacyjny i algorytmy systemu zostały opracowane zgodnie ze specyfikacjami i zaleceniami norm IEC 61850, IEC 61970/61968, jednak metamodel danych został rozszerzony o nową semantykę. Ocena pracy systemu i wykrywania możliwych awarii automatyki zabezpieczeniowej polega na automatycznym porównywaniu informacji otrzymanych z urządzeń polowych DPR (ang. *Digital Protection*

Recorder), DFR (ang. *Digital Fault Recorder*), RTU z oczekiwanym, wzorcowym czasem działania zabezpieczenia uzyskanego za pomocą modelowania cyfrowego. Proces ten wymaga szczegółowej symulacji zidentyfikowanych awarii oraz zamodelowania działania przełącznika automatyki zabezpieczeniowej. Wynik tych symulacji jest wykorzystywany jako punkt odniesienia i porównania w stosunku do danych rzeczywistych otrzymywanych z przełączników polowych w celu wykrycia niespójności i powiadamiania użytkowników o możliwych ukrytych błędach w nastawach przełącznika lub jego błędnej pracy.

W referacie [D2-313] podsumowano japońskie „*Wytyczne dotyczące bezpieczeństwa systemu zarządzania pracą systemu elektroenergetycznego*” oraz przypadek zmiany techniki komunikacyjnej z konwencjonalnej (asynchronicznej) metody cyklicznego transferu danych (CDT – ang. *Cyclic Data Transmission*) na rozwiązania sieciowe wykorzystujące protokół IP wraz z aktualizacją systemów zarządzania zaporami. Oczekuje się, że metoda ta zredukuje koszty budowy linii telekomunikacyjnych, a zastosowanie protokołu IP umożliwi obronę przed atakami cybernetycznymi. Utrzymanie bezpiecznego funkcjonowania tych systemów będzie zapewniane poprzez nowe koncepcje i idee, zmiany w otoczeniu tych systemów oraz nowe rozwiązania programowe i sprzętowe.

W referacie [D2-314] przedstawiono zalecenia i rozwiązania dotyczące monitorowania ramek komunikatów GOOSE w stacjach, w których wdrożono standard IEC 61850 oraz zaproponowano mechanizmy inteligentnych alertów, mających wspomóc wykrywanie wąskich gardeł na poziomie lokalnym, tak aby dyspozytorzy/właściciele stacji mogli wdrażać odpowiednie działania zapobiegawcze. Do monitorowania całkowitego obciążenia sieci i poprawy komunikacji pomiędzy urządzeniami IED (ang. *Intelligent Electronic Device*) wykorzystywane są sieci Ethernet, a także multicast pakietów oraz VLAN (ang. *Virtual Local Area Network*). Rosnące rozmiary i złożoność architektury sieci komunikacyjnych na stacjach oraz zwiększająca się liczba wdrożeń wykorzystujących komuni-

katy GOOSE stanowią wyzwanie dla monitorowania i rozwiązywania problemów związanych z wykorzystaniem GOOSE w komunikacji stacyjnej.

Referat [D2-315] z Rosji przedstawia model platformy analitycznej, umożliwiającej pozyskiwanie wiarygodnych oszacowań dotyczących stanu urządzeń sieci elektroenergetycznej, której celem jest rozwój skutecznych programów konserwacji i napraw wykorzystujących techniki eksploracji danych dostępnych w bazach danych. W proponowanym systemie eksploracja danych odbywa się poprzez gradientowe zwiększenie drzew decyzyjnych. W ramach prezentowanych badań opracowano podstawy metodologiczne, matematyczne i algorytmiczne platformy inteligentnej analizy danych. Walidacja proponowanego modelu wykorzystuje dane z diagnostyki technicznej, obejmujące okres od 2005 r. do 2017 r., a także zapewnia oszacowanie stanu rzeczywistych obiektów regionalnej sieci elektroenergetycznej. W systemie tym oceny stanu technicznego dokonuje się za pomocą podejścia probabilistycznego, tak aby umożliwić dalszą analizę ryzyka technicznego i ostatecznie opracować efektywne harmonogramowo strategię utrzymania i napraw elementów sieci. Opracowany model może być wykorzystywany jako samodzielne narzędzie – model zautomatyzowanego systemu do zintegrowanej oceny urządzeń sieci energetycznej. Narzędzie może być również wdrożone jako dodatkowy moduł (podsystem) nowoczesnego systemu zarządzania zasobami przedsiębiorstwa (ERP – ang. *Enterprise Resource Planning*). Daje to możliwość nie tylko usprawnienia procesów zarządzania majątkiem, w skład którego wchodzi aparatura wysokiego napięcia, ale także opracowania skutecznych programów inwestycyjnych dla przedsiębiorstw energetycznych, optymalizacji strategii, oszczędności energii i materiałów, poprawy polityki taryfowej, bazując na pewnych i niezawodnych dostawach energii, zapewniając w ten sposób rozwój społeczny i gospodarczy kraju.

Referat [D2-316] opisuje proces stopniowego łączenia systemów IT oraz OT i budowania systemu zarządzania aktywami (AM – ang. *Asset Management*) w indyjskim

przedsiębiorstwie elektroenergetycznym. Inteligentny system AM przewiduje wykorzystanie technik typowych dla Smart Grid oraz ITC w celu lepszego zarządzania dużą bazą aktywów. Wraz z pojawieniem się systemów IT oraz inteligentnych sieci oraz w celu zapewnienia ich efektywnego działania, przedsiębiorstwa energetyczne zaczęły wymagać bezpiecznych, opłacalnych, skalowalnych i interoperacyjnych technik komunikacyjnych. Z uwagi na ich różnorodność, w elektroenergetycznych sieciach inteligentnych znajdują zastosowanie systemy heterogeniczne, zapewniające ogólną efektywność z zachowaniem efektu skali. Dla systemów krytycznych, takich jak SCADA, WAMS (ang. *Wide Area Measurement System*), automatyka, niezawodność, bezpieczeństwo i czas opóźnienia transmisji stanowią kluczowe wymagania (zalecane jest stosowanie systemów wykorzystujących kanały światłowodowe). Dla systemów mniej krytycznych, takich jak AMR, AMI (ang. *Advanced Metering Infrastructure*), elektryczne pojazdy, decydującym czynnikiem jest koszt rozwiązań komunikacyjnych. Systemy SCADA/EMS były początkowo eksploatowane w ramach sieci zamkniętych, tj. odizolowanych od sieci korporacyjnych oraz Internetu. Z upływem czasu elektroenergetyka zaadaptowała rozwiązania IT promujące dostępność oraz możliwość zdalnego dostępu. Sieci dystrybucyjne podlegają powolnej transformacji poprzez modernizację i remonty, budowę nowych aktywów z wykorzystaniem technik Smart oraz z zastosowaniem teleinformatyki w zarządzaniu przedsiębiorstwem.

Wykorzystanie teleinformatyki w całym łańcuchu dostaw, od wytwórcy do odbiorcy, spowodowało transformację w sposobie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Inteligentne zarządzanie aktywami przedsiębiorstwa wykorzystuje zasadę synergii między czujnikami (sensorami) wykrywającymi różnorodne zjawiska (problemy), systemem komunikacji i centralnym systemem magazynowym, wyposażonym w system monitorująco-diagnostyczny z bazą specjalistycznej wiedzy, niezbędnej do właściwego zdiagnozowania zaobserwowanego zjawiska (problemu). Historia sukcesu teleinformatyki w elektroenergetyce jest

powielana przez bardzo wiele państwowych przedsiębiorstw elektroenergetycznych, stopniowo tworząc inteligentną, bezpieczną w działaniu, niezawodną i odporną na zakłócenia sieć przyszłości. Korzystanie z technik zgodnych z opracowanymi normami zapewni wysoki poziom skalowalności i interoperacyjności. Długi cykl życia rozwiązań technicznych, zgodność z przepisami oraz kryterium całkowitego kosztu posiadania, to pozostałe kluczowe elementy decydujące o zastosowaniu rozwiązań teleinformatycznych. Rozwiązania te muszą być ponadto wyposażone w narzędzia i mechanizmy zapewniające odporność na ataki cybernetyczne.

Zastosowanie wirtualizacji w infrastrukturze stacji elektroenergetycznej

Poniżej przedstawiono podsumowanie interesującego referatu [6] z Australii, którego autorem jest Victor Tan.

Technologia informatyczna (IT) odnosi się do systemów, które przetwarzają (transformują, przechowują, transmitują) informacje, podczas gdy technologia operacyjna (OT) odnosi się do systemów, które obsługują, monitorują i sterują fizycznymi urządzeniami, obecnymi w przemysłowych systemach sterowania (ICS – ang. *Industrial Control System*). W miarę jak technologie informatyczne (IT) i operacyjne (OT) coraz bardziej się przenikają, stacja elektroenergetyczna zaczyna odgrywać coraz bardziej istotną rolę; działa jako węzeł przetwarzania danych (tzw. przetwarzanie brzegowe – ang. *edge computing*).

Inteligentne sieci elektroenergetyczne generują bardzo dużą ilość danych, w tym dane z rozproszonych źródeł energii (DER – ang. *Distributed Energy Resources*) oraz odnawialnych źródeł energii, dane związane z pomiarami jakości energii, dane związane z pomiarem synchronizatorów – zastosowanie urządzeń PMU (ang. *phasor measurement unit*) i koncentratorów PDC (ang. *Phasor Data Concentrator*) w systemach WAMS oraz konwencjonalnych źródeł danych dla systemów OT, takich jak urządzenia typu IED oraz sterowniki SCADA.

Stacja elektroenergetyczna zapewnia także możliwości monitorowania bezpieczeństwa fizycznego urządzeń. Kamery CCTV (ang. *Closed-Circuit TeleVision*) zapewniają ochronę obszaru stacji poprzez wykrywanie i powiadamianie o zdarzeniach związanych z naruszeniem zasad bezpieczeństwa, takich jak włamania, umożliwiając niezwłoczną reakcję służb ochrony, działania organów ścigania czy profilaktykę, działania zapobiegawcze i odstraszające. Zewnętrzne kamery termowizyjne i inteligentne czujniki mogą być zainstalowane do monitorowania stanu elementów sieci elektroenergetycznej, takich jak transformator, w celu ostrzegania o możliwej awarii.

Ponieważ technologie OT krzyżują swoje drogi z Internetem Rzeczy (IoT), sztuczną inteligencją czy dużymi zbiorami danych (big data), stacja elektroenergetyczna nie może dłużej stanowić jedynie węzła tranzytowego, w którym informacje przechodzą do/z centrów dyspozytorskich oraz centrów przetwarzania danych. Zdolność przetwarzania danych w połączeniu z wykorzystaniem elastycznej sieci komunikacyjnej jest niezbędna, aby w pełni wykorzystać zalety nowych technologii. Oczekuje się, że stacje elektroenergetyczne staną się inteligentnymi obiektami oferującymi nowe funkcjonalności.

Rozproszona natura danych w przedsiębiorstwie energetycznym

Popularyzacja technologii big data oraz Internet Rzeczy (IoT) powoduje dynamiczne zmiany w systemach IT w przedsiębiorstwach energetycznych.

Dane z bardzo wielu (tysiący) „rzeczy”, takich jak mierniki, przekładniki i przekładniki obecne w systemie elektroenergetycznym, pojazdy elektryczne (EV) i inteligentne liczniki u klienta, pozostają rozproszone geograficznie w całej sieci. Dodatkowo, aplikacje w istniejących systemach IT i OT ewoluują w kierunku zaawansowanych rozwiązań związanych z zastosowaniem *edge computing* w tych aplikacjach bądź systemach.

Na model koncepcyjny elektroenergetycznej sieci inteligentnej składają się:

- rozproszone źródła wytórcze (DER) – instalacje fotowoltaiczne, turbiny wiatrowe, małe elektrownie wodne, elektrownie na biomasę;
- sensory i różnorodne urządzenia pomiarowe, jak np. czujniki temperatury pracy transformatorów, analizatory jakości energii, urządzenia pomiaru fazy synchronicznych (PMU); oczekuje się, że przedsiębiorstwa energetyczne będą wykorzystywały coraz większą liczbę urządzeń do monitorowania stanu podległej im infrastruktury sieciowej;
- inteligentne liczniki – liczniki cyfrowe rejestrujące zużycie energii przez odbiorcę końcowego w czasie rzeczywistym, zainstalowane we wszystkich lokalizacjach odbiorcy końcowego; powszechnie określane jako zaawansowana infrastruktura pomiarowa (AMI); dane z tych liczników umożliwiają firmie energetycznej prowadzenie analiz w dużej skali, mających na celu poprawę jakości prognozowania zapotrzebowania na energię elektryczną oraz funkcjonowanie w ramach systemu DSR (ang. *Demand Side Response*) związanego z odpowiedzią strony popytowej na zmianę warunków pracy sieci;
- procesory danych – rozproszona infrastruktura systemu informatycznego (serwer, sieć, algorytm programowy), która gromadzi dane z pobliskich źródeł danych, dokonuje analizy i transformacji danych oraz zapewnia ich transmisję do centralnego repozytorium danych w celu dalszego przetwarzania lub wymiany informacji z otoczeniem rynkowym;
- pojazdy elektryczne – mogą one być elementami Smart Grid, funkcjonującymi jako małe źródła DER; kiedy na rynek zostanie wprowadzona duża liczba pojazdów elektrycznych, mogą one stać się ważną częścią strategii wyrównania obciążenia szczytowego sieci i poprawy stabilności jej funkcjonowania; proponowanym mechanizmem wydawania poleceń dla flot pojazdów elektrycznych jest struktura hierarchiczna sterowania, która uwzględni odpowiednie algorytmy w każdej warstwie, od sieci prze-

syłowej do sieci dystrybucyjnej oraz wymiany danych i koordynacji ładowań i rozładowań poszczególnych pojazdów elektrycznych; ten poziom inteligencji wymaga rozproszonych zasobów obliczeniowych umieszczonych w sieciach przesyłowych i dystrybucyjnych, połączonych wydajnymi łączami komunikacyjnymi;

- magazyny energii – technologie magazynowania energii, w tym baterie, superkondensatory i elektrownie szczytowo-pompowe.

Inteligentna stacja elektroenergetyczna jako centrum przetwarzania danych rozproszonych

Możliwość zastosowań rozwiązań Smart Grid zależy w znacznym stopniu od zdolności przedsiębiorstwa energetycznego do wydajnego przetwarzania danych z rozproszonych źródeł. Ze względu na duży wolumen i rozproszony charakter danych generowanych w sieci inteligentnej, ich przetwarzanie powinno być zorganizowane w sposób jednocześnie hierarchiczny i rozproszony. Podejście takie zmniejsza obciążenie infrastruktury obliczeniowej w centrach przetwarzania danych i polega na zastosowaniu rozproszonych algorytmów przetwarzania danych w ramach zbiorów big data z wykorzystaniem sztucznej inteligencji.

Dane podlegające rozproszonemu przetwarzaniu są uporządkowane według następującej hierarchii:

- dane z sieci dystrybucyjnej (inteligentne liczniki, pojazdy elektryczne, analizatory parametrów sieci dystrybucyjnej), agregowane w stacjach sieci dystrybucyjnych;
- dane z sieci przesyłowej (analizatory parametrów sieci, synchronizatory z urządzeniami PMU, urządzenia do diagnostyki) agregowane w stacjach sieci przesyłowych.

Jest to zgodne z hierarchiczną strukturą danych dla sieci inteligentnej, która z kolei pozostaje zgodna ze strukturą systemu elektroenergetycznego.

Zdolność przetwarzania danych bezpośrednio na stacji jest zatem ważna dla spełnienia wymagań sieci inteligentnej. Stacja elektroenergetyczna powinna być zatem miejscem, gdzie następuje gromadzenie, przechowywanie, przetwarzanie i wymiana danych w ramach komunikacji z innymi stacjami i centrami przetwarzania danych.

Architektura stacji elektroenergetycznej z wykorzystaniem wirtualizacji

Aby sprostać wymaganiom związanym z przetwarzaniem danych rozproszonych oraz zapewnieniem wydajnej i elastycznej komunikacji, proponuje się wykorzystanie następujących rozwiązań wirtualizacji w stacji:

- wirtualizacja serwera – wszystkie aplikacje są wirtualizowane z wykorzystaniem dostępnych na rynku rozwiązań typu COTS (ang. *Commercial-Off-The-Shelf*);
- wirtualizacja sieci teleinformatycznej – sieć jest wirtualizowana za pomocą sieci definiowanej programowo (SDN) i wirtualizacji funkcji sieci (NFV – ang. *Network Function Virtualization*) na serwerach COTS.

Korzyści z wirtualizacji serwerów fizycznych są dobrze znane. Obejmują one wyższą wydajność wykonywania obliczeń, niższe koszty eksploatacji oraz lepsze zarządzanie cyklem życia infrastruktury sprzętowej, dzięki: jej konsolidacji, niższemu zużyciu energii, szybkiemu udostępnianiu zasobów i lepszej dostępności usług z wykorzystaniem rozwiązań umożliwiających dowolny dobór urządzeń w przypadku awarii. Wirtualizacja serwera z zastosowaniem rozwiązań typu COTS umożliwia oddzielenie wykonywanych funkcji (warstwa logiczna) od infrastruktury fizycznej. Na rynku dostępne są już rozwiązania COTS, które są odpowiednie dla zastosowań w stacjach zlokalizowanych, np. w trudno dostępnych rejonach.

Wraz z wirtualizacją serwerów coraz większą popularność zyskuje wirtualizacja sieci teleinformatycznych w postaci sie-

ci definiowanej programowo (SDN) oraz jako wirtualizacja funkcji sieciowych (NFV), choć rozwiązania te powstały później i znajdują się na stosunkowo wczesnym etapie rozwoju.

Oba wymienione rozwiązania oferują następujące korzyści:

- możliwość dynamicznego reagowania na zapotrzebowanie na moc obliczeniową, niezbędną do przetwarzania danych, poprzez płynne przenoszenie danych do zasobów obliczeniowych w innych stacjach; osiąga się to za pomocą wirtualnie rozszerzalnej sieci LAN (VXLAN – ang. *Virtual Extensible Local Area Network*), która sprawia, że środowisko aplikacyjne pozostaje niezależne od fizycznej lokalizacji stacji, rozszerzając granice zwirtualizowanej sieci w niezawodny i skalowalny sposób;
- konsolidacja sprzętu sieciowego poprzez wirtualizację sprzętu WAN, LAN i zabezpieczeń sieciowych; rozwiązanie takie powszechnie określa się jako NFV; router MPLS, kontroler bezprzewodowej sieci LAN (WLAN – ang. *Wireless Local Area Network*), zaporę sieciową, przełącznik Ethernet oraz systemy wykrywania i zapobiegania włamaniom (IDS/IPS) – są to zasoby, które mogą być zwirtualizowane; wirtualizacja tych funkcji sieciowych z wykorzystaniem serwerów COTS zapewnia lepszą wydajność przy mniejszej ilości sprzętu, usprawnia zarządzanie cyklem życia zasobów, wspiera Smart Grid, zapewniając szybkie dostarczanie usług sieciowych i aplikacyjnych.

Wirtualizacja serwerów i sieci może być zrealizowana jako ściśle zintegrowane środowisko, w którym aplikacje, zasoby obliczeniowe i sieć są niejako świadome swojej obecności i zarządzane centralnie. Dzięki tej wirtualizacji w sytuacji przyłączenia nowych źródeł danych (na przykład pochodzących z inteligentnych liczników lub urządzeń PMU) na żądanie można zwiększyć liczbę wirtualnych koncentratorów danych. Funkcja scentralizowanego zarządzania uwzględni fizyczną bliskość źródeł danych, dostępną przepustowość sieci WAN i dostępne zasoby obliczeniowe przy

wyborze stacji oferującej najlepsze możliwości w zakresie skonfigurowania nowego wirtualnego koncentratora danych. Ustawienia sieciowe są automatycznie skonfigurowane w taki sposób, aby zestawie połączenie pomiędzy nowym, wirtualnym koncentratorom danych, a pozostałą częścią sieci.

Należy zauważyć, że wirtualizacja może obejmować heterogeniczne konfiguracje serwerów, tj. specyfikacja sprzętowa serwerów w jednej stacji może różnić się od sprzętu zainstalowanego w innej stacji. Zwiększa to elastyczność w zarządzaniu aktywami – przykładowo, przedsiębiorstwo może zdecydować się na wykorzystanie serwerów o niższej mocy obliczeniowej w obsługiwanych zdalnie, odległych geograficznie i ograniczonych przestrzennie stacjach w sieciach dystrybucyjnych i jednocześnie może wdrożyć bardziej wydajne rozwiązania serwerowe w większych stacjach, zapewniających w szczególności odpowiednie warunki dla takiej infrastruktury (chłodzenie). Jest to możliwe, ponieważ wirtualizacja dywersyfikuje fizyczne zasoby serwera i przedstawia je jako pulę zasobów używanych przez aplikacje wirtualne, niezależne od sprzętu.

Technologia wirtualizacji usług aplikacyjnych i sieciowych osiągnęła już odpowiedni poziom dojrzałości, rozstrzygając wcześniejsze wątpliwości dotyczące jej wydajności i niezawodności. Biblioteki oprogramowania przyspieszające obsługę pakietów, akceleratory szyfrowania i techniki, takie jak wirtualizacja we/wy typu Single Root (SR-IOV – ang. *Single Root I/O Virtualization*), umożliwiają zwirtualizowanemu środowiskom NFV i SDN osiągnięcie wysokiej wydajności bliskiej wydajności rozwiązaniom dedykowanym.

Możliwość płynnego skalowania zasobów obliczeniowych za pomocą wirtualizacji fizycznych serwerów i elementów sieci teleinformatycznej zwiększa zdolność przedsiębiorstwa do szybkiego zaspokajania potrzeb związanych z rozbudową elektroenergetycznych sieci inteligentnych – poprzez np. uzupełnianie mocy obliczeniowej, z wykorzystaniem zasobów dostępnych w chmurze hybrydowej lub publicznej.

Wyzwania

Integracja i migracja z dotychczasowych systemów

Przedsiębiorstwa energetyczne zainwestowały środki finansowe w obecnie istniejącą infrastrukturę, która wykorzystuje technologie, takie jak MPLS, WDM (ang. *Wavelength Division Multiplexing*), SDH/SONET (ang. *Synchronous Digital Hierarchy/Synchronous Optical Networking*) oraz sprzęt sieciowy, w tym multiplexery, firewalle i routery.

W wielu przypadkach zastąpienie istniejącej infrastruktury pełnym wdrożeniem wirtualizacji na stacji elektroenergetycznej nie ma uzasadnienia ze względu na koszty związane z takim wdrożeniem. Konieczne jest rozwiązanie problemów związanych z zapewnieniem zgodności ze starszymi komponentami sprzętowo-aplikacyjnymi obecnymi na stacji. Jest to szczególnie ważne w sytuacji użytkowania starszych komponentów, które wykorzystują synchroniczne metody transmisji (jak SDH/SONET i PDH – ang. *Plesiochronous Digital Hierarchy*) i nie wykorzystują rozwiązań sieciowych Ethernet.

Przykładowo, stacja może obsługiwać setki starszych przełączników, które komunikują się z centrami dyspozytorskimi poprzez komunikację szeregową w ramach rozbudowanej infrastruktury SDH/SONET, a urządzenia te mogą być trudne do zastąpienia w krótkim czasie ze względu na skalę i zakres takiego wdrożenia. W miejsce konwerterów protokołów zapewniających enkapsulowany w sieci Ethernet sygnał, odpowiedni dla architektury wirtualnej, wdrożenie na stacji architektury zwirtualizowanej może być bardziej opłacalne, z jednoczesnym utrzymaniem starszych rozwiązań oraz migracją na platformę wirtualną istniejących aplikacji wykorzystujących rozwiązania sieciowe Ethernet.

Niezwykle istotnym pierwszym krokiem dla przedsiębiorstwa zainteresowanego wdrożeniem architektury wirtualizacji na stacji jest zdefiniowanie tzw. roadmapy, określającej cykl życia obszaru technologicznego przedsiębiorstwa. Uwzględnienia przy tym wymagają: obecnie stosowane

aplikacje, dotychczas istniejące środowiska i systemy oraz dokonanie przeglądu wymaganych dla stacji architektur wirtualizacyjnych, umożliwiających zbudowanie inteligentnej stacji elektroenergetycznej jako element Smart Grid w przedsiębiorstwie.

Wsparcie dostawców

Jakkolwiek wsparcie dostawców rozwiązań wirtualizacyjnych dla systemów SCADA, konsol HMI (ang. *Human Machine Interface*) oraz elementów sieci Smart Grid jest obecnie powszechne, przedsiębiorstwo rozważające przeniesienie swoich aplikacji na platformę wirtualizacyjną powinno upewnić się, że rozwiązania te będą wspierane również przez producentów tych aplikacji.

Przedsiębiorstwa planujące wirtualizację powinny również mieć pewność, że elementy sprzętowe wykorzystywane w standardowych rozwiązaniach serwerowych, np. karty komunikacyjne I/O, posiadają certyfikaty kompatybilności sprzętowej (HCL – ang. *hardware compatibility list*) dostawcy oprogramowania platformy wirtualizacyjnej. Innym istotnym zagadnieniem jest spełnienie wymagań synchronizacji czasu według IEEE-1588v2, IRIG-B (ang. *Inter Range Instrumentation Group*) oraz PPS (ang. *Pulse Per Second*) przez karty sieciowe serwerów.

Wyzwania organizacyjne

Z organizacyjnego punktu widzenia, wdrożenie na stacjach architektury wykorzystującej mechanizmy wirtualizacji wpływa na procesy w przedsiębiorstwie energetycznym.

- *Funkcje, role i obowiązki w ramach działalności operacyjnej* – istnieje tradycyjny, wyraźny podział pomiędzy obszarami, takimi jak prowadzenie ruchu, czy szerzej zarządzanie pracą systemu elektroenergetycznego, eksploatacją sieci telekomunikacyjnych czy utrzymaniem infrastruktury IT. Zalety wynikające z konsolidacji sprzętowej, będącej efektem wirtualizacji funkcji i aplikacji, stanowią

jednocześnie wyzwanie pod względem organizacyjnym z uwagi na współdzielenie jednej architektury sprzętowej przez różne obszary organizacyjne w przedsiębiorstwie. Konieczne jest odpowiednie dopasowanie praktyk, procedur i regulaminów w obszarze operacyjnym w celu zapewnienia bezpiecznego i efektywnego zarządzania wspólną infrastrukturą.

- *Model zamówieniowy* – ze względu na uwarunkowania technologiczne, procedury zamówieniowe mogą spowodować przesunięcie modelu finansowania tych zamówień, zmniejszając udział środków inwestycyjnych (CAPEX – ang. *capital expenditures*) na rzecz wzrostu kosztów operacyjnych (OPEX – ang. *operating expenditures*). Może to być postrzegane zarówno jako szansa, jak i wyzwanie. Wirtualizację stacji można zrealizować opierając się na abonamentowym (subskrypcyjnym) modelu licencjonowania – wynika to z faktu, że główną część platformy wirtualizacyjnej stanowi oprogramowanie. W porównaniu z tradycyjną, fizyczną implementacją sprzętową, w której wydatki na routery, urządzenia zabezpieczające, przełączniki i inny sprzęt stanowią duży udział w wartości całego zamówienia, uwzględniającego przeważnie roczne wsparcie serwisowe, w przypadku wirtualizacji pojawiają się większe możliwości wyboru źródła finansowania.
- *Szkolenia i umiejętności personelu* – wdrożenie na stacji mechanizmów wirtualizacji będzie wymagać podnoszenia kwalifikacji personelu, ponieważ jest to zmiana w sposobie dostępu do usług i zarządzaniu nimi przez nową infrastrukturę.

Bezpieczeństwo

Wirtualizacja stacji elektroenergetycznych stawia wyzwania bezpieczeństwa w dwóch obszarach.

- *Centralne zarządzanie zasobami podnosi efektywność procesów*, wiąże się jednak ze szczególnymi wymaganiami w obszarze bezpieczeństwa cybernetycznego. Bezpieczeństwo scentralizowanego środowiska zarządzania zasobami przedsiębiorstwa (aplikacji i syste-

mów) ma w takim przypadku kluczowe znaczenie z uwagi na pełną kontrolę takiego oprogramowania nad procesami przedsiębiorstwa. Konieczne jest zatem wdrożenie starannie opracowanego procesu zarządzania przewidzianymi do wykonania pracami, aby wdrożenia mechanizmów wirtualizacji na stacjach kończyły się sukcesem. Odpowiednie zabezpieczenia muszą obejmować zróżnicowany dostęp do systemów i aplikacji z zastosowaniem ról, umieszczenie kluczowych serwerów infrastruktury w wydzielonych strefach sieci, gwarantujących wysokie bezpieczeństwo oraz kompleksowe podejście do kwestii monitorowania bezpieczeństwa.

- *Duża liczba serwerów fizycznych zwiększa ryzyko w obszarze bezpieczeństwa cybernetycznego*, gdy funkcje krytyczne występują wspólnie z funkcjami niekrytycznymi, przykładowo, w sytuacji, gdy wirtualne maszyny SCADA i wirtualne maszyny korporacyjne znajdują się na tym samym serwerze fizycznym. Luki w oprogramowaniu Meltdown i Spectre (błąd w architekturze procesorów Intel, AMD i ARM, który pozwala na uzyskanie dostępu do innych procesów i kradzież danych) są przykładem zagrożeń, które naruszają podstawowe założenie architektoniczne, jakim jest zapewnienie całkowitej izolacji procesu (i maszyny wirtualnej) na tym samym serwerze. Aby zmniejszyć to ryzyko, należy wdrożyć dobre praktyki w zakresie projektowania architektury wirtualizacji, takie jak przypisywanie maszyn wirtualnych do fizycznych hostów, zgodnie z wymaganym dla tych maszyn poziomem bezpieczeństwa.

Wnioski

Wirtualizacja serwerów, aplikacji i sieci (SDN i NFV) – to kluczowe technologie, które umożliwiają spełnienie przez wdrożone na stacjach elektroenergetycznych inteligentne rozwiązania szeregu nowych wymagań, zapewnienie lepszej wydajności i efektywności dzięki efektowi konwergencji obszaru IT oraz OT, stanowią również element całościowego, szerszego rozwoju Smart Grid.

Przedsiębiorstwa, które nie rozważają obecnie mechanizmów wirtualizacji jako części ich strategii w obszarze IT oraz OT, w szczególności w kontekście możliwych zastosowań na stacjach, nie powinny ignorować korzyści wynikających z takich wdrożeń.

Oprócz korzyści długoterminowych związanych z rozwojem w przedsiębiorstwie energetycznym rozwiązań Smart Grid, niemal natychmiastowym efektem zmian po wdrożeniu inteligentnej, wirtualnej stacji elektroenergetycznej są niższe koszty utrzymania infrastruktury sprzętowej z uwagi na konsolidację sprzętu oraz poprawę w obszarze zarządczym. Wdrożenie rozwiązań stacji wirtualnej pozwala na podniesienie poziomu usług (monitorowanie stanu technicznego przekładników i przekładników, bezpieczeństwo fizyczne stacji, monitorowanie jakości energii) dostarczanych i zapewnianych przez dotychczas istniejące oprogramowanie stacji elektroenergetycznej.

REFERATY KOMITETU STUDIÓW D2

- [1] D2-101. Hatzigiorgiou N., Vlachos I., Kiokeas G. (Greece), *Evaluation of a LoRaWAN Network for AMR.*
- [2] D2-102. Kong W. (China), *Study on the construction of global energy research system based on economic-energy-electricity-environment integration analysis.*
- [3] D2-103. Wang Y. (China), *Analysis and visualization of residential electricity consumption based on geographic regularized matrix factorization in smart grid.*
- [4] D2-104. Kang H.Y., Lee M.H., Lee S.C., Shin Y.H., Kim T.W. (Korea), *Implementation of Interoperability Adaptor for Interface with External Systems in Campus Microgrid.*
- [5] D2-106. Mesbah M. (France), *Assuring operational communications across the sub-transmission and MV distribution electrical power grids.*
- [6] D2-201. Tan V. (Australia), *Substation Virtualisation, An Architecture for Information Technology and Operational Technology Convergence for Resilience, Security and Efficiency.*
- [7] D2-202. Doi V. (Japan), *Benefit and Resolution of operational issues for information and communication systems using virtualization techniques in the electric power industry.*
- [8] D2-301. Leal R. (Brazil), *Building a Secure Network Policies, Architettura and Incident Response Case: Chesf.*
- [9] D2-302. Knauss J.P. (USA), *A Hybrid Communications Network Approach for Advanced Applications on the Modern Grid.*
- [10] D2-303. Viro A. (Finland), *Network evolution towards packet switched technologies.*
- [11] D2-304. Hamdon A. (Canada), *IED system management solution: a universal approach for all your grid IoT integration.*
- [12] D2-305. Tan V., Cole J. (Australia), *Teleprotection over Multiprotocol Label Switching (MPLS): Experiences from an Australian Electric Power Utility.*
- [13] D2-306. Lin W. (China), *Research and application of deep security protection technology in power industrial control system.*
- [14] D2-307. Chiewcharat P. (Thailand), *Challenges in EGAT Telecommunication System Integration.*
- [15] D2-308. Baba K.V.S (India), *An Indian Case Study of Hierarchically Integrated SCADA system up gradation and its impact on Connected Control centers.*
- [16] D2-309. Taljaard M. (South Africa), *Network and Data Cybersecurity Strategy of the Electrical Power System.*
- [17] D2-310. Delgado J.M., Kwik S., Romera J.J., García López J.A. (Spain), *Telecommunication solutions for IEC 61850-based substations at the Spanish TSO and its practical implementation.*
- [18] D2-311. Gilabert J., Germain J.G., Roca J.M., Benítez I., García M., Fuster V. (Spain), *MAIGE – IoT infrastructure for online asset management.*
- [19] D2-312. Zhukov D. (Russia), *Development of information-analytical system for automatic fault analysis and relay protection performance evaluation.*
- [20] D2-313. Hikino T. (Japan), *Approach to maintaining secure operation of various systems in Japanese electric companies.*
- [21] D2-314. Chuang J. (Taiwan), Jenkner M. (Germany), *GOOSE performance monitoring based on IEC 61850 enabled switch.*
- [22] D2-315. Khalysmaa A. (Russia), *Data Analytics Platform for Power Equipment Intelligent Lifecycle Management.*
- [23] D2-316. Narendra Singh Sodha N. (India), *Asset Management with ICT Support in Indian Power System.*



Energia dla gospodarki

- Generacja
- Przesył
- Dystrybucja
- Użytkowanie
- Badania
- Pomiar
- Projekty
- Wdrożenia
- Ekspertyzy
- Certyfikacja



Instytut Energetyki
Instytut Badawczy
01-330 Warszawa, Mory 8
www.ien.com.pl

Wydłużanie żywotności
transformatorów energetycznych

 **Ekofluid Polska**

Dostawca
specjalistycznych
usług remontowych,
ukierunkowanych na
poprawę stanu
technicznego
transformatorów
energetycznych

Gwarancja
dłuższej

i bezpiecznej eksploatacji

www.ekofluid.com

EKOFLUID POLSKA
Lider w stosowaniu

technologii uzdatniania
układu elektroizolacyjnego
transformatorów energetycznych

kontakt:
ul. Portowa 16L, 44-100 Gliwice
tel: +48 698 14 14 98
e-mail: biuro@ekofluid.pl

Partnerzy biznesowi:

 **HYUNDAI**
HEAVY INDUSTRIES CO. BULGARIA

 **LUMASENSE**
TECHNOLOGIES

 **Cargill**