



Energetyka

PROBLEMY ENERGETYKI I GOSPODARKI PALIWOWO-ENERGETYCZNEJ

ISSN 0013-7294

CENA 30 Zł (w tym 8% VAT)

3/2023
(825)

SESJA CIGRE 2022

28 sierpnia – 2 września 2022



POLSKI KOMITET WIELKICH SIECI ELEKTRYCZNYCH
– CIGRE POLSKA
www.cigre.pl



cigre
For power system expertise



INNOWACJE DLA ENERGETYKI



- technologie wytwarzania, przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej i ciepłej
- technologie wodorowe
- generacja rozproszona i wykorzystanie odnawialnych źródeł energii
- automatyka elektroenergetyczna oraz systemy sterowania i pomiarów
- badanie urządzeń i materiałów energetyki
- opracowywanie elementów systemów elektroenergetycznego i ciepłowniczego
- wspieranie rozwoju Krajowego Systemu Elektroenergetycznego
- analiza jakości energii, bezpieczeństwa energetycznego i efektywności energetycznej
- ceramika techniczna, specjalna i elektroporcelana
- przygotowanie i realizacja projektów B+R
- wdrożenia technologii
- ekspertyzy
- certyfikacja

INSTYTUT ENERGETYKI – INSTYTUT BADAWCZY

ul. Mory 8, 01-330 Warszawa

Tel. (+48 22) 345 12 00

E-mail: instytut.energetyki@ien.com.pl



Polski Komitet Wielkich Sieci Elektrycznych – CIGRE Polska



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

Sponsorzy numeru:



INSTYTUT ENERGETYKI
Instytut Badawczy



TOTUS to JEDYNY system diagnostyki on-line transformatorów energetycznych, który prócz wykonywania analizy DGA wykrywa i „rozdziela” wyladowania niezupełne (wnz) te występujące w izolatorach przepustowych od tych występujących w części aktywnej.

Korzyści z monitorowania wyladowań niezupełnych za pomocą urządzeń TOTUS

Wczesne rozpoznanie wyladowań niezupełnych może znacznie ograniczyć ryzyko wystąpienia awarii, pomagając w podjęciu szybkiej i trafnej decyzji. Dzięki rozpoznaniu wzorca wyladowań niezupełnych możliwe jest lepsze zrozumienie natury usterki, skorelowanie z innymi parametrami pracy lub diagnostycznymi, w celu podjęcia optymalnych działań zaradczych.

Dlaczego warto monitorować wyladowania niezupełne?

W ponad 70% przypadków zdiagnozowanych przez systemy TOTUS produkowane przez firmę Camlin, wyladowania niezupełne mogłyby stać się przyczyną poważnych awarii, czego uniknięto dzięki wykryciu ich na wczesnym etapie rozwoju.

Monitoring wyladowań niezupełnych:

- ✓ określa, czy wyladowanie to jest źródłem generowania gazów w oleju
- ✓ koreluje wyladowania niezupełne z pojemnością, temperaturą i współczynnikiem strat dielektrycznych izolatora, co stanowi wsparcie w ustaleniu rodzaju uszkodzenia, zwłaszcza w przypadku izolatorów przepustowych typu RIP (papier impregnowany żywicą)
- ✓ umożliwia korelację wyladowań niezupełnych z ewentualnymi zwarciami w części kondensatorowej izolatora

Monitorowanie wyladowań niezupełnych w trybie on-line to:



Wykrywanie nieprawidłowości we WCZESNYM stadium degradacji, w szczególności w przypadku izolatorów typu RIP



Identyfikacja anomalii, które nie są łatwo wykrywalne za pomocą standardowych metod diagnostycznych



Korelacja wyladowań niezupełnych z prądem upływu w celu określenia rodzaju usterki i wskazania odpowiedniego narzędzia diagnostycznego offline w celu dokonania weryfikacji postawionej diagnozy





Rada Naukowa / Recenzenci

dr inż. **Jerzy Trzecznyński** (przewodniczący Rady)

– Pro Novum Sp. z o.o.

prof. Henryk Angliart – AlbaNova, Sztokholm

prof. dr hab. inż. Krzysztof Badyda – Politechnika Warszawska

prof. dr hab. inż. Jerzy Barglik – Politechnika Śląska

prof. dr hab. inż. Tadeusz Chmielniak – Politechnika Śląska, czirzecz. PAN

dr hab. inż. Waldemar Dołęga, prof. PWR – Politechnika Wroclawska

mgr inż. Herbert Leopold Gabrys – ekspert z zakresu energetyki

dr hab. inż. Stefan Gierlotka – Polski Komitet Bezpieczeństwa w Elektryce SEP

prof. dr hab. inż. Zbigniew Hanzelka – Akademia Górniczo-Hutnicza

dr hab. inż. Jacek Kalina, prof. PŚ – Politechnika Śląska

prof. dr hab. inż. Waldemar Kamrat – Politechnika Gdańska

prof. dr hab. inż. Joachim Kozioł – Uniwersytet Zielonogórski

mgr inż. Dariusz Lubera – Lubera Consulting

dr inż. Marek Łoboda – Politechnika Warszawska

dr hab. inż. Henryk Majchrzak – Polski Komitet WEC, Politechnika Opolska

mgr inż. Ryszard Migdalski – ZIAD, Bielsko-Biala

prof. dr hab. inż. Józef Paska – Politechnika Warszawska

prof. dr hab. inż. Jan Popczyk – Politechnika Śląska

mgr inż. Zbigniew Przedpełski – Węglokoks Energia Sp. z o.o.

dr hab. inż. Maksymilian Przygodzki, prof. PŚ – Politechnika Śląska

prof. dr hab. inż. Aleksandra Rakowska – Politechnika Poznańska

mgr inż. Sławomir Samek – ENERGOPROJEKT-WARSZAWA SA, CIGRE Polska

mgr inż. Adam Smolik

mgr inż. Henryk Spierewka

dr inż. Wojciech Szubert – Instytut Automatyki Systemów Energetycznych Sp. z o.o.

prof. Josef Tlustý – Czech Technical University in Prague

mgr Ewa Trzecznyńska – Pro Novum Sp. z o.o.

mgr inż. Henryk Tymowski – ENERGOPROJEKT-KATOWICE SA

mgr inż. Robert Witek – „EnergoPomiary” Sp. z o.o.

prof. dr hab. inż. Andrzej Ziębik – Politechnika Śląska

dr hab. inż. Jarosław Zuwała – Instytut Technologii Paliw i Energii

Redaktor Naczelna

mgr **Iwona Gajda**

Zastępca Redaktor Naczelnej

mgr inż. **Bogumił Dudek**

Sekretarz Redakcji / redaktor techniczny

mgr inż. **Klaudia Piekarska**

Redaktor językowy

mgr **Jacek Dubrawski**

Redaktorzy tematyczni

dr inż. **Krzysztof Bodzek**

dr hab. inż. **Roman Krok**

dr inż. **Wojciech Lubicki**

Redaktor statystyczny

dr inż. **Rafał Czapał**

Księgowość i prenumerata

Tamara Stromczyńska

Współpracują z redakcją

mgr inż. **Jerzy Dobosiewicz**, dr hab. inż. **Tomasz Gałka** prof. IEn,

mgr inż. **Katarzyna Lukoszek**

Redakcja

ul. Henryka Jordana 25, 40-056 Katowice,

tel.: 32 257 87 85, 32 257 87 86, tel.kom. 662 186 217

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, Dąbrowa Górnicza

tel. +48 693 410 350

Nakład: do 1000 egzemplarzy

Wersją pierwotną czasopisma jest wydanie papierowe.

Czasopismo jest indeksowane w bazach:

– BazTech (<http://baztech.icm.edu.pl/>)

– INSPEC

– Index Copernicus (<http://journals.indexcopernicus.com/>)

Autor za publikację artykułu w czasopiśmie naukowym „Energetyka”

otrzymuje 20 pkt. zgodnie z rozporządzeniem

Ministerstwa Edukacji i Nauki z dnia 01.12.2021 r.



Iwona Gajda

Redaktor Naczelna

Szanowni Państwo,

Niniejszy numer „Energetyki” został w całości poświęcony tylko jednemu wydarzeniu – Sesji CIGRE 2022. Publikowanie relacji z kolejnych sesji CIGRE, a przede wszystkim artykułów opracowanych na podstawie referatów wygłaszanych podczas obrad tych sesji, stało się już wieloletnią tradycją redakcji „Energetyki”. Bardzo ją sobie cenimy.

W bieżącym numerze relacjonujemy Sesję CIGRE, jaka odbyła się w Paryżu w dniach od 28 sierpnia do 2 września 2022 roku. Wzięło w niej udział ponad 3600 delegatów, w tym 2460 bezpośrednio w Paryżu, pozostali uczestniczyli za pomocą środków komunikacji elektronicznej na odległość. Do udziału w Sesji 2022 zarejestrowało się 31 osób z Polski, spośród których 22 osoby uczestniczyły w obradach w Paryżu.

Stowarzyszenie CIGRE 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. Wówczas nazwa Stowarzyszenia była skrótem od francuskiego *Conférence Internationale des Grands Réseaux Électriques*. Co warto odnotować, Polska była w grupie krajów założycieli CIGRE. Od roku 2018 nazwa CIGRE identyfikuje Stowarzyszenie i nie jest już skrótem, lecz jego nazwą własną.

Obecnie członkami indywidualnymi CIGRE jest ponad 17 500 specjalistów z 90 krajów. Dewizą CIGRE jest kooperacja, w ramach globalnej wspólnoty, pozwalająca na szerokie dzielenie się wiedzą i specjalistycznymi umiejętnościami, w tym doświadczeniem. Polska należy do grupy krajów, które poprzez swoich przedstawicieli działają we wszystkich Komitetach Studiów.

Podczas Sesji Technicznych Komitetów Studiów Sesji CIGRE 2022 zaprezentowano 5 referatów polskich autorów, zgłoszonych za pośrednictwem Polskiego Komitetu Wielkich Sieci Elektrycznych (PKWSE).

Zachęcam i zapraszam do uważnej lektury wszystkich artykułów prezentowanych w niniejszym numerze „Energetyki”.

Redakcja nie ponosi odpowiedzialności za treść ogłoszeń, reklam i artykułów sponsorowanych. Nie zwraca materiałów niezamówionych oraz zastrzega sobie prawo redagowania i skracania tekstów oraz zamieszczania streszczeń/artykułów na stronie internetowej www.energetyka.eu. Opinie zawarte w materiałach nie muszą być podzielane przez Redakcję. Przedruk artykułów opublikowanych w „Energetyce” wyłącznie za zgodą redakcji.

SPIS TREŚCI

Sławomir SAMEK, Marcin LIZER

Działalność CIGRE i PKWSE (CIGRE Polska)	
Sesja CIGRE 2022	113

Mariusz MAZUR

Elektryczne maszyny wirujące – Komitet Studiów A1	118
--	-----

Aleksandra RAKOWSKA

Linie kablowe – Komitet Studiów B1	131
---	-----

Krzysztof LENARCZYK

Linie napowietrzne – Komitet Studiów B2	141
--	-----

Sławomir SAMEK

Stacje i instalacje elektryczne – Komitet Studiów B3	155
---	-----

Krzysztof MADAJEWSKI

Energoelektronika i systemy DC – Komitet Studiów B4	172
--	-----

Maksymilian PRZYGRÓDZKI

Rozwój i ekonomika systemu elektroenergetycznego – Komitet Studiów C1	182
--	-----

Michał IZDEBSKI

Sterowanie i praca systemów elektroenergetycznych – Komitet Studiów C2	195
---	-----

Marta SACHA

Wybrane aspekty środowiskowe poruszane w ramach sesji Komitetu Studiów C3	210
--	-----

Piotr RZEPKA

Wydajność techniczna systemów elektroenergetycznych – Komitet Studiów C4	217
---	-----

Jan SMOTER

Rozproszone źródła energii i aktywne sieci rozdzielcze – Komitet Studiów C6	229
--	-----

Marcin SZEWCZYK

Materiały i nowoczesne techniki badawcze – Komitet Studiów D1	239
--	-----

Jan PIOTROWSKI

Systemy informatyczne i telekomunikacja – Komitet Studiów D2	247
---	-----

Sławomir Samek
Przewodniczący PKWSE

Marcin Lizer
Sekretarz PKWSE

Działalność CIGRE i PKWSE (CIGRE Polska) Sesja CIGRE 2022

Activity of CIGRE and PKWSE (CIGRE Poland) CIGRE Session 2022

Przedstawiono podstawowe informacje o Międzynarodowym Stowarzyszeniu CIGRE. Przybliżono strukturę organizacyjną i najistotniejsze cele działalności. Omówiono przebieg, pierwszej po okresie całkowitego zamknięcia kontaktów bezpośrednich wobec pandemii koronawirusa, Sesji Plenarnej CIGRE, która odbyła się w sposób hybrydowy pozwalając na stopniowy powrót do tradycyjnej formy spotkań i rozmów z jednoczesnym utrzymaniem, dla osób z obszarów o zwiększonych rygorach dotyczących przemieszczania, możliwości uczestniczenia we wszystkich wydarzeniach poprzez komunikację drogą elektroniczną. Sesja miała miejsce w Paryżu w dniach od 28 sierpnia do 2 września 2022 roku. Do udziału w Konferencji zarejestrowało się ponad 3600 delegatów, z czego 2460 było obecnych w Paryżu. Dla Polski liczby te wynosiły odpowiednio 31 i 22. Sesji towarzyszyła wystawa techniczna, na której swoje produkty i usługi prezentowało 280 firm. Niestety nie było wśród nich żadnego przedstawiciela z Polski. Zaprezentowano także podstawowe aspekty związane z bieżącą aktywnością Polski w pracach CIGRE oraz polskie akcenty w trakcie Sesji 2022, w tym referaty przygotowane przez członków PKWSE. Opisano także walory wynikające z przynależności do CIGRE, a dla chętnych wskazano drogę do ubiegania się o członkostwo.

Słowa kluczowe: CIGRE, CIGRE Polska, PKWSE (Polski Komitet Wielkich Sieci Elektrycznych), Sesja 2022

Presented are basic informations about the International Council on Large Electric Systems CIGRE. Closer look is given to the organizational structure and the most important aims of its activities. Discussed is the course of the first, after the total closure of direct contacts because of pandemia, CIGRE Plenary Session which was held in a hybrid way enabling gradual return to the traditional form of meetings and discussions with a simultaneous maintaining the possibility, for persons from areas being under increased rigours concerning free movement, to take part in all events by electronic means of communication. The Session took place in Paris from August 28th to September 2nd, 2022. There were registered more than 3600 delegates to participate in the Conference from which 2460 were present in Paris (31 and 22 respectively from Poland). The Session was accompanied by a technical exhibition where 280 companies presented their products and services. Unfortunately, there were no representatives from Poland. Moreover, in the article discussed are basic aspects connected with the current Polish activity in CIGRE works as well as the Polish accents during the 2022 Session including papers prepared by the members of PKWSE. Described are also benefits resulting from belonging to CIGRE and the way in which those willing can apply for membership in this organisation.

Keywords: CIGRE, CIGRE Polska, PKWSE (Polish Committee of Large Electric Systems), 2022 Session

Podstawowe informacje o CIGRE i PKWSE

Stowarzyszenie CIGRE 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. Wówczas nazwę Stowarzyszenia należało czytać jako skrót od francuskiego *Conférence Internationale des Grands Réseaux Électriques*. Co warto odnotować, Polska była w grupie krajów założycieli CIGRE. W roku 2000 nazwa została utrzymana,

ale należało ją czytać jako *Conseil International des Grands Réseaux Électriques*. Od roku 2018 oznaczenie CIGRE identyfikuje Stowarzyszenie i nie jest już skrótem, a jego nazwą własną.

Obecnie członkami indywidualnymi CIGRE jest nieco powyżej 17 500 specjalistów z ponad 90 krajów, z utrzymującą się silną tendencją wzrostową, a członkami zbiorowymi 1250 organizacji i firm, funkcjonujących w obszarze elektroenergetyki. W krajach członkowskich CIGRE działa poprzez Komitety Narodowe, których obecnie jest 61. Liczba ta wynika z faktu, że istnieją Komitety integrujące więcej niż jeden kraj. Przykładem może być współpraca dziesięciu krajów afrykańskich w ra-

mach jednego komitetu określanego jako Komitet Afryki Zachodniej, Komitet Kraju Zatoki Perskiej, czy wspólny Komitet Czech i Słowacji. Dewizą CIGRE jest kooperacja, w ramach globalnej wspólnoty, pozwalająca na szerokie dzielenie się wiedzą i specjalistycznymi umiejętnościami, w tym doświadczeniem.

Komitety Narodowe CIGRE w Polsce funkcjonuje jako Polski Komitet Wielkich Sieci Elektrycznych (PKWSE) i zrzesza 104 członków indywidualnych oraz 6 instytucjonalnych. Funkcję koordynatora pracy PKWSE pełni Rada Zarządzająca, która w wyniku wyborów przeprowadzonych podczas Walnego Zebrania w dniu 29 maja 2019 roku, działa w składzie podanym w tabeli 1.

Tabela 1

Skład Rady Zarządzającej PKWSE

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

Zdarza się, ostatnio coraz częściej, iż PKWSE jest przedstawiany jako CIGRE Polska. Wynika to z założeń aktualnej polityki marketingowej Stowarzyszenia, w której podkreśla się integralność organizacyjną wokół nazwy CIGRE, ale także wagę i znaczenie każdego kraju członkowskiego, w którym funkcjonuje Komitet Narodowy.

Rok 2023 będzie rokiem kończącym pracę Rady Zarządzającej obecnej kadencji i podczas Walnego Zebrania członków, planowanego na pierwsze półrocze 2023 roku, nastąpi wybór nowej Rady, która z całą pewnością poprowadzi CIGRE w Polsce w kierunku aktualnych wyzwań energetyki XXI wieku.

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

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 ograniczeń dzielili 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, których mamy obecnie 16. Wykaz tych Komitetów oraz nazwiska przedstawicieli PKWSE w poszczególnych Komitetach podano w tabeli 2.

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, aparatura wysokiego napięcia, urządzenia do kontroli, automatyki i zabezpieczeń, stacje i linie wysokiego napięcia oraz z materiałami elektrotechnicznymi, nowymi technologiami, funkcjonowaniem rynków energii i zagadnie-

niami ochrony środowiska w kontekście oddziaływania na otoczenie elementów sieci elektrycznych. 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,

Tabela 2

Przedstawiciele PKWSE w Komitetach Studiów

Oznaczenie Komitetu	Nazwa Komitetu Studiów	Przedstawiciel PKWSE w kadencji 2022-2024
A1	Elektryczne maszyny wirujące	Mariusz Mazur
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	Michał Izdebski
C3	Oddziaływanie środowiskowe systemów elektroenergetycznych	Marta Sacha
C4	Wydajność techniczna systemów elektroenergetycznych	Piotr Rzepka
C5	Rynki energii elektrycznej i regulacja	Andrzej Midera
C6	Rozproszone źródła energii i aktywne sieci rozdzielcze	Jan Smoter
D1	Materiały i nowoczesne techniki badawcze	Marcin Szewczyk
D2	Systemy informatyczne i telekomunikacja	Jan Piotrowski

- 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 bądź warsztatów 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 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.

Rezultaty pracy ciał kolegialnych CIGRE zajmujących się zagadnieniami technicznymi dostępne są poprzez:

- Broszury Techniczne prezentujące wyniki prac Grup Roboczych;
- książki mające charakter podręczników i zawierające kompendium aktualnej wiedzy z zakresu aktywności poszczególnych Komitetów Studiów, wydawane pod wspólną nazwą *Green Book*;
- wydawnictwa specjalistyczne m.in. w formie periodyków, *ELECTRA* i *CIGRE SCIENCE & ENGINEERING*.

Sesja 2022

Sesja Plenarna CIGRE 2022 odbyła się w Paryżu w dniach **28 sierpnia – 2 września 2022 roku**. W Sesji wzięło udział ponad 3600 delegatów, z czego 2460 bezpośrednio w Paryżu, a pozostali z wykorzystaniem środków komunikacji elektronicznej na odległość. Do udziału w Sesji 2022 zarejestrowało się z Polski 31 osób, z czego 22 było obecnych w Paryżu. Przywołane liczby pokazują, jak bardzo w społeczności elektroenergetyków pożądane i potrzebne są wydarzenia organizowane przez CIGRE i jak szybko potrafi się odbudować frekwencja podczas Sesji plenarnej po okresie pandemii i związanych z nią restrykcjami. Brak spotkania bezpośredniego w roku 2020 pokazał także szeroki zakres wymiany pokoleniowej, jaka dokonała się w Stowarzyszeniu pomiędzy rokiem 2018 a rokiem 2022. Pojawili się nowi członkowie, a wraz z nimi nowe aktywności i zauważalna dynamika oraz sprawność działania. Młode pokolenie potrafi bardzo czytelnie wyartykułować swoje oczekiwania wobec CIGRE i określić nadzieje, jakie wiąże z możliwością wpływania na kształt organizacji w bliższej i dalszej perspektywie. Kolejne pokolenie inżynierów i ich zaangażowanie w wymianę

myśli i doświadczeń gwarantują właściwy kierunek rozwoju CIGRE dziś i w latach następnych. CIGRE, pomimo pandemii, nie utraciło nic z wizerunku lidera wśród organizacji pracujących i tworzących na rzecz szeroko rozumianej elektroenergetyki. Zdecydowane otwarcie, po roku 2018, na obszar dystrybucji z perspektywy czasu wydaje się posunięciem właściwym i gwarantuje kompleksowe spojrzenie na wszystkie zagadnienia związane z zespołem procesów od wytworzenia energii elektrycznej aż do jej dostarczenia do klienta końcowego.

CIGRE stara się także stworzyć jak najlepsze warunki dla realizacji aktywności przez swoich członków. W tym celu zostały utworzone specjalne platformy do działania w ramach wybranych społeczności. Jako przykłady można tutaj podać *Women in Energy* lub *Next Generation Network*. Taka formuła ma na celu maksymalne wyzwolenie energii dla wspólnych przedsięwzięć pomagających w poszerzaniu wiedzy i coraz lepszym rozumieniu procesów zachodzących w systemach elektroenergetycznych.

Ceremonia otwarcia Sesji 2022, jak jest to już w zwyczaju, została połączona z wykładem wprowadzającym, który tym razem wygłosił Arshad Mansoor, Prezydent i Dyrektor Zarządzający EPRI (Electric Power Research Institute). Wykład nosił tytuł *System energetyczny odpowiedni dla wymagań klimatycznych. Elastyczna i przystępna cenowo dekarbonizacja*, a prezentacja, która mu towarzyszyła jest dostępna na stronie internetowej CIGRE. Zasadnicze przesłanie wykładu można określić jako pomoc w pełnym rozpoznawaniu potrzeby przekształcenia elektroenergetyki w dyscyplinę służącą człowiekowi z pełnym poszanowaniem dla otaczającego środowiska wraz z wszelkimi jego elementami w tym także, a może przede wszystkim, z klimatem. Zmiany muszą bezwzględnie dotyczyć nie tylko obszaru wytwarzania energii, ale także sposobu jej wykorzystania i użytkowania. W tym zakresie mamy jeszcze bardzo dużo do zrobienia, ale CIGRE, poprzez wszelkie możliwe formy wymiany myśli i poglądów, pomaga w wytyczeniu właściwych kierunków działania.

W pierwszym dniu roboczym Sesji w ramach prezentowania zdarzeń o charakterze dużych zakłóceń w systemach energetycznych zostały omówione poniżej wymienione przypadki.

1. Podział synchronicznego systemu Europy kontynentalnej na dwa obszary, południowo-zachodni (Portugalia i Hiszpania) i północno-wschodni (pozostałe kraje) w wyniku kaskadowej awarii zapoczątkowanej dużymi pożarami w południowej Francji w dniu 24 lipca 2021 roku.
2. Negatywne konsekwencje dla pracy systemów elektroenergetycznych Japonii zaistniałe w wyniku silnego trzęsienia ziemi w dniu 16 marca 2022 roku.
3. Wpływ ekstremalnych zjawisk pogodowych w dniu 12 marca 2020 roku na pracę systemu elektroenergetycznego w Izraelu.
4. Test odporności systemu elektroenergetycznego w Indiach na zjawiska pogodowe podczas cyklonu w dniach 14-22 maja 2021 roku.
5. Zakłócenia w pracy systemu elektroenergetycznego w Nowej Zelandii w dniu 9 sierpnia 2021 roku podczas wyjątkowo niskich temperatur i rekordowego zapotrzebowania na energię elektryczną podczas szczytu porannego.
6. Zniszczenia elementów systemu elektroenergetycznego Australii i ich odbudowa w wyniku cyklonu w dniu 11 kwietnia 2021 roku z prędkością wiatru przekraczającą 180 km/h.
7. 10-dniowe zawieszenie rynku energetycznego w Australii w czerwcu 2022 roku na skutek zawirowań w produkcji energii elektrycznej.

Wartością dodaną przywołanego wydarzenia w połączeniu z dyskusją panelową opartą na genezie i skutkach zaprezentowanych zjawisk o charakterze zakłóceniovym jest możliwość wyciągania wniosków na przyszłość, pozwalających przygotować pracę systemu elektroenergetycznego tak, aby zjawiska nadzwyczajne nie oznaczały istotnej utraty zdolności do dostarczania energii elektrycznej odbiorcom końcowym.

Kolejne dni Sesji koncentrowały się już całkowicie na zagadnieniach technicznych i metodach zarządzania w świecie elektroenergetyki z dodatkiem wiedzy ekonomicznej pozwalającej na optymalizację struktur sieci energetycznych z ich systematycznym dostosowaniem do zmieniających się wymagań rynkowych. Dokonywało się to poprzez Sesje Techniczne poszczególnych Komitetów Studiów. Jest to wydarzenie o największej skali i skupiające największą liczbę uczestników zainteresowanych poszerzeniem swojej 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. Tym razem zdecydowaliśmy jednak, że dla przejrzystości przekazu skoncentrujemy się na tych zagadnieniach, które dla polskiego odbiorcy mogą być kluczowe. Stąd w przekazywanym do rąk Czytelników numerze czasopisma *Energetyka* nie znajdują Państwo informacji technicznych dotyczących aktywności wszystkich Komitetów Studiów, a tylko te, które w ocenie PKWSE podnoszą aspekty zasadnicze do ewentualnego wykorzystania w naszych krajowych warunkach. Autorami artykułów są przedstawiciele PKWSE w poszczególnych Komitetach. Mamy nadzieję, że lektura niniejszego numeru *Energetyki* zachęci do sięgnięcia po pełne teksty referatów przygotowanych na ubiegłoroczną Sesję. Dostęp do nich można uzyskać poprzez stronę www.e-cigre.org.

Podczas Sesji 2022 kontynuowane było cykliczne wydarzenie, zapoczątkowane w roku 2018 i określone mianem *CEO Event*. Za pośrednictwem Komitetów Narodowych zaproszono na wspólne spotkanie osoby zarządzające firmami energetycznymi z poszczególnych krajów w celu zaprezentowania indywidualnego podejścia do transformacji energetycznej i przedyskutowania ich oczekiwań względem CIGRE. W spotkaniu uczestniczyło ponad 150 osób. Niestety w tej edycji za-

brakło przedstawicieli z Polski. Ponad 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 trwałe wpisanie tej formy kontaktów z potencjalnymi odbiorcami rezultatów prac tworzonych w ramach CIGRE do kalendarza wydarzeń towarzyszących Sesji Plenarnej. Dla podkreślenia wagi rozpatrywanych problemów można przywołać dyskusję o dopuszczalnym poziomie udziału źródeł odnawialnych w bilansie systemu elektroenergetycznego, do którego nie ma zagrożenia dla stabilnej pracy tego systemu.

W trakcie trwania Sesji Plenarnej odnotowaliśmy także polskie akcenty. Jak już wcześniej wspomniano do udziału w Sesji 2022 zarejestrowało się 31 delegatów z naszego kraju. Podczas Sesji Technicznych Komitetów Studiów zaprezentowano 5 referatów polskich autorów, zgłoszonych za pośrednictwem PKWSE. Wykaz referatów i nazwiska autorów podano w tabeli 3.

Sesji towarzyszyła wystawa techniczna, na której swoje produkty i usługi prezentowało 280 wystawców. Tym razem w gronie wystawców nie było firm z Polski. Pozostaje mieć nadzieję, że jest to zdarzenie o charakterze incydentalnym i podczas kolejnej Sesji będzie można zobaczyć wytwory polskiej myśli technicznej. Ogólne spojrzenie na wystawę techniczną każe się podzielić taką oto refleksją. W dobie przyspieszonego odstępowania od stosowania jako medium izolacyjnego gazu SF₆, w związku z jego wpływem na pogłębianie efektu cieplarnianego, czołowi producenci rozdzielnic z izolacją gazową i wyłączników wykorzystujących SF₆ pilnie poszukują rozwiązań alternatywnych i każdy robi to na własną rękę. W wyniku takiego działania pojawiają się różne propozycje substancji mających pozwolić na całkowite wyparcie SF₆ z zastosowań w energetyce. Z perspektywy przyszłego użytkownika należy zauważyć, że niestety będzie to oznaczało powstawanie urządzeń wysokiego napięcia różniących się nie tylko rozwiązaniami konstrukcyjnymi, ale także zastosowanym

Tabela 3

Wykaz referatów przygotowanych przez członków PKWSE na Sesję 2022

Komitet Studiów	Tytuł referatu	Autorzy
A1	Damaged generator rotors: the economic and logistical benefits of repair over scrapping	Wojciech Betlej , Tony Croucher
A2	Design of innovative resilient transformers for maximum operating flexibility	Radosław Szewczyk , Jean-Claude Duart, Anastasia O'Malley, Kurt Kaineder, Robert Mayer, Ewald Schweiger
B2	EnUp! – device for building new and maintenance overhead line	Łukasz Nazimek , Sławomir Labocha, Robert Czyż
C6	Experimental comparative analysis of photovoltaic inverters profiles in relation to the European network code NC RfG, the technical standards, and the requirements of distribution system operators	Zbigniew Hanzelka , Krzysztof Chmielowiec, Łukasz Topolski, Mateusz Dutka, Aleks Piszczek
D1	Thermal faults simulation for aramid insulation in liquid immersed power transformers	Radosław Szewczyk , Roger Wicks, Leonardo Galhardo, Helena Wilhelm, Paulo Fernandes, Lais Dill, Kethlyn Moscon, Sergio Peres

Dlaczego CIGRE

Jeżeli ktoś zastanawia się 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 2022, 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, jaką 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.

CIGRE

medium izolacyjnym. Konieczne będzie zatem wprowadzanie różnych procedur eksploatacyjnych i różnych narzędzi wspomagających. Trudno uznać taką perspektywę za szczególnie pożądaną. Rodzi się więc pytanie, czy siły sprawczej CIGRE nie należałoby wykorzystać jako elementu presji na czołowych producentów urządzeń wysokiego napięcia, aby zjednoczyli siły i doprowadzili do powstania jednej substancji gazowej w pełni zastępującej SF₆. Jak się wydaje ideałem byłoby wyprodukowanie takiego gazu, który można byłoby wprowadzać do istniejących rozdzielnic typu GIS czy też wyłączników, po uprzednim wypompowaniu SF₆. Kwestię tę pozostawiamy otwartą dla ewentualnej dalszej dyskusji.

W tle aktywności technicznych podczas Sesji 2022 miały miejsce także spotkania o charakterze administracyjnym,

w tym Rady Administracyjnej, którą tworzą osoby szefujące Komitetom Narodowym. Tym razem gremium to nie dokonywało wyboru Prezydenta CIGRE, ponieważ jego kadencja nie dobiegła jeszcze końca, ale skupiło się na uzupełnieniu składu Komitetu Sterującego i Rady Technicznej. Z satysfakcją należy odnotować fakt, że w wyniku przeprowadzonych wyborów wszystkie wakujące miejsca zostały obsadzone przez przedstawicieli Operatorów Systemów Przesyłowych Rumunii, Włoch i Wielkiej Brytanii. Dlaczego z satysfakcją? Otóż dlatego, że taki wybór oznacza koncentrowanie się CIGRE na zagadnieniach użytecznych w praktyce i potrzebnych do prowadzenia prawidłowej pracy systemów elektroenergetycznych. Taka logika pozwala patrzeć z optymizmem na dalszy rozwój Stowarzyszenia i wzrost jego roli w świecie elektroenergetyków.



Mariusz Mazur
Instytut Energetyki
Oddział Gdańsk

Elektryczne maszyny wirujące – Komitet Studiów A1

Rotating electrical machines – Study Committee A1

W artykule omówiono referaty zaprezentowane w ramach Komitetu Studiów A1, w trakcie paryskiej sesji CIGRE 2022. Referaty podzielone były formalnie na trzy grupy tematów preferowanych. Przedstawiono w nich bieżącą sytuację w energetyce związaną z rozwojem energetyki odnawialnej i rozproszonej oraz problemy, które ona powoduje. Stwierdzono duże zainteresowanie algorytmami przetwarzania danych w celu lepszej diagnostyki oraz utrzymania parku maszynowego. Prezentowano opracowania dużych jednostek synchronicznych, np. dla jednostek jądrowych. Interesująca była poruszona w dwóch referatach tematyka drgań skrętnych wałów. Przedstawiono doświadczenia włoskiego OSD w zakresie wdrożenia obszarowego systemu tłumienia oscylacji międzyobszarowych występujących w systemie. Podano wnioski zawarte w prezentowanych referatach oraz ich praktyczną wartość.

Słowa kluczowe: elektryczne maszyny wirujące, drgania skrętne wałów, energetyka odnawialna i rozproszona

Discussed are here the papers that were presented within the scope of Study Committee A1 during the Paris session of CIGRE 2022. The papers were formally divided into three groups of preferential subjects in which there was described the current situation in the power industry referring to the development of renewable and distributed energy sectors including problems generated by this process. Observed is a great interest in data processing algorithms for better diagnostics and maintenance of machinery. Shown are studies on big synchronous units e.g. for nuclear installations. Interesting was the thematics raised in two papers and referring to the shaft torsional vibrations. Discussed is the experience of the Italian DSO in implementation of the area system for damping inter-area oscillations occurring in the system. Given are conclusions contained in presented papers and assessed is their practical value.

Keywords: rotating electrical machines, shaft torsional vibrations, renewable and distributed energy generation

Informacje ogólne

Komitet A1 Maszyny elektryczne wirujące jest jednym z trzech komitetów grupy A, zajmujących się urządzeniami pracującymi w systemach elektroenergetycznych. Komitet A1 zajmuje się promowaniem i rozwijaniem postępu technicznego, międzynarodowej wymiany doświadczeń i wiedzy oraz opracowywaniem zaleceń i standardów w dziedzinie wirujących maszyn elektrycznych.

Informacje wstępne

Referaty zgłaszane do Komitetu A1 sesji CIGRE 2022 zakwalifikowane zostały do jednego z trzech tematów preferowanych (PS). Wykaz tematów preferowanych wraz z liczbą zgłoszonych artykułów został zamieszczony w tabeli 1. Podczas sesji dokonano prezentacji 24 referatów w ramach Komitetu A1. Odwołując się w treści niniejszego artykułu do poszczególnych referatów zachowano ich oryginalną numerację.

Ponieważ w ramach Komitetu zaprezentowano jedynie 24 referaty, w artykule odniesiono się do wszystkich z nich, dokładniej omawiając referaty najciekawsze.

PS1: Miks generacyjny przyszłości

W ramach tematyki PS1 zaprezentowano sześć referatów opisujących problemy występujące w systemach elektroenergetycznych,

Tabela 1

Tematy preferowane referatów zgłoszonych w obszarze działalności komitetu A1 na sesję CIGRE 2022

Symbol	Temat preferowany	Liczba artykułów	Identyfikator
PS1	Miks generacyjny przyszłości ¹⁾	6	A1-10244, A1-10430, A1-10431, A1-10740, A1-10789, A1-10834
PS2	Zarządzanie zasobami maszyn elektrycznych ²⁾	10	A1-10114, A1-10123, A1-10125, A1-10310, A1-10355, A1-10741, A1-10742, A1-10862, A1-10997, A1-11138
PS3	Doświadczenia w eksploatacji oraz rozwój maszyn elektrycznych ³⁾	8	A1-10247, A1-10247, A1-10354, A1-10432, A1-10836, A1-10863, A1-11021, A1-11021

¹⁾ ang.: Generation Mix of the Future.

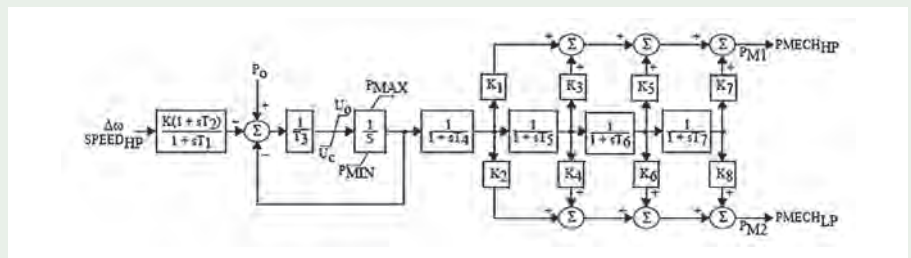
²⁾ ang.: Asset Management of Electrical Machines.

³⁾ ang.: Developments of Rotating Electrical Machines and Operational Experience.

z dużą ilością generacji odnawialnej. Generacja odnawialna wiąże się praktycznie z przyłączeniami do systemu jednostek wytwórczych za pomocą energoelektroniki, która w odróżnieniu od generacji opartej na maszynach synchronicznych, nie dostarcza do systemu inercji oraz mocy zwarciowej. Zmniejszona inercja systemu powoduje mniej stabilną odpowiedź w dziedzinie częstotliwości (szybsze zmiany częstotliwości) na wszelkiego rodzaju zakłócenia bądź zmiany obciążenia i generacji. Aspekt obniżonej inercji w systemie przyszłości był dominującym aspektem referatów z grupy tematycznej PS1, zarówno w zakresie omówienia pracy systemów, jak też propozycji rozwiązań problemów z tym związanych.

Pierwszy przedstawiany w ramach PS1 referat [10244] opracowany w Koreańskim Instytucie KEPCO dotyczy wpływu, jaki na prace systemu elektroenergetycznego mają modernizacje dużych konwencjonalnych węglowych jednostek wytwórczych, dostosowujących je do nowych wymagań związanych w większą elastycznością pracy, wynikających z dynamicznego rozwoju energetyki odnawialnej. Modernizacje polegają na zmniejszeniu minimum technicznego jednostki, czasu uruchomienia jednostki, a także zwiększeniu dopuszczalnej szybkości zmian mocy.

W referacie analizowano pracę jednostki 500 MW, w której zainstalowano kocioł jednociągowy na ciśnienie nadkrytyczne. W kotle zastosowano spalanie styczne, w którym następuje spalanie paliwa i powietrza z palników zainstalowanych w czterech rogach na sześciu poziomach kotła, tworzona jest kula ognia w środku paleniska, a spalanie jest stabilizowane poprzez regulację ilości doprowadzanego paliwa-powietrza i zmiany kąta nachylenia podawania mieszanki, a także uruchamianie/zatrzymywanie palników na każdym poziomie, w zależności od składu paliwa i aktualnego obciążenia. Podczas pracy z mocą znamionową, kiedy występuje jednoczesna praca palników na pięciu lub sześciu poziomach, stabilna praca realizowana jest zgodnie z wiedzą i doświadczeniem operatora. Jednak w przypadku długotrwałej pracy z małym obciążeniem lub podążaniem za zada-



Rys. 1. Schemat blokowy modelu IEEE G1

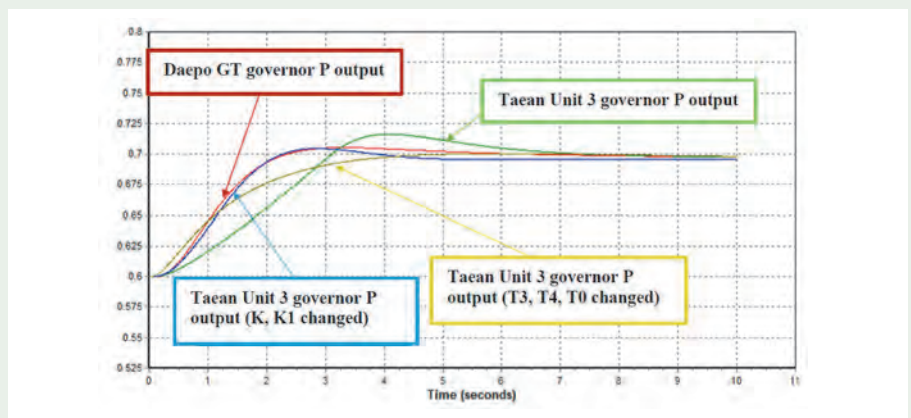
nym obciążeniem, obecne doświadczenia obiektowe i stosowane rozwiązania nie są wystarczające do zapewnienia w pełni stabilności spalania i zapewnienia równego rozkładu obciążenia cieplnego. Następuje w takim wypadku pogorszenie sprawności spalania i wydajności cieplnej kotła, a także wiążące się z tym pogorszenie emisji. Dlatego też, wymagany jest dalszy rozwój technologii umożliwiającej dynamiczną analizę wydajności cieplnej zachowania się kotła oraz poprawy jego sprawności i utrzymania niskiej emisji, również przy małym obciążeniu.

W dalszej części referatu przeanalizowano zagadnienia związane z modelowaniem pracy bloku, przy użyciu oprogramowania PSS/E. Analizie poddany został biblioteczny model turbiny parowej IEEE G1, zwany też modelem uogólnionym (ang. generic turbine model).

Przedstawiony regulator dostosowuje ilość pary na podstawie zmierzonej prędkości turbiny; o ile częstotliwość się zmniejsza, regulator zwiększa przepływ pary i turbina

przyspiesza, jeżeli jednak częstotliwość wzrasta, przepływ pary jest zmniejszany i turbina zwalnia. K reprezentuje charakterystykę statyzmu regulatora, T1 i T2 to stałe czasowe członu kompensatora, a T3 i U0 to parametry związane z otwieraniem/zamykaniem zaworu zasilającego turbinę, reprezentujące odpowiednio stałą czasową związaną z prędkością serwowatora i prędkością otwierania zaworu. K1-K8, T4-T7 to parametry wielostopniowej turbiny parowej. T4-T7 to stałe czasowe reprezentujące dynamikę poszczególnych stopni podgrzewacza pary, a K1-K8 to wzmocnienia związane z udziałami poszczególnych stopni przegrzewacza. Zwykle do modelowania danej turbiny używane są jedynie K1 i K3, a ich suma musi wynosić 1. Pozostałe współczynniki K są ustawione na zero.

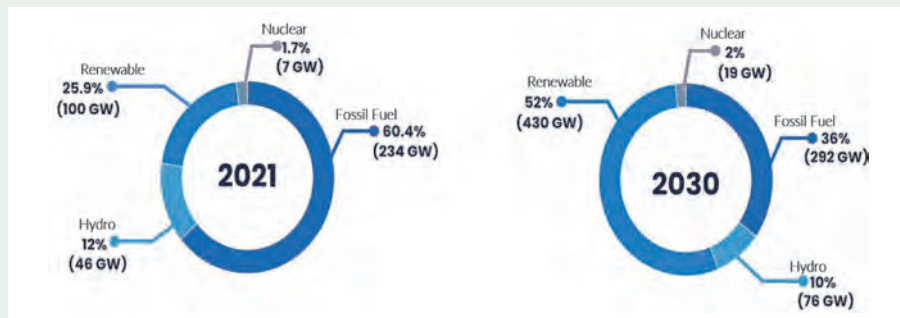
Następnie autorzy referatu zmieniali parametry modeli dla różnych rzeczywistych bloków dużych mocy zwiększając szybkość odpowiedzi na zadany skok obciążenia. Przykład takich wyników pokazano na rysunku 2.



Rys. 2. Wyjściowe krzywe bloków istniejących oraz ze zmienionymi parametrami modelu w porównaniu z turbiną gazową GT

W ostatniej części referatu autorzy przedstawili wpływ rozmieszczenia zmodernizowanych bloków w różnych częściach rzeczywistego systemu Korei dla modelu z roku 2031. Badania modelowe wykazały, że największą efektywność uzyska się modernizując bloki znajdujące się na wschodnim wybrzeżu półwyspu koreańskiego.

Następny referat w ramach PS1 [10430] dotyczy pracy Indyjskiego systemu elektroenergetycznego w perspektywie rozwoju energetyki odnawialnej. W referacie przygotowanym przez przedstawicieli Operatora Systemu Transmisyjnego przedstawiono specyfikę tego systemu. W indyjskim systemie są łącznie zainstalowane 392 GW generacji energii elektrycznej, z czego na elektrownie konwencjonalne przypada 235 GW, na elektrownie wodne 47 GW, na energetykę odnawialną 104 GW oraz na energetykę jądrową 6,8 GW. Bilansowanie prowadzone jest głównie za pomocą hydroelektrowni z uwzględnieniem indyjskich warunków naturalnych; w okresie monsunów elektrownie te pracują zwykle 24 h na dobę, natomiast zimą ich średni czas pracy spada do 3 h. Ze względu na ceny gazu i brak lokalnych źródeł tego surowca, współczynnik wykorzystania elektrowni gazowych zmniejszył się z 67% w latach 2010 do 25% obecnie. Prowadzenie ruchu sieci najwyższych napięć 765 kV i 400 kV już obecnie wiąże się z dużą zmiennością napięć sięgających nawet 10% w ciągu doby. Regulacja napięcia w znacznym stopniu odbywa się poprzez przełączanie linii transmisyjnych, w związku z niewystarczającą liczbą urządzeń stu-



Rys. 3. Scenariusz zmian generacji w Indiach w latach od 2021 do 2030

żących do kompensacji mocy biernej. Jedynie 10% hydroelektrowni ma w indyjskim systemie możliwość pracy jako kompensator synchroniczny.

Rząd Indii postawił ambitny program rozwoju energetyki odnawialnej, zakładając osiągnięcie poziomu 500 GW zainstalowanej energii odnawialnej do roku 2030. Aby było to możliwe konieczna będzie praca jednostek szczytowych w trybie kompensatorowym poza godzinami szczytu, tak aby zapewnić w systemie właściwy poziom inercji oraz regulację napięcia w sieci elektroenergetycznej.

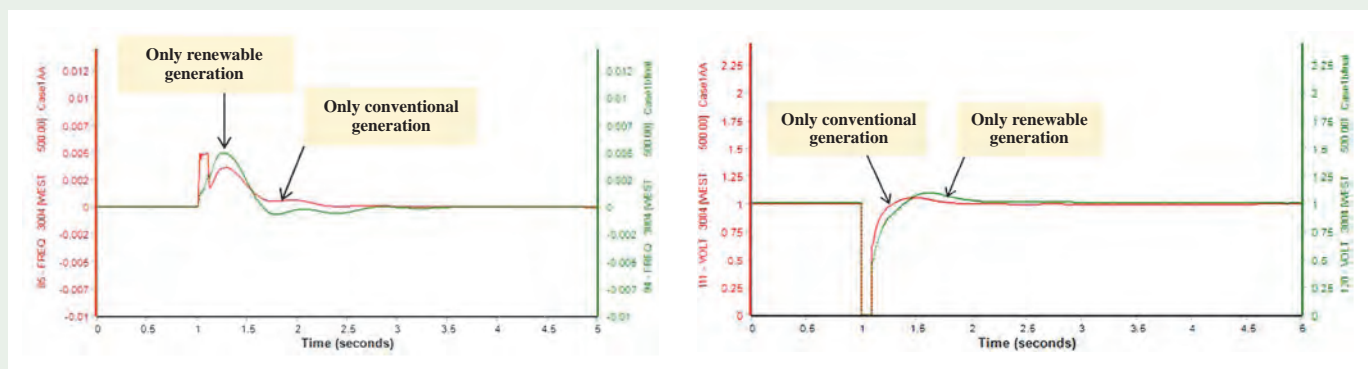
Problemom związanym z przewidywalnym dynamicznym rozwojem energetyki odnawialnej w Indiach poświęcony jest również referat [10431], jest on napisany przez przedstawicieli firmy *NTCP*, która jest największym hinduskim państwowym przedsiębiorstwem produkującym energię elektryczną. W tym referacie jest również odniesienie się do planów związanych z rozwojem energetyki odnawialnej, założonych przez rząd Indii.

W referacie przedstawiono wyniki badań modelowych przy użyciu oprogramowania PSS/E przykładowej sieci 1,8 GW generacji konwencjonalnej przyłączonej do 0,8 GW generacji wiatrowej. W trakcie badań analizowano 4 scenariusze do wyznaczenia współczynnika zwarcia SCR definiowanego jako stosunek mocy zwarciowej w MVA do łącznej mocy generacji przyłączonej do sieci wyrażonej w MW:

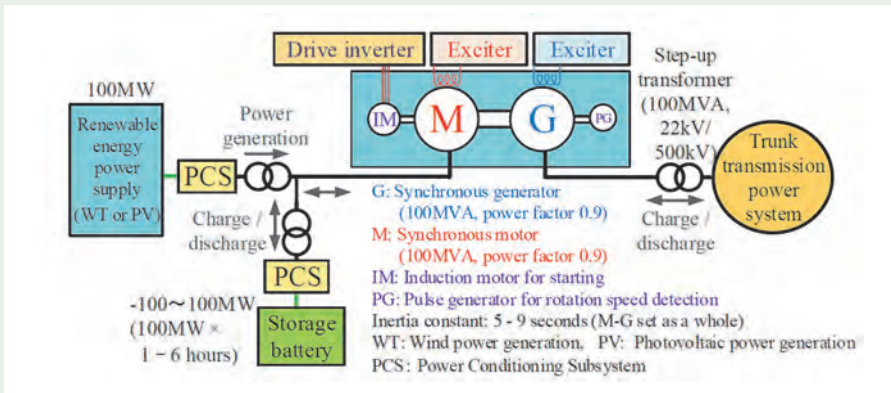
- 1 – tylko generacja konwencjonalna 1,8 GW; SCR = 5,09,
- 2 – generacja konwencjonalna 1,8 GW i wiatrowa 0,8 GW; SCR = 3,63,
- 3 – generacja konwencjonalna 1,0 GW i wiatrowa 0,8 GW; SCR = 2,445,
- 4 – generacja konwencjonalna 1 GW oraz 0,8 GW kompensatory synchroniczne i wiatrowa 0,8 GW; SCR = 5,24.

Następnie badano inercję i zdolność napięcia do odbudowy po wyłączeniu zwarcia dla dwóch przypadków:

- 1 – tylko generacja konwencjonalna 0,8 GW,
- 2 – tylko generacja wiatrowa 0,8 GW.



Rys. 4. Odbudowa częstotliwości i napięcia w badanych scenariuszach po wyłączeniu zwarcia 3-fazowego



Rys. 5. Schemat koncepcyjny zestawu prądnic-silnik do współpracy ze źródłem odnawialnym i bateryjnym magazynem energii

Następnie analizowano możliwe środki poprawy tych parametrów poprzez zastosowanie kompensatorów synchronicznych bądź urządzeń typu FACT, takich jak SVC, STATCOM oraz załączanych tyrystorami kondensatorów i dławików. Wyniki analiz i porównania wskazują, że kompensatory synchroniczne cechują się optymalnymi właściwościami dostarczając do systemu inercję, moc zwarciovą oraz wymaganą przez dużą generację odnawialną moc bierną. Instalacja kompensatorów synchronicznych pozwoli na stabilną pracę systemu indyjskiego, po osiągnięciu założonych poziomów generacji odnawialnej.

W referacie [10740] przedstawiciele japońskiego Instytutu Badawczego Przemysłu Energetycznego CRIEPI przedstawiają doświadczenia z instalacji zespołu maszynowego silnik-prądnicą zasilanego ze źródła odnawialnego, jakim może być tur-

bina wiatrowa bądź panele fotowoltaiczne, przy współpracy z bateryjnym magazynem energii. Praktyczne doświadczenia przeprowadzone zostały z demonstracyjnym układem modelowym o mocy 100 kVA. Badania symulacyjne przeprowadzono jednak z zestawem o mocy 550 MVA.

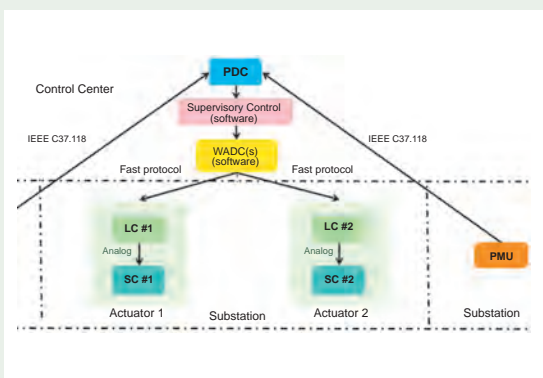
Zespół maszynowy zachowuje się jak generator synchroniczny, jednak w rzeczywistości zasilany jest ze źródeł odnawialnych i bezemisyjnych. Rozwiązania takie mogą zatem być w przyszłości źródłem energii elektrycznej łącząc same zalety energetyki odnawialnej i konwencjonalnej.

Interesującym referatem z grupy tematów preferowanych PS1 jest referat przygotowany przez przedstawicieli włoskiego TSO (Transmission System Operator) *Terna*, poświęcony wykorzystaniu zainstalowanych we włoskim systemie kompensatorów synchronicznych do poprawy tłumienia oscyla-

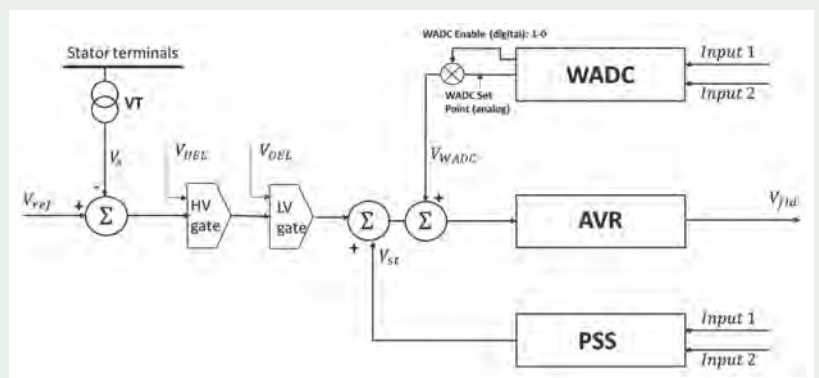
cji międzyobszarowych [10789]. W europejskim synchronicznym systemie elektroenergetycznym oscylacje międzyobszarowe są istotnym problemem i barierą przed dalszym jego rozszerzeniem. Tłumienie oscylacji realizowane jest dzięki stabilizatorom systemowym, zainstalowanym w układach wzbudzenia generatorów i kompensatorów synchronicznych. Sygnałami wejściowymi dla tych układów są zwykle lokalne pomiary oparte na mocy czynnej i częstotliwości, są one zatem w stanie poprawiać jedynie tłumienie widziane z punktu widzenia danej jednostki. *Terna* prowadzi badania nad wykorzystaniem pomiarów z synchronizatorów PMU do stworzenia systemu zwanego WADC (Wide Area Damping Control) z wykorzystaniem zainstalowanych we włoskim systemie kompensatorów synchronicznych.

Struktura systemu WADC została przedstawiona na rysunku 6. Koncentrator synchronizatorów PDC zbiera dane z poszczególnych PMU i dostarcza je do oprogramowania Supervisory Control, które jest opracowywane przez *Terna* razem z EPRI. Wyniki przekazywane są do systemu WADC, który poprzez specjalny szybki protokół przesyła je do układów wzbudzenia kompensatorów synchronicznych poprzez specjalnie opracowane do tego celu urządzenia transmisyjne. Sygnał z WADC jest wejściem dla zastosowanej w układach wzbudzenia struktury przypominającej stabilizatory jednoweściowe typu PSS1A.

Schemat funkcjonalny sterowania zmodyfikowanego układu wzbudzenia przedstawiony jest na rysunku 7.



Rys. 6. Architektura systemu WADC użytego do projektu przez *Terna*



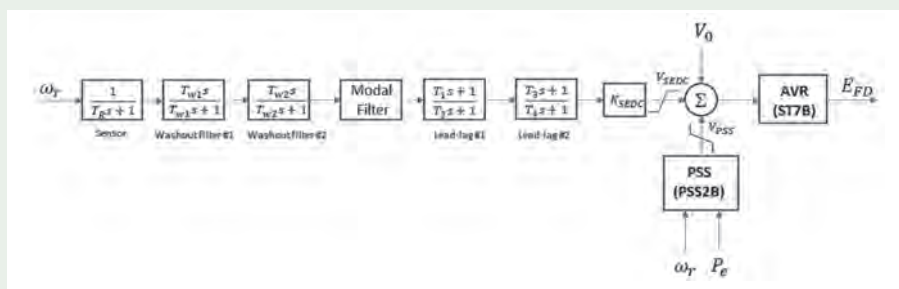
Rys. 7. Przykład wprowadzenia sygnału WADC do układu wzbudzenia kompensatora synchronicznego

Dotychczas odbyły się jedynie testy przesyłania sygnałów pomiędzy elementami systemu. Wykazały one, że zaobserwowane opóźnienia nie powinny mieć wpływu na pracę systemu, która przyczyni się do poprawy tłumienia oscylacji międzyobszarowych.

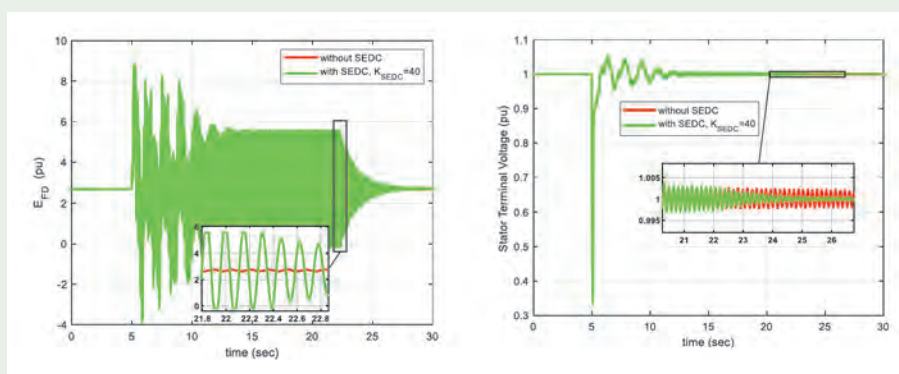
Ostatnim referatem w grupie tematycznej PS1 był referat [10834] przedstawiony przez EDF i GE, poświęcony zagadnieniom interakcji subharmonicznych oscylacji skrętnych (SSTI) pomiędzy wałami dużych generatorów synchronicznych a przekształtnikami energoelektronicznymi energetyki odnawialnej i układów HVDC. Problem ten może być coraz bardziej widoczny z związku z rozwojem energetyki odnawialnej przy jednoczesnej pracy dużych synchronicznych jednostek energetyki jądrowej. Konieczne jest zatem stosowanie zabezpieczeń, które zapobiegają uszkodzeniom, a także wdrożenie układów, które aktywnie ograniczą tego typu oscylacje. W zakresie zabezpieczeń proponowane są poniżej wymienione rozwiązania.

- A. Przekładniki zabezpieczeniowe naprężeń skrętnych TSR jako urządzenia wykorzystujące pomiary prędkości wału.
- B. Zabezpieczenia generatorowe wykorzystujące pomiary z przekładników napięciowych i prądowych.
- C. Systemy zabezpieczeń oparte na obliczeniach modelowych i pomiarach prędkości wału.
- D. System będący połączeniem punktu B i C.
- E. Zabezpieczenia zintegrowane ze sterownikiem turbiny używające pomiarów prędkości wału.

Osobnym zagadnieniem w zakresie ograniczenia SSTI są działania związane z układami wzbudzenia, polegają one na dodaniu do struktur AVR (Automatic Voltage Regulator) i PSS (Power System Stabilizer) filtrów pasmowo-zaporowych na określone częstotliwości oscylacji skrętnych. Ponadto w układach wzbudzenia stosuje się dodatkową strukturę zwaną SEDC (Supplementary Excitation Damping Control), przedstawioną na rysunku 8.



Rys. 8. Struktura układu wzbudzenia wyposażonego w SEDC



Rys. 9. Przykład symulacji odpowiedzi układu na zwarcie wyposażonego w SEDC o wzmocnieniu 40 i bez niego

Sygnał wejściowy służący do tłumienia oscylacji skrętnych podawany jest z zewnętrznych układów pomiarowych prędkości obrotowej. W referacie analizowano przykład układu SEDC, który był nastrojony na poprawę tłumienia pierwszego modu skrętnego, jaki w rozpatrywanym przypadku wynosił 6,28 Hz.

Na rysunku 9 przedstawiono napięcie wzbudzenia zawierające sygnał SEDC oraz napięcie generatora. Bez układu SEDC na napięciu generatorowym widoczny jest mod związany z analizowaną oscylacją skrętną. Zastosowanie układu SEDC skutecznie tłumí oscylacje skrętné, jednak sygnał napięcia wzbudzenia oraz co za tym idzie napięcia generatora, jest bardziej oscylacyjny.

Poruszony w referacie problem wskazuje, że w czasach zwiększania generacji odnawialnej konieczna jest dokładna analiza zagadnień oscylacji skrętnych, szczególnie w kontekście budowy dużych jednostek energetyki jądrowej o długich wałach, w przypadku których może powstać takie zagrożenie.

PS2: Zarządzanie zasobami maszyn elektrycznych

W tej grupie tematów tradycyjnie występują zagadnienia związane z oceną stanu izolacji, co jest najistotniejszym problemem w czasie eksploatacji maszyn elektrycznych na średnie napięcie. W obecnej sesji znalazły się trzy referaty poświęcone pomiarom wyładowań niezupełnych PD, ale coraz bardziej zauważalną tematyką jest zastosowanie nauczania maszynowego do oceny stanu urządzeń elektroenergetycznych.

Pierwszy referat przypisany do grupy tematycznej PS2 [10114] również porusza zagadnienia związane z oscylacjami skrętnymi, wywołanymi przez rezonans pod-synchroniczny z zainstalowanymi w sieci kondensatorami szeregowymi. W referacie przywołuje się głośną awarię bloku 909 MVA *Elektrowni Mohave* w Newadzie, gdzie taki rezonans spowodował uszkodzenie wału. Jako rozwiązanie problemu proponuje się użycie baterijnego magazynu energii BESS, w którym przez

odpowiednie sterowanie można uzyskać poprawę tłumienia oscylacji subharmonicznych i zapewnić bezpieczną pracę systemu wyposażonego w kondensatory szeregowo w liniach przesyłowych. Do zbadania zagadnienia użyto modelu przykładowego IEEE 2nd, który posłużył do badania algorytmów sterowania BESS. Schemat modelu przedstawiony jest na rysunku 10.

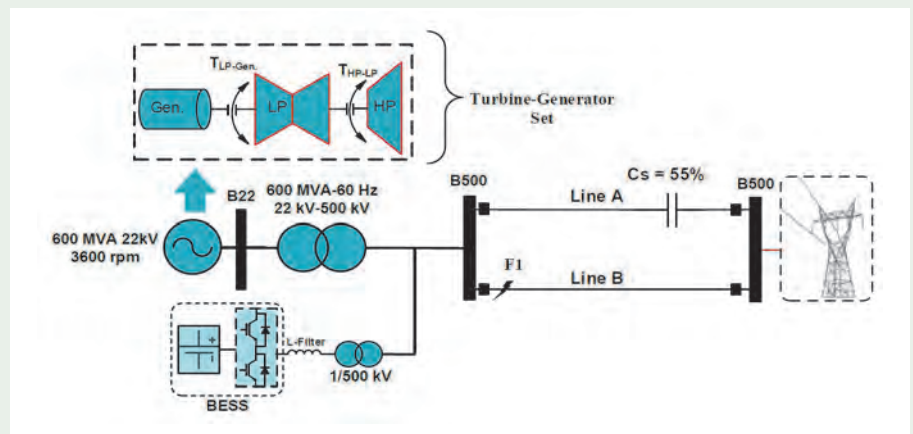
Do poprawy tłumienia opracowano algorytm, oparty na teorii Fuzzy Logic, wypracowujący sygnał sterujący dla sterownika PWM baterii BESS. Przedstawione, przeprowadzone w środowisku Matlab symulacje pokazują, że zastosowanie BESS z odpowiednim algorytmem sterowania pozwalają na bezpieczną pracę generatora, nie dopuszczając do powstania rezonansu subharmonicznego, który mógłby doprowadzić do uszkodzenia wału.

W następnym referacie tej grupy tematycznej [10123] przedstawiono metodologię oceny stanu technicznego generatorów wiatrowych oraz hydrogeneratorów za pomocą zaawansowanych algorytmów nauczania maszynowego. W przypadku generatorów wiatrowych analizowano dane dostępne w systemie SCADA na podstawie 210 turbin wiatrowych różnych producentów. Do analizy posłużono się metodą regresji Ridgego, za pomocą której wyznaczano czas do uszkodzenia turbiny, który pozwala na optymalne przeprowadzanie jej remontów. W przypadku hydrogeneratorów do określenia przyczyn awarii posłużono się algorytmami sieci neuronowej Bayesian, które podzielono na 4 grupy:

- awarie systemu chłodzenia,
- zużycie łożysk,
- awarie regulatora obrotów,
- uszkodzenia izolacji stojana.

Działanie przedstawionych algorytmów nauczania maszynowego dawało bardzo zachęcające rezultaty.

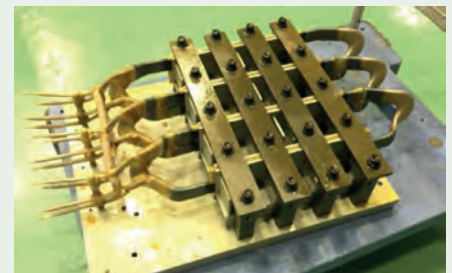
Tradycyjnie w grupie tematycznej PS2 znajduje się przynajmniej kilka referatów poświęconych pomiarom wyładowań niezupełnych, które są podstawową metodą diagnostyki izolacji wysokonapięciowych stojanów maszyn synchronicznych. W pierwszym referacie na ten temat [10125] przedstawiono doświadczenia



Rys. 10. Model przykładowy IEEE 2nd – wielomasowym modelem wału generatora

związane z zastosowaniem normy IEC 60034-27-2, która podaje metodę ciągłych pomiarów wyładowań niezupełnych PD (Partial Discharge) w czasie normalnej pracy badanej maszyny. Najlepsze rezultaty w ocenie stanu izolacji można uzyskać poprzez stosowanie ciągłych pomiarów, wraz z analizą ich historii i monitorowaniem ich krzywej trendu. Pomiar historyczny zostały zebrane na przestrzeni pięciu lat (przy użyciu systemów pomiarowych dostarczających wykresy PRPD („Phase Resolved Partial Discharge”) w generatorach o ponad trzydziestoletnim okresie eksploatacji (HPP Tucuruí, Coaracy Nunes, Samuel i Balbina w Brazylii). W uzwojeniach stojanów tych maszyn można zaobserwować proces naturalnego starzenia się izolacji, biorąc pod uwagę typową krzywą zachowania się wyładowań niezupełnych podczas cyklu życia maszyny. W referacie podano wyniki pomiarów PD w trakcie rozruchu nowej maszyny w *Elektrowni Wodnej Belo Monte*, z turbiną Francisa o mocy znamionowej równej 611,1 MW. Wykazano wpływ na PD zmian obciążenia oraz nagrzewania w czasie prób długotrwałego obciążenia maszyny.

W kolejnym referacie [10310] autorzy zbudowali rzeczywiste modele 6, kV uzwojenia maszyny. Modele te zostały poddane trzem różnym typom testów starzeniowych złożonych z obciążenia termicznego mechanicznego i wilgotnościowego, po którym wykonywano próby wytrzymałości izolacji.

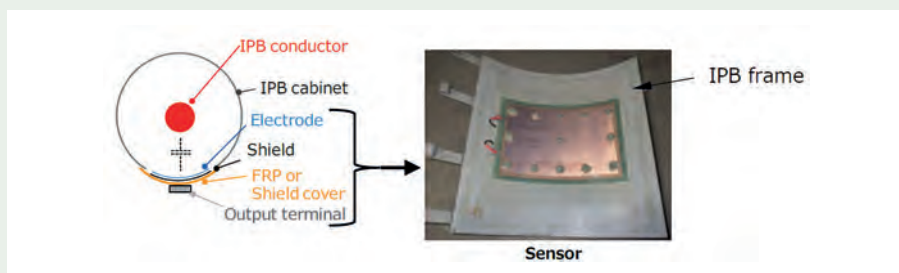


Rys. 11. Widok modelu uzwojenia maszyny 6,6 kV

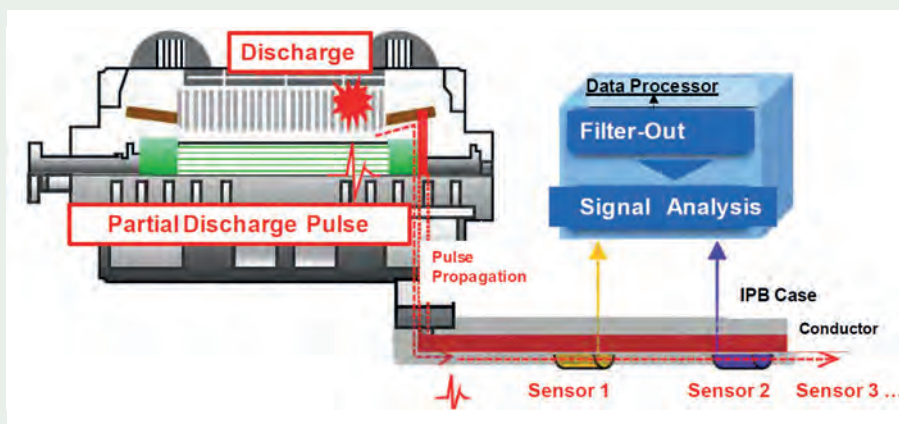
Próby miały na celu oszacowanie czasu życia układu izolacyjnego, jego ocena bazowała na badaniach zgodnie z normami IEC 60034-18-31:2012 i IEC 60034-18-33:2010. Poniżej przedstawiono wnioski z badań wykonanych w różnych temperaturach:

- badany model z klasy izolacji F (155°C) i H (180°C) miał czas życia 20 000 godzin,
- dla temperatury 120°C szacowany okres eksploatacji wynosi 79 lat,
- dla warunków 115°C i 110% napięcia znamionowego szacowany okres eksploatacji wynosi 81 lat.

Zagadnieniom oceny stanu izolacji poświęcony jest też referat [10742], w którym przedstawiono opracowany w firmie *Toshiba* bezdotkowy system pomiarów wyładowań niezupełnych PD w czasie pracy generatora. Istnieją dwa rodzaje czujników wyładowań niezupełnych – czujnik zainstalowany w szczelinie i czujnik wykorzystujący kondensator. W przypadku



Rys. 12. Bezdotkowy czujnik wyładowań niezupełnych instalowany na obudowie mostu szynowego



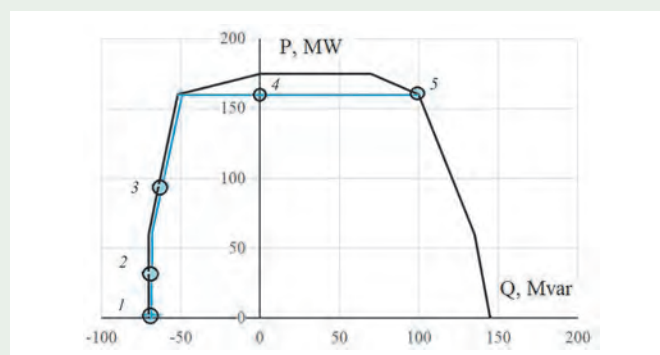
Rys. 13. Schemat połączeń proponowanego systemu do ciągłego pomiaru PD

pierwszego typu instalacja jest możliwa jedynie w czasie remontu. Z kolei czujnik wykorzystujący kondensator jest podłączony bezpośrednio do wysokiego napięcia. Jego instalacja jest dużo prostsza, jednak mogą pojawić się problemy z wytrzymałością napięciową kondensatora. Lepszym rozwiązaniem jest czujnik bezdotkowy, do systemu monitorowania wyładowań niezupełnych w czasie pracy. Jednak w przypadku tego typu czujnika, wykrywany sygnał wyładowania niezupełnego jest stosunkowo mały i trudny do oddzielenia od zakłóceń. W referacie przedstawiono nowy system monitorowania wyładowań niezupełnych on-line, który wykorzystuje czujnik bezdotkowy. Proponowany czujnik nie jest podłączony bezpośrednio do wysokiego napięcia, a jego miejsce montażu znajduje się poza generatorem na obudowie mostu szynowego wyprowadzenia mocy IPB (Isolated phase bus).

Aby uzyskać sygnał wyładowań niezupełnych zastosowano metodę separacji zakłóceń, metoda ta polega na in-

stalacji dwóch czujników w odległości od 2 do 20 m, jeden blisko generatora, drugi blisko transformatora blokowego. Gdy pierwszy mierzony sygnał przyjdzie od strony generatora jest to sygnał PD, a gdy kolejność jest odwrotna, oznacza to sygnał zakłóceń przychodzący od strony sieci.

Przedstawione zostały bardzo zachęcające rezultaty pomiarów on-line w porównaniu z układami mierzącymi PD przy zatrzymanym generatorze off-line.



Rys. 14. Wykres PQ analizowanego generatora z zaznaczonymi punktami pracy wybranymi do analiz

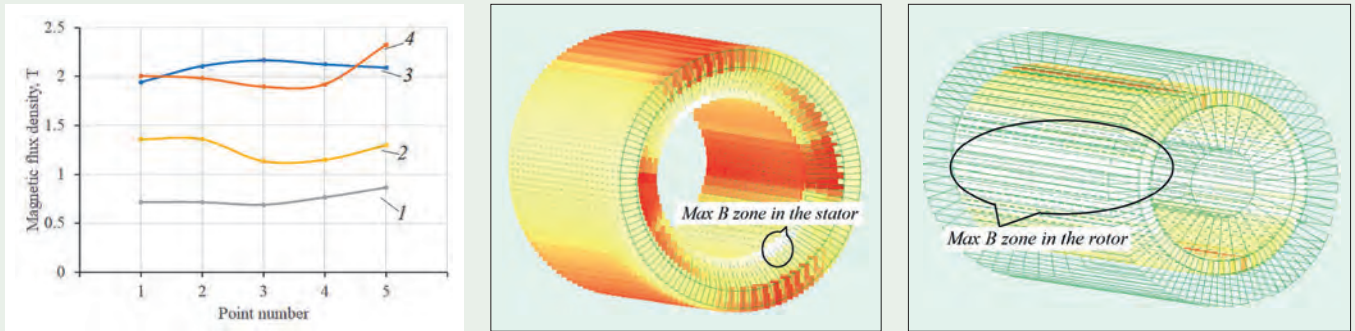
W referacie [10355] autorzy zajęli się zagadnieniem pracy generatora synchronicznego w warunkach niedowzbudzenia. Praca generatora w tym obszarze powoduje w nim negatywne efekty związane z rozkładem pola, powodujące szybsze zużycie się i konieczność częstszych jego remontów. Aby lepiej zdefiniować kryteria dopuszczające pracę poszczególnych typów generatorów w tym obszarze pracy, autorzy referatu opracowali model wykorzystujący metody elementów skończonych do analizy rozkładów pola generatora.

Analizowano generator o chłodzeniu powietrznym mocy 188,2 MVA o prędkości znamionowej 3000 obr./min na napięciu 15,75 kV. Jego wykres PQ przedstawiony jest na rysunku 14.

W wyniku przeprowadzonych obliczeń uzyskano dane charakteryzujące stan magnetyczny materiału stojana i wirnika generatora, w wybranych do analizy punktach.

Na rysunku 15 przedstawiono zmianę maksymalnej wartości składowej osiowej i modułu indukcji magnetycznej, w rdzeniu wirnika i stojana, dla wybranych pięciu punktów wykresu PQ. Zaznaczone są tam również strefy o maksymalnej wartości indukcji magnetycznej.

Analizy wykazały, że w obszarze poboru mocy biernej (niedowzbudzenie generatora) nie następuje znaczący wzrost nasycenia strumienia w rdzeniu stojana oraz składowych osiowych indukcji magnetycznej, w stosunku do pracy w warunkach znamionowych. W związku z tym, występowanie dodatkowych strat związanych ze wzrostem prądów indukowanych w końcowych częściach stojana, na skutek składowych osiowych zmiennego pola magnetycznego,



Rys. 15. Maksymalne wartości indukcji magnetycznej w rdzeniach wirnika i stojana dla analizowanych pięciu punktów wykresu PQ: 1 – osiowa składowa indukcji w stojanie, 2 – osiowa składowa indukcji w wirniku, 3 – moduł indukcji w stojanie, 4 – moduł indukcji w wirniku

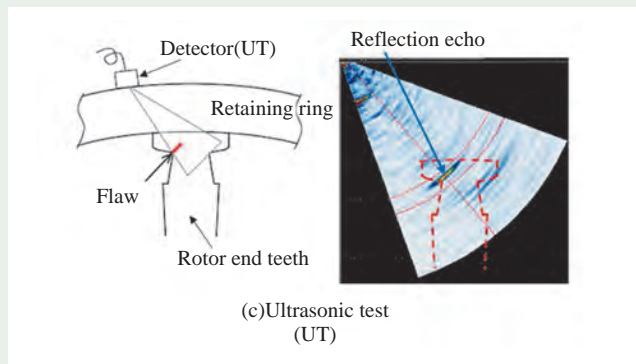
nie znajdują potwierdzenia w wynikach obliczeń. Wniosek ten dotyczy jedynie rozpatrywanych punktów pracy generatora, gdy jego moc pozorna była ograniczona zgodnie z zaleceniami producenta (wykres PQ).

Badania sił elektromagnetycznych działających na uzwojenie stojana w obszarze wyjścia prętów ze żłobków wskazują na wzrost składowych poziomych sił w analizowanych punktach pracy, wraz z poborem mocy biernej. Wzrost sił poziomych i ich momentów w miejscu wyjścia prętów ze żłobków może spowodować dodatkowe odkształcenia uzwojenia oraz znaczny wzrost sił poziomych działających od strony uzwojenia na końcowe części zębów i rdzeń stojana.

Tematyce diagnozowania generatora poświęcony jest referat [10741] opracowany w firmie *Mitsubishi*. Autorzy przedstawiają w nim opracowany model 3D wirnika, dzięki któremu możliwa jest diagnoza jego pracy w warunkach codziennych startów i odstawień jednostki wytwórczej. Przy użyciu tego modelu możliwe jest przewidzenie uszkodzeń i przeciwdziałanie im, tak aby nie dopuścić do ich wystąpienia.

Drugim przedstawionym w referacie rozwiązaniem jest metoda diagnozy stanu technicznego krańców zębów pod kąpakiem za pomocą sondy ultradźwiękowej, nazwana metodą NTD. Metoda ta umożliwia diagnostykę krańców zębów bez konieczności zdejmowania kąpaka i demontażu wirnika z generatora.

Diagnostyce pracy silników indukcyjnych poświęcony jest referat [10862]. Autorzy z Hiszpańskich Instytutów Energii



Rys. 16. Metoda NTD kontroli końców zębów wirnika pod kąpakiem

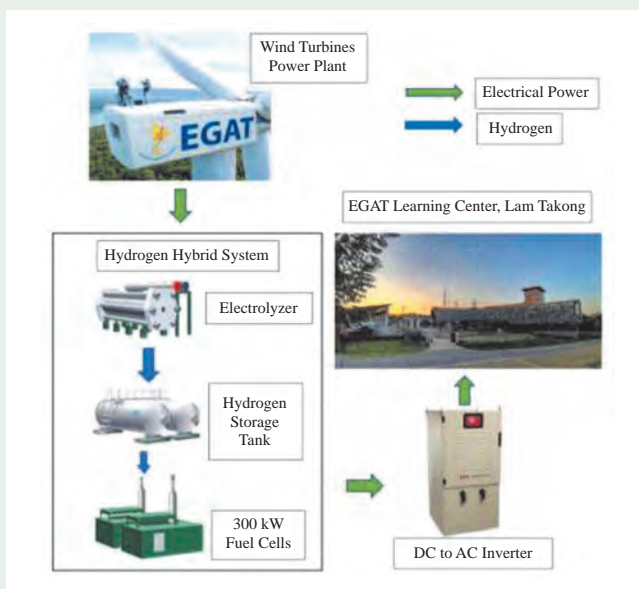
i Technologii Elektrycznej oraz Politechniki w Walencji przedstawili w nim metodę diagnostyki uszkodzeń łożysk, w silniku indukcyjnym na podstawie analizy FFT (Szybkiej Transformacji Furiera), przebiegów prądów zasilających silnik. Wyniki pomiarów wykorzystane zostały do procesu uczenia się algorytmu decyzyjnego, opartego na algorytmie Support Vector Machine (SVM), przy wykorzystaniu środowiska Python. W tym celu zbudowano stanowisko badawcze, na którym przeprowadzono testy z użyciem dobrych i uszkodzonych łożysk. Po treningu, algorytm był w stanie przeprowadzić automatyczną diagnostykę stanu łożysk silnika, z dokładnością przybliżoną na poziomie 70%; w szczególności 70,9% w przypadku uszkodzenia pierścienia zewnętrznego i 70,1% w przypadku uszkodzenia kulek łożyska.

W następnym referacie, Państwowego Koncernu Energetycznego Tajlandii EGAT, przedstawiono rozwój energetyki wiatrowej w Tajlandii i jego dalsze perspektywy. Dodatkowo omówiono dwa pilotażowe pro-

jekty magazynowania energii elektrycznej. Pierwszym jest projekt elektrolizy wodoru z energii odnawialnej. Energia ta jest dostarczana do elektrolizera produkującego wodór przez generatory wiatrowe, w czasie doliny zapotrzebowania. Wyprodukowany wodór jest magazynowany, a w czasie szczytu zapotrzebowania, przy pomocy ogniwo paliwowych konwertowany na energię elektryczną dostarczaną z powrotem do sieci. Moc tej instalacji wynosi 300 kW, instalacja elektrolizera umożliwia produkcję 146 m³ wodoru na godzinę. Schemat systemu przedstawiony jest na rysunku 17. Sprawność przedstawionego systemu wynosi jednak jedynie 30%.

Drugim opisywanym projektem jest baterijny magazyn energii o pojemności 1,14 MWh i mocy maksymalnej 1 MW.

Ostatnim referatem w grupie tematycznej PS2 jest referat [11138] przedstawiający użycie algorytmów nauczania maszynowego do diagnostyki pracy regulatora obrotów Turbiny Przepływowej Kaplana. Zastosowano tu algorytm sieci neuronowych Deep



Rys. 17. Schemat wodorowego systemu magazynu energii

Learning, który po przejściu procesu nauczania pozwala na diagnozowanie w czasie pracy elementów hydraulicznych regulatora turbiny, sterujących mechanizmem nachylenia łopatek. Zastosowanie rozwiązania pozwala na zwiększenie dyspozycyjności hydrozespołu, ograniczona do minimum jest bowiem konwencjonalna diagnostyka, wymagająca odstawienia hydrozespołu.

nych przesłanek remonty zapobiegawcze. Inteligentne przewidywanie usterek poprzez analizę trendów, ciągły monitoring urządzeń, wsparty obliczeniami modelowymi, jest przyszłością eksploatacji maszyn elektrycznych. W referacie zaprezentowano taki właśnie system oparty na pomiarach parametrów elektrycznych silników. Na podstawie

mierzonych prądów i napięć zasilających obliczane są parametry charakterystyczne silnika, takie jak moc, częstotliwość itp. Defekty mechaniczne silnika zwykle powodują zmiany w jego parametrach elektrycznych, co jest wykrywane poprzez przedstawiony w referacie algorytm.

Uzupełnieniem tego podejścia jest jednoczesny pomiar wyładowań niezupełnych PD realizowanych na bieżąco w czasie pracy układu.

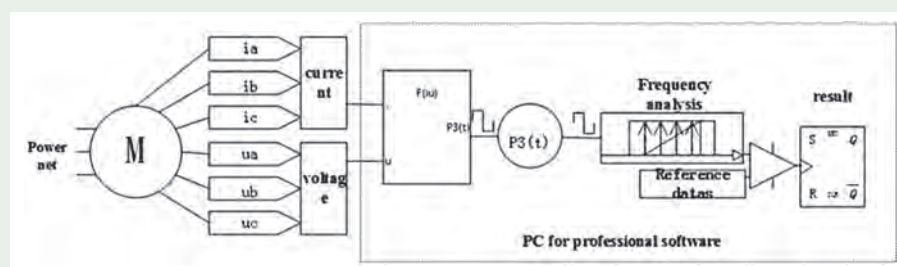
Gdy w czasie pracy izolacja silnika ulega pogorszeniu, zaczynają pojawiać się w nim wyładowania niezupełne. Współczesne doświadczenia wskazują, iż nie ma jednolitego standardu oceny wyładowań niezupełnych, najlepszą metodą jest porównywanie bieżących pomiarów z danymi historycznymi, tak aby można było wyciągnąć wniosek np. o konieczności przezwolenia.

Przedstawione w referacie metody diagnostyki silnika indukcyjnego w czasie rzeczywistym, przy wykorzystaniu algorytmów nauczania maszynowego, pozwalają na wyciągnięcie pełnych wniosków o jego stanie technicznym oraz umożliwiają podjęcie właściwych decyzji co do przeprowadzenia odpowiednich prac remontowych.

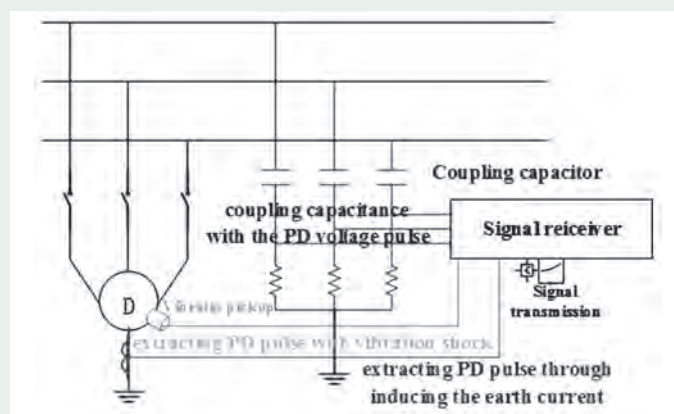
PS3: Doświadczenia w eksploatacji oraz rozwój maszyn elektrycznych

W tej grupie tematycznej prezentowane są referaty przedstawiające ciekawe doświadczenia związane z eksploatacją maszyn elektrycznych, zarówno prezentujące rozwiązania np. generatorów najwyższych mocy, jak też opisujące awarie generatorów i innowacyjne podejście do diagnostyki maszyn elektrycznych.

Pierwszy referat w grupie PS3 [10247] przygotowany został przez przedstawicieli Chińskiego Operatora Elektrowni Jądrowych CNNP. Dotyczy on diagnostyki predykcyjnej silników indukcyjnych. Zaprezentowano stanowisko, iż współczesna eksploatacja maszyn powinna być oparta na diagnostyce przewidywania awarii, a nie na naprawach i konserwacjach poawaryjnych, nie powinny być też wykonywane bez żąd-



Rys. 18. Schemat układu do przewidywania uszkodzeń silnika



Rys. 19. Schemat układu do ciągłego pomiaru wyładowań niezupełnych



Rys. 20. Widok wirnika generatora typu T3B z chłodzeniem wodnym

W referacie [10353] przygotowanym przez przedstawicieli *Power Machines* z Rosji prezentowana jest rodzina generatorów z pełnym chłodzeniem wodnym, o mocach do 1333 MVA. Generatory z takim rozwiązaniem pracują w rosyjskim systemie elektroenergetycznym od końca lat 60. ubiegłego wieku, natomiast największy generator tego typu T3B-1200-2A o mocy 1333 MVA został uruchomiony w 2012 roku. W trakcie dyskusji panelowej również inni zachodni przedstawiciele producentów generatorów wspominali, iż w przeszłości rozwiązania takie były stosowane także w innych krajach, jednak powszechne wprowadzenie chłodzenia wodorowo-wodnego wynika z dużej awaryjności rozwiązań z pełnym chłodzeniem wodnym, choć woda jako czynnik chłodzący jest bardziej wydajna od wodoru.

Najciekawsze w prezentowanym rozwiązaniu jest, będące zresztą przedmiotem patentu, rozwiązanie chłodzenia samopompującego wirnika generatora. Wirniki turbogeneratorów serii T3B nie mają połączeń hydraulicznych między uzwojeniem wirnika a wałem. Zamiast tego stosuje się tzw. samopompowy układ chłodzenia wodą. Końcówki wejściowe dla destylatu znajdują się w rzędzie kołowym o mniejszej średnicy, natomiast końce wylotowe w rzędzie kołowym o większej średnicy. Z górnego obwodu węzownicy destylat wpływa na wewnętrzną powierzchnię pierścienia spustowego, skąd jest odprowadzany do komory spustowej osłony.

Cechą turbogeneratorów dużej mocy z pełnym chłodzeniem wodnym jest również obecność na wirniku specjalnego uzwojenia tłumiącego, w postaci wydrą-

Tabela 2
Wymagania pracy generatora w zakresie zmiennych częstotliwości

Zakres częstotliwości, Hz	50,5 – 51,5	49,0 – 50,5	48,5 – 49,0	48,0 – 48,5	47,5 – 48,0
Maksymalny czas pojedynczej pracy	60 min	no limit	60 min	20 min	10 min
Łączny czas pracy w czasie całego życia generatora	4 h	60 lat	100 h	100 h	4 h

żonych miedzianych cewek z chłodzeniem wodnym umieszczonych bezpośrednio pod klinami w podłużnych żłobkach wirnika. Cewki uzwojenia tłumika w końcowych obszarach zwojów połączone są ze sobą miedzianymi segmentami.

Wysoka sprawność chłodzenia wodnego pozwoliła na zastosowanie uzwojenia tłumika, przy zachowaniu wymiarów wirnika maszyny chłodzonej wodorem. Uzwojenie tłumika służy do chłodzenia zewnętrznej powierzchni wirnika, pierścieni oporowych oraz powietrza w szczelinie generatora, zarówno w stanach pracy ustalonej, jak i dynamicznych stanach przejściowych.

Prezentowany generator o mocy 1333 MVA charakteryzował się bardzo dużym współczynnikiem dyspozycyjności wynoszącym 0,998 w czasie trzech pierwszych lat eksploatacji. W artykule [10354] przedstawiciele *Turbine Technology* i *GE* przedstawili rozwiązanie generatora o mocy 1252 MW, 1500 obr./min opracowanego dla bloków jądrowych, z reaktorami VVER-1200 i VVER TOI. W sumie 11 takich jednostek zostanie dostarczonych do bloków jądrowych w elektrowniach *Hanhikivi*, *Paks*, *El Dabaa* i *Akkuyu*.

Generator do elektrowni *Akkuyu* jest typu GIGATOP, jest to jednostka 4-biegowa o chłodzeniu wodno-wodorowym i następujących parametrach: 1251,9 MW 24 kV $\cos\phi = 0,9$.

Wymagania tureckiego operatora dotyczyły głównie możliwości pracy w zakresie zmiennych częstotliwości, jak w tabeli 2, pozostałe wymagania zgodne były z wymaganiami europejskimi IEC.

Podczas projektowania oraz produkcji generator przeszedł wiele testów i audytów, mających zapewnić spełnienie restrykcyjnych wymagań dla elektrowni jądrowej. Między innymi został opracowany model generatora, do badania metodą elementów skończonych, w celu potwierdzenia jego

właściwości sejsmicznych. Wymagana była odporność na trzęsienie ziemi o stopniu nie mniejszym niż 8 w skali MSP 64.

Interesujące jest przedstawione w referacie porównanie parametrów obliczeniowych generatora, w odniesieniu do wielkości pomierzonych w trakcie jego testów, jest ono przedstawione w tabeli 3.



Rys. 21. Elektrownia jądrowa *Akkuyu* – generator podczas testów

Tabela 3
Porównanie parametrów generatora obliczonych w czasie projektu z wielkościami pomierzonymi

Nazwa parametru	Różnica pomiędzy wartością obliczoną i pomierzoną, %	Tolerancja wg IEC, %
Sprawność, %	+0,7% całkowitych strat	+10% całkowitych strat
SCR	0%	±15%
X _d , p.u.	+0,5%	±15%
X' _d , p.u.	-2%	±15%
X'' _d , p.u.	-0,35%	±15%
X ₂ , p.u.	-0,7%	± 30%
X ₀ , p.u.	-16,7%	± 30%
J, kg·m ²	+1,5%	10%



Rys. 22. Wlot wodoru do pręta stojana, otwarty i z zaślepką transportową

W referacie [10432] przedstawiciele Indyjskiej firmy *NTCP* omawiają przypadek awarii generatora o mocy 800 MW, do której doszło w czasie jego uruchomienia. Wyłączenie generatora w trakcie awarii nastąpiło na skutek zadziałania zabezpieczenia od doziemienia uzwojenia stojana. Okazało się, że doszło do uszkodzenia końców prętów stojana na skutek ich przegrzania, a bezpośrednią przyczyną było nieusunięcie zaślepek transportowych wlotów chłodzących do prętów uzwojenia stojana. Pokazano to na rysunku 22.

Po tym przypadku producent generatora zainstalował podwójne czujniki RTD na każdej fazie i przy wlotach wodoru chłodzącego. Naprawa generatora trwała 3 miesiące i wygenerowało to straty sięgające 100 mln USD, głównie z powodu strat spowodowanych niewyprodukowaniem energii elektrycznej.

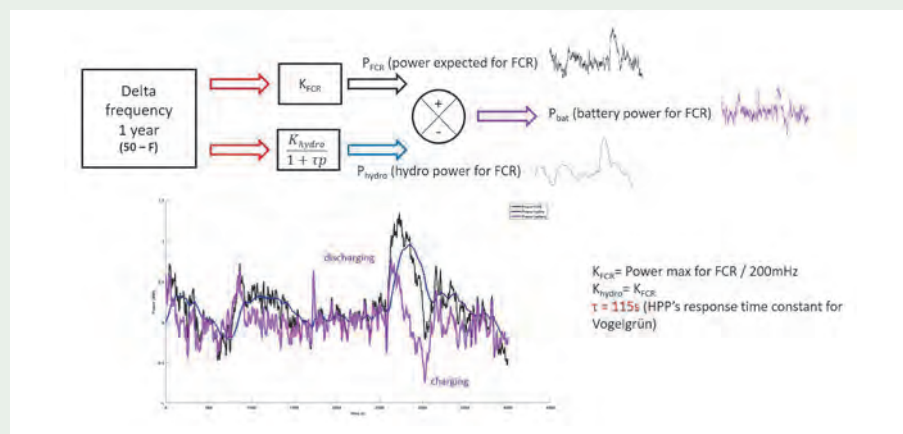
W artykule [10836] zaprezentowano wnioski z realizacji projektu *XFLEX Hydro* realizowanego w ramach programu *Horizon 2020*. Zadaniem projektu było zbudowanie demonstratora obejmującego elektrownie przepływową i mały magazyn energii BESS, tak aby zapewnić spełnienie usług regulacyjnych. Realizacja tych usług nie była możliwa przez przepływową elektrownię wodną z uwagi na konieczność bardzo szybkich odpowiedzi układu na potrzeby sieci. W ramach projektu pokazano, że możliwe jest wsparcie dla regulacji pierwotnej, przy jednoczesnej poprawie spodziewanego zużycia głównych komponentów elektrowni. Do projektu wybrana została Elektrownia Wodna *Vogelgrun* znajdująca się na Grand Canal d'Alsace, 80 km na południe od Strasburga. Jest ona eksploatowana przez *EDF*, składa się z czterech turbin Kaplana o całkowitej mocy 160 MW. Wszystkie 4 jed-

nostki przyczyniają się do podstawowej regulacji częstotliwości (FCR) z 5-procentowym statyzmem. Rosnące jednak wymagania w tym zakresie wiążą się z koniecznością jeszcze szybszej reakcji turbiny wraz z jej hydraulicznymi układami sterowania; urządzenia te ulegałyby wówczas dużo większemu zużyciu, co prowadziłoby do częstszych prac konserwacyjnych i związanych z tym przestoju. Aby temu zapobiec, dobrym i sprawdzonym rozwiązaniem w tym przypadku jest hybrydyzacja jednostki (instalacja BESS wraz z zintegrowanym układem sterowania). Aby koncepcja hybrydyzacji stała się ekonomicznie opłacalna, konieczne jest jednak zminimalizowanie rozmiaru baterii. W trakcie analiz obliczono kilka kluczowych wskaźników wydajności, takich jak zasięg FCR i starzenie się baterii. Wskaźniki te obliczone na podstawie różnych technologii akumulatorów i producentów pomogły porównać i wybrać rozwiązanie w ramach ograniczeń ekonomicznych i technicznych. Wyniki dla tego przypadku to moc BESS wynosząca

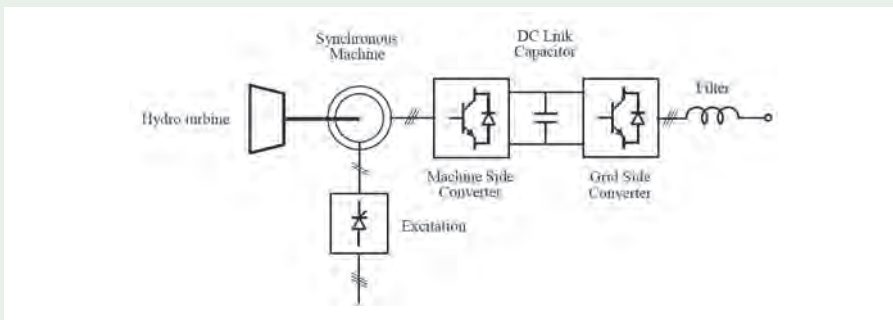
650 kW (17% całkowitego zakresu FCR). Wydaje się to najlepszym kompromisem między jego mocą znamionową a wymaganym wsparciem dla częstotliwości sieci. Jednocześnie technologia akumulatorów typu „Titanate” wykazuje bardzo dobrą odporność na starzenie się w przypadku takich zastosowań. Jednak cena za kWh takiej baterii jest dość wysoka.

Instalacja demonstracyjna została uruchomiona w 2021 roku. Zabrane doświadczenia pokażą, czy elektrownie przepływowe, których elastyczność jest mniejsza, dzięki instalacji niewielkiej baterii BESS mogą pełnić usługi regulacyjne. Zastosowane algorytmy, minimalizujące szybkie zmiany mocy czynnej przez turbiny Kaplana, zminimalizują ich zużycie mechaniczne, a przez to czas i częstotliwość remontów, przyczyniając się do większej ich dyspozycyjności i minimalizacji kosztów eksploatacji. Zasada działania hybrydowej elektrowni przepływowej z BESS pokazana jest na rysunku 23.

Model elektrowni szczytowo-pompowej, pracującej dzięki przekształtnikowi energoelektronicznemu ze zmienną prędkością obrotową, został przedstawiony w referacie [10863]. Model opisuje hydrogeneratory rzeczywistej elektrowni *Torrejón* w Hiszpanii, o mocy 4 x 32 MW, gdzie 2 jednostki zostały wyposażone w przetwornice, umożliwiające pracę maszyn ze zmienną prędkością obrotową i jednocześnie zmienną mocą czynną, w czasie pompowania.



Rys. 23. Przykład podążania za mocą oczekiwaną (linia czarna); moc z BESS (linia fioletowa); moc z elektrowni (linia niebieska)



Rys. 24. Schemat maszyny synchronicznej przyłączonej do sieci o zmiennej prędkości obrotowej poprzez przekształtnik o pełnym przetwarzaniu

W referacie zaprezentowano schematy blokowe przedstawionego na rysunku 24 rozwiązania. Schematy te obejmowały maszynę synchroniczną, przetwornicę energo-elektroniczną, a także turbinę wraz z regulatorem obrotów. Zaprezentowano wyniki symulacji opisanego modelu.

Opis skutków awarii polegającej na załączeniu do sieci stojącego generatora przedstawiony został przez firmę *Quartzelec* w referacie [11021]. Awaria doprowadziła do podwójnego zwarcia doziemnego i poważnych uszkodzeń łukowych, które obejmowały głębokie ubytki w żłobkach stojana, stopienie lub poważne odkształcenie ponad 20% miedzianego uzwojenia wirnika oraz poważne uszkodzenia pierścieni i klinów. Pomimo tak poważnych uszkodzeń, dzięki współczesnej technologii, możliwa była naprawa generatora, trwała ona 5 miesięcy, a koszty naprawy to 50% kosztów nowego generatora, mowa tu o generatorze 140 MW pracującym w Ghanie.

Ostatnim referatem zaprezentowanym przez firmę *Siemens* [11063] był referat opisujący zastąpienie instalacji CO₂ służącej do przewentylowania generatora – argonem. Technologia ta zmniejsza emisję CO₂, co pozwala chronić środowisko naturalne i pomaga osiągnąć cele

zeroemisyjności CO₂. Dodatkowo argon nie wymaga konwersji z postaci płynnej do gazowej, jak ma to miejsce w przypadku CO₂, wpływa to na istotne skrócenie procesu przewentylowania generatora. Zgodnie z przepisami bezpieczeństwa i normami międzynarodowymi, takimi jak IEC60034-3 czy IEEE C50.13, zabrania

się bezpośredniego wypierania powietrza wodorem lub wodoru powietrzem dla turbogeneratorów chłodzonych wodorem. Aby uniknąć niebezpiecznej mieszanki wodoru z powietrzem należy przeprowadzić tak zwany proces oczyszczania generatora gazem obojętnym, który nie podlega chemicznym reakcjom z wodorem; takimi właśnie gazami są tradycyjnie używane do tego CO₂ oraz proponowany w artykule argon. Według autorów pracuje już kilkadziesiąt instalacji, w których skutecznie wdrożono to rozwiązanie.

Podsumowanie

Przywołane referaty zostały opisane w stopniu szczegółowości zależnej od subiektywnej oceny autora artykułu. Ponieważ w ramach Komitetu A1 zaprezentowano jedynie 24 referaty, odniesiono się do wszystkich z nich. Szczególnie interesujące referaty starano się przedstawić dokładnie, jednak pełny tekst referatów dostępny jest na stronach CIGRE. We wszystkich trzech grupach tematycznych wyraźnie zauważyć można wpływ rozwoju energetyki odnawialnej i problemy z tym związane, takie jak zmniejszenie się inercji i większe wymagania dla ciągle pracujących jednostek konwencjonalnych w zakresie ich elastyczności pracy i regulacyjności.

Warto też odnotować, że w ramach sesji CIGRE 2022 prezentowane było bardzo ważne opracowanie grupy roboczej A1/C4.66 „TB 885 – Guide on the Assessment, Specification and Design of Synchronous Condenser for Power System with Predo-

minance of Low or Zero Inertia Generators”, które zajmuje się tematyką kompensatorów synchronicznych i ich zastosowania we współczesnych systemach elektroenergetycznych. Zdaniem autora, mimo zaprezentowania tego opracowania, tematyka kompensatorów synchronicznych była trochę zaniedbana w prezentowanych referatach, kompensatory synchroniczne wydają się rozwiązaniami bardzo potrzebnymi w systemach elektroenergetycznych i liczba ich instalacji będzie szybko wzrastać.

Popularną tematyką Komitetu A1 sesji 2022 były tematy związane z wykorzystaniem nauczania maszynowego, poprzez użycie algorytmów genetycznych oraz sieci neuronowych do analiz związanych z monitorowaniem i diagnozowaniem maszyn elektrycznych w czasie rzeczywistym.

Referaty przedstawione w ramach Komitetu są ciekawą propozycją pozwalającą zapoznać się z najnowszymi światowymi rozwiązaniami z dziedziny wirujących maszyn elektrycznych.

REFERATY KOMITETU STUDIÓW A1

PS1:

- [1] A1-10244. Bongil Koo*, Suchul Nam, Baekkyoung Ko, Sungbum Kang, Joon Han, Karam Han, Byeongseon Choi, *Performance Evaluation of Retrofitted Coal-fired Power Plant Simulation Model*.
- [2] A1-10430. Ashutosh K., Pandey*, Rajesh Kumar, Pankaj Kumar, Prashant Garg, M.M. Hassan, H.K. Chawla, N. Nallarasan, *A challenge faced in India by the Peak Load Stations with Nation's commitment of massive penetration of Renewables in the Generation Mix*.
- [3] A1-10431. Ravish Chandra Jha*, Suneet Mehta, Harshvardhan Senghani, *Case Study for Synchronous condenser Implementation*.
- [4] A1-10740. Ren Aoki*, Yoshihiro Kitauchi, *New Proposal of the Motor-Generator Set with Renewable Energy and Storage Battery*.
- [5] A1-10789. G.M. Giannuzzi, F. Palone, C. Pisani*, R. Zaottini, R. Puddu, B. Aluisio Terna S.p.A., *An innovative power system stabilization method with augmented inertia synchronous condensers*.

- [6] A1-10834. Mohamed Berriri, Stephane Braem, Hervé Biellmann*, Valentin Costan, Arnaud Buguin, Vincent Fernagut, *Robust Design of Nuclear Turbine-Generators and AVR's for increased penetration of renewables and HVDC lines in transmission grids.*
- PS2:**
- [7] A1-10114. Mohamed Fayez, *Alleviation of Subsynchronous Torque Oscillations in Series Compensated Power Grid Via Fuzzy Based Battery Energy Storage System.*
- [8] A1-10123. Marcos E. G. Alves i zespót, *Data Science and AI for On-line Diagnosis of rotating Machines from Pre-existing Sensors, with applications in Hydro Generators and Wind Generators.*
- [9] A1-10125. Paulo Roberto Moutinho de Vilhena i zespót, *Construction of the Partial Discharge Measurement History According to IEC 60034-27-2.*
- [10] A1-10310. Seong-Cheol Hwang*, Yong-Han Kim, *Review on Trend of Diagnostic factor as a Function of Thermal and Multi Ageing Time of 6.6 kV Rotating Machine Insulation System.*
- [11] A1-10355. Pavel Dergachev, Ekaterina Kurbatova, Pavel Kurbatov, *Features of electromagnetic processes and force interactions in turbogenerators when consuming reactive power.*
- [12] A1-10741. Kazuaki Ogura*, Go Kajiwara, Kenji Tanaka, *Preventive Maintenance Technology for Enhancement of Turbine Generator Reliability.*
- [13] A1-10742. Makoto Takanezawa i zespót, *On-line Partial Discharge Monitoring System for Diagnosis of Insulation Condition in Generators.*
- [14] A1-10862. Guillem Gil-Prieto*, José A. Antonino-Daviu, Daniel Tarín-Caballero, Pascual Mullor-Ruiz, Alfredo Quijano-López, *Automated tool for bearing fault diagnosis in induction motors, based on MCSA technique and machine learning algorithm.*
- [15] A1-10997. Prapapong Vangtook*, Panu Suwicharcherdchoo, Jarudate Vorasee, *Performance and Reliability of the Wind Turbines at Lam Takong Jolabha Vadhana Power Plant: A Review.*
- [16] A1-11138. Marcos Hisashi, Napoli Nishio-ka, Emerson Lima do Nascimento, Tiago Kaoru Matsuo, Weslen Silva dos Santos, *Anomaly Detection in Regulation Ring from Bulb Turbines using Deep Learning.*
- PS3:**
- [17] A1-10247. Yuanqi Tang*, Xianhe Shang, Chenjun Dai, *Research on Non-Invasive Condition Monitoring-Based Predictive Maintenance of Electric Motors.*
- [18] A1-10247. Oleg Antonyuk, Alexander Varlamov, Dmitry Zhukov, Nikolay Grishin, Alexander Migas, Vladimir Zheleznyak, Mikhail Roytgarts*, *Series of Powerful Water-cooled Turbine Generators.*
- [19] A1-10354. Evgeny Kadi-Ogly, Alexander Tsvetkov, Bouchra Wahdame, Philippe Meyer, Pascal Chay, Damian De-Rozario, *Features of Akkuyu NPP turbogenerators and factory test results.*
- [20] A1-10432. R.C. Jha, K. Nagesh*, *Failure of large turbo-generator during first Run-Case Study of Indian Power Utility.*
- [21] A1-10836. Jean-Louis Drommi, Gregory Pais, Christophe Nicolet, Christian Landry, *Increasing flexibility of historical power generation thanks to micro hybrid concept, the xflex hydro live demonstrator at vogelgrun HPP.*
- [22] A1-10863. Luis Rouco, Francisco J. Pérez-Thoden, *Fundamental Model of Full-power Converter Variable Speed Hydro Generators: Control and Simulation.*
- [23] A1-11021. Wojciech Betlej, Tony Croucher, *Damaged generator rotors: the economic and logistical benefits of repair over scrap-page.*
- [24] A1-11021. Uwe Eickelbeck, *Experience with CO₂ free Generator Operation.*



Aleksandra Rakowska
Politechnika Poznańska

Linie kablowe – Komitet Studiów B1

Insulated cables – Study Committee B1

W artykule scharakteryzowano tematykę poruszaną w referatach Komitetu Studiów Kable elektroenergetyczne (SC B1) CIGRE dotyczącą lądowych i morskich kabli, osprzętu oraz linii kablowych. W grupie PS1 *Uczenie się z doświadczeń* zajmowano się: projektowaniem, wytwarzaniem, technikami instalacji, eksploatacją, jakością, monitorowaniem, oceną stanu, testami diagnostycznymi, lokalizacją wad/defektów, modernizacją, zarządzaniem, procedurami uzyskiwania pozwoleń na nowe inwestycje kablowe itp. Tematyka w grupie PS2 *Przyszłe funkcjonalności i aplikacje* to: innowacyjne kable i systemy, rola i wymagania stawiane kablom elektroenergetycznym w sieciach jutra, przyszły wpływ Internetu Rzeczy, Big Data i Przemysłu 4.0 na systemy kabli elektroenergetycznych. Trzecia grupa artykułów związanych z PS3 *Dążenie do zrównoważonego rozwoju* była poświęcona takim tematom, jak: wyzwania środowiskowe mające wpływ na obecne i planowane systemy kablowe; względy bezpieczeństwa, bezpieczeństwo cybernetyczne i fizyczne; inicjatywy promujące dostęp do przystępnych cenowo, niezawodnych, zrównoważonych linii kablowych dystrybucyjnych i przesyłowych.

Słowa kluczowe: lądowe i morskie kable elektroenergetyczne, osprzęt, linie kablowe dystrybucyjne i przesyłowe, inwestycje kablowe

Characterized is the thematics addressed in the papers of the Study Committee B1 (SC B1) CIGRE – Insulated Cables and concerning land and submarine power cables, accessories and cable lines. In the group PS1 *Learning from experience* the works were conducted in the fields of design, production, installation technologies, operation, quality, monitoring, technical condition assessment, diagnostic tests, faults/defects location, modernization, management, procedures to obtain permits for new cable investments and so on. The main issues in the group PS2 *Future functionalities and applications* were innovative cables and systems, role of and requirements for power cables in future power networks as well as the future influence of Internet of Things, Big Data and Industry 4.0 on power cables systems. The third group of articles connected with PS3 *Towards Sustainability* was dedicated to such issues like environmental challenges having influence on the present and planned cable systems, safety reasons, cyber and physical security and also initiatives promoting access to affordable, reliable and sustainable distribution and transmission cable lines.

Keywords: land and submarine power cables, accessories, distribution and transmission cable lines, cable investments

Działalność Komitetu Studiów Kable elektroenergetyczne (SC B1) CIGRE dotyczy tematyki lądowych i morskich kabli, osprzętu oraz linii kablowych, a zakres prowadzonych prac i analiz obejmuje: teorię, projektowanie, wdrażanie, produkcję, instalację, badanie, eksploatację i pomiary oraz techniki diagnostyczne sieci kablowych AC i DC. Przewodniczącym SC B1 do sierpnia 2022 był Marco Marelli z Włoch, a na obecną kadencję został wybrany Geir Clasen z Norwegii. Od września 2020 sekretarzem SC B1 jest Matthieu Cabau z Francji. Obecnie SC B1 to: poza przewodniczącym i sekretarzem, 24 członków regularnych, 14 obserwatorów i 5 członków dodatkowych. Prace techniczne wykonywane są przez 3 grupy doradcze (*Advisory Groups*), 18 grup roboczych (*Working Groups*), 2 grupy zadaniowe (*Task Forces*) oraz 5 wspólnych grup roboczych (*Joint Working Groups*). W pracach SC B1 bierze udział około 400 ekspertów z całego świata, wśród których około 20% jest zaliczanych do

tw. *Next Generation Network*, czyli są to przedstawiciele studentów i młodych inżynierów z branży energetycznej.

Po przerwie spowodowanej pandemią, Sesję CIGRE 2022 zorganizowano w formie spotkania stacjonarnego (z możliwością opłaconego udziału on-line kilkunastu osób, które z powodów losowych nie mogły przyjechać do Paryża). W ramach SC B1 przyjęto do prezentacji podczas Spotkania Dyskusyjnego 53 referaty (gdy w 2012 roku było ich tylko 26). Każdy ze zgłoszonych referatów poddany był ocenie przez trzech recenzentów. Powołano czterech recenzentów generalnych i międzynarodową grupę ośmiu recenzentów (do tej grupy została powołana na recenzenta także autorka niniejszego artykułu i oceniała 14 prac). Po recenzjach około 80% nadesłanych referatów zostało zaakceptowane do publikacji. Ich Autorzy byli reprezentantami 23 państw. Najwięcej referatów zgłoszono z Norwegii (6), Francji (5), Szwecji (5) i Japonii (4). Podkreślić należy, że autorzy z Europy stanowili ponad 70%.

Sesja referatowa Komitetu Studiów B1, nazwana *Discussion Meeting*, odbyła się 31 sierpnia 2022 i skupiła od 240 do 300 uczestników. Dyskusja podzielona została na trzy części zgodne z przyjętymi preferowanymi tematami. Najwięcej referatów zakwalifikowano do pierwszego tematu PS1 *Uczenie się z doświadczeń* – Learning from experiences (35 referatów, autorzy z 23 państw). Drugi preferowany temat to PS2 *Przyszłe funkcjonalności i aplikacje* – Future functionalities and applications; tej tematyce poświęcono 12 referatów opracowanych przez autorów z dwunastu państw. Najmniej, bo tylko 3 referaty, opracowane przez przedstawicieli pięciu państw, zgłoszono do trzeciego tematu PS3 *Dążenie do zrównoważonego rozwoju* – Towards sustainability.

Charakteryzując poruszaną tematykę w poszczególnych grupach można podsumować, że w referatach w grupie PS1 zajmowano się: projektowaniem, wytwarzaniem, technikami instalacji, eksploatacją, jakością, monitorowaniem, oceną stanu,

testami diagnostycznymi, lokalizacją wad/defektów, modernizacją, zarządzaniem, procedur uzyskiwania pozwoleń na nowe inwestycje kablowe itp.

Tematyka w grupie PS2 to: innowacyjne kable i systemy – przekraczające dotychczasowe bariery w rozwoju, rola i wymagania stawiane kablom elektroenergetycznym w sieciach jutra, przyszły wpływ Internetu Rzeczy, Big Data i Przemysłu 4.0 na systemy kabli elektroenergetycznych.

Trzecia grupa artykułów związanych z PS3, mimo że najmniejsza, to poświęcona była również ważnym tematom, jak: wyzwania środowiskowe mające wpływ na obecne, planowane i przyszłe systemy kablowe; względy bezpieczeństwa, bezpieczeństwo cybernetyczne i fizyczne; inicjatywy promujące dostęp do przystępnych cenowo, niezawodnych linii kablowych dystrybucyjnych i przesyłowych.

Nie sposób przedstawić tematykę poruszoną we wszystkich referatach, dlatego skupiono się na przekazaniu informacji z wybranych. Warto rozpocząć od pierwszego referatu z pierwszej grupy referatów z PS1 *Learning from experiences*. Możemy pozazdrościć dynamicznego rozwoju sieci kablowej w Wielkiej Brytanii, co potwierdzono także w Broszurze Technicznej Nr 680, porównując dane o tzw. długich liniach kablowych wysokich i najwyższych napięć na świecie – sieć kablowa w Wielkiej Brytanii zdecydowanie zajmuje pierwsze miejsce w tym rankingu. Dodatkowo, w ostatnich latach w Londynie realizowany jest duży projekt wymiany wszystkich linii w tunelach ułożonych kablami o izolacji papier+olej na kable 400 kV o izolacji XLPE oraz instalowanie nowych linii w nowo budowanych tunelach. W większości tuneli są także inne instalacje, a często są to tunele metra. Dlatego ważne jest poznanie, w jakim stopniu linie kablowe w przypadku zwarcia będą powodowały zagrożenie pożarowe. Przeprowadzono bardzo szerokie badania laboratoryjne mające na celu ocenę możliwości rozprzestrzenienia się pożaru w przypadku wystąpienia zwarcia w jednej z faz i sprawdzano czy nie nastąpi podtrzymywanie pożaru i czy płomień mogą się rozprzestrzenić na sąsiednią fazę danej linii. Wyniki testów są optymistyczne,

bo wykazano, że tak nie jest i że w większości przypadków pożar sam się ugasił w czasie krótszym niż jedna godzina [1].

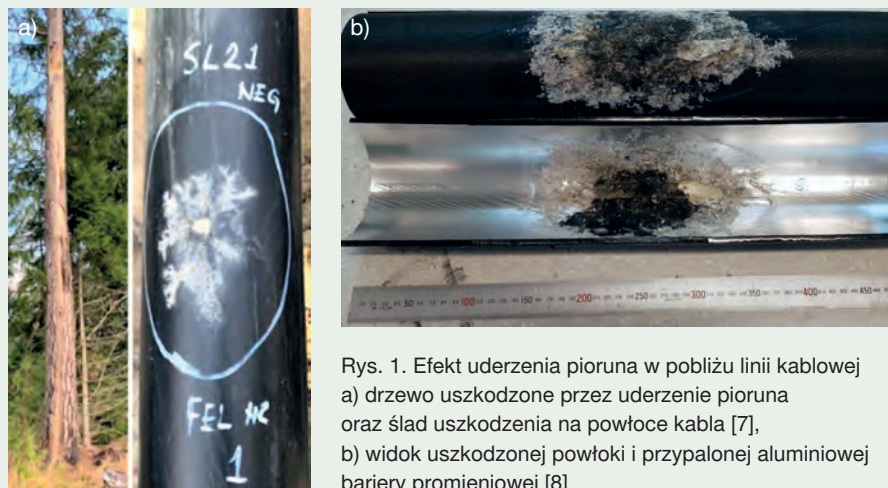
Z kolei dynamiczny rozwój generacji energii elektrycznej z morskich farm wiatrowych skłania do poszukiwania nowych, bardziej ekonomicznych rozwiązań spełniających coraz ostrzejsze wymagania środowiskowe. W referacie [3] zaproponowano nową konstrukcję kabla 66 kV dla linii łączących turbiny w szeregi (ang. *array cable*). Stosowanie żył miedzianych jest kosztowne, dlatego coraz częściej układa się kable z aluminiowymi żyłami roboczymi, co znacznie obniża koszt kabli. W proponowanej konstrukcji kabli trójżyłowych 66 kV z żyłą Al, poza standardowymi elementami zaproponowano zastąpienie powłoki ołowianej – ekranem metalicznym z drutów miedzianych (ang. *CWS Copper Wire Screen*) i warstwą np. półprzewodzącego polietylenu. Opracowano także nowe taśmy blokujące wodę morską. Wykonane zgodnie ze standardami IEC i broszurami technicznymi CIGRE testy potwierdziły w pełni spełnianie określonych wymagań przy ułożeniu tych kabli w liniach na głębokości do 100 m.

Budowa nowych morskich połączeń transgranicznych i transregionalnych wymaga instalowania coraz dłuższych linii kablowych na coraz wyższe poziomy napięć. Nie zawsze są to linie na napięcie stałe, często inwestorzy decydują się zastosować długie linie napięcia przemiennego. Przykład ulepszenia technologii produk-

cji kabli morskich AC na napięcie 500 kV przedstawiono w [4] i dotyczy to opracowania nowej metody odgazowywania po wytłoczeniu długich odcinków kabli najwyższych napięć o izolacji XLPE, mającej na celu dodatkowe polepszenie jakości układu izolacyjnego. Wyniki przeprowadzonego testu TGA (ang. *Thermogravimetric Analysis Tests*) potwierdziły skuteczność zaproponowanej procedury tego procesu i określania warunków oraz optymalnego czasu odgazowywania izolacji po procesie sieciowania. Analiza symulacyjna oparta na wynikach testu pozwoliła na określenie czasu odgazowania dla określonych długości odcinków tzw. ośrodka kablowego (żyła + ekran półprzewodzący + izolacja + ekran półprzewodzący).

Zaobserwowane przypadki uszkodzenia linii kablowych w przypadku uderzenia pioruna w pobliżu linii spowodowało podjęcie badań mających na celu ocenę ryzyka wystąpienia takich zdarzeń. Z przeprowadzonych badań terenowych na linii dwutorowej HVDC ± 300 kV potwierdziło się przypuszczenie, że przyczyną obserwowanych uszkodzeń było uderzenie pioruna w ziemię, czyli uderzenia pioruna w drzewo będące w pobliżu linii (rys. 1a).

Wykonane badania laboratoryjne na modelach linii wykazały przebiecia o podobnym charakterze, jakie zaobserwowano w kablu pobranym z uszkodzonej linii kablowej. Wytrzymałość na przebiecie powłoki uzyskana w badania laboratoryjnych z udarem piorunowym odpowiada



Rys. 1. Efekt uderzenia pioruna w pobliżu linii kablowej a) drzewo uszkodzone przez uderzenie pioruna oraz ślad uszkodzenia na powłoce kabla [7], b) widok uszkodzonej powłoki i przypalonej aluminiowej bariery promieniowej [8]

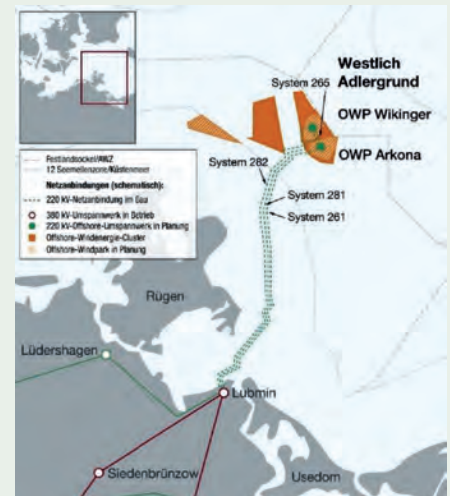
wytrzymałości na przebicie zastosowanej w modelu użytym do analizy i oszacowania ryzyka. Do tej pory piorun rozpatrywany był głównie z punktu widzenia przepięć obciążających izolację główną kabla, a problem ten rozwiązywany był poprzez koordynację izolacji i ochronę zapewnioną przez ograniczniki przepięć. Dotychczas ryzyko uszkodzenia kabli w wyniku uderzenia pioruna w ziemię w pobliżu linii kablowej nie było analizowane i nie poświęcono mu wystarczającej uwagi.

Ryzyko uszkodzenia kabla w wyniku bezpośredniego uderzenia pioruna zostało udokumentowane w literaturze, jednak badania te koncentrowały się przede wszystkim na kablach telekomunikacyjnych i kablach elektroenergetycznych średniego napięcia. W pracach tych proponowano zastosowanie przewodów ekranowanych układanych równoległe z kablami podziemnymi. Problem zagrożenia pracy linii kablowych przez wyładowania piorunowe w pobliżu linii są szczególnie ważne w Szwecji i innych krajach skandynawskich ze względu na fakt, że rezystywność gruntu jest na tych terenach na ogół wysoka ze względu na obecność podłoża skalnego z granitu i gnejsu (skały metamorficznej). Dla porównania typowe rezystywności gleby mieszczą się w przedziale 100-500 Ωm , jednak w Szwecji większość gruntów wykazuje rezystywności powyżej 2500 Ωm . Możliwe jest jednak uzyskanie odpowiedniej ochrony za pomocą konfiguracji przewodów ekranujących nawet w tak trudnych warunkach, jakie panują w Szwecji [7].

Również w referacie [8] zajęto się problemem uszkodzeń kabli przez wyładowania piorunowe w pobliżu linii kablowych. Inspiracją do podjęcia tego tematu było powstanie kilku uszkodzeń kabli 20 kV na 20-metrowym odcinku trasy kablowej zlokalizowanej na terenach wiejskich. Niektóre z zanotowanych uszkodzeń to ledwo widoczne nakłucia na powłoce kabli, ale inne to poważne przypalenie powłoki kabla, folii aluminiowej (stanowiącej barierę promieniową) i drutów żyły powrotnej (rys.1b). Podczas badania tych kabli stwierdzono również wnikanie wody, ale izolacja kabla nie była uszkodzona. W długich podziemnych liniach kablowych nie można lekce-

ważyć ryzyka uszkodzenia powłoki przez bezpośrednie uderzenie w ziemię. W zależności od rezystywności gruntu i lokalnej częstotliwości uderzeń, liczba potencjalnie niebezpiecznych uderzeń może osiągnąć niedopuszczalny poziom. Zmiana grubości powłoki kabla może zmniejszyć ryzyko uszkodzenia tylko w niewielkim stopniu. W referacie podjęto próbę oceny ryzyka wystąpienia tego typu uszkodzeń opartą na pomierzonych wartościach rezystywności gruntu na trasie linii kablowej oraz na opracowanej mapie częstości wystąpienia wyładowań piorunowych. Rozważano także metody mające na celu obniżenie ryzyka uszkodzenia kabli przez uderzenia piorunów w pobliżu projektowanych linii, jak np. zainwestowanie w odpowiednie zabezpieczenia w najbardziej zagrożonych odcinkach trasy kablowej (zastosowanie przewodów ekranujących lub innych konstrukcji metalowych można uznać za elementy ochronne), albo wręcz dokonanie zmiany trasy linii z ominięciem obszarów o największej intensywności zanotowanych w ostatnich latach wyładowań piorunowych.

Problem ten jest bardzo aktualny, wystarczy spojrzeć na zwiększającą się w ostatnich latach ilość burz na obszarze Szwecji. Autorzy przeprowadzili symulację oddziaływania na kable ułożone w ziemi przez uderzenie pioruna w pobliżu tego kabla. Przyjęto model półkuli do odwzorowywania zachodzących zjawisk i zastosowano metodą elementów skończonych 3D dla przypadku, gdy pojedynczy kabel jest zakopany na głębokości 1,2 m. Symulacja pozwoliła dla tego przypadku ustalić, przy jakiej maksymalnej bocznej odległości od kabla uderzenie może spowodować naprężenie elektryczne w powłoce kabla przekraczające 50 kV/mm (stan przebicia), czyli zdefiniować szerokość korytarza ryzyka dla określonych parametrów pioruna. Rozważania te potraktowano jako pierwsze podejście do rozwiązywania tego problemu, wskazując na konieczność prowadzenia dalszych badań, tym bardziej że pioruny mogą przemieszczać się w glebie w nieprzewidywalny sposób i mogą zagrażać systemowi kablowemu z większej odległości niż obliczono w wyniku przeprowadzonej symulacji [8].



Rys. 2. Ogólny widok CWA1 z trzema liniami kablowymi eksportowymi i połączeniem między farmą *Wiking* i *Arkona* (mapka z fazy projektowej) [12]

Cluster Westlich Adlergrund (CWA) to obszar na Morzu Bałtyckim, na którym już obecnie zlokalizowane są dwie pierwsze morskie farmy wiatrowe *Wiking* i *Arkona* – CWA1 (rys. 2). Farma *Wiking* (turbiny 5 MW, moc zainstalowana 350 MW) rozpoczęła produkcję energii elektrycznej w 2018 roku, a MFW *Arkona* (turbiny 6 MW, moc zainstalowana 360 MW) w 2019 [12]. Linie kablowe o długości około 100 km łączące farmę *Wiking* ze stacją elektroenergetyczną *Lubmin* oznaczono 281 i 282, a z farmą *Arkona* – 261. Jest także linia kablowa 265 łącząca obie platformy.

Kable eksportowe na całej długości w swej konstrukcji wyposażone są w światłowody, zapewniające monitorowanie temperatury kabla DTS (ang. *Distributed Temperature Sensing*), z rozdzielczością przestrzenną 5 m i powtarzalnością temperatury 1,5°C (1 s) w ciągu 10 minut. Wszystkie kable eksportowe 220 kV monitorowane są za pomocą siedmiu systemów BOTDA (ang. *Brillouin optical time-domain analysis*), a w połączeniu kablowym krótszym, czyli w linii 265 – monitoring temperatury oparty jest na systemie DTS Ramana, czyli na teorii Ramana. Korzystając z systemów RTTR (ang. *Real Time Thermal Rating*) w sposób ciągły obliczających temperaturę kabli (biorąc pod uwagę aktualne obciążenie, historię

obciążenia, warunki termiczne i inne czynniki) na podstawie wyników uzyskanych z systemów DTS uzyskuje się wartości rzeczywiste w danym momencie. Obliczenia z RTTR pokazały, że temperatura żyły kabla reaguje dynamicznie na obciążenie i jest pod silnym wpływem rocznych wahań temperatury dna morskiego. Ocena stanu kabla na podstawie temperatury żyły kabla jest skutecznym sposobem zapewnienia bezpiecznej pracy kabla, umożliwiając jednocześnie obliczenia wartości obciążeń w sytuacjach awaryjnych. W analizowanej inwestycji CWA1 zastosowano jeden z najdłuższych i najbardziej złożonych połączeń systemu monitoringu DTS i RTTR; demonstruje wszechstronność technologii i jej przydatność w branży morskiej energetyki wiatrowej [12].

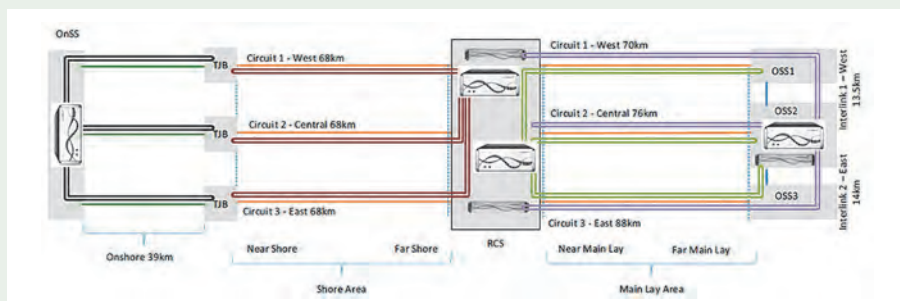
Temat monitoringu temperatury linii kablowych łączących morskie farmy wiatrowe z lądem opisano także w referacie [13]. Tym razem dotyczyło to farmy offshore *Hornsea one* (HOW1) oddanej do eksploatacji w 2019 roku (174 turbin/7 MW, 1218 MW). Obecnie jest to druga co do wielkości na świecie morska farma – druga, ponieważ w roku 2022 oddano do eksploatacji największą obecnie farmę morską HOW2 *Hornsea two* (165 turbin 8 MW). Farma HOW1 znajduje się około 120 km od brytyjskiego wybrzeża Yorkshire, obejmuje obszar większy niż 400 km² i ma trzy podstacje morskie OSS (ang. *offshore substations*), z których każda jest podłączona do dedykowanego kabla eksportowego prądu przemiennego jako połączenie ze stacją elektroenergetyczną na lądzie (OnSS). Dodatkowo, pierwsza tego rodzaju morska stacja kompensacji mocy biernej RCS (ang. *reactive compensation station*) została zainstalowana w pobliżu środka sekcji kabli eksportowych w celu kompensacji mocy biernej generowanej w tak długiej linii przesyłowej prądu przemiennego. Liniami kablowymi połączono także podstacje morskie między sobą.

Do wyprowadzenia energii z farmy wiatrowej zastosowano trzy równoległe ułożone kable 3-fazowe 220 kV z izolacją XLPE, połączone z odpowiednim OSS – dla linii wschodniej i zachodniej były to kable z żyłami Cu 1000 mm², a dla linii centralnej z żyłami

Cu 1200 mm². Do połączenia pomiędzy OSS zastosowano kable o jeszcze mniejszym przekroju żyły roboczej Al, bo równym 950 mm². Każdy kabel eksportowy jest wyposażony w dwa kable światłowodowe FOC (ang. *Fiber Optic Cable*). Odcinek lądowy linii eksportowej to kable przeważnie bezpośrednio zakopane w ziemi, z niektórymi sekcjami chronionymi rurami z polietylenu (PE). Konstrukcja kabla to żyła Al o przekroju 1600 mm², izolacja z XLPE, spawany aluminiowy ekran/bariera promieniowa przeciwwilgociowa i osłona z PE. Pomiar temperatury zainstalowany jest w sumie w całej sieci kablowej 220 kV. Systemy BOTDA (ang. *Brillouin optical time-domain analysis*) zostały zainstalowane na lądzie, na RCS i na jednym z OSS, w celu jak największej centralizacji infrastruktury czujnikowej przy jednoczesnym zapewnieniu pomiarów na wszystkich odcinkach kabli. Przy czym dla

najdłuższych tras zastosowano wzmocnienie optyczne na końcu pętli, aby zagwarantować wystarczającą jakość sygnałów. Systemy są skonfigurowane z rozdzielczością przestrzenną 3 m i czasem pomiaru około 15 min, dzięki czemu na całej trasie kablowej temperatura jest mierzona 4 razy na godzinę. Na rysunku 3 schematycznie pokazano miejsca zainstalowania systemów BOTDA oraz wzmacniaczy [13].

Jak ważne jest kontrolowanie temperatury w kablach ułożonych w przepustach/rurach wypełnianych różnymi materiałami w odcinkach linii wykonanych metodą przewiertów poziomych HDD (ang. *Horizontal Directional Drilling*) wykazano w referacie [20]. Ważny jest kształt profilu ułożenia linii, sposób wypełnienia przepustów i głębokość, na której znajduje się linia kablowa WN. Analizowano między innymi przypadki scharakteryzowane w tabeli 1.



Rys. 3. Trasa i długość eksportowych linii kablowych, lokalizacja systemów BOTDA i wzmacniaczy [13]

Tabela 1

Charakterystyka analizowanych linii [20]

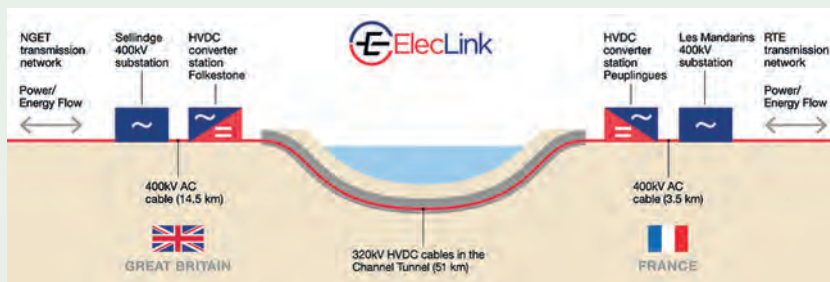
Rodzaj linii kablowej	Typ monitoringu	Max głębokość HDD, m	Długość HDD, m	Wypełniacz termiczny	Najgorsza rezystancja termiczna gruntu, Km/W
150 kV	ciągły DTS/RTTR od 2015 r.	10,3	281	betonit	0,50
		5,9	42	betonit	1,00
		5,35	59	betonit	0,66
380 kV	ciągły DTS/RTTR od 2013 r.	10,4	513	woda	1,20
		8,4	635	woda	1,10
		21,5	686	woda	0,90
150 kV	DTS zainstalowany tymczasowo	42,0	1105	woda/powietrze	0,95
		25,6	338	woda/powietrze	0,98
		25,7	530	woda/powietrze	0,80

We wnioskach podkreślono, że zaproponowana metoda modelowania obrazu termicznego dla różnych konfiguracji tego typu linii kablowych jest bardzo ważna, bo pozwala przewidzieć możliwość wystąpienia lokalnych hot-spotów i ocenić, jak jest silny wpływ zastosowanego materiału wypełniającego przepusty oraz prawdziwości wykonania tej czynności.

Przykładem nowego morskiego połączenia transgranicznego jest linia ElecLink pomiędzy Francją a Wielką Brytanią. Budowę linii HVDC 1000 kV o długości 32 km rozpoczęto w 2017 roku, a zakończono w maju 2022. Realizacja tego projektu była unikatowa w swoim rodzaju, ponieważ linia kablowa zainstalowana jest w powietrzu w tunelu kolejowym pod kanałem La Manche w pobliżu jadącego pociągu. Sprawia to, że standardowe jak i nadzwyczajne czynności eksploatacyjne są niezwykle utrudnione i... kosztowne, ponieważ każda interwencja wymaga wstrzymania ruchu kolejowego na znaczący czas. Dlatego linia ElecLink jest, jako pierwsza w historii, wyposażona w system wykrywania wyładowań HVDC – rysunek 4.

System ten został w pełni opracowany, zaprojektowany, zbudowany i zainstalowany specjalnie dla tej linii w celu przewidzenia nadchodzących problemów, zminimalizowania zakłóceń w ruchu pociągów i skrócenia czasu trwania przestoїв, zmniejszając w ten sposób ryzyko awarii i wynikających z niej nieplanowanych przestoїв [22]. Cel ten osiąga się nie tylko dzięki monitorowaniu wyładowań HVDC, ale także dzięki monitorowaniu temperatury w czasie rzeczywistym systemami DTS i RTTR oraz monitorowaniu sygnałów akustycznych z wykorzystaniem systemu DAS (ang. *Distributed Acoustic Sensing*).

W części lądowej linie kablowe dodatkowo wyposażone są w ograniczniki ograniczające prąd płynący w powłoce kabli oraz monitoring pozwalający oceniać wielkość prądu pomiędzy powłokami kabli a ziemią. Wdrożenie tych wszystkich systemów kontrolnych zwiększa niezawodność działania linii kablowej, wspiera operatora w optymalizacji planowania konserwacji oraz skraca przestoje w przypadku wy-



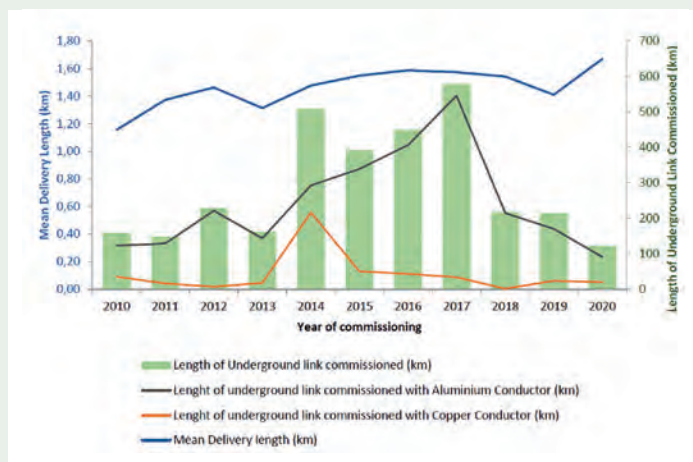
Rys. 4. Schemat linii ElecLink [22]

stąpienia awarii linii [22]. Monitorowanie poziomu wyładowań HVDC jest bardzo ważnym problemem ze względu na wyjątkowo dynamicznie wzrastającą liczbę połączeń morskich i lądowych napięcia stałego oraz pokonywanie kolejnych rekordów długości tych linii. Artykuł [23] jest rozszerzeniem tematyki opisanej w [22] – ale w nim skupiono się na opisie działań, których celem było opracowanie systemu monitoringu w linii HVDC, z uwzględnieniem możliwości wyeliminowania wpływu na pomiary zakłóceń generowanych przez przejeżdżające pociągi w pobliżu linii kablowej.

W celu obniżenia kosztów i poprawy niezawodności podziemnych systemów kablowych francuski operator sieci przesyłowej od kilku lat pracuje nad zwiększeniem długości układanych odcinków kabli pomiędzy dwoma mufami [26]. Średnia długość rozciąganej odcinka kabli we Francji wzrosła w ostatniej dekadzie o 40%. Przykładowo, w linii kablowej 90 kV o długości 38 km osiągnięto nawet średnią

długość układanego w jednej operacji odcinka wynoszącą aż 2984 m, a maksymalna długość dostarczonego odcinka z fabryki kabli z żyłami Al wyniosła 3700 m. Linia ta o nazwie *Fleac Villegats* została oddana do eksploatacji w 2020 roku. Wcześniej, bo w roku 2014 w linii *Boutre Trans* 225 kV o długości 65 km ułożono odcinek kabli z żyłami 2500 mm² Cu o maksymalnej długości 1330 m (średnia długość odcinków dla tej linii wynosiła 930 m). Jednym z pierwszych kroków była współpraca OST z producentami kabli w celu zwiększenia rozmiarów bębnow kablowych, a tym samym zwiększenie długości dostarczanych odcinków kabla. Konieczne było w tej sytuacji określenie, już w zamówieniach, wymaganej siły uciążu kabla dopasowanej do długości dostarczanego odcinka kabla na bębnie kablowym.

Na rysunku 5 przedstawiono średnią długość odcinków dostarczanych na miejsce budowy linii kablowej i całkowitą długość linii kablowych oddanych do eksploatacji w latach 2010-2020.



Rys. 5. Średnia długość odcinków dostarczanych na miejsce budowy linii kablowej i całkowita długość linii kablowych oddanych do eksploatacji w latach 2010-2020 [26]

W 2010 roku opracowano narzędzie obliczeniowe, aby zapewnić bezpieczniejsze ciągnięcie, a narzędzie to cały czas jest ulepszane z wykorzystaniem danych eksperymentalnych i badań tribologicznych. Badania tribologiczne pozwalają na ocenę charakteru tarcia, odporności na zużycie przez tarcie oraz określenie współczynnika tarcia współpracujących ze sobą materiałów. Francuski OSP opracował czujnik siły uciągu, aby rejestrować wartość siły bezpośrednio na głowicy ciągnącej kabel (rys. 6). Opracowanie czujnika siły ciągnięcia, który przesyła dane w czasie rzeczywistym, pozwala operatorom na bieżąco monitorować siłę ciągnięcia kabla podczas układania przy pomocy wciągarki [26].



Rys. 6. Czujnik sił uciągu [26]

Najdłuższe na świecie połączenie kablowe HVDC między Wielką Brytanią a Norwegią zostało opracowane jako wspólny projekt *National Grid* i *Statnett SF*. Główne elementy North Sea Link to 2 x 720 km morskiego kabla HVDC o izolacji papier+syciwo, o napięciu 525 kV [30]. Ze względu na wymagane warunki przyłączeniowe do norweskiego systemu elektroenergetycznego, zdecydowano budowę stacji przekształtnikowej zlokalizować w Kvilldal – mimo że lokalizacja ta jest dość odległa od brzegu morskiego i znajduje się na zboczu dużego, słodkowodnego jeziora Suldal Lake. Konieczne stało się ułożenie kabla morskiego na dnie tego jeziora, maksymalna głębokość wody na trasie linii kablowej wynosi około 210 m, a część linii przecinająca jezioro jest o długości około 2700 m. Jezioro znajduje się około 70 m nad poziomem morza i nie ma dostępu do drogi wodnej dla statku. Dodatkowo transport lądowy jest ograniczony do normalnego transportu drogowego, często ograniczonego przez

trudną topografią w tej części Norwegii. Oba kable poprowadzono w tunelu serwisowym do brzegu jeziora – nachylenie tunelu serwisowego wynosiło 70 m na długości równej 2300 m. Na jeziorze zaprojektowano i zmontowano w pełni samonośne stanowisko do układania kabli (*Cable Work Platform CWP*), składające się wyłącznie z części, które nadawały się do transportu drogowego w Norwegii (rys. 7). Wybrana procedura polegała na nawinięciu kabla o długości 2700 m na platformę roboczą, a następnie holowaniu platformy przez jezioro po zaplanowanej trasie w trakcie instalacji kabla. W referacie opisano szczegółowo zastosowane rozwiązania inżynierijno-techniczne oraz planowanie prac i wnioski z ich realizacji [30].

Inne spektakularne rozwiązania linii kablowych to planowane w Niemczech zbudowanie kilku ziemnych linii kablowych HVDC o długości do 700 km. Są to „korytarze energetyczne” mające na celu przesyłanie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, zlokalizowanych na północy kraju do ośrodków przemysłowych skupionych na południu [33]. Niemieccy operatorzy sieci przesyłowej wspólnie zdecydowali o zastosowaniu do nich napięcia 525 kV DC, aby jeden system kablowy miał zdolność przesyłową 2 GW [2]. Jednak wystąpienie nieplanowanych wyłączeń w liniach o tak dużych zdolnościach przesyłowych może stanowić duży problem dla systemu elektroenergetycznego. Dlatego niezwykle ważne jest, aby móc szybko zlokalizować ewentualne uszkodzenia lub w najlepszym wypadku móc zidentyfikować z wyprzedzeniem rozwijające się awarie i zapobie-

gać im/naprawiać podczas planowanych przerw w pracy. W referacie opisano związane z tym wyzwania i przedstawiono rozwiązanie dla monitorowania pracy całego systemu kablowego [33].

Obserwuje się zwiększającą się liczbę linii kablowych ułożonych kablami nadprzewodnikowymi oddawanych do eksploatacji w różnych krajach na całym świecie. Dlatego nie dziwi, że referaty dotyczące wykorzystania zjawiska nadprzewodnictwa znalazły się w grupie tematycznej PS2 – *Przyszłe funkcjonalności i aplikacje*. Oddawane kolejne linie z kablami, w których żyły robocze to wysokotemperaturowe nadprzewodniki (ang. *High Temperature Superconducting HTS*) – to przede wszystkim przełamywanie kolejnych barier dotyczących długości linii i zwiększających się zdolności przesyłowych, poprzedzanych szerokimi badaniami na prototypach danego rozwiązania [37].

Kolejnym takim przykładem jest pierwsza rosyjska linia kablowa HTS napięcia stałego, która zostanie zainstalowana w systemie elektroenergetycznym Sankt Petersburga pomiędzy stacją 330 kV i stacją 110 kV, w gęstej zabudowie miejskiej [38]. Długość kabla wynosi 2,4 km, a droga przesyłu medium chłodzącego, czyli ciekłego azotu to około 5,0 km. Parametry tej linii są rekordowe w porównaniu z istniejącymi na świecie liniami kablowymi HTS, a główne jej parametry to: moc 50 MW, napięcie robocze 20 kV DC, prąd znamionowy 2500 A, temperatura pracy 66-80K, wydajność układu chłodzenia 14,5 kW przy 70K, przepływ ciekłego azotu 0,1-0,6 kg/s, ciśnienie ciekłego azotu do 1,4 MPa.



Rys. 7. Stanowisko do układania kabli przez jezioro Suldal oraz tunel serwisowy podczas przeciągania kabla [30]

Analiza trybów pracy systemu kriogenicznego jest interesująca z dwóch punktów widzenia: wyboru optymalnego trybu dla normalnych warunków pracy oraz wyboru trybu maksymalnego przepływu ciepła do obiegu w systemie kriogenicznym. Przeprowadzone testy na pełnowymiarowej linii kablowej HTS DC wykazały jej sprawność i pozwoliły na wybór trybów wstępnego ochłodzenia i uzyskania stabilizacji temperatury na całej długości linii. Określono warunki normalnego i maksymalnego trybu pracy systemu kriogenicznego linii kablowej HTS. Załączenie tej linii kablowej HTS do sieci elektroenergetycznej w Petersburgu planowane jest na 2023 rok.

Sektor energetyczny przechodzi bezprecedensowe przejście w kierunku zrównoważonych i czystszych źródeł wytwarzania energii elektrycznej. Wynika to głównie ze zmian klimatu i świadomości społecznej oraz czynników techniczno-ekonomicznych. Jednym z kluczowych elementów umożliwiających dekarbonizację światowej energetyki jest system przesyłu energii z odnawialnych źródeł energii do obszarów przemysłowych, czyli budowanie długich linii HVDC. Od momentu opracowania technologii produkcji kabli na napięcie ± 525 kV i ± 640 kV z izolacją wytłaczaną i osiągnięciu zdolności przesyłowej linii ułożonej takimi kablami na poziomie 2,5-3,0 GW – energia elektryczna może być przesyłana z odległych źródeł zielonej energii, przy zachowaniu niskich strat przesyłowych, do terenów, na których jest konieczna [39].

Ze względu na dużą dostępność wiatru na Morzu Północnym Niemcy uruchomiły duże inwestycje w sieć energetyczną kraju. Jak wspomniano, ma to na celu przesyłanie zielonej energii z północnych Niemiec do ośrodków przemysłowych w południowych Niemczech. Dzięki większej zdolności przesyłowej i niższym stratom związanym z wyższymi napięciami system kabli o izolacji XLPE-DC ± 525 kV został wybrany jako preferowane rozwiązanie przesyłu energii przez niemieckich operatorów systemów przesyłowych. W przeciwieństwie do systemu kablowego 320 kV, który już funkcjonuje, dla systemu kablowego ± 525 kV nie zebrano jeszcze wielu informacji i doświadczeń dotyczących eksploatacji tego typu linii [39, 40].

Aby zapewnić niezawodność takiego systemu kablowego w warunkach eksploatacyjnych odbiorcy kabli zażądali specjalnego badania prekwalitycyjnego (ang. *Prequalification Test PQ*), w którego procedurze badania – sekwencje testów były takie same, jak w międzynarodowych normach i zaleceniach, jednak warunki otoczenia badanego kabla zostały dostosowane do odtworzenia realnych warunków ułożenia kabli. W tym teście kabel został ułożony w różnych sekcjach: w przepustach, w piasku, w tunelu i w otwartej przestrzeni, aby odtworzyć wszelkie możliwe warunki instalacji kabli HVDC. Podczas tego testu stwierdzono, że odcinek kabla umieszczony w przepuście/rurze nagrzewał się najmocniej, tak bardzo, że należało obniżyć obciążalność badanego kabla, aby nie doprowadzić do przegrzania izolacji w tej sekcji. Stwierdzono, że na podstawie zarówno eksperymentu, jak i symulacji próba odtworzenia realistycznych warunków instalacji w środowisku laboratoryjnym nie jest w pełni zgodna z wymaganiami norm. Standardowy test PQ to 360-dniowy test wytrzymałościowy przy maksymalnej dopuszczalnej temperaturze żyły roboczej kabla. Wiadomo, że prawdopodobieństwo awarii w systemie kablowym wzrasta wraz z długością kabla, dlatego międzynarodowe normy i zalecenia do badań wymagają odcinka kabla o długości ok. 100 m, aby symulować przynajmniej niewielką objętość kabla. Jak pokazano w specjalnym teście PQ, tylko najgorętszy odcinek, czyli odcinek kabla umieszczony w przepuście/rurze, osiągnął najwyższą temperaturę żyły, a ponieważ temperatura jest dominującym czynnikiem starzenia się izolacji, konieczne było obniżenie obciążenia. Podsumowując stwierdzono, że z punktu widzenia kontroli temperatury żyły kabla, tak zwany standardowy test PQ przeprowadzony w kontrolowanym środowisku laboratoryjnym czyni ten test bardziej wymagającym i kwalifikuje system do szerszego zakresu działania niż założony, rozbudowany test PQ [39].

Koszt energii elektrycznej uzyskiwanej z morskiej energii wiatrowej zmalał w ciągu ostatniej dekady, nadal jednak, w kontekście transformacji energetycznej, nadrzędne znaczenie ma dalsze obniżanie kosztów wy-

tworzania energii z farm offshore [45]. Projekt CELT4Wind ma na celu przyczynienie się do niezbędnej redukcji kosztów poprzez ukierunkowanie na znaczne oszczędności inwestycyjne, ze szczególnym uwzględnieniem oszczędności na kablu eksportowym służącym do przesyłu energii elektrycznej z morskiej farmy wiatrowej. Ten kabel rzeczywiście zachowuje bardzo dużą bezwładność cieplną, co oznacza, że może minąć kilka lub więcej dni eksploatacji linii kablowej z pełną mocą, zanim kabel ten osiągnie maksymalną dopuszczalną temperaturę, która jest czynnikiem ograniczającym transmisję energii. W związku z tym kilku operatorów systemów przesyłowych (OSP), którzy są obecnie odpowiedzialni za zarządzanie liniami eksportowymi z farm offshore, zaproponowało, aby rozważyć możliwe wykorzystanie tego zjawiska, maksymalizując w ten sposób wytwarzanie energii przy identycznej infrastrukturze elektrycznej. W artykule podkreślono także i inne aspekty mogące zmniejszyć koszt energii elektrycznej z farm offshore. Między innymi zwrócono uwagę, że w optymalnym zarządzaniu energią z morskich farm wiatrowych konieczne jest zbalansowanie tworzenia oceny przeszacowanej i oceny dynamicznej. W optymalnym zarządzaniu pracą morskich farm wiatrowych konieczna jest poprawa jakości prognozowania cen energii dnia następnego i niezbilansowania, w uzupełnieniu do prognozy produkcji, co może przynieść znaczące korzyści dla operatora [45].

Z kolei w referacie [48] zajęto się tematem wykorzystania wysokowydajnego elastomeru termoplastycznego HPTE (ang. *High Performance Thermoplastic Elastomer*) nie tylko w układach izolacyjnych kabli napięcia przemiennego, ale także w zastosowaniu w kablach napięcia stałego. Izolacja ta, na bazie polipropylenu, jest stosowana m.in. w kablach AC średniego napięcia. W ostatnich latach systemy kablowe z izolacją HPTE pomyślnie przeszły testy typu i wstępną kwalifikację (z utrzymaniem temperatury żyły 90°C) w badaniach kabli ± 525 kV i ± 600 kV. Kable z izolacją HPTE z aluminiowymi żyłami o bardzo dużych przekrojach zostaną zastosowane w lądowej części kablowej linii eksportowej służącej przesyłowi energii elektrycznej z farmy wiatrowej SOFIA.

SOFIA to największa obecnie budowana farma wiatrowa, która będzie obsługiwała symetryczny system jednobiegunowy łączący morską stację przekształtnikową z lądową. Projekt obejmuje ponad 440 km morskich kabli eksportowych ± 320 kV z izolacją XLPE i 15 km kabli lądowych ± 320 kV z izolacją HPTE. Wzrastające zapotrzebowanie na przesyłanie dużej mocy elektrycznej na duże odległości sprzyja szybkiemu i pomyślnemu rozwojowi w ostatnich latach systemów przesyłowych HVDC przy rosnących poziomach prądu i napięcia, napędzając ewolucję zarówno tradycyjnych, jak i nowych technologii oraz materiałów. Ponieważ HPTE jest materiałem termoplastycznym konieczne było opracowanie nowych testów materiałowych i zmierzenie wartości referencyjnych: część tych testów jest teraz zawarta w Broszurze Technicznej CIGRE 852, jako część procedury badań termoplastycznych materiałów izolacyjnych.

Ostatnia, najmniejsza grupa referatów dotyczyła tematu PS3 *Dążenie do zrównoważonego rozwoju*. Pierwszy z referatów dotyczył prowadzonej w Japonii wymiany zainstalowanych w latach 70. linii kablowych na napięcie 154 kV i 275 kV z kablami o izolacji papier+olej na linie z kablami o izolacji XLPE. Opisano konkretne rozwiązania, które są stosowane, aby skrócić czas przerwy w zasilaniu podczas realizacji wymiany kabli oraz pokazano, w jaki sposób można ograniczyć wpływ na środowisko podczas prowadzenia prac z tą wymianą [51].

W kolejnym referacie [52] autorzy przedstawili przegląd tematu zrównoważonego rozwoju dla dostawców poliolefin pod kątem perspektyw dalszego wykorzystania tego materiału do produkcji kabli elektroenergetycznych. Takie zastosowania stanowią doskonały przypadek wykorzystania poliolefin, gdzie trwałość, elastyczność i ogólne właściwości tych materiałów mogą być w pełni wykorzystywane i spełniać swoje funkcje przez wiele lat. Od wyboru surowców po recykling po zakończeniu okresu eksploatacji, poprzez fazę użytkowania, która jest jedną z najdłuższych w zastosowaniach poliolefin istnieje wiele aspektów zrównoważonego



Rys. 8. Typowe konstrukcje kabli morskich [54]

rozwoju stosowania tego materiału. Należy pamiętać, że poliolefiny to polimery, które zawierają w sobie tylko węgiel oraz wodór, czyli polietylen i polipropylen czy materiały szeroko stosowane w przemyśle kablowym.

Nawiązując do tematu ostatniego z omawianych referatów można dodać, że 30 sierpnia SC B1 zorganizowało tutorial, czyli szkolenie na temat: *A new era of submarine cables* – na którym wyraźnie podkreślono, że dotychczas typowa izolacja kabli morskich papier+syciwo zastępowana jest właśnie przez izolację polietylenową – czyli z materiału z grupy poliolfin (rys. 8). Szeroko omawiano szereg tematów związanych z liniami morskimi, m.in. obciążalność, straty w pancierzach kabli trójżyłowych, zakresy badań, kable dynamiczne i budowa linii morskich.

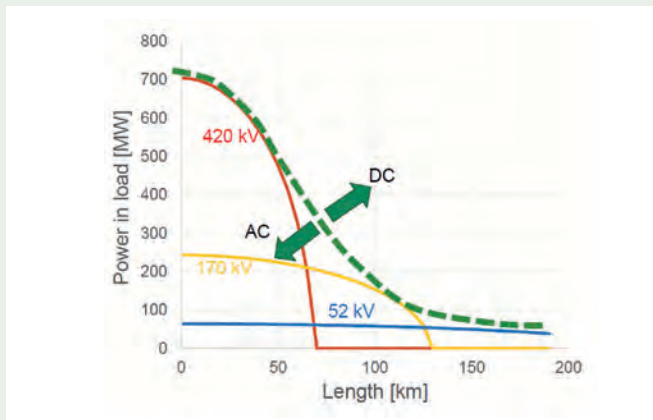
Ciekawymi punktami programu CIGRE Session 2022 były także Workshopy. Komitety CIGRE B1, B2, B4, C1 wraz z SC A1 wspólnie zorganizowały 29 sierpnia 2022 bardzo ciekawy Workshop pt. *Extra long transnational transmission lines*. Tematyka tych warsztatów koncentrowała się na wyzwaniach, rozwiązaniach oraz problemach technicznych i systemowych, a także na przyszłych rozwiązaniach linii o długościach osiągających lub przekraczających około 1000 km długości trasy.

Innym omawianym aspektem był przegląd postępów w inicjatywach związanych z globalnymi sieciami i wykazanie konieczności budowy długich połączeń pomiędzy różnymi krajami i kontynentami. Kluczowe aspekty dotyczące długich kablowych linii przesyłowych podczas tego Workshopu zostały przekazane przez członka regularnego SC B1 – Marca Jeroense ze Szwecji

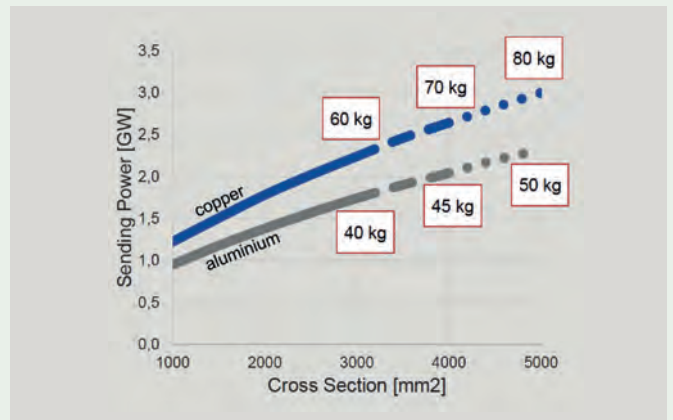
w referacie pt. *Key enabling aspects for long distance power cable*. Pokazane zostały przykłady, dlaczego przy dłuższych liniach należy zrezygnować z kabli napięcia przemiennego i zastosować kable napięcia stałego (rys. 9) ze względu m.in. na straty przesyłowe. Oczywiście w linach DC są również straty przesyłowe, ale zdecydowanie mniejsze, np. straty na poziomie 0,3% w linii o długości 100 km, 3% w linii 1000 km, 6% w linii 2000 km. Zwrócono także uwagę na fakt, że coraz częściej stosuje się w połączeniach morskich kable z żyłami aluminiowymi, których masa jest znacznie mniejsza w porównaniu z masami kabli z żyłami Cu (rys. 10).

W zakresie linii morskich planowanych za kilka lat zakłada się, że będą to kable o żyłach np. 4000 mm² i linie układane na jeszcze większych głębokościach niż obecne rekordy, co będzie wymagało budowy większych statków do budowy linii kablowych, przystosowanych do przewiezienia znacznie dłuższych odcinków kabli o większej masie jednostkowej.

Faktem wartym podkreślenia jest coraz szersze uwzględnianie w pracach Grup Roboczych SC B1 tematów poświęconych kablom napięcia stałego. W 2009 roku 25% WG B1 zajmowało się tematami dotyczącymi rozwiązań dla napięcia DC (w tym równocześnie dla AC i DC), a w roku 2022 tymi tematami zajmowało się już 44% działających WG B1. Zaobserwowano podobny wzrost zainteresowania tematyką związaną z morskimi liniami kablowymi; w 2009 r. 55% prac poświęconych było liniom ziemnym, a w 2022 już tylko 38%. Wiele uwagi obecnie poświęca się również technologii produkcji układu izolacyjnego kabli i wysokiej jakości



Rys. 9. Maksymalne długości linii kablowych według kryterium ekonomicznego i technicznego [55]



Rys. 10. Zależność zdolności przesyłowej od przekroju żyły roboczej Cu i Al kabla ± 525 kV z zaznaczeniem masy 1 m kabla [55]

elementów linii kablowych oraz rozwiązaniom, które muszą spełnić wymagania stawiane liniom, które będą budowane w przyszłości (coraz większe długości linii, coraz większa obciążalność itp.).

Warto w tym miejscu przedstawić ostatnio powołane grupy robocze, ponieważ podejmowane tematy wskazują, na jakie zagadnienia należy aktualnie zwrócić szczególnie uwagę. Utworzone w roku 2022 Grupy Robocze będą zajmowały się następującymi tematami: *Non-SF6 GIS terminations (WB B1.88)*, *Guidance for conducting cable systems failure analysis (WG B1.89)*, *Cable Systems Electrical Characteristics – Update of TB 531 (WG B1.90)*, *Transient Thermal Modelling of Power Cables (update to IEC 60853 – WG B1.91)* oraz *Qualification of Lead-free Submarine Cables at 72.5kVU_m<math>< 170 kV (TF B1.92)</math> i *Robotic supervision of tunnels (TF B1.93)*. W 2021 powołano następujące WG: *MVDC Cable System Requirements (WG B1.82)*, *Grounding aspects for HVDC land cable connections (WG B1.83)*, *Assessment, Prevention and Mitigation of Safety Risk in Cable Systems (WG B1.86)*.*

W roku 2022 Komitet Studiów B1 opublikował cztery Broszury Techniczne: *Installation of underground HV cable systems – nr 889/WG B1.61*, *Installation of Submarine Power Cables – nr 883/WG B1.65*, *Power cable rating examples for calculation tool verification – nr 880/WG B1.56*, *Recommendations for mechanical testing*

of submarine cables for dynamic applications nr 862/WG B1.63. Natomiast w roku 2021 opublikowano cztery TB oraz jedną, wspólną z SC D1: *Recommendations for testing DC lapped cable systems for power transmission at a rated voltage up to and including 800 kV – nr 853/WB B1/66*, *Recommendations for testing DC extruded cable systems for power transmission at a rated voltage up to and including 800 kV – nr 852/WG B1.62*, *After laying tests on AC and DC cable systems with new technologies – nr 841/WG B1.38*, *Maintenance of HV Cable Systems – nr 825/WG B1.60* oraz *Harmonised test for the measurement of residual methane in insulating materials – nr 850/WG D1/B1.49*.

REFERATY KOMITETU STUDIÓW B1

- [1] ID 10106. Fletcher P., Fentiman A., Tzemis G, *Fire risk from XLPE cables in air*
- [2] ID 10276, Morris A.R., Abouhassan N, *Application of fault tree analysis to underground cable accessories.*
- [3] ID 10292. Xu X., Chen K., Pan W., i inn, Chang Q., Xu Y., Xinhao Gong X., *Development of Economic and environment-friendly 66 kV array cable.*
- [4] ID 10294. Zhao Y., Hu M., Wang W., Xie S., Zhang H., *Technology of large length 500 kV XLPE insulated AC submarine cable.*
- [5] ID 10443. Shingne N.R., *Analysis of failed cable termination: oole of workmanship and electrical stresses.*

- [6] ID 10510. Thyrvin O., Palmgren D., Wilken D., *Simulations of losses in armoured 3-core submarine cables using 3D FEM compared to measurements.*
- [7] ID 10511. Dubickas V., Thunberg E., Hansson J., Dornfalk A., Sidenvall P., *Lightning strike to ground – a case study about observed cable damages, risk estimation and protection method.*
- [8] ID 10512. Worzyk T., Thyrvin O., *Lightning strikes to ground affecting underground power cables.*
- [9] ID 10538. Kaviani M., Saha D., Anjun S., De Wild F.H., Van Der Wielen P.C.J. i in., *Failure cause analysis and prevention of sub-sea cable failures in a joint industry project (Jip Calm).*
- [10] ID 10544. Zuijderduin R., Bhuyan R., Smit J., Caruso M., Moens J., Bosch R., Van Rossum J., *Practical experience and modelling of the corrosion behaviour of the aluminium metallic cable sheath.*
- [11] ID 10663. Fahmy T., Bionda F., Heckel M., *Evolution of dry type outdoor cable terminations based on field experience.*
- [12] ID 10665. Rochat E., Goy A., Guericke R., *Temperature monitoring and current rating computation for the Cluster Westlich Aldergrund.*
- [13] ID 10667. Rochat E., Goy A., Ravet F., Domurath L.M., Vestarchi M-E., Gorbani H., *Complex cable temperature monitoring within the largest commissioned offshore wind farm.*
- [14] ID 10668. Chrysochos A., Chatzipetros D., Ztoupis I., Pilgrim J. i in., *Validation of an efficient 3D finite element model for the calculation of losses in three-core armoured power cables.*

- [15] ID 10689, Kamibayashi T., Nagayama T., Iwamura K., Kashiro K., Nishikubo H., *Development of analytical method for power cable creepage phenomenon in duct.*
- [16] ID 10690, Ikeda Y., Kyougoku T., Suzuki K., Yokoyama T., Minami T., *lof cause of breakdown and replacement of 275 kV SCOF cable by XLPE cable in Japan.*
- [17] ID 10693, Kvarns T., Huang Z., Garolera A.C., Thyrvn O., *Sequence impedance of submarine cables.*
- [18] ID 10702, Chrysochos A., Chatzipetros D., Rizou V., Pavlou K., Tastavridis K., Georgallis G., *Determination of soil thermal resistance: a holistic approach.*
- [19] ID 10703, Chrysochos A., Chatzipetros D., Kossyvakis D., Kanas V., Pavlou K., Tastavridis K., Georgallis G., *Effect of semi-conducting jackets on the performance of three-core armoured power cables.*
- [20] ID 10714, Snaps T., Barnoussi F. El., van der Auwera W., Stul S., *Belgian experience with horizontal directional drilling (HDD) filling materials and thermal modelling of HDD.*
- [21] ID 10744, Alnasser I., Ahmed Y., O'Rourke P., *Effective of strategic planning in the restoration of a submarine cable fault.*
- [22] ID 10774, Pistonesi A., *PD, temperature and acoustic measurement of Eleclink HVDC interconnector – anticipate failures to minimize service disruption and impact on train circulation.*
- [23] ID 10867, Garnacho F., Khamlichi A., Álvarez F., Ramirez A., Vera C., Rovira J., Simon P., *Best practices for partial discharge monitoring of HVDC cable systems and qualification tests.*
- [24] ID 10868, Gómez R., Reinoso R., Donoso G., Nogueroles E., *REE's commitment to partial discharge monitoring in its underground cable network.*
- [25] ID 10869, Blanco D., Francés A., Donoso G., Nogueroles E., *Lessons learned in the maintenance of REE's submarine lines.*
- [26] ID 10878, Hilaire C., Rossetti R., *Increasing underground cable pulling length – a way to improve cost efficiency and reliability of projects.*
- [27] ID 10881, Kamal I., Lefevre M., *Decommissioning of a self-contained fluid-filled cable: operating method and risks mitigation.*
- [28] ID 10955, Hvidsten S., Bengtsson K.M., Olsen E., *Time to failure testing of model HV XLPE cables in salt water at high electrical AC stress and temperature.*
- [29] ID 10957, Magne Runde¹, Hestad Ø., Hillestad K.E., Klebo-Espe B., Tollefsen H. i in., *Formation of potentially harmful shrinkage cavities during operation of mass impregnated non-draining HVDC cables.*
- [30] ID 10958, Røren A., Pettersen Ø., Solberg L., *HVDC cable installation in Freshwater Lake (Suldalsvatnet).*
- [31] ID 10960, Lucignano T., Matallana J., *Instrumentation on HV cable systems for condition-based maintenance.*
- [32] ID 10999, Suttiatham P., *Future long-distance AC XLPE submarine cable from Khanom to Samui Island. Guidelines to protect the cable against external hazards.*
- [33] ID 11073, Winkelmann E., Shevchenko I., Steiner P., Kleiner Ch., Küchler A., Kornhuber S., Schwarz H. i in., *Advanced analysis of partial discharges on power cables.*
- [34] ID 11164, Gelhard J., *Experiences and insights rehabilitating a 69 kV SCFF cable system after pressure loss.*
- [35] ID 11165, Cuppen A.N., Greenwood B., Heffernan W., Bredda D., *Developments towards a Risk Based Maintenance program to reduce fires at LV cable terminations and plastic enclosures.*
- [36] ID 10142, Jovanovic I., *Emerging asset management strategies for OF cable technologies in North America.*
- [37] ID 10297, Yan Z., Zhu J., Ming Qiu M., *Operational simulation on ±100 kV/1 kA DC superconducting energy pipeline for energy interconnection.*
- [38] ID 10359, Sytnikov V.E., Kashcheev A.V., Dubinin M.V., Matinyan A., *Development, adjustment and implementation of the HTS transmission cable line (2.4 km) in St. Petersburg.*
- [39] ID 10513, Abbasi A., Quist T., Petersson A., Worzyk T., Gustafsson K., Alapati S., *Prequalification test of a 525-kV extruded DC cable system under special conditions: challenges and implications on cable system performance.*
- [40] ID 10514, Alapati S., Johansson K., Sjöberg M., Klang M., Abbasi A., Saltzer M., *Transient over voltage testing of cable systems in MMC-HVDC Links: A concept study including verification.*
- [41] ID 10642, Jung Y.H., *Development and site application of intelligent partial discharge and condition assessment system for underground transmission lines.*
- [42] ID 10691, Watanabe T., Tsuji Y., Ogura M., *A study of quality management system for underground transmission lines by Japanese Transmission System Operators.*
- [43] ID 10879, Groult M., Cordebart L., Cabau M., *Maintenance and asset digitalisation with cable monitoring systems supervision.*
- [44] ID 10880, Guerrini N., Bachelier D., Fustier A., Padillo F., i in., *Evaluation of the HVDC VSC cable system behaviour in presence of transient voltage phenomena.*
- [45] ID 10882, Blavette A., Ahmed H.B., Damirnov I., Bourguet S., Trichet D. i in., *Optimal energy management of offshore wind farms considering the combination of overplanting and dynamic rating – results of the CELT4Wind project.*
- [46] ID 10939, Tammi J., Syrjänen T., Albrecht R., Backman K., Lahti K., Pakonen P., *Identification of partial discharges in cable terminations using methods based on acoustic, electromagnetic and electrical Measurements.*
- [47] ID 10961, Olsen E., Hovde M., *Single point bonding of 3-core submarine cables.*
- [48] ID 11028, Berardi G., *Performance and characterization tests on HPTE insulation material.*
- [49] ID 11070, Haering D., Mashio S., *Combined type test of HVDC cable system with integrated DC GIS components for U_o ±525 kV.*
- [50] ID 11072, Schaefer A.K., Massat S., Hanson J., Balzer G., *Influence of cabling on harmonic voltages in a Transmission Grid using an Exemplary Test Grid.*
- [51] ID 10692, Shiro T., Ishii R., Ogura M., *Replacement by utilizing existing facilities for EHV underground transmission lines.*
- [52] ID 10717, Bailleul M., Smedberg A., Ribarits E., Vielmi D., *Towards sustainability: a power cable industry supplier's perspective.*
- [53] ID 10962, Lotfi A., Tandberg M., Bergene Ø., *Availability modelling of submarine high voltage cable systems.*
- [54] Jeroense M., *Key enabling aspects for long distance power cable, Materiały Worshopu Extra long transnational transmission lines.*
- [55] *Materiały tutorialu A new era of submarine cable.*

Krzysztof Lenarczyk
Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.

Linie napowietrzne – Komitet Studiów B2

Overhead Lines – Study Committee B2

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). Omówiono referaty poświęcone tematyce linii napowietrznych dotyczące innowacyjnych rozwiązań i materiałów, linii kompaktowych, strat przesyłowych, ocenie stanu technicznego, systemów DLR.

Słowa kluczowe: elektryczne linie napowietrzne, linie kompaktowe, eksploatacja, obciążalność prądowa linii

Study Committee B2 covers the 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 operation, line refurbishment (upgrading and uprating of existing overhead lines). Discussed are papers dedicated to overhead lines and concerning innovative designs and materials, compact lines, transmission losses, health index, remaining life, degradation mechanisms and dynamic line rating (DLR).

Keywords: overhead power lines, public acceptance of overhead lines, compact lines, operation, line rating

Wstęp

Komitet Studiów CIGRE B2 jest jednym z najliczniejszych Komitetów Studiów w CIGRE. Skupia blisko 600 członków z niemal 50 krajów świata. Działa w nim 26 grup roboczych. Komitet B2 zajmuje się wszystkimi aspektami związanymi z projektowaniem, budową, modernizacją oraz 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).

Podstawowe kierunki, którymi obecnie zajmuje się Komitet Studiów B2 dotyczą zagadnień: zwiększenia obciążalności prądowej linii istniejących, zapewnienia niezawodności pracy linii, minimalizacji oddziaływania linii na środowisko oraz nowych metod i narzędzi do oceny stanu technicznego linii.

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

1. Wyzwania i nowe rozwiązania w projektowaniu linii (22 referaty)

- projektowanie pod kątem niezawodności, zmian klimatu, częstszego występowania zjawisk ekstremalnych, kradzieży oraz wandalizmu,
- linie hybrydowe AC/DC,
- wyzwania projektowe, np. długie przęsła, linie wielotorowe, specyficzne uwarunkowania geologiczne, duże oblodzenie itp.

2. Zarządzanie infrastrukturą (25 referatów)

- gotowość i środki zaradcze na wypadek katastrof naturalnych, przygotowanie i przeciwdziałanie katastrofom naturalnym i innym sytuacjom kryzysowym,
- podejmowanie decyzji o wymianie linii na podstawie danych z monitoringu eksploatacji i historycznych,
- wzmocnienie istniejących linii w celu poprawy m.in. niezawodności, obciążalności, czasu życia.

3. Aspekty środowiskowe i bezpieczeństwa oddziaływania linii (18 referatów)

- bezpieczeństwo pracowników przy budowie i eksploatacji linii,
- zmniejszenie oddziaływania nowo budowanych i istniejących linii na środowisko,
- innowacyjne rozwiązania inżynierskie/projektowe w celu sprostania wyzwaniom środowiskowym.

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

Wyzwania i nowe rozwiązania w projektowaniu linii

W ramach tego bloku tematycznego znaczna część referatów poświęcona została wyzwaniom, z jakimi spotykają się Operatorzy Systemów Przesyłowych przy projektowaniu i budowaniu linii napowietrznych.

W referacie B2-10449 [8] Autorzy opisali, z jakimi wyzwaniami projektowo-budowlanymi spotykają się przy budowie linii przesyłowych na terenie Indii, m.in. z uwagi na uwarunkowania terenu. Jednym z opisanych w artykule przykładów jest linia HVDC ± 800 kV *Raigarh-Pugaular* o mocy przesyłowej 6000 MW, długości 1765 km (jest to piąta najdłuższa linia na świecie), koszt jej budowy wyniósł ok. 2 mld USD. W grudniu 2019 r. linia była już prawie gotowa, planowanym terminem wybudowania linii był marzec 2020 r., poza odcinkiem na skrzyżowaniu z rzeką Tungabhadra. Kilka słupów planowanych było do posadowienia na terenie zbiornika wodnego na rzece, gdzie poziom wody był



Rys. 1. Rysunek poglądowy oraz zdjęcia fundamentu słupa linii 800 kV DC [8]

ponad 10 m powyżej poziomu dna rzeki. Wyjątkowość wybudowania słupów polegała na tym, że okno czasowe do prowadzenia prac, tj. gdzie obniża się poziom, trwa od lutego do lipca. Po przystąpieniu do prac fundamentowych (wierceń w celu zabudowy fundamentu palowego) okazało się, że z uwagi na występowanie twardych skał postępy w wierceniu były bardzo małe, około 0,7-1,1 metra na dzień. Zatem pojawiło się ryzyko związane z brakiem zakończenia prac przed kolejnym sezonem deszczowym. Szerokość rzeki wynosiła około 1058 m, projektowane przęsła linii po 552 i 506 m. Najwyższy poziom wody w rzece to 10,75 m, prędkość wody 2,68 m/s.

Ostatecznie przyjęto następujące rozwiązania konstrukcji fundamentów (rys. 1):

- fundamenty zostały wykonane w warstwach skalnych przy użyciu 13 kotew skalnych;
- w fundamencie zastosowano dwie płyty betonowe; płyta dolna o wymiarach 6 m x 6 m została wylana 3,5 m poniżej koryta rzeki, natomiast płyta górna o wymiarach 3,8 m x 3,8 m została umieszczona do wysokości 2,5 m nad korytem rzeki,
- do budowy fundamentu użyto ok. 900 m³ betonu i 40 ton zbrojenia.

W tym samym referacie Autorzy opisali też interesujące sposoby wykonania skrzyżowania linii napowietrznych pomiędzy sobą. Jeden z przykładów dotyczy krzyżowania dwóch istniejących linii 400 kV, nowo budowanej linii 400 kV i 220 kV. Na rysunku 2 przedstawiono sposób wykonania tego skrzyżowania.

Indyjski Operator Przesyłowy (*Power Grid Corporation of India*) w kolejnym referacie opisuje wyzwania, jakie napotkał przy budowie fundamentów linii 400 kV z uwagi na warunki gruntowe, tj. w gruntach o niskiej nośności. Podczas budowy linii przesyłowej 400 kV w rejonie Tripura przeprowadzono badania gruntu w celu opracowania projektu fundamentów. Rejon Tripura znajduje się w północno-wschodniej

części Indii. W wyniku badań stwierdzono bardzo słabe warunki gruntowe (rys. 3), w szczególności na 24 planowanych stanowiskach słupów.

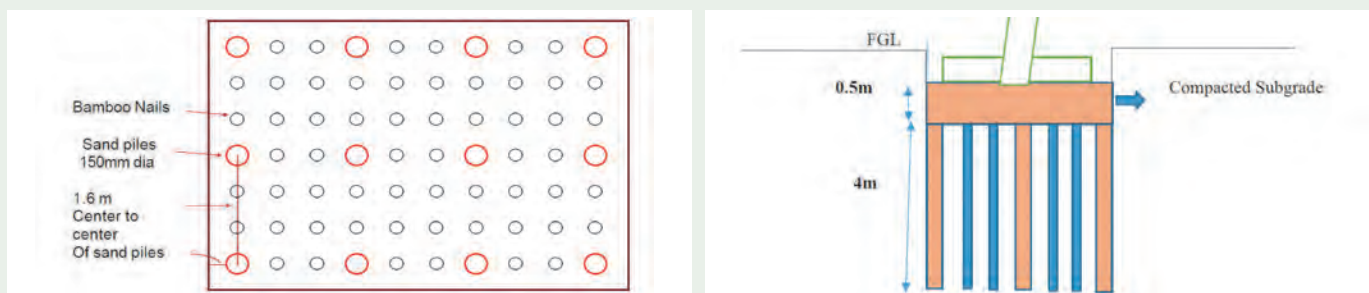
W omawianym przypadku nośność gruntu wahała się od 0,5 do 2 ton/m² na głębokości 3,0 m. Zatem rozważano posadowienie słupów na palach głębokich (planowano pale o długości 10-15 m). Ale biorąc pod uwagę wszystkie aspekty, takie jak bezpieczeństwo, czas wykonania, możliwości wykonawcze, koszty itp. zdecydowano się na inne rozwiązanie, polegające na wzmocnieniu podłoża, stosując pręty bambusowe i piasek do palowania. Bambus ma wysoką wytrzymałość na ściskanie. Wykazuje również wysoką wytrzymałość na rozciąganie, wysoki stosunek wytrzymałości



Rys. 2. Sposób skrzyżowania linii [8]



Rys. 3. Rzeczywisty stan terenu na głębokości 1,5 m [7]



Rys. 4. Schemat rozmieszczenia prętów bambusowych pod fundamentem [7]



Rys. 5. Pograżanie prętów bambusowych [7]

do wagi oraz wysoką nośność właściwą. Żywotność bambusa w warunkach wodnych wynosi około 100 lat. Powierzchnia bambusa jest w 100% nieprzepuszczalna. Jakość dostępnego w tym terenie Indii piasku była słaba, a koszt żwiru był prawie 5 razy wyższy niż w innych północno-wschodnich stanach Indii. W takiej sytuacji zastosowanie naprzemiennego rzędu prętów bambusowych uznano za najbardziej odpowiednie (rys. 4, 5).

Po wykonaniu wykopu o głębokości do 3,5 m, bambus został wbity w grunt. Pale z piaskiem wbijane są z zamkniętymi od dołu rurami stalowymi o średnicy 150 mm.

W wyniku tych doświadczeń operator indyjski przewiduje dalsze wykorzystywanie prętów bambusowych do wzmacniania gruntu pod fundamenty słupów linii.

Wśród wygłoszonych na Sesji referatów znalazł się również referat opisujący kontynuację prac związanych z projektem prowadzonym przez Norweskiego Operatora Systemu Przesyłowego *Statnett*, dotyczącego budowy bardzo długiego przęsła, tj. o długości 4900 m, w linii 420 kV *Aurland-Sognal* [17]. Przęsło położone jest nad fiordami. W referacie skupiono się głównie na zagadnieniach związanych z wyborem przewodu fazowego. Ze względu na wymaganą obciążalność prądową, powyżej 3688 A (w temp. otoczenia +20°C) jak i odpowiednią wytrzymałość mechaniczną, konieczne było opracowanie nowego typu przewodu. *Statnett* nie pozwala na projektowanie długich skrzyżowań ze złączkami. Tak więc przewód musiał być w jednej całości i uwzględniać dodatkową długość potrzebną do montażu przewodów; daje to w tym przypadku wymaganą

długość przewodu na bębnie wynoszącą 5,4 km. Stanowiło to wyzwanie w odniesieniu do rozmiaru i wagi bębna.

Obciążalność prądową obliczano według zasad CIGRE i przyjęto poniższe parametry (tab. 1).

Wstępnie opracowano dwie konstrukcje przewodu typu ZTACSR z użyciem giga wytrzymałych drutów stalowych (GHST) w rdzeniu oraz drutów z aluminium AT3. Na rysunku 6 przedstawiono wybrane cechy rozpatrywanych przewodów.

Poza opracowaniem odpowiedniej konstrukcji przewodu, wyzwaniem był też odpowiedni dobór ochrony przeciwdrańniowej oraz uchwytów do przewodu, jak również sam montaż przewodów. Autorzy podkreślają, że na świecie istnieje ograniczona liczba producentów przewodów, którzy mogą produkować przewody o długościach wymaganych w tym projekcie.

Linie napowietrzne projektowane są z uwzględnieniem obecnych oraz historycznych danych pogodowych. Wraz z globalnym ocieplaniem klimatu zmienia się częstotliwość ekstremalnych zjawisk pogodowych. Zatem zbieranie informacji o zmianach klimatu i związanych z tym parametrów projektowych są zatem bardzo ważne.

W Norwegii obciążenia spowodowane oblodzeniem atmosferycznym są jednym z głównych meteorologicznych parametrów projektowych dla linii napowietrznych ze względu na północne położenie kraju i jego topografię [18]. Odnotowano tam jedne z najwyższych na świecie obciążeń oblodzeniem na napowietrznych liniach


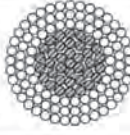
energetycznych, a zmierzone wartości przekraczały 300 kg/m. Mając na uwadze zmiany klimatu i postępujące ocieplenie podjęto w Norwegii prace mające na celu ilościowe określenie zmian obciążeń od oblodzenia. W celach modelowania prognostycznego wykorzystano dwa różne globalne modele klimatyczne (CESM2, MPI). Uwzględniono również trzy różne scenariusze zmian, co daje w sumie sześć symulacji modelowych.

Istnieją dwa rodzaje oblodzenia atmosferycznego, które głównie wpływają na linie przesyłowe w Norwegii: oszronienie lub oblodzenie spowodowane mokrym śniegiem, które jest spowodowane przez obfite opady w postaci mokrego śniegu lub intensywnego deszczu o temperaturze tuż powyżej zera, które w przypadku styku z przewodem przywierają do niego. Uzyskane dane klimatyczne generalnie pokazują wzrost temperatury, z wyjątkiem stosunkowo niewielkiego ochłodzenia nad Morzem Północnym według modelu WRF-CESM2.

Tabela 1

Podstawowe parametry do obliczenia obciążalności prądowej przewodu [17]

Parametr	Wartość
Prędkość wiatru	0,6 ms
Kierunek wiatru	90° do przewodu
Współczynnik emisyjności	0,8
Współczynnik absorpcji	0,9
Wysokość nad poziomem morza	0 m

Property	Conductor 1	Conductor 2
Overall diameter	Ø 50,30 mm	Ø 52,16 mm
Mass per unit length	6928 kg/km	6757 kg/m
Ampacity at maximum continuous operating temperature of 210 °C	4122 A	3705 A
Rated tensile strength	874,9 kN	1030,88 kN
Construction		

Rys. 6. Konstrukcje rozpatrywanych przewodów fazowych [17]

To oraz ogólny wzrost ocieplenia związany jest z ociepleniem północnego Atlantyku. Biorąc pod uwagę historyczny okres 30-letni i trzy przyszłe okresy 30-letnie z szacowanym obciążeniem lodem o 50-letnim okresie powrotu, *Statnet* ocenił, że jest w stanie określić przyszłe zmiany i planuje wykorzystać te doświadczenia do stworzenia map oblodzenia o 50-letnim okresie powrotu dla lodu szronowego i mokrego śniegu, z uwzględnieniem poziomu niepewności.

W jednym z kolejnych referatów przedstawionych przez Autorów z Norwegii [20] opisano projekt słupów z aluminium. Większość linii energetycznych w Norwegii jest często budowana w terenie górskim, narażonym na duże obciążenia wiatrem i lodem. Brak możliwości dojazdu do większości miejsc wymaga, aby podczas budowy i eksploatacji linii, materiały i personel były przewożone helikopterami. Wznoszenie słupów również wymaga użycia helikopterów. Zmniejszenie liczby przelotów i czasu użycia śmigłowca ma pozytywny wpływ na środowisko, koszt budowy i ryzyko obrażeń podczas wznoszenia słupów. Głównym sposobem zmniejszenia wykorzystania śmigłowca przy budowie słupów jest umożliwienie przenoszenia większych elementów. Powszechnie stosowane śmigłowce do budowy linii mają ładowność 1100 kg. Zmniejszenie masy elementów można osiągnąć poprzez zastosowanie materiału o mniejszej wadze i słupów składających się z mniejszej liczby elementów. W tym celu *Statnet* postanowił opracować nową, lekką konstrukcję słupa dla sieci przesyłowej 420 kV z wykorzystaniem aluminium.

Ze względu na wysoki koszt surowca należy dobrze zrozumieć specyfikę aluminium w projektowaniu konstrukcji (wytrzymałość, sztywność, spawanie, ciężar) oraz dokonać właściwej oceny różnych rozwiązań technicznych (geometria globalna, kształty profili, integracja cech funkcjonalnych lub montażowych z kształtami, użycie elementów zabudowanych lub dużych profili, elementy smukłe lub zwarte, połączenia spawane lub śrubowe, montaż wstępny, transport...). Właściwości materiału, jak również próba zmniejszenia liczby



Rys. 7. Projektowany słupek z aluminium (po lewej), transport elementów konstrukcji przy użyciu śmigłowca (po prawej) [20]

elementów do montażu mogą prowadzić do innych związanych ze stosowaniem aluminium wyzwań, np. zmniejszenia wytrzymałości przy spawaniu, wibracji, ograniczeń narzędzi produkcyjnych.

Przedmiotowy słupek został zaprojektowany zgodnie z normą EN 50341 i EN 1999. Dodatkowo zastosowano odpowiednie zasady zawarte w normie EN 1991-1-4. Przypadki obciążeń określono dla typowej rozpiętości przęsła 400 m, obciążenia lodem 6-11 kg/m (okres powrotu 150 lat) oraz prędkości wiatru w porywach 37-42 m/s (średnia 10 minut, okres powrotu 50 lat). Przy projektowaniu słupów zastosowano stop aluminium oznaczony 6082 jako główny stop dla wszystkich profili, zarówno ze względu na jego wytrzymałość, ale także dlatego, że jest szeroko stosowany i łatwo dostępny. Inne stopy aluminium 6063 i 6005A, które są bardziej miękkimi i tańszymi stopami, były rozważane jako alternatywa. Stop 6063 nie został jeszcze zatwierdzony do stosowania ze względu na

jego niższą wytrzymałość. Stop 5083 został wybrany, ponieważ ma on dobrą spawalność i zachowuje dobrą wytrzymałość po spawaniu.

Na etapie prac z zastosowaniem aluminium do projektowania słupów zmierzono się również z następującymi zagadnieniami:

- korozja aluminium (aluminium jest odporne na korozję w większości środowisk, co czyni je dobrym materiałem na konstrukcje linii przesyłowych, jednak może szybko korodować w środowiskach silnie kwaśnych lub alkalicznych);
- wytłaczanie profili;
- przekroje profili;
- połączenia;
- drgania konstrukcji (przeprowadzono pomiary drgań w pełnej skali na wzniesionym prototypie słupie oraz badania w tunelu aerodynamicznym poszczególnych elementów);
- transport elementów.

Zaletą aluminium jest także to, że może być przetwarzane (poddawane recyklingowi) w nieskończoność, bez utraty jakości przy stosunkowo niskich kosztach. Dlatego przy produkcji „nowych” słupów aluminiowych poprzez recykling znacznie zmniejsza się emisja gazów cieplarnianych, a zwłaszcza CO₂. Przeprowadzono porównawczą analizę cyklu życia słupów stalowych, aluminiowych lub kompozytowych. W wyniku badania stwierdzono, że w okresie eksploatacji linii przesyłowej (wydobycie rudy i produkcja surowców, projektowanie, produkcja, transport, budowa, konserwacja, demontaż i recykling) zastosowanie słupów aluminiowych powoduje 2-krotne

Tabela 2

Porównanie podstawowych parametrów stali oraz aluminium 6082 T6 [20]

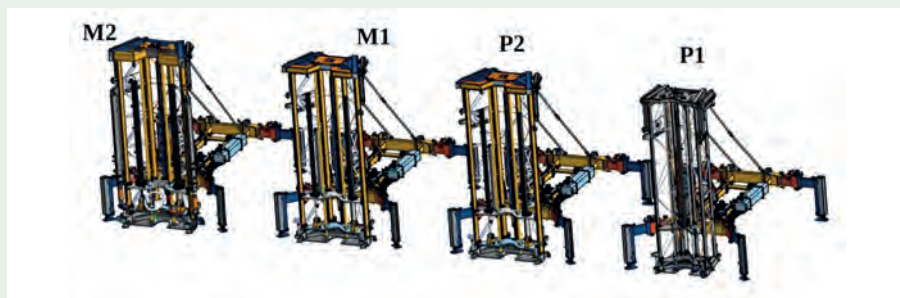
Material	Modulus of elasticity	Specific weight	Yield stress (or 0.2% proof strength)	Ultimate Tensile stress	Specific strength
	E	ρ	f _y or f ₀	f _u	f _y /ρ
	N/mm ²	kg/m ³	N/mm ²	N/mm ²	kN/m ³ / kg/m ³
Steel S355	210 000	7 850	355	490	45,2
Al. EN AW-6082 T6	70 000	2 700	255	300	94,4

zmniejszenie emisji CO₂. Większość zysków z redukcji CO₂ jest równoważona pod koniec okresu eksploatacji, kiedy materiał jest poddawany recyklingowi po demontażu linii. Jednak natychmiastowy zysk można osiągnąć już na początku projektu, jeśli zamawiany materiał jest produkowany ze znacznej ilości aluminium pochodzącego z recyklingu.

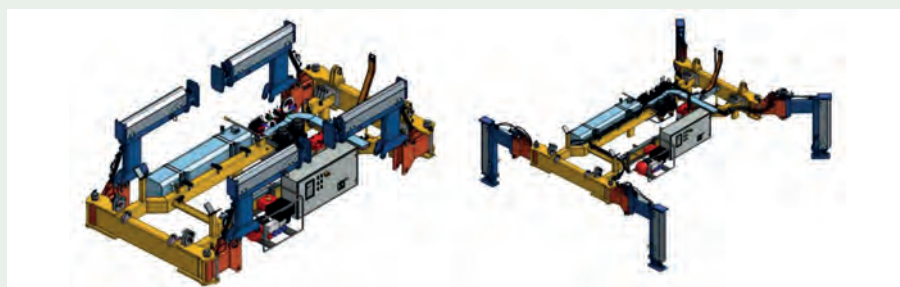
Wśród referatów na Sesji CIGRE był też referat z Polski [21]. Przedstawiono w nim innowacyjne urządzenie do podnoszenia całych stupów elektroenergetycznych wraz z przewodami, które zostało opracowane przez *Enprom*. Podnośniki zaprojektowano do obsługi linii najwyższych napięć w zakresie od 110 kV do 400 kV. Przy pewnych uwarunkowaniach możliwe jest ich użytkowanie nawet na liniach 750 kV.

Każde z urządzeń składa się z czterech niezależnych kolumn stalowych zaprojektowanych jako ustroje ramowo-kratowe z platformami roboczymi. Stanowią one szkielet do prowadzenia układów podnoszenia stupów. Kolumny zabudowano na ramach, które wyposażono w podpory stabilizujące podnośniki podczas pracy. Podpory rozkładane są za pomocą siłowników, a na czas transportu są składane do pozycji przewozowej. Schemat ramy w pozycji transportowej oraz roboczej pokazano na rysunku 9.

Podnośniki rozkładają się z pozycji transportowej do roboczej automatycznie. Urządzenia zaprojektowano tak, aby można było je optymalnie transportować bez korzystania ze specjalnych nacze. Przykładową konfigurację załadunku na standardowych naczepach samochodowych pokazano na rysunku 10.



Rys. 8. Typoszeregi podnośników w zależności od typu stupa i masy [21]



Rys. 9. Ramy nośne masztów w pozycji transportowej (z lewej) oraz roboczej (z prawej) [21]

Po dostarczeniu na stanowisko stupowe, podnośniki są ustawiane przy krawężnikach stupa i mocowane do fundamentów i do konstrukcji stupa. Widok gotowego, całego, ustawionego przy stupie zestawu przedstawiono na rysunku 11. Opracowana technologia zapewnia stabilność pracy układu poprzez jednoczesną i skorygowaną pracę wszystkich czterech segmentów podnośnika z równoczesną możliwością ręcznej korekty wysokości podnoszenia każdego z nich, możliwość mechanicznego zablokowania dowolnej wysokości podniesienia konstrukcji oraz możliwość ręcznego i bezpiecznego opuszczenia stupa w przypadku odcięcia zasilania elektrycznego.

Zarządzanie infrastrukturą

W ramach tego bloku tematycznego omawiano głównie działania podejmowane w celu zapewnienia bezpiecznej pracy istniejących linii i lepszego ich wykorzystania.

Monitorowanie stanu pracy linii staje coraz ważniejsze dla operatorów. Jednocześnie cały czas następuje rozwój narzędzi/rozwiązań wykorzystywanych do monitorowania linii. Do powszechnie stosowanych zaliczyć można systemy: monitorowania obciążalności prądowej linii, stanu technicznego linii, oblodzenia przewodów, odległości przewodów fazowych od ziemi itp.



Rys. 10. Transport podnośników [21]



Rys. 11. Urządzenia na stanowisku stupa [21]



Rys. 12. System pomiarowy oraz jego lokalizacja na słupie [31]

W referacie [31] Autorów ze Słowenii opisany został sposób korelacji pomiędzy napięciem przewodów a napięciami powstającymi w konstrukcji słupa.

Na podstawie ciągłych pomiarów odkształceń we wszystkich nogach słupa oraz pomiarów sił rozciągających przewody, za pomocą dwóch urządzeń monitorujących temperaturę i kąt, przeprowadzono badania mające na celu określenie tych korelacji. W ramach badań opracowano model monitorowania sił rozciągających w przewodach na podstawie pomiarów odkształceń profili słupów linii przesyłowej. Pomiary przeprowadzono na linii 110 kV *Cerkno – Idrija*.

Na podstawie zmierzonych napiężeń w nogach słupa linii przesyłowej będzie można oszacować poziom obciążenia rozciągającego przewody. Zmierzone napięcia w każdej z nóg zmieniają się w zależności od temperatury i wpływu wiatru oraz zachowania mechanicznego słupa. Pokazano zasadniczo alternatywny pośredni sposób określania napięcia w przewodach. Przedstawiona metoda pozwala również na uzyskanie informacji o stanie technicznym samego słupa. Związek przyczynowo-skutkowy pomiędzy słupem a przewodem może wynikać również z innych czynników, takich jak deszcz czy prędkość i kierunek wiatru, ale ich udział wymaga bezpośredniego, bardziej szczegółowego określania.



Do oceny stanu linii wykorzystuje się coraz częściej zarządzanie dużymi liczbami danych. Szuka się rozwiązań informatycznych pozwalających na automatyzację procesu oceny stanu lub zdarzeń na linii. W referacie [32] z Japonii opisane zostały technologie oceny stanu linii oparte na przetwarzaniu obrazu, jakie scharakteryzowano poniżej.

System diagnozowania i obrazowania przewodów z wykorzystaniem helikoptera

Opracowany system diagnostyczno-obrazowy pozwala na skrócenie czasu inspekcji oraz usprawnia kontrolę (która za-

leży od osobistych umiejętności pracowników), aby zapewnić bardziej spójną jakość przy ocenie uszkodzeń przewodów. System ten wykorzystuje usługę w chmurze do centralnego zarządzania danymi i usprawnienia procesu udostępniania danych. Materiał filmowy ze śmigłowca jest przesyłany do systemu, diagnozowany przez sztuczną inteligencję, a następnie automatycznie wydawany jest raport dotyczący części uznanych za uszkodzone (rys. 13).

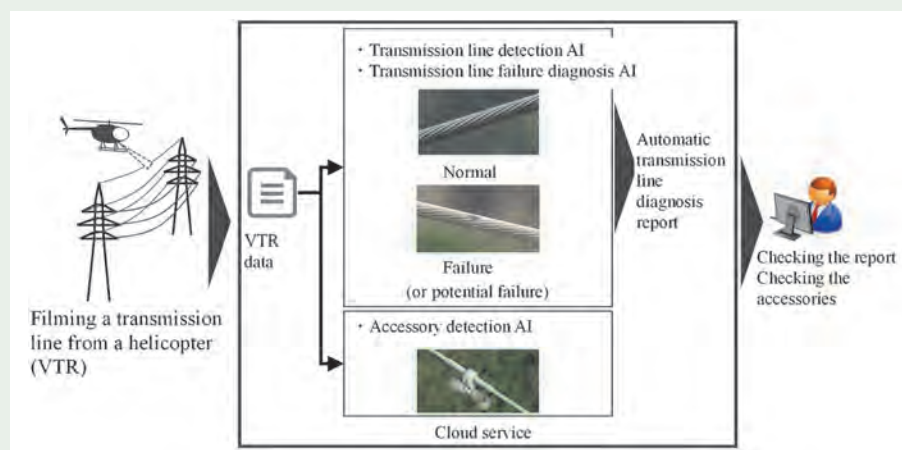
Opracowana metoda, z wykorzystaniem sztucznej inteligencji, pozwala na skrócenie czasu niezbędnego na ocenę o 50%.

Metoda diagnostyki degradacji słupów przy użyciu dronów i AI

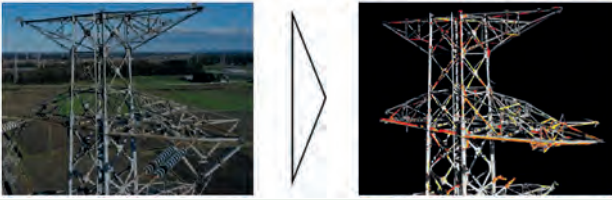
Dotychczas ocena stanu słupów była dokonywana w wyniku wchodzenia pracowników na słup, co było bardzo czasochłonne, rocznie sprawdzano około 1200 słupów. W celu usprawnienia działań mających na celu sprawdzenie poziomu degradacji słupów stalowych stworzono metodę diagnostyczną z wykorzystaniem dronów. Wykorzystując dostępne na rynku drony zbudowano system wykorzystujący metodę głębokiego uczenia, tak jak w przypadku inspekcji przewodów.

Opracowana metoda, z wykorzystaniem sztucznej inteligencji, pozwala na skrócenie czasu niezbędnego na ocenę o 80%.

Przeglądy linii napowietrznych są podstawową czynnością pozwalającą ocenić stan techniczny infrastruktury. Umożliwiają



Rys. 13. Idea działania systemu z wykorzystaniem technologii przetwarzania obrazów [32]



Rys. 14. Wizualizacja korozji na słupach [32]



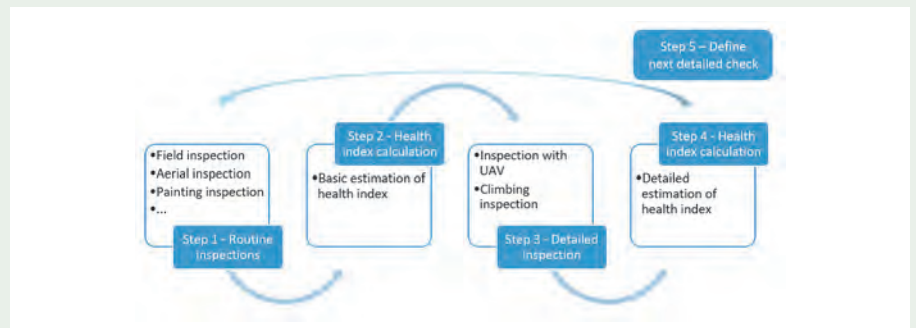
Rys. 15. Harmonogram wdrożenia zmiany procesu oceny stanu technicznego [39]

one wykrycie awarii, ale także zaplanowanie malowania. W przeszłości wszystkie ustalenia były rejestrowane w formie papierowej lub cyfrowej w centrach serwisowych, bez centralizacji. W ocenie Operatora Belgijskiego (*Elia*) dotychczasowa filozofia gromadzenia informacji o majątku jest już nieaktualna. Postępujący rozwój cyfryzacji i zarządzania informacją wymaga nowych metod. Od trzech lat *Elia* [39] wdraża dynamiczny system zarządzania aktywami poprzez wprowadzenie innowacyjnych technik kontroli, takich jak UAV (Unmanned Aerial Vehicle) oraz narzędzi cyfrowych (numeryczna lista kontrolna, sztuczna inteligencja itp.). Jednym z podstawowych celów jest przejście z systemu zarządzania opartego na czasie do systemu zarządzania aktywami opartego na ryzyku.

Aby stopniowo wprowadzić tę zmianę *Elia* podjęła trzy kroki.

Pierwszy krok polegał na przeanalizowaniu dotychczasowych doświadczeń oraz przyjętych zasad ocen stanu technicznego. Na podstawie tej analizy opracowano nową strategię kontroli:

- opracowano narzędzia informatyczne, aby wspomóc zbieranie właściwych informacji; to właśnie podczas tego etapu *Elia* upowszechniła wykorzystanie smartfonów i UAV dla lepszej digitalizacji zebranych danych;
- opracowano narzędzie obliczeniowe do obliczania równoważnego wieku i wskaźnika dla każdego składnika majątku; opiera się ono na danych technicznych przechowywanych w bazach danych oraz informacjach zebranych cyfrowo podczas standardowych kontroli; na podstawie uzyskanych wyników i ustalonych kryteriów można rozpocząć dodatkowe inspekcje; podczas tych szczegółowych inspekcji coraz częściej wykorzystuje się drony i sztuczną inteligencję.



Rys. 16. Schemat opracowanego w *Elia* nowego procesu [39]

W ślad za ewolucją ustawodawstwa belgijskiego, rozwojem środków technologicznych, rozwojem sztucznej inteligencji, trudności z zasobami wśród przedsiębiorców w celu przeprowadzenia dużej liczby kontroli typu Micro Views (szczegółowa kontrola poprzez inspekcję wspinaczkową) oraz trudności z uzyskaniem wyłączeń w 2019 r. wykonano drugi krok:

- wprowadzono narzędzia w postaci drona zarówno w zakresie inspekcji, jak i realizacji inspekcji typu Micro View.

Uzyskane wyniki, po wdrożeniu tego nowego zarządzania na wszystkich liniach napowietrznych, okazały się zadowalające.

Elia stwierdziła, podejmując trzeci krok, że będzie kontynuować:

- wdrażanie nowych aplikacji (np. LiDAR) do zarządzania wycinką; jest to czynnik umożliwiający ewolucję od utrzymania opartego na czasie do utrzymania opartego na ryzyku w zakresie zarządzania roślinnością;
- rozwój nowych technik monitorowania linii: kamery, monitorowanie drgań, DLR przewodów HTLS, wykorzystanie zdjęć satelitarnych do badania zmian w otoczeniu linii;

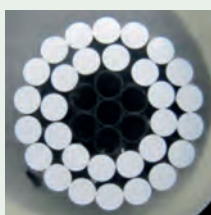
- wdrożenie narzędzi cyfrowych, sztucznej inteligencji i uczenia maszynowego w celu przejścia od zarządzania opartego na stanie do zarządzania opartego na ryzyku.

W liniach napowietrznych stosowane są od kilkudziesięciu lat przewody niskozwisowe. Jednym z rozwiązań stosowanych w tej grupie przewodów są przewody z rdzeniem kompozytowym zbudowanym z drutów z włókien węglowych, tzw. Aluminium Conductor Fiber Reinforced (ACFR). W Japonii technologia ta jest rozwijana od roku 2002. W jednym z referatów [33] przedstawionych na Sesji CIGRE opisano wyniki oceny przewodu ACFR pracującego na linii przesyłowej w Japonii przez okres 16 lat. Na rysunku 17 przedstawiono zdjęcia rdzenia przewodu oraz samego przewodu pobranego z linii po tym okresie eksploatacji.

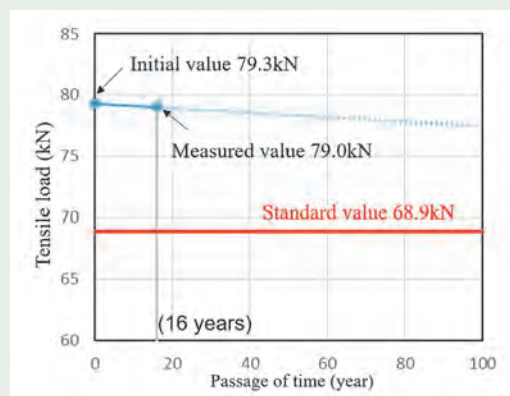
W ramach badań przewodu dokonano oceny wytrzymałości mechanicznej przewodu. Utrata wytrzymałości na rozciąganie jest poniżej 1% w stosunku do nowego przewodu. Na rysunku 18 przedstawiono wynik próby na rozciąganie.



Rys. 17. Rdzeń przewodu oraz przekrój przewodu pobranego z miejsca o największym zwisie [33]



Rys. 18. Wynik próby rozciągania przewodu [33]



W wyniku badania nie stwierdzono pogorszenia parametrów elektrycznych. Podsumowując uzyskane wyniki badania przewodu stwierdzono, że nie zaobserwowano znaczącej degradacji, a ponieważ wystąpił tylko niewielki spadek obciążenia rozciągającego, wskazuje to, że ACFR może być bez problemu stosowany dłużej.

W związku z rosnącym zapotrzebowaniem na energię niezbędna jest przebudowa lub budowa nowych linii. Wykonanie przebudowy linii w celu zwiększenia obciążalności lub podwyższenia napięcia pracy linii wymaga często zastosowania dużych środków technicznych oraz finansowych. Dlatego poszukuje się rozwiązań pozwalających na ograniczenie środków i lepsze wykorzystanie już istniejących linii. W jednym z referatów [37] Autorzy opisali możliwy sposób zwiększenia napięcia pracy poprzez zastosowanie specjalnych łańcuchów izolatorów odciążowo-przelotowych z izolowanych mostkiem (tzw. ISC). Dzięki takiemu rozwiązaniu możliwe jest podniesienie przewodów na słupach przelotowych, a tym samym zwiększenie odległości przewodów od ziemi/obiektów krzyżowanych w przeszłości. Autorzy opisali przykład zastosowania tego rozwiązania w Szwajcarii przy przeizolowaniu linii 50 kV na 110 kV.

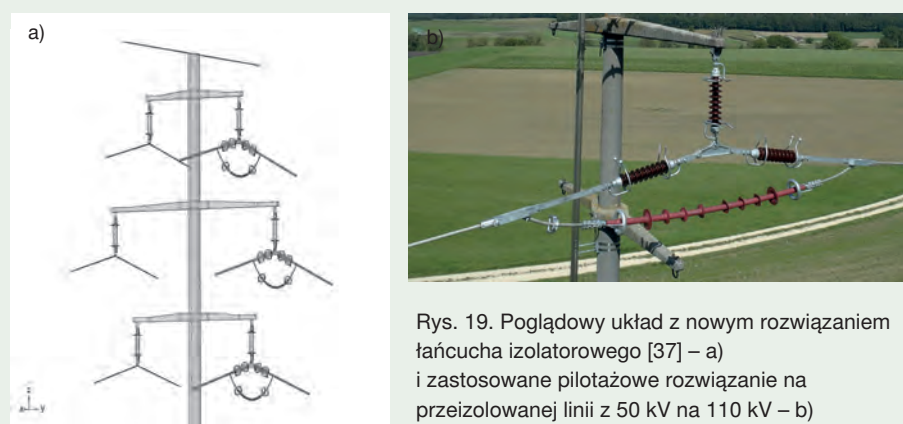
Na rysunku 19 przedstawiono słup linii 50 kV z izolatorami typowymi 50 kV i ISC dla 110 kV bez zmiany geometrii słupa.

Krytyczna jest tu odległość pomiędzy przewodem a poprzecznikiem znajdującym się bezpośrednio pod nim. Przekrój poprzeczny samego przewodu wykorzystywanego w tym zawieszeniu pokazano na rysunku 20. Według Autorów to rozwiązanie można przenieść również na inne poziomy napięcia, np. 110/220 kV lub 220/380 kV.

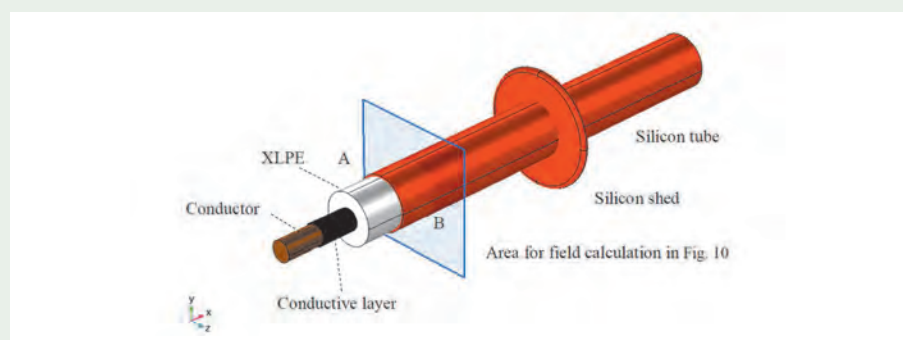
Istotne jest zapewnienie odpowiedniej wytrzymałości powierzchni materiału izolacyjnego XLPE na natężenie pola elektrycznego. W tym celu przeprowadzono szereg symulacji oraz badań, aby mieć pewność bezpiecznej pracy izolacji kabla.

Pozostając w tematyce lepszego wykorzystania istniejącej infrastruktury – Hiszpański Operator Systemu przesyłowego (REE) w jednym z referatów [42] zamieścić

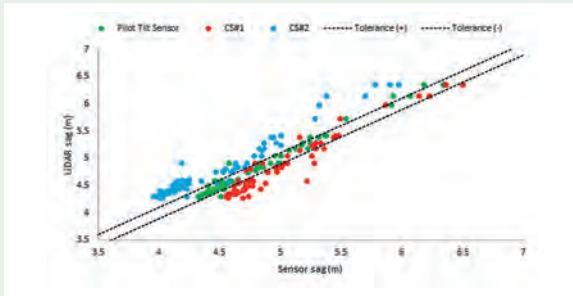
opis doświadczenia z wdrażania systemu monitorowania obciążalności prądowej linii (DLR – Dynamic Load Rating). REE w latach 2021-2026 planuje objąć 700 km linii systemem DLR. Pierwszym krokiem była ocena porównawcza różnych systemów monitorowania obciążalności prądowej. W tym celu przez 15 godzin jako poligon doświadczalny wykorzystywano jedno przęsło linii 220 kV *Fuendetodos – María*.



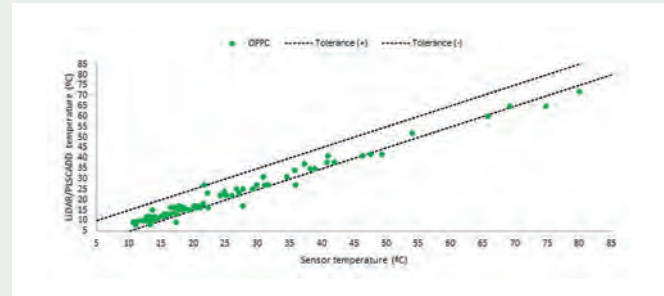
Rys. 19. Poglądowy układ z nowym rozwiązaniem łańcucha izolatorowego [37] – a) i zastosowane pilotażowe rozwiązanie na przeizolowanej linii z 50 kV na 110 kV – b)



Rys. 20. Poglądowy widok zastosowanego kabla w mostku [37]



Rys. 21. Porównanie wyników z inklinomierza i dwóch innych czujników [42]



Rys. 22. Wyniki uzyskane przy wykorzystaniu przewodów typu OPPC [42]

Do prawidłowej oceny systemów konieczne było podniesienie temperatury przewodu znacznie powyżej temperatury otoczenia (co wiązało się z przygotowaniem specjalnego układu sieci). Ocena systemów obejmowała aspekty techniczne, komunikacyjne (IT) oraz ekonomiczne.

W teście uwzględniono:

- systemy oparte na danych pogodowych pozyskiwanych z oddalonej od linii stacji pogodowej,
- systemy oparte na danych pogodowych pozyskiwanych ze stacji pogodowej zainstalowanej na słupie linii;
- czujnik nachylenia przewodu (inklinomierz);
- dwa różne czujniki komercyjne (oznaczone jako CS#1 i CS#2, czujniki montowane na przewodach, ale Autorzy nie opisali w artykule sposobu ich działania);
- wykorzystanie włókien światłowodowych w przewodzie fazowym (OPPC).

Wykorzystanie danych pogodowych pozyskiwanych z oddalonej od linii stacji pogodowej (np. służby meteorologiczne, lotniska) jest szybkim i tanim sposobem na uzyskanie danych niezbędnych do wdrożenia DLR. Nie trzeba inwestować w sprzęt, a jedynie w pozyskiwanie danych pogodowych i algorytmy. Temperatura otoczenia mierzona przez odległą stację meteorologiczną może być zastosowana do linii przesyłowej, ale ani promieniowanie słoneczne, ani prędkość i kierunek wiatru nie mogą być bezpośrednio wykorzystane w obliczeniach temperatury przewodu on-line. Porównano dane z odległej stacji pogodowej z danymi zebranymi przez lokalną stację

pogodową; temperatura otoczenia była podobna, ale promieniowanie słoneczne oraz prędkość i kierunek wiatru w ogóle nie korelowały.

Ewolucją tej metodyki jest wykorzystanie lokalnej stacji pogodowej, w tym przypadku należącej do hiszpańskiego OSP. Jest to oczywiście droższe rozwiązanie w porównaniu ze zdalną stacją meteorologiczną, ponieważ trzeba kupić, zainstalować i utrzymywać sprzęt, ale daje lepsze wyniki, ponieważ pozwala uwzględnić rzeczywiste promieniowanie słoneczne w modelu obliczeniowym.

Wyniki uzyskane z czujnika nachylenia przewodu okazały się bardzo zadowalające, dokładność pomiaru zwisu przewodu wynosiła ± 10 cm.

Wyniki dwóch komercyjnych czujników okazały się niewystarczająco dokładne, ponieważ ich wartości w większości przypadków znajdowały się poza pasmem tolerancji [21]. Poza tym, i związanym z ich kosztem, oba są uważane za drogie rozwiązania w porównaniu z taną alternatywą.

System oparty na wykorzystaniu światłowodów w przewodach fazowych typu OPPC oceniony został pozytywnie. Uzyskane tolerancje wyników były w granicach tolerancji zwisu ± 10 cm (rys. 22). Wadą tej technologii jest jej wysoki koszt, szczególnie gdy chodzi o wdrożenie systemu DLR w istniejących liniach. W przypadku uzupełnienia nowej linii przesyłowej koszt nie jest tak wysoki, ale systemy monitoringu dynamicznej obciążalności są stosowane generalnie do linii istniejących w celu lepszego ich wykorzystania.

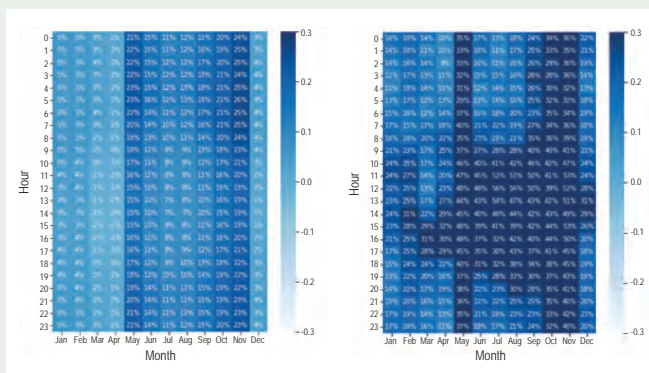
REE ostatecznie wybrał rozwiązanie polegające na czujnikach nachylenia przewodu uzupełniane o dane pogodowe z lokalnych (instalowanych na słupach linii) stacji pogodowych, zgodnie z następującą ogólną zasadą: jeden czujnik pomiaru nachylenia przewodu w każdej sekcji plus lokalna stacja pogodowa powiązana z każdym innym czujnikiem. W ten sposób poprzez zastosowanie czujników uzyskuje się informację o efektywnej prędkości wiatru, a ze stacji pogodowej temperaturę otoczenia i promieniowanie słoneczne (oraz rezerwowo prędkość i kierunek wiatru).

Aby zmniejszyć liczbę czujników i obniżyć koszt systemu DLR czasami firmy przesyłowe i dostawcy sprzętu uciekają się do koncepcji określania krytycznego odcinka (przęsta) linii, która mówi w skrócie, że nie jest konieczne pokrycie całej linii czujnikami. W tym zakresie wcześniejsze doświadczenia hiszpańskiego OSP (projekt TWENTIES) przyniosły inny rezultat, a mianowicie, że każde przęsto staje się z czasem przęstem krytycznym.

Pozostając w tematyce systemów DLR – w jednym z referatów (USA) [46] przedstawiono porównanie możliwych korzyści związanych z zastosowaniem jednej z trzech metod wyznaczania obciążalności prądowej:

- statyczna metoda (SLR), podział zima/lato,
- statyczna metoda z uwzględnieniem zmian temperatury (AAR),
- dynamiczna metoda (DLR).

Porównanie zrobiono na przykładowej linii 115 kV w USA. Na rysunku 23 przedstawiono uzyskane wyniki.



▲ Rys. 23. Procentowa zmiana obciążalności prądowej w zależności od wybranej metody: po lewej – AAR w stosunku do SLR, po prawej – DLR w stosunku do SLR [46]

W tabeli 3 przedstawiono porównanie uzyskanych wyników w zależności od pory roku.

Autorzy zwracają uwagę, że obciążalność prądowa według DLR spada poniżej AAR przez 22% czasu w lecie i 27% czasu w zimie, co wskazuje, że założenie statycznej prędkości wiatru w AAR często przeszacowuje rzeczywiste prędkości wiatru. Najczęściej ma to miejsce w nocy, kiedy prędkości wiatru są niższe, a jednocześnie chłodniejsze temperatury wskazują na dostępność dodatkowej mocy, co potęguje negatywny efekt. W tych okresach, gdy obciążalność według DLR jest mniejsza niż AAR, eksploatacja linii przy wartości znamionowej określonej przez AAR stanowiłaby zagrożenie dla linii ze względu na możliwość przekroczenia maksymalnej temperatury roboczej.

Aspekty środowiskowe i bezpieczeństwa związane z liniami

W tym bloku tematycznym ujęte zostały referaty poruszające zagadnienia związane z realizacją prac na liniach napowietrznych. Wymaga ona przestrzegania przepisów związanych z bezpieczeństwem pracy, w szczególności jeśli praca realizowana jest w technologiach bezwyłączeniowych [48].

Obecnie na świecie jest kilka linii ultrawysokiego napięcia tzw. UHVDC. Najwięcej linii UHVDC jest w Chinach, gdzie funkcjonuje ponad 15 takich linii. W Brazylii

zbudowano niedawno dwie linie ± 800 kV DC do przesyłu energii wytwarzanej w elektrowni wodnej *Belo Monte*, na rzece Xingu, w regionie Amazonii, na południowy wschód Brazylii. Moc elektrowni to 11 000 MW, co czyni ją czwartą co do wielkości elektrownią wodną na świecie. Pierwsza linia dwutorowa, eksploatowana przez *Belo Monte Transmissora de Energia (BMTE)*, obejmuje stację konwertorową w Anapu (PA) i kolejną w Estreito (MG) o mocy przesyłowej 4000 MW, długości 2076 km linii przesyłowych, 3088 słupów. Druga linia jest eksploatowana przez *Xingu Rio Transmissora de Energia (XRTE)*, o mocy przesyłowej 4000 MW i długości 2539 km, z wykorzystaniem 4448 słupów i jest najdłuższą na świecie linią ± 800 kV DC. Na rysunku 24 przedstawiono przykładowe zdjęcie linii.

Na potrzeby wymiany uszkodzonych kołpaków izolatorów szklanych opracowana została specjalna technologia wymiany ich pod napięciem. Na szczególną uwagę zasługuje łańcuch izolatorowy oraz para-



Rys. 24. Linia ± 800 kV DC (BMTE) [48]



Rys. 25. Wymiana uszkodzonego izolatora [48]

Tabela 3

Porównanie wyników obciążalności w zależności od metody oraz pory roku [46]

Summary of Key Findings	Summer	Winter
% of Time AAR is above SLR	100%	78%
% of Time DLR is above SLR	93%	77%
% of Time DLR is above AAR	78%	73%
Average % Capacity Increase, AAR over SLR	15,1%	2,7%
Average % Capacity Increase, DLR over SLR	33,8%	19,3%
Average % Capacity Increase, DLR over AAR	16,3%	16,2%

metry kloszy. W łańcuchu przelotowym jest 39 (320 kN) lub 40 (420 kN) kloszy szklanych. Łańcuchy odciągowe składają się z czterech rzędów po 41 kloszy (420 kN) w każdym. Budowa łańcucha (duża masa) uniemożliwia dokonanie wymiany klosza poprzez zwolnienie naciągu na całym łańcuchu. Zatem niezbędne było opracowanie metody polegającej na zwolnieniu tylko naciągu na odcinku kilku kloszy.

Z badań wynika, że wymagana minimalna liczba nieuszkodzonych kloszy w ciągu 39 izolatorów wynosi 31. Oznacza to, że maksymalna liczba uszkodzonych izolatorów wynosi osiem. Zakładając, że pracownik w kombinezonie, siedząc na izolowanym krześle przy łańcuchu, ma równoważną długość 1,20 m, zatem dla jego bezpieczeństwa pracy należy zachować klosze o tym samym potencjale elektrycznym. Oznacza to więc, że maksymalna liczba uszkodzonych jednostek w całym ciągu podczas wykonywania wymiany musi wynosić trzy. Ze względu na opóźnienie w homologacji stosowania kombinezonów ochronnych w liniach UHV przez władze brazylijskie, rzeczywiste zastosowanie zaproponowanej metodyki nie było jeszcze możliwe.

W jednym z kolejnych referatów [55] opisane zostały doświadczenia Indyjskiego Operatora Systemu Przesyłowego dotyczące przyczyn wyłączeń linii. Zarządza on 170 000 km linii przesyłowych. Wyłączenia linii przesyłowych w Indiach spowodowane są głównie: wyładowaniami piorunowymi, roślinnością w otoczeniu linii i uszkodzeniami izolatorów. Spośród tych czynników uderzenie pioruna jest jednym z głównych.

W celu zbadania i zmniejszenia częstotliwości wyłączeń linii przesyłowych, Indyjski Operator zastosował dwutorowe podejście: zmniejszenie rezystancji uziemienia słupów poprzez zastosowanie środków poprawiających uziemienie (bentonit) i zastosowanie ograniczników przepięć na linii przesyłowej (tzw. TLA) – rysunek 26, w przypadku, gdy rezystancja uziemienia słupa nie może być poprawiona z powodu bardzo złych warunków gruntowych.

W referacie Autorzy opisali też wpływ zastosowania bentonitu w celu poprawy rezystancji uziemienia słupa. Typowo uziemienie słupa wykonane jest w postaci bednarki, podłączonej do każdej nogi słupa i ułożone poniżej 1 m.

Na rysunkach 27 i 28 uwidoczniło zmianę rezystancji w wyniku zastosowania bentonitu.

Zastosowanie bentonitu poprawiło (zmniejszyło) wartość rezystancji słupa. Jednak nadal w wielu lokalizacjach słupów wartość zmierzona była większa niż wymagane 10 Ohmów. Zaobserwowano również, że wartość rezystancji wzrastała w porze



Rys. 26. Linia 132 kV z ogranicznikami przepięć [55]

suchej. To wskazuje, że obróbka chemiczna (zastosowanie bentonitu) może tylko zapewnić tymczasową poprawę uziemienia słupów i to tylko podczas pory mokrej.

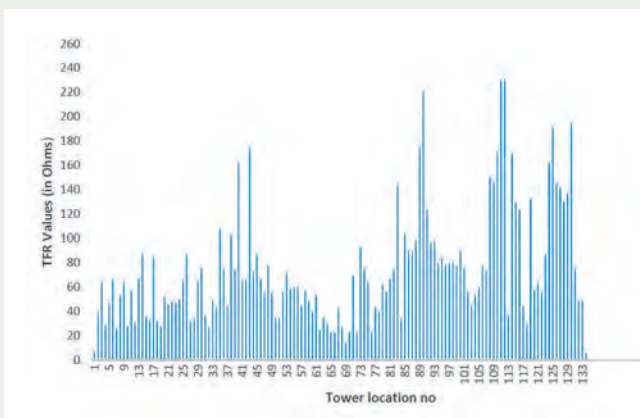
I mimo tych działań (zastosowania bentonitu) nadal dochodziło do zadziałania linii z powodu wyładowań atmosferycznych. W celu wyeliminowania wyładowań atmosferycznych zainicjowano koncepcję instalacji ograniczników przepięć na linii (TLA).

Od momentu zainstalowania ograniczników na liniach znacznie zmniejszyła się liczba ich wyłączeń wskutek wyładowań piorunowych. Na przykład w linii 132 kV *Khliehriat Khondong#2*, w której większość odcinków linii przypada na teren pagórkowaty, przed instalacją TLA, każdego roku, występowało około 10-20 zadziałań. Po zainstalowaniu TLA we wszystkich miejscach nie było żadnych wyłączeń w ciągu ostatnich trzech lat. Natomiast

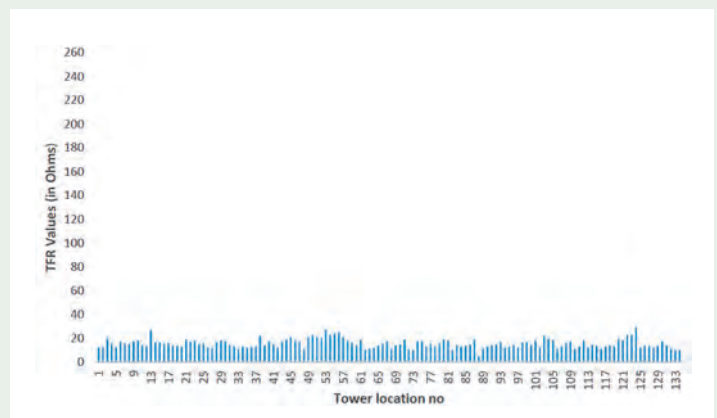
w przypadku linii przesyłowej 220 kV DC *Alipurduar-Salakati*, po zainstalowaniu TLA, liczba wyłączeń linii zmniejszyła o ponad 50%. Świadczy to o skuteczności TLA na tej linii.

Operatorzy systemów przesyłowych (OSP) podejmują znaczne wysiłki w celu poszukiwania innowacyjnych rozwiązań do linii, które mogą zminimalizować wizualne i środowiskowe oddziaływanie nowej infrastruktury sieciowej. Alternatywą dla linii napowietrznych są linie kablowe, ale należy mieć na uwadze, że jest to technologia zbyt kosztowna na długich odcinkach i na wielu obszarach niewykonalna ze względu na bariery związane z podziemnymi strukturami geologicznymi.

Innowacyjne rozwiązanie, w celu spełnienia oczekiwań społecznych i minimalizacji oddziaływania na otoczenie, zostało opracowane w Danii [62]. Polega ono na zastosowaniu materiałów kompozytowych



Rys. 27. Zmierzona wartość rezystancji poszczególnych uziemień słupów na linii 132 kV przed zastosowaniem bentonitu [55]



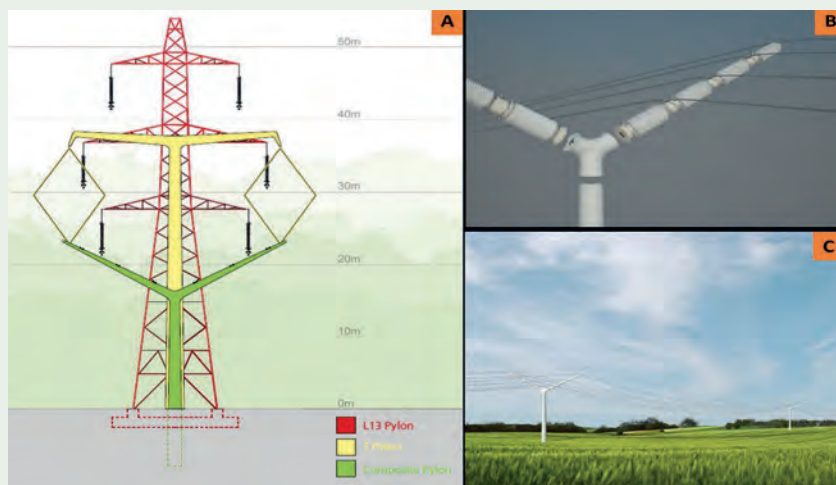
Rys. 28. Zmierzona wartość rezystancji poszczególnych uziemień słupów na linii 132 kV po zastosowaniu bentonitu [55]



Rys. 29. Słup kompozytowy linii 2 x 400 kV [62]

na ramionach poprzecznych słupa linii 400 kV, umożliwiając integrację izolatorów i w konsekwencji zmniejszenie rozmiarów słupa. Innowacyjną częścią projektu jest też zainstalowanie trzech konfiguracji przewodów (1 x 400 kV) na jednym kompozy-

towym ramieniu poprzecznym. Ponieważ słup kompozytowy działa jako izolator, odległości pomiędzy przewodami mogły być zmniejszone – co znacznie zmniejszyło rozmiar słupa (w przybliżeniu 1/2 słupa kratowego).



Rys. 30. A – słup kompozytowy (zielony) w porównaniu z tradycyjnymi słupami kratowymi (czerwony) i innym słupem kompozytowym T-Pylonem firmy BYS (żółty); B – szczegóły elementów ramion słupa, C – widok linii ze słupami kompozytowymi [62]



Rys. 31. Zdjęcia z budowy słupa [62]

Pod koniec 2019 roku zespół pięciu międzynarodowych partnerów otrzymał dofinansowanie z Unii Europejskiej w ramach programu Fast Track to Innovation (Horyzont 2020) na wyprodukowanie i zainstalowanie trzech prototypowych słupów (2 x 400 kV).

Konstrukcja trzonu słupa jest podobna do konstrukcji wież dla turbin wiatrowych. Słup został zaprojektowany zgodnie z poniższymi założeniami:

- norma EN50341 / EN50341-2-4 (GER)
- strefa wiatru 2, strefa obciążenia lodem E2
- 2 x 400 kV AC, obciążalność 4400 A
- podstawowa średnia godzinowa prędkość wiatru: 25 m/s (strefa wiatrowa 2)
- kategoria terenu: II
- maks. rozpiętość pojedynczego przęsła: 350 m
- maks. rozpiętość przęsła ciężarowego: 450 m
- przewód: ACPR LowSag 451 - AL1 / 64
- przewód odgromowy: ACSR 240
- ochrona przeciwdrganiowa według CIGRE TB 322
- maks. temperatura pracy: 80 st.
- ochrona odgromowa według normy IEEE 1243:1997.

Przeprowadzono z wynikiem pozytywnym badania elektryczne oraz mechaniczne konstrukcji lub jej elementów. Jako fundament wybrano rozwiązanie (monopale – stalowe profile rurowe wbijane w ziemię) analogiczne, jakie jest stosowane przy turbinach wiatrowych.

Wysokość słupa kompozytowego to 30 m i jest prawie o połowę mniejsza od typowego słupa kratowego (54 m). Zmniejszenie wymiarów wpływa pozytywnie na aspekty środowiskowe i ocenę społeczeństwa.

Podsumowanie

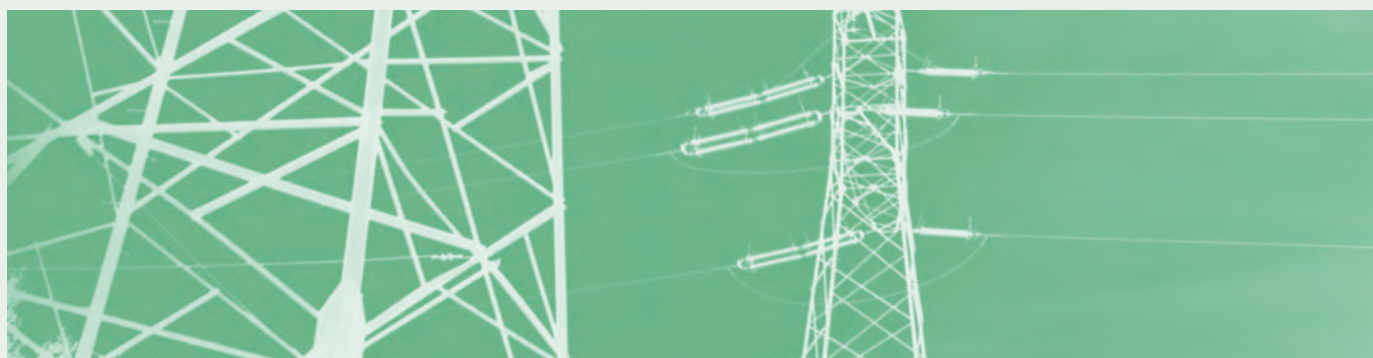
Komitet Studiów B2 – linie napowietrzne – jest jednym z najliczniejszych Komitetów Studiów w CIGRE. Skupia prawie 600 członków z niemal 50 krajów świata. Zajmuje się wszystkimi aspektami związanymi z projektowaniem, budową, modernizacją oraz eksploatacją napowietrznych

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). Potwierdzeniem tego jest zakres tematyczny artykułów prezentowanych na ostatniej sesji generalnej CIGRE 2022.

REFERATY KOMITETU STUDIÓW B2

- [1] Justin Kleehammer, *Resilience and Reality: Unique Challenges and Learnings from Circuit Resiliency Project Planning and Execution.*
- [2] Haiyun Ni, Rongjian Liu, Erlei Tang, Kunchi Yang, *Analysis of The Ice-shedding of Wire Based on Elastic Deformation Principle.*
- [3] V. Kuryanov, L. Gyrevich, L. Timashova, V. Fokin, *Plastically Compacted Steel – aluminium Wires for New Overhead Lines.*
- [4] L.L. Vladimirkii, O.V. Suslova, *Selection System of High-voltage External Insulation for A.C. and D.C. Electric Transmission on the Basis Pollution Mapping.*
- [5] Sakthivelu Subramanian, *Selection of Porcelain Insulator Components for Transmission Lines in High Altitude and Exposure to Ice and Snow.*
- [6] Karan Vir Singh Pundir, *Design and Testing of UHV 765/400 KV Transmission Line Monopole Structures Powergrid's Experience.*
- [7] L.K. Khajkumar, *Improvement of Bearing Capacity of Soil using Bamboo Nailing and Sand Piling for 400 kV Transmission Line Tower Foundations in Tripura, India.*
- [8] Subhash C.Taneja, *Design Innovations for Mitigating Construction Challenges of Overhead Lines.*
- [9] J. Spithoven, J. Verduijn, M.R. Shah Mohammadi, T.J. Ploeg, E. Platenkamp, *Full Scale Test of the 400 kV double circuit pylons (Wintrack type III).*
- [10] Yoshikazu Kitano, Soichiro Sugimoto, Yusuke Sato, Shinya Hatakeyama, Tomoaki Osono, Hiroshi Shigemoto, *Latest design Standard on Structures for Transmissions in Japan.*
- [11] Jaka Strumbelj, Christiane Baer, Jan Lachman, Frank Schmuck, *Applications of multi-stress Test Methods to evaluate today's Composite Insulator Reliability.*
- [12] Raouf Znaidi, Faisal Huda, Javier Garcia, Ahmad Althagafi, *RTV Coated Insulators in Harsh Desert Environment.*
- [13] Koo Yong Shin, J.A Oh, S.W. Lee, T.W. Kim, J.M. Woo, M.N. Ju, *Electrical environment evaluation of HVAC/HVDC hybrid transmission line using a reduced scale-model.*
- [14] Özgür Çetin, Hıdır Düzkaaya, Cengiz Taplamacioğlu, *Electromagnetic interference investigation of two overhead lines with a natural buried gas pipeline: An investigation on the Agri-Horasan Region in Turkey.*
- [15] Mete Uzar, Wolfgang Troppauer, Dilek Gursu, Aytac Sağır, *Site Application of Anti Torsion Pendulum and Interphase Space for the Prevention of Ice Load on Transmission Line Systems in Turkey.*
- [16] José Ramón López-Blanco, Pablo Rodríguez-Herrerías, Carlos García-Barrios, *Affordable towers compaction using aerospace-borrowed lattices.*
- [17] Boris Adum, Kjell Halsan, *Worlds longest Span with ACSR Conductor – Design challenges*
- [18] Emilie Iversen, Bjørn Egil Nygaard, Ø. Hodnebrog, M. Sand, M. Radojicic, *Design of Overhead Lines in a changing Climate.*
- [19] Andreas Lem, Ø. Lande, S. Grini, *Structural reliability analysis of Transmission Line towers by use of advanced Weather Modelling.*
- [20] Gilles Sabatier-Olne, Andreas Lem, Øyvind Welgaard, *Development of Aluminium Tower for 420 kV AC line to reduce environmental impact and safety risks under construction.*
- [21] Łukasz Nazimek, Sławomir Labocha, Robert Czyż, *Development of lifting device for raising height of existing towers of overhead lines.*
- [22] Kyriaki Günther–Papadopoulou, Josef Glöggler Eqos, *Design and construction of a high and heavy lattice tower for 380 kV transmission line.*
- [23] Craig Espinosa, Do Vo2, Jean-Marie George, *Overhead Line Insulators in Operating Constraints Under Severely Polluted Conditions: the Benefits of Silicone Coated Glass Insulators and their Application at the PG&E Diablo Canyon Nuclear Power Plant.*
- [24] Guangning Wu, Yujun Guo, Xueqin Zhang, Guizao Huang, Chengfeng Yin, *A Novel Method for Pollution Detection of External Insulation.*
- [25] Zhao Zhang, Shengchun Liu, Yi Qi, Jian Zhang, Zhen Liu, Long Liu, *Experimental Study of Dynamic Bending Stiffness of Overhead Conductors with Formed Wires.*
- [26] A.V. Vanyakin, A. Likhobabin, *Application of a Fibre Bragg Grating-based Sensing System for Icing Detection and Structural Health Monitoring of Transmission Lines in Russia.*
- [27] Andreas Dernfalk, Christian Ahlholm, Johan Lundengård, Igor Gutman, Boris Adum, *Countermeasures for high and extreme ice loads typical for Norwegian environment based on concept of heating.*
- [28] P. Smet, B. Risse, T.J. Ploeg, E. Platenkamp, *How to increase Resilience by assessment based on study case 400 kV Overhead Line Stevin – Horta in Belgium.*
- [29] Oswaldo Arenas, *Artificial Intelligence in the Diagnosis of Fault Causes in Transmission Lines.*
- [30] Balint Nemeth, Gabor Gocsei, Levente Racz, David Szabo, *Preparatory analysis to establish a reliable and efficient DLR system.*
- [31] Nenad Gubelj, Viktor Lovrencic, Kresimir Bakic, Dusan Kozjek, *Correlation between tensile Force in Conductors and Stress loading of tensile Towers.*
- [32] Kensei Yamamoto, Tomoaki Osono, Hiroyuki Miyoshi, Tomoaki Kawamura, Motoyuki Yamazaki, Tomonori Shiraiishi, *Deterioration diagnosis-imaging Technology and deterioration countermeasure Technology for overhead transmission line.*
- [33] Hiroaki Sasa, Tomoyuki Aoyama, Naohiko Sudo, Kiyonobu Nara, Takao Kaneko, Mami Nakagawa, *Evaluation of long-term Reliability of the carbon fiber core Wire and Development of Technologies to expand its Application.*
- [34] Keisuke Sugita, Tomoki Miyoshi, Tomoaki Sei, Satoru Yoshida, *Evaluation of residual mechanical performance of damaged conductor strands due to AC fault arcs for rational repair of overhead line.*
- [35] Teruhisa Tatsuoka, Hiromitsu Ijichi, Keiichi Yoshino, Tomoaki Kawamura, Motoyuki Yamazaki, Tomonori Shiraiishi, *Rationalization of maintenance Methods for hot-dip galvanizing transmission Tower.*
- [36] Tomoki Kitashima, Takeshi Fujimoto, Hisato Matsumiya, Takuhiko Ohashi, Tomonori Shiraiishi, Fumito Minoura, *Efficacy of Loose Spacers in Mitigating Galloping of Bundled Conductors.*

- [37] Toni Wunderlin, *Upgrading the transmission capacity of existing high voltage lines using insulated suspension chain ISC.*
- [38] Jabin Koo, Wonkyo Lee, Taeyong Kim, *A Study on the Life-Time Assessment Ways and Various Failure Types of 154kV Porcelain Insulators Installed in South Korea.*
- [39] Stephane Germain, Emmeline Vranken, P. Bunga, L. Collin, Bernard Risse, *Innovative inspection techniques and digital tools for condition follow-up of overhead lines in Belgium.*
- [40] Jaafar Althawab, Musleh Alameri, *Operational Evaluation of RTV Coating Performance over 17 years on the Coastal Area at Jubail-SA.*
- [41] Julien Said, S. El Idrissi Raghini, M. Gueguin, E. Cieren, L. Cohen, F. Hafid, J.M. Ghidaglia, M. Coulangeon, J. Brocard, *Metamodel applied to fatigue damage in overhead lines conductors.*
- [42] Antonio Useros, Alexandra Burgos, Lucía Mateo, Ricardo Reinoso, José María Abad, Agustín Gutierrez, *Dynamic line rating in the Spanish overhead transmission network.*
- [43] Stefan Steevens, Niklas Winkelmann, *Probabilistic safety concept in overhead line construction.*
- [44] Brian Obermeier, *Case Study: Measuring the Size of Electrical Conductors using Lidar Scanning.*
- [45] Baptiste Gary, José Portoles, Maeva Chambaud, Haithem Bel Haj Frej, Xavier Colin, *Towards a predictive model for the residual strength of PMC composite core in HTLS conductors in function of the operating conditions.*
- [46] Kristine Engel, Jonathan Marmillo, Mahraz Amini, Hamid Elyas, Babak Enayati, *An Empirical Analysis of the Operational Efficiencies and Risks Associated with Static, Ambient Adjusted, and Dynamic Line Rating Methodologies.*
- [47] Danil Yaroslavsky, Marat Sadykov, Mikhail Goryachev, *Full-Scale Tests for the Purpose of Verifying the Method for Determining the Boom of the Wire Sag by the Period of its own Oscillations.*
- [48] R. Garcia, J. Cardoso, F. Silva, C. Matt, P. Marcondes, L. Senna, D. Machado, F. Faria, R. Costa, J. Graham, A. Nigri, *Development of Methodology for Insulator Replacement in ± 800 kV DC Strings Using Live Line Procedures.*
- [49] C. Nascimento, A. Lisboa, H. Yehia, H. Magalhães, A. Neto, A. Barbosa, P. Venâncio, T. Rezende, A. Magalhães, R. Campos, M. Melo, G. Cabelo, D. Lima, M. Souza, *Wildfire Detection System Using Artificial Intelligence with the Collaboration of the Web Society.*
- [50] Razib Hasan, Matthew Viele, William Winters, John Hauffer, David J. Allen, *Transmission System Reliability in the Face of Climate Change.*
- [51] Eduardo Ramirez Bettoni, Balint Nemeth, Richard Cselko, *Development of a Novel Conductive Garment for Protecting Linemen against Transmission Line Induction.*
- [52] Hua Wu1, Xiaojing Bai, Zengguang Ou, Qi Zhang, *Next-Generation Intelligent Maintenance for Over-Head Electric Power Facilities Using Edge Cloud Collaboration.*
- [53] Luxing Zhao, Lei Gao, Jiayu Lu, Chao Liu, Li Xie1, Yong Ju, Feng Bai, *Altitude correction method of electromagnetic environment for HVDC transmission line and its engineering application.*
- [54] E.V. Liapunov, Y.V. Zhilkina, *Experience Use of Bird Protection Devices on Power Lines and Environmental Impacts.*
- [55] Navin Kumar Mahato, *Powergrid Experience on Installation of Transmission Line Arresters in EHV Transmission line.*
- [56] J.R. Meijers, S.P. Gelderblom, *Safe Management of Work in High-Voltage Overhead Lines in The Netherlands.*
- [57] David Ernesto Gomez, *Optimization of Vegetation Management with Lidar Inspection. Real Application Case.*
- [58] Jean-François Goffinet, N. Blanpain, R. Marchal, B. Van Zegbroeck, *Environmental impact mitigation for new 110 kV line in natural protected area.*
- [59] Lorenzo Papi, Luca Buono, Piero Berardi, Gianluigi Gemelli, Francesco Palone, Alberto Piccinin, Roberto Spezie, Marco Valente, *Design and protection criteria for passive loops on a 400 kV double circuit line.*
- [60] Francesco Palone, Roberto Spezie, Andrea Valant, Dario Polinelli, Luca Buono, *Refurbishment of sectionalizing posts on 245 kV towers for a reduced visual impact and an increased line resilience.*
- [61] Bruno Baronian, *Overhead towers specially designed to be lift by helicopters.*
- [62] S. Morice, H. Skouboe, E. Frederiksen, J. Brocard, M. Domm, *2 x 400 kV composite pylon ready for use, innovative and compact – reducing the impact of OHTL considerable.*
- [63] Iván Higuero-Torres, Guillem Gil-Prieto, Vicente Fuster-Roig, *Compliance analysis of exposure limit values of power frequency electromagnetic fields during live-line working on HV overhead lines.*
- [64] Pablo Rodríguez, Carmen M^a Pedraza, Carlos Rodríguez, Rafael Mesia, Javier Valdés, Abel Sancho, *A wearable system for Work at Height Safety Management.*
- [65] Hannah Kirchner, C.M. Franck, *Correlation of the Surface Wettability and the Audible Noise Emission of Overhead Line Conductors.*



Sławomir Samek
 Energoprojekt-Warszawa SA
 Energoprojekt-Katowice SA

Stacje i instalacje elektryczne – Komitet Studiów B3

Substations and electrical installations – Study Committee B3

Zaprezentowano zagadnienia przygotowane w formie referatów i omówione podczas dyskusji w trakcie Sesji Technicznej Komitetu Studiów B3 Stacje i instalacje elektryczne. Szczególną uwagę zwrócono na budowanie i utrzymywanie poprawnych relacji pomiędzy energią a środowiskiem naturalnym, w tym promocję technologii neutralnych bądź nawet wspierających środowisko naturalne, w tym rozwiązań wolnych od gazu SF₆, techniki próżniowej dla wyłączników wysokiego napięcia i stosowanie w rozdzielnicach z izolacją gazową powietrza syntetycznego bądź mieszanek fluoronitrylu. Godne zauważenia są także nowoczesne technologie informatyczne wspierające proces tworzenia i użytkowania obiektów elektroenergetycznych. Wymieniono 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 dla aparatów i urządzeń. Odrębny obszar zagadnień to właściwe podejście do zabiegów o charakterze konserwacyjnym i naprawczym. Obserwuje się zdecydowaną preferencję dla interwencji wynikających z aktualnego stanu elementu, w miejsce dotychczas stosowanych przeglądów okresowych, realizowanych w stałych odstępach czasowych. Podano informacje dotyczące bezpieczeństwa ludzi pracujących w bezpośrednim sąsiedztwie elementów czynnych i w obszarze oddziaływania pól elektromagnetycznych.

Słowa kluczowe: stacja elektroenergetyczna, stacja cyfrowa, magazyny bateryjne, odnawialne źródła energii, ślad węglowy, cyfrowy bliźniak, BIM, sztuczna inteligencja, uczenie maszynowe, internet przedmiotów, cyberbezpieczeństwo

Presented are issues prepared in the form of papers and discussed during Technical Session of the Study Committee B3 Substations and electrical installations. Special attention was paid to building and maintaining proper relationships between energy industry and natural environment including promotion of technologies which are neutral or even supporting the natural environment like SF₆ free solutions, vacuum technology for HV circuit-breakers and application of synthetic air or fluoronitrile compounds in gas-insulated switchgears. Worth noting are also modern information technologies supporting the process of creation and operation of power facilities. Mentioned is also three-dimensional modelling enabling at the designing stage to foresee all events that can occur during building and operation and then manage them effectively as well as three-dimensional printing that helps quickly and quite cheap to produce spare parts for equipment and various devices. A distinct area of issues is the proper attitude to maintenance and repair works. Observed is a strong preference for interventions resulting from the actual state of an element in place of previously applied routine inspections carried out at regular intervals. Given are informations concerning security of people working in the immediate vicinity of active elements and in the area of the EMF impact.

Keywords: substation, digital station, battery storages, renewable energy sources, carbon footprint, digital twin, BIM, artificial intelligence (AI), machine learning, Internet of Things (IoT), cybersecurity

Wstęp

Tematyka wiodąca zaproponowana na Sesję CIGRE 2022, w obszarze odnoszącym się do stacji i instalacji elektroenergetycznych, została podzielona na trzy grupy zagadnień.

1. Rosnący wpływ transformacji w kierunku czystej energii na projektowanie stacji.
2. Wyzwania związane z zarządzaniem zrównoważonym rozwojem w stacjach.
3. Integracja inteligencji w stacjach.

Rozwinięcie omawianych zagadnień stanowią następujące podtematy zdefiniowane podczas dyskusji nad zgłoszonymi na sesję referatami. Dla grupy pierwszej są to:

- farmy wiatrowe na lądzie i na morzu, fotowoltaika, energia geotermalna itp.,
- magazynowanie energii, wodór, kompensatory synchroniczne itp.,
- zastosowanie technologii GIS/GIL dla sieci prądu stałego.
- nowy zestaw umiejętności dla potrzeb nowych technologii, transfer wiedzy i wysokie standardy kształcenia w zakresie umiejętności inżynierskich.

Dla grupy trzeciej:

Dla grupy drugiej:

- czynniki zewnętrzne stymulujące ingerencję w poprawę pracy stacji (odporność, niezawodność, bezpieczeństwo dostaw, koordynacja oczekiwanej długości życia itp.),
- alternatywa dla gazu SF₆ i zarządzanie emisjami, zasada 3R (ang. Reuse, Reduce, Recycle), (ponowne wykorzystanie, redukcja, recykling) dla materiałów,
- analiza danych, zdalny nadzór i monitorowanie oraz aplikacja dla pracy autonomicznej,
- aplikacje dla Internetu przedmiotów i uczenia maszynowego oparte na danych automatyki zabezpieczeniowej i kontrolnej, w tym dla zarządzania zasobami, monitorowania i analizy danych.
- oczekiwania wobec stacji cyfrowych i korzyści z ich funkcjonowania.

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 łagodzeniem oddziaływania 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 Sesji 2022, na przełomie sierpnia i września 2022 roku. Namacalnym przykładem działania, 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 najnowszymi propozycjami i osiągnięciami, jakie zaistniały w przestrzeni publicznej dzięki działaniom zainicjowanym, zarządzanym i wspieranym przez CIGRE.

Podstawowym celem niniejszego artykułu jest przybliżenie Czytelnikom zagadnień podniesionych w poszczególnych referatach, nieco szerzej niż tylko przez

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 te informacje, na które oczekują lub których się spodziewają.

Pełny wykaz referatów przyjętych przez Komitet Studiów B3 i opublikowanych w materiałach z Sesji CIGRE 2022 umieszczono na zakończenie artykułu.

Projektowanie uwzględniające transformację w kierunku czystszej energii

Czysta energia to nie tylko jej wytwarzanie przez źródła odnawialne, ale także troska o zachowanie najwyższych standardów ochrony środowiska w procesie przesyłu i dystrybucji. Przy tak rozumianym zakresie wychodzenia naprzeciw potrzebom środowiska naturalnego należy zauważyć potrzebę instalowania magazynów energii, ograniczania stosowania gazu SF₆, czy też ograniczanie ilości materiałów wbudowywanych do systemu elektroenergetycznego, których produkcja jest związana z tworzeniem śladu węglowego. Magazyny energii mają pomóc rozszerzać zakres wprowadzania

do systemu elektroenergetycznego źródeł odnawialnych. Ucieczka od SF₆, oczywiście tam, gdzie to technicznie możliwe, redukuje stosowanie gazów cieplarnianych. A każdy niewyprodukowany materiał to mniej wyemitowanego dwutlenku węgla.

Dający się zaobserwować wzrost generacji rozproszonej opartej głównie na energii słonecznej i wiatrowej oraz nacisk rządów wielu krajów na zwiększenie udziału energii odnawialnej w sumarycznym kosztyku energetycznym oznacza nowe wyzwania zarówno dla całego systemu elektroenergetycznego jak i jego poszczególnych elementów. Jeżeli na to nałożymy jeszcze rosnące zużycie energii elektrycznej, zwłaszcza w obszarach silnie zurbanizowanych, stajemy niewątpliwie przed nowym rodzajem wyzwań. Aby zachować odpowiedni poziom elastyczności pracy systemu elektroenergetycznego wprowadza się magazyny energii. Najczęściej są to magazyny bateryjne, w których zastosowano akumulatory litowo-jonowe. Dla łagodzenia nierównomierności zużycia energii, magazyn może być wykorzystywany zarówno jako źródło, ale także jako obciążenie. Referat [1] prezentuje pilotażowe wdrożenie w Indiach magazynu przyłączonego do strony dolnego napięcia transformatora dystrybucyjnego 11/0,415 kV.

Tabela 1

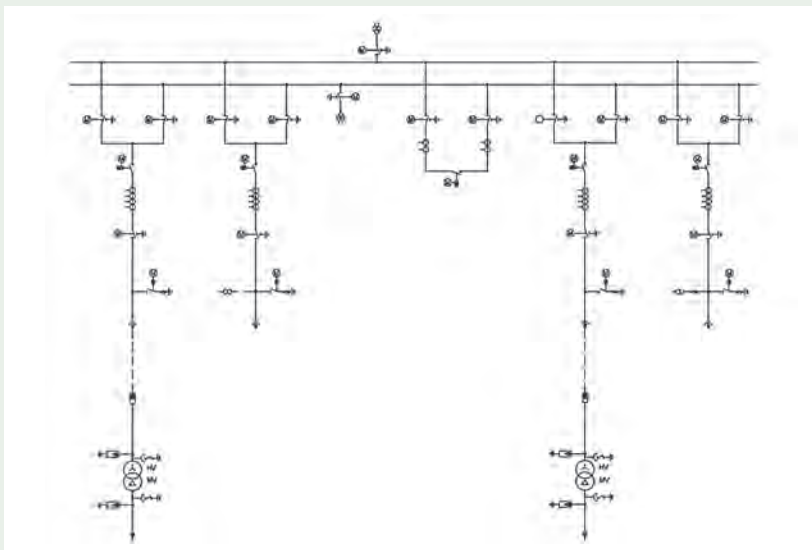
Przykłady wykorzystania baterijnego magazynu energii

Działanie	Opis
Obcinanie pików i wypełnianie dolin obciążenia	ograniczanie obciążenia transformatora do jego mocy znamionowej podczas zapotrzebowania szczytowego i wyplaszczanie krzywej obciążenia transformatora poprzez ładowanie baterii w trakcie dolin obciążeniowych
Przesuwanie zapotrzebowania na energię w czasie	rozładowywanie akumulatorów w godzinach szczytu, gdy koszty zakupu energii są wysokie i ładowanie akumulatorów poza godzinami szczytu, gdy koszty zakupu energii są niskie, skutkujące niższymi taryfami dla odbiorców końcowych
Odroczenie w czasie konieczności wymiany transformatorów na jednostki o większej mocy	odroczenie inwestycji modernizacyjnych w systemie dystrybucyjnym (transformatory i infrastruktura wspomagająca) polegających na wymianie transformatorów na jednostki o większej mocy, w sytuacji gdy ich pełne obciążenie będzie miało miejsce tylko nielicznych przypadkach, a pozostałe części czasu pracy ich możliwości nie będą w pełni wykorzystane
Ograniczenie strat przesyłowych	magazyn zainstalowany w bezpośrednim sąsiedztwie miejsca odbioru energii wspomaga równomierne obciążenie ciągu przesyłowego i łagodzi straty obciążeniowe
Ograniczanie wyłączeń	ograniczanie wyłączeń pochodzących od przeciążeń systemu poprzez wspieranie pracy transformatora dodatkowym źródłem
Pełnienie funkcji zasilania rezerwowego	reagowanie w sytuacji awarii systemowych skutkujących odłączeniem odbiorców poprzez tworzenie zamierzonej wyspy energetycznej, zapewniającej niezawodne i wysokiej jakości zasilanie dla odbiorców przez 24 godziny na dobę, 7 dni w tygodniu
Regulacja mocy biernej	zdolność do pobierania i wprowadzania do systemu energii biernej i regulowanie współczynnika mocy

Zaproponowany magazyn dostarcza energię podczas pików zapotrzebowania, ale może także stabilizować napięcie i regulować moc bierną. Zestawienie funkcji, jakie może pełnić magazyn energii przedstawiono w tabeli 1.

Artykuł pozwoli zapoznać się z metodologią prowadzenia prac projektowych i procesem wdrażania instalacji pilotażowej do zarządzania przeciążaniem transformatora dystrybucyjnego z wykorzystaniem magazynu energii.

Referat [2] przedstawia propozycję ograniczania śladu węglowego dla zadań związanych z tworzeniem niezawodnych zasilań centrów obliczeniowych. Autorzy referatu zauważają, że w roku 2020 2% popytu na energię elektryczną pochodziło od centrów obliczeniowych. Prognozowany rozwój rozwiązań chmurowych zakłada, że w roku 2030 będzie to już 8%. Jednocześnie inwestujący w technologię IT starają się dbać o pełną harmonię z wymaganiami z zakresu ochrony środowiska. W tej sytuacji zagadnienia środowiskowe muszą także zauważać dostawcy energii elektrycznej i układy zasilające muszą opierać na maksymalnym ograniczaniu oddziaływań o charakterze negatywnych. Jak tego dokonać, zarówno na etapie budowy jak i eksploatacji stacji zasilającej, pokazano na przykładzie obiektu schematycznie przedstawionego na rysunku 1.



Rys. 1. Przykładowa stacja WN/SN zasilająca centrum obliczeniowe

Porównanie charakterystycznych parametrów stacji konwencjonalnej z rozwiązaniem pro-środowiskowym

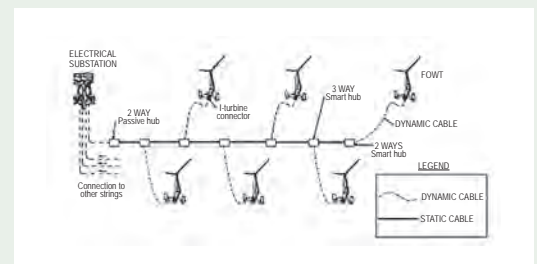
Parametr	Rozwiązanie konwencjonalne	Rozwiązanie alternatywne skoncentrowane na ochronie środowiska
Typ stacji	tradycyjna z gazową rozdzielnicą WN	kompaktowa z prefabrykowaną rozdzielnicą gazową WN
Transformatory mocy	olejowy – olej mineralny	olejowy – olej syntetyczny
Straty w transformatorze w okresie 30 lat eksploatacji, MWh	45 000	35 800
Rozdzielnica WN	typu GIS z gazem SF6 jako medium izolacyjnym	typu GIS z medium izolacyjnym wolnym od SF6
Budynek	żelbetowy	obudowa modułowa

Podstawowe obszary, gdzie uzyskano efekt zmniejszenia negatywnego wpływu na środowisko, w porównaniu z układem klasycznym, zaprezentowano w tabeli 2.

Strategia Unii Europejskiej w zakresie pozyskiwania energii elektrycznej z morskich farm wiatrowych zakłada wzrost ich mocy zainstalowanej z obecnych 12 GW do 60 GW w roku 2030 i 300 GW w roku 2050. W ślad za tego typu prognozami muszą iść rozwiązania techniczne pozwalające na sprawne i w rozsądnych kosztach budowanie zarówno części wytwórczej nowych źródeł jak i ich połączenia z siecią elektroenergetyczną. Obecnie, w zakresie morskich farm wiatrowych, możemy już mówić nie tylko o klasycznym, trwałym posadawianiu wiatraków w dnie morza, ale także o wiatra-

kach pływających. Niezależnie od wyboru metody lokalizowania wiatraków zawsze będziemy potrzebowali ich połączenia z siecią pozwalającą na wyprowadzenie mocy. W przypadku wiatraków pływających potrzebne są kable energetyczne współpracujące z przemieszczającą się, w założonym zakresie, konstrukcją wsporczą zwieńczoną gondolą z generatorem. Autorzy referatu [3] prezentują innowacyjną metodę tworzenie połączeń sieciowych przy pomocy elastycznych kabli i swego rodzaju szyn zbiorczych zakotwiczonych w dnie morza, wyposażonych w konektory pozwalające na przyłączanie poszczególnych wiatraków. Można więc powiedzieć, że mamy coś na wzór podmorskich węzłów sieciowych. Zasadę działania opisanych połączeń prezentuje rysunek 2.

Plan osiągnięcia przez Francję neutralności klimatycznej w roku 2050 wymaga przełożenia na język celów praktycznych i opracowania przez przedsiębiorstwa odpowiedniej mapy działania. Referat [4] prezentuje metodykę dochodzenia do neutralności klimatycznej przez concern RTE.



Rys. 2. Przyłączenie do sieci elektroenergetycznej wiatraków pływających

Zamierzenia dotyczą w głównej mierze budowy stacji elektroenergetycznych, dla których przyjęto zasady przedstawione w tabeli 3.

Rozwiązania uznawane za preferowane i standardowe pokazano na rysunkach 3 i 4.

Referat [5] przybliży rozdzielnicę 66 kV do wyprowadzenia mocy z pojedynczego wiatraka, farmy wiatrowej zlokalizowanej na morzu. Potrzebę zastosowania rozdzielnic o tak wysokim napięciu autor referatu tłumaczy rosnącymi mocami jednostkowymi generatorów wiatrowych, które dzisiaj osiągną już 12 MW. Przy tak wysokich mocach należy już dostrzegać istotny koszt kabli podmorskich, a próba utrzymania, dotych-

czas powszechnie stosowanego, poziomu napięcia 36 kV skutkuje znacznym przekrojami żył roboczych tych kabli. Jeżeli zastosujemy napięcie 66 kV uzyskujemy obniżenie przekroju żył kabli i, co niezwykle ważne, obniżenie ich ceny. Główne parametry, budowę i lokalizację w ciągu wyprowadzenia mocy zaproponowanej rozdzielniczy pokazuje rysunki 5 i 6 oraz tabela 4.

Rozdzielnica przeszła szereg prób i testów, które w pełni potwierdziły jej przydatność do stosowania w morskich farmach wiatrowych.

Generacja rozproszona oparta na źródłach odnawialnych i przyłączenie prosumentów do systemu elektroenergetycznego stanowi bardzo duże wyzwanie dla opera-

torów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych, którzy muszą zapanować na całym szeregiem nowych, nieistotnych wcześniej zjawisk. Jeszcze w nieodległej przeszłości rejestrowaliśmy jednokierunkowy przesył mocy od wytwórców do odbiorców i utarte schematy pozwalające bez ryzyka zarządzać pracą systemu. Wraz z przyłączeniem nowego rodzaju źródeł zaczęliśmy dostrzegać obecność na szeroką skalę braku ciągłości generacji przez źródła odnawialne, niedoborów mocy biernej, oscylacji systemu elektroenergetycznego, zmian kierunku przepływu mocy czy też zaburzenia napięcia i częstotliwości. Istotne wsparcie dla operatorów stanowią urządzenia STATCOM, o których już nie tylko mówimy, ale w wielu miejscach skutecznie instalujemy. Niestety w sytuacji, gdy umowy przyłączeniowe dla prosumentów dotyczą stosunkowo krótkich okresów, od 3 do 5 lat, po czym sytuacja ulega znacznym zmianom, trwale zabudowane urządzenia STATCOM nie są wystarczające do ustabilizowania pracy systemu elektroenergetycznego. Sytuacja zaczyna wymagać urządzeń przystosowanych do przemieszczania. Referat [6] omawia doświadczenia z projektowania mobilnego urządzenia STATCOM w Tajlandii. Zebrane dotychczas doświadczenia pozwoliły podjąć decyzję o instalowaniu pierwszych egzemplarzy w sieci.

Tabela 3

Zasady wyboru rozwiązania dla stacji elektroenergetycznej wysokiego napięcia

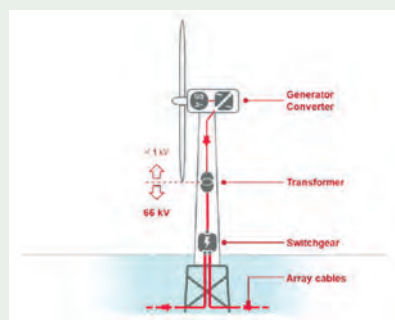
Poziom napięcia	63 kV i 90 kV	225 kV	400 kV
Rozwiązanie preferowane	wnętrzowa, kompaktowa rozdzielnica z izolacją powietrzną	rozdzielnica gazowa z izolacją wolną od SF ₆ po roku 2025	ze względu na brak pilnych potrzeb instalacji takich obiektów oczekiwanie na rozdzielnicę gazową z izolacją wolną od SF ₆
Rozwiązanie standardowe	rozdzielnica gazowa z izolacją wolną od SF ₆		
Rozwiązanie stosowane jako ostateczność	rozdzielnica gazowa z izolacją SF ₆		



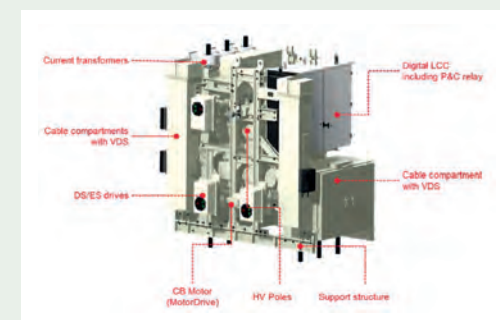
Rys. 3. Wnętrzowa, kompaktowa rozdzielnica z izolacją powietrzną



Rys. 4. Rozdzielnica z izolacją gazową wolną od SF₆



Rys. 5. Wyposażenie elektryczne pojedynczego wiatraka



Rys. 6. Budowa rozdzielniczy do wyprowadzenia mocy generowanej przez wiatrak

Tabela 4

Podstawowe parametry rozdzielniczy do wyprowadzenia mocy generowanej przez pojedynczy wiatrak

Napięcie znamionowe	72,5 kV
Prąd znamionowy	2000 A
Znamionowy poziom zwarcia	25 kA
Czas trwania zwarcia	3 s
Ochrona od zwarc wewnątrznych	25 kA x 1 s (zgodnie z normą IEC 62271-200)
Wytrzymałość mechaniczna: – wyłłącznika – odłącznika i uziemnika	M2 (zgodnie z normą IEC 62271-100, -102)
Temperatura pracy	- 30 / +50 °C
Stopień ochrony	≥ IP55 (zgodnie z normą IEC 60529)
Ochrona przed korozją	C4 (zgodnie z normą ISO 12944-2) wysoka wytrzymałość
Medium izolacyjne	SF ₆

Rys. 7.
Wielkoskalowy magazyn baterijny w trakcie budowy



Referat [7] wprowadza w problematykę opanowywania problemów z utrzymaniem równowagi pomiędzy generacją i obciążeniem w sytuacji, gdy do węzła sieciowego jest przyłączonych wiele źródeł odnawialnych, w tym prosumenckich, za pomocą wielkoskalowych, bateryjnych magazynów energii. Magazyny mają wspierać pracę systemu elektroenergetycznego w warunkach zmian kierunków przepływu mocy, zmian wartości mocy generowanej i pobieranej, stabilizując napięcie i częstotliwość. Operator systemu przesyłowego w Tajlandii uznał, że będzie w stanie poprawnie realizować swoje funkcje, jeżeli do systemu przyłączy magazyny o znacznej mocy. Autorzy referatu przedstawiają proces projektowania dwóch pilotażowych magazynów o mocy odpowiednio 16 MW i 21 MW. Prace studialne i projektowe oraz ich obiecujące wyniki zakończyły się decyzją o przystąpieniu do realizacji, co pokazano na rysunku 7.

Poprzez realizację morskich farm wiatrowych zwiększa się znacząco udział czystej energii odnawialnej w ogólnym bilansie energetycznym. W tym kontekście coraz ważniejsze jest, aby transport wytworzonej na morzu energii do systemu elektroenergetycznego odbywał się z wykorzystaniem urządzeń przyjaznych dla środowiska. Biorąc pod uwagę, że morskie farmy wiatrowe są lokalizowane coraz dalej od wybrzeży musimy korzystać z przesyłu prądem stałym. Podstawową kwestią staje się więc wyeliminowanie rozdzielnic z izolacją SF₆. Referat [8] jest swego rodzaju sprawozdaniem z testów rozdzielnic gazowej prądu stałego o napięciu ±320 kV, w której jako medium izolacyjne zastosowano tzw. czyste powietrze będące w rzeczywistości produktem syntetycznym zawierającym 80% azotu i 20% tlenu. W ramach prób sprawdzających uzyskano wartości napięć przedstawione w tabeli 5.

Przeprowadzone próby potwierdziły w obszarach dielektrycznych mechanicznych i termicznych możliwość stosowania czystego powietrza jako materiału izolacyjnego dla rozdzielnic o napięciu ±320 kV. Poziom wyładowań niepełnych okazał się zbliżony do tego, jaki obserwujemy w przypadku stosowania SF₆. Obiecujące wyniki badań pozwalają z dużą nadzieją patrzeć na możliwość stosowania czystego powietrza dla rozdzielnic ±550 kV.

Wyzwania związane z zarządzaniem zrównoważonym rozwojem w stacjach

Stało się już tradycją Komitetu Studiów B3 *Stacje i instalacje elektryczne*, że podczas każdej Sesji w Paryżu, w ramach prezentacji referatów pokazujących najnowsze osiągnięcia z zakresu funkcjonowania stacji elektroenergetycznych wysokich i najwyższych napięć, występuje tematyka wiodąca odnosząca się do tworzenia obiektów poszukujących harmonii ze środowiskiem naturalnym. Dzieje się tak zapewne dlatego, że szeroko rozumiana energetyka nie chce być postrzegana tylko i wyłącznie jako sfera charakteryzująca się emitowaniem zanieczyszczeń. Także Sesja 2020 miała swój wkład w propagowanie zrównoważonego rozwoju w obszarze pro-

jektowania, budowy i eksploatacji. Poniżej informacje charakteryzujące zgłoszone referaty i krótkie streszczenie podejmowanych przez nie zagadnień.

Sześćfluorek siarki (SF₆) od szeregu lat jest używany jako medium izolacyjne i gaszeniowe dla urządzeń wysokiego napięcia. Pomimo iż ten związek chemiczny spełnia znakomicie wymagania określone przez elektroenergetyką jest źródłem problemów środowiskowych. Jego niezwykle długi czas życia szacowany na 3200 lat oraz olbrzymi potencjał do tworzenia efektu cieplarnianego, przewyższający podobne zdolności dwutlenku węgla (CO₂), skłoniły do poszukiwania rozwiązań alternatywnych. Jedną z propozycji stała się mieszanina gazów złożona z fluoronitrylu (C₄FN), dwutlenku węgla (CO₂) i tlenu (O₂). Przeprowadzone dotychczas badania potwierdziły możliwość skutecznego zastąpienia gazu SF₆ przez tę mieszaninę w urządzeniach wysokiego napięcia. Kwestią otwartą pozostawały jednak zagadnienia związane z bezpieczeństwem stosowania fluoronitrylu, głównie pod względem jego toksyczności, a także toksyczności produktów jego rozpadu powstających w wyniku gaszenia łuku elektrycznego. Referat [9] omawia wyniki badań toksykologicznych, które w ujęciu ogólnym pozwalają stwierdzić, że fluoronitryl:

- ma niską toksyczność inhalacyjną,
- nie wykazuje potencjału genotoksycznego,
- nie posiada cech substancji rakotwórczej, mutagennej i działającej szkodliwie na rozrodczość.

Transformacja energetyczna to nie tylko ruch w kierunku czystej energii, odnawialnych źródeł, nowych technologii, czy

Tabela 5

Wartości napięć rozdzielnic GIS z czystym powietrzem przy ciśnieniu 0,62 MPa

Rodzaj napięcia	Wartość
Znamionowe napięcie stałe wytrzymawane	≥ 530 kV
Znamionowe wytrzymawane napięcie udarowe piorunowe	950 kV
Znamionowe wytrzymawane napięcie udarowe łączeniowe	850 kV
Znamionowe wytrzymawane napięcie udarowe piorunowe nałożone na znamionowe ciągłe napięcie stałe	950 kV LI + 352 kV DC
Znamionowe wytrzymawane napięcie łączeniowe piorunowe nałożone na znamionowe ciągłe napięcie stałe	850 kV LI + 352 kV DC

materiałów. Odrębnym wyzwaniem staje się przygotowanie ludzi, którzy będą potrafili w sposób kompetentny, odpowiedzialny i efektywny pracować na potrzeby elektroenergetyki zmodyfikowanej w dostosowaniu do aktualnych potrzeb. W ocenie autorów referatu [10] należy współcześnie wyróżnić następujące obszary aktywności inżynierskiej:

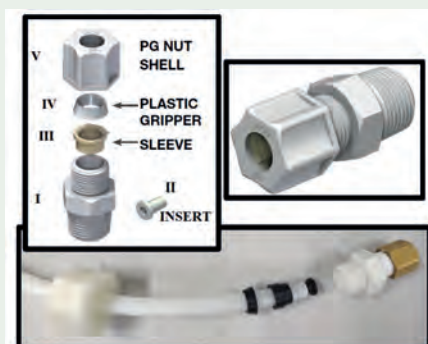
- badania i rozwój,
- projektowanie,
- realizacja przedsięwzięć,
- integracja,
- sprawdzanie i testowanie,
- działania operacyjne,
- utrzymanie,
- szkolenie i kształcenie.

Aby przygotować inżynierów do tego typu działań należy w pierwszej kolejności sprawdzać ich predyspozycje. W tym zakresie należy się odwoływać do cech wyróżniających dane pokolenie i odpowiednio je rozwijać. Autorzy referatu wyodrębnili także zdolności nietechniczne, które powinny być dostrzeżone i odpowiednio rozwijane. Są wśród nich:

- umiejętność krytycznego myślenia,
- etyka,
- zdolność do adaptacji,
- przywództwo i zarządzanie,
- odpowiedzialność za środowisko,
- komunikacja werbalna i pisemna,
- organizacja i planowanie,
- zarządzanie projektami,
- umiejętność rozwiązywania problemów.

Podjęta w referacie tematyka jest od pewnego już czasu dostrzegana przez CIGRE, czego wyrazem są Grupy Robocze zajmujące się zagadnieniami międzypokoleniowego przekazywania wiedzy i doświadczeń.

Referat [11] zwraca uwagę na problemy wynikające z braku dostępu do części zamiennych dla urządzeń eksploatowanych przez długi okres. Najtrudniej zaakceptować sytuację, kiedy stosunkowo niewielki element decyduje o możliwości utrzymania w pracy ciągle sprawnego, w zakresie swojej podstawowej funkcji i ważnego elementu systemu elektroenergetycznego. Zagadnienie zostało szczegółowo omówione na pod-



Rys. 8. Złaczka z układu wody chłodzącej, na górze wersja oryginalna, na dole element wydrukowany

stawie kompensatora statycznego i wycieku wody z instalacji chłodzącej. Brak możliwości pozyskania niewielkiej złaczki skłonił służby eksploatacyjne do rozważenia wydrukowania elementu z wykorzystaniem drukarki 3D. Działanie okazało się skuteczne, a efekty można zobaczyć na rysunku 8.

Ponadto, jak zauważyli autorzy referatu, metoda drukowania 3 D daje szansę na wykonanie modyfikacji poprawiających walory pozyskiwanych w ten sposób części zamiennych.

Autorzy referatu [12] zaproponowali szerokie stosowanie technologii BIM (Building Information Modeling) w celu poprawy oddziaływania obiektów energetycznych na środowisko naturalne. Zdaniem autorów wykorzystanie struktury BIM minimalizuje zbędną pracę i zapewnia większą przejrzystość projektu dla wszystkich zaangażowanych w jego realizację stron. BIM nie tylko usprawnia istniejące procesy w całym cyklu życia projektu, ale także otwiera nowy świat możliwości, jeśli chodzi o śledzenie i wyko-



Rys. 9. Wizualizacja planowanego obiektu przygotowana w celu przeprowadzenia konsultacji z lokalną społecznością

rzystywanie dużego zestawu danych. Referat przywołuje także przykłady konkretnych zastosowań BIM w procesie projektowania stacji elektroenergetycznych. Zwrócono uwagę na możliwości wizualizacji planowanych obiektów, co usprawnia proces konsultacji projektu z interesariuszami, w tym z lokalną ludnością. Jak taka wizualizacja może wyglądać pokazano na rysunku 9.

Hydro-Québec z Kanady projektuje i obsługuje duży system przesyłowy o napięciu znamionowym do 765 kV i maksymalnym prądzie zwarciovym 50 kA. Biorąc pod uwagę szybki wzrost poziomów zwarciovych autorzy referatu [13] zaproponowali program działań pozwalający dostosowywać elementy systemu elektroenergetycznego do przewidywanych w przyszłości prądów zwarcia przy zachowaniu racjonalnych kosztów inwestycyjnych.

Rosnąca liczba zakładów przemysłowych, dla których każda przerwa w dostawie energii elektrycznej oznacza duże straty ekonomiczne i społeczne, wymusza na producentach aparatury wysokiego napięcia podnoszenie niezawodności dostarczanych przez nich wyrobów. Referat [14] omawia przykładowe zabiegi, jakich dokonuje producent, aby jak najlepiej poznać swój produkt, a tym samym poprawić proponowane rozwiązania techniczne i jednocześnie określić zakres prac konserwacyjnych niezbędnych do realizowania w całym okresie eksploatacji. A wszystko po to, aby zredukować perspektywę niezamierzonych i zamierzonych wyłączeń. W określaniu parametrów urządzeń po wielu latach eksploatacji pomagają sztuczne procesy starzeniowe. Stanowisko do tego rodzaju badań pokazuje rysunek 10.



Rys. 10. Stanowisko badawcze dla przyspieszonego procesu starzenia izolatorów przepustowych rozdzielnicy GIS



Rys. 11. Rozdzielnica mobilna przygotowana do transportu

Referat [15] jest poświęcony mobilnym rozdzielnicom z izolacją gazową. Przykładowe rozwiązanie takiej rozdzielnicy uwioczniono na rysunku 11. Referat omawia także zastosowania prezentowanego produktu.

Niekorzystne właściwości gazu SF_6 w zakresie oddziaływań środowiskowych wymuszają usilne poszukiwania możliwości jego zastąpienia. Duże nadzieje wiąże się z mieszkanką fluornitrylu (C_4FN), dwutlenku węgla (CO_2) i tlenu (O_2). Zanim jednak będziemy mieli pewność, że bez ryzyka jesteśmy w stanie stosować nowy gaz, muszą zostać przeprowadzone odpowiednie próby i badania. Referat [16] omawia liczne metody sprawdzania, dzięki którym lepiej poznajemy nowy środek izolacyjny do stosowania w rozdzielnicach zamkniętych.

W tle poszukiwań nowych gazów izolacyjnych trwają prace nad doskonaleniem urządzeń wykorzystujących gaz SF_6 , pod kątem ich szczelności. Należy bowiem zauważyć, że szkodliwość SF_6 w zakresie oddziaływań środowiskowych ma miejsce w przypadku uwalniania tego gazu do atmosfery. Jeżeli więc zagwarantujemy, że ubytki gazu z rozdzielnicy wykorzystującej SF_6 zostaną wyeliminowane, będziemy mogli taką rozdzielnicę, bez obaw, dalej użytkować. Referat [17] przedstawia uszczelnienia, dzięki którym następuje blokowanie wydostawania się na zewnątrz obudowy rozdzielnicy typu GIS.

Zanim zdecydujemy się na wybór technologii, którą będziemy chcieli zastąpić powszechnie dziś stosowany gaz izolacyjny SF_6 , powinniśmy przeanalizować nie

tylko właściwości izolacyjne tej technologii, ale także, wynikające z jej zastosowania, koszty życia urządzeń i obiektów w nie wyposażonych. Referat [18] prezentuje porównanie pod różnym kątem trzech metod mediów izolacyjnych:

- SF_6 ,
- mieszanina fluoronitrylu, dwutlenku węgla i tlenu,
- powietrze syntetyczne (izolacja) i próżnia (gaszenie łuku).

Oddziaływanie środowiskowe to nie tylko bezpośrednie działania każdego medium izolacyjnego, ale także ślad węglowy związany z jego wytworzeniem. Powinniśmy także zwracać uwagę na gabaryty urządzeń z nową technologią izolacyjną, aby sprawdzić, w jaki sposób rzutują one na wielkość budynku, w który na potrzeby urządzenia będzie wznoszony.

Referat [19] przedstawia propozycję realizacji prewencyjnych zabiegów konserwacyjnych dla transformatorów mocy, tak aby uzyskać oczekiwane efekty niezawodnościowe w ramach określonych wcześniej nakładów kosztowych.

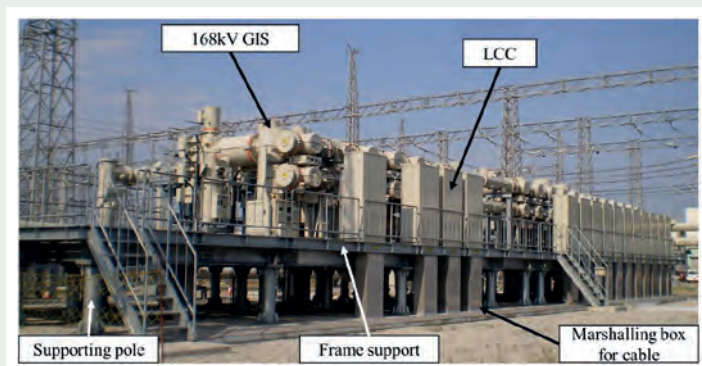
Poszukiwanie efektywności biznesowej dla procesów związanych z wytwarzaniem i przesyłem energii elektrycznej doprowadza nieuchronnie do stwierdzenia, iż samo stosowanie standardów operacyjnych oraz wysoki poziom technologii nie gwarantują końcowego sukcesu. Coraz częściej przekonujemy się, jak bardzo ważny jest transfer wiedzy. Dlatego powstaje coraz więcej programów prowadzących do ustanowienia właściwych

ram dla sprawnego procesu szkoleń pozwalających wyrównywać szanse podejmowania optymalnych decyzji przez różne osoby z organizacji. Jak ten proces jest realizowany w Japonii możemy poznać poprzez lekturę referatu [20].

Referat [21] koncentruje się na propozycji utrzymania przez kolejne lata walorów eksploatacyjnych rozdzielnic z izolacją gazową i transformatorów mocy instalowanych w latach 70-tych ubiegłego wieku. Dzięki pracy autorów referatu możemy się przekonać, że kosztowna wymiana całych rozdzielnic czy też całych transformatorów nie jest konieczna. Wystarczy umiejętnie wytypować te elementy, które najszybciej ulegają procesowi starzenia i ograniczyć się do ich zastąpienia przez nowe wyroby. Zmodernizowana w ten sposób rozdzielnica bądź transformator będą gotowe do dalszej pracy nawet przez długi czas.

Zastępowanie gazu SF_6 gazami alternatywnymi należy uznać za proces, który będzie wymagał wielu lat. Nie jesteśmy więc w stanie rozstać się z SF_6 w ciągu jednego dnia, gdyż urządzenia, w których jest on zastosowany będą jeszcze przez długi czas zapewniały możliwość dostawy energii elektrycznej do klientów końcowych. Należy zatem ze szczególnym zaangażowaniem zadbać o to, aby maksymalnie ograniczyć wycieki SF_6 do atmosfery. Referat [22] prezentuje propozycje gotowych rozwiązań opanowywania uwalniania SF_6 . Jednocześnie referat przybliży do szerszej wiedzy o tym, co musi się jeszcze wydarzyć, aby gazy alternatywne mogły zostać uznane za gotowe do pełnego wyparcia SF_6 .

Ekstremalne zjawiska pogodowe prowadzące do powodzi stały się w ostatnich latach w Japonii wyjątkowo częste. W ich trakcie zalewane są stacje elektroenergetyczne, co uniemożliwia bądź znacznie utrudnia dostawę energii elektrycznej do klientów końcowych. Uciążliwość tego zjawiska doprowadziła do konieczności wprowadzenia do praktyki projektowej rozwiązań ograniczających zalewanie obiektów energetycznych. Referat [23] przedstawia szereg propozycji mających na celu umożliwienie pracy stacji nawet podczas powodzi. Niektóre z tych propozycji przedstawiają rysunki 12, 13 i 14.



Rys. 12. Konstrukcje wsporcze podnoszące urządzenia ponad poziom terenu



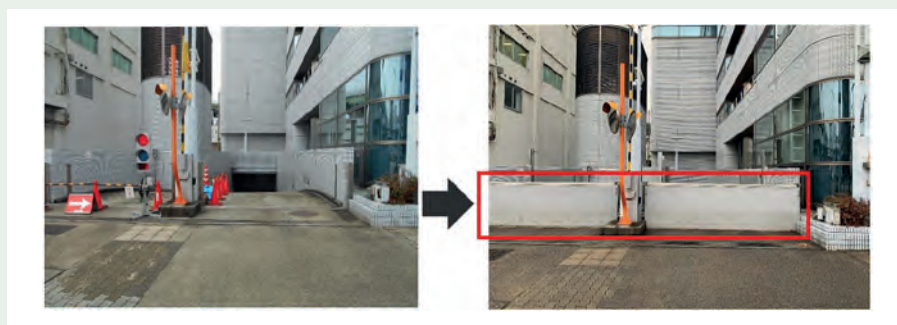
Rys. 13. Ściany przeciwpowodziowe wokół stanowisk transformatorów

Autorzy referatu [24], mając na uwadze następujące wyzwania dnia dzisiejszego bądź najbliższej przyszłości:

- zakaz stosowania SF₆,
 - troska o zrównoważony rozwój,
 - cyberbezpieczeństwo,
 - wydłużenie czasu życia urządzeń,
- zaproponowali nowe rozwiązanie rozdzielnic SN, która:
- w zakresie izolacji i wyłączenia prądu zwarcia oparta jest na kombinacji próżni i powietrza,
 - ma te same wymiary, co odpowiednik z izolacją gazową SF₆,
 - posiada szereg czujników informujących o konieczności wykonania zapobiegawczych zabiegów konserwacyjnych,
 - posiada terminal do zdalnego sterowania.

Zgodnie z dotychczasową praktyką we Francji do wyprowadzenia mocy z dużych bloków elektrowni jądrowych stosowano rozdzielnice z izolacją gazową zawierającą SF₆. Jak wyglądała taka rozdzielnica można zobaczyć na rysunku 15.

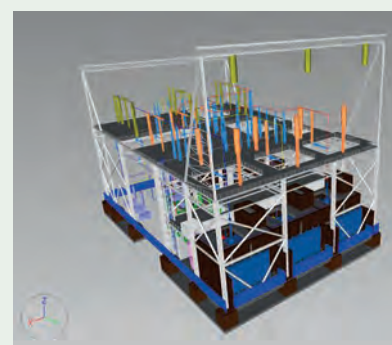
Obecnie, w czasie kiedy staramy się zasadniczo ograniczać obecność SF₆ w obiektach elektroenergetycznych ze względu na fakt, iż jest to gaz cieplarniany, powstają pomysły przemodelowania węzłów wysokiego napięcia elektrowni jądrowych. Jeden z takich pomysłów zaprezentowano w referacie [25]. Autorzy proponują budowę rozdzielnic z wykorzystaniem rozwiązań klasycznych opartych na izolacji powietrznej. Ze względu na szczupłość miejsca bardzo pomocne okazało się projektowanie z zastosowa-



Rys. 14. Grodzie przeciwpowodziowe zabezpieczające stację podziemną



Rys. 15. Rozdzielnica gazowa w ciągu wyprowadzenia mocy z bloku elektrowni jądrowej



Rys. 16. Rozdzielnica z izolacją powietrzną w ciągu wyprowadzenia mocy z bloku elektrowni jądrowej

niem technologii 3D. Efekty można zobaczyć na rysunku 16.

Referat [26] proponuje ograniczenie wykorzystania gazu SF₆ poprzez zastosowanie mostów szynowych zintegrowanych z rozdzielnicami gazowymi wypełnionych mieszkanką fluornitrylu (C₄FN), dwutlenku węgla (CO₂) i tlenu (O₂). Nie jest to niestety jeszcze wprowadzanie nowego gazu do istniejących obudów, ale w przypadku nowych inwestycji metoda może dać inte-

resujące efekty. Zasadę podziału na część z SF₆ i część wolną od SF₆ przedstawia rysunek 17.

Ze względu na ograniczone potrzeby uwzględniania na obszarze Polski wpływu trzęsień ziemi na rozwiązania obiektów budowlanych, wobec referatu [27] należy jedynie odnotować, że dotyczy poziomów sejsmicznych uwzględnianych przy projektowaniu stacji elektroenergetycznych w Kolumbii i Peru.



Rys. 17. Podział węzła z izolacją gazową na część zawierającą SF₆ i wolną od SF₆

Referat [28] zawiera przegląd doświadczeń z ponad 40-tu lat eksploatacji rozdzielnic z izolacją gazową SF₆ przez operatorów takich jak: *Statnett, Hydro Quebec, RTE i Terna*. Autorzy zwracają uwagę, że przez cały ten czas miało miejsce dostosowywanie wyrobu do potrzeb ochrony środowiska. Działo się to poprzez nieustanne zmniejszanie gabarytów rozdzielnic, a następnie przejście do izolacji trójfazowej, co skutkowało zmniejszeniem ilości gazu wprowadzanego do rozdzielnic. Podkreślono także stosowanie coraz lepszych uszczelnień, przez co malały wycieki gazu. Wymienieni operatorzy zwracają również uwagę na duże nadzieje, jakie wiążą z rozwiązaniami, w których SF₆ zastępuje się innymi mieszkankami gazowymi, o charakterystyce zdecydowanie prośrodowiskowej.

W wielu referatach prezentowanych podczas Sesji 2022 można było znaleźć sporo informacji o nadziejach, jakie wiążemy z zamiennikami gazu SF₆, ale dopiero autorzy referatu [29] zauważyli, i słusznie, że każda nowa mieszanka gazowa i produkty jej rozpadu kiedyś będą musiały podlegać utylizacji. Z przeprowadzonych analiz wynika, że w odniesieniu do wszystkiego, co powstaje na bazie fluoronitrylu nie będzie stanowiło problemu w przyszłości. Odzyskiwanie gazów z mieszanek i regeneracja gazu po dłuższym okresie eksploatacji wydają się operacjami stosunkowo łatwymi do opanowania.

Referat [30] omawia przygotowania do pierwszej instalacji szynoprzewodów, w których, po raz pierwszy, stosowany zazwyczaj w takich przypadkach gaz SF₆ zastąpiono tzw. powietrzem syntetycznym składającym się z azotu i tlenu, przy czym azot stanowi 80%, a tlen 20% mieszanki. Parametry połączenia przedstawiono w tabeli 6.

Tabela 6

Parametry szynoprzewodu izolowanego powietrzem syntetycznym

Parametr	Wartość
Najwyższe napięcie pracy urządzeń	420 kV
Minimalna temperatura pracy	-30 °C
Znamionowy prąd ciągły	6300 A
Znamionowy prąd zwarciovowy (1 s)	63 kA

Projekt, który przewiduje zainstalowanie i prezentowanych szynoprzewodów to przebudowa istniejącej rozdzielni 400 kV z klasyczną izolacją powietrzną przez jej zastąpienie rozdzielnicą typu GIS. Biorąc pod uwagę, że nowa rozdzielnia będzie posiadała 26 pól, to ze względu na rozległość połączeń wykorzystujących szynoprzewody, ich wypełnienie powietrzem w miejsce SF₆ spowoduje, iż nastąpi zmniejszenie ilości użytego gazu o 60% w stosunku do rozwiązania, w którym zarówno rozdzielnica jak i szynoprzewody byłyby izolowane z wykorzystaniem SF₆.

Realizacja rozwiązań ograniczających negatywny wpływ na środowisko naturalne następuje nie tylko w energetyce przesyłowej, ale także w obszarze dystrybucji. Referat [31] przybliży działania wdrożone w Japonii w odniesieniu do stacji 77/6,6 kV i 33/6,6 kV. Jako podstawowe wymieniono:

- wyłączniki próżniowe,
- transformatory z olejem roślinnym,
- ciągły monitoring stanu urządzeń pozwalający przeprowadzać zabiegi konserwacyjne i naprawcze tylko wtedy, kiedy są one konieczne,
- Internet przedmiotów do prowadzenia komunikacji generowanej przez urządzenia.

Integracja inteligencji w stacjach

Cyfryzacja coraz szerszego zakresu działań i płynne przechodzenie do wykorzystania sztucznej inteligencji zaczyna się jawić już nie tylko jako przewidywany kierunek rozwoju, ale, może jeszcze nie jako powszechna, niemniej jednak, rzeczywi-

stość. Postęp technologiczny nie daje się zatrzymać, a może nawet jest, z korzyścią dla elektroenergetyki, wdrażany na bardzo szerokim polu. Jeszcze nie tak dawno wydawało się, że informatyzacja sprowadza się do aktywności li tylko w sferze układów z obszaru kontroli, sterowania i nadzoru, a dzisiaj widzimy ją na każdym polu. Potwierdzeniem tak postawionej tezy niech będą poniższe informacje o tematach podejmowanych przez referaty zgłoszone do trzeciej grupy tematyki wiodącej, zaproponowanej tym razem jako wspólne przedsięwzięcie Komitetów Studiów B3 *Stacje i instalacje elektroenergetyczne* i B5 *Automatyka i zabezpieczenia*.

Ponad 10 lat stosowania standardu IEC 61850 zaowocowało powstaniem tysięcy stacji cyfrowych. Zdaniem autorów referatu [32] jest to wystarczający czas, aby zastanowić się nad wykorzystaniem zebranych danych do poprawy niezawodności, bezpieczeństwa i efektywności pracy systemów elektroenergetycznych w różnych warunkach, gdyż jedną z cech zdigitalizowanego świata stacji jest ogromna ilość danych, które stają się dostępne i niemożliwe do przetworzenia przez człowieka. Dlatego rośnie zainteresowanie zastosowaniami sztucznej inteligencji w systemach elektroenergetycznych. Artykuł rozpoczyna się od przeglądu różnych technologii sztucznej inteligencji, takich jak systemy eksperckie i rozwiązania do uczenia maszynowego. Opisano kilka powszechnie stosowanych technik uczenia maszynowego z punktu widzenia możliwości ich zastosowania w cyfrowych stacjach elektroenergetycznych. W drugiej części artykułu opisano elementy składowe cyfrowej stacji elektroenergetycznej opartej na standardzie IEC 61850 z punktu widzenia wymagań dotyczących dostarczania danych do aplikacji wykorzystujących sztuczną inteligencję.

Wykorzystanie narzędzi BIM (Building Information Modelling) może zasadniczo zmienić sposób projektowania, budowy, eksploatacji i konserwacji stacji elektroenergetycznych. Potencjalne korzyści wynikające z przyjęcia technologii BIM obejmują obniżenie kosztów, poprawę bezpieczeństwa oraz wyższą jakość i standaryzację projektów.

Istnieją jednak znaczne koszty wdrożenia i bariery w adaptacji, w tym potrzeba inwestycji w nowe narzędzia i szkolenia, a także wyzwania związane z zarządzaniem zmianami. W referacie [33] zaprezentowano wyniki i wyciągnięte wnioski pierwszych użytkowników technologii BIM wykorzystanej do projektowania stacji. Wstępne oceny, pochodzące od tych użytkowników w Stanach Zjednoczonych i Kanadzie sugerują, że pomyślne wdrożenie narzędzi BIM może przynieść następujące korzyści:

- ograniczenie czasu projektanta o 40%,
- oszczędność czasu w przypadku projektowania tradycyjnego ze względu na wykorzystanie zasobów cyfrowych,
- znaczne ograniczenie konieczności dokonywania zmian w trakcie budowy,
- zwiększenie dokładności zestawień materiałów,
- oszczędności kosztów od 3% do 7% całkowitego budżetu przedsięwzięcia,
- szybsze zatwierdzanie dokumentacji, realizacja i uruchamianie stacji.

Referat jest także swego rodzaju wprowadzeniem do właściwego zrozumienia istoty technologii BIM i optymalnego jej wykorzystywania.

Na początku roku 2017 pojęto decyzję, że nowa stacja 138/34 kV mająca poprawić zasilanie lotniska O'Hare, w rejonie Chicago, zostanie zrealizowana w wersji cyfrowej. Referat [34] opisuje etapy projektowania, szkolenia, instalacji, obsługi i testowania wykonanego obiektu. Wszelkie doświadczenia i wiedza zdobyte podczas tego przedsięwzięcia będą wykorzystywane dla doskonalenia procesu tworzenia kolejnych stacji cyfrowych.

Idea stworzenia bezpiecznego środowiska pracy, w którym nie zdarzają się żadne uszkodzenia, a ludzie nie doznają uszczerbku na zdrowiu doprowadziła do stosowania robotyzacji w wielu dziedzinach aktywności technicznej. Referat [35] przedstawia przykład zastosowania częściowo autonomicznego robota, który może poruszać się po rozdzielni SN i wykonywać prace wymagające dużej siły oraz realizowane w środowisku zagrożonym powstaniem łuku elektrycznego. Przykładem takiej operacji może być wymiana wyłącznika w polu rozdzielni.

Dla opisanego rozwiązania przeprowadzono szereg testów, a ich pozytywne wyniki doprowadziły do uruchomienia komercyjnej produkcji robotów.

Obecnie systemy zabezpieczeń wykorzystują przełączniki numeryczne, które są wielofunkcyjne, wielowymiarowe i umożliwiają realizowanie funkcji komunikacyjnej, co prowadzi do powstawania złożonych systemów zabezpieczeń wymagających niezwykle trudnej koordynacji ich działania. Według danych przywołanych w referacie [36] około 10% błędnych operacji zabezpieczeń prowadzi do poważnych zakłóceń w systemie i sprawia, że nieprawidłowe operacje przełączników są jedną z głównych przyczyną zakłóceń w sieci. Zaproponowana w referacie technologia rCSP (elastyczna scentralizowana ochrona stacji), przedstawia pierwszy scentralizowany system ochrony stacji, który łączy główne przyczyny nieprawidłowego działania przełączników. System wykrywa niewidoczne awarie i samonaprawia się, identyfikując naruszone dane i zastępując je szacunkowymi wartościami, jednocześnie wysyłając do operatorów wiadomość z dokładną lokalizacją ukrytej awarii do naprawy. Proponowana technologia zapewnia także ochronę przed cyberatakami, wykorzystując wiedzę o stanie systemu do wykrywania i identyfikowania ataków na dane i/lub złośliwych poleceń.

Zwiększone wykorzystanie czujników i technologii wykrywania zdarzeń w stacjach elektroenergetycznych skutkuje coraz większą ilością danych dostępnych dla ich operatorów. Referat [37] przedstawia propozycję wykorzystania tych danych do podnoszenia świadomości sytuacyjnej obsługi w stanach awaryjnych. Biorąc pod uwagę fakt, że przebiegi napięcia i prądu zawierają informacje o stanie systemu w czasie rzeczywistym, w wielu przypadkach dają służbom eksploatacyjnym możliwość naprawy sprzętu, zanim dojdzie do ostatecznej awarii, a nie po jej wystąpieniu. Zdaniem autorów referatu, aby uzyskać maksymalną wartość zbieranych danych, systemy analizy przebiegów monitorowanych parametrów powinny:

- przechwycić większość interesujących zdarzeń,

- zapewnić dostęp do danych w czasie zbliżonym do rzeczywistego,
- zautomatyzować potok analizy danych, tak aby personel nie musiał przeglądać każdego zapisu przebiegu,
- ograniczać ilość wiedzy wymaganej od użytkowników do pozyskiwania informacji z systemu.

Optymalizacja procesów eksploatacyjnych w celu poprawy niezawodności z jednoczesnym ograniczeniem kosztów wiąże się z odchodzeniem od regularnych działań okresowych na rzecz prowadzenia zabiegów wywołanych aktualnym stanem poszczególnych urządzeń sygnalizowanym przez ciągły monitoring. Referat [38] zwraca uwagę, że pomimo mocno rozwiniętych metod prowadzenia monitoringu on-line ciągle istnieją możliwości doskonalenia jego wykorzystywania. Przykłady zmodyfikowanego podejścia do analizy danych pozyskanych przez monitoring omówiono na przykładzie transformatorów mocy, wyłączników, pojemnościowych przekładników napięciowych i odłączników.

Mocno rozbudowane systemy monitoringu urządzeń elektroenergetycznych dostarczają coraz więcej danych nadających się do wykorzystania w procesie diagnozowania aktualnego stanu tych urządzeń. Autorzy referatu [39] proponują, aby zebrane dane wykorzystywać, w procesie uczenia maszynowego, do stawiania diagnozy o konieczności i zakresie prac konserwacyjnych pozwalających na dalszą eksploatację bez ryzyka doprowadzenia do głębokiej awarii.

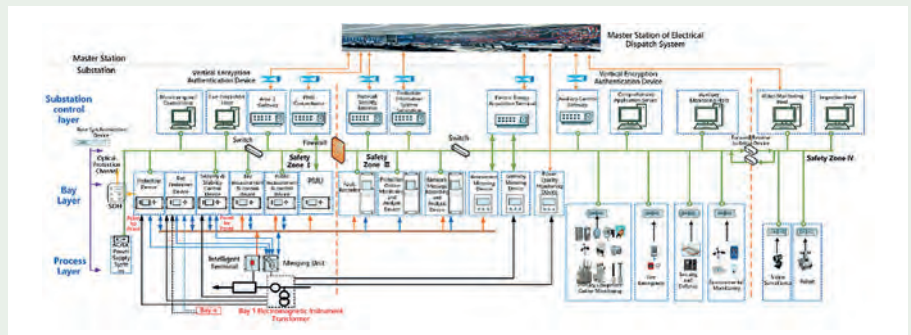
Referat [40] dokonuje przeglądu przypadków odpowiedzi na alerty monitorowania stanu i wykazuje potrzebę zarówno zrozumienia kontekstu danych z monitorowania, jak i posiadania odpowiednich metod reagowania. Metodologia monitorowania stanu jest często przedstawiana w literaturze jako szeregowe działania od pozyskania danych, przez analizę do gotowości do działania, co jest oczywiście przypadkiem idealnym. Istnieją jednak sytuacje, w których dane nie są zgodne z przewidywaniami, analizy są nieco niejednoznaczne, a działania mogą wymagać późniejszego przeglądu

w świetle faktycznego przebiegu procesu. Przedstawione w referacie przypadki miały miejsce w rzeczywistości i ilustrują konieczność rozważnego podchodzenia do monitorowania stanu, ponieważ konsekwencje awarii spowodowanych niewłaściwą interpretacją zebranych danych mogą być bardzo poważne. Przeanalizowane zdarzenia to:

- pojawienie się wyładowań niezupełnych na punkcie neutralnym generatora,
- nagły wzrost poziomu gazów rozpuszczonych w oleju transformatora,
- anomalia pracy izolatora przepustowego.

Obwody wtórne stacji elektroenergetycznych odpowiedzialne są za ochronę, kontrolę, pomiary i monitoring sieci elektroenergetycznej i jej urządzeń, realizując w czasie rzeczywistym gromadzenie i przesyłanie danych i informacji, co jest niezbędne do zapewnienia bezpieczeństwa i stabilnej pracy systemu elektroenergetycznego. W referacie [41] podsumowano charakterystykę techniczną kilku głównych etapów rozwoju chińskiego podejścia do obwodów wtórnych stacji. W celu zapewnienia niezawodności sieci elektroenergetycznej oraz poprawy efektywności jej eksploatacji i utrzymania przeanalizowano wady systemu obwodów wtórnych stacji elektroenergetycznej pod kątem konfiguracji, funkcji, możliwości monitorowania itp. Z wykorzystaniem doświadczenia z ostatnich lat, w zakresie budowy stacji inteligentnych, sprawdzono i oceniono trendy rozwoju technologii, która w pełni uwzględnia nowe wymagania budowy systemu elektroenergetycznego.

Zaprezentowano także nowe koncepcje rozwojowe w zakresie optymalizacji konfiguracji funkcji, poprawy możliwości monitoringu, poprawy niezawodności systemu ochrony i monitoringu. W zakresie optymalizacji konfiguracji funkcji nacisk kładziony jest na układ optymalizacji całej stacji, taki jak wydajne i niezawodne zbieranie danych, optymalizacja i integracja funkcji urządzeń i wdrożenie sieci komunikacyjnej. W zakresie poprawy możliwości monitorowania, z punktu widzenia zaspokojenia monitorowania sprzętu oraz



Rys. 18. Standardowy układ obwodów wtórnych stacji inteligentnej

wygodnej obsługi i konserwacji, zaproponowano zintegrowany schemat monitorowania urządzeń głównych i pomocniczych oraz architekturę otwartej aplikacji systemu monitorowania. W zakresie poprawy niezawodności systemu zabezpieczeń i monitoringu proponuje się takie działania, jak poprawa niezawodności całego systemu zabezpieczeń, możliwości pomiaru szerokości taktowościowego, zdolności wczesnego ostrzegania i wysokiego, współbieżnego przetwarzania danych. Wypracowany układ obwodów wtórnych stacji przedstawiono na rysunku 18.

Referat [42] omawia wprowadzanie standardu IEC 61850 w Chinach. Proces został zapoczątkowany w roku 2005, ale po ponad dziesięciu latach wdrożeń uznano, że wymagana jest zmiana w podejściu do ważności priorytetów. Wskutek tego w roku 2020 rozpoczęto modyfikację rozwiązań obwodów wtórnych stacji. Główny nacisk został położony na zagadnienia dotyczące monitoringu i kontrolowania stanu pracy urządzeń pierwotnych, urządzeń wtórnych i urządzeń pomocniczych. Założono konieczność funkcjonowania szerokiej perspektywy obserwacji kontrolowanych obiektów i stosowanie czujników cyfrowych oraz odpowiednich jednostek akwizycyjno-wykonawczych. Zaproponowano także automatyczne generowanie schematów monitorowania i automatyczną weryfikację sygnałów w celu rozwiązania problemów związanych z konfiguracją złożonej stacji cyfrowej. Dzięki tym inteligentnym funkcjom szybkość uruchamiania stacji i poziom bezpieczeństwa zostały znacząco poprawione.

Rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną i konieczność jej niezawodnej dostawy to bieżące wyzwanie dla operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych. Aby tym wymaganiom sprostać konieczne są narzędzia wspierające zarządzanie majątkiem sieciowym. Musimy potrafić przewidywać potencjalne awarie i podejmować działania, które pozwolą ich uniknąć. Wychodząc naprzeciw tym potrzebom autorzy referatu [43] zaprezentowali system zarządzania stanem zasobów, który służy do monitorowania, gromadzenia i przechowywania danych o statusie, warunkach eksploatacji i zabiegach konserwacyjnych obiektów w czasie rzeczywistym. Takie narzędzie nie tylko sygnalizuje możliwość zaistnienia awarii, ale także potrafi tworzyć model życia obiektu z określeniem zoptymalizowanej strategii konserwacji.

Referat [44] jest poświęcony zintegrowanemu i zautomatyzowanemu systemowi monitorowania, diagnozowania i sterowania stanem technicznym transformatora mocy lub grupy transformatorów, który wykorzystuje system monitorowania on-line oraz bazę wiedzy off-line (specyfikacje transformatora, parametry eksploatacyjne, wyniki badań konwencjonalnych, wyniki pomiarów, oceny eksperckie i prognozy). Zaprezentowano schemat ideowy konstrukcyjno-funkcyjny zaprojektowanego systemu. Zwrócono uwagę na ocenę wiarygodności danych z monitoringu on-line oraz na korygowanie odczytów z uwzględnieniem procesów starzenia materiałów. Szczególny nacisk położono na metody adaptacyjnej predykcji monitorowanych

parametrów on-line z uwzględnieniem wzajemnego oddziaływania procesów zachodzących w transformatorze.

Zdalny monitoring urządzeń stacyjnych, wykorzystujący obecnie rozwiązania z zakresu analizy danych i techniki komputerowej wraz z sieciami neuronowymi, pozwala na szybkie alarmowanie w przypadku wykrycia postępujących defektów technologicznych w celu ich szybkiej eliminacji. Takie podejście jest szczególnie obiecujące w przypadku pracy głównych urządzeń stacji z wykorzystaniem technologii bezobsługowych. W referacie [45] przedstawiono wyniki działania zestawu programowo-sprzętowego do automatycznej kontroli elementów wyposażenia stacji elektroenergetycznej wysokiego napięcia 500 kV. Zdaniem autorów jest to kompleksowe, unikatowe i skuteczne rozwiązanie monitorowania urządzeń stacji i zapobiegania naruszeniom reżimu technologicznego.

Rejestrator Zakłóceń jest jedną z ważnych integralnych cech przekładników cyfrowych. Rejestr Zakłóceń pomaga w analizie zdarzeń systemowych, co ostatecznie ułatwia podejmowanie decyzji co do dalszego sposobu działania w przypadku zaistnienia sytuacji awaryjnej. W systemie elektroenergetycznym Indii większość przekładników zabezpieczeniowych jest zgodna z normą IEC 61850. W referacie [46] stwierdzono, że obecnie, aby wyodrębnić z dowolnego przekładnika cyfrowego pliki informujące o zakłóceniach, wymagana jest komunikacja z przekładnikiem za pośrednictwem odpowiedniego oprogramowania. W związku z tym inżynierowie muszą przechowywać wiele programów, aby pobierać raporty z różnych urządzeń zainstalowanych w sieci. Co więcej, muszą podróżować do stacji, aby uzyskać dostęp do przekładnika w celu pobrania plików, co pochłania zarówno czas, jak i zasoby, prowadząc do ogólnego opóźnienia w podejmowaniu decyzji i zwiększonego przestoju elementów systemu. Aby temu zaradzić, opracowano narzędzie (oprogramowanie) do komunikacji „wewnętrznej” wykorzystujące platformę Visual Basic. Podczas pandemii COVID-19 narzędzie to okazało się bardzo przydatne dla inżynierów ds. zabezpieczeń w uzyskiwaniu

dostępu do plików informujących o zakłóceniach z dowolnego miejsca.

Zwiększone napięcie systemowe, integracja odnawialnych źródeł z siecią, wyższe poziomy zwarciowe, zwiększona częstotliwość wykonywania przełączeń, wyższe wymagania dotyczące dostępności i niezawodności systemu nałożyły duże wyzwania na właścicieli i operatorów majątku przesyłowego. W przypadku ewoluujących sieci krytyczne znaczenie mają: utrzymywanie dłuższego czasu sprawności zasobów, ciągłe zwiększanie bezpieczeństwa i czasu życia zasobów oraz optymalizacja kosztów. Metody eksploatacyjne przesuwają się w kierunku konserwacji skoncentrowanej na niezawodności, przyjmując cyfryzację, analitykę i wykorzystując inteligencję ludzi i maszyn do podejmowania następujących decyzji:

- przewidywać stan i umożliwiać terminową wymianę lub renowację aktywów,
- wprowadzać zmiany w strategii konserwacji,
- decydować o odpowiednim czasie na inwestycje kapitałowe i operacyjne.

Referat [47] koncentruje się na aspektach doboru i integracji czujników polowych dla dławików jednofazowych 765 kV (3 x 80 MVar) i wyłączników poprzez:

- określenie sygnałów do monitorowania,
- wsparcie ilościowe poprzez oparte na chmurze narzędzie do zarządzania wydajnością zasobów,
- identyfikowanie problemów lokalnych związanych z wdrażaniem rozwiązań,
- zdefiniowanie całej architektury z uwzględnieniem ograniczeń istniejącej bazy zasobów i bezpieczeństwa cybernetycznego,
- współpracę wewnętrzną w celu stworzenia pulpitu nawigacyjnego na poziomie przedsiębiorstwa,
- analizę, w jaki sposób zaawansowany system informatyczny pomógł w podjęciu działań naprawczych w celu uniknięcia nieprawidłowego działania i awarii sprzętu.

Referat [48] przybliża zalety monitoringu wizyjnego (VMS) dla nadzoru elementów stacji z poziomu centrum sterowania.

Zaprezentowany system jest szczególnie przydatny, jeżeli zauważymy, że odległość pomiędzy ośrodkiem nadzoru a nadzorowanym obiektem może dochodzić do 3000 km. Praca zawiera szczegółowy opis architektury systemu VMS oraz jego zastosowania w przypadku zdalnego nadzoru nad stacją. Omówiono również wyzwania stojące przed realizacją projektu. Dla przykładu jest to:

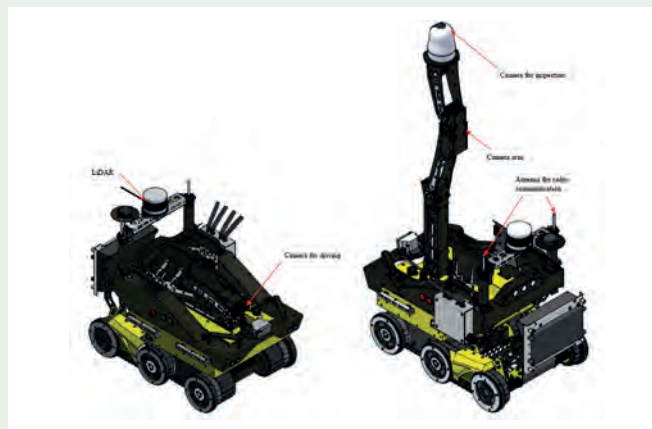
- zwiększenie widoczności,
- zachowanie nienaruszonej konfiguracji nagrywania kamery w celu naprawienia awarii serwerów,
- zachowanie nienaruszonej konfiguracji kamery podczas wymiany wadliwych kamer,
- integracja różnych marek i modeli serwerów i kamer itp.

W Indiach realizowany jest szeroki program automatyzacji i cyfryzacji stacji elektroenergetycznych. W ciągu ostatniej dekady wdrożono automatykę opartą na normie IEC 61850 w ponad 100 stacjach sieciowych zlokalizowanych na terenie całego kraju. Zdaniem autorów referatu [49] podstawą tej normy IEC było stworzenie wspólnego protokołu komunikacyjnego między inteligentnymi urządzeniami elektronicznymi różnych producentów w celu osiągnięcia szerokiej interoperacyjności między nimi po zainstalowaniu w układach zabezpieczenia i sterowania systemem przesyłowym. Jednak norma IEC 61850 to nie tylko protokół, ale także przyszłościowe zjawisko technologiczne, które zmienia sposób, w jaki systemy zasilania są kontrolowane, chronione i monitorowane. W referacie omówiono projektowanie, realizację, testowanie i uruchomienie pierwszej w pełni cyfrowej stacji 400 kV, posiadającej 11 pól 400 kV i całkowicie zmodernizowanej z wykorzystaniem szyny procesowej IEC 61850. Obiekt został uruchomiony w grudniu 2020 roku.

W Irlandii rządowy plan działań na rzecz klimatu określa ambitne cele w odniesieniu do elektryfikacji zarówno transportu, jak i ogrzewania, przy czym do 2030 roku ma powstać prawie milion pojazdów elektrycznych i 600 000 pomp ciepła. W szczególności, w odniesieniu do upowszechniania pojazdów elektrycznych,

przewiduje się wyzwania związane ze zdolnością sieci niskiego napięcia do dostosowania się do tego wzrostu wykorzystania technologii niskoemisyjnych. Przewiduje się, że wykorzystanie ładowania samochodów w domu znacząco zmieni charakterystykę obciążenia i wymagania odbiorców krajowych, podważając podstawowe założenia uprzednio przyjęte przy projektowaniu sieci niskiego napięcia. Zatem obecnie wymagana jest proaktywna strategia wzmocnienia sieci, aby uniknąć problemów z zaniżonym napięciem lub przeciążeniem. Referat [50] koncentruje się na przewidywanym problemie prawdopodobnego przeciążenia transformatorów SN/nn z powodu takiej zmiany obciążenia krajowego i szczegółowo opisuje podejście przyjęte przez operatora systemu dystrybucyjnego proaktywnej strategii podnoszenia mocy tych transformatorów, w przeciwieństwie do alternatywnej reaktywnej strategii „poczekaj i zobacz”.

Wykorzystanie robotów do konserwacji stacji jest jednym z obiecujących rozwiązań zastępujących pracę fizyczną w celu obniżenia kosztów. Jednym z najbardziej kosztownych zadań w ramach eksploatacji i utrzymania stacji jest inspekcja w celu sprawdzenia nieprawidłowości w zainstalowanych aparatach i urządzeniach. Bezpośrednie sprawdzanie stanu urządzeń jest ważnym zadaniem dla pracowników utrzymania ruchu stacji. Istniejące systemy zdalnego monitoringu z wykorzystaniem telewizji dozorowej (CCTV) mają stałe miejsce instalacji, więc możliwe jest wykonywanie zdjęć wybranego obiektu, ale nie jest możliwe pełne rozpoznanie sytuacji w sposób bardziej szczegółowy. W rezultacie istnieje wiele sytuacji, w których obsługa musi udać się na stację. Konieczne też stało się jak najszybsze przeprowadzanie kontroli na miejscu w przypadku klęsk żywiołowych, nawet w sytuacjach, gdy stan dróg między stacjami a centrami utrzymania ruchu jest zły. Biorąc pod uwagę, że przejazd do stacji wymaga trochę czasu, a rozpoznanie aktualnego stanu także, więc i przywrócenie obiektu do normalnej pracy nie jest natychmiastowe. Z tego powodu autorzy referatu [51] uważają, że roboty, które mogą automatycznie wyko-



Rys. 19. Prototyp robota do realizacji zadań kontrolnych na terenie stacji elektroenergetycznej

nywać rutynowe zadania w normalnych godzinach i które mogą być obsługiwane zdalnie w przypadku katastrofy, przyczynią się do poprawy odporności stacji na działania zewnętrzne i będą potrzebne przedsiębiorstwom energetycznym w przyszłości. Celem realizowanego badania jest opracowanie robota, który może przemieszczać się zarówno zdalnie, jak i autonomicznie w złych warunkach (zbcza, kamienie, źle utwardzony grunt, rowy kablowe, małe rowy itp.) w stacjach w celu wizualnej inspekcji zewnętrznych systemów. Autorzy referatu przeprowadzili testy terenowe na stacjach w celu określenia zadań kontrolnych, które mają zostać przypisane do robota, a następnie opracowali prototyp robota przedstawiony na rysunku 19.

Przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłem i dystrybucją energii elektrycznej w Japonii stoją w obliczu wyzwań, takich jak zmniejszenie liczby personelu i starzenie się sprzętu. Technologie informacyjne i komunikacyjne oraz Internet przedmiotów stają się coraz bardziej zaawansowane, a wykorzystanie takich technologii cyfrowych pomoże rozwiązać te problemy. Autorzy referatu [52] zebrali bardzo dużą ilość danych dotyczących konserwacji i know-how, a w połączeniu z technologią cyfrową rezultatem będzie poprawa niezawodności pracy stacji elektroenergetycznych. Cyfryzację stacji można ogólnie podzielić na cyfryzację urządzeń i cyfryzację sieci. Referat skupia się głównie na wyposażeniu i zawiera przegląd metod cyfryzacji rozdzielnic z izolacją gazową (GIS), transformatorów z izolacją gazową (GIT) i rozdzielnic z izo-

lacją stałą (SIS) dla nowych instalacji. Dla przyspieszenia procesu cyfryzacji istotna jest nie tylko instalacja nowego wyposażenia, ale także digitalizacja istniejącego sprzętu. Istniejący sprzęt ma bowiem wyższy wskaźnik uszkodzeń niż nowy, więc potrzeba jego digitalizacji jest również wysoka. Istniejący sprzęt ma ponadto problemy, takie jak przestoje, przebudowy i ich koszty, więc trudno jest zrealizować pełną implementację cyfrową w porównaniu z nową instalacją. Dlatego taki sprzęt powinien być częściowo zdigitalizowany, biorąc pod uwagę, że uszkodzalność jest stosunkowo wysoka, a stały monitoring jest skuteczny. W tym referacie zaprezentowano technologię monitorowania wyładowań niezupelnionych dla papieru impregnowanego żywicą. Jest to jeden z wysiłków na rzecz cyfryzacji istniejącego sprzętu.

Monitorowanie stanu zapewnia ciągłą ocenę stanu urządzenia, a tym samym wspiera nietradycyjne strategie konserwacji, takie jak oparte na aktualnym stanie, predykcyjne lub zorientowane na ryzyko. W ostatnich latach wydajność systemów monitorowania uległa poprawie, a ich integracja z oprogramowaniem do centralnego zarządzania aktywami stała się znacznie łatwiejsza. Monitorowanie stanu w obecnym wydaniu odgrywa kluczową rolę na drodze do tworzenia odpornych systemów elektroenergetycznych przyszłości. Wspiera wczesne wykrywanie awarii i tym samym zmniejsza ryzyko nieplanowanych przestojów. Wykrywa drobne usterki, takie jak wycieki SF₆, które są emisjami gazów cieplarnianych. Referat [53] przedstawia

różne architektury systemów monitorujących zwracając szczególną uwagę na:

- dostępność rozumianą jako łatwość dostępu użytkownika do systemu,
- liczbę awarii dotyczących użytkownika,
- bezpieczeństwo cybernetyczne, aby uniknąć hakerów atakujących system,
- prywatność danych, czyli ochrona danych klienta przed niepożądanym dostępem osób trzecich,
- użyteczność/efektywność, czyli jak dobrze architektura systemu wspiera analizę danych i wyprowadzanie niezbędnych działań,
- wszechstronność, czyli liczbę obsługiwanych przypadków oraz możliwość dopisywania nowych funkcjonalności,
- skalowalność, czyli ile zasobów i parametrów można monitorować za pomocą danej architektury systemu oraz jak łatwo można zwiększyć liczbę zasobów i parametrów.

Wymagania umożliwiające monitorowanie stanu rozdzielnic wysokiego napięcia znacznie ewoluowały w ostatnich latach. Digitalizacja podstawowego wyposażenia poprzez dodawanie kolejnych czujników z wyjściami cyfrowymi w połączeniu z wiedzą, jaką producenci dysponują na temat swoich produktów, doprowadziła do opracowania inteligentniejszej generacji systemów monitorowania, opartych na nowych algorytmach i posiadających zwiększoną moc obliczeniową, przez co są w stanie wygenerować niezwykle istotne zestawy danych wspierających procesy eksploatacyjne. W referacie [54] zaprezentowano wyzwania pojawiające się w aplikacjach systemów monitorowania i sterowania rozdzielnic oraz podano zalecenia i rozwiązania techniczne umożliwiające sprostanie tym wyzwaniom. Omówiono także zagadnienie szacowania okresu, przez jaki wybrane urządzenie może być jeszcze eksploatowane bez ryzyka zaistnienia awarii z wykorzystaniem koncepcji cyfrowego bliźniaka. Autorzy referatu odnieśli się również do zagadnienia modyfikacji systemów monitoringu gazu w rozdzielnicach typu GIS w związku z odchodzeniem od SF₆ na rzecz mieszanek budowanych na bazie fluoronitrylu.

W 2017 roku Komisja Europejska podjęła decyzję o uruchomieniu projektu mającego na celu podniesienie na wyższy poziom elastyczności pracy sieci elektroenergetycznych dzięki nowym możliwościom systemów magazynowania energii. Jeden z podpakietów programu odpowiada za poprawę współpracy protokołu IEC 61850 z systemami magazynowania energii. W ramach tego podpakietu postanowiono pracować nad fazą specyfikacji, aby ułatwić integrację, na wczesnym etapie projektu, magazynu ze stacją łączącą ten magazyn z siecią. Głównym wyzwaniem było zaoferowanie w pełni niezależnej od dostawcy specyfikacji systemu i przepływu danych, aby umożliwić użytkownikom ponowne wykorzystanie tej specyfikacji na etapie zakupu i późniejszego procesu realizacji projektu przy jak najmniejszej liczbie poprawek. Obecnie przywołany projekt europejski dobiega końca i już pierwsze wdrożenia wykorzystują zaproponowane w nim koncepcje. Opierając się na klasycznym projekcie klienta, który koncentruje się na standaryzacji modelowania danych, referat [55] pokazuje, w jaki sposób klient będzie mógł skorzystać z ulepszonych procesów tworzenia specyfikacji, od fazy zamówienia do uruchomienia systemu.

Referat [56] omawia procedurę kalibracji trójfazowego przekładnika małej mocy, zabudowanego w rozdzielnicach GIS 63 kV, w miejscu jego zainstalowania. Jakkolwiek przekładniki były wcześniej kalibrowane w zakładzie producenta, postawiono wymagania zapewnienia praktycznej metody weryfikacji/potwierdzenia ich dokładności pomiarowej po ich zainstalowaniu w stacji. Pola rozdzielnic 63 kV, wyposażone w pracujące równolegle przekładniki konwencjonalne (indukcyjne) oraz w przekładniki małej mocy, zostały zabudowane w roku 2018 po kalibracji obiektowej i oddane do eksploatacji przez francuskiego OSP. Zastosowany przekładnik małej mocy jest kombinowaną (pomiar I/U) jednostką pasywną ze zintegrowanymi czujnikami małej mocy do pomiaru prądu i napięcia pierwotnego 3-fazowego. Przykład omawianego przekładnika pokazano na rysunku 20.

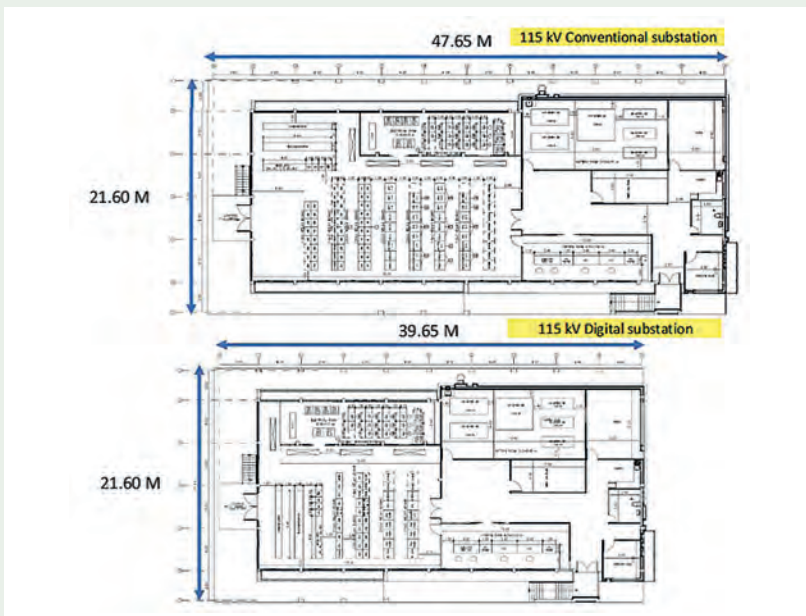


Rys. 20. Przekładnik kombinowany małej mocy do zabudowy w rozdzielnicach z izolacją gazową

Wprowadzanie protokołu komunikacyjnego opartego na standardzie IEC 61850 budzi zarówno duże nadzieje jak i obawy. W referacie [57] zaprezentowano proces wprowadzania standardu przez operatora sieci dystrybucyjnej. Autorzy referatu zauważają, że po okresie skutecznego obniżania kosztów wytwarzania urządzeń i poprawiania ich jakości nadchodzi pora, aby popracować nad redukcją kosztów dla procesu projektowania i testowania zmontowanych układów.

Wraz z rozwojem generacji rozproszonej wzrasta stopień złożoności struktury sieci przesyłowej przez co komunikacja pomiędzy stacjami staje się coraz trudniejsza. Szansą na rozwiązanie tego problemu jest standard IEC 61850. W referacie [58] omówiono, jako studium przypadku, proces tworzenia stacji cyfrowej. Autorzy przedstawili kryteria, jakimi się kierowano podczas procesu projektowania i omówili korzyści wynikające z odchodzenia od rozwiązań konwencjonalnych na rzecz wdrażania rozwiązań cyfrowych. Jedną z konsekwencji nowego podejścia jest zmniejszenia wielkości budynku technologicznego na stacji, co pokazano na rysunku 21.

Referat [59] proponuje sposób postępowania, jaki należy przeprowadzić, aby zintegrować nową rozdzielnię 22 kV będącą elementem baterijnego magazynu energii, której system zabezpieczeń jest oparty na standardzie IEC 61850 z obiektami struktury sieciowej wyposażonymi w konwencjonalne systemy zabezpieczeń. Według autorów referatu obniżenie kosztów realizacji stacji cyfrowych w stosunku do układów tradycyjnych jest na tyle istotne, że warto je realizować pomimo wysiłku,



Rys. 21. Porównanie wielkości budynku technologicznego dla stacji konwencjonalnej i cyfrowej

jaki trzeba włożyć dla zapewnienia współpracy z pozostałą częścią systemu elektroenergetycznego. Baterijny magazyn energii współpracujący z rozdzielnią 22 kV pokazano na rysunku 22.

Rozdzielnice z izolacją gazową wykorzystujące mieszanki gazowe wolne od gazów cieplarnianych to już nie tylko rozważania teoretyczne i etap testów, ale zastosowania w rzeczywistych obiektach. W referacie [60] zaprezentowano proces projektowania i realizacji stacji, którą wyposażono w rozdzielnicę z gazem izolacyjnym w postaci syntetycznego powietrza pod odpowiednim ciśnieniem oraz wyłączniki próżniowe. Obwody wtórne stacji spełniają wymagania standardu IEC 61850, co czyni ją w pełni cyfrową. Na rysunku 23

pokazano stację na etapie projektowania i w trakcie realizacji.

Korzyści wynikające z realizowania tego typu obiektów są następujące:

- całkowita eliminacja emisji gazów cieplarnianych,
- kompaktowa konstrukcja dzięki zastosowaniu sensorów prądu i napięcia w miejsce konwencjonalnych przekładników,
- zdolność do odbierania, podlegającej znacznym wahaniom, energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych,
- prosta obsługa i łatwa konserwacja.

Rosnące wielkości mocy koniecznej do przesyłania na duże odległości wymaga coraz częściej stosowania w układach przesyłowych prądu stałego. Tego typu



Rys. 23. Cyfrowa i wolna od gazów cieplarnianych stacja 110/20 kV



Rys. 22. Baterijny magazyn energii współpracujący z rozdzielnią 22 kV

przesył musi się oczywiście charakteryzować bardzo wysokim poziomem niezawodności. Referat [61] prezentuje izolator wsporczy 500 kV do stosowania w stacjach konwertorowych, który ma osiągać dużą niezawodność między innymi dzięki zastosowaniu rozwiązań pozwalających na prowadzenie autodiagnostyki.

Podsumowanie

Sesja CIGRE 2022 przyniosła wiele interesujących, a niekiedy 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, biorąc pod uwagę jak szybko CIGRE, poprzez swoje struktury, reaguje na wszelkie zmiany i nowe tendencje pojawiające się w obszarze elektroenergetyki.

A jeżeli zdecydujemy się rozwijać posiadaną już wiedzę, to istotnym wsparciem mogą być rezultaty prac Grup Roboczych CIGRE, publikowane jako Broszury Techniczne. Warto także sięgnąć do podręcznika przygotowanego przez Komitet Studiów



Rys. 24. Breen Book – Stacje

B3 *Stacje i Instalacje Elektroenergetyczne*, będącego elementem serii przygotowanej przez każdy z Komitetów Studiów pod wspólną nazwą Green Book. Okładkę podręcznika pokazano na rysunku 24.

Dostęp do wymienionych materiałów, jak i do wykazu aktualnie działających Grup Roboczych można uzyskać odwiedzając strony internetowe GIGRE i PKWSE (CIGRE Polska), do czego gorąco zachęcamy.

REFERATY KOMITETU STUDIÓW B3

- [1] Nagpal N., Wadhwa S., Raja A. (India), *Battery Energy Storage System at Low Voltage Electricity Distribution Network – a Case Study*.
- [2] Oudalov A. (Switzerland), Lainez Amaya K., Trolle S. (Sweden), Giese M. (Germany), Porras Aparicio S. (Switzerland), *An incremental approach to sustainable data center power supply. A study of short-term and long-term possibilities for improving sustainability in data center substations and power infrastructure*.
- [3] Najjarre I., Jacquier F., Dalmar L., Girodet A., Henriksen M. (France), *Distributed subsea substation for Offshore Renewable Energy collection architectures and compliance with metal-enclosed switchgear's normative references*.
- [4] Guerini B., Petit A. (France), *RTE compact substation industrial strategy due to clean energy transition*.
- [5] Errico E. (Italy), *A versatile and robust 66 kV switchgear for offshore wind tower*.
- [6] Chaiphaphan N., Kanchanaseevee W. (Thailand), *Design and Consideration for Relocatable Containerized STATCOM Installation to Provide Grid Flexibility and Stability*.
- [7] Prungkhwunmuang S., Piphatmongkolporn J., Aphichato W. (Thailand), *Pilot project Grid Scale BESS in EGAT Systems*.
- [8] Juhre K., Kosse M., Klein Ch., Plath R. (Germany), *Feasibility Tests of a 320 kV Gas-insulated DC Switchgear with Clean Air*.
- [9] Kieffel Y. (France), Perret M. (Switzerland), Perrot F. (United Kingdom), Portal B. (France), Bonk J., Owens J. (USA), Kurz R. (Germany), *Health and safety assessment of an SF₆-alternative gas technology*.
- [10] Mendes M. F. (Brazil), *New Electrical Automation Engineer Profile and Curriculum*.
- [11] Pinhel A., Pinhel L., Tuorto L., Mendes H., Godinho S. (Brazil): *Use of Additive Manufacturing in the maintenance of static compensator*.
- [12] Somboonyanon P., Covert L. (United States), Palmer B. (United Kingdom), *Using BIM Technology to Promote the Sustainability of Electrical Substation Projects*.
- [13] Dubé F., Turcotte O. (Canada), *Short-Circuit Current Management at Hydro-Québec Uprating Versus Limiting Solutions*.
- [14] Kim J., Kim Ch. (Republic of Korea), *Reliability Management Strategy for Power Systems Maintenance Free*.
- [15] Lee M., Moon I., Rho T., Jeon S. (Republic of Korea), *Mobile Solution for Substation Intervention*.
- [16] Perret M., Lüscher R., Cocchi C. (Switzerland), Kieffel Y., Leguizamón-Cabra D., Berteloot T. (France), *Return of experience on high voltage equipment in operation using C₂F₆/N mixtures*.
- [17] Patrick C. Stoller P.C., Muehlberg N., Fave L., Meier P., Lohrberg H. (Switzerland), *Improved sealing of SF₆ gas insulated switchgear compartments*.
- [18] Treier L., Perret M. (Switzerland), Kieffel Y., Portal B. (France), *Life Cycle Assessment comparison of different high voltage substation technologies using SF₆ and alternative insulation gases*.
- [19] Shin J. W., Kim J. C., Yoon K. H. (Republic of Korea), *Economic Maintenance Planning of Power Transformer for Expected Cost*.
- [20] Yamane Y., Saida T., Iwata A., Taketa K., Saeki R. (Japan), *Knowledge Transfer of Substation Engineering and Experiences in Japan*.
- [21] Taketa K., Hashiba Y., Kawano S., Ito K., Nakano M., Hama H. (Japan), *Life management and improvement of reliability, maintainability and operability of 500 kV substations by replacing ageing equipment*.
- [22] Nakamura K., Tsukao S., Nishioka T., Taketa K., Uchii T., Hama H. (Japan), *Management of SF₆ gas leakage from substation equipment and technical guidelines on application of substation equipment using SF₆ alternative gases in Japan*.
- [23] Nishioka T., Iwata M., Chiba T., Taketa K., Ichihara S. (Japan), *Resilience reinforcement of substations in Japan*.
- [24] Preve Ch., Gaday S., Piccoz D., Ferraro V., Cormenier T., Serve D., Trichon F. (France), *The Ring Main Unit of the future for MV distribution networks: Sustainable, digital and designed with circular environmental perspectives*.
- [25] Jouan D., Elleau Ch. (France), *Innovative "3D" architecture for an air-insulated substation of nuclear power plant*.
- [26] Mauffrey T. (France), *Way to retrofit 420 kV GIL with fluoronitrile-based gas mix*.
- [27] Muñoz Ortiz L. H., Mantilla Jiménez H. (Colombia), *Seismic level criteria for electrical substations in Colombia and Peru according to IEEE 693*.
- [28] Blanchet G. (Norway), Le Postec C. (Canada), Inversin M. (France), Pelliccione G. (Italy), *TSO perspectives on 40 years of GIS evolution, SF₆ alternatives strategies and technical specifications recommendations*.
- [29] Glomb S., Pilzecker P., Göppel M. (Germany), Owens J. (United States), Kurz R. (Germany), *End-of-life procedures and gas reclamation of SF₆ alternative gas mixtures*.
- [30] Kuschel M., Badicu L.V., Christian J., Kieper M., Kunde K., Prucker U., Riedl J. (Germany), *First F-gas-free and climate-neutral insulated 420 kV GIS busducts installation at TransnetBW*.
- [31] Kato H. (Japan), *Contribution to the reduction of global environmental impact through the introduction of environmentally friendly distribution substation*.

- [32] Apostolov A. (United States): Data Sources for Machine Learning Applications in IEC 61850-based Digital Substations.
- [33] Fry A. (United States), *Results and Lessons Learned from Early Adopters of BIM Technology for Substation Design*.
- [34] Bettler J. (United States), *ComEd's Experience with IEC 61850 at a Digital Smart Substation*.
- [35] Sagarell S., Shah A. (United States), *Semi-Autonomous Robot for Medium-Voltage Switchgear*.
- [36] Meliopoulos A.P., Cokkinides G.J., Myrda P., Farantatos E., Elmoudi R., Fardanesh B., Stefopoulos G., Black C (United States), *Resilient Cyber Secure Centralized Substation Protection (rCSP)*.
- [37] Wischkaemper J.A., Benner C.L., Russell B.D., Manivannan K. (United States), *Substation-based Waveform Analytics Monitoring System for Improved Circuit Awareness*.
- [38] Rajotte C., Tremblay A., Frenette E. (Canada), *Condition Assessment of Substation Apparatus – The Challenges of Turning Dreams into Reality*.
- [39] Rhodes T. (United States), Mitiche I. (United Kingdom), McGrail T., Werner F. (United States), Boreham Ph. (United Kingdom), *Practical Machine Learning Applications*.
- [40] Prout Ph., Rhoads S. (United States), Beardsall J., Rowbottom M. (United Kingdom), Salmon T. McGrail T. (United States), Boreham Ph. (United Kingdom), *Lessons from Action Planning Based on Transformer Condition Monitoring*.
- [41] Li M., Liu Y., Shu Z., Zhou Z., Li Z., Dou R., Dou X. (China), *Research and Judgement on Technical Development Trend of Substation Secondary System in China*.
- [42] Dou R., Chang N., Sun Y., Fan Ch., Zhuo Z. (China), *Panoramic Perception of Substation Equipment and Smart Maintenance Technology*.
- [43] Seo H., Kim S., Jung J. (Republic of Korea), *Application of Substation Asset Health Management System (AHMS) for a utility in Mozambique*.
- [44] Vodennikov D. A., Davidenko I. V., Moyseychenkov A. N., Afonin I. S., Pospeyev L. M., Selikhanovich A. V. (Russia), *Integrated Intellectual Automated System of Monitoring, Diagnosis and Control of Power Transformer Stock Technical Condition*.
- [45] Gladkovskii G. K., Arkhipov I. L., Kapustin D. S., Koltsov A. V., Magadeev E. V., Silikhanovich A. V. (Russia), *Autonomous software and hardware complex for preventing technological defects of the basic substation's equipment based on remote monitoring data*.
- [46] Kanjariya N., Jadav S., Gandhi J. (India), *In-house developed tool for automatic extraction of Disturbance Record Files from IEDs and transfer it to cloud storage using capabilities of IEC 61850 Standard & File Transfer Protocol*.
- [47] Raj N., Adhya S., Rahman A. (India), *Utility experience of real time monitoring of 765 kV Circuit breaker and Reactor using advanced sensors and cloud-based asset performance management*.
- [48] Arora R.K., Srivastava P.K., Singh A., Naveen M.A. (India), *An Intelligent Approach for Remote Asset Monitoring of Substation using Visual Monitoring System*.
- [49] Gupta S., Sen S., Sunkara B.R.R., Awasthi C.P., Yashwant K, Kumar R., Singh V., Ghosh J. (India), *Implementation Experience of India's First 400 kV, IEC 61850 Process Bus Based Full Digital Substation*.
- [50] Herring J., Fitzgerald J., Silke E., Cunningham H., Piennar F., Power C., Catanse D. (Ireland), *Online Monitoring and Data Analytics Enabling LV Network Investment Optimisation for a Low Carbon Future in Ireland*.
- [51] Okazaki T., Hatano R., Ito K., Maeda T., Kitayama M. (Japan), *Development of crawler-type robot for substation inspection*.
- [52] Nakahata M., Yokohata K., Baba K., Odajima K., Suzuki R., Terada T. (Japan), *Development of sensing tools for construction of digital substations and enhancement of reliability through early identification of facility abnormalities*.
- [53] Scarpaci S. (Italy), Schulze-König T., Sehestedt S., Merkert L., Graf R. (Germany), Cachin D. (Switzerland), *A versatile and future-proof condition monitoring system for high voltage switchgear*.
- [54] Gadacz N., Catala M., Rayon J-L. (France), Sharif-Askary J. (United State), Stella E. (Italy), *Challenges and Trends rising on Switchgear Monitoring and Control Applications*.
- [55] Bloch C. (France), Bennauer Ch. (Germany), Ahuja N. (France), SterckX T. (Belgium), *IEC 61850 specification process applied to classic customer project*.
- [56] Roux L-D., Charot G. (France), Gatzen F-W., Olszewski W. (Germany), *New approach for the on-site calibration of a LPIT in GIS and lessons learned*.
- [57] Ojinaga Z., Anzola M., Macdonald D. (Spain), *Application of IEC 61850 – a DNO approach*.
- [58] Santayanan K., Lertwanitrot P. (Thailand), *Challenges and experiences on renovation of EGAT's conventional substation to IEC 61850 based digital substation*.
- [59] Wuthayavanich A., Kittiwarat T., Hangsajara Ch., Santayanan K. (Thailand), *EGAT's experience on integration between conventional substation and IEC 61850 control and protection system applied for grid scale energy storage*.
- [60] Helbig D., Heinecke M., Kuschel M., Menke P., Schulz P., Singh P., Engel M., Oechsle F. (Germany), *Test, Installation and Operational Experiences of World's First Substation Integrating Digital, Intelligent and Greenhouse-Gas free T&D Equipment*.
- [61] Sheifert J., Grass A. (Germany), Khan K. (Canada), *EHV and DC Station Substation Post Insulators with Integrated Monitoring System*.



Krzysztof Madajewski
Instytut Energetyki
Oddział Gdańsk

Energoelektronika i systemy DC – Komitet Studiów B4

DC systems and power electronics – Study Committee B4

Wskazano szczegółowe tematy, jakie przedstawiono w ramach tematów preferowanych. Omówiono wybrane referaty spośród 67 zaprezentowanych w ramach Komitetu Studiów B4 CIGRE, „Energoelektronika i systemy DC”, które obok prezentowania innowacyjnych rozwiązań są lub będą istotne dla krajowej energetyki. Energoelektronika wielkich mocy jest obecnie niezwykle szybko rozwijającą się dziedziną na całym świecie. Wynika to zarówno z potrzeb dynamicznie rozwijającej się generacji odnawialnej jak i zmian w zakresie przesyłu dużych mocy na duże odległości, gdzie dąży się do wykorzystywania układów HVDC. Istotne miejsce w referatach zajmuje Grid-Forming Control oraz strategie wyłączenia zwarć w obwodach DC układów VSC HVDC. Równolegle widoczny jest rozwój rozwiązań DC w sieciach dystrybucyjnych i układów typu FACTS w sieciach przesyłowych AC.

Słowa kluczowe: energoelektronika wielkich mocy, Grid-Forming Control, strategie wyłączenia zwarć

Indicated are specific topics presented within the scope of preferential subjects. Discussed are papers selected from among 67 presented as part of the B4 CIGRE Study Committee "Power Electronics and DC Systems" that, apart from presenting innovative solutions, are or will be important for the national power industry. High-power power electronics is currently an extremely fast-growing sphere throughout the world. This is due to both the need of the dynamically developing renewable generation and changes in transmission of high power over long distances where the use of HVDC systems is sought. An important place in the papers is occupied by Grid-Forming Control and short-circuit clearing strategies in DC circuits of VSC HVDC systems. At the same time, the development of DC solutions in distribution networks and FACTS systems in AC transmission networks is visible.

Keywords: high-power power electronics, Grid-Forming Control, short-circuit clearing strategies

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 tym bezpieczeństwa cybernetycznego, problemy sieciowe, sieć DC, wieloterminalowe HVDC, hybrydowe systemy HVDC.
- Renowacja i modernizacja istniejących systemów HVDC.

Temat 2 – Systemy DC i inne energoelektroniczne dla systemów dystrybucyjnych

- Nowe koncepcje, technologie i konstrukcje przekształtników DC dla systemów dystrybucyjnych.

Temat 3 – Systemy FACTS

- Planowanie i wdrażanie nowych projektów.

- Zastosowanie nowych technologii w układach FACTS i innych urządzeniach energoelektronicznych.
- Remonty i modernizacje istniejących układów FACTS i innych systemów energoelektronicznych.

Spośród zgłoszonych 67 referatów, 51 dotyczyło tematu pierwszego, 5 tematu drugiego, natomiast 11 tematu trzeciego. Referaty te przedstawiają najnowsze informacje dotyczące wielu aspektów systemów HVDC i MVDC, a także systemów FACTS na różnych etapach, od planowania, projektowania, budowy, testowania do eksploatacji, w tym: planowanie, sterowanie, ochrona, eksploatacja, projektowanie i wydajność HVDC, Fault Ride-Through & Clearing w aplikacjach VSC HVDC, renowacja HVDC, harmoniczne i filtrowanie w aplikacjach HVDC, morskie HVDC, sieci prądu stałego, wieloterminalowe i hybrydowe (LCC+VSC) systemy HVDC, problemy układów HVDC od różnych dostawców, testy laboratoryjne i terenowe aplikacji HVDC

i MVDC, statystyki HVDC, niezawodność, dostępność i łatwość konserwacji, przetwornice DC/DC, wykorzystanie standardu IEC 61850 w układach HVDC, aplikacje SVC i STATCOM, inne aplikacje FACTS, aplikacje „Grid Forming”.

Spośród przedstawionych referatów wybrano kilka, które omówiono poniżej. Dotyczą one aktualnych problemów istotnych również dla krajowego systemu elektroenergetycznego, związanych z rozwojem generacji wiatrowej na morzu, nowych i modernizowanych układów HVDC oraz układów FACTS, a zwłaszcza statycznych kompensatorów synchronicznych.

Temat 1 – Systemy HVDC i ich zastosowania

Modelowanie i stabilność pracy połączenia HVDC wyprowadzającego moc z morskiej farmy wiatrowej (MFW) jest tematem referatu [1]. Jest to istotne zagadnienie, zwłaszcza w Wielkiej Brytanii, gdzie

do 2030 roku moc zainstalowana MFW ma osiągnąć 40 GW. Autorzy analizują bipolarne połączenia VSC HVDC pokazane na rysunku 1.

Połączenie bipolarne w porównaniu z monopolarnym:

- umożliwia odprowadzanie dużej mocy bez konieczności zwiększania poziomu napięcia roboczego DC,
- zwiększa niezawodność – podobnie jak w przypadku dwutorowej linii przesyłowej napięcia przemiennego,
- bieguny mogą pracować niezależnie – awaria/lub przerwa w pojedynczym kablu nie wymaga wyłączenia obu biegunów,
- może pracować do 50% całkowitej mocy HVDC w przypadku awarii jednego bieguna,
- może pracować w trybie monopolarnym wykorzystując jeden z kabli jako uziemienie.

Obecnie w Wielkiej Brytanii dopuszczalna maksymalna moc utracona w wyniku zaburzenia lub awarii jest ograniczona do 1320 MW zarówno dla połączenia AC jak i DC. Z tego względu moc wyprowadzana połączeniem bipolarnym HVDC nie może przekraczać 2640 MW. Znaczną część referatu poświęcono na omówienie problemów związanych z modelowaniem i badaniem stabilności połączenia. Opracowano modele klasy EMT w dziedzinie czasu dla modelowania off-line oraz dla

Tabela 1
Parametry modelowanego bipolarnego układu HVDC

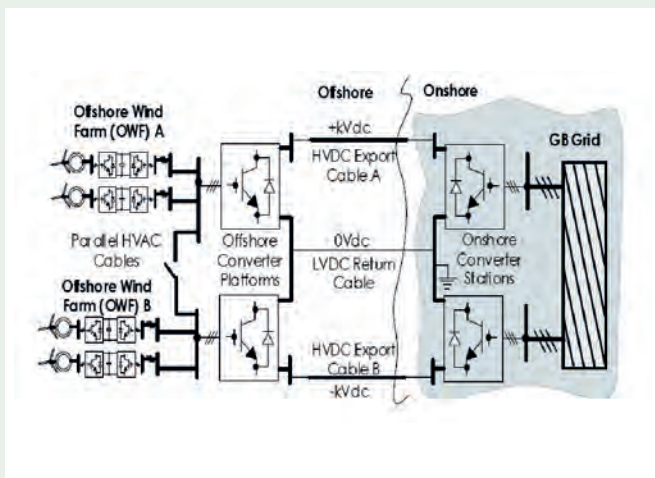
Item	Onshore Converter		Offshore Converter	
	MMC _{P1}	MMC _{N1}	MMC _{P2}	MMC _{N2}
Rated Apparent Power (S)	735 MVA	735 MVA	735 MVA	735 MVA
Rated Active Power (P)	±700 MW	±700 MW	±700 MW	±700 MW
Converter Nominal DC Voltage	525 kV	525 kV	525 kV	525 kV
Converter Nominal AC Voltage	305 kV	305 kV	305 kV	305 kV
AC Grid Voltage	400 kV	400 kV	420 kV	420 kV
Nominal Frequency	50 Hz	50 Hz	50 Hz	50 Hz
SCR	2	2	–	–
X/R Ratio	10	10	–	–
Transformer rated Power	735 MVA	735 MVA	735 MVA	735 MVA
Transformer Voltage ratio	400/305 kV	400/305 kV	400/305 kV	400/305 kV
Transformer Reactance	0,16 pu	0,16 pu	0,16 pu	0,16 pu
Arm inductance	13%	13%	13%	13%
Number of cells per arm (N)	287	287	287	287
Cell Capacitance	7,2 mF	7,2 mF	7,2 mF	7,2 mF

symulacji w czasie rzeczywistym, a także modele w dziedzinie częstotliwości. Modele te są przydatne dla analiz złożonych interakcji, jakie występują przy wyprowadzeniu mocy z MFW zarówno kablami AC jak i połączeniami HVDC. W analizowanym przypadku połączenie VSC HVDC zrealizowano w technologii MMC. Parametry modelowanego układu podano w tabeli 1.

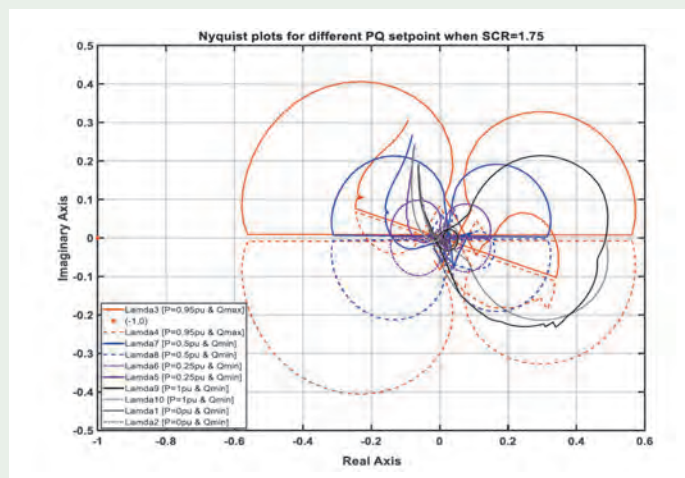
Przeprowadzono badania w dziedzinie czasu dla zwarć AC w sieci na morzu i na lądzie (3f, 140 ms). Czas powrotu do warunków pracy sprzed zaburzenia wynosił

300-400 ms. Stabilność lokalną badano z wykorzystaniem charakterystyk częstotliwościowych impedancji przekształtnika i sieci oraz kryterium Nyquista. Przykładowe wyniki pokazano na rysunku 2.

Nowe rozwiązania w układach VSC HVDC stosowanych do wyprowadzenia mocy z MFW przedstawiono w referacie [3]. Omówiono je na przykładzie łącza HVDC wyprowadzającego moc 1320 MW z MFW *Sofia* zlokalizowanej w rejonie Dogger Bank na Morzu Północnym. MFW połączono ze stacją przekształtnikową



Rys. 1. Przykładowe połączenie bipolarne VSC HVDC z kablem powrotnym wyprowadzające moc z MFW



Rys. 2. Charakterystyki Nyquista dla różnych wartości P-Q i współczynnika mocy zwarciowej 1,75

na lądzie kablem DC o długości 220 km i napięciu ± 320 kV. W tym rozwiązaniu zastosowano między innymi:

- moduły tranzystor IGBT – dioda o podwyższonej o 40% zdolności prądowej w stosunku do wcześniejszych zastosowań,
- nową platformę obliczeniową dla układów sterowania i zabezpieczeń, według autorów najszybszą znaną w tym zastosowaniu, co pozwoliło m.in. na szerokie wykorzystanie optycznych przekładników prądowych i napięciowych,

- nowe systemy sterowania i zabezpieczeń korzystające wyłącznie ze standardu IEC-61850,
- sieć kablową na napięcie 66 kV łączącą pojedyncze turbiny ze stacją przekształtnikową, co pozwoliło wyeliminować dodatkową stację AC między turbinami a stacją przekształtnikową.

Na rysunku 3 pokazano rozwiązanie platformy morskiej z przekształtnikami.

Łącze HVDC do morskiej farmy wiatrowej *Sofia* może dostarczyć więcej mocy,

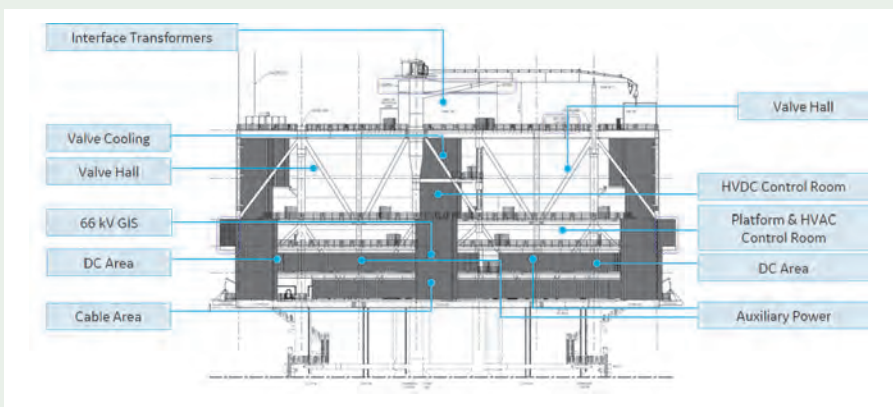
wykorzystując mniejszą liczbę elementów niż w poprzednich rozwiązaniach. Wyższą gęstość mocy osiągnięto dzięki nowatorskim cechom konstrukcyjnym modułów zaworowych półprzewodnikowych VSC, które umożliwiają znacznie wyższą wydajność prądową niż poprzednie generacje. Dodatkowo stacje przekształtnikowe wyposażone są w najnowsze systemy sterowania i zabezpieczeń, które jako pierwsze w branży HVDC w pełni realizują standardy IEC-61850.

Rozwiązanie morskie obejmuje integrację morskich kabli sieciowych o napięciu znamionowym 66 kV AC bez konieczności korzystania z morskiej platformy kolektora prądu przemiennego, co jest tradycyjnie stosowanym rozwiązaniem przy napięciu 33 kV AC.

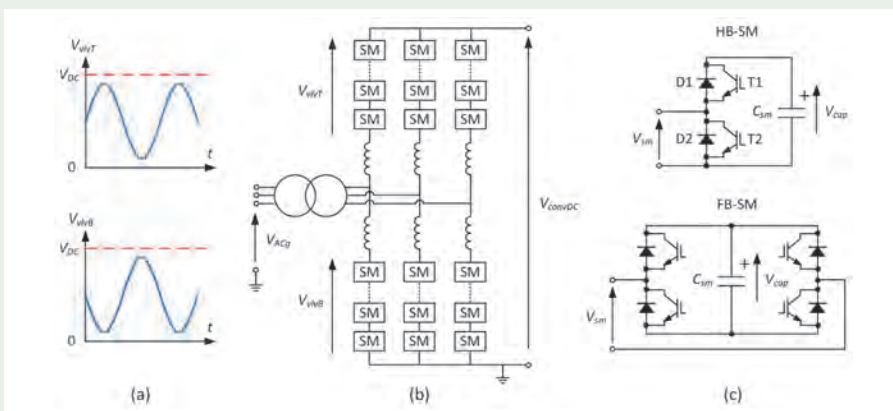
Referaty [8] i [9] proponują nowe rozwiązania w zakresie opanowania wyzwań związanych ze zwarciami w obwodzie DC układu VSC HVDC. W układach tego typu, w tym w obecnie najczęściej stosowanym rozwiązaniu typu MMC (Modular Multilevel Converter) z wykorzystaniem modułów HB (rys. 4), dla likwidacji przejściowego zwarcia w obwodzie DC konieczne jest wyłączenie wyłączników po stronie AC, co jest równoznaczne z pełnym odstawieniem układu.

Jednakże nawet po wyłączeniu wyłączników AC pozostaje nierozładowana energia w obwodzie DC, której konieczne rozładowanie wydłuża czas wymagany na odbudowanie przerwy izolacyjnej w linii DC i możliwość ponownego uruchomienia układu HVDC. Dla skrócenia tego czasu autorzy proponują zastosowanie dodatkowych łączników NBS (Neutral Bus Switches) w uzziemionym przewodzie powrotnym. Pokazano to na przykładzie układu niesymetrycznego (rys. 5).

Zastosowanie takiego rozwiązania zdaniem autorów znacząco skraca czas konieczny na odbudowanie przerwy izolacyjnej o około 120 ms.

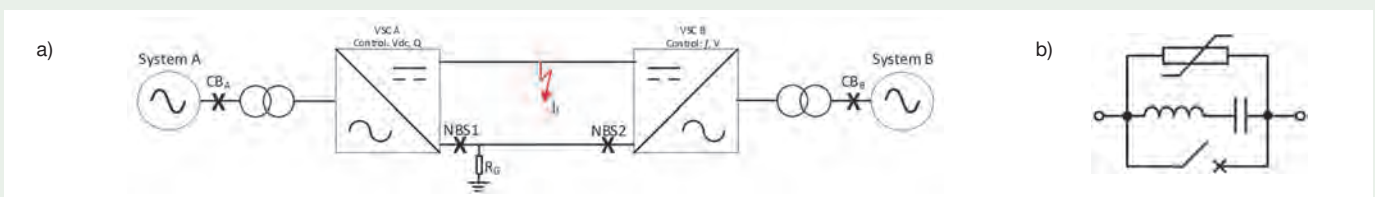


Rys. 3. Rozwiązanie platformy z przekształtnikami dla MFW *Sofia*

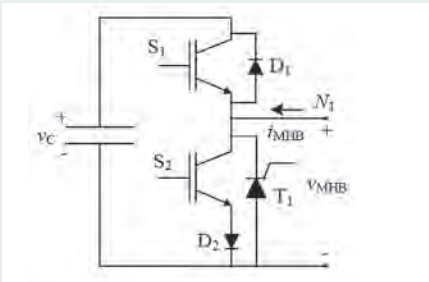


Rys. 4. Przekształtnik typu MMC

a) typowy kształt napięcia, b) ogólna budowa przekształtnika, c) warianty topologii modułu



Rys. 5. Asymetryczny układ VSC HVDC z łącznikami NBSP – a), typowa topologia łącznika NBS – b)

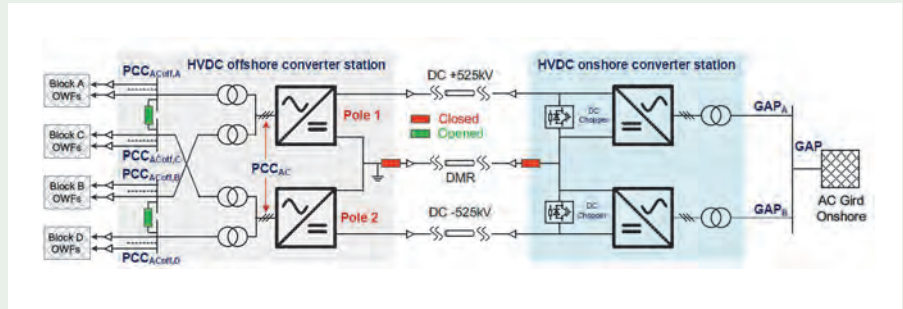


Rys. 6. Schemat topologii modułu MHD do układów VSC HVDC w strukturze MMC

Inną propozycją rozwiązania tego samego problemu (zwarcie w obwodzie DC) proponują autorzy referatu [8]. Wskazują oni, że dotychczasowe próby rozwiązania polegające na zastosowaniu modułu FB w miejsce HB (rys. 4) znacząco zwiększają koszty inwestycyjne oraz straty energii wynikające z większej liczby elementów. Inne rozwiązanie polegające na zastosowaniu wyłączników DC jest bardzo kosztowne, niedostatecznie sprawdzone i kłopotliwe w stosowaniu. Z tych względów proponują nowy moduł MHD (Modified Half-Bridge) o topologii pokazanej na rysunku 6.

Modyfikacja podstawowej struktury HB polega na zastąpieniu diody włączanej przeciwnie do tranzystora IGBT tyrystorem T1 oraz dodaniu diody D2 w szereg z tranzystorem. Konwencjonalny moduł HB w trakcie zwarcia po stronie DC pracuje jak prostownik diodowy, natomiast moduł MHD blokuje ten prąd po przejściu prądu przez zero. Tyrystor T1 należy dobrać z jak najkrótszym czasem załączania i wyłączenia. Autorzy przeprowadzili zarówno badania symulacyjne jak i eksperymentalne prototypu modułu. Potwierdzono poprawne działanie modułu w stanie ustalonym i w różnych stanach blokowania. Wniosek końcowy wskazuje na zadowalającą zdolność ograniczania prądu zwarcia DC i niewielki wzrost kosztu MHB w porównaniu z HB.

Rozważania związane z wyprowadzeniem mocy 2 GW z wykorzystaniem VSC HVDC z morskiej farmy wiatrowej w Chinach przedstawiono w referacie [16]. Zaproponowany układ bipolarny pracujący na napięciu ± 525 kV z kablem powrotnym DMR (Dedicated Metallic Return) pokazano na rysunku 7.



Rys. 7. Schemat topologii układu bipolarnego wyprowadzenia mocy z MFW

Kabel powrotny jest uziemiony w stacji off-shore. W części lądowej zastosowano choppersy DC. Zadania tych układów w przypadku zwarcia po stronie AC to: przejęcie mocy z farm wiatrowych przez rezystory, niedopuszczenie do nadmiernego wzrostu napięcia w obwodzie DC i zapobieżenie odstawieniu układu w trakcie zaburzeń. Układ może pracować w sześciu trybach podanych w tabeli 2.

Podstawowym trybem jest BDP, w którym każdy z biegunów pracuje niezależnie, a prąd niezbalansowania płynie kablem powrotnym. Tryb BPND jest uruchamiany jedynie w przypadku niedostępności kabla powrotnego. W takiej sytuacji oba bieguny powinny przesyłać ten sam prąd, aby zminimalizować poniżej 1% prąd powrotny przez ziemię i wodę. Przekształtniki po stronie lądu regulują napięcie DC i moc bierną w węzle przyłączenia. Przekształtniki na morzu utrzymują napięcie i częstotliwość po stronie AC w dopuszczalnym obszarze wykorzystując sterowanie w trybie Grid-forming. W referacie pokazano przebiegi z symulacji klasy EMT zwarcia w obwodach AC po stronie lądowej

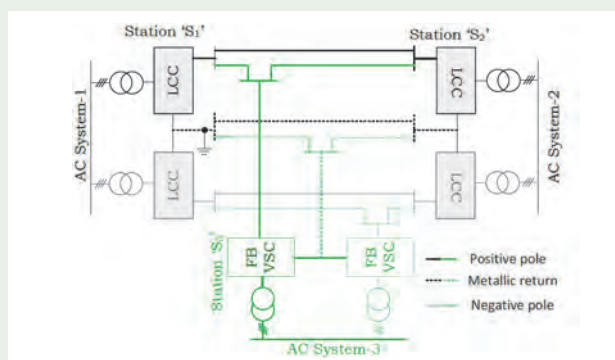
Tabela 2

Tryby pracy bipolarnego łącza VSC HVDC

Mode	Abbreviation
Bipole with Dedicated Metallic Return	BPD
Bipole without Dedicated Metallic Return	BPND
Asymmetrical Monopole	ASMP
STATCOM, Coupled	SCC
STATCOM, Decoupled	SCDC
Shutdown	SD

i morskiej. Potwierdzono zdolność układu bipolarnego do odbudowy stanu sprzed zwarcia i spełnienia wymogów FRT (Fault Ride Through).

W referacie [26] przedstawiono badania związane z analizą możliwości dodania przekształtnika VSC HVDC do istniejącego połączenia punkt-punkt w technologii LCC HVDC. Taka rozbudowa do układu wieloterminowego wydaje się atrakcyjna, umożliwia bowiem zasilenie kolejnej grupy odbiorców i poprawia elastyczność wykorzystania technologii HVDC. Topologie takiego rozwiązania pokazano na rysunku 8.



Rys. 8. Schemat topologii układu wieloterminowego po dołączeniu przekształtnika VSC HVDC do połączenia punkt-punkt w technologii LCC HVDC

Tabela 3

Możliwe topologie dodatkowego przekształtnika układu VSC HVDC

Configuration of the Third Terminal	Capacity
Half Bridge VSC with diode as FRT device	20% to 80% of the LCC link capacity
Half Bridge VSC with HHB as FRT device [2]	
Full Bridge VSC	

(HHB – Hybrid HVDC Breaker, FRT – Fault Ride Through)

Autorzy proponują jako dwie pierwsze lokalizacje dodatkowej stacji VSC HVDC Bangladesz, dołączony do istniejącego połączenia LCC HVDC w Indiach oraz Afganistan, dołączony do budowanego połączenia LCC z Tadżykistanu do Pakistanu. Bardzo istotną kwestią związaną z taką konfiguracją jest opanowanie w układzie VSC HVDC stanów przejściowych wywołanych zwarciem w obwodach DC. Możliwe są trzy opcje topologii układu VSC HVDC podane w tabeli 3.

W rozwiązaniu FBVSC zmniejszenie prądu zwarcia uzyskuje się za pomocą właściwego sterowania, natomiast stosując układ HBVSC ograniczenie prądu zwarcia zapewnia dodatkowa dioda blokująca lub wyłącznik HHB. Prezentowane w referacie wyniki symulacji dotyczą rozwiązania FBVSC. Wyniki obejmują:

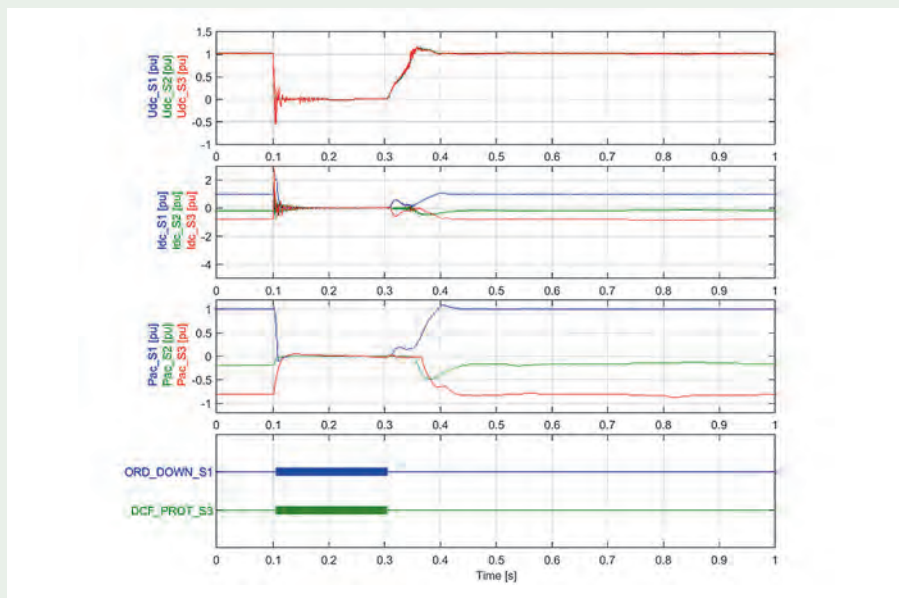
uruchamianie połączenia wieloterminowego, zwarcia po stronie AC, zwarcia po stronie DC oraz rewersje kierunku przepływu mocy między stacjami przekształtnikowymi układu LCC.

Przykładowo na rysunku 9 przedstawiono przebiegi po zwarciu w obwodzie DC w pobliżu stacji S1. Prostownik LCC przechodzi do pracy falownikowej i prąd DC w układzie LCC redukuje się do zera. Układ detekcji zwarcia w układzie VSC inicjuje działania sterujące zmniejszające prąd zwarcia również do zera. Następnie przez 200 ms trwa dejonizacja obwodu DC i po kolejnych 100 ms układ powraca do stanu sprzed zwarcia. Wyniki badań potwierdzają zdaniem autorów wykonalność badanej koncepcji przyłączenia przekształtnika VSC do istniejącego układu punkt-punkt w technologii LCC.

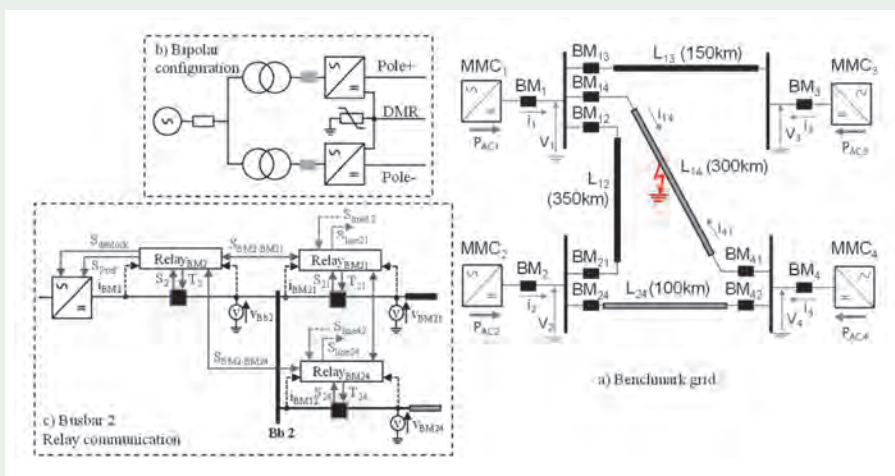
Propozycje nowej strategii wyłączenia zwarc w sieci DC złożonej z linii napowietrznych i kablowych przedstawiono w [42]. Rozważaną sieć pokazano na rysunku 10. Sieci DC stanowią dogodne rozwiązanie dla integracji dużych mocy OZE, ale wyłączenie zwarc w obwodach DC stanowi nadal duże wyzwanie. Zastosowanie linii napowietrznych w sieci DC zwiększa trudności. Linia napowietrzna ma większą indukcyjność podłużną niż kabel, a rezystancje zwarcia mogą sięgać kilkudziesięciu Ω . Oznacza to mniejsze spadki napięcia podczas zwarcia i mniejsze prądy zwarcia, co może utrudnić wykrywanie zwarcia w odległym przekształtniku. W takim przypadku quasi-jednoczesne wykrywanie zwarcia oraz quasi-jednoczesne przywracanie napięcia i przesyłu mocy nie jest zapewnione. Ponadto częstość występowania zwarc w liniach napowietrznych DC jest co najmniej 10 razy wyższa niż w kablach. Z tego względu autorzy proponują uzależnić sposób likwidacji zwarcia w sieci DC od wartości prądu zwarcia i lokalizacji zwarcia.

Główną ideą proponowaną przez autorów jest zarządzanie zwarciami o wysokiej rezystancji w sposób selektywny, podczas gdy zwarciami o niskiej rezystancji można zarządzać za pomocą podejścia nieselektywnego. W porównaniu z nieselektywnym FCS (Fault Clearing Strategies) proponowana nowatorska strategia może przynieść korzyści pod względem mniejszego wpływu awarii prądu stałego na połączony system prądu przemiennego. Zwiększa się szybkość przywracania zasilania prądem stałym, a w porównaniu z FS-FCS może zmniejszyć również CAPEX na elementy zabezpieczeń.

Na wyjściu każdego przekształtnika i na końcu linii jest moduł wyłączający BM (Breaking Module) składający się z mechanicznego wyłącznika prądu stałego DCCB (Direct Current Circuit Breaker) oraz wyłącznika prądu resztkowego RCB (Residual Current Breaker). W proponowanej strategii stosuje się różne sekwencje zabezpieczeń w zależności od charakterystyki zwarcia, rozumianej jako odległość do miejsca zwarcia i rezystancja zwarcia. Zwarcia są podzielone na mające niskie



Rys. 9. Wybrane przebiegi w układach po zwarciu w obwodzie DC od góry: napięcia DC, prądy DC, moce czynne przekształtników, sygnały dla przekształtników



Rys. 10. Badany układ

a) sieć, b) konfiguracja bipolarna, c) przykład komunikacji między przełącznikami

wpływ lub znaczny wpływ na sieć. Zwarcia o dużym wpływie są usuwane w sposób nieselektywny przez otwarcie wszystkich wyłączników sąsiednich linii i po raz drugi przez otwarcie wyłącznika uszkodzonej linii po zmniejszeniu prądu. Po odizolowaniu uszkodzonej linii sąsiednie zdrowe linie są ponownie zamykane w celu przywrócenia zasilania. W przypadku zwarc o dużym wpływie, tylko szyny zbiorcze bezpośrednio związane z uszkodzoną linią są uwzględniane w sekwencji usuwania zwarć.

Strategia usuwania zwarć dostosowana do ich istotności wykazała wyraźną poprawę czasu przywracania zasilania w porównaniu ze strategią nieselektywnego usuwania zwarć. Co więcej, dla większości awarii (75-85% awarii uwzględnionych w niniejszym opracowaniu) strategia działa jako strategia w pełni selektywna, zapewniająca ciągłość pracy systemu. Rozważany projekt pokazuje, że koszty sprzętu zabezpieczającego są znacznie obniżone w porównaniu z w pełni selektywną strategią usuwania zwarć, opartą na hybrydowym wyłączniku prądu stałego (CAPEX zmniejszony o około 37%). Ponadto wartości dławika DC można zmniejszyć o 75%, co może przynieść korzyści w zakresie stabilności systemu DC.

Referat [45] szczegółowo analizuje potrzebę i rozwiązania w zakresie stosowania sterowania typu Grid-Forming Control

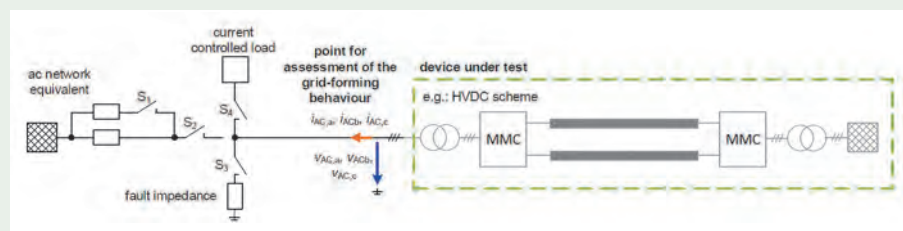
w przekształtnikach dużej mocy przyłączonych do systemu elektroenergetycznego, w tym przypadku niemieckiego. Punktem wyjścia są wymagania typu benchmark dotyczące układów stosowania sterowania typu Grid-Forming Control w układach nowych HVDC oraz PPM (Power Park Module), opracowane przez niemieckiego regulatora FNN jako załącznik do normy VDE-AR-N 4131. Weryfikacja spełnienia wymagań jest przewidziana poprzez badania na uproszczonym modelu klasy EMT, którego przykład pokazano na rysunku 11.

Testy według wymagań obejmują: skokowe zmiany kąta fazowego, skokowe zmiany napięcia, zmiany częstotliwości, obecność składowej przeciwnej, obecność harmonicznych i subharmonicznych, zmiany impedancji sieci oraz pracę wyspową z obciążeniem sterowanym prądem. Proces opracowania przez dostawców urządzeń rozwiązań w zakresie Grid-Forming Control rozpoczyna się od przekazania

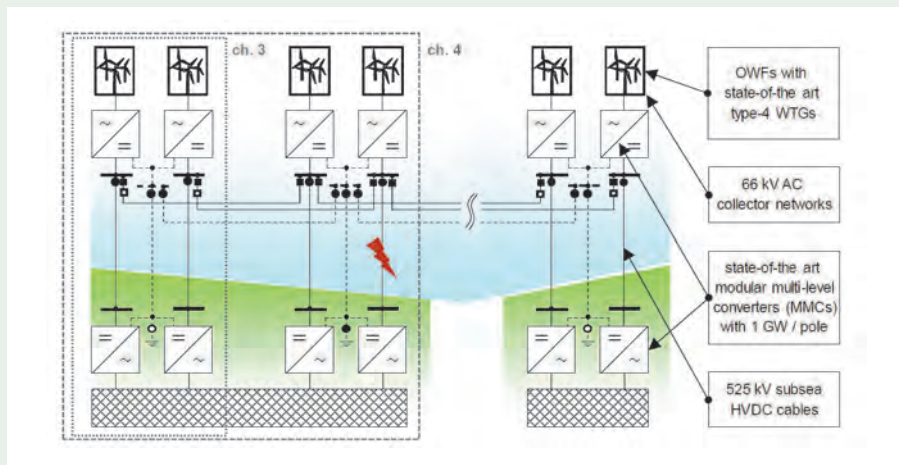
przez zainteresowanego TSO oczekiwanych odpowiedzi urzędu na wybrane zakłócenia, przygotowanych na podstawie modeli generycznych. Dalszy proces ma charakter iteracyjny i zależy od etapu postępowania przetargowego i jest zakończony badaniami weryfikującymi rozwiązanie dostawcy z uwzględnieniem wyżej wymienionych testów.

W referacie [46] podjęto temat zabezpieczeń bipolarnego układu VSC HVDC wyprowadzającego moc z MFW oraz takiego układu jako elementu wieloterminalowej sieci DC. Dotychczas w wyprawdzeniu mocy z MFW układami HVDC dominują symetryczne układy monopolarne VSC HVDC. Autorzy spodziewają się jednak ewolucji obecnych rozwiązań w kierunku bipolarnych układów przystosowanych do połączenia w sieć wieloterminalową (MTDC). Z tego względu w referacie przeanalizowano zachowanie bipolarnych morskich systemów HVDC w warunkach awarii, biorąc pod uwagę różne tryby operacyjne, ich rozszerzenie na sieci MTDC i możliwe strategie zabezpieczeń po stronie prądu stałego. Analizy koncepcyjne uzupełniono o badania symulacyjne modelu klasy EMT o strukturze pokazanej na rysunku 12 i parametrach podanych w tabeli 4.

Przeprowadzono analizy systemów zabezpieczeń uwzględniając nieselektywne podejście wykorzystujące wyłączniki prądu przemiennego, a także w pełni selektywne i częściowo selektywne podejścia wykorzystujące wyłączniki prądu stałego (DCCB). Analiza skupia się na wartości utraconej mocy w sieci lądowej po wystąpieniu zwarcia, dostępnej redundancji oraz wymaganiach dotyczących zarówno zabezpieczeń po stronie prądu stałego, jak i MFW w celu



Rys. 11. Przykład modelu klasy EMT do badania zgodności badanego urządzenia z wymaganiami normy związanej z Grid-Forming Control



Rys. 12. Bipolarny radialny układ MTDC wyprowadzający moc z MFW

Tabela 4

Parametry układu HB MMC układu bipolarnego

Symbol	Parameter	Rating
S	Rated power (per pole)	1054 MVA
P	Rated active power (per pole)	1000 MW
$V_{ac,sec}$	Rated AC voltage (secondary side)	300 kV (RMS, L-L)
V_{dc}	Rated DC voltage	± 525 kV
N_{SM}	Number of SM/arm	215
V_{SM}	Rated submodule voltage	2,7 kV
C_{SM}	Submodule capacitance	9 mF
$I_{C,DC} / I_{C,RM}$	IGBT continuous DC / repetitive peak current	2 kA / 4 kA
L_{arm}	Arm inductors	50 mH
$L_{dc,term}$	DC terminal inductor	25 mH

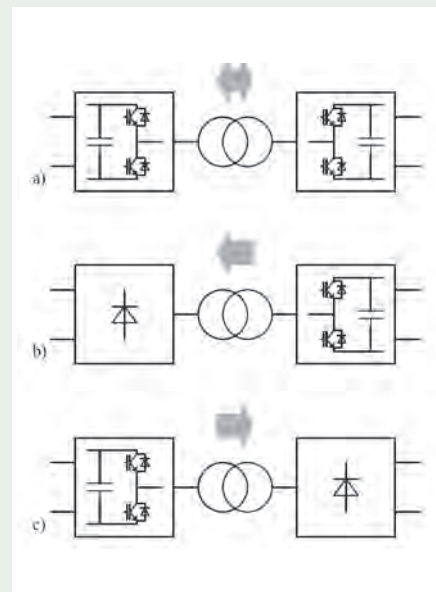
ograniczenia tymczasowych strat i zapewnienia stabilnej pracy po usunięciu zwarcia. Autorzy zwracają uwagę na ważność sprzęgania systemów szyn AC po stronie morskiej dla właściwej pracy zabezpieczeń i utrzymania przesyłu po zwarciach. Podczas gdy dla niedawno planowanych łączy dwubiegunowych zakłada się działanie odsprężnione, pełne wykorzystanie charakterystycznej dla dwubiegunów redundancji transmisji 50% (lub więcej, w przypadku MTDC) po usunięciu zwarc pojedynczych biegunów z ziemią jest możliwe zdaniem autorów tylko przy sprzężonym układzie szyn.

Jednak sprzężone szyny zbiorcze prądu przemiennego powodują interakcje między biegunami po stronie prądu przemiennego w przypadku zwarcia. Koniecz-

ne są zdaniem autorów dalsze badania i ścisła koordynacja pracy przekształtników HVDC oraz systemów sterowania i zabezpieczeń WTG.

Temat 2 – Systemy DC i inne energoelektroniczne dla systemów dystrybucyjnych

Rozwiązania MVDC (Medium Voltage Direct Current) dla systemów dystrybucyjnych są przedmiotem referatu [55]. Zaproponowano podział tego typu przekształtników DC-DC stosując trzy kryteria: kierunkowość prądu, galwaniczną izolację oraz modularność. Na rysunku 13 pokazano przykładowo trzy rozwiązania dla różnej kierunkowości prądu.



Rys. 13. Schematy podstawowe izolowanych przekształtników DC-DC

- a) dwukierunkowy,
- b) jednokierunkowy do dolnego napięcia,
- c) jednokierunkowy do górnego napięcia

Autorzy stwierdzają, że wybór między galwanicznie izolowanym i nieizolowanym przekształtnikiem jest analogiczny do wyboru między transformatorem a autotransformatorem.

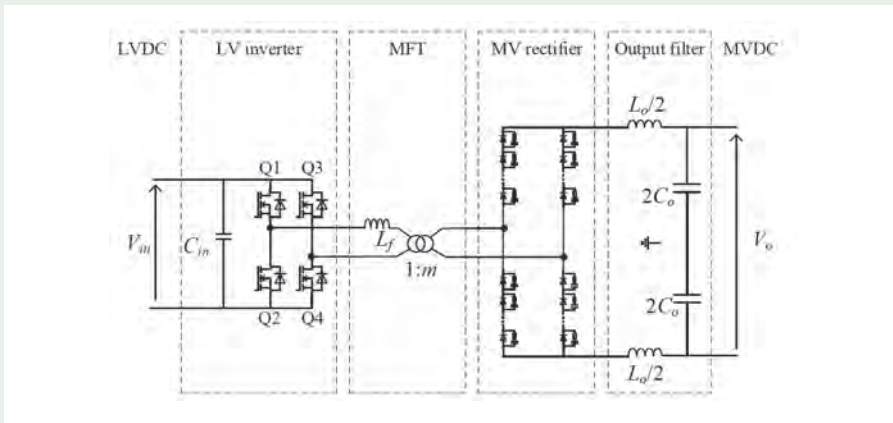
Wykonano badania symulacyjne dla radialnej sieci 20 MW, ± 10 kV stosując przekształtnik pokazany na rysunku 14.

W przekształtniku LV zastosowano 1,7 kV SiC MOSFET, natomiast w MV zastosowano diody Schottkego 1,7 kV SiC wraz z układem tłumiącym RC . Wybrane parametry przekształtnika podano w tabeli 5.

Badania wykonano dla układu pokazanego na rysunku 15.

Badano właściwości układu po zwarceniu jednego bieguna do ziemi oraz po zwarceniu obu biegunów na zaciskach przekształtnika. Najtrudniejszy przypadek zwarcia z punktu widzenia prądu płynącego przez prostownik diodowy to zwarcie dwóch biegunów (Fp3). Rozważano wpływ topologii filtra wyjściowego (LC , C lub CL) na przebiegi. Stwierdzono, że wszystkie badane topologie filtra zapewniają pełną sterowalność i możliwość blokowania prądu zwarcia.

Temat 3 – Systemy FACTS



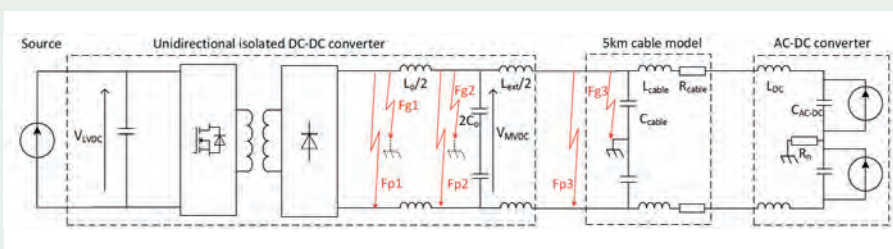
Rys. 14. Schemat jednokierunkowego izolowanego monolitycznego przekształtnika DC-DC

Parametry przekształtnika z rysunku 14

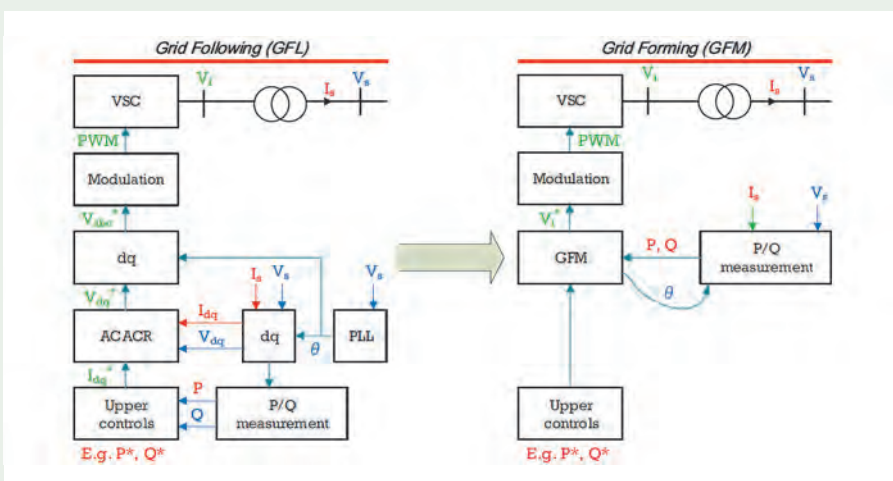
Tabela 5

	Input capacitor	MFT frequency	MFT turns ratio	MFT leakage inductance	Filter inductor	Filter capacitor
PSFB	$C_m = 250 \mu\text{F}$	$f = 20 \text{ kHz}$	$m = 20,125$	$L_f = 5 \mu\text{H}$	$L_o = 8 \text{ mH}$	$C_o = 100 \text{ pF}$
SAB					NA	
SAB-L					$L_{ext} = 8 \text{ mH}$	

(SAB – single active bridge, PSFB – phase-shifted full bridge, SAB-L – SAB with output filter)



Rys. 15. Model symulacyjny badanej sieci średniego napięcia



Rys. 16. Uproszczony schemat sterowania typu GFL oraz GFM

W referacie [65] autorzy z Japonii dokonują analizy rozwiązań typu Grid-Forming Control (GFM) w zastosowaniu do urządzeń energoelektronicznych na przykładzie kompensatora statycznego typu STATCOM uzupełnionego o magazyn energii. Wskazują na przyczyny obserwowanych i spodziewanych problemów ze stabilnością częstotliwościową, w tym zwłaszcza szybki wzrost udziału OZE zastępujących tradycyjne maszyny synchroniczne prowadzi do obniżenia inercji systemu i zwiększenia współczynnika RoCoF (Rate of Change of Frequency). Źródła OZE nie wykazują tradycyjnej inercji dla klasycznych turbopomp. Z tego względu trwają poszukiwania rozwiązań, które poprzez odpowiednie sterowanie na przykład układem typu STATCOM zapewnią takie zmiany mocy czynnej, aby system elektroenergetyczny z dużym udziałem OZE zachował stabilność po zaburzeniach prowadzących do zmiany bilansu mocy. W tym celu autorzy proponują zastąpienie tradycyjnego sterowania typu GFL (Grid Following) układem STATCOM nowym rozwiązaniem typu GFM (rys.16).

W tym rozwiązaniu układ sterowania nie dąży do dokładnej regulacji prądu, jak to ma miejsce w GFL, ale reguluje napięcie V_f . Zazwyczaj w rozwiązaniu GFM wykorzystuje się symulacje VSM (Virtual Synchronous Machine) pozwalającą odwzorować zachowanie maszyny synchronicznej.

Uzyskanie pożądanego efektu zmiany mocy czynnej po zaburzeniu wymaga przyłączenia do układu STATCOM magazynu energii. Autorzy analizują kilka rozwiązań wskazując na zalety superkondensatorów w takim zastosowaniu. Jednocześnie zwracają uwagę na problemy techniczne i ograniczenia związane z budową superkondensatorów dużej mocy na duże napięcia. Dotyczy to zwłaszcza zapewnienia wymaganej izolacji oraz układów skutecznego zabezpieczenia wobec znikomej rezystancji superkondensatorów.

REFERATY KOMITETU STUDIÓW B4

- [1] ID 10109. Adeuyi P. et al., *Modelling and stability Assessment of integrated offshore HVDC networks.*
- [2] ID 10110. Jovcic D., Darbandi A., Dworakowski P., *Test Systems and Models for DC/DC Converters intended for DC Transmission Grid Applications.*
- [3] ID 10111. Dyke K. et al., *HVDC technology advancements for the integration of an Offshore Wind Farm (Sofia Project) and their integration in the Design of the Sofia offshore Wind Farm.*
- [4] ID 10111. Monteiro J. et al., *The Harmonic Loci-Based Control Design: Practical Methods in Frequency and Time Domain for a Consistent Design of VSC HVDC Harmonic Active Solutions.*
- [5] ID 10111. Song Z. et al., *A novel control Strategy of bipolar Balance for multi-terminal HVDC and its application on a three-terminal HVDC Project.*
- [6] ID 10141. Portugal P. et al., *The Multi-terminal Hybrid HVDC Benchmark Model.*
- [7] ID 10143. Watanabe E. et al., *LCC-HVDC and Hybrid LCC-MMC-HVDC Transmission: A Comparison in the Brazilian Power System.*
- [8] ID 10211. Adapa R. et al., *Novel HVDC MMC VSC Topology with DC Fault Current Limiting Capabilit.*
- [9] ID 10212. Kirby N. et al., *Clearance of Temporary Faults in MMC-HVDC Overhead Line Transmission.*
- [10] ID 10213. Koliwad A., DU J., Allcock J., *Use of IEC 61850 in HVDC.*
- [11] ID 10246. Lim S. et al., *Study on the Converter Valve Peak Voltage of Bukdangjin-Godeok HVDC System under Various Operating Condition.*
- [12] ID 10260. Hu J., *Mutual Electromagnetic Interaction Between VSC-HVDC Underground Cable Systems and HVAC Systems in Germany.*
- [13] ID 10261. Kell D., *Business Case Analysis for the Songo Converter Station.*
- [14] ID 10316. Li G. et al., *A New High-Frequency Resonance Suppression Strategy for VSC-HVDC System.*
- [15] ID 10320. Lu J. et al., *Design and Development of Multi-terminal Hybrid UHVDC Control and Protection System.*
- [16] ID 10322. Zhou X. et al., *Operation mode and post-fault recovery of bipole VSC-HVDC system with offshore wind farms connection.*
- [17] ID 10323. Kang H. et al., *HVDC Controller with Model-Based Design and Verification through HILS.*
- [18] ID 10327. Li Q. et al., *Review of the Electrical Topology of High-voltage High-Capacity DC/DC Converters.*
- [19] ID 10328. Xin Q. et al., *Design and Research of DC Filter for LCC-MMC Multi-Terminal HVDC Transmission System.*
- [20] ID 10329. Hu S. et al., *System Commissioning Test of the UHV LCC-VSC MTDC Project.*
- [21] ID 10368. Lozinova N.G. et al., *Evaluation of Operating Conditions of Filter Capacitors Banks Protections and Filter Circuits Switch at the Vyborg Converter Substation.*
- [22] ID 10429. Lee D.H., Lee M.H., *HVDC System Operation Performance Analysis Via Statistical Analysis on O&M Data with RAM Basis.*
- [23] ID 10459. Sapra A., *Refurbishment of India's Oldest HVDC Link, 500 MW Vindhyachal HVDC backto- back system – Refurbishment Concept Planning and Strategies.*
- [24] ID 10460. Baishya M.J., *Unique challenges and remedies during operation of world's first ± 800 kV Multi Terminal HVDC System – North East Agra Project.*
- [25] ID 10462. Kumar P., *Refurbishment of HVDC System in India: Philosophy.*
- [26] ID 10465. Reddy V.R., *Feasibility study of adding a third full bridge VSC-based HVDC terminal on an existing LCC-based HVDC transmission system.*
- [27] ID 10466. Westerweller T., *DC Fault Recovery Capability of the Pugalur-Thrissur HVDC Project.*
- [28] ID 10467. Bandar T., *Fault ride through investigations in a VSC bipole HVDC system connected to renewables using an AC chopper.*
- [29] ID 10516. Yang K., *Harmonic and transient interaction due to electromagnetic interference between parallel HVDC and HVAC underground power cables.*
- [30] ID 10520. Norrga S. et al., *DC Interconnection of Adjacent Point-to-Point HVDC Links as an Enabling Step towards Multiterminal HVDC Systems.*
- [31] ID 10570. Casteras L., et al., *HVDC Link Benefits for the AC Transmission System Operation. Technical and Economic Aspects.*
- [32] ID 10584. Ahn B. et al., *± 180 kV, 300 MW KEPCO BP1 Haenam-Jeju HVDC Scheme Refurbishment – Key Features and Execution Experiences.*
- [31] ID 107299. Nakajima T. et al., *Standard Specifications and Simulation Analysis on Control and Protection Scheme for Multivendor Offshore Multi-Terminal HVDC System.*
- [34] ID 10730. Nagai T. et al., *Results of Ground Fault Test and Response to actual Ground Fault of New Hokkaido-Honshu HVDC Link.*
- [35] ID 10731. Takechi M. et al., *System Study and Commissioning Test of the Hida-Shinano HVDC Link.*
- [36] ID 10778. Luciano E. et al., *Tyrrhenian Link – a paramount project to achieve the decarbonization of the Italian power system.*
- [37] ID 10779. Palone F. et al., *High performance HVDC – LCC converters for the new SaCol 3 link: Preliminary analysis and simulations.*
- [38] ID10795. Sung P. et al., *± 500 kV, 3000 MW Bipole LCC HVDC Transmission Bukdangjin – Godeok Project – Key Design Aspects.*
- [39] ID10896. Morel F. et al., *Integration of power flow controllers in HVDC grids.*
- [40] ID10897. Schudel M. et al., *Parallel operation of a multi-vendor HVDC scheme between France and UK – IFA2000 and Eleclink interaction studies.*
- [41] ID10898. Vermeersch P., et al. *EMT Simulation of an HVDC link based on extended overlap-alternate arm converter.*
- [42] ID 10899. Torwelle P. et al., *Severity adapted fault clearing strategy for MTDC grids including cables and overhead lines.*
- [43] ID 10940. Lindblat P., *Improving HVDC Performance Data Collection and Sharing.*
- [44] ID10979. Meisingset M. et al., *Transmission System testing of a VSC based HVDC System.*
- [45] ID 11085. Goertz M., Wenig S., *A transparent process to ensure appropriate and compliant grid-forming behaviour for HVDC systems and FACTS – A TSO perspective.*
- [46] ID11087. Duellmann P., *European offshore grid: On protection system design for radial bipolar multi-terminal HVDC networks.*
- [47] ID 11088. HuQ S.M., *Methods and requirements for the upgrade of HVDC and STATCOM solutions with Grid Forming functions for Multi-level converter topologies.*
- [48] ID 11089. Schoeleber K., Schmitt S., *Online Estimation of Dynamic Capacity of VSC-HVDC Systems – Proof of Concept in NordLink.*

- [49] ID 11135. Bennett M., *Survey of the Reliability of HVDC Systems throughout World during 2019–2020.*
- [50] ID 11146. Hilaire R.S., *Offshore Grid Forming Control in Parallel VSC HVDC Bipole Systems.*
- [51] ID 11166. Urbanelli A. et al., *Hypergrid: towards the Italian electricity grid of the future.*
- [52] ID 10115. Udalde_Loo C. et al., *Laboratory Demonstration of a Cascaded Three-Level Neutral-Point-Clamped Converter for Medium-Voltage DC Transmission.*
- [53] ID 10483. Jain P., *Experience of Modelling Converter Based Devices in Indian Power System.*
- [54] ID 10697. Zhang Y. et al., *Physical Model based Monte Carlo for Early Failure Analysis of a Switching Mode Power Supply used in HVDC Transmissions.*
- [55] ID 10900. Dworakowski P. et al., *Unidirectional step-up isolated DC-DC converter for MVDC electrical networks.*
- [56] ID 11147. Li Y., *Modified ON-OFF Control for Very High Frequency Class E DC-DC Converter with Efficiency Improvement.*
- [57] ID 10116. Barron D. et al., *Real Time dynamic Performance, control interaction and protection Studies of modular static synchronous series compensation Technology in the Great Britain Transmission System.*
- [58] ID 10144. Tenorio A. et al., *SVC Applications in Brazil – Basic Design Evaluation, Modeling, and Integration Studies.*
- [59] ID 10264. Li H., *AC-AC Solid-State Distribution Transformer.*
- [60] ID 10265. Mohaddes M., *Application of Power Electronics to Enhance Synchronous Condenser Performance.*
- [61] ID 10517. Owens A.J. et al., *STATCOM Refurbishment and Lifecycle Considerations in a Steelmaking Application.*
- [62] ID 10518. Meng L., et al., *Energy Storage Enhanced STATCOM for Secure and Stable Power Grids.*
- [63] ID 10662. Marin G., *First Modular Static Synchronous Series Compensation Installation in Latin America – From Planning to Operation.*
- [64] ID 10704. Plakas K., et al., *Delivery of Modular Static Synchronous Series Compensators on the Greek Transmission System to Provide Substantial Increase in Cross-Border Interconnection Capacity.*
- [65] ID 10732. Page F., et al., *Grid-forming FACTS Systems for Increased Renewable Generation Penetration.*
- [66] ID 10781. Palone F., et al., *125 Mvar STATCOM systems for oscillation damping and supporting HVDC-LCC reactive power unbalance.*
- [67] ID 11120. Giorgi Arziani G., Elizarashili T., *FACTS with energy storage for renewable integration in Georgia power system.*



Maksymilian Przygodzki
PSE Innowacje Sp. z o.o.

Rzów i ekonomika systemu elektroenergetycznego – Komitet Studiów C1

System Development and Economics – Study Committee C1

Zadaniem Komitetu Studiów C1 jest badanie metod analizy ekonomicznej i systemowej waznych dla rozwoju systemu elektroenergetycznego oraz pomoc przedsiwsiom energetycznym w znalezieniu najlepszych rozwiadz w zmieniajacych sie, konkurencyjnych i rynkowych warunkach funkcjonowania calego systemu zaopatrzenia w energie przy jednoczesnym uwzględnieniu względzów srodowiskowych. Na sesji CIGRE w 2022 roku w ramach Komitetu C1 sformulowano trzy tematy preferowane: ksztaltowanie odpornosci systemu przesylowego i uwzględnienie w procesie zarzadzania zasobami sieciowymi, integracja sektora energetycznego i radzenie sobie ze zlozonością projektowania wieloaspektowej sieci oraz planowanie w warunkach niepewnosci i przy zmieniajacych sie ograniczeniach zewnetrznych. Komitet C1 zgodnie ze swoja misja wspiera planistow systemow elektroenergetycznych na calym swiecie w tworzeniu najlepszych mozliwych planow w zmieniajacych sie srodowisku energetycznym, ktore obejmuje wzroszony udzial zrodel odnawialnych i generacji rozproszonej oraz wzroszona niepewnosć spoleczną, oczekiwania srodowiskowe i ramy regulacyjne.

Słowa kluczowe: odporność systemu przesyłowego, integracja sektora energetycznego, złożoność projektowania wieloaspektowej sieci, planowanie w warunkach niepewności i ograniczeń zewnętrznych

The aim of the Study Committee C1 is a survey on methods of economic and system analysis important for a power system development as well as providing aid to power companies in finding the best solutions in the changing, competitive and market conditions of functioning of the whole energy supply system together with taking into account the environmental aspects. During the CIGRE 2022 Session there were formulated three preferential subjects within the scope of the Committee: formation of a transmission system resilience and including it into the network resources management process, integration of the energy sector and dealing with complexity of a network multispect designing as well as planning in conditions of uncertainty and with the changing external constraints. Committee C1, in accordance with its mission, supports power system planners throughout the world in creation of the best possible plans in the changing energy environment that comprises amplified participation of renewable sources and distributed generation and also an increased social uncertainty, environmental expectations and regulatory frameworks.

Keywords: transmission system resilience, energy sector integration, complexity of a network multispect designing, planning in conditions of uncertainty and external constraints

Komitet Studiów C1

Misją Komitetu Studiów C1 jest udostępnianie i promowanie postępu technicznego oraz międzynarodowej wymiany informacji oraz wiedzy w dziedzinie rozwoju i ekonomii systemu elektroenergetycznego. Przyjęto, że Komitet C1 poprzez swoją działalność będzie propagował wiedzę w drodze syntezy najnowocześniejszych praktyk i tworzonych zaleceń.

Zadaniem Komitetu Studiów C1 jest badanie metod analizy ekonomicznej i systemowej waznych dla rozwoju systemu elektroenergetycznego oraz pomoc przedsiwsiom energetycznym w znalezieniu najlepszych rozwiadz w zmieniajacych sie, konkurencyjnych i rynkowych warunkach funkcjonowania calego systemu zaopatrzenia w energie przy jednoczesnym uwzględnieniu względzów srodowiskowych.

Działania Komitetu Studiów C1 są prowadzone w kilku obszarach [1].

- **Planowanie systemu**, a w szczególności:
 - 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 za-

awansowanej techniki informacyjnej, komunikacyjnej i energoelektronicznej w celu poprawy stabilności systemu i dynamicznej jego wydajności;

- przyszłe potrzeby, wymagania i ekonomia 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**, a w szczególności:
 - strategie zarządzania środkami trwałymi stosowane w odniesieniu do wielu zasobów systemu elektroenergetycznego dla określania optymalnych strategii przy wykorzystaniu np. łącznego kosztu cyklu życia.

- **Zarządzanie biznesowe**, a w szczególności:
 - 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**, a w szczególności:
 - 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 2022

Na sesji CIGRE w 2022 roku w ramach Komitetu C1 sformułowano **trzy tematy preferowane** (Preferential Subject) [2].

- **Kształtowanie odporności systemu przesyłowego i uwzględnienie w procesie zarządzania zasobami sieciowymi.**
- **Integracja sektora energetycznego i radzenie sobie ze złożonością projektowania wieloaspektowej sieci.**
- **Planowanie w warunkach niepewności i przy zmieniających się ograniczeniach zewnętrznych.**

Ideą tematów preferowanych jest sięganie do aktualnych i ważnych zagadnień dotyczących rozwoju i funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. W szczególności można wyróżnić te zagadnienia, które towarzyszą długoterminowej wizji systemu elektroenergetycznego, a których podjęcie jest już nagłym problemem. System ewoluuje w kierunku wykorzystania zasobów neutralnych klimatycznie w ciągu najbliższych dekad. Oznacza to inwestowanie w odnawialne źródła energii, elektryfikację transportu i magazyny energii przy

zwiększaniu elastyczności sieci oraz dbaniu o bezpieczeństwo i odporność systemu. Tak postrzegana transformacja może z powodzeniem i wydajnie zdekarbonizować cały system energetyczny. Holistyczny rozwój systemu i powiązanie z innymi sektorami energetycznymi (gaz, mobilność, ciepło), a w szczególności nowe zastosowania wodoru mają wpływ na planowanie i ocenę ekonomiczną.

W przygotowanych, zatwierdzonych i opublikowanych materiałach Komitetu C1 znalazło się w sumie 50 referatów. Aby rozszerzyć zagadnienia w ramach tematów preferowanych problematykę reprezentowaną w referatach dodatkowo pogrupowano w podsekcje. I tak w ramach każdego tematu preferowanego wyróżniono tematy podane poniżej.

PS1. Kształtowanie odporności systemu przesyłowego i uwzględnienie w procesie zarządzania zasobami sieciowymi.

1. Miary i wartościowanie odporności dla użytkowników poprzez rozbudowę sieci, wykorzystanie energoelektronicznych układów sterowania, inteligentne sterowanie redukcją obciążenia oraz szybkie przywracanie zasilania.
2. Reakcja na niespodziewane ryzyka systemowe i biznesowe powstające podczas transformacji energetycznej.
3. Nowe standardy (w dziedzinie projektowania urządzeń i planowania systemu) dotyczące odporności i cyklu życia zrównoważonego system elektroenergetycznego.

PS2. Integracja sektora energetycznego i radzenie sobie ze złożonością projektowania wieloaspektowej sieci.

1. Integracja sektora energetycznego, wódór i rozwiązania P2G (power-to-gas), głęboka elektryfikacja życia: aspekty techniczne i ekonomiczne.
2. Wielozadaniowe, wieloterminowe, wielopodmiotowe i obejmujące wiele jurysdykcji projekty sieciowe: jak rozwiązać ich złożoność planistyczną.
3. Włączenie do procesu planowania opcji elastyczności z rozwiązań zasobów niesieciowych i elektrycznych

(magazynowanie, wirtualne elektrownie, DR, wspólnoty energetyczne, zasoby zalicznikowe).

PS3. Planowanie w warunkach niepewności i przy zmieniających się ograniczeniach zewnętrznych.

1. Modelowanie wpływu warunków środowiskowych, postęp techniczny, większe zaangażowanie interesariuszy, zmiana zasobów generacyjnych, nowe rodzaje ograniczeń, wykorzystanie metod opartych na danych sieciowych do długoterminowego prognozowania obciążenia, w tym z uwzględnieniem wpływu zdarzeń jak pandemia COVID na profile obciążenia, scenariusze planistyczne, schematy inwestycyjne i strategię eksploatacji aktywów.
2. Podejmowanie decyzji w ramach wszechobecnych polityk energetycznych: optymalizacja ekonomiczna vs środowiskowa korzystna dla konsumentów i spasowanie scentralizowanych celów energetycznych z celami inwestycji prywatnych.
3. Wykorzystanie ewoluujących usług systemowych, produktów rynkowych i profili obciążenia w celu optymalizacji inwestycji i czasu, unikając kosztów i aktywów osieroconych (również w wyniku likwidacji elektrowni opartych na paliwach kopalnych).

W trakcie sesji CIGRE w Paryżu autorzy referatów mieli okazję przedstawić podstawowe swoje tezy wraz z krótką polemiką w ramach zorganizowanych sesji tematycznych (tzw. Group Discussion Meeting) oraz sesji posterowej (tzw. Poster Session). Poniżej skrótowo nakreślono tematykę wybranych referatów.

Temat preferowany 1: Kształtowanie odporności systemu przesyłowego i uwzględnienie w procesie zarządzania zasobami sieciowymi

W tym temacie preferowanym zakwalifikowano 12 referatów podzielonych na trzy podgrupy. Poniżej krótko przytoczono tematykę wybranych referatów w kolejnych podgrupach.

Miary i wartościowanie odporności dla użytkowników poprzez rozbudowę sieci, wykorzystanie energoelektronicznych układów sterowania, inteligentne sterowanie redukcją obciążenia oraz szybkie przywracanie zasilania

W tej podgrupie znalazły się referaty mówiące o rzeczowym podejściu do budowania odporności (resilience) systemu. W referacie [5] opisano naukowe podejście do oceny podatności na zagrożenia poprzez znajdowanie elementów krytycznych w sieciach przesyłowych. Przedstawione podejście ilościowe oparte jest na ocenie podatności sieci na zakłócenia i znajdowanie najlepszych ścieżek wzmocnienia sieci. Uwzględnianie uzyskiwanych wytycznych w zakresie kierunków rozwoju sieci może poprawić odporność sieci na zakłócenia już na wczesnym etapie rozwoju i zaofiarować lepsze rozwiązania w zakresie zwiększania odporności sieci poprzez budowę strategii dostosowawczych jej eksploatacji i sterowania. Prezentowaną metodykę zilu-

strowano na przykładzie budowy nowych stacji w sieci 500 kV w Chinach.

W referacie [7] przedstawiono japońską propozycję systemu zarządzania aktywami w sieci dystrybucyjnej. Idea podejścia jest zapewnienie odporności sieci przy jednoczesnym ograniczeniu obciążenia w drodze maksymalizacji korzyści z inwestycji sieciowych. W proponowanym podejściu ważną rolę odgrywają czynniki ryzyka modelowane probabilistycznie, określając starzenie się i awaryjność urządzeń sieciowych (rys. 1).

Podejście formalne do budowy odporności prezentuje referat [9]. Opisuje on studium przypadku Smart Digital Substation, w którym zasoby są monitorowane na predykcyjnej platformie APM (Asset Performance Management). Wszystkie dane off-line (dane historyczne, decyzje, raport) i on-line (czujniki, urządzenia zabezpieczające i sterujące IED oraz parametry SCADA) są wprowadzane do platformy, przyczyniając się do oceny ryzyka funkcjonalnego każdego zasobu, w środowisku Cloud SaaS (Software as a Service). Tego typu

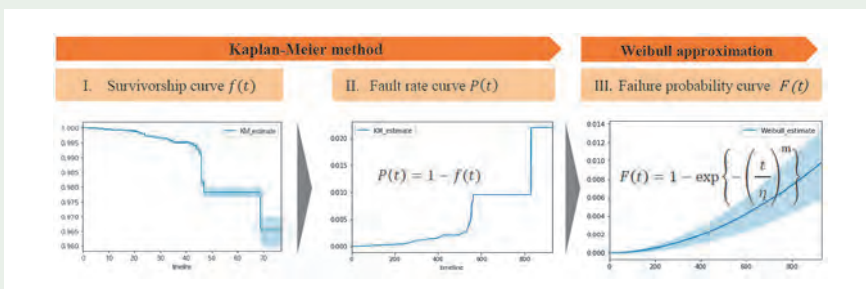
narzędzie może być bezpiecznym i uporządkowanym repozytorium wiedzy dla użytkownika.

W referacie [13] krótko opisano rozwiązania pulpitów do monitorowania transformatorów mocy (rys. 2), rozdzielnic z izolacją gazową (GIS) oraz kabli podmorskich. Tego typu pulpity nawigacyjne stały się ważnymi narzędziami profesjonalnego działania w Statnett w celu wykrywania błędów i możliwego rozwoju zdarzeń. Pulpity nawigacyjne w kilku przypadkach były nieodzowną pomocą w wykrywaniu niepożądanych zmian, w których wdrożono środki zapobiegające awariom. Ponadto w dochodzeniu po wystąpieniu incydentu pulpity nawigacyjne zostały wykorzystane do znalezienia podstawowej przyczyny zdarzenia.

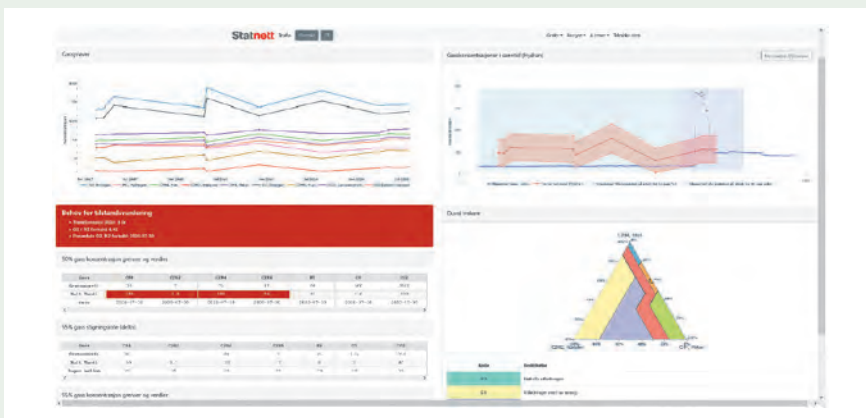
Reakcja na niespodziewane ryzyka systemowe i biznesowe powstające podczas transformacji energetycznej

W referacie [3] przedstawiono doświadczenia brazylijskie uwzględnienia w planowaniu rozbudowy sieci sekcjonowania linii przesyłowych (STL) przy pojawieniu się w dużej skali zmiennej generacji energii odnawialnej (VRG) i ograniczeń środowiskowych. W systemie brazylijskim sekcjonowanie do niedawna nie było często wykorzystywane w planowaniu rozbudowy sieci przesyłowej, jednak po restrukturyzacji krajowej elektroenergetyki w późnych latach 90-tych i uregulowanym swobodnym dostępem do sieci stało się atrakcyjnym rozwiązaniem. Duża ekspansja źródeł VRG silnie wpływa na funkcjonowanie sieci zarówno w obszarze energetyki wiatrowej jak i słonecznej. Prezentowane statystyki pokazują, że w niektórych sytuacjach STL okazuje się atrakcyjną alternatywą planistyczną. Niemniej jednak nie rozwiązuje to wszystkich problemów wynikających z nieoczekiwanej produkcji mocy przez VRG, co stanowi dodatkowe wyzwanie dla planowania rozbudowy sieci przesyłowej.

Referat [4] porusza zagadnienie modelowania ryzyka w dekarbonizowanych systemach energetycznych. Pokazano, w jaki sposób techniki scoringowe opracowane



Rys. 1. Proces statystyczny kalkulacji prawdopodobieństwa awarii



Rys. 2. Przykładowy pulpit do monitorowania transformatorów

w sektorze bankowym do pomiaru ryzyka aktywów finansowych mogą być wykorzystane do określenia ryzyka eksploatacji poszczególnych jednostek wytwórczych. Analiza opiera się na badaniach wspieranych przez ARPA-E. Autorzy zaprezentowali algorytmy oparte na danych integrując oceny i miary ryzyka z bieżącymi praktykami oraz opracowali nowe fizyczne i finansowe instrumenty do zarządzania ponoszonym ryzykiem. Metoda scoringowa umożliwiła również opracowanie prostych graficznych reprezentacji ryzyka dla poszczególnych jednostek wytwórczych w sieci.

Referat [14] przedstawia perspektywę i analizy systemowe w obliczu transformacji energetycznej w Hiszpanii. Opisano zestaw badań mających na celu identyfikację i przewidywanie wyzwań oraz potrzeb dla bezpiecznego działania systemu w przyszłych scenariuszach oraz ocenę technicznej wykonalności zakładanych planów rozwojowych. Wykonane badania bazują na scenariuszach stosowanych w procesie planowania sieci elektroenergetycznych w horyzoncie 2030 roku. Przeprowadzone analizy bilansowe i oceny elastyczności systemu pozwalają operatorowi OSP określić wpływ, jaki ma wysoka penetracja energii odnawialnej na zachowanie pozostałej części sektora wytwarzania, a także zweryfikować wymagania dotyczące rezerw.

Nowe standardy dotyczące odporności i cyklu życia zrównoważonego system elektroenergetycznego

W tej podgrupie znalazły się referaty poruszające potrzeby kształtowania nowych wytycznych w dziedzinie projektowania urządzeń i planowania systemu w powiązaniu z odpornością systemu elektroenergetycznego. W referacie [6] opisano zastosowanie deterministycznej teorii chaosu i metod sztucznej inteligencji do przewidywania awarii w elektroenergetyce. Autorzy przeprowadzili analizę statystyczną szeregów czasowych awaryjności linii napowietrznych 500 kV w sieci elektroenergetycznej europejskiej części Rosji w okresie 1974-2018. Zastosowany aparat matematyczny jest szeroko wykorzystywany do

prognozowania pogody, rynków finansowych, popytu, wzrostu populacji itp. Analiza szeregów czasowych wskaźnika awaryjności za pomocą algorytmu Higuchi ujawniła niecałkowy wymiar fraktalny. Oznacza to, że wskaźnik awaryjności można interpretować jako sygnał wyjściowy dyskretnego układu nieliniowego (o dyskretności 1 roku). Prezentowane badania stanowią ciekawe spojrzenie na modelowanie i prognozowanie awaryjności sieci.

Referat [8] opisuje elastyczne, kompleksowe ramy zarządzania aktywami (AM), jest to korzystne w pokonywaniu wielu wyzwań związanych z transformacją energetyczną i zmianami klimatu, powstających w krajach rozwijających się, na przykładzie Bośni i Hercegowiny. Dla przyjętego długoterminowego scenariusza rozwoju i projekcji finansowych rozpatrywanego studium przypadku uwzględniono pewne ograniczenia i czynniki: wymogi dekarbonizacji i dynamiki wycofywania węgla, prognozy zapotrzebowania na moc, wpływ wewnętrznego i regionalnego rynku energii elektrycznej, wpływ cen uprawnień do emisji dwutlenku węgla i integracji z unijnym systemem handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS), bieżące i przyszłe potrzeby inwestycyjne, prognozy cen energii elektrycznej i przychody ze sprzedaży i obrotu itp. Autorzy dochodzą do wniosku, że kompleksowe ramy AM są korzystne w pokonywaniu wielu zidentyfikowanych wyzwań związanych z transformacją energetyczną i przystosowaniem się do zmian klimatycznych. Proponowane podejście można dostosować do konkretnych kontekstów krajów rozwijających się, które znajdują się na wczesnych etapach transformacji energetycznej.

W referacie [11] przeanalizowano rozwiązania umożliwiające osiągnięcie bezpiecznych, zrównoważonych i niezawodnych dostawy energii. Główny nacisk położono na całościowe rozwiązania dla elektrowni i stacji poprzez uwypuklenie wagi projektu i wydajności układów. Dlatego celem projektowania jest nie tylko minimalizacja kosztowa, ale także zapobieganie katastrofom i wszelkim wpływom na środowisko poprzez podniesienie bezpieczeństwa i ograniczenie awarii.

Temat preferowany 2: Integracja sektora energetycznego i radzenie sobie ze złożonością projektowania wieloaspektowej sieci

W tym temacie zakwalifikowano 21 referatów. Podzielono je na 3 podgrupy wyróżniając tematy integracji sektora gazu i energii elektrycznej, problemy połączeń wieloterminalowych sieci HVDC oraz problematykę przyłączenia OZE i uzyskania elastyczności systemu przez rozwój magazynów energii.

Integracja sektora energetycznego, wodór i rozwiązania P2G (Power-to-Gas), głęboka elektryfikacja życia: aspekty techniczne i ekonomiczne

W referacie [17] podjęto próbę modelowania systemu elektroenergetycznego operatora NYISO dla scenariusza bezemisijnego wytwarzania energii elektrycznej do 2040 r. Dla zbilansowania systemu wykorzystano elektrownie ciepłownicze, nie-spokojne technologie odnawialne, a także uwzględniono krótko- i długoterminowe magazynowanie energii oraz elastyczność zapotrzebowania w celu optymalnego zrównoważenia podaży i popytu. Artykuł porusza rolę magazynów energii o różnym czasie przechowania (akumulatory, elektrownie szczytowo-pompowe, wodór) w powiązaniu z elastycznymi obciążeniami, przykładowo pojazdami elektrycznymi. Referat przedstawia pogląd amerykańskiej organizacji operatorów regionalnych (RTO), jak można osiągnąć potencjalną przyszłą realizację systemu o zerowej emisji.

Wydaje się, że technologia Power-to-Gas (P2G) będzie skutecznym sposobem na magazynowanie energii elektrycznej na dużą skalę, wspierając bezpieczeństwo energetyczne i osiągnięcie neutralności węglowej. Z drugiej strony, wraz ze wzrostem udziału energii odnawialnej i presją ochrony środowiska, technologia P2G umożliwi dwukierunkowy przepływ energii pomiędzy tradycyjnymi systemami elektroenergetycznymi a systemami gazowymi oraz promuje

głębokie sprzężenie sieci gazowo-energetycznej poprzez wykorzystanie pośrednio wodoru. Zagadnienie to poruszono w [18], gdzie zaproponowano rozproszony schemat regulacji oraz kompleksową technologię oceny systemu energo-gazowego pod kątem zużycia czystej energii. W pierwszej kolejności zaproponowano model ekonomicznego dysponowania siecią elektroenergetyczną i gazową, oparty na teorii wieloagentowej. Ponadto omówiono kompleksową technologię oceny konwersji energii elektrycznej na gaz. Referat pokazuje konwergencję i stabilność takiego systemu jako warunek bezpiecznej i stabilnej pracy.

Referat [25] przedstawia ideę oraz wymogi i otoczenie regulacyjne dla społeczności energetycznych (Energy Community, EC) w Kolumbii. Społeczność energetyczna może być zdefiniowana jako grupa współpracujących ze sobą obywateli energetycznych, którzy odgrywają aktywną rolę w korzystaniu ze swojej energii, zapewniając korzyści środowiskowe, ekonomiczne i społeczne swoim członkom oraz miejscowości, w której się znajdują. Spółdzielnie EC pociągają za sobą kilka potencjalnych korzyści: na przykład umożliwiają efektywne zarządzanie odnawialnymi zasobami energii, powszechne wdrażanie inteligentnych liczników, włączenie ładowarek elektrycznych do pojazdów elektrycznych oraz rozwój mikrosieci. Autorzy zaproponowali pięć modeli społeczności energetycznych: Sieć wiedzy, Rozwój przestrzeni społeczności, Społeczność transakcyjna, Społeczność transaktywna i Integracja społeczności. Przedstawiono również kroki wdrażania programu pilotażowego oraz rekomendacje i wnioski, w których omówiono i przeanalizowano braki do przezwyciężenia oraz działania EC.

W referacie [26] porównano różne technologie i koszty wytwarzania wodoru w zróżnicowanych warunkach otoczenia. Szacunkowy uśredniony koszt zielonego wodoru podano przedstawiając wpływ kosztu i wydajności elektrolizera oraz kosztów OZE i współczynników wydajności z uwzględnieniem trendów na lata 2030 i 2050. Po rozważaniach dotyczących transportu H_2 w obecnych strukturach gazowych oraz za-

let/wyzwań transportu energii elektrycznej lub H_2 , we wnioskach podsumowano główne wyniki wraz z uwagami strategicznymi dotyczącymi wielkich wyzwań związanych z zielonym wodorem oraz strategicznych kwestii w UE dla realizacji celów Zielonego Ładu. Wskazano na niespójności i opisano pewne przyszłe trendy rozwojowe.

Referat [27] przedstawia podejście do łączenia włoskiego sektora energii elektrycznej i gazu w ramach dekarbonizacji w perspektywie 2030 r. Autorzy przedstawili nowatorskie średniookresowe narzędzia symulacyjne do planowania operacyjnego zintegrowanych systemów z dwukierunkową konwersją energii oraz zastosowali te narzędzia w studium przypadku, badającym ścieżki dekarbonizacji. Wprowadzone narzędzie symuluje pracę systemów elektroenergetycznych i gazowych w celu zaspokojenia godzinowego zapotrzebowania na energię elektryczną i gaz przy minimalnych kosztach całkowitych, przy uwzględnieniu wszystkich ograniczeń technicznych rozważanych systemów.

Inne podejście do zagospodarowania energii reprezentuje referat [30]. Przedstawiono w nim wizje rozwoju połączeń międzysystemowych krajów azjatyckich umożliwiających wymianę energii odnawialnej. Nakreślone różne strategie rozwoju w czasie i przestrzeni uwzględniają podejście ekonomiczne i finansowe, a także regulacje i organizację handlu energią, które należy wdrożyć na poziomie krajowym i regionalnym.

Na problemy połączonych systemów i ich dynamiki uwagę zwraca referat [33], w którym opisano badania stabilności napięciowej w sieci 110 kV. Integracja systemów może zwiększyć elastyczność bilansowania poprzez zróżnicowane zużycie i rozszerzenie magazynowania energii. Zmienna generacja energii ze źródeł odnawialnych i zmienny popyt konsumentów mogą być zrównoważone za pomocą zarządzania obciążeniem i magazynów z sektora gazowego i ciepłowniczego. Jednak z drugiej strony każda technologia sprzęgająca, która jest dodawana do całego systemu energetycznego, zwiększa dynamiczne interakcje między sektorami. Te dynamiczne interakcje mogą stać się zagrożeniem dla ogólnej

stabilności systemu, a w szczególności stabilności systemu elektroenergetycznego. Ze względu na układy stałych czasowych stabilność częstotliwości i napięcia są uważane za główne zjawiska, na które mają wpływ dynamiczne oddziaływania z systemem gazowym i ciepłowniczym. Kluczowym wnioskiem wynikającym z prezentowanych analiz jest to, że scenariusze modelowanej sieci mogą prowadzić do załamania napięcia. Autorzy proponują opracowanie nowych schematów wykrywania niestabilności napięcia.

Wielozadaniowe, wieloterminalowe, wielopodmiotowe i obejmujące wiele jurysdykcji projekty sieciowe: jak rozwiązać ich złożoność planistyczną

W tej podgrupie referatów pojawiają się tematy złożonych projektów sieciowych. Należą do nich m.in. morskie sieci przesyłowe HVDC wieloterminalowe. Sieci te o strukturze oczkowej są uważane za kluczową technologię wspierającą transformację energetyczną, umożliwiając integrację odległych źródeł odnawialnych dużej skali, takich jak morska energia wiatrowa. Jednak rozwój takich sieci jest hamowany przez obawy dotyczące kompatybilności i interoperacyjności. W referacie [20] przedstawiono zasady ułatwiające i umożliwiające stopniowy rozwój wieloterminalowych sieci HVDC poprzez pomoc decydem, planistom sieci, dostawcom technologii i projektantom w określaniu minimalnego zestawu umów regulacyjnych, wymagań funkcjonalnych, parametrów technicznych i aspektów projektowych, które muszą być zaplanowane, uzgodnione, skoordynowane i/lub znormalizowane, aby umożliwić współpracę urządzeń i systemów HVDC. Te zasady mają również umożliwić stopniowy rozwój sieci HVDC wielozadaniowych, transgranicznych, należących do wielu właścicieli i użytkowanych przez wielu dostawców.

Temat ten został wsparty przykładem opisanym w referacie [23] poświęconym technicznemu studium wykonalności dla systemu przesyłowego na wyspie Bornholm (rys. 3). Referat przedstawia wyniki

projektu finansowanego przez Komisję Europejską. Opisuje optymalny wybór struktury HVDC z wykorzystaniem podejścia CBA, uwzględnienia aspektów technicznych i bezpieczeństwa dostaw. Przedstawione rozwiązanie daje informacje na temat aspektów planowania i projektowania koncentratorów HVDC.

W referacie [29] opisano wieloterminowe połączenie HVDC i jego możliwości w zakresie poprawy stabilności oraz bezpieczeństwa dostaw energii produkowanej przez przyłączone farmy wiatrowe do sieci AC. Autorzy przedstawili różne aspekty pracy systemu w warunkach stanu ustalonego i przejściowego. Uzyskane wyniki symulacji potwierdzają, że wzajemne (wieloterminowe) połączenie MFW zwiększa elastyczność systemu w porównaniu z systemami HVDC typu punkt-punkt. Wyniki pokazują, że wieloterminowe HVDC może obsłużyć różne zwarcia po stronie AC. Również podczas zwarć DC możliwa jest stabilna praca jednobiegunowa. W referacie przedstawiono również funkcje związane z odpornością sieci, takie jak black start i utrzymanie częstotliwości dla sieci lądowych.

Plany rozwoju połączeń HVDC w Niemczech przedstawiono w referacie [34]. W Niemczech planowanych jest obecnie wiele projektów połączeń DC, które z jednej strony będą transportować energię wiatrową z morskich farm wiatrowych na wybrzeże, a z drugiej strony transportować tę energię z rejonu wybrzeża w głąb

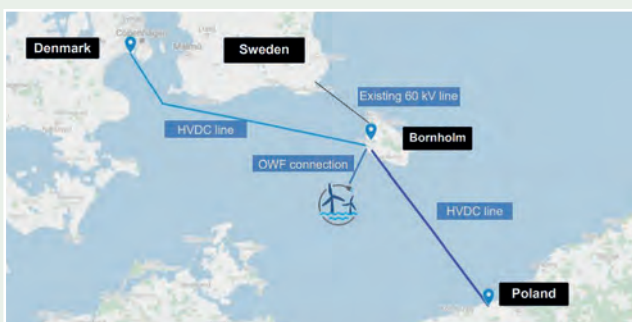
kraju do centrów odbiorczych. Planuje się, że pierwszy z tych projektów DC zostanie zbudowany w konfiguracji wieloterminowej (MT) i może w ten sposób stanowić punkt wyjścia do ogólnoeuropejskiej sieci HVDC. W referacie omówiono potencjał, wymagania techniczne i korzyści rynkowe wynikające z wykorzystania planowanych projektów HVDC jako załączki przyszłej ogólnoeuropejskiej sieci HVDC oraz podsumowano wymagania techniczne i rozwiązania dotyczące łączenia łączy HVDC jako warunku wstępnego do wykonania sieci oczkowej HVDC. Ponadto pokazano możliwości sieci HVDC w osi północno-południowej Europy (rys. 4), łączącej skandynawski i alpejski potencjał hydroenergetyczny traktowany jako sezonowe magazyny energii powiązane ze zmienną produkcją wiatrową i fotowoltaiczną zainstalowaną w Niemczech i we Włoszech. Aspekt ten również wpisuje się w zaczyn realizacji paneuropejskiej sieci HVDC.

Włączenie do procesu planowania opcji elastyczności z rozwiązań zasobów niesieciowych i elektrycznych (magazynowanie, wirtualne elektrownie, DR, wspólnoty energetyczne, zasoby zalicznikowe)

W tym zakresie tematycznym pojawia się kwestia usług systemowych jako elementu kształtowania elastyczności syste-

mu. Zagadnienie to przedstawiono w referacie [15]. Przeanalizowano działanie pewnego obiektu publicznego świadczącego usługi zwiększania zapotrzebowania w sieci elektroenergetycznej za pośrednictwem lokalnego systemu ciepłowniczego. Dla zobrazowania symulacji procesu przyjęto dane historyczne w postaci profili zapotrzebowania i podaży energii uzyskane z obiektu użyteczności publicznej. Wykazano, że włączenie energetycznego systemu ciepłowniczego opartego na ciepłej wodzie wpływa na poprawę operacyjności zintegrowanego systemu energetycznego, wspiera realizację usług zwiększania zapotrzebowania oraz pozwala na dostarczenie ciepła do sieci ciepłowniczej w godzinach szczytu zapotrzebowania na ciepło.

W referacie [16] zaproponowano zasady oceny wpływu na niezawodność systemu dystrybucyjnego różnych ustawień i lokalizacji systemów magazynowania energii w akumulatorach. Opisany algorytm porównuje konfigurację scentralizowaną z konfiguracją rozproszoną z uwzględnieniem ograniczeń operacyjnych systemu. Dotyczy to również wpływu na różne zachowania w przypadku awarii. Wykorzystany wskaźnik niezawodności SAIDI jest wyznaczany na podstawie minimalnej liczby ograniczeń obciążeń oraz liczby nieobserwowanych klientów. Proponowany algorytm został przetestowany na 33-węzłowym systemie dystrybucyjnym IEEE z uwzględnieniem rocznych zmian obciążenia.



▲ Rys. 3. Uproszczony schemat powiązań energetycznych wyspy Bornholm w ramach projektu PROMOTioN



Rys. 4. Potencjalne powiązania HVDC w potencjalnym obszarze Europy ►

Wykorzystanie układu cieplnego zostało również omówione w referacie [19], gdzie przedstawiono projekt systemu ogrzewania elektrycznego i dogrzewania dla miejskich węzłów wymiany ciepła oraz zaproponowano optymalny sposób konfiguracji ogrzewania elektrycznego. Jako obiekt badań wykorzystano obszar mieszkalny w Shijingshan w Pekinie. Wyniki badań pokazują, że optymalny sposób konfiguracji ogrzewania elektrycznego i dogrzewania może skutecznie zmniejszyć międzyszczytową różnicę obciążenia sieci dystrybucyjnej i zapewnić efekt grzewczy dla terminala. Przedstawiona metoda daje korzyści ekonomiczne i może stanowić podstawę do planowania ogrzewania elektrycznego.

Kolejny referat porusza zagadnienie średnioterminowych możliwości magazynowania. W [21] określono potrzeby w zakresie magazynowania dla izolowanego systemu elektroenergetycznego Cypru w celu sprostania zwiększonej penetracji OZE. Analizowane technologie magazynowania to akumulatorowe systemy magazynowania energii (BESS) i elektrownie szczytowo-pompowe (PHS) badane w kilku konfiguracjach dla określenia optymalnego miks magazynowania pod względem zainstalowanej mocy i pojemności energetycznej.

Referat [22] przedstawia podstawowe zasady mechanizmu odpowiedzi strony popytowej (Demand Response) i aktywnych kompleksów energetycznych w aspekcie ich działania w systemie elektroenergetycznym (UPS) Rosji. Trwająca integracja instalacji wytwórczych wykorzystujących odnawialne źródła energii (OZE) z infrastrukturą UPS Rosji, modernizacja istniejących instalacji wytwórczych oraz wdrożenie generacji rozproszonej wprowadza do sieci dwie zupełnie nowe technologie: mechanizm DR oraz aktywne kompleksy energetyczne. Aktywny kompleks energetyczny (AEC) to rodzaj mikrosieci przyłączonej do UPS Rosji, w której zachowany jest określony bilans energii elektrycznej i mocy czynnej. Wymieniane w referacie struktury są już na etapie programów pilotażowych.

Kolejne rozwiązania w zakresie magazynowania energii przedstawiono w referacie [24] dla sieci na wyspie Kinmen. W odpowiedzi na dużą liczbę odnawialnych źródeł energii podłączanych do sieci operator Taipower podjął działania zaplanowania systemu magazynowania energii elektrycznej o krótkim czasie działania oraz o długotrwałym działaniu. Zaprezentowane wyniki analiz pokazują, że dla obciążeń zimowych potrzebna jest zarówno aplikacja krótkotrwała jak i długotrwała. W referacie przedstawiono harmonogram instalacji magazynów oraz zaproponowano dla tych warunków maksymalną moc źródeł odnawialnych przyłączonej do sieci w Kinmen.

Również względy integracji OZE podejmuje referat [28] opisując narzędzie optymalizacyjne KAIROS i jego zastosowanie w systemie elektroenergetycznym w Arabii Saudyjskiej. Model ten jest wieloobszarowym symulatorem rynku z zarządzaniem rezerwą pierwotną, wtórną i trójną, wszystkimi typowymi ograniczeniami technicznymi związanymi z jednostkami wodnymi i cieplnymi oraz ograniczeniami zdolności przesyłowych między regionami.

Alternatywę dla rozwoju sieci w postaci dużego akumulatorowego systemu magazynowania (grid booster) przedstawiono w referacie [32]. Jak pokazano, wdrożenie takiego magazynu może wstępnie uzupełnić, a ostatecznie zastąpić bezpieczeństwo przewencyjne (określane regułą n-1). Osiąga się to poprzez wykorzystanie szybko reagujących zasobów do odciążenia linii w przypadku przeciążenia, co nie było dostępne w przeszłości. Tego typu urządzenie jest szczegółowo badane w ramach projektu pilotażowego w TransnetBW GmbH.

W referacie [31] opisano potrzeby i zalety uzyskania dodatkowych elastyczności w systemie, takich jak odpowiedź strony popytowej i wdrożenie magazynów przy integracji OZE. Autorzy przedstawili teoretyczne podejście do planowania, za pomocą którego można optymalizować skalę magazynów energii oraz dobór innych środków odpowiedzi systemu na przykładzie Włoch. Prowadzone analizy zostały objęte projektem europejskim FlexPlan uruchomionym w 2019 roku.

Temat preferowany 3: Planowanie w warunkach niepewności i przy zmieniających się ograniczeniach wewnętrznych

W tym temacie preferowanym zakwalifikowano 17 referatów. Przypisano je do trzech podgrup. Pierwsza podgrupa przedstawia prace związane z nowymi osiągnięciami technologicznymi w systemach planowania, zmianami w prognozowaniu, podejściem związanym z wpływem Covid oraz analizą wpływu zmieniających się profili obciążenia stosowanych w planowaniu. Druga podgrupa dotyczy problematyki podejmowania decyzji dotyczących optymalizacji aspektów ekonomicznych i środowiskowych, które mają wpływ na scentralizowane cele energetyczne oraz decyzji inwestycyjnych rozwoju sieci. Ostatnia podgrupa referatów przedstawia zagadnienia mające na celu usatysfakcjonowanie interesariuszy, których oczekiwaniem jest rozumienie i zarządzanie produktami rynkowymi oraz inwestycjami, tak aby uniknąć osieroconych aktywów i wyczerpywania zasobów.

Modelowanie wpływu warunków środowiskowych, większe zaangażowanie interesariuszy, zmiana zasobów generacyjnych, nowe rodzaje ograniczeń, wykorzystanie metod opartych na danych sieciowych do długoterminowego prognozowania obciążenia, w tym z uwzględnieniem wpływu zdarzeń jak pandemia Covid na profile obciążenia, scenariusze planistyczne, schematy inwestycyjne i strategię eksploatacji aktywów

W referacie [36] przedstawiono ramy i wstępne wyniki uzyskane z narzędzi, w których wykorzystano różne techniki uczenia maszynowego i techniki statystyczne. Przedmiotem analiz jest podejście probabilistyczne uwzględniające możliwe źródła niepewności i zmienności w analizach stabilności, które docelowo mogą wpływać na decyzje inwestycyjne. Podstawowym wyzwaniem w projektowaniu probabilistycznego

podejścia do badań stabilności jest nieodłączne obciążenie obliczeniowe związane z dynamicznymi symulacjami oraz brak ram automatyzacji, które poradziłyby sobie z całym procesem. Obejmuje to tworzenie scenariuszy generowania i zapotrzebowania w celu konfiguracji modelu, w tym zapewniania konwergencji, wyboru sytuacji awaryjnych i automatycznej identyfikacji stabilności. Oprócz tego dane wejściowe dotyczące zapotrzebowania i wytwarzania charakteryzują się dużymi niepewnościami skorelowanymi wymiarowo (ponad 100 powiązań w sieci Wielkiej Brytanii), które nie są łatwe do modelowania. Dlatego też zaproponowane ramy pokazują, że połączenie tradycyjnych metod i technik analiz zapożyczonych z innych dziedzin, takich jak statystyka i uczenie maszynowe, może być wykorzystane do przeprowadzenia całorocznej analizy w systemie o rzeczywistym odzworowaniu.

Długoterminowe podejście do rozbudowy systemu przesyłowego przedstawiono w referacie [37]. Koncentruje się on na technologiach usprawniających pracę sieci (GET, Grid-Enhancing Technologies), które mogą pozwolić na szybką i efektywną kosztowo optymalizację istniejącej sieci przesyłowej w celu integracji ze źródłami odnawialnymi. Jako studium przypadku przedstawiono badania nad skalą włączenia dodatkowej mocy ze źródeł odnawialnych do sieci operatora SPP (Southwest Power Pool) w 2025 r. Wzięto pod uwagę wsparcie na podstawie trzech technologii: dynamicznej obciążalności linii (Dynamic Line Ratings), zaawansowanego sterowania przepływami mocy (Advanced Power Flow Control) i optymalizacji topologii sieci (Topology Optimization). W przeprowadzonych badaniach dodatkowo określono ilościowe zmniejszenie emisji dwutlenku węgla oraz innych korzyści związanych ze zwiększeniem udziału energii odnawialnej w miksie energetycznym. Referat daje znaczący wkład w praktykę i temat zmiany technologii rozwoju sieci przy integracji nowych technologii z tradycyjnym podejściem w postaci rozbudowy sieci przesyłowej. W ten sposób Autorzy zasygnalizowali połączenie oryginalnych badań i wskazali zastosowania dla istniejących technik.

W referacie [38] przedstawiono studium modelu PS-MORA (Power Systems-Model for Operational Reserve Adequacy), opracowanego przez INESC TEC dla portugalskiego operatora systemu REN. Model składa się z aplikacji opartej na probabilistycznej metodzie oceny zapotrzebowania na rezerwę operacyjną dla połączonych systemów elektroenergetycznych z dużym udziałem OZE. Model PS-MORA jest ewolucją narzędzia symulacyjnego RESERVAS i opiera się na sekwencyjnej metodzie symulacji Monte Carlo (SMCS). Jego celem jest ilościowe określenie długoterminowej adekwatności statycznych i operacyjnych rezerw mocy, biorąc pod uwagę krótkoterminowe niepewności wynikające z obciążenia, prognoz generacji wiatrowej i słonecznej, a także nieplanowanych wyłączeń jednostek wytwórczych oddanych do eksploatacji. Autorzy opublikowali przykładowe analizy dla przyszłej konfiguracji połączonych systemów elektroenergetycznych Hiszpanii i Portugalii. Zilustrowano przeprowadzone badania oceny niezawodności wykazując główne zalety modelu PS-MORA poprzez rozważenie rezerwy operacyjnej oraz ocenę wystarczalności połączonego systemu elektroenergetycznego, zwłaszcza przy niepewności popytu i integracji OZE. Analiza wrażliwości zilustrowała wyzwania związane z przejściem systemu elektroenergetycznego w kierunku 100% energii ze źródeł odnawialnych oraz wykazała znaczenie połączeń międzysystemowych dla oceny wystarczalności.

Referat [39] odnosi się do modelowania krótkoterminowego prognozowania popytu. Modelowanie to rozpatrywane jest w świetle zmian, jakie wprowadziła niespodziewana pandemia wirusa Covid-19, powodując drastyczne wahania we wzorcach popytu w poszczególnych regionalnych sektorach gospodarki. Tradycyjny model prognozowania obciążenia w dużej mierze opiera się na historycznych danych dotyczących obciążenia, natomiast w referacie zaproponowano nowy model i schemat uczenia tego modelu, szczególnie w warunkach wpływu pandemii. Poprawione modelowanie obejmuje zmniejszenie wagi historycznych danych o zapotrzebowaniu, a przede wszystkim częstsze gromadzenie danych.

Podkreślając rolę bardziej aktualnych danych, nowy model predykcyjny może pozbyc się trendów z poprzednich lat. Różne polityki i środki przeciwepidemiczne są skwantyfikowane w postaci parametrów, które zwiększają lub zmniejszają ogólne zapotrzebowanie na energię elektryczną w najbliższej przyszłości. W modelowaniu uwzględniono większy zakres danych klimatycznych (wskaźnik temperatury, wilgotności i jakości powietrza) ze względu na ich wysoką korelację z rozprzestrzenieniem się wirusa. Dzięki zmodyfikowanemu modelowaniu dokładność 24-godzinnej prognozy popytu dla miasta N wzrasta średnio z 72% (model empiryczny) do 89% (nowy model). Zaproponowany nowy model prognostyczny stanowi dobry wkład w precyzyjne i elastyczne modelowanie dla potrzeb prognozy krótkoterminowej.

Problematyka związana z wpływem pandemii na profile obciążenia została również poruszona w referacie [41]. Pandemia Covid-19 doprowadziła do wzrostu pracy zdalnej, co wpłynęło na zmianę profili zapotrzebowania na energię w budynkach mieszkalnych. Zmiany te stanowią wyzwanie dla planistów, którzy tradycyjnie opierają prognozy obciążenia na historycznych zachowaniach odbiorców i często skupiają się na charakterystyce w godzinach szczytu. W związku z powyższym zaproponowano metodykę planowania opartą na makro scenariuszach wykorzystujących cechy specyficzne dla zakładów użyteczności publicznej. Dla każdego makro scenariusza tworzone są scenariusze operacyjne z profilami godzinowymi przy użyciu przykładowych profili obciążenia powiązanych z nowymi cechami sieci. Prognozy dla kluczowych elementów sieci dystrybucyjnej, takich jak stacje GPZ, pomagają planistom ocenić zapotrzebowanie na moc i ewentualne potrzeby inwestycyjne. Planiści mogą również wykorzystywać te prognozy do ustalania parametrów operacyjnych, które zwiększają elastyczność sieci i uwzględniają wymagania dotyczące elastyczności sieci poprzez decyzje inwestycyjne na przyszłość.

W kolejnym referacie [40] zaproponowano model oparty na koordynacji działań prowadzonych w celu wzmocnienia

odporności miejskiej sieci elektroenergetycznej. Dla ekstremalnego zdarzenia, takiego jak tajfun, wprowadzono metrykę odporności opartą na modelu trapezoidalnym, symulując tym samym etapy zapobiegania, reagowania i przywracania do pracy sieci elektroenergetycznej. Odporność sieci elektroenergetycznej jest kwantyfikowana przez różnicę między rzeczywistą krzywą wykonanej pracy a krzywą idealną. Ma cechy intuicyjnego, ilościowego porównania i może odzwierciedlać zmianę stanu powrotu sieci elektroenergetycznej w czasie po awarii. W modelu wykorzystuje się minimalne koszty kompensacji zrztu obciążenia, minimalną sumę kosztów produkcji energii, koszty wzmocnienia linii, koszty osprzętu FACTS. Czynniki te wchodzi do wielokryterialnej funkcji modelu. Ograniczenia modelu są konstruowane na podstawie bilansu mocy, limitu zdolności przesyłowej linii, limitu mocy generatora, limitu wskaźników odporności. Model można skutecznie rozwiązać za pomocą losowego algorytmu optymalizacji w powiązaniu z algorytmem dekompozycji Bendersa. Zdaniem Autorów opracowana metoda planowania elastycznej poprawy pracy miejskiej sieci odbiorczej może mieć pozytywny wpływ na poprawę perspektywicznego planowania sieci elektroenergetycznej oraz zmniejszenie strat ekonomicznych i społecznych spowodowanych poważnymi awariami.

Referat [52] przedstawia metodykę, podejście i wyniki analizy prognozy popytu wykorzystanej w planie rozwoju dla Omanu na lata 2020-2040. Tworząc plan rozwoju operator Oman Electricity Transmission Company (OETC) określa długoterminową strukturę systemu przesyłowego oraz plany inwestycji sieciowych. Opisuje dwa podejścia do wykonywanych w ramach planu rozwoju prognoz zapotrzebowania. Model prognozy zapotrzebowania został zdefiniowany zgodnie z tradycyjnym podejściem stosowanym w planowaniu systemu elektroenergetycznego przez OETC, opartym na połączeniu metod Top-down i Bottom-up. W podejściu odgórnym (Top-down) do prognozowania zapotrzebowania na energię elektryczną wykorzystuje się główne trendy makroekonomiczne, które napędzają

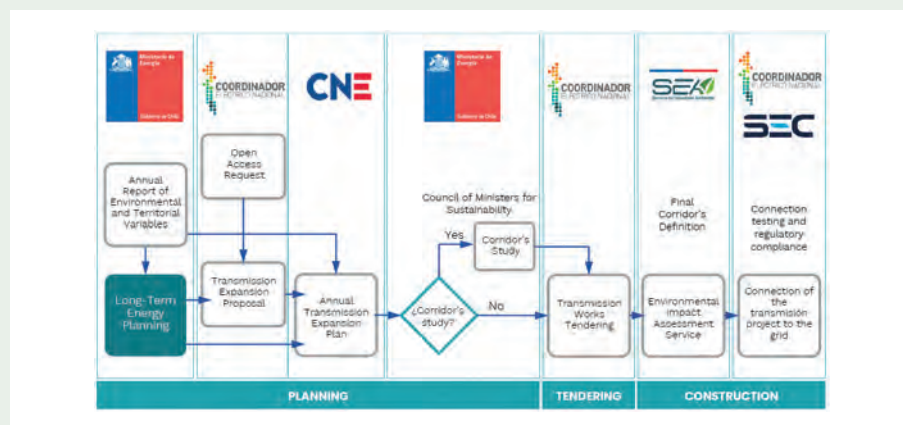
rozwój kraju (zwykle PKB i liczba ludności). Podejście oddolne (Bottom-up) zaczyna się od szczegółowej analizy historycznego zużycia energii elektrycznej w różnych sektorach gospodarki (mieszaniowy, przemysłowy, handlowy, wiejski, odsalanie itp.), z uwzględnieniem specyfiki projektów masowych (np. rafinerii, centra handlowe, tereny przemysłowe), które z reguły nie podążają ściśle za trendami społeczno-gospodarczymi. W ten sposób konstruuje się popyt różnych obszarów Omanu, budując razem różne składniki konsumpcji w każdym sektorze. W związku z tym porównano wyniki dwóch różnych metod, z których wynik daje ostateczną prognozę obciążenia.

Podejmowanie decyzji w ramach wszechobecných polityk energetycznych: optymalizacja ekonomiczna vs środowiskowa korzystna dla konsumentów i spasowanie scentralizowanych celów energetycznych z celami inwestycji prywatnych

Kolejnym tematem jest transformacja energetyczna i podejmowanie jej wyzwań w różnych wymiarach systemu elektroenergetycznego. W referacie [42] autorzy wyjaśniają, jak bardzo potrzebne jest całościowe spojrzenie na sektor energetyczny, aby optymalnie zaplanować przyszłe systemy energetyczne. Sektor energetyczny odgrywa główną rolę w osiągnięciu zrów-

noważonej przyszłości. Z tej perspektywy wyzwanie planistyczne ma charakter polityczny, ponieważ musi uwzględniać aspekty społeczne, środowiskowe i ekonomiczne. Jak opisano w referacie w Chile zdecydowano się przeprowadzić proces planowania transformacji energetycznej z uwzględnieniem szerokiego udziału obywateli, w którym modele optymalizacyjne, technika i ogólnie technologie są dostępne w służbie społeczeństwu. Przedstawiono zastosowanie i ogólną metodykę procesu planowania wykorzystania energii elektrycznej. Proces ten (rys. 5) rozpoczyna się od przygotowania długoterminowego planu rozwoju LTEP (Long Term Energy Planning), opracowywanego co 5 lat i kierowanego przez Ministerstwo Energetyki Chile, we współpracy z różnymi organami z różnych sektorów, w tym z Krajową Komisją Energii (organ regulacyjny) i Krajowym Koordynatorem ds. Elektroenergetyki (niezależny operator systemu). Proces ten musi uwzględniać co najmniej 30-letni horyzont planowania przy założeniu wysokiego zaangażowania obywateli we wspólnej prognozie sektora energetycznego. Takie holistyczne podejście zmierza do podjęcia dogłębnych decyzji dotyczących inwestycji w sieć elektroenergetyczną i decyzji planistycznych.

Referat [43] przedstawia rzeczywisty problem, z którym boryka się większość planistów, gdy sieci przekształcają się z tradycyjnego systemu zasilanego energią wytwarzaną z paliw kopalnych w sieć o odpowiedniej zdolności przesyłowej tak,



Rys. 5. Proces planowania rozwoju w Chile

aby umożliwić transport energii ze źródeł odnawialnych. Biorąc pod uwagę, że budowa nowych linii przesyłowych jest coraz trudniejsza, a działania operacyjne na krytycznych liniach przesyłowych w związku z pracami modernizacyjnymi są bardzo złożone, operator Transelec (Chile) przeanalizował i wypromował rozwiązanie polegające na zwiększeniu zdolności przesyłowych o 500 MW. Ideą tego rozwiązania jest wykorzystanie energii magazynowanej w stacji elektroenergetycznej *Parinas* o górnym napięciu 500 kV (stanowi ona przyszły centralny system dla projektów fotowoltaicznych i wiatrowych) oraz *Polpaico* 500 kV (centrum odbiorcze) z wykorzystaniem systemu, który umożliwia przesył linią przesyłową przy zachowaniu zdolności N-1, zapewniając kompensację mocy obciążenia w przypadku awarii i jednocześnie pochłaniając nadwyżkę energii pochodzącą ze źródeł odnawialnych. Z analiz przeprowadzonych przez Transelec i konsultanta Estudios Eléctricos wynika, że system ten umożliwia osiągnięcie znacznego przyrostu zdolności przesyłowych (odpowiednik nowej linii 220 kV dużej przepustowości) bez konieczności ingerencji w linię 2 x 500 kV na odcinku 1100 km rozdzielającym wymieniane dwie stacje. Zademonstrowano realizację w postaci studium przypadku i szacowane korzyści.

Referat [44] porusza problem niestabilnej (w wymiarze generowanej mocy) pracy źródeł odnawialnych. Taki charakter pracy zmienia sposób pracy całego systemu wytwórczego, w tym pracę elektrowni obciążenia podstawowego. Niskie współczynniki obciążenia tych elektrowni uniemożliwiają zwrot kosztów kapitałowych, przez co inwestycje w tego typu układy stają się nieopłacalne. Dodatkowo pojawiają się problemy techniczne zmiennego obciążenia, związane z narażeniami układów elektrowni ciepłych na duże obciążenia temperaturowe i ciśnieniowe. Te naprężenia i odkształcenia prowadzą do przyspieszonych awarii komponentów i wymuszonych przestoju. Jednym ze sposobów sprostania konsekwencjom większej liczby wytwórców energii odnawialnej jest budowanie bardziej elastycznych mocy wytwórczych. Nie jest to jednak wykonalna alternatywa,

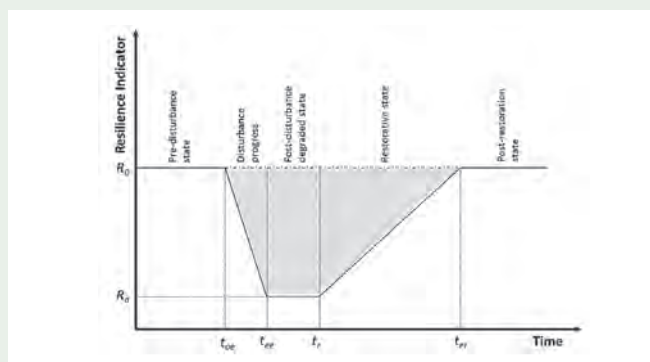
ponieważ ich wykorzystanie nie będzie przewidywalne lub po prostu zbyt niskie. W metodyce można oprzeć się na kosztach krańcowych jednostki wytwórczej. Aby jednostka wytwórcza została zaplanowana do pracy jej koszt krańcowy powinien być odpowiednio niski. Zdaniem Autorów istotne jest zatem podejmowanie bieżących analiz opartych na krótkoterminowym koszcie krańcowym zamiast kosztów krańcowych długoterminowych, co zmienia w takich okolicznościach paradygmat dotychczasowych analiz systemowych.

W referacie [46] Autorzy przedstawili metodykę nazwaną Gridmaster oraz zestaw narzędzi służących podejmowaniu decyzji dotyczących inwestycji zwiększających przepustowość sieci. Opracowana metoda inwestowania wykorzystuje podejście Robust Decision Making, które opiera się na kluczowych ideach modelowania eksploracyjnego, planowania adaptacyjnego i wspomagania decyzji w procesach wielostronnych. W metodzie wykorzystywane jest wielomodelowe narzędzie symulacyjne, które odzwierciedla dynamiczne działanie obszarów przestrzennych, w których zlokalizowane są aktywa konwersji energii połączone z wieloma infrastrukturami energetycznymi, takimi jak sieci elektryczne, wodorowe i metanowe. Referat opisuje sposób wykorzystania tego modelu symulacyjnego do uzyskania solidnego adaptacyjnego planu inwestycyjnego dla tych infrastruktur energetycznych. W tym przypadku model symulacyjny nie jest używany jako narzędzie predykcyjne, lecz do testowania warunków skrajnych opcji planu inwestycyjnego w szerokim zakresie możliwych scenariuszy. O skuteczności planu

inwestycyjnego decyduje kompromis między możliwością obsługi wielu scenariuszy a kosztami inwestycji. Do projektowania narzędzi Gridmaster zastosowano zasady partycypacyjnego multimodelowania. Model symulacyjny nie jest zatem definiowany jako jeden model symulacyjny, ale jako zestaw podmodeli osadzonych w większej architekturze w celu utworzenia jednego multimodelu. Opracowanie multimodelu jest zbiorowym wysiłkiem, tworzącym podstawę zaufania do wyników i unikania myślenia typu „czarna skrzynka” charakterystycznego dla nieznanych modeli. Opisanie rozwiązanie wykorzystano w ramach studium przypadku dla przemysłowego klastra w porcie w Rotterdamie.

Referat [48] przedstawia metodykę rozwijaną w ramach projektu X-FLEX służącą ocenie odporności systemu dystrybucyjnego. Celem finansowanego przez UE projektu H2020 X-FLEX jest opracowanie narzędzia ICT umożliwiającego operatorom systemów (OSD) ocenę odporności systemu dystrybucyjnego na ekstremalne warunki pogodowe. Opracowane narzędzie uwzględni optymalne wykorzystanie rozproszonych zasobów energii (DER) i może być wykorzystywane do wspierania podejmowania decyzji przez OSD w celu poprawy odporności systemu dystrybucyjnego. W referacie przedstawiono opracowaną metodę oceny odporności, ogólną strukturę narzędzia, które ma zostać opracowane, a także jego interakcję z innymi narzędziami opracowanymi w ramach projektu w celu zebrania niezbędnych danych.

Koncepcja tzw. trapezu odporności (rys. 6) została wykorzystana do zilustrowania poziomu odporności systemu



Rys. 6. Ogólny model trapezoidalnej funkcji odporności

we wszystkich fazach, w których system może się znajdować w przypadku ekstremalnych warunków pogodowych. Do ilościowego określenia odporności systemu zaproponowano stosowanie kilku miar. Matematyczne sformułowanie metody pozwala OSD na zbadanie wpływu kilku parametrów na odporność systemu, przykładowo takich, jak liczba ekip remontowych i wydajność linii elektroenergetycznych. Proponowaną metodę przetestowano w jednym z przypadków demonstracyjnych projektu X-FLEX tj. w regionie Xanthi, który jest obszarem północnej Grecji poważnie dotkniętym ekstremalnymi warunkami pogodowymi (silne wiatry, opady deszczu i burze lodowe). Wyniki pokazują, że zaproponowana metoda może być wykorzystana przez OSD do określenia odpowiednich środków zwiększających odporność systemu dystrybucyjnego.

Ostatnie lata przynoszą wzrost zainteresowania wykorzystaniem podziemnych kabli bardzo wysokich napięć (EHV). Zainteresowanie takie związane jest z większą akceptacją społeczną, w szczególności na obszarach gęsto zaludnionych, gdzie budowa linii napowietrznej sprawia dużo trudności. Zagadnienie to porusza referat [50]. Niemniej jednak wykorzystanie kabli EHV wpływa na pracę sieci. W referacie skupiono się na tych aspektach sieciowych, na które w największym stopniu wpływają nowo instalowane kable, a mianowicie zarządzaniu mocą bierną, rezonansie i chwilowym przeciążeniu kabli. Przedstawiono metodykę obliczania pojemności sieci kablowej (Cable Hosting Capacity) dla określonej sieci poprzez wyprowadzenie kluczowych wskaźników wydajności (KPI), które są wykorzystywane do oceny wpływu kabli EHV na sieć. Referat kończy się obliczeniem maksymalnej przepustowości kabli dla reprezentatywnej sieci EHV. Wskaźniki KPI pokazują, że rodzaj stosowanego schematu zarządzania mocą bierną ma znaczący wpływ na całkowitą długość kabla, który można zastosować oraz że wzmocnienie tła harmonicznych staje się niemożliwe do opanowania przy większej penetracji kabli w systemie sieciowym.

Wykorzystanie ewoluujących usług systemowych, produktów rynkowych i profili obciążenia w celu optymalizacji inwestycji i czasu, unikając kosztów i aktywów osieroconych (również w wyniku likwidacji elektrowni opartych na paliwach kopalnych)

Autorzy referatu [45] przedstawiają wpływ doświadczeń związanych z wystąpieniem pandemii wirusa Covid-19 oraz innych niekontrolowanych wydarzeń na rynek energii w Indiach. Przedstawiono wyniki badań wpływu pandemii na krótkoterminowe, średnioterminowe i długoterminowe zachowania rynku przez pryzmat wybranych wskaźników. Przeanalizowano zmienność zapotrzebowania w sytuacjach innych niż Covid-19, takich jak przykładowo cyklony czy decyzje polityczne. Drugim celem referatu było ustalenie reakcji rynków i efektów regulacji cen względem ekstremalnych zdarzeń wpływających na popyt i stabilność podaży. W wyniku stwierdzono, że potrzebna jest ściślejsza współpraca między wszystkimi podmiotami rynkowymi, takimi jak organy regulacyjne, wytwórcy, odbiorcy, giełdy energii, dostawcy operatorzy przesyłowi i dystrybucyjni, a nawet dostawcy technologii w celu zapewnienia optymalnego planowania operacyjnego i inwestycyjnego w systemie elektroenergetycznym.

W referacie [47] opisano propozycję tzw. niestałego przyłącza (Non-Firm) dla źródeł odnawialnych do sieci elektroenergetycznej w Japonii. Przyłącze typu Non-Firm to mechanizm umożliwiający płynne połączenie większej liczby źródeł energii bez dodatkowych nakładów i prac związanych ze wzmocnianiem systemu sieciowego na dużą skalę poprzez ograniczenie mocy wytwórczej urządzeń wytwórczych, wówczas gdy szacowane jest przeciążenie sieci. Takie rozwiązanie w Japonii zostało uruchomione we wrześniu 2019 roku jako projekt demonstracyjny zarządzania przeciążeniami sieci w prefekturach Chiba i Ibaraki. Występujące gwałtowne potrzeby zwiększonej liczby przyłączy dla źródeł odnawialnych (wpływ polityki tariffowej) zaawansowały podjęciem decyzji w październiku 2020 r., że przesyłowe systemy

elektroenergetyczne, które nie dysponują dostępną mocą na terenie całego kraju, mają stosować przyłącza typu Non-Firm. Już w marcu 2021 r. działania te zostały zrealizowane próbnie w dziesięciu lokalnych systemach elektroenergetycznych, w których nie ma wystarczających zdolności przesyłowych.

Problem gwałtownego przyrostu udziału źródeł odnawialnych w systemach elektroenergetycznych porusza również referat [49]. Nawiązuje on do dorobku projektu europejskiego FlexPlan, którego celem było ustanowienie nowej metodyki planowania sieci przesyłowej i dystrybucyjnej z uwzględnieniem możliwości zainstalowania nowych urządzeń magazynujących, a także przeprowadzenia elastycznego wykorzystywania niektórych obciążeń zlokalizowanych w wybranych węzłach sieci jako alternatywy dla budowy nowych linii. Lokalna kompensacja zmian poziomu generacji mocy przez OZE mogłaby pozwolić na zmniejszenie liczby ograniczeń sieciowych, na jakie narażony jest system, dzięki właściwemu zarządzaniu. W referacie przeanalizowano, które aspekty obecnych skonsolidowanych metodyk planowania sieci stosowanych przez operatorów systemów stają się krytyczne. Następnie opisano kluczowe aspekty nowej metodyki planowania sieci FlexPlan, której celem było przezwyciężenie tych krytycznych problemów. Referat zawiera również szczegółowe informacje na temat scenariuszy referencyjnych przyjętych przez FlexPlan dla trzech horyzontów rozwoju sieci (2030, 2040 i 2050) oraz przedstawia pierwsze wyniki symulacji przeprowadzonych dla przypadków regionalnych. Na koniec Autorzy przedstawiają pewne wnioski, jakie można wyciągnąć z tych badań na temat roli, jaką elastyczność będzie odgrywać w Europie w perspektywie średnio- i długookresowej oraz korzyści płynących z uwzględnienia elastyczności w procesie planowania sieci przesyłowych i dystrybucyjnych.

Referat [51] dostarcza spostrzeżeń dotyczących skutków finansowych niekonwencjonalnych rozwiązań w zakresie rozwoju sieci, które mają na celu zapewnienie rozwiązań umożliwiających zrównoważony rozwój systemu elektroenergetycznego.

Rozpatrzone, jako uzupełnienie tradycyjnych rozwiązań rozbudowy sieci, rozwiązania Active Network Management (ANM) zapewniające nowe metody planowania i eksploatacji systemu elektroenergetycznego. W przypadku inwestycji podejmowanych w ramach długoterminowego planowania rozwoju sieci rozwoju sieci porównano różne rozwiązania na podstawie np. ich skutków odporności sieci, kosztów, wpływu na środowisko i czasu eksploatacji. Przedstawione wyniki pochodzą z trwającego europejskiego projektu badawczego ANM4L. Referat koncentruje się na dyskusji na temat niezbędnych decyzji inwestycyjnych podejmowanych przez OSD oraz tego, czy kontynuować tradycyjną działalność rozwojową, czy zastosować rozwiązania ANM. Rozważane metody mają zapewnić wsparcie decyzyjne dla planistów systemów przy rozważaniu różnych scenariuszy rozwoju i implikacje regulacyjne.

Podsumowanie

Zagadnienia poruszane w trakcie sesji paryskiej CIGRE w 2022 roku, w tym w ramach spotkań Komitetu Studiów C1, podkreślają szeroki zakres potrzeb i realizowanych badań. Potrzeby te wynikają z obecnych i potencjalnych przyszłych warunków pracy systemów elektroenergetycznych. Ciągły rozwój urządzeń, struktur, organizacji, a także technologii wytwórczych wyznacza nowe potrzeby i wyzwania dla przyszłego funkcjonowania systemów elektroenergetycznych. Prezentowane treści są wyznacznikiem przyszłych kierunków badań.

Komitet C1 zgodnie ze swoją misją wspiera planistów systemów elektroenergetycznych na całym świecie w tworzeniu najlepszych możliwych planów w zmieniającym się środowisku energetycznym, które obejmuje zwiększony udział źródeł odnawialnych i generacji rozproszonej oraz zwiększoną niepewność społeczną, oczekiwania środowiskowe i ramy regulacyjne. Plany systemowe muszą uwzględniać te zmiany, biorąc pod uwagę trudności gospodarcze i społeczne. Takie plany wymagają

silniejszych i bardziej elastycznych sieci, które zawierają coraz bardziej zintegrowane systemy przesyłowe i dystrybucyjne.

REFERATY KOMITETU STUDIÓW C1

- [1] Witryna internetowa: <https://www.cigre.org/article/GB/knowledge-programme/study-committees/c1-power-system-development-and-economics> (dostęp 2023.01.22)
- [2] J. Palermo, M. Schaefer, J. Breed: *Summary report for SC C1. CIGRE 2022*
- [3] C1-10156. D.S. Carvalho Jr, D.J.T. Souza, F. Schmidt, M. Cury Jr, M.V.G.S. Farinha, R.R. Ferreira, R.T.A. Mello, S.F.F. Lima, *Sectionalizing transmission lines, an expansion planning challenge, amplified by unexpected emerging variable renewable generation and environmental restrictions.*
- [4] C1-10221. A. J. Lamadrid, T. D. Mount, W. Jeon, *Risk Modelling in the Decarbonization of Electric Systems.*
- [5] C1-10409. T. Lin1, H. Du, Q. Li, R. Bi, X. Xu, *Research on Transmission Expansion Planning Considering Resilience Enhancement of Power Grid.*
- [6] C1-10564. I. Galiaskarov, N. Vasilenko, M. Misrikhanov, V. Ryabchenko, Y. Sharov, A. Shuntov, *Application of a deterministic chaos theory and artificial intelligence methods for predicting accidents in electric grids of European Russia.*
- [7] C1-10597. K. Fukugawa, F. Morishige, J. Yoshikawa, H. Yamamoto, T. Shigetou, *Development of asset management method for power distribution equipment.*
- [8] C1-10706. A. Kazagic, D. Komljenovic, E. Kozarevic, H. Avdic, N. Suljic, A. Softic, O. Markovic, D. Maric, *Asset Management as a Framework for Energy Transition of Power Utilities in Developing Countries.*
- [9] C1-10783. A. Pedretti, S. Toffoli, R. Mateini, J. Oliveira, V. Nogueira, *How the Industrial Internet of Things is driving the Asset Management Digitalization: the implementation of an interconnected Asset Performance Management system in the electrical power distribution sector.*
- [10] C1-10793. E. Ciapessoni, D. Cirio, E. Ferrario, M. Lacavalla, P. Marcacci, G. Pirovano, A. Pitto, F. Marzullo, F. Falorni, F. Scavo, A. Lazzarini, S. Costa, S. Pierazzo, C. Vergine, *Validation and application of the methodology to compute resilience indicators in the Italian EHV transmission system.*
- [11] C1-10821. M. Stoessl, E. Schweiger, D. Helbig, O. Dohnke, *Concepts for considering environmental needs and personal safety for substation design and increase the resilience of the grid.*
- [12] C1-11003. A. Gleim, O. Øyan, A. Willersrud, *Building a Contextualized Power System Network Model.*
- [13] C1-11004. A. Smisethjell, H. Grønseth, G.O. Odden, N. Rothenhäusler, T. Lucignano, J.H. Landgraf, *Availability of data for asset management and automated condition monitoring.*
- [14] C1-11030. A. Díaz-García, C. Dávila, Á. Bermejo, M. Martín, E. Lorenzo, L. López, M. López, B. Segura, M. De La Torre, R. Rivas, *Energy transition system prospective and operability studies in Spain.*
- [15] C1-10196. I. De La Cruz, C.E. Ugalde-Loo, M. Abeysekera, D.A. Morales, H. Bastida, Y. Zhou, *Ancillary Services Provision from Local Thermal Systems to the Electrical Power System.*
- [16] C1-10222. M. Abdelmalak, C. Bassil, M. Pastore, A. Snyder, V. Zheglov, *Storage planning – textbook or secret sauce?*
- [17] C1-10223. J. Zhu, H. Li, M. Kintner-Meyer, N. Samaan, A. Campbell, T. Nguyen, M. Ghosal, Q. Nguyen, *Energy Sector Integration and Tackling the Complexity of Network Projects.*
- [18] C1-10343. L. Cheng, C. Liu, X.H. Zhang, *Research on Regulation Mechanism and Comprehensive Evaluation Technology of Power/Gas Conversion for Clean Energy Consumption.*
- [19] C1-10344. S. Zhang, H. Li, Q. Zhang, H. Zhang, B. Guo, L. Jiang, *Method for Electric Heating and Supplementary Heating in Urban Heat Exchange Station Considering Distribution Network Capacity and Building Thermal Inertia Constraints.*
- [20] C1-10351. C.A. Plet, C. Brantli, M. Wang, H. Evans, J.N. Moore, C.T. Nieuwenhout, A. Armeni, D. Van Hertem, M. Semenyuk, *Compatibility & interoperability framework to facilitate the step-wise organic development of multi-terminal offshore HVDC grids.*
- [21] C1-10380. P.A. Dratsas, D. Evagorou, G.N. Psarros, A. Frixou, S.A. Papatthassiou, A. Poullikkas, *Mid-term electricity storage needs of the power system of Cyprus.*

- [22] C1-10556. M.A. Kuleshov, K.A. Datsko, E.I. Smirnova, S.A. Utts: *Implementation and Application of the Demand Response Mechanism and the Concept of Active Energy Complexes for the Development and Improvement of the Efficiency of UPS of Russia.*
- [23] C1-10557. L. Zeni, L. Dall, B. Ismail, M. Semenyuk, T. Haase, A. Bertinato, C.A. Plet, T.S. Sørensen, S. Poullain, *Technical feasibility study of bornholm energy Island transmission system.*
- [24] C1-10747. P. Ho, S. Hsiao, T. Hsiao, P.Y. Liu, C.H. Wu, Y.F. Wang, *Energy Storage Planning and Grid Connection Analysis for Renewable Energy in Kinmen.*
- [25] C1-10747. J.A. Zapata, J.D. Molina, L.F. Buitrago, *Actions for the implementation of Energy Communities in Colombia.*
- [26] C1-10782. A. Clerici, S. Furfari, *Cost of green hydrogen production. The influence of electrolyser technology, RES characteristics and CCS.*
- [27] C1-10784. G. Micheli, M. T. Vespucci, M. Gaeta, F. Lanati, D. Siface, L. Tagliabue, *Optimising Italian electricity and gas sector coupling in a 2030 decarbonized Energy system.*
- [28] C1-10785. M. Stabile, P. Vicini, B. Cova, M.M. Al Hajji, M. Al Ghamdi, *KAIROS, an Innovative Tool for Planning Renewable Energies in the MENA Region: a case study on the KSA Power System.*
- [29] C1-10811. Y.J. Hafner, S.R. Choudhury, *Combined HVDC System of Offshore Integration and Interconnection.*
- [30] C1-10909. P. Lienhart, N. Chamollet, *Interconnection of South Asia for exchanging Renewable Energy. General Overview.*
- [31] C1-11029. R. Rodríguez-Sánchez, S. García-Lázaro, G. Migliavacca, D. Siface, *Storage and Demand Response inclusion in the network extension planning proces.*
- [32] C1-11095. M. Gödde, M. Döring, M. Kahl, M. Sieber, *Methods to identify the optimal operating area of a grid booster.*
- [33] C1-11096. J. Heckel, T. Steffen, C. Becker, *Voltage Stability Risks Caused by Dynamic Interactions in Integrated Energy Systems.*
- [34] C1-11097. M. Müller-Mienack, C. Hewicker, K. Trepte, C.A. Plet, *German HVDC corridors as starting points for a pan-European HVDC overlay grid.*
- [35] C1-11149. A. Loukatou, F. Tutu, R. Moreira, *Enhancing the Green Hydrogen Business Case.*
- [36] C1-10197. D. Chakravorty, G. Mcfadzean, G. Edwards, M. Mcfarlane, D. Gutschow, S. Abdelrahman, R. Azizipanah-Abarghooee, *A probabilistic approach to stability analysis for boundary transfer capability assessment.*
- [37] C1-10226. B. Tsuchida, J. Caspary, J. Schneider, T. Bloch- Rubin, J. Marmillo, P. Ruiz, *Unlocking the Queue with Grid-Enhancing Technologies: Case Study of the Southwest Power Pool.*
- [38] C1-10254. H.A. Azevedo, N.M.F. Martins, R.F. Pinto, R.M.F. Pereira, S. Vilela, P.G. Carola, F.M.R. Batista, M.B. Ferreira, M.A. Matos, L. Carvalho, A.M. Silva, M.A. Rosa, P.C. Vieira, E. Pequeno, *Long-term Operational Reserves Evaluation of Multi-Area Systems – Portuguese Case Study.*
- [39] C1-10345. H. Xu, X. Ji, J. Xue, K. Ji, S. Gao, X. Huang, H. Li, S. Li, *Load Forecast Modeling Based on Power Grid Dynamics under Covid-19 Impact.*
- [40] C1-10346. J. Jiao, L. Liu, H. Cheng, W. Xuan, H. Li, T. Zhang, *A resilient promotion planning method of urban receiver-end power grid considering multi-measure coordination.*
- [41] C1-10392. V. Westfallen, M. Mondello, S. Aguilar, *Effects of the COVID-19 Pandemic on Distribution Load Profiles.*
- [42] C1-10424. A. Santander, J.C. Araneda, *Energy Planning considering Citizen Participation: Optimization Models at the Service of a Better Electrical Infrastructure Expansion for Chilean Society.*
- [43] C1-10425. A. Alegria, N. Turturici, *BESS Parinas-Polpaico: Capacity Uprating of a Transmission Line using Energy Storage.*
- [44] C1-10474. R.V. Saxena, G.S. Khanooja, *Changing paradigm and strategy to reduce the effect of intermittent injection of Power by Renewable Generators through controlled operation of Base load Generators – A Procurer's perspective.*
- [45] C1-10475. P. Kumar, A. Kumar, S. Mukherjee, G. Verma, S. Machal, S.C. Saxena, G. Chakraborty, D. De, S.S. Barpanda, *Experience of Covid-19 Pandemic along with other extreme events in Indian Electricity Market and Progress of Market Reforms.*
- [46] C1-10555. T. Wurth, J. Van Dinther, J. Kwakkel, I. Nikolic, J. Steringa, R. Calon, W. Zappa, A. Van Voorden, C. Kruip, M. Valies, *The Gridmaster-toolbox, a step towards a new infrastructure investment paradigm.*
- [47] C1-10598. K. Yamaki, R. Miyahara, N. Kaneko, *Introduction of Non-Firm Type Connection to Expand Introduction of Renewable Energy.*
- [48] C1-10708. G.I. Tsiropoulos, D.G. Stratiogiannis, S. Kiala-Fikari, M. Champakis, D.N. Trakas, E. Papoutsis, V. Banos, A.L.A. Syrri, N.D. Hatziargyriou, *Advanced IT Tools for Distribution Network Resilience Improvement: The X-FLEX Project Demo in Xanthi.*
- [49] C1-10786. G. Migliavacca, S. Ballauco, H. Ergun, M. Hanot, J. Gabrielski, N. Amaro, A. Morch, R. Rodríguez-Sánchez, *The innovative FlexPlan methodology to reap the benefits of including storage and load flexibility in grid planning: methodology and regional study cases.*
- [50] C1-10807. A. Machl, K. Reich, R. Lundholm, V. Bhardwaj, H. Ergun, W. Leterme, D. Van Hertem, M. Bailleul, N. Mareggini, *Determining optimal technical solutions for new EHV transmission lines (OHL/UGC) in an early project stage.*
- [51] C1-10812. S. Nyström, E. Hillberg, M. Edvall, M. Csőre, B. Borovics, *Active Network Management solutions and their financial implications on distribution grid development.*
- [52] C1-11033. A. Al Naamani, H. Al Riyami, M. Al Siyabi, A. Al Habsi, M. Al Hasni, *Long-Term Demand Forecast For Oman Electricity Transmission System Master Plan (2020-2040).*



Michał Izdebski
Instytut Energetyki
Oddział Gdańsk

Sterowanie i praca systemów elektroenergetycznych – Komitet Studiów C2

System Operation and Control – Study Committee C2

W artykule omówiono referaty przygotowane na sesję CIGRE 2022 w ramach Komitetu Studiów C2 *Sterowanie i praca systemów elektroenergetycznych*. Referaty i dyskusje prowadzone podczas sesji skupiały się na zagadnieniach gotowości pomieszczenia dyspozytorskiego do współczesnych wyzwań, a także na kwestiach strategii planowania operacyjnego, jej metodyce oraz narzędziach wspierających.

Słowa kluczowe: inercja systemu, WAMS, PMU, PDC, RTDS, HVDC, uczenie maszynowe, sztuczna inteligencja, oscylacje międzyobszarowe, szkolenie operatorów

Discussed are papers prepared for the CIGRE 2022 session as part of the Study Committee C2 *System Operation and Control*. Presented papers and discussions that took place during the session focused on the issues concerning preparedness of the control room for present challenges as well as on the issues of operational planning strategy, its methodology and supporting tools.

Keywords: power system inertia, WAMS, PMU, PDC, RTDS, HVDC, machine learning, artificial intelligence, inter-area oscillations, control room operator training

Wstęp

Komitet Studiów C2 *Sterowanie i praca systemów elektroenergetycznych* na sesję CIGRE 2022 przygotował i zaprezentował referaty, które obejmowały dwa preferowane tematy.

Temat 1 (PS1) – **Gotowość pomieszczenia dyspozytorskiego: obecnie i w przyszłości** (System Control Room Preparedness: Today and in the Future), w którym przygotowano 30 referatów; w szczególności dotyczyły one:

- szkolenia operatorów, świadomości sytuacyjnej i narzędzi wspomagających podejmowanie decyzji,
- efektywnego i wydajnego wykorzystania danych z synchronizatorów w pracy systemu elektroenergetycznego,
- zaawansowanych i inteligentnych metod stosowanych w eksploatacji systemów elektroenergetycznych.

Temat 2 (PS2) – **Strategie planowania operacyjnego, metodyka i narzędzia wspierające** (Operational Planning Strategies, Methodologies and Supporting Tools),

w którym przygotowano 21 referatów; w szczególności dotyczyły one:

- wysokiego udziału przyłączonych do sieci zasobów rozproszonych z interfejsem energoelektronicznym, w tym systemów hybrydowych AC-DC,
- zaawansowanych i inteligentnych metod stosowanych w operacyjnym planowaniu pracy systemów elektroenergetycznych, w szczególności planowaniu dnia następnego,
- wpływu niskiego zapotrzebowania i innych przewidywalnych ekstremalnych warunków pracy.

Podjęcie problemów wchodzących w zakres Tematu 1 (PS1) wynika z faktu, że operatorzy systemów elektroenergetycznych są coraz bardziej ograniczeni czasowo w podejmowaniu decyzji. Dzieje się tak ze względu na ciągłą integrację rynków energii oraz ilość gromadzonych i udostępnianych informacji, które pomagają operatorom w podejmowaniu najlepszych możliwych decyzji. Ostatnie zmiany w krajobrazie społecznym i gospodarczym doprowadziły do przyspieszenia transformacji energetycznej, która już teraz przebiega

w szybkim tempie, napędzana w ostatnich latach gwałtownym rozwojem źródeł energii odnawialnej. Przyspieszona transformacja energetyczna podnosi wymagania dotyczące niezawodności i bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

Rozwój zasobów obliczeniowych umożliwia przechowywanie, przetwarzanie i analizowanie dużych ilości informacji. Dyspozytorzy muszą mieć jednak możliwość „przetłumaczenia” tych danych na zrozumiałe i jasne informacje, łatwo dostępne i jasno prezentowane. Tematyka PS1 koncentruje się na trzech strumieniach: szkoleniu i świadomości posiadania wymaganych narzędzi pomagających w podejmowaniu decyzji; efektywnym wykorzystaniu pomiarów synchronizacyjnych oraz zaawansowanych i inteligentnych metod stosowanych w pracy systemów elektroenergetycznych.

Na trwającą obecnie transformację energetyczną składają się najgłębsze zmiany w historii systemu elektroenergetycznego. Podjęcie problemów wchodzących w zakres Tematu 2 (PS2) wynika z faktu, że zakres, skala i szybkość zmian w systemie elektroenergetycznym są większe niż

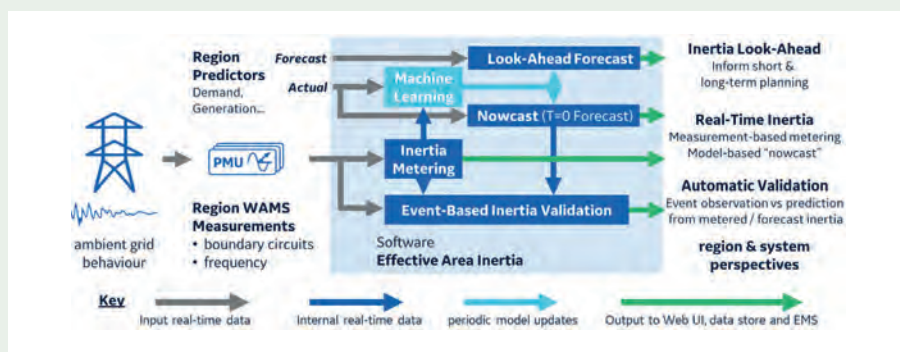
kiedykolwiek wcześniej. Jednocześnie zachodzą trzy wielkie zmiany, z których każda ma ogromny wpływ na działanie systemu elektroenergetycznego:

- stosunkowo niewielka liczba dużych centralnych elektrowni jest zastępowana dużą liczbą mniejszych generatorów rozmieszczonych w całej sieci,
- dyspozycyjne generatory z zapasami paliw (jądrowych, węglowych, gazowych czy też „wodnych”) zastępowane są odnawialnymi źródłami energii o zmiennej charakterystyce,
- konsumenci stają się bardziej aktywni w kwestii sposobu i czasu korzystania z energii oraz przejmują większą kontrolę nad dostawami energii.

Wszystko to dzieje się w tempie, które oznacza, że wiele zmian w systemie elektroenergetycznym z ostatnich 50 lat zostanie powtórzonych w ciągu najbliższych 10 lat. Wyzwaniem dla operatorów systemów elektroenergetycznych jest zapewnianie bezpiecznej, niezawodnej i ekonomicznej pracy systemu elektroenergetycznego, przy jednoczesnym ułatwianiu zmian niezbędnych do dekarbonizacji systemu. Aby sprostać temu wyzwaniu należy w pełni zrozumieć nowe technologie wdrażane w sieci, a także przewidzieć gdzie i w jakiej formie wystąpią w przyszłości ekstremalne warunki pracy systemu elektroenergetycznego. Potrzebne będą również narzędzia, które pomogą w radzeniu sobie z tymi szybko zmieniającymi się okolicznościami.

Gotowość pomieszczenia dyspozytorskiego: obecnie i w przyszłości

Bardzo ciekawe rozwiązanie przedstawiono w referacie [1], w którym opisano system pasywnie szacujący efektywną inercję obszaru za pomocą pomiarów synchronizacyjnych. System, którego widok przedstawiono na rysunku 1, wykorzystuje uczenie maszynowe w celu ciągłego ulepszania prognoz inercji. W referacie szczegółowo opisano rozwiązanie programowe do pasywnego pomiaru, prognozowania i walidacji efektywnej inercji obszaru oraz



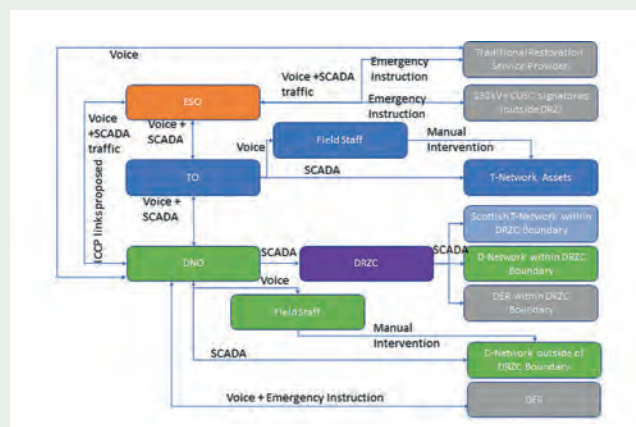
Rys. 1. Widok systemu do efektywnego pomiaru inercji obszaru, jej prognozowania i walidacji [1]

jego wdrożenie w systemie Wielkiej Brytanii. Przedstawione wstępne wyniki działania rozwiązania wskazują, że aplikacje pomiarowo-prognostyczne działają zgodnie z oczekiwaniami. Kompleksowa analiza wydajności aplikacji do pomiaru i prognozowania inercji zostanie przeprowadzona po zebraniu bardziej znaczącego zbioru danych. Przewiduje się również dodatkowe wdrożenia układów PMU (ang. Phasor Measurement Unit), które rozszerzą obserwowalność na pozostałą część systemu Wielkiej Brytanii.

W referacie [2] przedstawiono wyniki symulacji odbudowy systemu z wykorzystaniem rozproszonych zasobów energii DER (ang. Distributed Energy Resource) i koordynacji między operacjami sieci dystrybucyjnej a operatorami systemów. Wskazano, że aby umożliwić odbudowę systemu z DER wymagane są znaczące zmiany organizacyjne, systemowe i telekomunikacyjne. Kluczowe obszary zmian

koncentrują się u operatorów sieci dystrybucyjnych z wymogiem modernizacji sieci telekomunikacyjnej spełniającej specyfikację funkcjonalną, przedstawioną na rysunku 2.

Oprócz zmian fizycznych zidentyfikowano również potrzebę szkolenia międzybranżowego jako wymogu świadczenia tej usługi. Chociaż zmiany te pociągną za sobą koszty, to korzyści wynikające ze zwiększonej konkurencji oraz dekarbonizacji przy odbudowie systemu i zabezpieczenia niezbędnych zdolności na przyszłość prowadzą do znaczących korzyści finansowych. W wyniku warsztatów z wykorzystaniem narzędzi symulacyjnych, w których wzięli udział wszyscy operatorzy Wielkiej Brytanii i szerokie grono przedstawicieli firm technologicznych, zidentyfikowano kilka usprawnień procesów, ale nie zgłoszono żadnych poważnych blokad. Zmiany w ostatecznym modelu organizacyjnym i projekcie procesu bezpo-



Rys. 2. Interfejs komunikacyjny do odbudowy poziomu dystrybucji, w tym istniejące interfejsy wymagane do odbudowy systemu elektroenergetycznego na poziomie przesyłu [2]

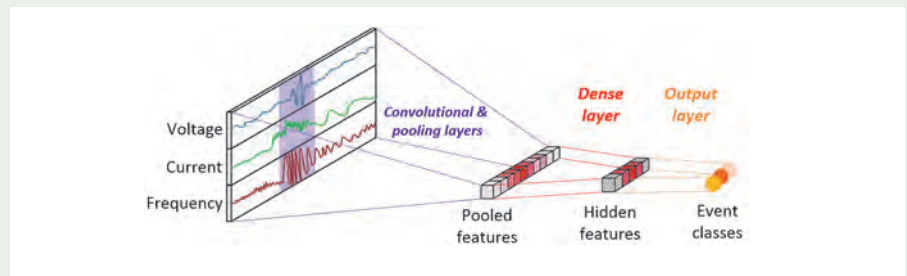
średnio uwzględniały informacje zwrotne od wszystkich uczestników rynku i zostały skonsolidowane w zestawie wymagań dotyczących zmian. Wnioski płynące z tego projektu mogą znaleźć zastosowanie także wśród międzynarodowych operatorów sieci przesyłowych.

W referacie [3] omówiono wykorzystanie uczenia maszynowego (ML – ang. Machine Learning) do automatycznego wykrywania i klasyfikacji zdarzeń w całym systemie przy użyciu danych z pomiarów synchrofazorowych. Najważniejsze wnioski przedstawione w tej pracy są następujące:

- jeśli modele ML mają być wykorzystywane w aplikacjach o znaczeniu krytycznym, twórcy modeli powinni otrzymać jak najlepsze dane;
- przypisanie nieprecyzyjnych lub niedokładnych etykiet do danych może znacznie pogorszyć wydajność modelu ML, dlatego należy zwrócić szczególną uwagę na poprawę procesu przypisywania etykiet do danych;
- dane otrzymane z PMU i przekaźników zabezpieczeniowych z dokładnymi znacznikami czasu są lepszym wyborem przy określaniu i przypisywaniu etykiet zdarzeń niż informacje ze SCADA;
- oparte na fizyce symulacje modelowe systemu elektroenergetycznego mogą znacznie zwiększyć zdolność do osiągnięcia wydajnego i niezawodnego uczenia modeli ML;
- aby biznesowo uzasadnić wykorzystanie ML do analizy zdarzeń, kluczowe jest przedstawienie porównania korzyści z zautomatyzowanej analizy, bazującej na ML, z podejściem „ręcznym”.

Przykład wykrywania i klasyfikacji zdarzeń przez sieć neuronową na podstawie danych z PMU przedstawiono na rysunku 3.

Referat [4] omawia metodykę zarządzania danymi opartą na szacowaniu gęstości jądra KDE (ang. Kernel Density Estimation), opracowaną w celu wykrywania w czasie rzeczywistym zdarzeń w systemie elektroenergetycznym. Przedstawiona statystyczna metoda zarządzania danymi i precyzyjnego wykrywania zdarzeń w czasie rzeczywistym rozwiązuje podstawowy



Rys. 3. Równoczesne filtrowanie kanałów (SCF CNN – Simultaneous Channel Filtering Convolutional Neural Network) wykorzystujące segmenty sygnału napięciowego [3]

problem „wygładzania” danych z PMU, w którym wyciąga się wnioski dotyczące populacji na podstawie skończonej próbki danych. Środowisko KDE użyte do klasyfikacji danych znacznie zwiększyło czułość generowanych alarmów, zapobiegając jednocześnie fałszywym powiadomieniom. Oprócz oscylacji mocy, metodyka oparta na KDE może zostać wykorzystana również do wykrywania innych zakłóceń w systemie, co pozwoli zwiększyć świadomość sytuacyjną i gotowość dyspozytorów na przyszłe wyzwania związane ze stabilnością systemu elektroenergetycznego.

W celu sprostania nowym wymaganiom dla systemów elektroenergetycznych kluczowe znaczenie będzie miała adaptacja do procesów operacyjnych najnowocześniejszych technologii sztucznej inteligencji (AI – ang. Artificial Intelligence). Referat [5] koncentruje się na zastosowaniu AI w operacjach systemu elektroenergetycznego, w szczególności do rozwoju narzędzi wspomagających podejmowanie decyzji. Przedstawia cyfrową platformę, wykorzystującą metody sztucznej inteligencji i praktykę teorii sterowania, naśladując sekwencyjne podejmowanie decyzji przez operatorów. Następnie przedstawiono rzeczywisty przypadek użycia AI przez OSP do zarządzania przeciążeniami. Referat przedstawia również najnowocześniejsze informacje na temat sekwencyjnego podejmowania decyzji w zarządzaniu ograniczeniami i omawia wyzwania badawcze związane z zastosowaniem AI do problemów systemów elektroenergetycznych.

Referat [6] dotyczy pilotażowego projektu chińskiego urzędu wykorzystującego technologię szerokopasmowego

pomiaru WFMD (ang. Wide-Frequency Measurement Technology) do zastosowania w systemach zdominowanych przez energoelektronikę. Ponieważ źródło sygnałów dla urządzeń WFMD jest takie samo jak dla PMU, funkcja pomiaru szerokopasmowego może być realizowana poprzez aktualizację sprzętu oraz ulepszenie mechanizmu i algorytmu przetwarzania sygnału. Obecnie WFMD jest w pełni kompatybilny z PMU i może wspierać pomiar harmonicznych w zakresie 0-2500 Hz, co zapewnia nowe techniczne środki monitorowania w czasie rzeczywistym, a także lokalizacji i tłumienia oscylacji w szerokim pasmie częstotliwości. Autorzy sądzą, że PMU zostanie w przyszłości zastąpione przez WFMD. Urządzenie to może ponadto zapewnić wsparcie danymi pomiarowymi badań teoretycznych i analiz symulacyjnych systemu elektroenergetycznego z dużym udziałem urządzeń z interfejsem energoelektronicznym.

Autorzy referatu [7] opisują doświadczenia związane z szybkim rozprzestrzenianiem się odnawialnych źródeł energii w wietnamskim systemie elektroenergetycznym oraz wyzwania związane z jego zarządzaniem, monitorowaniem i prognozowaniem. W referacie przedstawiono aktualny stan i rozwój energetyki odnawialnej w Wietnamie w ciągu ostatnich trzech lat. Wietnamski system energetyczny zintegrował około 20 GW energii słonecznej i wiatrowej, co stanowi 27,6% całkowitej mocy zainstalowanej. Szybki wzrost udziału energii odnawialnej sprawił, że działanie systemu elektroenergetycznego napotkało szereg problemów, takich jak stabilność systemu, przeciążenie sieci, błędy prognoz

czy zmniejszona inercja. Aby sprostać powyższym wyzwaniom, wietnamski NLDC (ang. National Load Dispatch Centre) zastosował różne rozwiązania operacyjne oraz zmodernizowaną infrastrukturę monitorowania i sterowania siecią.

Referat [8] omawia doświadczenia związane z tworzeniem i wdrażaniem oprogramowania SOMS (ang. System Operation Management Software) do obsługi systemu elektroenergetycznego. SOMS jest zgodne z krajowymi przepisami oraz wyzwaniami cyberbezpieczeństwa, a celem jego wprowadzenia jest integracja dużej liczby centrów dyspozytorskich indyjskiego NRLDC (ang. Northern Regional Load Despatch Centre). Autorzy spodziewają się dalszych ulepszeń SOMS, takich jak:

- integracja SOMS ze SCADA, badaniami systemowymi i operacjami rynkowymi zwiększającymi świadomość sytuacyjną operatorów systemów w celu efektywnego podejmowania decyzji w czasie rzeczywistym;
- standaryzacja głównej bazy danych na poziomie krajowym i płynna wymiana informacji między wszystkimi zainteresowanymi stronami;
- zwiększenie bezpieczeństwa, autentyczności i dostępności danych poprzez implementację technologii blockchain.

Referat [9] omawia wyzwania związane z wysokim udziałem generacji z OZE, koncentrując się na zarządzaniu mocą bierną i sterowaniu napięciem, a także na aspektach komercyjnych i regulacyjnych. Autorzy przedstawili różne studia przypadków prze-

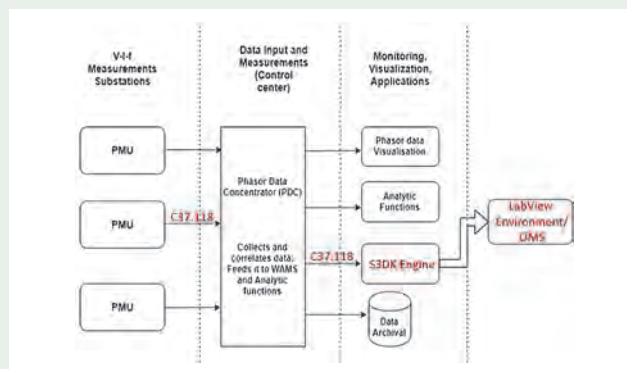
prowadzone w północnym i południowym regionie Indii, które wykazały, że lepsze efekty daje praca w trybie sterowania napięciem niż w trybie współczynnika mocy. Studia przypadków wykazały również, że w falownikach fotowoltaicznych dostępna jest wystarczająca zdolność do świadczenia usług w godzinach pozageneracyjnych, przy ich użyciu w tak zwanym trybie nocnym. Odpowiednie zapisy regulacyjne, takie jak wprowadzenie dodatkowych usług w zakresie sterowania napięciem lub jakikolwiek inny komercyjny mechanizm zachęty, ułatwiłby wykorzystanie ich zdolności do generacji mocy biernej, które są naturalnie dostępne w falownikach.

Autorzy referatu [10] omawiają metody poprawy monitorowania i oceny hydrogeneracji w czasie zbliżonym do rzeczywistego, które okazały się bardzo pomocne dla operatorów indyjskich do przewidywania ewentualnych przestoju elektrowni wodnych. Z Indii pochodzi również referat [11], który przedstawia aplikację pracującą w czasie rzeczywistym opartą na pomiarach synchrofazorów. Aplikacja ta udoskonalona istniejący system monitoringu oscylacji mocy w systemie elektroenergetycznym w obszarach, takich jak integracja danych z PMU z informacjami GIS z map Google, graficzne raportowanie statusu PMU, czytelny interfejs czy też uwzględnienie specyficznych wymagań dyspozytorów. Zaproponowana metoda detekcji LFO (ang. Low Frequency Oscillations) w czasie rzeczywistym, przy użyciu danych wyjściowych z algorytmu FFT (ang. Fast Fourier Transform) zasilanego danymi z PMU, okazała się

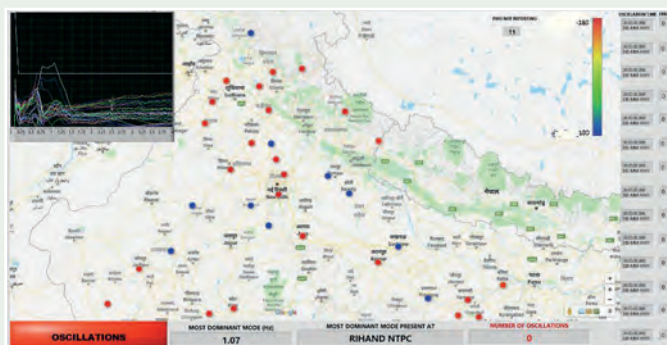
skuteczna w wykrywaniu LFO. Ze względu na deklarowane korzyści, pomyślnie wyniki i łatwość wdrożenia, opracowana aplikacja może znaleźć zastosowanie we wszystkich centrach dyspozytorskich Indii, ponieważ wszystkie są wyposażone w infrastrukturę do gromadzenia pomiarów synchrofazorów – PDC (ang. Phasor Data Concentrator). Architekturę przepływu danych opracowanej aplikacji oraz interfejs użytkownika przedstawiono na rysunkach 4 i 5.

Pomiary synchrofazorów z jednej strony mogą być wykorzystywane do uruchamiania skoordynowanych algorytmów zdolnych do wykonywania działań naprawczych, a z drugiej strony, duże zbiory danych można wykorzystać jako dane wejściowe dla algorytmów do rozpoznawania i klasyfikowania poważnych zakłóceń. Tę tematykę porusza holenderski referat [12], w którym przedstawiono kilka aplikacji służących do wykrywania zakłóceń w czasie rzeczywistym i zapobieganie awariom. Opisano zaawansowaną platformę do zarządzania dużymi zbiorami danych zbudowaną w środowisku cyfrowego symulatora czasu rzeczywistego RTDS (ang. Real Time Digital Simulator) w celu wspierania gromadzenia, przetwarzania i udostępniania danych pomiarowych (rys. 6).

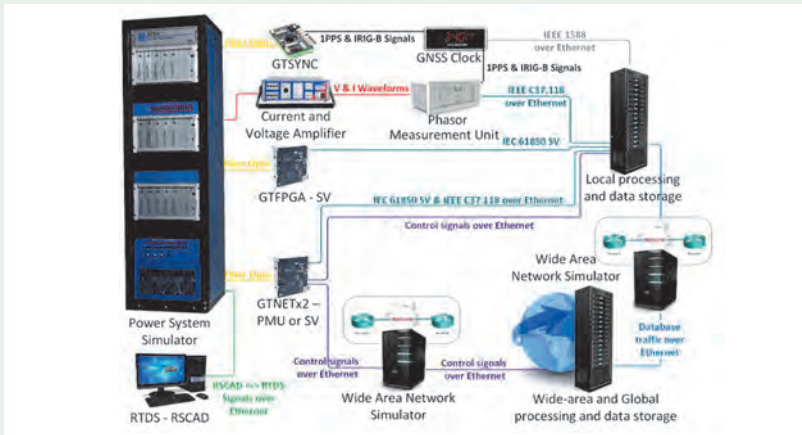
Za pomocą tej platformy przedstawiono i zademonstrowano metodykę podziału systemu w celu uniknięcia awarii kaskadowych, która po wystąpieniu zakłócenia skutecznie izoluje jego część, aby uniknąć katastrofalnej awarii całego systemu. Dzięki zastosowaniu pomiaru synchrofazorów techniki analizy danych mogą być również



Rys. 4. Architektura przepływu danych opracowanej aplikacji [11]



Rys. 5. Graficzny interfejs użytkownika opracowanej aplikacji podczas oscylacji w dniu 18.10.2019 [11]



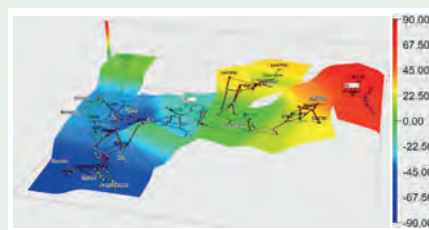
Rys. 6. Platforma z symulatorem RTDS gotowa do walidacji online w pętli zamkniętej aplikacji do wykrywania zakłóceń i zapobiegania awariom systemu elektroenergetycznego [12]

wykorzystywane do identyfikowania i klasyfikowania różnych zakłóceń w czasie rzeczywistym. W tym celu opracowano scentralizowany system ekspercki oparty na sztucznej inteligencji do wykrywania i klasyfikowania zdarzeń krytycznych. Referat omawia również zaawansowane wskaźniki odporności systemu do oceny podatności na zagrożenia w czasie rzeczywistym, z naciskiem na interakcje między systemami dystrybucyjnym i przesyłowym. Autorzy sądzą, że w przyszłości zostanie wdrożony system czasu rzeczywistego (aplikacja świadomości sytuacyjnej), w którym strumienie danych z PMU zbierane z sieci przesyłowych i dystrybucyjnych będą wykorzystywane do projektowania i automatycznej kalibracji metod opartych na sztucznej inteligencji.

Referat [13] przedstawia praktyczne doświadczenia we wdrażaniu oprogramowania opartego na danych z PMU w pomieszczeniach dyspozytorskich, pokazuje kilka przykładów tego typu oprogramowania (rys. 7), a także zawiera opis perspektyw ich rozwoju. Przedstawiona infrastruktura telekomunikacyjna operatora systemu pozwala na wykorzystanie danych z PMU w celu poprawy efektywności operacji dyspozytorskich. Autorzy stawiają tezę, że szczególnie nacisk w rozwoju WAMS (ang. Wide Area Measurement System) powinien zostać położony na rozwój ich oprogramowania w kierunku rozszerzania funkcjonalności, tworzenia systemów eksperckich

i narzędzi do przewidywania potencjalnych sytuacji awaryjnych, wczesnego ostrzegania i wspomaganie decyzji. Celem powinno być również, dzięki wykorzystaniu danych z PMU w aplikacjach czasu rzeczywistego, dostosowanie WAMS operatora systemu do wymagań zwiększonej niezawodności, a także zapewnienie skalowalności WAMS przy wzroście liczby PMU i koncentratorów danych (PDC).

Referat [14] omawia nieparametryczną identyfikację zdarzeń w systemie elektroenergetycznym na podstawie przetwarzania dużych zbiorów danych z PMU. W wyniku przedstawionych badań opracowano algebraiczną metodę nieparametrycznej identyfikacji i predykcji stanów nienormalnych w systemie elektroenergetycznym w czasie rzeczywistym. Metoda ta nie wymaga informacji o parametrach modelu matematycznego systemu elektroenergetycznego, nie wykorzystuje również obliczeń statystycznych. Algorytm numeryczny realizujący



Rys. 7. Przykładowa aplikacja do monitorowania kąta fazowego na podstawie danych z PMU [13]

metodę oparty jest na algebraicznym kryterium rozwiązywalności liniowego równania macierzewego. Efektywność metody nie zależy od parametrów modelu systemu elektroenergetycznego, a co za tym idzie, od błędów ich wyznaczania. Zaproponowana metoda opiera się wyłącznie na informacjach o obserwowanych sygnałach i nie zawiera żadnych innych zmiennych pomocniczych. Skuteczność metody zademonstrowano na przykładzie wykrywania zwarć w systemie elektroenergetycznym.

W referacie [15] przedstawiono metodę, dzięki której, w warunkach całkowitej utraty komunikacji, niewielki podzbiór obciążeń może być wykorzystany do oszacowania wszystkich innych obciążeń systemu i przywrócenia obserwowalności w centrum dyspozytorskim. Metoda ta za pomocą algorytmu ML (ang. Machine Learning) grupuje obciążenia w klastry, a następnie obciążenie dla każdego z klastrów jest identyfikowane m.in. na podstawie podobieństwa trendu obciążenia z resztą klastrów. Przedstawiono również wyniki warsztatów symulacyjnych, demonstrujących zasadność podejścia, w tym procedur działania w czasie rzeczywistym.

Referat [16] dotyczy tworzenia modelu popytu dla dziewięciu japońskich wysp, w znaczeniu geograficznym jak i energetycznym. W przypadku wielu wysp opracowanie metody prognozowania uwzględniającej trendy ich popytu wymaga dużego nakładu pracy. Aby rozwiązać ten problem w referacie zaproponowano metodę automatycznego konstruowania prognozowania popytu poprzez analizę dużych zbiorów danych z przeszłości – metoda generuje formuły prognostyczne, a zmienne użyte w formule prognostycznej są dobierane automatycznie na podstawie danych przeszłych. Zmienne dobiera się w taki sposób, aby formuła minimalizowała błąd prognozy dla danych przeszłych. Ponieważ znalezienie kombinacji, która dokładnie minimalizuje błąd, zajmuje ogromną ilość czasu obliczeniowego, stąd też proponowana metoda wykorzystuje przeszukiwanie lokalne. Referat opisuje m.in. przeprowadzone eksperymenty numeryczne mające na celu ocenę trafności prognoz proponowanej metody prognozowania dnia następnego.

Sieć elektroenergetyczna w regionie Nagano w Japonii składa się z linii przesyłowych o napięciu 275 kV oraz 500 kV, a łączna ich długości wynosi około 300 km. Aby poradzić sobie ze złożonymi problemami systemowymi w tym regionie wprowadzono zintegrowany system kontroli stabilności ISC (ang. Integrated Stability Control) [17], który realizuje ją na podstawie informacji online. W referacie opisano nową funkcję systemu ISC – funkcję VQC – służącą do kontroli napięcia i mocy biernej. Wykorzystująca sztuczną inteligencję funkcja VQC kontroluje napięcia na zaciskach generatorów, kompensatorów statycznych (SC), dławików bocznikowych (ShR) i transformatora zaczepowego LRT (ang. Load Ratio control Transformer) 500/275 kV.

Funkcja VQC składa się z dwóch części – rysunek 8. W części uczenia się offline sztuczna inteligencja uczy się związku przyczynowego między urządzeniami sieciowymi a stanem sieci. W części sterowania online sztuczna inteligencja na podstawie danych pomiarowych online określa odpowiednie urządzenia i w czasie rzeczywistym decyduje o ich sterowaniu w zależności od stanu sieci. Poza tym skuteczność VQC jest weryfikowana przez liczne symulacje. Sztuczna inteligencja może zredukować liczbę operacji urządzeń (zaczepy LRT, SC, ShR), co skutkuje obniżeniem kosztów ich utrzymania przy zachowaniu stabilności systemu. Potwierdzono, że nowa funkcja VQC zmniejszyła średnią liczbę operacji LRT, SCs i ShRs, jednocześnie przestrzegając warunków operacyjnych. VQC pozwoli zaoszczędzić na kosztach konserwacji urządzeń, jak

również pozwoli na stabilną pracę sieci regionu Nagano nawet przy wprowadzaniu kolejnych źródeł odnawialnych.

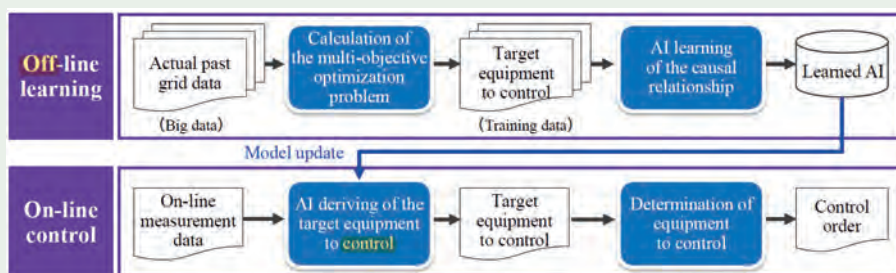
Jedną z najnowocześniejszych technologii, służących m.in. do wykrywania międzyobszarowych oscylacji mocy w systemie elektroenergetycznym, są układy PMU, które stanowią kluczowy element systemów monitorowania, ochrony i kontroli rozległego obszaru (WAMPAC – ang. Wide Area Monitoring, Protection and Control) we Włoszech. W bardzo ciekawym referacie [18] szczegółowo opisano pierwszą aplikację, która realnie działa w WAMPAC i chroni włoski system elektroenergetyczny przed nietłumionymi oscylacjami międzyobszarowymi. Podano ramy matematyczne algorytmu aplikacji (technikę detekcji oparto na dynamicznej dekompozycji modów) wraz z kryterium alarmu/ostrzeżenia dla dyspozytora. Skuteczność zaimplementowanej logiki aplikacji potwierdzono na podstawie rzeczywistego zdarzenia, które wystąpiło we włoskim systemie elektroenergetycznym.

W referacie [19] opisano przeprowadzone we wrześniu 2020 roku testy zasilania części sieci Trentino-Alto Adige (TERNA, Włochy) jako wyspy energetycznej oraz modele numeryczne opracowane w celu wyjaśnienia zaobserwowanych tam zjawisk. Prawdopodobnie najbardziej krytycznym aspektem tych testów okazało się zarządzanie obciążeniem oraz generacją rozproszoną. Autorzy referatu podkreślili kluczowe znaczenie prawidłowości projektu wyspy, który musi opierać się na odpowiedniej koordynacji między operatorami sieci i właścicielami źródeł generacji rozproszonej.

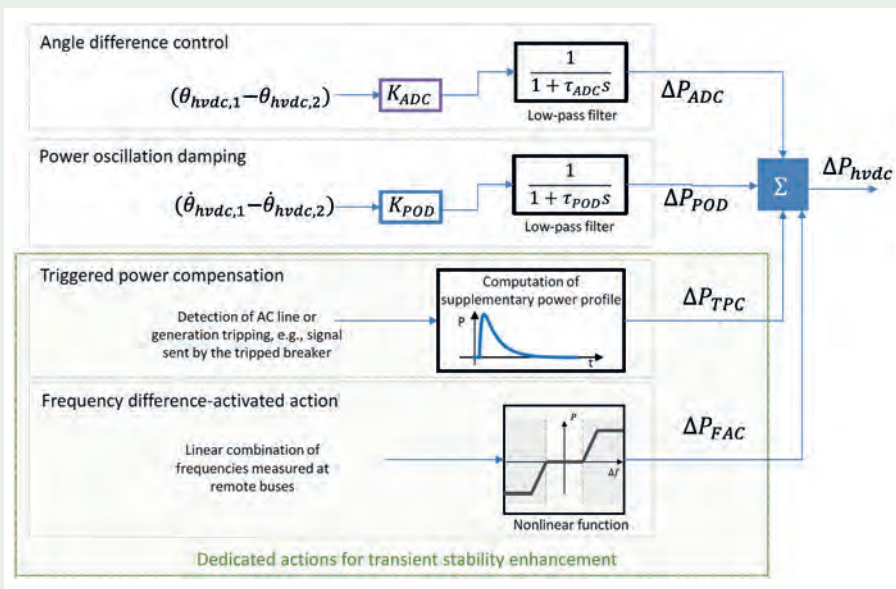
Innowacyjna technologia PFC (ang. Power Flow Control) to optycalne rozwiązanie, które w coraz większym stopniu odgrywa ważną rolę w koordynacji operacji dyspozytorskich urządzeń sterujących przepływem mocy, w celu maksymalizacji wykorzystania systemu elektroenergetycznego. W referacie [20] opisano narzędzia programowe do wspomaganie decyzji dyspozytorskich, które umożliwi skoordynowaną kontrolę i dyspozycję kilku urządzeń PFC. Ponadto narzędzie to umożliwi dyspozytorom optymalizację wykorzystania technologii PFC z naciskiem na maksymalizację ilości energii odnawialnej, która może być transportowana w sieci. Rozwój tego narzędzia stanowi znaczący postęp w dwóch głównych obszarach: świadomości sytuacyjnej i optymalizacji urządzeń PFC. Opisano m.in. wstępne wyniki zastosowania tego narzędzia programowego.

W referacie [21] przedstawiono kompletny schemat regulatora, który łączy HVDC zapewnia funkcjonalności mające na celu poprawę stabilności otaczającej sieci. Struktura regulatora składa się z czterech członów: kontrolera różnicy kątów ADC (ang. Angle Difference Control), członu tłumienia oscylacji mocy POD (ang. Power Oscillation Damping), członu wyzwalanej kompensacji mocy TPC (ang. Triggered Power Compensation) oraz członu aktywowanego różnicą częstotliwości FAC (Frequency difference-Activated) – rysunek 9.

Działanie członu TPC ma na celu wprowadzenie predefiniowanego profilu mocy po wykryciu zakłócenia w sieci; jeśli zakłócenia nie można zidentyfikować, człon FAC może wstrzyknąć szybką kompensację mocy proporcjonalnie do różnicy częstotliwości, pokonując ograniczenia członu POD. Człon TPC i FAC zostały zaprojektowane tak, aby nie zakłócać działania kontrolera różnicy kątów ADC, którego najważniejszym celem jest wypracowanie ustalonej wartości odniesienia mocy łącza HVDC. Autorzy podkreślają, że praktyczna realizacja członów TPC i FAC wiąże się z kosztami infrastruktury do kontroli rozległego obszaru. W referacie pokazano również możliwość zastosowania tej koncepcji na wielkoskalowej symulacji rzeczywistego



Rys. 8. Schemat działania wykorzystującej sztuczną inteligencję nowej funkcji VQC systemu ISC [17]



Rys. 9. Proponowana struktura regulatora zapewniająca wsparcie otaczającej sieci AC [21]

systemu (na przykładzie łącza HVDC Francja-Hispania), a także zaprezentowano wynik testów algorytmów w środowisku HIL (ang. Hardware-In-the-Loop).

Autorzy referatu [22] skupiają się na kwestiach zwiększania odporności operacyjnej, które są głównie związane z wykrywaniem i łagodzeniem ekstremalnych zdarzeń w serbskim systemie elektroenergetycznym. Autorzy przedstawiają również szersze działania rozwojowe mające na celu zwiększenie odporności operacyjnej systemu przesyłowego Serbii (EMS) oraz wyniki ich wdrożenia.

W referacie [23] opisano system OPENVQ, który analizuje stan systemu elektroenergetycznego i optymalizuje działania sterujące w celu zmniejszenia strat przesyłu i poprawy stabilności napięcia. System OPENVQ wykonuje dwie analizy – analizę opartą na przewidywaniach oraz analizę w czasie rzeczywistym. Analiza oparta na przewidywaniach tworzy harmonogram zoptymalizowanych działań sterujących i rozkładu napięcia dla przyszłego stanu sieci. Analiza w czasie rzeczywistym ma na celu walidację działania sterującego i profilu napięcia zaplanowanego, na podstawie analizy opartej na prognozach pod względem stabilności napięcia i zmniejszenia strat przesyłowych. Opisano również

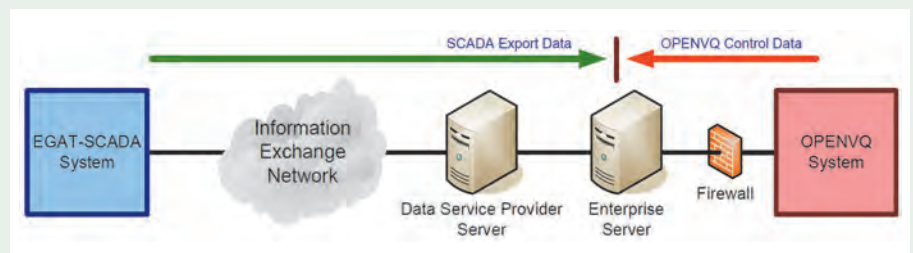
konfigurację systemu OPENVQ w połączeniu z istniejącym systemem EGAT-SCADA, a także przepływ danych pomiędzy EGAT-SCADA a systemem OPENVQ – rysunek 10. Ponieważ system OPENVQ można łatwo podłączyć do systemów w innych krajach, autorzy przewidują rozszerzenie systemu np. na Sieć Energetyczną Stowarzyszenia Narodów Azji Południowo-Wschodniej (ASEAN).

Narzędzie do analizy transgranicznych ofert rynkowych (opracowane w celu uniknięcia naruszenia ograniczeń bezpieczeństwa) przedstawili autorzy referatu [24]. Szereg nadchodzących zmian zarówno w systemie fizycznym, jak i warunkach rynkowych zmotywowało ich do przeprojektowania praktyk bilansowania energii elektrycznej stosowanych na obszarze Nordics (Dania, Finlandia, Norwegia i Szwecja). Algorytm

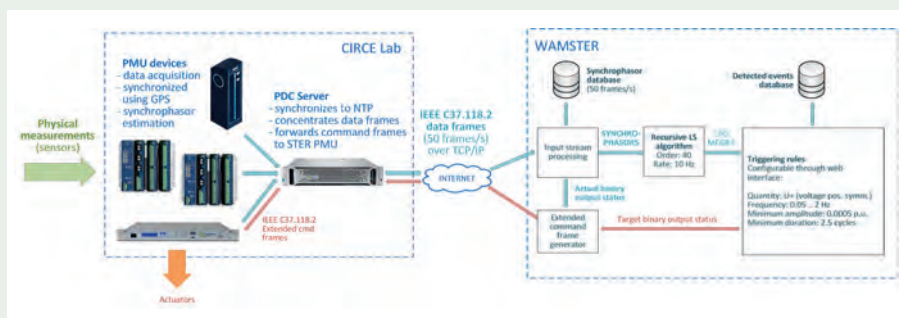
narzędzia do filtrowania ofert oparty na obliczeniach optymalnego przepływu mocy jest w fazie rozwoju i jest obecnie testowany. Wstępne wyniki pokazują, że oprogramowanie jest w stanie rozróżnić oferty, które można bezpiecznie aktywować oraz oferty, które należy pominąć. Identyfikowane są również oferty, które są niezbędne dla bezpieczeństwa systemu.

Obecnie regulacja napięcia w hiszpańskim systemie przesyłowym opiera się na stałych instrukcjach, które zarządcy sieci wydają przez telefon, e-mail, a nawet pocztą tradycyjną. W referacie [25] zaproponowano regulację napięcia w czasie rzeczywistym opartą na wartościach zadanych, obliczonych w celu optymalizacji profilu napięciowego węzłów wiodących sieci przesyłowej. Taka regulacja ma na celu rozwiązanie nowych wyzwań systemu elektroenergetycznego, w szczególności jego rosnącej dynamiki pod względem elastyczności wytwarzania, połączeń międzynarodowych, zapotrzebowania, zużycia własnego i magazynowania. W referacie zaproponowano również nowy projekt rynku strefowego, mający na celu zachęcenie producentów energii do oferowania całego dostępnego zakresu mocy biernej źródeł, a nie jedynie zakresu obowiązkowego.

W jednym z najciekawszych referatów sesji C2 [26] przedstawiono działające w czasie rzeczywistym rozległe laboratorium PMU, służące do testowania algorytmów wykrywania oscylacji mocy w systemie elektroenergetycznym. Realistyczne laboratoryjne środowisko rozległe stworzono poprzez połączenie przez Internet dwóch odległych laboratoriów – laboratorium CIRCE Lab w Hiszpanii, które łączyło kilka pakietów z PMU w jeden, a następnie skumulowany pakiet wysyłało przez



Rys. 10. Przepływ danych pomiędzy EGAT-SCADA a systemem OPENVQ [23]



Rys. 11. Struktura laboratorium PMU – laboratorium CIRCE Lab w Hiszpanii i laboratorium WAMSTER w Chorwacji [26]

publiczny Internet do drugiego laboratorium – laboratorium WAMSTER w Chorwacji – rysunek 11.

Korzystając z tej konfiguracji i używając algorytmów działających na serwerze w laboratorium WAMSTER w Chorwacji udało się wykrzyć oscylacje mocy. Testy HIL (ang. Hardware-In-the-Loop) oraz walidację algorytmów oscylacji mocy umożliwił cyfrowy symulator czasu rzeczywistego typu RTDS



Rys. 12. Widok laboratorium CIRCE Lab w Hiszpanii wraz z symulatorem RTDS [26]

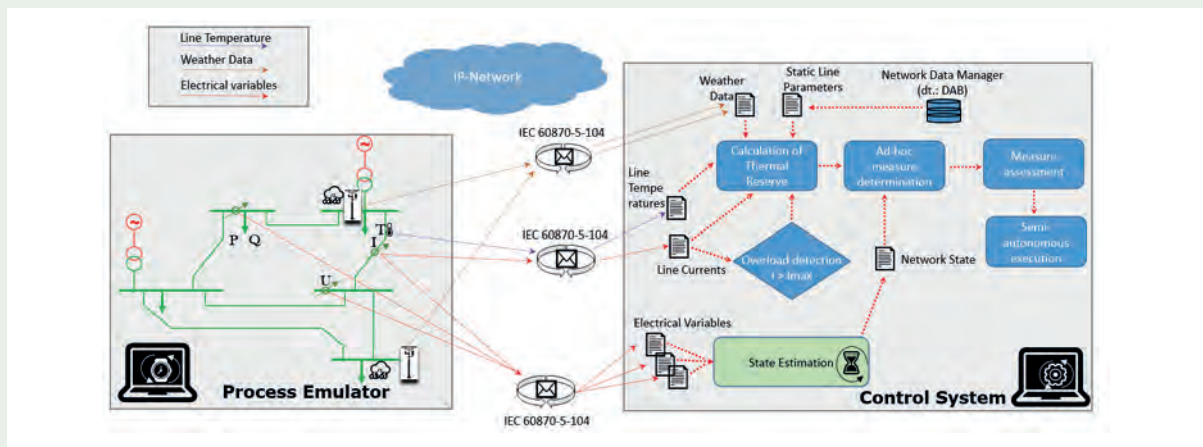
(ang. Real Time Digital Simulator), znajdujący się w laboratorium CIRCE w Hiszpanii (rys. 12). W RTDS zaimplementowano model systemu i generowano różnego rodzaju zakłócenia, które były przydatne do debugowania algorytmów, oszczędzając czas na ostateczną implementację w rzeczywistym systemie. Struktura przedstawionego laboratoryjnego środowiska rozległego jest bardzo korzystna do projektowania i testowania algorytmów podatnych na opóźnienia w komunikacji, a także inne problemy z komunikacją, których można się spodziewać w rzeczywistych systemach elektroenergetycznych, a więc zapewnia duży realizm wykonywanych testów.

W referacie [27] przedstawiono wyniki niemieckiego projektu R&D WindNODE1 prowadzonego w ramach programu niemieckiego Federalnego Ministerstwa Gospodarki i Energii. Nadrzędnym celem projektu było opracowanie środowiska testo-

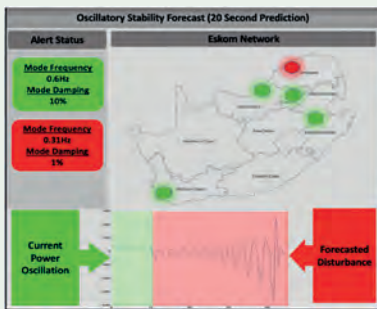
wego, umożliwiającego sprawdzenie działania innowacyjnych narzędzi wspomagających pracę dyspozytorów z uwzględnieniem mechanizmu rynku usług systemowych, w szczególności w zakresie zarządzania ograniczeniami sieciowymi.

W referacie [28] opisano narzędzie wspomagające podejmowanie decyzji przez dyspozytorów. Narzędzie uwzględnia nie tylko parametry napięcia i mocy biernej, ale także ograniczenia termiczne i wykorzystuje bezwładność cieplną linii. Proces wspomaganie decyzji realizowany jest w środowisku Control System, które przedstawiono w prawej części rysunku 13 – różne dane wejściowe są analizowane w celu wykrycia przeciążeń, obliczenia rezerwy cieplnej i określenia odpowiednich środków doraźnych. W celu przetestowania narzędzia, dane wejściowe są symulowane i okresowo wprowadzane do systemu sterowania przez emulator procesu (ang. Process Emulator, lewa część rysunku 13).

Emulator procesu i środowisko systemu sterowania są połączone za pośrednictwem sieci IP i mogą komunikować się za pomocą protokołu IEC 60870-5-104. W celu określenia rezerwy cieplnej oceniane są dane pogodowe i parametry linii, tak aby określić czas niezbędny dyspozytorowi systemu na zmniejszenie przeciążeń. Zaprezentowane w referacie narzędzie wspomagające daje operatorowi czas na wdrożenie trwalszych i bardziej wyrafinowanych środków zaradczych w danej sytuacji. Koncepcja pokazuje, że koordynacja elektrotermiczna sieci wraz



Rys. 13. Emulator procesu służący do testów narzędzia wspomagającego podejmowanie decyzji [28]

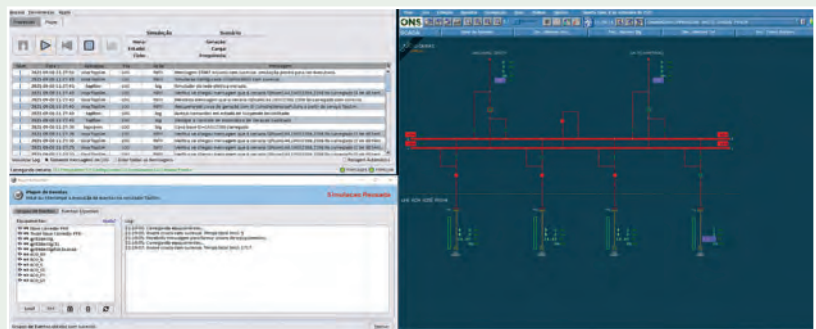


Rys. 14. Przykład alertu (wygenerowanego przez sieć neuronową) w pomieszczeniu dyspozytora, widoczne pięć lokalizacji PMU w południowoafrykańskim systemie elektroenergetycznym [29]

z wprowadzeniem środków naprawczych ma tę zaletę na korzyść środków zapobiegawczych, że lepiej wykorzystuje dostępne pojemności termiczne sieci.

Referat [29] przedstawia model sieci neuronowej oparty na algorytmie LSTM (ang. Long Short-Term Memory), który w celu przewidywania zakłóceń w południowoafrykańskim systemie elektroenergetycznym został „nauczony” za pomocą danych historycznych. W referacie przedstawiono wykorzystanie rzeczywistych danych z PMU w nadzorowanym algorytmie uczenia maszynowego do przewidywania zakłóceń małosygnałowych występujących w sieci. Proponowane podejście polegało na oznaczeniu rzeczywistego zakłócenia, a następnie za pomocą okna danych z PMU przed zakłóceniem, wytrenowaniu i przetestowaniu dokładności przewidywania tego zakłócenia. Zbadano kilka algorytmów uczenia maszynowego, a algorytm LSTM okazał się najskuteczniejszy – prognoza stabilności LSTM przy użyciu danych PMU wykazała obiecujące wyniki, osiągając 80% dokładność przy dwudziestu iteracjach otrzymanych na podstawie danych z pięciu bardzo oddalonych PMU. Widok przykładowego alertu (wygenerowanego przez sieć neuronową) w pomieszczeniu dyspozytora przedstawiono na rysunku 14.

W ostatnim referacie dotyczącym tematyki PS1 [30] opisano metodykę przygotowania „use cases’ów” do szkolenia brazylijskich dyspozytorów oraz korzyści



Rys. 15. Widok symulatora wraz z ekranem wybranego scenariusza odbudowy systemu [30]

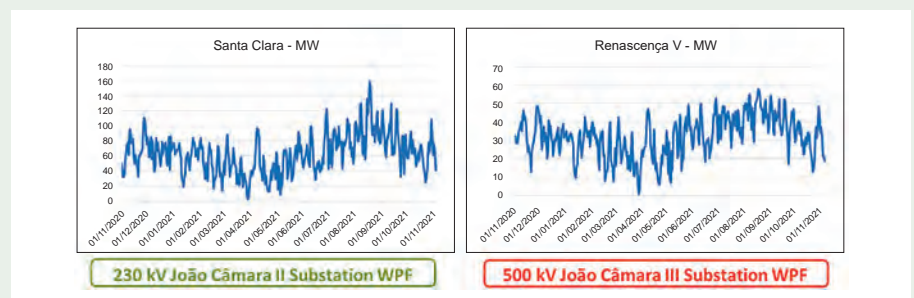
i skuteczność proponowanego podejścia. Wykorzystując zaproponowaną w referacie metodykę wykazano, że sesje szkoleniowe oparte na symulatorze (rys. 15) są odpowiednie do nauczania procedur pracy systemu. Interaktywny aspekt szkolenia sprawił, że wzbudził on zainteresowanie treścią u większości szkolonych. Umożliwienie dyspozytorowi wizualizacji, jakie scenariusze mogą mieć miejsce, pozwoliło na uzyskanie świadomości sytuacyjnej działań podejmowanych podczas szkolenia.

Strategie planowania operacyjnego, metodyka i narzędzia wspierające

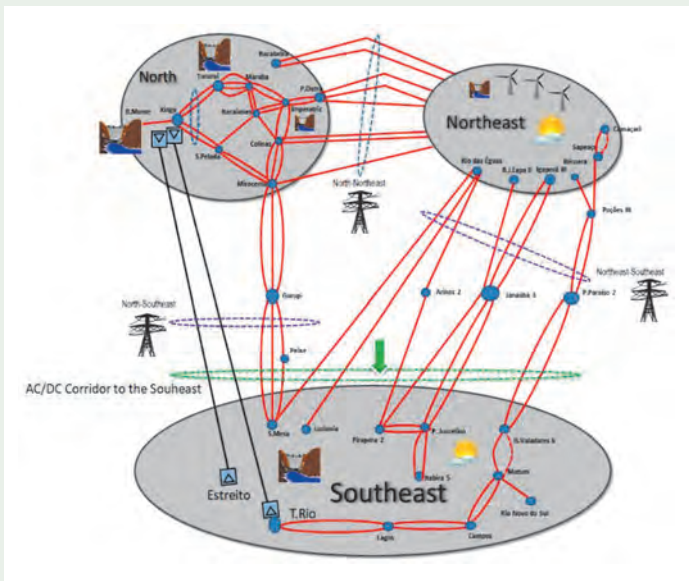
W pierwszym referacie z zakresu tematycznego PS2 [31] przedstawiono wnioski wyciągnięte z ostatnich ekstremalnych incydentów w brazylijskim systemie elektroenergetycznym oraz sugestie dotyczące poprawy odporności tego systemu na przyszłe zdarzenia. Autorzy referatu są zdania, że o odporność systemu elektroenergetyczne

go powinni zabiegać wszyscy interesariusze tego sektora, a plany reagowania powinny być opracowywane i wykonywane wspólnie, przez wszystkich zaangażowanych. Operatorzy systemu muszą posiadać w swojej kadrcie zawodowej specjalistów z zakresu meteorologii, a także umowy z ośrodkami badawczymi/institutami, które zapewnią będą operatorowi systemu łatwy dostęp do danych meteorologicznych i środowiskowych. Ponadto obowiązkowym wyposażeniem powinno stać się oprogramowanie do modelowania prawdopodobnego stanu elementów sieci, które nie są bezpośrednio monitorowane.

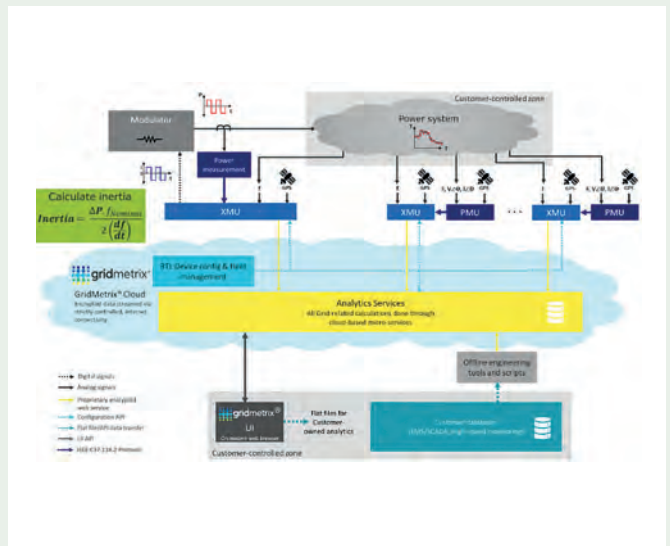
Referat [32] opisuje proces wdrożenia farm wiatrowych w skoordynowany proces odbudowy systemu elektroenergetycznego Brazylii. Przedstawiono niektóre wyniki związane z syntetyczną inercją farm wiatrowych, a także oceną konfiguracji sieci z uwzględnieniem wyników wyłączenia i ponownego załączania tych farm. Autorzy referatu rozważają sposób, w jaki farmy wiatrowe powinny uczestniczyć w procesie odbudowy systemu oraz jak powinna



Rys. 16. Zmienność mocy generacji wiatrowej – pomiary z brazylijskich podstacji João Câmara II (230 kV) i João Câmara III (500 kV) [32]



Rys. 17. Połączenia w brazylijskim systemie elektroenergetycznym [33]



Rys. 18. Architektura chmurowego układu pomiaru i analizy inercji systemu elektroenergetycznego [34]

wyglądać procedura załączania farm. Referat zawiera również analizę statystyczną brazylijskiej energetyki wiatrowej (rys. 16), dotyka problemu przyczyn jej niedostępności, a także przedstawia wskaźnik dyspozycyjności parków wiatrowych.

W referacie [33] przedstawiono połączenia międzysystemowe w Brazylii oraz wyzwania związane z planowaniem zdolności przesyłowych hybrydowego korytarza AC/DC Północ – Południowy Wschód (rys. 17). Zaprezentowano także specjalne schematy zabezpieczeń SPS (ang. Special Protection Scheme) wprowadzone przez operatora dla systemu AC (równoległego do DC), tak aby system AC mógł kontynuować pracę podczas wyłączenia jednego z łącz DC – HVDC *Xingu-Estreiro* lub HVDC *Xingu-Rio* (rys. 17). Oba łącza DC to bipolarne linie HVDC o długości odpowiednio 2050 km i 2500 km, napięciu +/- 800 kV, każde o mocy 4000 MW. Przedstawione działania koncentrowały się na procedurach operacyjnych, kontroli systemu i schematach SPS, tak aby umożliwić większe wykorzystanie sieci przy zachowaniu wystarczającego poziomu bezpieczeństwa eksploatacji. W referacie tym wykazano kluczowe znaczenie znajomości sezonowego przesyłu energii elektrycznej na duże odległości w celu

optymalizacji wykorzystania źródeł odnawialnych oraz potrzebę zaprojektowania odpowiedniego SPS dla każdej większej sytuacji awaryjnej.

Referat [34] przedstawia bardzo ciekawe badania układu do bezpośredniego pomiaru inercji systemu elektroenergetycznego, poprzez pomiar jego odpowiedzi na wzbudzenie modulatorem. Proponowana technika pomiaru inercji została wykorzystana podczas 21-dniowej sesji pomiarowej systemu elektroenergetycznego wyspy u wybrzeży Wielkiej Brytanii, gdzie występowały duże zakłócenia częstotliwości oraz duże wartości RoCoF (ang. Rate of Change of Frequency). Widok układu pomiarowego przedstawiono na rysunku 18, a poniżej wymieniono jego główne elementy.

- Modulator – bank obciążenia mogący wytworzyć prostokątną modulację mocy w określonym pasmie częstotliwości przez okres od 0,5 do 10 sekund. Częstotliwość modulacji jest specyficzna dla sieci i zależy od rozmiaru/impedancji sieci, a także pojemności i typowej inercji. Ponieważ szczytowe zapotrzebowanie przedstawionej wyspy wynosi około 20 MW, wykorzystano zespół obciążenia o mocy 100 kW, ale zwykle działał on z mocą 15 kW.

- XMU (ang. eXtensible Measurement Unit) – urządzenia dokładnie mierzące parametry systemu elektroenergetycznego, takie jak faza napięcia i częstotliwość. Urządzenia te przesyłają dane bezpośrednio do chmury za pośrednictwem połączenia internetowego.
- Platforma analityczna oparta na chmurze – kluczowa technologia pomiaru inercji, w której dane są gromadzone, przechowywane i analizowane. Platforma zapewnia również interfejs użytkownika do wyświetlania istotnych informacji o dyspozytorowi.

Wstępne wyniki wykazały, że modulator nadaje się do pomiarów inercji, a uzyskane wartości inercji systemu wyspy pozwoliły zapobiec zdarzeniom RoCoF większym niż 0,6 Hz/s. Dane te były również kluczowe dla dostrojenia modeli bardzo starych generatorów znajdujących się na wyspie. Pomiar inercji pozwolił również na aktualizację procedur operacyjnych w taki sposób, aby zminimalizować ryzyko odłączenia klientów podczas zdarzeń związanych z częstotliwością. W kontynentalnej części Wielkiej Brytanii uruchamiany jest podobny system pomiaru inercji, w którym jako modulator zastosowano największą na świecie instalację ultrakondensatorów.

Referat [35] dotyczy wykorzystania w USA narzędzia do redukcji modelu sieci dystrybucyjnej w celu skutecznego zidentyfikowania „praktycznie optymalnego” rozmieszczenia PMU i zapewnienia obserwowalności dla liniowego estymatora stanu sieci dystrybucyjnej DSLE (ang. Distribution Linear State Estimator). W miarę integracji odnawialnych źródeł energii w sieci dystrybucyjnej, coraz bardziej niezbędna staje się potrzeba świadomości sytuacyjnej stanu sieci w czasie rzeczywistym. Funkcja DLSE umożliwia wgląd w stan aktywnej sieci dystrybucyjnej z bardzo wysoką rozdzielczością czasową. Jednakże przygotowanie funkcji DLSE wymaga właściwego rozmieszczenia jednostek PMU w całej sieci oraz wysokiej jakości modelu sieci dystrybucyjnej. Biorąc pod uwagę rozmiar tej sieci oraz wysiłek wymagany do uzyskania dokładnego modelu, kluczowe znaczenie ma automatyzacja tego procesu. Przedstawione w referacie narzędzia pomagają znacznie zredukować zarówno czas jak i zasoby wymagane do redukcji modelu i właściwego rozmieszczenia PMU.

Zdaniem autorów referatu [36], w poprawie stabilności systemów elektroenergetycznych z dużym udziałem OZE skuteczniejsze od tradycyjnego planowania rozbudowy infrastruktury przesyłowej jest planowanie operacyjne. Co więcej, im wcześniej za sprawą wdrażania magazynów energii, kompensatorów synchronicznych i układów HVDC VSC, zostanie „zbudowany” punkt przegięcia (ang. inflection point, rys. 19), tym bardziej zintegrowane

w systemie zostaną odnawialne źródła energii. Chiński system elektroenergetyczny jest dobrym przykładem i odzwierciedla ogólne problemy operacyjne sieci w większości krajów, a cel, jakim jest wysoka penetracja OZE, ma charakter globalny. Zjawisko i istotę stabilności w systemie elektroenergetycznym o dużym udziale energii odnawialnej doskonale podsumowuje rysunek 20.

Niektóre kraje Unii Europejskiej, takie jak Dania, Wielka Brytania, Francja i Niemcy osiągnęły wysoki udział energii odnawialnej w 2021 roku, jednak inne kraje, w tym m.in. Chiny, mają ten udział dużo niższy. Innowacje i inwestycje (w magazyny energii, kompensatory synchroniczne i układy HVDC VSC) mają zasadnicze znaczenie dla zwiększenia mocy generacji OZE w systemie elektroenergetycznym.

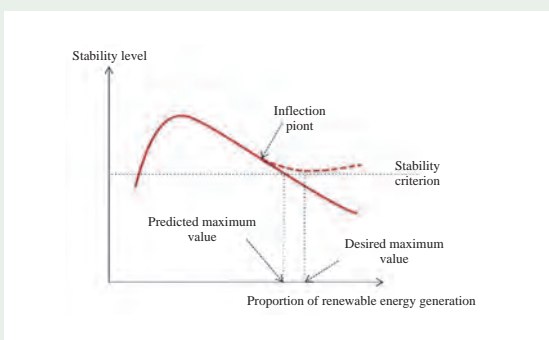
W referacie [37] przedstawiono analizę wpływu charakterystyki zdolności elektrowni wiatrowej do pracy podczas zwarcia (charakterystyka FRT – ang. Fault Ride-Through) na przepięcia w systemie przesyłowym. Autorzy przedstawili szereg wniosków, zaleceń i sugestii mających wpływ na zwiększenie tłumienia wymienionych przepięć (zaleca się m.in. zwiększenie mocy czynnej turbin, zmniejszenie mocy biernej oraz poprawę odzysku mocy czynnej w odpowiednich zakresach). Przedstawiono również propozycję optymalizacji charakterystyki FRT.

Referat [38] opisuje wyzwania i rzeczywiste problemy operacyjne związane eksploatacją wyspowego systemu elek-

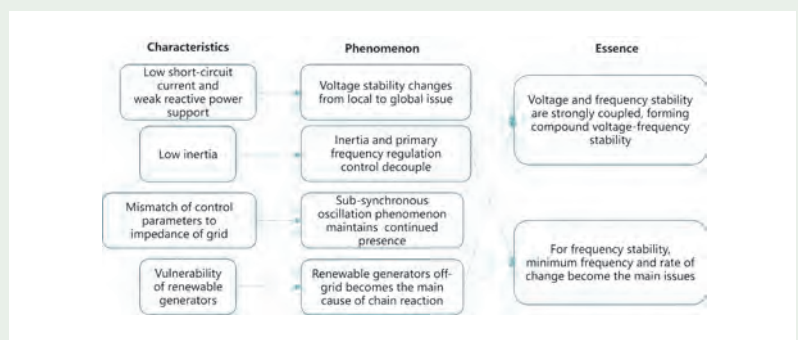
troenergetycznego Australii Południowej – systemu charakteryzującego się niskim zapotrzebowaniem. Podano również przykłady potencjalnych rozwiązań wymienionych problemów na podstawie wyników badań przeprowadzonych w rzeczywistym systemie elektroenergetycznym.

Referat [39] opisuje nowatorski proces planowania trójnej regulacji częstotliwości w systemie Indii, skoordynowany przez SCED (ang. Security Constrained Economic Dispatch). Autorzy przedstawili przykłady, a także doświadczenia z rzeczywistej eksploatacji, które pokazują znaczną poprawę efektywności dysponowania rezerwami trójnymi (lepsze oszacowanie ilości rezerw). Kolejnym wyzwaniem przedstawionym przez autorów jest fakt, że operator systemu ma obecnie do dyspozycji tylko nieplanowane moce wytwórcze, co powoduje, że w niektórych sytuacjach odpowiednia rezerwa nie jest dostępna. W związku z powyższym zaproponowano nowe rynkowe produkty pomocnicze i zakup rezerw, a średnia wydajność planowania rezerw regulacji trójnej poprawiła się z około 55% do około 93% przy nowej implementacji – rysunek 21.

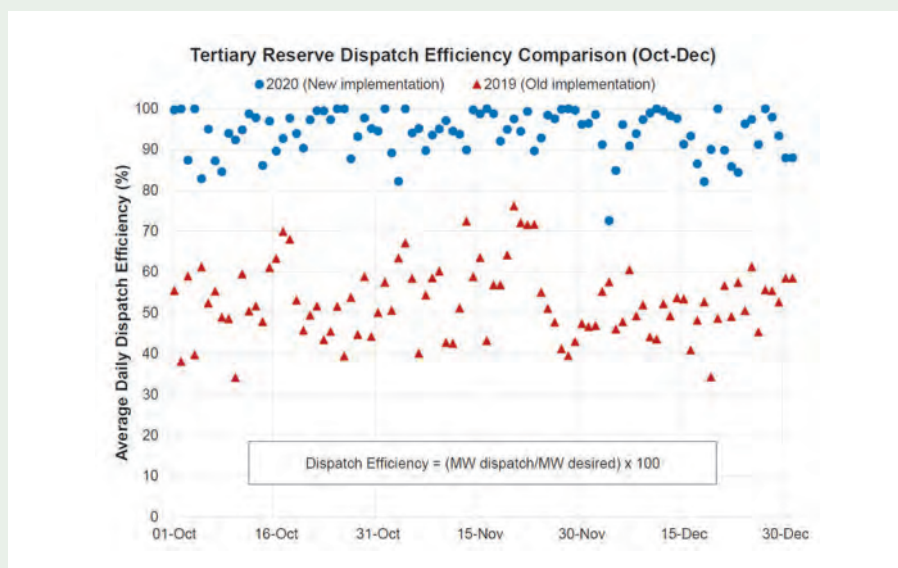
W referacie [40] omówiono doświadczenia związane z integracją dużych ilości danych telemetrycznych czasu rzeczywistego z rozproszonych źródeł energii odnawialnej w południowej sieci regionalnej Indii. Referat przedstawia również doświadczenia związane z utworzeniem dedykowanego Centrum Zarządzania Energią Odnawialną REMC (ang. Renewable



Rys. 19. Punkt przegięcia stabilności systemu elektroenergetycznego z wysokim udziałem źródeł odnawialnych [36]



Rys. 20. Zjawisko i istota stabilności w systemie elektroenergetycznym o dużym udziale energii odnawialnej [36]



Rys. 21. Średnia wydajność planowania rezerw regulacji trójnej – poprawa z około 55% przy wcześniejszej implementacji do około 93% z nową implementacją [39]

Energy Management Centre) i wykorzystaniem danych SCADA (zarówno w czasie rzeczywistym, jak i historycznych) dla zapewnienia lepszego prognozowania źródeł odnawialnych. Dostępność informacji o aktualnym wytwarzaniu oraz prognozowanym wytwarzaniu energii odnawialnej pomogła operatorowi systemu w zarządzaniu siecią, jednak autorzy zauważają, że wciąż istnieją dalsze obszary, w których można poprawić funkcjonowanie REMC.

Referat [41] opisuje problemy związane z estymacją stanu holenderskiego systemu dystrybucyjnego oraz jak obliczany pseudopomiar może pomóc w przypadku małej dostępności rzeczywistych pomiarów w systemach dystrybucyjnych. W pracy przedstawiono działanie algorytmu ważonej metody najmniejszych kwadratów. Algorytm ten jest obecnie wdrażany i testowany w holenderskich sieciach SN składających się głównie z kabli podziemnych.

Referat [42] omawia potencjalne ulepszenia systemów wspomaganie decyzji dotyczących ogólnoeuropejskiego i regionalnego planowania operacyjnego, przedstawiając wnioski wyciągnięte z wydarzeń takich jak m.in. zakłócenie z dnia 8 stycznia 2021 r. Zakłócenie to wystąpiło w obszarze synchronicznym Europy kontynentalnej i doprowadziło do podziału obszaru na

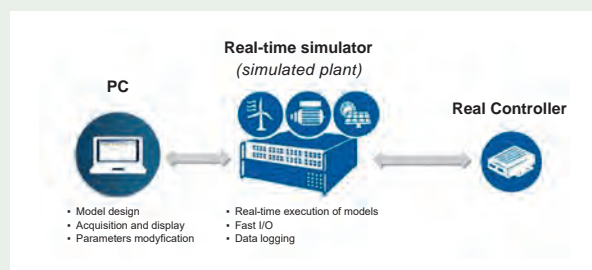
dwa odrębne podobszary synchroniczne. W artykule opisano ponadto jak Operatorzy Systemów Przesyłowych i Regionalni Koordynatorzy Bezpieczeństwa (RSC – ang. Regional Security Coordinators) rozwinęli się w ramach koordynacji regionalnej oraz jak wpłynęły na nich zmiany w europejskich regulacjach.

Wykorzystanie metod uczenia maszynowego (ML) do identyfikacji czynników ryzyka związanych z warunkami pracy systemu elektroenergetycznego, które mogą prowadzić do blackout'ów, opisali autorzy pracy [43]. Aby działać w czasie zbliżonym do rzeczywistego, zaproponowano estymator ryzyka, który zamiast pomiarów w czasie rzeczywistym o wysokiej rozdzielczości, wykorzystuje do prognozowania wyłącznie statyczne wyniki przepływu mocy. Zaproponowany estymator umożliwia znacznie szybsze i dokładniejsze prze-

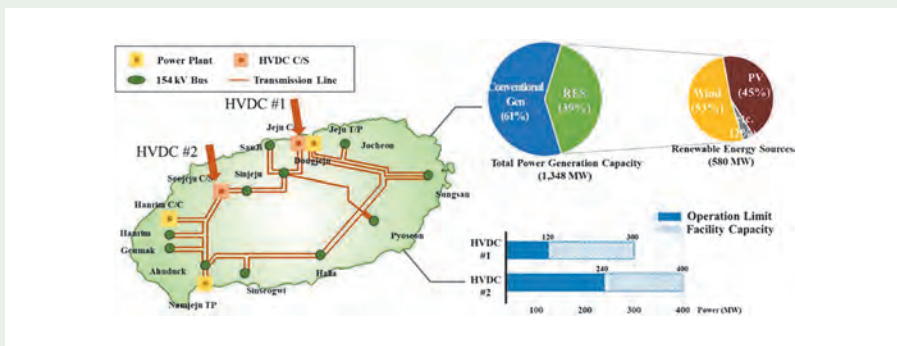
widywanie ryzyka związanego z warunkami operacyjnymi. Estymator ten może być również narzędziem wspomagającym podejmowanie decyzji przez operatorów systemów w celu poprawy i monitorowania bezpieczeństwa operacji przed możliwymi poważnymi zakłóceniami, mogącymi spowodować awarię.

Referat [44] przedstawia pierwsze eksperymentalne wyniki europejskiego projektu FLEXITRANSTORE dotyczącego analizy i oceny metodyki poprawy elastyczności systemu elektroenergetycznego w obecności dużej liczby źródeł energii odnawialnej. W referacie przedstawiono m.in. pilotażową implementację wyników projektu w greckiej sieci elektroenergetycznej, tak aby zapewnić ewolucję tej technologii do wysokiego poziomu gotowości technologicznej. Przedstawiono również symulacje i testy, w tym z wykorzystaniem symulatora czasu rzeczywistego OPALRT (rys. 22), podczas których został przetestowany innowacyjny sterownik. Celem pracy sterownika było zapewnienia usług elastyczności przez elektrownię wiatrową, promując nowe modele biznesowe dla OZE.

W referacie [45] przedstawiono analizę wpływu baterijnego magazynu energii oraz kompensatora synchronicznego z kołem zamachowym na stabilność częstotliwościową wyspowego systemu elektroenergetycznego z połączeniami HVDC z lądem stałym. W referacie przedstawiono badania charakterystyki odpowiedzi zasobów systemu wyspowego, które przeanalizowano za pomocą symulacji systemu największej wyspy Korei Południowej – wyspy Jeju. Połączenia HVDC z lądem stałym (rys. 23) dostarczają ponad 70% energii do tej wyspy. Charakterystykę mocy każdego zasobu zweryfikowano za pomocą symulacji w dziedzinie czasu. W szczególności



Rys. 22. Architektura systemu do testów rzeczywistego kontrolera w pętli zamkniętej (HIL) z wykorzystaniem symulatora czasu rzeczywistego typu OPAL-RT [44]



Rys. 23. Konfiguracja zasobów generacji oraz połączeń HVDC systemu koreańskiej wyspy Jeju [45]

dokonano analizy przypadku, który niekorzystnie wpływa na przywrócenie częstotliwości systemu Jeju z powodu zakłóceń sterowania zachodzących pomiędzy magazynem energii a HVDC. W referacie potwierdzono, że interferencje sterowania magazynem energii i HVDC mogą zostać usunięte poprzez poprawę trybu pracy magazynu. Klasyfikacja odpowiedzi częstotliwościowej przedstawiona w referacie może być wykorzystana m.in. do zaprojektowania właściwego rozmieszczenia magazynów energii oraz kompensatorów synchronicznych w celu zapewnienia stabilności częstotliwościowej.

Autorzy referatu [46] proponują opartą na probabilistycznej technice planowania operacyjnego na rok następny dla systemu elektroenergetycznego z wielkoskalowymi źródłami energii odnawialnej. Zaproponowana w referacie innowacyjna metoda Multi-Situations pozwala na generowanie wiedzy o systemach przesyłowych i ich zachowaniu podczas planowych wyłączeń. Wyniki działania tej metody pozwalają zidentyfikować korzystne okresy pracy systemów elektroenergetycznych, jednak zanim metodę tę będzie można zastosować na szeroką skalę, należy stawić czoła jeszcze kilku wyzwaniom.

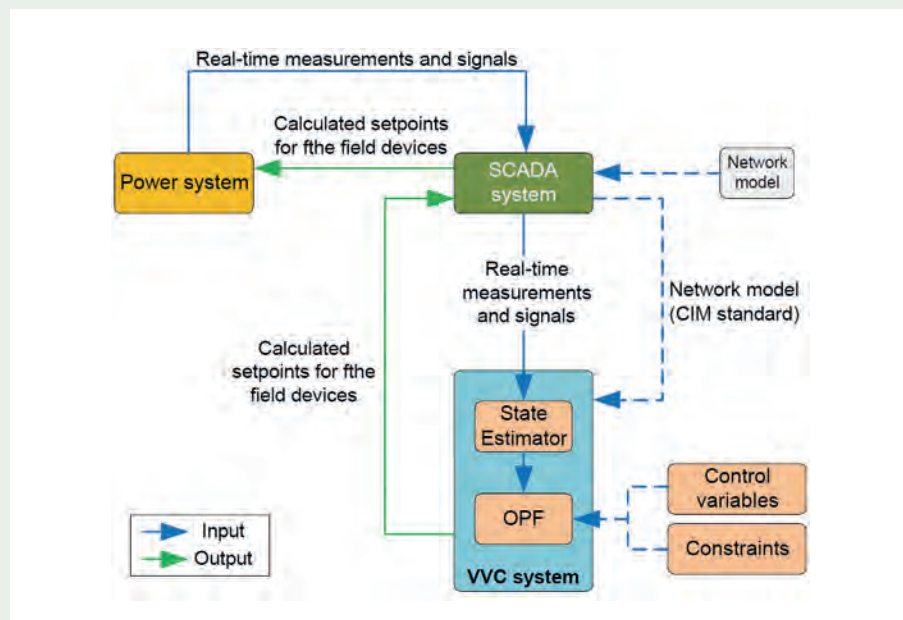
W referacie [47] opisano implementację systemu VVC (ang. Volt Var Control) w systemie przesyłowym, którego operatorem jest HOPS (operator systemu przesyłowego w Chorwacji). Zaletą systemu VVC (rys. 24) jest możliwość jego pracy (regulacji napięcia i mocy biernej) w pętli zamkniętej, bez ingerencji operatora/

dyspozytora. Operator systemu przesyłowego jest jednak świadomy możliwych zagrożeń i z tego powodu HOPS początkowo opowiedział się za bezpieczniejszym podejściem i najczęściej stosował tryb półautomatyczny, który jest dodatkowo kontrolowany przez dyspozytora/operatora. Działanie systemu VVC polega na optymalizacji, w której uwzględnia się sterowanie urządzeniami sieciowymi, takimi jak zmiana położenia przełącznika zaczepek lub zmiana zadanych wartości i mocy biernej są ustawiane odpowiednio do dostępnych urządzeń regulacyjnych

objętych optymalizacją. Referat zawiera również informacje na temat praktycznych doświadczeń z wykorzystaniem systemu VVC.

Referat [48] przedstawia potencjalne zastosowania i korzyści ekonomiczne wynikające z technologii rozproszonych elastycznych systemów przesyłu prądu przemiennego DFACTS (ang. Distributed Flexible Alternating Current Transmission Systems). W referacie przedstawiono technologię DFACTS opracowaną do implementacji w różnych lokalizacjach systemu elektroenergetycznego Kolumbii. Opisano również analizę kosztów i korzyści wynikające z zastosowania DFACTS, a także regulacyjny punkt widzenia technologii DFACTS.

Trzy ostatnie referaty PS2 [49-51] dotyczą tematyki wykorzystania sieci neuronowych i algorytmów wyszukiwania genetycznego m.in. do prognozowania mocy wytwórczych w systemie elektroenergetycznym oraz identyfikacji optymalnej topologii sieci. Dla przykładu, przedstawiony w referacie [50] algorytm genetyczny, optymalizuje topologię sieci pod kątem minimalizacji strat mocy czynnej. Algorytm ten charakteryzuje się szybką zbieżnością oraz dużą dokładnością.



Rys. 24. Struktura systemu Volt Var Control – VCC [47]

REFERATY KOMITETU STUDIÓW C2

- [1] C2-10198. Stuart W. A. Clark, Douglas H. Wilson, Karine Hay, Anna Blackwell, *Operational Metering, forecast & validation of effective Area Inertia*.
- [2] C2-10199. Christopher Salter, Michael Kenny, Dozie Nnabuife, Peter Chandler, Dieter Gutschow, *Development and validation of new organizational Models and Systems for DER led Restoration*.
- [3] C2-10224. Mladen Kezunovic, Zoran Obradovic2, Yi Hu3, *Automated System-wide Event Detection and Classification Using Machine Learning on Synchronphasor Data*.
- [4] C2-10230. Yidan Lu, Yuan Kong, Feng Tu, *A KDE-based Methodology for PMU Data Management and Real-time Event Detection*.
- [5] C2-10352. J.P. Viebahn, M. Naglic, A. Marot, B. Donnot, S.H. Tindemans, *Potential and challenges of AI-powered decision support for short-term system operations*.
- [6] C2-10402. Chen Fan, Jianguo Yao, Naichao Chang, Yanping Wu, Guoqing Zhao, Haidong Zhang, Renhui Dou, *Wide-Frequency Measurement Technology for Power Electronics- dominated based Power Systems*.
- [7] C2-10426. The Van Nguyen, Duc Ninh Nguyen, Xuan Duc Dinh, Minh Quang Nguyen, Anh Tuan Nguyen, Thanh Trang Nguyen, *Challenges And Responding To The Booming Of Renewables In Vietnam's Power System*.
- [8] C2-10479. M.M. Hassan, *Experience of development and implementation of SOMS (System Operation Management Software)*.
- [9] C2-10481. M. Venkateshan, Suruchi Jain, *Reactive Power Management and Other Challenges with High Renewable Penetration: Case study of Indian grid*.
- [10] C2-10482. Nitin Yadav, *Impact of Silt on Hydro Stations of Northern part of Indian Power System and Enhancing the Resilience in Grid Operation through near Real Time Silt Monitoring*.
- [11] C2-10484. Shashank TYAGI, *A tool to detect Low frequency power system oscillations in real time using PMU data*.
- [12] C2-10550. M. Popov, N. Kumar, A. Boricic, J. Rueda, M. Tealane, I. Tyuryukanov, M. Naglic, A. Jongepier, E. Wierenga, M. Van Riet, O. Baglaybter, D. Klaar, *Synchronphasor-based Applications to Enhance Electrical System Performance in the Netherlands*.
- [13] C2-10559. M. Govorun, A. Zhukov, E. Satuk, D. Dubinin, Vladimir A. Diyachkov, *Development of Dispatching Monitoring and Control Technology in Russia Based on PMU Data*.
- [14] C2-10565. I.M. Galiaskarov, N.E. Vasilenko, M.Sh. Misrikhanov, V.N. Ryabchenko, Yu.V. Sharov, A.V. Shuntov, *Nonparametric Identification of Events in the Western Siberia Power System Based on Big Data Processing of PMU*.
- [15] C2-10579. Mahendra Patel, Papiya Dattaray, Lakshmi Sundaresh, Sujit Tripathy, Vikas Singhvi, *Re-establishing Functional Observability in a Control Center under Total Loss of Normal Communications using Time-series Clustering*.
- [16] C2-10635. Takayuki Higo, Yuji Hanai, Kiyoshi Tanaka, *Applying Big Data Analytics to Demand Forecast in Island Power Systems towards Large Installation of Renewable Energy*.
- [17] C2-10636. Yuuki Kawaura, Nobutoshi Saito, Daichi Kato, Ryo Yamaguchi, Masaru Takeishi, *Development of New Integrated Stability Control System for Photovoltaics Introduction Expanding Grid Utilizing Artificial Intelligence*.
- [18] C2-10787. Cosimo Pisani, Enrico Maria Carlini, Giorgio Giannuzzi, Salvatore Tessitore, *Wide Area Monitoring and Protection System for interarea oscillations suppression in the Italian power system*.
- [19] C2-10791. Chiara Vergine, Enrico Maria Carlini, Gaetano Pecoraro, Mirko Piazza, Alberto Berizzi2, Davide Falabretti, Valentin Ilea, Andrea Vicario, *Islanded Operation of the HV/MV network: a Dynamic Study based on a Real-Life Experiment Data*.
- [20] C2-10873. Medha Subramanian, Marie Hayden, Marta Val Escudero, Mark Rafferty, Eoin Kennedy, Adrian Kelly, *Development of Innovative Power Flow Controller-compatible RTCA Decision Support Tools for Enhancing Control Centre Operations*.
- [21] C2-10913. Juan Carlos Gonzalez-Torres, Abdelkrim Benchaib, Hind Bekkouri1, Antoine Ghyselinc, Louis Filliot, Antonio Cordon, Luis Coronado, Sergio Martinez, *Transient stability enhancement through the control of embedded HVDC transmission systems. Grid2030 RITSE project*.
- [22] C2-10985. Ninel Cukalevski, Goran Jakupovic, Nikola Obradovic, *Resilience Enhancement Applications in Operational Planning and Control for the TSO of Serbia*.
- [23] C2-10987. Jittipath Triyangkulsri, Nawanat Eua-Anant, *Demonstration Project of Low Carbonization and Advancement by Online Optimized Control of Transmission System Voltage and Reactive Power utilizing ICT*.
- [24] C2-11005. Gerard Doorman, M. Håberg, A. Strømsnes Øverjordet, L. Warland, H. Mæland, Å. Tveite, *Handling intra-zonal constraints in the upcoming European balancing Markets*.
- [25] C2-11032. Juan Julián Peiró, José Luis Presa, Marta Caballero, Javier Quintero, Agustín Díaz-García, Sergio Corredor, Andrés Sainz, Guillermo Juberías, Carmen Longás, Nicolás Santos, Paula Junco, Juan Bola, *New voltage control service and VOLTAIREE project*.
- [26] C2-11034. Aníbal Prada, Eduardo Martínez, José Saldana, Marta Bernal, Noemi Galan, Dalibor Brnobic, Vedran Grudenic, *Testing of Power Oscillation detection algorithm using a Real-Time PMU laboratory*.
- [27] C2-11098. Matthias Mueller-Mienack, André Lehmann, *Training platform for proof of future dispatcher tools*.
- [28] C2-11100. Andreas Kubis, Jan Kemper, *Ad-Hoc Determination and Activation of Remedial Actions in Electro-Thermal System Operations*.
- [29] C2-11128. Teboho Machabe, *Machine Learning Using PMU Data to Predict Small Signal Disturbances*.
- [30] C2-11150. Hannah Maria Vêras Caldeira Angelkorte, *Simulator-based operator training on power system operating procedures*.
- [31] C2-10159. P. Gomes, M. Santos, *Brazilian Power System Operation Under Extreme Operating Conditions – Recent Examples and Proposals to Face Future Challenges*.
- [32] C2-10160. A. Guarani, N. Maciel, L. Duda, *Brazilian Interconnected Power System – Implementation of Wind Power Farm in Restoration Process: Practices and Experience*.
- [33] C2-10161. M. Noli, B. Sessa, J. Camelo, V. Gualter, *Brazil's Embedded HVDC Systems – Operation Planning Challenges*.
- [34] C2-10200. Brian Berry, Antonio Enas, Anna Blackwell, Stewart Reid, *Inertia Measurements in the GB Power System used for operations and planning Improvements*.
- [35] C2-10228. Shikhar Pandey, Heng Chen, Esa Alekski Paaso, Farnoosh Rahmatian, Ali Alvi, *Approach to Distribution PMU Placement and Observability Analysis*.

- [36] C2-10405. Qinyong Zhou, Shanshan Zhao, Libo Zhang, Hailei He, Dan Huang, Haoyue Gong, *Challenges and Countermeasures on Operational Planning with High Penetration of Renewable Energy Sources: Chinese Experience and Prospect.*
- [37] C2-10408. Shiyun Xu, Huadong Sun, Deyang Guo, Boyang Li, Bing Zhao, *Influence of the Fault Ride-Through Control Strategy of Wind Turbines on the Transmission Power of UHVAC/DC.*
- [38] C2-10427. Nilesh Modi, A. Jalali, *Low Demand Operation of a Grid with High Share of Inverter-Based Resources – South Australian Case Study.*
- [39] C2-10487. Saif Rehman, *Implementation of New Dispatch Formulation and Software for Tertiary Frequency Control Reserves in Indian Power System.*
- [40] C2-10488. P. Sarath BABU, *Evolution of Renewable Energy Monitoring Centre in Southern Regional Grid: Experience through Data, Forecasting and Challenges.*
- [41] C2-10548. Sai Suprabhath NIBHANUPUDI, Anton ISHCENKO, Simon TINDEMANS, Peter PALENSKY, *State Estimation in Medium Voltage Distribution Networks using Pseudo Measurements.*
- [42] C2-10554. D. Weiß, U. Zimmermann, J.-F. Gahungu, J. Van Roost, J. Møller Birkebæk, T. Kapetanovic, R. Paprocki, D. Klaar, *Transition to a new regional coordination framework.*
- [43] C2-10680. Mert Karacelebi, Alexandre Oudalov, Yi Wang, Panagiotis Papadopoulos, *Prediction of possible power system blackout risk with machine learning algorithms.*
- [44] C2-10711. Ioannis Gonos, Christos Christodoulou, Christos Dikaiakos, Vassiliki Vita, Elias Zafropoulos, Ekhiotz Zubieta, Giovanna Santamaria, Ngoc Bao Lai, Nicholas Gregory Baltas, Pedros Rodriguez, *Smart Grid Flexibility Solutions for Transmission Networks with Increased RES Penetration.*
- [45] C2-10798. Jaeyeop Jung, Seunghyuk Im, Namki Choi, Byongjun Lee, Hongseok Choi, Jeonghoon Shin, *Quantifying the impact of Synchronous Inertial Response and Fast Frequency Response to Frequency Stability for high share of Renewables in HVDC interconnected Jeju system.*
- [46] C2-10916. Jonathan Baudier, Nathan Castrix, Renaud Delachaux, Alexandre Dupre, Anaïs Gourmelon, *Year-ahead operational planning in an evolving system through multi-situation methods.*
- [47] C2-10942. Renata rubeša, *Practical experience of using fully automated centralized voltage regulation in transmission system.*
- [48] C2-10954. Jorge Gonzalez, *Technical, Regulatory and Economic Development for Distributed Flexible AC Transmission Systems – D-FACTS.*
- [49] C2-10986. Jarudate Vorasee, Somphop Asadamongkol, Somruedee Tipmabutr, *Deep Learning Application for Power Generation Forecasting of VRE in Thailand.*
- [50] C2-11151. Andrey Bramm, Alexandra Khalyasmaa, Stanislav Eroshenko, Pavel Matrenin, *Topology Optimization of Power Network with Renewable Energy Sources Based on an Adapted Genetic Algorithm.*
- [51] C2-11152. Leonel Noris Martínez, Abdul Wahab Korai, Victor García Suárez, Huub Pustjens, Volodymyr Kalashnikov, Matthias Müller-Mienack, *Black-Start Network Restoration using Offshore Wind Power with AC cables.*



Marta Sacha

Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA

Wybrane aspekty środowiskowe poruszane w ramach sesji Komitetu Studiów C3

Selected environmental aspects presented within the Study Committee C3 session

W artykule przedstawiono krótką charakterystykę wybranych referatów przygotowanych na sesję CIGRE, która odbyła się w 2022 roku w Paryżu w ramach komitetu C3 – *System Environmental Performance*. Największym zainteresowaniem wśród tematów zaproponowanych i omawianych w ramach Komitetu C3 cieszyły się zagadnienia związane z wyznaczaniem ambitnych strategii klimatycznych w sektorze energetyki (Setting Ambitious Climate Strategies in the Energy Sector).

Słowa kluczowe: CIGRE, środowisko naturalne, różnorodność biologiczna, bioinspiracja, oddziaływanie linii elektroenergetycznych na ptaki

Given is a short characteristics of selected papers prepared for CIGRE session that took place in Paris within the Study Committee C3 – *Power System Environmental Performance*. Among the issues proposed and discussed within the Committee C3 the biggest interest attracted the ones connected with the topic "Setting Ambitious Climate Strategies in the Energy Sector".

Keywords: CIGRE, natural environment, biodiversity, bioinspiration, power line impact on birds

Wprowadzenie

Zdecydowanie największym zainteresowaniem wśród tematów zaproponowanych i omawianych w ramach Komitetu C3 – *System Environmental Performance* na spotkaniu w Paryżu w roku 2022 cieszyły się zagadnienia związane z wyznaczaniem ambitnych strategii klimatycznych w sektorze energetyki (Setting Ambitious Climate Strategies in the Energy Sector). W ramach tego tematu przygotowano 13 z 21 referatów. Ogromna popularność zagadnień związanych z transformacją energetyczną zmierzającą do osiągnięcia neutralności klimatycznej w tym sektorze związana jest z impulsami płynącymi konsekwentnie od wielu lat ze strony Komisji Europejskiej, a także działaniami w zakresie polityk energetycznych podejmowanymi na innych kontynentach.

Prognozy rozwoju systemów energetycznych

Choć wybuch konfliktu zbrojnego na terenie Ukrainy wymusił przeniesienie priorytetów na zapewnienie bezpieczeń-

stwa energetycznego, nawet kosztem nieznacznego spowolnienia transformacji energetycznej, to nieustająco wiążący pozostaje unijny cel klimatyczny, zakładający obniżenie emisji netto gazów cieplarnianych do roku 2030 o co najmniej 55% w porównaniu z poziomem z roku 1990, a następnie osiągnięcie przez państwa UE neutralności klimatycznej do 2050 r. Choć kraje UE nie mają dominującego udziału w emisjach gazów cieplarnianych w ujęciu globalnym, to polityka ta pośrednio inspirowuje podobne działania w gospodarkach całego świata.

Podczas debaty ogólnej 75. sesji Zgromadzenia Ogólnego Organizacji Narodów Zjednoczonych jesienią 2020 r. prezydent Chin Xi Jinping ogłosił plan redukcji poziomu emisji CO₂ po 2030 r. oraz docelowej neutralności emisyjnej przed 2060 r. Biorąc pod uwagę, że Chiny odpowiadają za ponad 30% udziału światowej puli emisji CO₂, ogłoszenie takiej strategii wzbudziło szerokie zainteresowanie. Stąd też niezmiernie interesujące wydaje się poznanie założeń scenariuszy rozwoju chińskiego sektora energetycznego mającego spełnić wymóg neutralności klimatycznej, przedstawionych w referacie *Future Landscape of*

China's Power System and Its Contribution to 2060 Carbon Neutrality Target [3]. Samo bowiem ogłoszenie strategii nie gwarantuje sukcesu. Jego osiągnięcie wymaga wskazania i konsekwentnej realizacji opracowanych wcześniej scenariuszy, zbudowanych tak, aby doprowadzić do realizacji określonego celu.

W Europie podejście scenariuszowe jest szeroko stosowane, a więc możliwe ścieżki dotarcia do założonego celu zero-emisyjności są dobrze rozpoznane. W skali globalnej jednymi z najbardziej rozpoznawanych scenariuszy są przedstawiane w corocznej publikacji *World Energy Outlook* przygotowanej przez Międzynarodową Agencję Energetyczną, z założenia mają one jednak wysoki poziom ogólności. Referat jest okazją do zapoznania się z scenariuszami rozwoju systemu elektroenergetycznego dedykowanego bezpośrednio Chinom, przy założeniu osiągnięcia przez ten kraj deklarowanego celu neutralności emisyjnej do 2060 r.

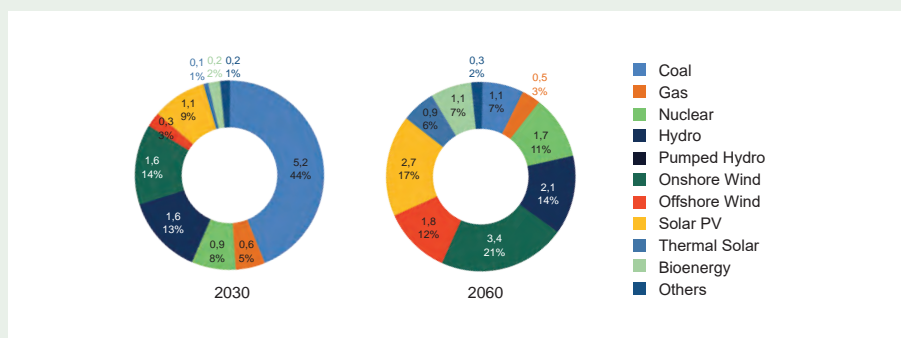
Przywołany referat skupia się na charakterystyce kompleksowego modelu energetycznego (Global Energy Modelling System – GEMS), który dzięki zasileniu założeniami, parametrami i zmiennymi dla czterech

obszarów: *economy, energy, electricity, environment* (4E), umożliwia prognozowanie podaży i popytu na energię w podziale na określone źródła wytwarzania oraz rozwoju poszczególnych sektorów w perspektywie średnio- i długookresowej.

Docelowo opisywany model umożliwia wygenerowanie długoterminowych projekcji dla różnych krajów na całym świecie, w przedmiotowym referacie skupiono się jednak na szczegółowej analizie przypadku Chin.

Anulując pierwsze założenia należy zwrócić uwagę na ciekawy fakt, iż budowanie scenariuszy za pomocą GEMS-4E odbywa się metodą oddolną, tzw. bottom-up. Takie podejście bazuje na przewidywaniu określonej zmiany poszczególnych parametrów, jak np. PKB, ceny paliw, udział poszczególnych technologii w miksie energetycznym opartym na obecnych trendach. Ponieważ długoterminowa symulacja danych, takich jak prognozy cen surowców, zachowanie konsumentów, jako uzależniona od wielu czynników trudnych do przewidzenia w okresie dalszym niż 5-10 lat (np. rozwój technologii, konflikty zbrojne), oddolne podejście do budowania scenariuszy stosowane jest częściej do prognoz krótko- i średniokresowych o charakterze referencyjnym (base-case scenario).

Dla scenariuszy długookresowych, z zakładanym celem końcowym stosuje się częściej odgórną metodę budowania scenariuszy, tzw. top-down. Zakłada się tam wstępnie cel konieczny do osiągnięcia i metodą iteracyjną wypracowuje się wymagane do jego osiągnięcia parametry. W przypadku opisanego w referacie modelowania GEMS-4E, metodą bottom-up zastosowano zarówno dla scenariusza referencyjnego (Reference Scenario), gdzie zeroemisyjność w 2060 r. nie jest czynnikiem determinującym, jak i scenariusza zeroemisyjnego (Net-Zero Pledges Scenario). Prognoza podaży i popytu na energię w chińskim modelu, podobnie jak w europejskich, obejmuje sektory użytkowników końcowych, takie jak przemysł, transport, gospodarstwa domowe i usługi, a także wszystkie źródła energii, takie jak węgiel, ropa naftowa, gaz, elektryczność,



Rys. 1. Prognozowana struktura wytwórcza w 2030 r. i 2060 r., Net-Zero Pledges Scenario [3]

ciepło. Niestety głębsza analiza modelu nie jest możliwa, gdyż autorzy – słusznie z punktu widzenia szerokiego grona odbiorców referatu – skupili się bardziej na zaprezentowaniu wyników niż na opisie samej metodyki opracowania scenariuszy. Niewątpliwie jednak takie porównanie metod byłoby ciekawym i inspirującym zadaniem.

Przechodząc do podsumowania wyników modelowania na uwagę zasługują zaprezentowane w referacie wyniki prognoz dotyczące miksu energetycznego w zakresie zmian procentowego udziału poszczególnych źródeł wytwórczych w roku 2030 i 2060. Pokazują one bowiem kontynuację tendencji widocznych już teraz, np. w zakresie bardzo dynamicznego rozwoju OZE, a zwłaszcza fotowoltaiki.

Warto nadmienić, iż w 2021 r. Chiny przyłączyły do sieci niecałe 55 GW nowych mocy w fotowoltaice¹⁾, w 2022 aż 87 GW²⁾. Według przedstawionego w referacie [3] scenariusza Net-Zero, rozwój źródeł fotowoltaicznych będzie dalej przyspieszany poprzez wsparcie odpowiednich polityk, dzięki czemu źródła oparte na energii słonecznej będą liderem w rozwoju energetyki OZE w Chinach. Silna dynamika wzrostu zakładana jest nieustająco do 2060 r. gwarantując finalnie ok. 2 TW zainstalowanej generacji, czyli o ok. 0,5 TW więcej niż progno-

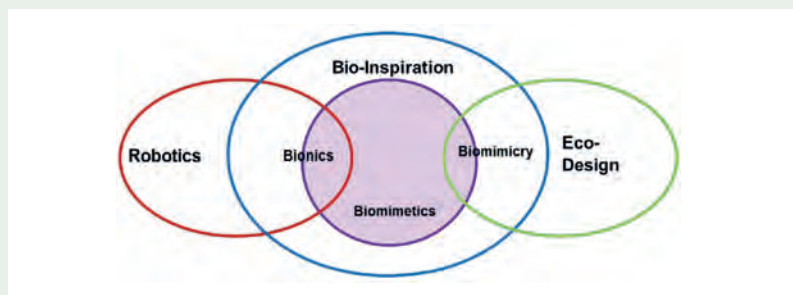
zy dla farm wiatrowych lokalizowanych na lądzie w tym scenariuszu. Analizując udział wszystkich rodzajów OZE łącznie rok 2060 przynieść powinien ich udział w produkcji energii na poziomie 63%, czyli takim, jaki obecnie posiadają źródła węglowe³⁾.

W odróżnieniu strategii transformacji energetycznej innych państw, Chiny zakładają utrzymanie źródeł węglowych do 2060 r, przy czym ich udział w wytwarzaniu znacznie maleje – z 44% w 2030 r. do 7% w 2060 r. Co ciekawe, opisane w referacie podejście w scenariuszu Net-Zero zakłada, że źródła węglowe odgrywają istotną rolę w stabilizacji systemu i ograniczaniu szczytów zapotrzebowania na moc. W związku z tym mimo przyjęcia deklaracji zeroemisyjności źródła te nie są redukowane, a nawet planowane jest zwiększenie ich udziału do 2025 r. Dopiero rok 2030 przyniesie stopniowe wycofywanie jednostek węglowych. Podobny trend widać w źródłach gazowych, choć mają one znacznie mniejszy udział w generacji. Biorąc pod uwagę zakładaną zeroemisyjność, takie podejście musi iść w parze ze stosowaniem skutecznych mechanizmów wychwytywania i magazynowania CO₂ (carbon capture usage and storage – CCUS). Brakuje jednak informacji na temat założeń przyjętych w GEMS-4E dla rozwoju CCUS, głównie w zakresie skuteczności i opłacalności takich rozwiązań, a także możliwości ich komercyjnego zastosowania na szeroka skalę.

¹⁾ <https://www.reuters.com/business/energy/chinas-solar-power-capacity-set-record-increase-2022-industry-body-2022-02-23/>

²⁾ <https://swiatoze.pl/chiny-osiagnely-kolejny-rekord-w-fotowoltaice-ponad-87-gw-nowej-mocy/>

³⁾ Statistical Review of World Energy – 2021, China's energy market in 2020, BP, 2021.



Rys. 2. Mapa granic bioinspiracji i powiązanych koncepcji

(źródło: https://www.researchgate.net/publication/279866725_Bio-inspired_design_characterisation_and_its_links_with_problem-solving_tools)

Podsumowując, zaprezentowany na sesji referat, nawet jeśli nie wyczerpuje wszystkich kwestii związanych z podejściem do modelowania GEMS-4E, stanowi ciekawy wkład do dyskusji na temat osiągania celu zeroemisyjności w najbliższych dekadach.

Bioinspiracja w zarządzaniu energią

Kolejnym referatem związanym z tematyką realizacji celów klimatycznych, wartym wspomnienia, jest referat przedstawicieli francuskiego operatora systemu przesyłowego – RTE oraz środowisk naukowych: *Biomimicry and energy, a systemic eco-design approach to address the challenges of the energy and ecological transition* [8].

W referacie przedstawiono kluczowe wyzwania przemysłu energetycznego oraz zasadność patrzenia na żywe istoty i ekosystemy, jak na modele rozwiązywania problemów technicznych. Celem referatu było także przedstawienie możliwości bioinspiracji w kontekście zarządzania energią oraz wskazanie zestawu obiecujących ścieżek dalszego rozwoju.

W obliczu bardzo ambitnych celów planowanych do osiągnięcia w ciągu następnych kilku dekad wymagane jest poszukiwanie nowego spojrzenia na rozwój systemów energetycznych. Jak produkować czystą energię w sposób zrównoważony, jak ją przechowywać, aby problemem nie była jej zmienna dostępność? Jak ją transportować, aby skutecznie sprostać dynamicznemu i lokalnemu popytowi, a także jak zoptymalizować wykorzystanie energii przy jednoczesnym ograniczeniu strat? W ocenie autorów referatu odpowiedź znajduje się bliżej niż nam się wydaje i nie wymaga wymyślania nowych rozwiązań. Wymaga jedynie ich obserwacji i wypożyczenia od innych organizmów żywych, czyli tzw. bioinspiracji.

Proces obserwacji i naśladowania rozwiązań występujących w świecie przyrodniczym w celu ich zastosowania do rozwiązywania zagadnień i problemów występujących w obszarach działalności człowieka jest od dawna wykorzystywany w wielu dziedzinach, m.in. architekturze czy transporcie. Bioinspiracja, jako coraz szersza dziedzina nauki, doczekała się ustrukturyzowanego podejścia i ram metodologicznych. W referacie posłużono się definicjami dwóch koncepcji bioinspiracji – biomimikry i biomimetyki, zawartymi w normie ISO 18458:2015 – *Biomimetics – Terminology, concepts and methodology*:

- biomimikra definiowana jako filozofia i interdyscyplinarne podejście do projektowania, które bierze za model procesy naturalne, aby sprostać wyzwaniom zrównoważonego rozwoju;
- biomimetyka definiowana jako interdyscyplinarna współpraca biologii i technologii lub innych dziedzin innowacji, której celem jest rozwiązywanie praktycznych problemów poprzez analizę funkcji systemów biologicznych, ich modelowanie, a następnie przeniesienie i zastosowanie tych modeli do rozwiązań projektowych⁴⁾.

4) Tłum. własne. definicji zawartych w referacie.

Jako uzupełnienie powyższego podejścia, w celu zobrazowania zależności pomiędzy wymienionymi definicjami warto zapoznać się także z graficznym przedstawieniem zależności pomiędzy bioinspiracją, biomimikrą i biomimetyką autorstwa P-E Fayemi, N. Maranzana, A. Aoussat and G. Bersano⁵⁾, co przedstawiono na rysunku 2.

Wykorzystanie szeroko pojętej bioinspiracji, głównie biomimikry i zastosowania tego podejścia w dziedzinie energii otwiera szeroki wachlarz potencjalnych innowacji.

W prezentowanym na sesji paryskiej referacie rozważania na temat zastosowań biomimikry zaczęto od zdefiniowania kluczowego wyzwania dla energetyki, za jakie uznano zapanowanie nad ciągłym wzrostem zapotrzebowania na energię elektryczną. Wynika to ze świadomości nieuchronnych granic tego wzrostu. Oczywistą granicą jest wyczerpanie zasobów surowców wykorzystywanych dotychczas najczęściej do produkcji energii, czyli paliw kopalnych. Kolejną zidentyfikowaną granicą jest konieczność zachowania równowagi przyrodniczej w skali globalnej. Oba powyższe ograniczenia są powiązane z nieustającymi ograniczeniami w rozpoznaniu naukowym oraz w rozwoju technologicznym, z jakimi zmagają się obszary działalności ludzkiej, a także z ograniczeniami politycznymi, społecznymi i ekonomicznymi. Analiza powyższych barier skłania do wniosku, iż krokiem do pożądanej przyszłości jest przededefiniowanie dotychczasowych modeli zużycia i obranie ścieżki opartej na zrównoważonym rozwoju. Nadchodząca transformacja energetyczna oznacza przejście od wykorzystania ograniczonych zasobów nośników energii opartych na paliwach kopalnych, do świata technologicznego

⁵⁾ BIO-INSPIRED DESIGN CHARACTERISATION AND ITS LINKS WITH PROBLEM SOLVING TOOLS, P-E Fayemi, N. Maranzana, A. Aoussat and G. Bersano, INTERNATIONAL DESIGN CONFERENCE – DESIGN 2014 Dubrovnik – Croatia, May 19-22, 2014 (dostęp via: https://www.researchgate.net/publication/279866725_Bio-inspired_design_characterisation_and_its_links_with_problem-solving_tools).

tworzącego zapasy energii z przepływów nośników energii OZE. Podkreśla to znaczenie i konieczność czerpania inspiracji z natury, gdzie od prawie 3,8 miliarda lat organizmy żywe opracowują zrównoważone zarządzanie energią.

W referacie [8] przedstawiono przykłady niektórych zdolności żywych istot do zarządzania energią, które mogą być wykorzystane do projektów biomimetycznych w sektorze energetyki. Wymieniono je poniżej.

1. Transport energii. Analizie mogą podlegać procesy przenoszenia energii przez materię organiczną. W systemach biologicznych „sieci” energetyczne budowane są w powiązaniu z sieciami informacyjnymi, a ich odporność zapewniona jest m.in. poprzez szybką reakcję na ekstremalne zdarzenia, czy lokalne zarządzanie informacją.
2. Magazynowanie energii. Wszystkie organizmy (martwe i żywe) są magazynem energii, gdyż zbudowane są z materii organicznej, będącej nośnikiem energii. W skali pojedynczego organizmu przepływ energii ukierunkowany jest na zaspokojenie potrzeb podstawowej przemiany materii i na zaopatrywanie narządów o najwyższym energetycznym zapotrzebowaniu, takich jak mózg u zwierząt. Nadwyżka energii magazynowana jest w organach „rezerwowych”, takich jak bulwy roślin czy tkanka tłuszczowa kręgowców. Innym aspektem przechwywania jest zdolność organizmów do zapobiegania utracie energii, takiej jak ciepło.
3. Wykorzystanie energii. Systemy biologiczne nie maksymalizują pełnionych przez siebie funkcji, lecz przyjmują zasadę „wystarczająco dobre”. Jest to logiczne, gdyż wszystko ponad „wystarczająco dobre” to marnowanie zasobów bez realnych korzyści biologicznych.

O ile referat stanowi rzetelne podsumowanie potencjału biomimikry w sektorze energetycznym, o tyle brakuje w nim przykładów konkretnych projektów biomimetycznych realizowanych w sektorze energetycznym, co byłoby doskonałym uzupełnieniem części metodologicznej.

Wspomniano jedynie, iż podejście biomimetyczne w bieżących projektach stosują już takie podmioty, jak: RTE, ADEME, EDF, ENGIE, Egis, Sicame, Framatome itp.

Warto podkreślić, iż RTE posiada już doświadczenie w tego typu projektach, gdyż od 2014 r. współpracuje z centrum badawczym i eksperckim zajmującym się wdrażaniem biomimikry we Francji – CEEBIOS (Centre d'études et d'expertise en biomimétisme). Biomimetyczne podejście stosowane jest już m.in. w ramach badania morskich połączeń kablowych. Jednocześnie w przyjętej strategii transformacji energetycznej i ekologicznej RTE zastosowało podejście biomimetyczne wykorzystujące działanie ekosystemów leśnych w zakresie m.in. wymiany informacji w systemie, co w ocenie operatora przełoży się na realne oszczędności w zakresie kosztów bezpośrednich, ale także w zakresie zużycia materiałów, zasobów i poziomu emisji⁶⁾. Podzielenie się doświadczeniami wynikającymi z konkretnych projektów byłoby bardzo cenne z punktu widzenia innych operatorów sieci przesyłowych, należy bowiem uznać, że podejście biomimetyczne ma charakter innowacyjny i nie jest jeszcze powszechnie stosowane. Potwierdzają to także wnioski zawarte w referacie dotyczącym specyfiki sektora energetycznego, która stanowi wyzwanie dla wdrażania biomimetycznych rozwiązań, jak silne ograniczenia historyczne – innowacje muszą uwzględniać istniejącą infrastrukturę, wybudowaną często 2-3 dekady temu.

Dodatkowo infrastruktura energetyczna, zarówno przesyłowa jak i wytwórcza, jest z założenia projektowana na okresy wieloletnie. Tak długa żywotność obniża zdolność ewolucji produktów, co czyni je mniej zdolnym do adaptacji. Obecnie infrastruktura musi m.in. przewidywać konsekwencje zmian klimatu za 30 lat. Należy jednak podkreślać, że nie jesteśmy w stanie przewidzieć wszystkiego obecnie. Być może za 10 lat infrastruktura będzie musiała odpowiadać na inne zapotrzebowanie niż dziś.

⁶⁾ <https://biomimexpo.com/en/rte/>

Różnorodność biologiczna

Pozostałymi tematami będącymi przedmiotem dyskusji w ramach komitetu C3 w ramach sesji paryskiej w 2022 r. były:

- Biodiversity and the supply of electricity, renewables-based or not: risks, challenges, solutions and opportunities oraz
- Power system environmental performance (wspólnie z Komitetem B2 – Overhead lines).

Tematy te nie cieszyły się jednak taką popularnością jak temat pierwszy, zgłoszono tu odpowiednio 5 i 3 referaty. Wśród obu tematów interesujące wydają się referaty przedstawicieli Japonii [16, 20].

Pierwszy z nich, zgłoszony w ramach tematu dotyczącego różnorodności biologicznej – *Characteristics of mitigation measures in Japan for the impact of power transmission lines on biodiversity* [16], stanowi omówienie stosowanych w tym kraju działań minimalizujących w trakcie projektowania i budowy linii elektroenergetycznych, przy czym raczej przedstawia sytuacje dotyczące kwestii przeprowadzania w Japonii procedury oceny oddziaływania na środowisko (OoŚ) tego typu przedsięwzięć.

Biorąc pod uwagę przepisy prawa unijnego, a tym samym także normy krajowe stanowiące ich transpozycję, kwestia oceny oddziaływania linii elektroenergetycznych jest od wielu lat uregulowana. Procedura oceny oddziaływania na środowisko w Polsce jest obowiązkowa dla projektów polegających na budowie napowietrznych linii elektroenergetycznych o napięciu znamionowym nie mniejszym niż 220 kV i długości nie mniejszej niż 15 km. Do decyzji właściwego organu ochrony środowiska należy decyzja o jej ewentualnym przeprowadzeniu w przypadku pozostałych napowietrznych linii elektroenergetycznych o napięciu znamionowym nie mniejszym niż 110 kV.

W Japonii budowa linii przesyłowych nie jest ujęta w ustawie regulującej kwestie oceny oddziaływania na środowisko. Procedura ta, jeśli przeprowadzana, jest wynikiem wymagań władz lokalnych lub na skutek dobrowolnej decyzji inwestora czy

wewnętrznych regulacji operatorów. Warto dodać, że w Japonii działa 11 operatorów sieci przesyłowych (przy czym ich zakres obejmuje sieci o szerszym spektrum napięcia niż tylko sieci najwyższych napięć), a referat bazuje m.in. na wynikach badań ankietowych w tym sektorze. Oprócz pytań dotyczących działań minimalizujących w przypadkach, kiedy do przeprowadzenia OOŚ nie obowiązywały inwestorów wewnętrzne wytyczne ani lokalne rozporządzenia, badano powody, dla których zdecydowano się w danych przypadku takie analizy przeprowadzić.

Odnosząc się do japońskich inwestycji, gdy OOŚ była wymagana przez lokalne prawo, biorąc pod uwagę zakres wykonywanych analiz przyrodniczych, we wszystkich projektach badano oddziaływanie inwestycji na ssaki, ptaki drapieżne, płazy i gady oraz bezkręgowce, a tylko w części projektów analizowano oddziaływanie na ptaki inne niż drapieżne oraz na rośliny. Biorąc pod uwagę stosunkowo małą próbkę badania ankietowego (6 projektów) oraz brak rozeznania warunków terenowych, gdzie realizowano badane projekty, trudno jest określić, czy fakt, że częściej badano bezkręgowce niż stanowiska roślin może świadczyć o identyfikacji jakichś szczególnych oddziaływań infrastruktury przesyłowej w tym zakresie. Interesującym wynikiem ankiety jest średnia długość badań w przypadku ptaków drapieżnych, która wynosi 8 lat. Przy czym jest to rozumiane jako horyzont czasowy, względem którego zbierano dane literaturowe na temat danego terenu, dane eksperckie, studyjne, ale także okres monitoringu porealizacyjnego, nie zaś sam czas inwentaryzacji przyrodniczej, co byłoby parametrem znacznie przewyższającym praktykowane, m.in. w przypadkach polskiej infrastruktury przesyłowej, obserwacje tej grupy zwierząt.

Analizując zakres OOŚ w przypadkach, gdy procedura ta była wynikiem dobrowolnej decyzji OSP, komponentem badanym zawsze były ptaki drapieżne. Pozostałe elementy środowiska, jak ssaki, bezkręgowce, herpetofauna badane były jedynie w części projektów. Widać więc, gdzie identyfikowane jest największe zagrożenie biorąc pod uwagę oddziaływanie linii

napowietrznych. W referacie podkreśla się także, że zakres badań przyrodniczych wynika z faktu braku możliwości omięcia istotnych siedlisk zlokalizowanych w lasach i terenach górskich ze względu na rozległość terenów leśnych oraz brak możliwości realnego wariantowania ze względu na ukształtowanie terenu oraz zagospodarowanie przestrzenne. W przypadkach, gdzie procedura OOŚ była dobrowolna, horyzont badań w przypadku ptaków drapieżnych był dłuższy o rok od projektów z obligatoryjną OOŚ, co tłumaczone jest raczej brakiem jednoznacznych wytycznych w konkretnych regionach niż zwiększoną troską czy uwarunkowaniami terenowych/specyfiką gatunków. Warto wspomnieć, iż głównymi powodami przeprowadzenia OOŚ w przypadku, kiedy nie była ona obligatoryjna nie były kwestie przyrodnicze, ale raczej wizerunkowe oraz chęć zwiększenia akceptacji społecznej dla danego projektu (przy czym należy zaznaczyć, że dokumenty przygotowywane przez inwestorów w ramach OOŚ nie były zawsze publicznie dostępne).

Ponieważ zarówno w przypadku obligatoryjnej, jak i fakultatywnej OOŚ badanych projektów było stosunkowo mało, trudno jest wyciągać wnioski o powszechności działań minimalizujących oddziaływanie inwestycji na środowisko naturalne. Nie jest znana także skala projektów – czy były to linie najwyższych napięć, czy także najniższych. Z referatu wynika, że procedura OOŚ mogła być prowadzona nawet dla linii 12,5 kV. Ma to fundamentalne znaczenie dla odbioru wniosków referatu.

Można jednak zaznaczyć, że wśród wymienionych działań minimalizujących pojawiają się znane w przypadku infrastruktury europejskiej znaczniki montowane na przewodach, instalacje budek lęgowych, czy rekultywacja terenu bezpośrednio pod słupami linii. Wskazać przy tym należy, że działania polegające na przywracaniu roślinności czy instalacji budek lęgowych powinny być traktowane raczej jako działania kompensujące niż minimalizujące. Zgodnie ugruntowanym metodycznym podejściem działania minimalizujące mają na celu zniwelowanie negatywnego

oddziaływania przedsięwzięcia i są z nim nierozzerwalnie związane (np. znaczniki na przewodach odgromowych minimalizujące ryzyko kolizji ptaków). Działania mające na celu wypełnienie ubytku w środowisku w związku z realizacją przedsięwzięcia, które nie są bezpośrednio związane z formą przedsięwzięcia, kwalifikuje się jako kompensację przyrodniczą (np. wspomniane budki lęgowe).

W podsumowaniu autorzy japońscy wskazują na konieczność usystematyzowania podjęcia do OOŚ w przypadku przedsięwzięć przesyłowych, wzmocnienia procesu strategicznego planowania, stworzenia bazy danych dotyczących środowiska przyrodniczego w celu możliwie najlepszego wyboru trasy linii oraz doboru działań minimalizujących, a w efekcie do zwiększenia akceptacji społecznej dla nowej infrastruktury przesyłowej.

Uzupełnieniem tego referatu jest drugi referat, również pochodzący z Japonii – *Challenges in solving conflicts between power line management and bird conservation in Japan* [20]. Skupia się on na kwestii znalezienia kompromisu pomiędzy stosowaniem skutecznych środków minimalizujących kolizję ptaków z liniami elektroenergetycznymi, które montowane są bezpośrednio na przewodach, a obciążeniem mechanicznym tych przewodów w obliczu bardzo ciężkich warunków atmosferycznych, jakie występują w Japonii. Południowa część Japonii jest narażona na tajfuny o prędkości wiatru >20 m/s latem i jesienią. Stawia to określone wymagania projektowe – linie energetyczne muszą być zaprojektowane tak, aby wytrzymać takie warunki, co z drugiej strony utrudnia instalowanie znaczników dla ptaków.

Z powodu braku usystematyzowania podejścia do prowadzenia procedury OOŚ w Japonii utrudnione jest zbieranie ujednoliconych danych na temat oddziaływań infrastruktury przesyłowej, a tym bardziej analiza skuteczności poszczególnych rozwiązań. Autorzy referatu posłużyli się jednak analizą danych literaturowych, materiałów prasowych oraz informacjami klinik weterynaryjnych i ośrodków ratunkowych dla zwierząt. Z powyższych obserwacji wynika, iż wśród gatunków ptaków, które

prawdopodobnie zderzyły się z liniami były: bocian czarnodzioby (*Ciconia boyciana*), łabędź krzykliwy (*Cygnus cygnus*), łabędź czarnodzioby (*Cygnus columbianus*), gęś białoczelna (*Anser albifrons*). Biorąc jednak pod uwagę, iż dane te nie pochodzą z monitoringu śmiertelności, nie mamy pewności czy faktycznie są to grupy najbardziej narażone na oddziaływanie ze strony infrastruktury przesyłowej. Zwłaszcza że nie pokrywa się to z wnioskami z pierwszego opisanego referatu, w jakim największa uwaga w trakcie procedury OOS była skierowana na gatunki ptaków drapieżnych.

Warto więc raczej skupić się na rozwiązaniach minimalizujących zderzenia ptaków z przewodami elektroenergetycznymi przedstawionych w referacie, zwłaszcza tych odmiennych od typowych w Europie spiral, tabliczek obrotowych czy kul. Najczęściej stosowanymi rozwiązaniami przez japońskich OSP – zapewne ze względu na stosunkową lekkość i małe obciążenie linii w przypadku oblodzenia czy wiatru – są kolorowe pierścienie (czerwone i żółte) w rozmiarze 5x10 mm, montowane bezpośrednio na przewodach. Ponieważ opaski te są stosunkowo niewielkie, mogą być stosowane w większym zagęszczeniu.

W referacie [20] nie przedstawiono żadnych analiz skuteczności proponowanych rozwiązań, co należy uznać za sporą wadę. Należy jednak mieć nadzieję, że wspomniane rozwiązania będą stopniowo poddawane ocenom w ramach analiz śmiertelności ptaków, a w przypadku obiecujących rezultatów mogłyby on być stosowane także poza Japonią.



Rys. 3. Przykłady znaczników obrączkowych [20]

Cały czas poszukiwane są nowe rozwiązania minimalizujące oddziaływanie barierowe linii elektroenergetycznych, niekoniecznie bazujące na instalowaniu dodatkowych znaczników na przewodach. Prezentowany na sesji referat nie porusza tej kwestii, ale warto dodać, że obecnie m.in. w Stanach Zjednoczonych testowane są rozwiązania, oparte na poprawie widoczności linii za pomocą doświetlania przewodów światłem UV – widocznym dla ptaków, niewidocznym zaś dla ludzkich oczu. Światło emitowane jest ze skrzynek umieszczonych na słupach, oświetlających przewody z jednej i drugiej strony. Badania prowadzone w stanie Nebraska na linii niskich napięć w sąsiedztwie terenów wykorzystywanych przez żurawie, wykazały, że doświetlenie przewodów może zredukować poziom kolizji z liniami nawet o 95% przy pełnym oświetleniu przewodów. W przypadku częściowego oświetlenia zanotowano skuteczność na poziomie redukcji kolizji o 30%⁷⁾. Być może więc takie rozwiązanie również wpisałoby się w zapotrzebowanie operatorów japońskich jako niewymagające obciążenia przewodów elektroenergetycznych, w Europie zaś – jako niepowodujące dodatkowych wizualnych oddziaływań linii przesyłowych, co ma coraz większe znaczenie przy konieczności wkomponowaniu tych obiektów w krajobraz.

ARTYKUŁY Z SESJI CIGRE 2023 PRZYWOŁANE W TEKŚCIE

- 10413. *Future Landscape of China's Power System and Its Contribution to 2060 Carbon Neutrality Target*, Baoguo SHAN, Jiangtao LI, State Grid Energy Research Institute Co., Ltd. China.
- 10921. *Biomimicry and energy, a systemic eco-design approach to address the challenges of the energy and ecological transition*, Elliott Graeff (CEEBIOS), Christophe

⁷⁾ Baasch, D.M., J.F. Dwyer, B. Taddicken, A.J. Caven, A. Hegg, C. Wagner, C. Worley, A. Medaries, P. Dunbar, and N. Mittman. 2021. Avian Species' Response to Powerlines Illuminated by Near-ultraviolet Avian Collision Avoidance Systems: Summary Report. Audubon's Rowe Sanctuary, Gibbon, Nebraska, USA.

- Goupil (LIED), Felix Gueguen (CEEBIOS), Pierre Meyer (RTE), Kalina Raskin (CEEBIOS), Nathalie Devulder (RTE).
- 10530. *Characteristics of mitigation measures in Japan for the impact of power transmission lines on biodiversity*, Soh Kobayashi, Masaki Shirai, CRIEPI Japan.
- 10531. *Challenges in solving conflicts between power line management and bird conservation in Japan*, Masaki Shirai (CRIEPI), Saki Taruishi (CRIEPI), Mikio Shimizu (CRIEPI).

REFERATY KOMITETU STUDIÓW C3

- [1] 10162. R. Furtado, M. Furtado, E. Florissi, M. Furtado, M. Silva, Diversa Consultancy on Sustainability, *Inserting Crucial Environmental Issues into Energy Planning: Paths for Carbon Reduction*.
- [2] 10163. K. Garcia, L. Paz, W. Silva, I. Raupp, D. Matos, C. Vasconcellos, Electrical Energy Research Center (CEPEL), *Indigenous Vulnerability and Corporate Climate Change Strategy for the Electricity Companies in Brazil*.
- [3] 10413. Baoguo Shan, Jiangtao Li, State Grid Energy Research Institute Co., Ltd., China, *The Future Landscape of China's Power System and Its Contribution to the 2060 Carbon Neutrality Target*.
- [4] 10561. Kirill Varnavskiy, Fedor Nepsha, Roman Kostomarov, KFR Energy, LLC; Shandong University of Science and Technology (PRC); INTELAB, LLC; T.F. Gorbachev Kuzbass State Technical University, *Business Diversification of Coal Mining Enterprises Based on the Development of CMM Utilization Infrastructure*.
- [5] 10710. Ajla Merzic, Nedžad Hasanspahić, Elma Redžić, Elvira Becirović, Nedim Turković, Almin Redžić, Anes Kazagić, Mustafa Music, JP Elektroprivreda BiH, Sarajevo, Bosnia and Herzegovina, *Photovoltaic Power Plants on degraded Mining, Slag and Ash dump Areas – a Contribution to Coal Region Transition Processes*.
- [6] 10765. J. Yasin, M. Alghamdi, A. Ali1, M. Hussain, M. Farhan, M. Alzaid, B. Dupont, B. Nerincx, C. Dubois, P. Henneaux, R. Fahmi, J. Dubois, K. Karoui, SAUDI ELECTRICITY COMPANY, KSA; ENGIE IMPACT, *Techno-economic impact of large-scale RES integration in Saudi Arabia*.

- [7] 10918. Antoine Goutaland, Nathalie Devulder, Vincent Ringeissen, Blanche Segrestin, Kevin Levillain, RTE France, MINES ParisTech, *Electric solidarity: a research program to model interdependence management in current power systems.*
- [8] 10921. Eliot Graeff, Christophe Goupil, Felix Gueguen, Pierre Meyer, Kalina Raskin, Nathalie Devulder, CEEBIOS, Université Paris Diderot, RTE France, *Biomimicry and energy, a systemic eco-design approach to address the challenges of the energy and ecological transition.*
- [9] 10923. Amélie Lafragette, Catherine Lemon1, Mathilde Gresset Bourgeois, Apolline Prada, Mario Sisinni, RTE France, TERNA SpA, *The TSO contributions to the decarbonization of the European economy.*
- [10] 11037. Mercedes Vázquez Miranda, Grupo Red Eléctrica, *Science based targets, emission reduction and carbon neutrality strategies for TSO companies. Experience in Spain.*
- [11] 11101. Benjamin Kraus, Witold Poganietz, Britta Buchholz, Johannes Gaiser, Karlsruhe Institute of Technology, Germany; Karlsruhe Institute of Technology, Germany, Hitachi ABB Power Grids, Germany, *Regional Sustainability Assessment of Energy Systems: Integrating Stakeholder Perspectives and Conditions on a Regional Scale.*
- [12] 11102. Dirk Helbig, Shibani Bose, Siemens Energy, Germany, Siemens Energy, *Germany Transition to Climate Neutral, Safe and Sustainable Power Grids – Benefits for Society, Grid Operators and Manufacturers.*
- [13] 11153. David Byrne, EirGrid Plc, Ireland, *Assessment of Life Cycle Emissions from Battery (BEV) as compared with DME-fuelled Compression Ignition Engine Vehicles.*
- [14] 10164. R. Fontes, M. Castro, R. Fiorine, Cemig Geração e Transmissão SA, *Peixe Vivo Program: Long-Term Actions for Fish Conservation in Dammed Brazilian Rivers.*
- [15] 10390. Marwa Mansour Hussein, Maher Aziz Bedrous, Ismail Yehya Elsayw, Egyptian Electricity Holding Company, *Biodiversity Accommodation in the Burullus Power Plant Project Selection and Preservation of a Potential Protected Offset Area.*
- [16] 10530. Soh Kobayashi, Masaki Shirai, CRIEPI, *The characteristics of mitigation measures in Japan for the impact of the power transmission line on the biodiversity.*
- [17] 10924. Lisa Garnier, Bastien Taormina, Antoine Carlier, Nolween Quillien, Damien Safroy, RTE France, France Energies Marine, IFREMER – DYNECO-LEBCO, *Exploring environmental impacts of submarine power cables from offshore wind farms.*
- [18] 10988. Kamolkarn Kijawatworawet, TNC-CIGRE, Thailand, *A study of Hydro-floating Solar Hybrid Project impact on aquatic biodiversity: Case study for the Thailand's largest Hydro-floating Solar Hybrid Project at Sirindhorn Dam, Ubon Ratchathani Province.*
- [19] 10489. Dr Deepak Lakhapati, STERLITE POWER TRANSMISSION LTD, *Innovative engineering solutions to overcome environmental and safety challenges and use of helicopter in Construction of Transmission lines and substations in North East of India.*
- [20] 10531. Masaki Shirai, Saki Taruishi, Mikio Shimizu, CRIEPI, *Challenges in solving conflicts between power line management and bird conservation in Japan.*
- [21] 11086. Darwin Padilla, Red de Energia del Peru, *Corona effect measurement in lines with innovation projects in rep.*



Piotr Rzepka
PSE Innowacje Sp. z o.o.
Politechnika Śląska

Wydajność techniczna systemów elektroenergetycznych – Komitet Studiów C4

Power System Technical Performance – Study Committee C4

Obszar działania Komitetu Studiów C4 jest bardzo szeroki, dotyczy zarówno zjawisk, metodyk jak i narzędzi do analiz różnych kwestii funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, w tym: jakości energii elektrycznej, kompatybilności elektromagnetycznej (EMC), dynamiki pracy systemów elektroenergetycznych, wyładowań atmosferycznych i koordynacji izolacji. Na sesję CIGRE 2022 w Paryżu Komitet C4 wytypował trzy tematy preferowane: PS1: Wyzwania i osiągnięcia w zakresie jakości energii (PQ) i kompatybilności elektromagnetycznej, PS2: Wyzwania i osiągnięcia w koordynacji izolacji i badaniach nad wyładowaniami atmosferycznymi, PS3: Wyzwania i osiągnięcia w dynamice systemu elektroenergetycznego. Spośród nadesłanych publikacji na sesję CIGRE zaakceptowanych zostało 59 referatów. W artykule przedstawiono charakterystykę tych referatów.

Słowa kluczowe: jakość energii elektrycznej, kompatybilność elektromagnetyczna, wyładowania atmosferyczne, koordynacja izolacji

The area of the Study Committee C4 activity is very wide and concerns occurrences, methodologies and tools to analyse various issues referring to a power system functioning including power quality performance, electromagnetic compatibility (EMC), power system dynamics, lightnings and insulation co-ordination. Three preferential subjects were selected by the Committee C4 for the CIGRE Session 2022 in Paris. They were: PS1 – Challenges and achievements in the power quality (PQ) and electromagnetic compatibility (EMC), PS2 – Challenges and achievements in insulation co-ordination and in research of lightnings, PS3 – Challenges and achievements in power system dynamics. From among all submitted publications only 59 were accepted to be presented during the CIGRE Session. Depicted are characteristics of these papers.

Keywords: electric power quality, electromagnetic compatibility, lightnings, insulation co-ordination

Komitet Studiów C4 – zagadnienia rozważane na sesji CIGRE 2022

Zakres prac Komitetu Studiów C4 CIGRE obejmuje różnorodne kwestie techniczne związane z analizami technicznymi funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (SEE). Obszar jego działania jest bardzo szeroki, dotyczy zarówno zjawisk, metodyk jak i narzędzi do analiz różnych kwestii funkcjonowania SEE, w tym:

- jakości energii elektrycznej (ang. *Power Quality Performance*),
- kompatybilności elektromagnetycznej (EMC, ang. *Electromagnetic Compatibility*),
- dynamiki pracy systemów elektroenergetycznych (ang. *Power System Dynamics*),
- wyładowań atmosferycznych (ang. *Lightning*),
- koordynacji izolacji (ang. *Insulation Co-ordination*).

Obecnie działania SC4 ukierunkowane są na nowe wyzwania związane z transformacją systemu elektroenergetycznego, które identyfikuje się w szczególności w trzech obszarach:

- pojawiania się w SEE w coraz większej skali technologii i urządzeń energoelektronicznych (ang. *Inverter-Based Resource*),
- prowadzenia systemu z wykorzystaniem zasobów rozproszonych,
- jakości energii elektrycznej i zaawansowanych narzędziach do analiz stanów nieustalonych i dynamicznych SEE.

SC4 w ramach swoich działań na sesję CIGRE 2022 w Paryżu wytypował trzy tematy preferowane (PS, ang. *preferential subjects*):

- **PS1: Wyzwania i osiągnięcia w zakresie jakości energii (PQ) i kompatybilności elektromagnetycznej,**
- **PS2: Wyzwania i osiągnięcia w koordynacji izolacji i badaniach nad wyładowaniami atmosferycznymi,**

- **PS3: Wyzwania i osiągnięcia w dynamice systemu elektroenergetycznego.**

Tematy te uwzględniają bieżące potrzeby i postęp techniczny występujący w dziedzinach objętych przez działalność Komitetu oraz obejmują zagadnienia podejmowane w ramach działalności grup roboczych SC4.

Spośród nadesłanych publikacji na sesję CIGRE zaakceptowanych zostało łącznie 59 referatów, w tym:

- PS1: 21 publikacji [1] - [21],
- PS2: 9 publikacji [22] - [30],
- PS3: 29 publikacji [31] - [59].

Na podstawie analizy referatów oraz uwzględniając dyskusję podczas obrad, zidentyfikowano referaty o najbardziej interesującej tematyce. W kolejnych rozdziałach artykułu przedstawiono krótką charakterystykę tych referatów.

PS1. Wyzwania i osiągnięcia w zakresie jakości energii (PQ) i kompatybilności elektromagnetycznej

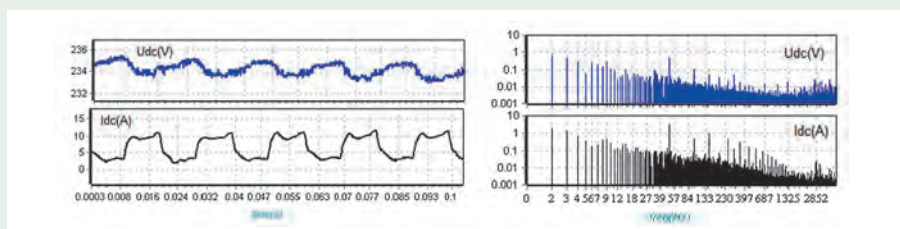
Tematyka podejmowana w ramach PS1 dotyczyła zagadnień:

- jakości energii elektrycznej (w szczególności w zakresie harmonicznym), prądów indukowanych geomagnetycznie i kompatybilności elektromagnetycznej;
- integracji i zastosowania zaawansowanego przetwarzania sygnałów, technik sztucznej inteligencji i analizy dużych zbiorów danych do celów diagnostyki zdarzeń i planowania SEE, takich jak przepustowość czy obliczanie limitów emisji;
- kompatybilności i odporności urządzeń elektrycznych oraz pojawiających się metod mitygacji negatywnych skutków oddziaływań elektromagnetycznych.

Największy zbiór referatów poruszał tematykę jakości energii elektrycznej oraz metod identyfikacji i kształtowania poziomu wyższych harmonicznym w sieci: [1, 2, 5, 7, 8, 11,13,14-16,18,19].

Główne aspekty transformacji energetycznej przejawiające się w postaci dążenia do coraz większego udziału produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, elektryfikacji procesów przemysłowych, elektryfikacji sektora transportu oraz coraz większej liczby urządzeń podłączonych do sieci za pomocą przekształtników energoelektronicznych, w nowy sposób wpływają na jakość napięcia. Interesujące zagadnienia w tym zakresie przedstawiono w referacie [13], w którym zawarto główne wnioski z realizowanego projektu mającego na celu opracowanie i aktualizację szwedzkich przepisów dotyczących jakości napięcia.

Ogólne zalecenia tego projektu dotyczą zmienności napięcia zasilania, dopuszczalnego poziomu harmonicznym napięcia oraz niesymetrii napięciowej. W wymienionym zakresie zakłada się, że „wszystkie wartości 10-minutowe powinny być poniżej limitu dla nieprzerwanego okresu wynoszącego jeden tydzień, wolnego od przerw”. Jest to znacznie bardziej restrykcyjne podejście od obecnego, gdzie tego



Rys. 1. Zmienność napięcia DC powodowana dynamicznymi zmianami przepływu prądu obciążenia [15]

typu wymagania stawia się jedynie 95% wartości rejestrowanych w ciągu każdego tygodnia. Ponadto zaleca się, aby wszystkie parametry jakości napięcia wymienione w najnowszej normie EN-50160 zostały uwzględnione w decyzji szwedzkiego organu legislacyjnego, w tym interharmoniczne, supraharmoniczne oraz komunikacja power-line – nawet jeśli jest zbyt wcześnie na ustalenie konkretnych limitów i granic dla poszczególnych parametrów.

Z perspektywy sieci wysokich i najwyższych napięć, w badaniu zalecono zmniejszenie limitu całkowitych zniekształceń harmonicznym (THD) dla wyższych poziomów napięcia, aby uzyskać margines między niskimi i wysokimi poziomami napięcia. Wnioski z tego projektu wskazują również na konieczność dalszego prowadzenia otwartych dyskusji na temat wymagań dotyczących jakości energii z interesariuszami. Bardzo istotnym jest tutaj zbieranie sugestii dotyczących poprawy wdrażanych wymagań. Kluczowym przedmiotem dalszych badań powinny być badania prowadzone w kierunku lepszego zrozumienia odporności nowoczesnych urządzeń na zakłócenia napięciowe, co w efekcie powinno pozwolić na wypracowanie parametrów dla wymaganych nowych wskaźników jakości energii.

Interesujące zagadnienia dotyczące jakości energii, przy czym obowiązujące dla części stałoprądowej DC, przedstawiono w referacie [15]. Opracowywanie standardów HVDC (ang. *High Voltage Direct Current*) rozpoczęło się wiele lat temu, ale standaryzacja zagadnień napięcia i jakości zasilania w części stałoprądowej DC (w szczególności dla średnich i niskich napięć DC), wymaga realizacji szeregu dalszych badań, które są właśnie urucha-

miane przez kilka komitetów technicznych IEC. Najtrudniejsza sytuacja w tym zakresie występuje dla projektów MVDC (ang. *Medium Voltage Direct Current*) lub LVDC (ang. *Low Voltage Direct Current*). Dla tego typu projektów dostępnych jest obecnie tylko kilka ogólnych standardów i raportów technicznych, na których mogą się opierać rzeczywiste projekty.

W praktyce systemy MVDC i LVDC różnią się od systemów HVDC istotnym elementem. Systemy HVDC praktycznie nie mają obciążenia (klienta) bezpośrednio podłączonego do prądu stałego (DC, ang. *direct current*), podczas gdy w sieciach dystrybucyjnych MVDC i LVDC odbiorcy prądu stałego i stacje DC/AC współistnieją i zasilani są ze wspólnych punktów przyłączeniowych po stronie DC (DC PCC). Tym samym kwestie techniczne pojawiające się w sieciach dystrybucyjnych DC wymagają przyjęcia pewnych standardów, w szczególności w odniesieniu do kwestii jakości energii (DC PQ).

Światowe gremia naukowe podkreślają konieczność intensywnego wsparcia szybkiego rozwoju lokalnych systemów dystrybucji energii DC oraz opracowania standardów DC PQ, m.in. poprzez realizację projektów pilotażowych. Referat koncentrował się na badaniach metod oceny PQ DC w stanie ustalonym m.in. zgodnie z wiedzą wypracowaną dla AC PQ.

Z perspektywy rozwoju morskich farm wiatrowych przyłączanych do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego bardzo interesujące zagadnienia przedstawiono w referacie [14]. Prezentuje on wyniki badań harmonicznym wykonanych przez RTE w związku z przyłączaniem morskiej farmy wiatrowej. Morska farma wiatrowa to klasyczny układ, w którym wiele źródeł

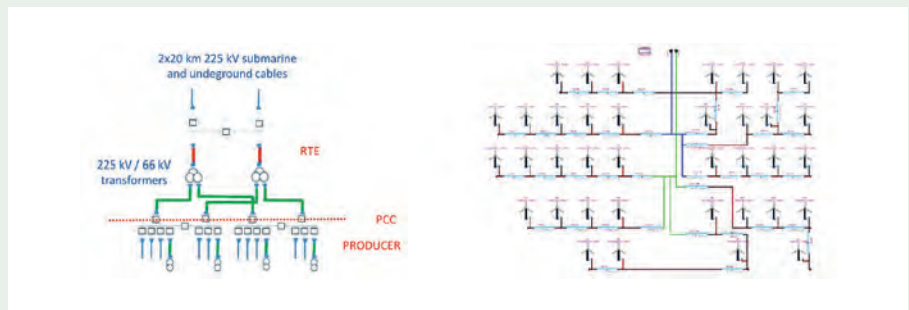
Tabela 1

Poziom wyższych harmonicznych w PCC przy założeniu 16 MW turbin wiatrowych [14]

Konfiguracja turbin wiatrowych	PCC								
	H7 (limit 4%)			H11 (limit 3%)			H13 (limit 3%)		
	5th	9th	max	5th	9th	max	5th	9th	max
1	0,75	1,0	1,2	4,08	8,7	10,4	2,54	5,2	7,1
2	1,11	1,4	1,6	3,84	7,6	8,8	0,69	2,2	2,8
3	1,17	1,5	1,8	3,18	5,6	6,4	0,68	2,1	2,7
4	1,14	1,5	1,7	1,26	2,4	2,9	0,069	0,3	0,7
5	1,27	1,8	2,2	1,08	2,0	2,4	0,07	0,2	0,2
6	4,5	13,4	18,7	1,2	2,7	3,2	0,19	0,3	0,5
7	3,52	4,9	5,6	0,38	0,6	0,8	0,19	0,3	0,5

z przekształtnikami wyprowadza moc do sieci przesyłowej za pomocą długich kabli prądu przemiennego. Obecnie wiadomo, że ten rodzaj połączenia może prowadzić do warunków rezonansowych i wzmacniać istniejące harmoniczne napięcia nawet do wartości przekraczających wartości dopuszczalne. W takich układach zaobserwowano, że zniekształcenia harmoniczne w punkcie przyłączenia (PCC) były spowodowane głównie wzmocnieniem istniejących harmonicznych tła występującego na lądzie, a nie indywidualnymi emisjami poszczególnych źródeł. Zatem dla każdej morskiej farmy wiatrowej przed wydaniem zgody na przyłączenie powinny zostać przeprowadzone stosowne analizy oceniające maksymalny poziom harmonicznych napięć, jaki może wystąpić po przyłączeniu tej farmy. Jeśli to konieczne, analizy powinny również wskazywać na potrzebę zastosowania odpowiednich środków mitygacji zagrożeń wynikających z potencjalnego pojawienia się harmonicznych o wartościach przekraczających poziomy dopuszczalne.

W referacie opisano symulacje przeprowadzone przez RTE oraz metodologię zastosowaną do oceny wzmocnień harmonicznych po podłączeniu farmy wiatrowej z układem eksportowym HVAC. Należy podkreślić, że poziom wyższych harmonicznych może zależeć od szeregu parametrów, w tym typu turbin wiatrowych oraz konfiguracji sieci wewnętrznej farmy. Strukturę zamodelowanej farmy wiatrowej przedstawiono na rysunku 2, natomiast przykładowe wyniki badań przedstawiono w tabeli 1.

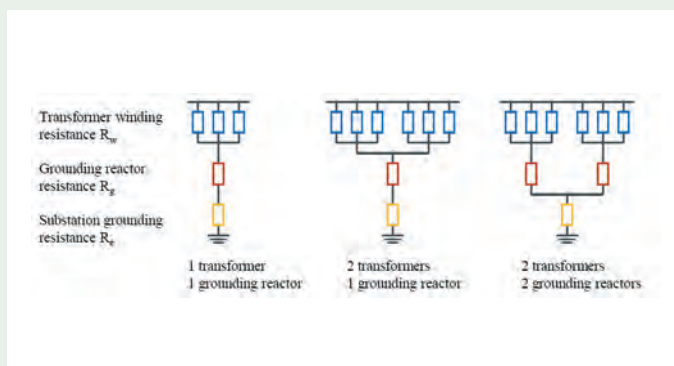


Rys. 2. Struktura zamodelowanej farmy wiatrowej [14]

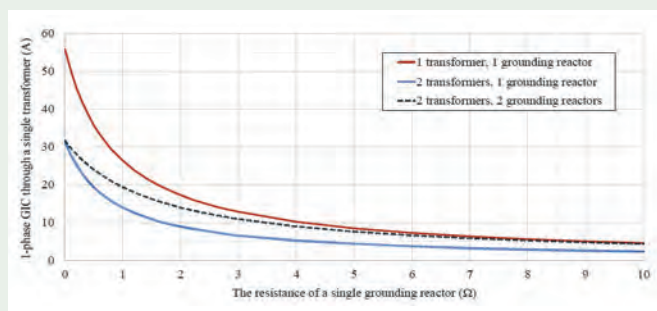
Kolejna tematyka poruszana w PS1 dotyczyła zagadnień prądów indukowanych geomagnetycznie. Niezawodność funkcjonowania SEE w pewnych uwarunkowaniach geograficznych może istotnie zależeć od zakłóceń geomagnetycznych. Zakłócenia geomagnetyczne spowodowane burzami słonecznymi mogą potencjalnie zakłócić bezpieczeństwo SEE. Wiele krajów w regionach o wyższych szerokościach geograficznych, w tym Ameryka Północna i Europa Północna doświadczyły takich problemów, a nawet przerw w dostawie prądu spowodowanych tymi zjawiskami. W celu zapewnienia bezpiecznej i niezawodnej pracy systemów elektroenergetycznych North American Electricity Reliability Council zatwierdziła w 2016 r. standard NERC TPL-007-1 – Zachowanie systemu przesyłowego dla zdarzeń zaburzeń geomagnetycznych. Przykładowe informacje na temat indukowanych geomagnetycznie prądów (GIC, ang. *geomagnetically induced currents*) przedstawiono w referatach [4, 17].

W szczególności referat przedstawiający wpływ zasad projektowania systemu przesyłowego na prądy indukowane geomagnetycznie w Fińskiej sieci przesyłowej [17] zawiera bardzo interesujące informacje dotyczące zasad obliczeń prądów indukowanych geomagnetycznie oraz stosowanych systemów uziemień i kompensacji szeregowych mających na celu minimalizację tego zjawiska. Przykładowe rozpatrywane układy w zakresie stosowanych uziemień oraz odpowiadające im wyniki badań przedstawiono odpowiednio na rysunkach 3 i 4, natomiast miejsca lokalizacji kompensatorów szeregowych w fińskiej sieci przesyłowej przedstawiono na rysunku 5.

Kolejny zbiór referatów [3, 6, 9, 10, 21] szeroko porusza m.in. tematykę nowych wyzwań pojawiających się w SEE, w tym dotyczył kwestii określania zdolności sieci przesyłowych, badań interakcji oraz estymacji mocy zwarciowej i jej wpływu na występujący poziom zapadów napięć w sieci.



Rys. 3. Rozpatrywane warianty systemów uziemień [17]



Rys. 4. Symulowany przepływ prądów geomagnetycznych przez transformator 400 kV znajdujący się w podstacji w Finlandii zachodniej dla różnych potąceń dławika uziemiającego [17]



Rys. 5. Sieć przesyłowa Finlandii z zaznaczonymi miejscami instalacji szeregowych kondensatorów [17]

Interesujące podejście do zagadnienia maksymalnej dopuszczalnej liczby zapa-
dów napięcia przedstawiono w szczególności w [9]. Holenderski kodeks sieci określa
szczegółowe kryteria oceny jakości energii. Zapady napięcia traktowane są jako zjawiska
kluczowe ze względu na ich wpływ na przyłączone strony w sieciach przesyłowych
i dystrybucyjnych. Do opracowania tego aktu prawnego wykorzystano normę EN-50160.
Zdefiniowano różne klasy, w których rozróżnia się zapady napięcia nieistotne i poważne.
W zależności od głębokości i czasu trwania, maksymalna liczba poważnych zapa-
dów napięcia jest określona w holenderskiej instrukcji ruchu i eksploatacji sieci (tab. 2).
Limity te są definiowane na podstawie średniej 5-letniej dla każdej sieci.

Wnioski z rozpatrywanego referatu wskazują, że przewidywane zmiany mocy
zwarciovych spowodowanych transformacją SEE są wyzwaniem, którym należy się
pilnie zająć. Wraz ze wzrostem wykorzystania źródeł przekształtnikowych przewidyuje
się, że moc zwarciova w przyszłym SEE może się zmieniać w szerokim zakresie.

Występujące zapady napięć będą głębsze, jeśli moc zwarcia zostanie obniżona. W re-
zultacie zdarzenie, które powoduje teraz nieszkodliwy zapad napięcia, po transfor-
macji energetycznej może spowodować znacznie poważniejsze zdarzenie. Redukcja
mocy zwarciovej będzie generować głębsze zapady napięć na większym obszarze
propagacji, co oznacza, że ten sam incydent będzie mieć wpływ na większą liczbę obiekt-
tów elektroenergetycznych. Przedstawione wyniki tych badań podkreślają znaczenie
mocy zwarciovej i potrzebę utrzymania jej na odpowiednim poziomie jako kluczowego
parametru przyszłego SEE.

PS2. Wyzwania i osiągnięcia w koordynacji izolacji i badaniach nad wyładowaniami atmosferycznymi

Tematyka podejmowana w ramach PS2 dotyczyła zagadnień:

- koordynacji izolacji z uwzględnieniem efektów linii długich, długich kabli elektroenergetycznych oraz modeli o parametrach zależnych od częstotliwości;
- rozwoju metodyk koordynacji izolacji i potrzeby standaryzacji w systemach i urządzeniach prądu przemiennego AC współpracujących z systemami i urządzeniami opartymi na przekształtniku energoelektronicznych;
- oceny wyładowań atmosferycznych systemów przesyłowych i dystrybucyjnych obejmujących nowe projekty majątku trwałego i ekstremalne zdarzenia meteorologiczne.

Tabela 2

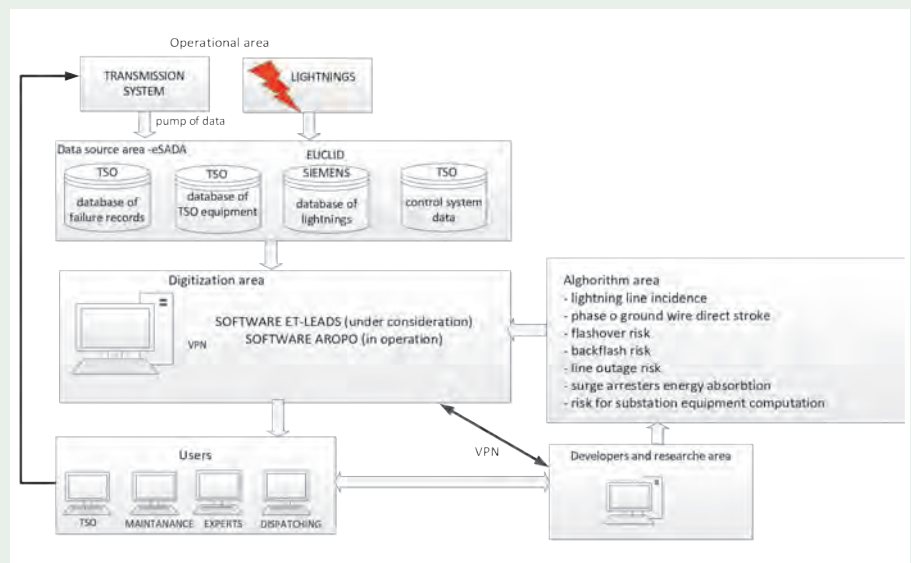
Maksymalna liczba zapadów napięcia na klasę w ciągu pięciu lat kalendarzowych [9]

Residual voltage, p.u.	Duration, ms			
	10 to 200	200 to 500	500 to 1000	1000 to 5000
$0,8 \leq U < 0,9$	Class A	Class B2 (MV:4/(E)HV:1.2)	Class C (MV:4/(E)HV:0.4)	
$0,7 \leq U < 0,8$				
$0,4 \leq U < 0,7$				
$0,05 \leq U < 0,4$	Class B1 (MV:3/(E)HV:1.2)			
$0,01 \leq U < 0,05$				

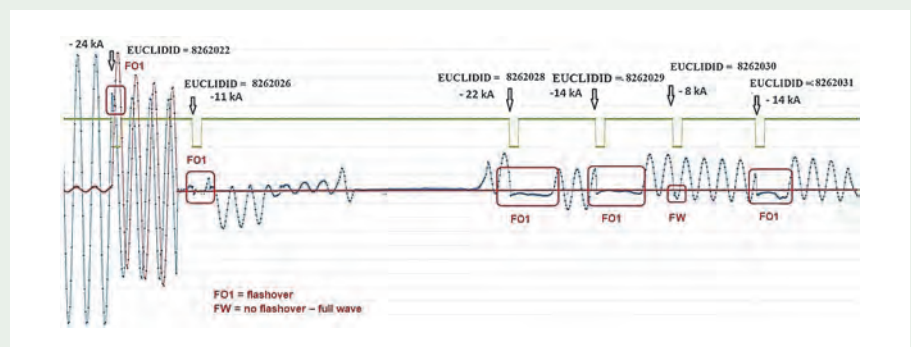
W ramach tematu PS2 opublikowano kilka interesujących referatów obejmujących swym zakresem tematycznym różnego rodzaju kwestie związane z wyładowaniami atmosferycznymi [24, 26, 27, 29]. W szczególności referat [29] przedstawia bardzo interesujące nowe podejście do zagadnienia identyfikacji i oceny wyładowań atmosferycznych w sieci przesyłowej. W referacie tym opisano koncepcję automatycznego systemu oceny zjawisk wyładowań atmosferycznych w sieci przesyłowej operatora czeskiego. System łącząc dane pochodzące z systemu detekcji wyładowań atmosferycznych EUCLID, stacyjnych rejestratorów zakłóceń oraz baz danych urzędów OSP, dokonuje oceny ryzyka awarii urządzeń stacyjnych. Zastosowane algorytmy w tym systemie opierają się na obliczeniowej estymacji wyładowań atmosferycznych w jedno- lub wielotorowych liniach przesyłowych z uwzględnieniem wielokrotnych uderzeń piorunów. Algorytmy potrafią rozpoznać, czy wielokrotne wyładowania atmosferyczne pojawiające się w bardzo bliskich odstępach czasu mają te same lub różne drogi splotu „do ziemi”.

Ocena ryzyka dla urządzeń podstacji opiera się na badaniach koordynacji izolacji z wykorzystaniem zasad modelowania elektromagnetycznych stanów przejściowych EMT (ang. *electromagnetic transient*) w celu symulacji rozprzestrzeniania się przepięć w stacji elektroenergetycznej. Wyniki tych badań pomagają w ilościowym określeniu ryzyka związanego z wyładowaniami atmosferycznymi. Szczególnie w przypadku uderzenia pioruna w pobliżu podstacji główną uwagę zwraca się na pracę urządzeń zainstalowanych w stacji elektroenergetycznych (na końcach danej linii).

Schemat blokowy oprogramowania ET-LEADS przedstawiono na rysunku 6, natomiast przykładowy przebieg wartości chwilowej prądów podczas zakłócenia zwarciego wraz z opisem wygenerowanym przez system – na rysunku 7. Podstawowym zadaniem proponowanego systemu jest kompleksowa detekcja negatywnych skutków wyładowań atmosferycznych na izolację urządzeń stacyjnych i zapobieganie ich awariom (ochronniki



Rys. 6. Integracja i funkcjonalność oprogramowania ET-LEADS w systemie OSP [29]



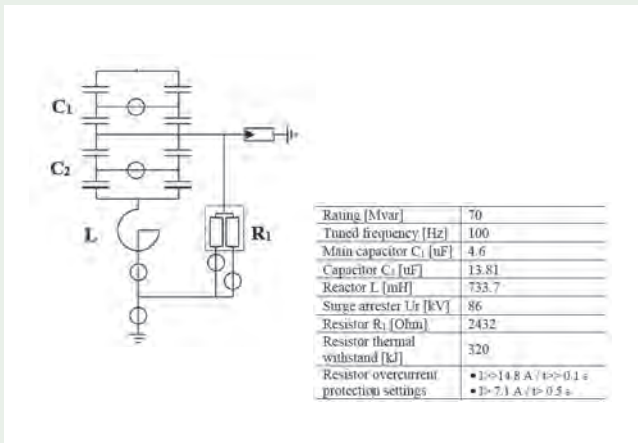
Rys. 7. Przebieg wartości chwilowej prądów podczas zakłócenia zwarciego i po nieudanym ponownym załączeniu w fazie L2 wraz z opisem wygenerowanym przez ET-LEADS [29]

przebiegiowe, przekładniki, wyłączniki itp.), ocena prawdopodobieństwa ryzyka z natychmiastowym automatycznym ostrzeżeniem w przypadku wysokiego prawdopodobieństwa wystąpienia awarii oraz dokładna lokalizacja zwarć piorunowych.

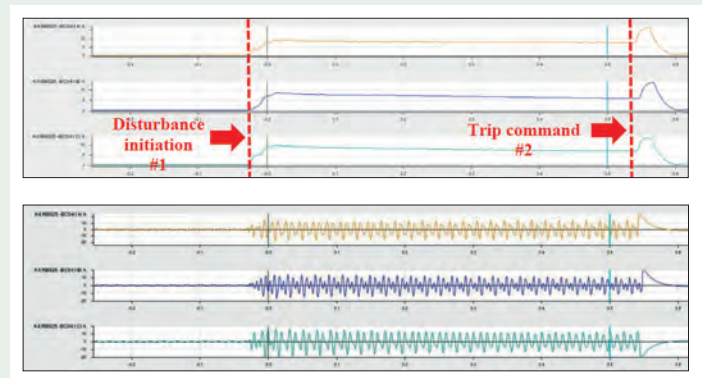
W zakresie zasad doboru parametrów filtrów wyższych harmonicznych w sieciach z długimi liniami kablowymi NN interesujące zagadnienie przedstawiono w referacie [25]. Integracja układów eksportowych morskich farm wiatrowych z SEE, wykonanych w technologii prądu przemiennego HVAC jest dużym wyzwaniem w zakresie tłumienia występujących stanów przejściowych i doboru parametrów filtrów. TenneT, operator systemu przesyłowego w Holandii i Niemczech, jest właścicielem i operato-

rem układu eksportowego morskiej farmy wiatrowej, która jest podłączona do systemu przesyłowego 380 kV w rejonie Borsele w Holandii. Układ eksportowy morskiej farmy wiatrowej umożliwia przesył energii generowanej przez farmę o mocy 1400 MW.

W układzie tym w kwietniu 2020 r. działający bank filtrów TOV 220 kV (rys. 8) został wyłączony przez swój system zabezpieczeń. Dostępne rejestracje zakłóceń wskazywały, że wyłączenie nastąpiło wskutek zadziałania zabezpieczeń nadprądowych rezystorów filtra, co zbiegło się ze zdarzeniem zewnętrznym występującym w SEE. Rejestrację zakłócenia prowadzącego do wyłączenia filtra przedstawiono na rysunku 9.



Rys. 8. Schemat jednokreskowy i parametry filtra typu C [25]



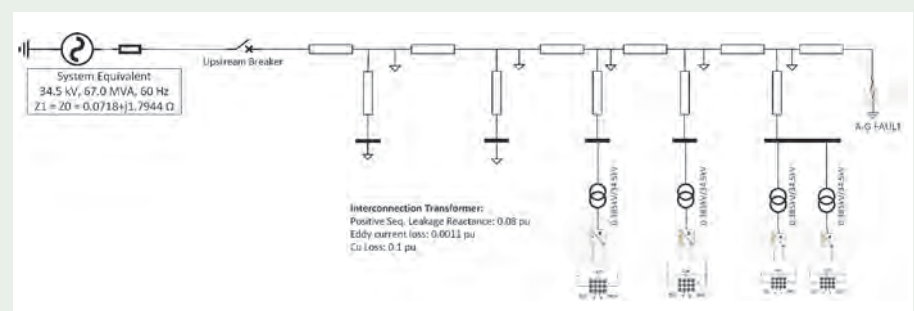
Rys. 9. Rejestracja zakłócenia prowadzącego do wyłączenia filtra – przebiegi wartości skutecznych i chwilowych prądów na rezystorach tłumiących [25]

Szczegółowa analiza zdarzenia wykazała, że przekroczona została wytrzymałość cieplna rezystorów filtra oraz wytrzymałość na energię cieplną i wartości znamionowe przenoszenia ładunku ograniczników przepięć filtra. Kluczowy wniosek z analizy zdarzenia wskazywał na to, że początkowy projekt filtra uwzględniał tylko straty generowane przez przepływ harmonicznych w stanie ustalonym. Taki stan nie odzwierciedla znacznie wyższych przeciążeń termicznych, jakich można się spodziewać w warunkach wystąpienia rezonansu harmonicznego – co miało wtedy miejsce. W efekcie zdecydowano, że rezystory filtra zostaną wymienione na nowe, o większej wytrzymałości termicznej oraz pojedynczy ogranicznik przepięć zostanie zastąpiony baterią ograniczników, składającą się z wielu ograniczników połączonych równolegle. Kluczowy wniosek płynący z przeprowadzonych badań dotyczył jednak zmiany zasad projektowania filtrów, które teraz są projektowane nie tylko z uwzględnieniem stanów statycznych, ale również z uwzględnieniem możliwości wystąpienia rezonansów.

Interesujące zagadnienia dotyczące wpływu konfiguracji transformatorów na zjawiska i przepięcia występujące podczas stanów zakłóceń w SEE nasyconym przekształtnikami energoelektronicznymi przedstawiono w [22, 30]. Rozproszone zasoby energii (DER, ang. *Distributed Energy Resources*) stanowią różnorodne wyzwania w zakresie projektowania, eksploatacji, sterowania i zabezpieczeń rozwijającej się

sieci energetycznej. Referat [22] wskazuje, że wraz ze wzrostem poziomu zasobów bazujących na przekształtnikach, niektóre dobrze funkcjonujące, ugruntowane koncepcje, takie jak skuteczne uziemienie, przepięcia ziemnozwarciowe, ferorezonans i identyfikacja pracy niepełnofazowej mogą już nie spełniać swojej funkcji. W szczególności dotyczy to sieci nasyconych DER. W sieciach tych istotne stały się wyzwania związane z koordynacją zabezpieczeń, uziemieniem, w tym z błędami w działaniu spowodowanymi zmienioną charakterystyką zwarcia, itp.

Biorąc pod uwagę te wyzwania, w referacie skoncentrowano się na określeniu różnych zjawisk przejściowych występujących w układach z przekształtnikami przyłączonymi do linii SN z uwzględnieniem różnych typów transformatorów, różnych stosunków generacji do obciążenia i rodzaju połączeń obciążenia. W celu wypracowania stosowanych konkluzji w tym zakresie przeprowadzono stosowane badania symulacyjne. Rozpatrywany model sieci przedstawiono na rysunku 10, natomiast efekty przeprowadzonych prac przedstawiono na rysunku 11.



Rys. 10. Model sieci wykorzystywany do badań symulacyjnych [22]

Y _g /Y _g	Y _g /Δ or Y _g /Y
<ul style="list-style-type: none"> • Act as a ground source if inverter is grounded • Inverter can see the ground fault on MV side resulting in faster tripping times • Highly unbalanced voltages during fault on inverter and grid side • Generally voltage magnitudes are higher on both MV and LV side • Better open-phase detection due to inverter visibility • At risk of ferroresonance; risk lower than Y_g/Δ 	<ul style="list-style-type: none"> • No ground source on grid side • Due to the Δ-high side, SLG on MV may not be visible to the inverter • Higher MV side voltage but lower inverter-side voltage • Highly unbalanced voltages on grid side but they stay balanced on the inverter side • Slower inverter trip times and higher arrester energy • Difficult to observe open-phase due to the Δ high side • Higher risk of ferroresonance than other configurations

Rys. 11. Wpływ różnych konfiguracji transformatorów na poszczególne parametry w układach sieciowych nasyconych DER [22]

Wniosek końcowy wskazuje jednoznacznie, że wraz ze wzrostem poziomu zasobów opartych na przekształtnikach oraz pojawianiu się w sieci różnego typu transformatorów współpracujących z tymi przekształtnikami, niektóre dobrze ugruntowane koncepcje (strategie eliminacji zakłóceń), kwestie skutecznego uziemienia, przepięcia ziemnozwarciowe, ferrorrezonans i identyfikacja pracy niepełnofazowej, mogą okazać się nieskuteczne. Dlatego wraz z rosnącym udziałem DER należy dokonywać ponownego przeglądu tych rozwiązań, każdorazowo z uwzględnieniem wszystkich lokalnych uwarunkowań.

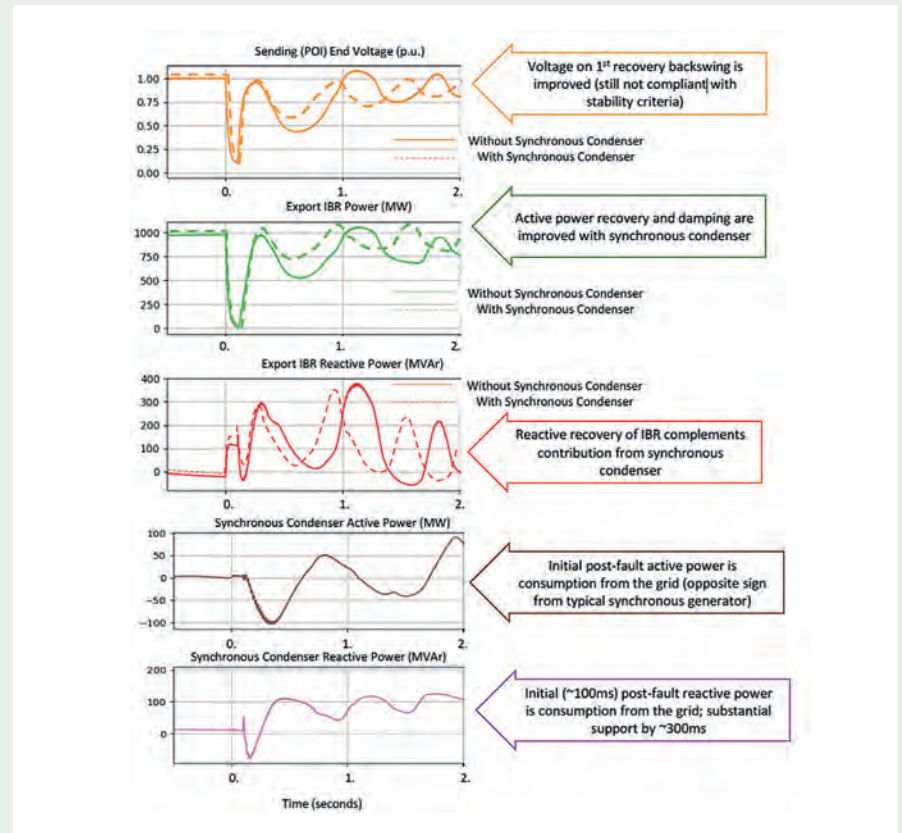
PS3. Wyzwania i osiągnięcia w dynamice systemu elektroenergetycznego

Tematyka podejmowana w ramach PS3 dotyczyła zagadnień:

- modelowania, analizy i walidacji poszczególnych modeli oraz zjawisk interakcji rozległego SEE, uwzględniających m.in. schematy działania elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej;
- określenia wpływu na funkcjonowanie SEE pojawiających się technologii związanych z produkcją wodoru i innych urządzeń magazynujących oraz przekształtników energii z funkcjonalnością Grid Forming Capabilities;
- analizy bezpieczeństwa i odporności SEE cechującego się dużym nasyceniem przekształtników energoelektronicznych, w tym uzyskania wsparcia systemowego z poziomu źródeł rozproszonych, takiego jak black start, praca wyspowa, sztywność sieci i inercja.

W ramach tematu preferowanego PS3 opublikowano kilka interesujących referatów obejmujących swym zakresem tematycznym kwestie wpływu transformacji energetycznej, na poziom mocy zwarciowej, sztywność sieci, funkcjonalność GFC oraz stabilność systemów elektroenergetycznych: [32, 34, 38, 44, 47,51].

Interesujące kwestie dotyczące poprawy warunków stabilności fragmentu system nasyconego DER poprzez zasto-



Rys. 12. Wpływ kompensatora synchronicznego na występujące stany przejściowe w przypadku słabej sieci [34]

sowanie kompensatorów synchronicznych przedstawiono w referacie [34]. Wskazuje się w nim, że zasoby oparte na przekształtnikach mają istotne ograniczenia w zakresie utrzymania stabilności SEE w stanach przejściowych. W szczególności falowniki oysterowaniu podążającym za siecią (GFL, ang. *Grid Following Converter*), które dzisiaj są dominujące, mają niekorzystne cechy z perspektywy zachowania stabilności SEE w stanach zakłóceń. Dodatkowo w przypadku systemów, w których moc z przekształtników jest eksportowana na znaczne odległości elektryczne, uwarunkowania technologiczne funkcjonowania przekształtników mogą prowadzić do utraty stabilności tych sieci, wskutek wywołania zjawisk rezonansowych lub wystąpienia niestabilności układów regulacji.

Dostępnych jest wiele środków łagodzących i poprawiających stabilność sieci słabych (sieci nasyconych dużą liczbą przekształtników cechujących się stosun-

kowo niewielką mocą zwarciową), jednak do najbardziej skutecznych można zaliczyć strojenie układów sterowania i regulacji oraz dodawanie obiektów stabilizujących, do których zalicza się m.in. kompensatory synchroniczne. W referacie przedstawiono bardzo interesujące wyniki dotyczące efektów zastosowania kompensatorów synchronicznych do poprawy stabilności układu eksportowego farmy wiatrowej. Wpływ zastosowania kompensatora synchronicznego na analizowany fragment sieci reprezentują przebiegi przedstawione na rysunku 12.

Z przedstawionych badań wynika, że kompensatory synchroniczne poprawiają uzyskanie stabilnych warunków funkcjonowania układu, co stwarza możliwość zwiększenie limitów przesyłu. Przeprowadzone badania wskazują także, że kompensatory synchroniczne mogą mieć najlepszą skuteczność oddziaływania w zakresie obsługi wysokich poziomów przesyłania mocy, gdy

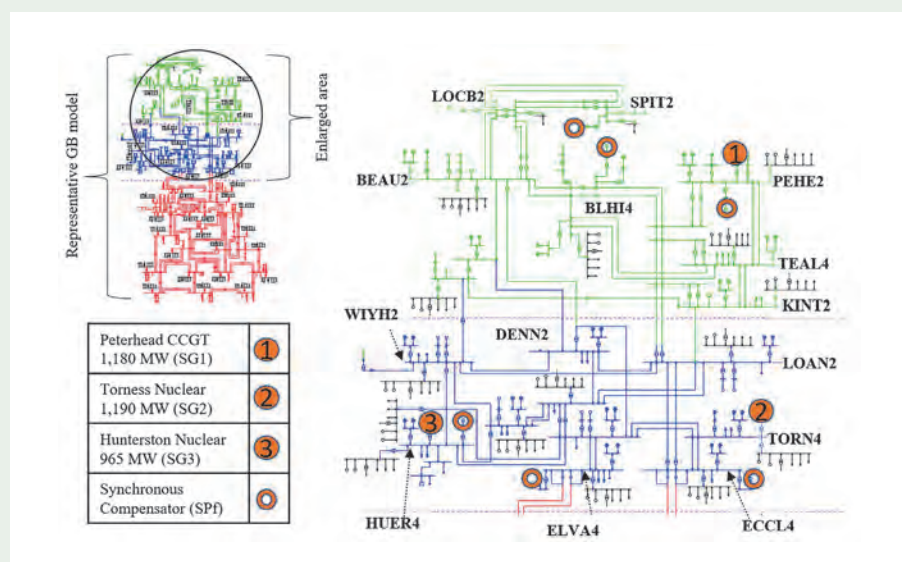
są umieszczone w pobliżu elektrycznego środka systemu eksportowego. Uzyskane wyniki wskazują również, że zachowanie oscylacyjne w przypadku silnie obciążonego systemu eksportującego może, ale nie musi, skutkować złożoną interakcją między IBR a kompensatorami synchronicznymi. W tym zakresie operatorzy systemów powinni zachować szczególną ostrożność i starać się monitorować te zjawiska na bieżąco. Zwraca się również uwagę na to, że zjawiska oscylacji w układach nasyconych IBR mogą mieć znacząco inną genezę niż bardziej znane oscylacje elektromechaniczne.

Obecnie kluczowym zagadnieniem wynikającym z transformacji SEE, poruszonym w Wielkiej Brytanii, jest m.in. utrzymanie określonego poziomu mocy zwarciowej,

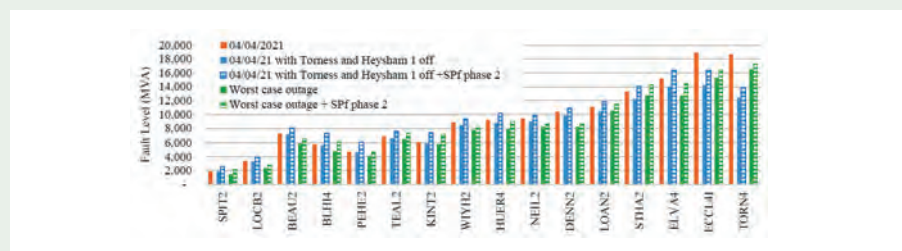
którego znaczące obniżenie występuje wskutek wypierania źródeł z konwencjonalnymi generatorami synchronicznymi przez jednostki wytwórcze z przekształtnikami w torze wyprowadzenia mocy. Rozważania dotyczące oceny poziomu mocy zwarciowej w szkodkim obszarze przesyłowym SEE Wielkiej Brytanii (GB) przedstawiono w referencji [32]. Obszar ten (rys. 13) cechuje się dużą liczbą źródeł z przekształtnikami w torze wyprowadzenia mocy IBR i bardzo niewielkim udziałem dużych generatorów synchronicznych, z których niektóre w niedługim czasie powinny zostać wyłączone z eksploatacji. Czynniki te zmotywowały operatora systemu do ogłoszenia przetargu – Stability Pathfinder (SPf) Phase 2 – polegającego na poszukiwaniu nowych źródeł prądu zwarciowego w SEE.

Kluczowe wyniki badań przeprowadzone w ramach tego projektu (rys. 14) wskazały, że w wielu lokalizacjach wyłączenia elementów sieciowych mogą zmniejszyć lokalne poziomy mocy zwarciowej bardziej niż status dostępnych dużych jednostek generatorów synchronicznych, a udział generatorów synchronicznych w kształtowaniu poziomu mocy zwarciowej ma charakter przede wszystkim lokalny. Ponadto zdarzenie w postaci oscylacji subharmicznych, jakie wystąpiło w sierpniu 2021 r. wskazuje, że powiązanie pojęcia czułości napięciowej z poziomem mocy zwarciowej może być dyskusyjne, gdyż poziom mocy zwarciowej podczas zdarzenia nie był wyjątkowo niski. W związku z tym można stwierdzić, że wykorzystywanie poziomu minimalnej mocy zwarciowej jako miernika dla wyzwań związanych z czułością napięcia w stanie quasi-ustalonym jest niewystarczające do zapewnienia stabilnej pracy operacyjnej szkodkiego SEE. Należy dołożyć większych starań nad określeniem dokładnych wskaźników wskazujących potrzeby systemu, aby zapewnić bezpieczeństwo dostaw w sposób jak najbardziej stabilny.

Coraz większe uzależnienie odbiorców od ciągłości dostaw energii elektrycznej oraz rosnące ryzyko utraty stabilności wskutek występującej transformacji energetycznej powoduje, że operatorzy sieci przesyłowych poszukują nowych środków poprawy odporności SEE na duże zakłócenia (ang. resilience). Jednym z takich środków może być usługa blackstart, realizowana przez nowoczesny system HVDC wykorzystujący technologię VSC. Interesujące kwestie dotyczące testów usług blackstart realizowanych na dwóch nowych połączeniach międzysystemowych HVDC, które zostały niedawno uruchomione w belgijskiej sieci, przedstawiono w referencji [41]. Testy te były realizowane z wykorzystaniem systemu HVDC ALEGrO (2021 r.), który łączy belgijską i niemiecką sieć elektroenergetyczną oraz system HVDC Nemo Link (2019 r.), łączący Belgię z Wielką Brytanią. Obydwa projekty to połączenia punkt-punkt o mocy 1 GW wykorzystujące konwertery MMC VSC w konfiguracji monopolarnej. Projekty te oferują



Rys. 13. Reprezentatywny model szkodkiego obszaru przesyłowego SEE Wielkiej Brytanii (GB), pokazujący lokalizację głównych generatorów synchronicznych i zakładane lokalizacje kompensacji synchronicznej z przetargu SPf Faza 2 [32]



Rys. 14. Poziomy mocy zwarciowej występujące w poszczególnych węzłach szkodkiego obszaru przesyłowego, w tym udział w wynikach wynikający z realizowanego projektu SPf phase 2 [32]

usługę blackstart pod warunkiem, że dostępna jest wystarczająco silna sieć zasilająca jedną ze stacji przekształtnikowych systemu HVDC.

W celu zdobycia praktycznej wiedzy w zakresie możliwości świadczenia blackstart z tych systemów HVDC Operator Elia zdecydowała się przeprowadzić rzeczywiste testy podczas fazy rozruchu obu projektów. Obydwa testy zakończyły się pozytywnie, a wnioski wynikające z tych testów są bardzo interesujące. Należy podkreślić, że w testach tych uwzględniono m.in. przyłączenie aktywnych obiektów stron trzecich, w tym elektrowni szczytowo pompowej (rys. 15). Podejście to wymagało przeprowadzenia obszernych badań symulacyjnych przed testem, aby przewidzieć i zapobiec nieznanym zjawiskom i problemom podczas realizacji testu fizycznego (rys. 16).

W referacie opisano szczegółowe wyniki symulacji, które zostały potwierdzone podczas wykonywania samego testu fizycznego. Opisano kluczowe zachowania i wykryte zjawiska oraz przedstawiono zalecenia dotyczące sposobu oceny ryzyka realizacji usługi blackstart. Przeprowadzone na potrzeby testu Symulacje EMT wykazały ich fundamentalne znaczenie przy przygotowywaniu zaawansowanych

testów blackstart. W celu dokładnego odwzorowania wszystkich zjawisk, wykrycia potencjalnych ryzyk i oceny skuteczności możliwych środków zaradczych maksymalizujących szanse powodzenia testu i minimalizujących ryzyko uszkodzenia aktywów podmiotów trzecich, potrzebny jest szczegółowy model całego analizowanego fragmentu sieciowego.

W zakresie systemów HVDC na uwagę zasługuje również kolejny referat [46] wskazujący na coraz większą potrzebę realizacji szczegółowych badań symulacyjnych jeszcze przed budową systemu HVDC. Coraz większe nasycenia SEE odnawialnymi źródłami energii zwiększa znacząco wymagania dotyczące systemów sterowania i ochrony przekształtników systemów HVDC. Stanowi to wyzwanie pod względem projektowania i testowania odporności i wydajności systemu HVDC w szerokim zakresie warunków pracy i sytuacji awaryjnych HVDC. W rezultacie, system taki jest często projektowany i dokładnie testowany w warunkach pracy w stanie ustalonym i przejściowym w dwóch środowiskach symulacyjnych (rys. 17):

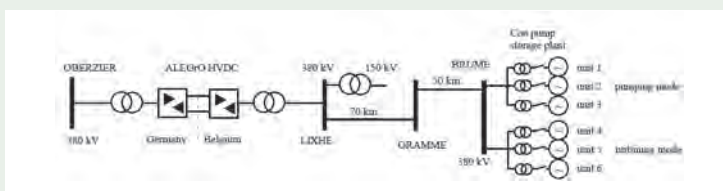
- w środowisku realizującym symulacje w czasie nierzeczywistym – offline,
- w środowisku realizującym symulacje w czasie rzeczywistym – online,

przed ostatecznym wykonaniem tego systemu na miejscu.

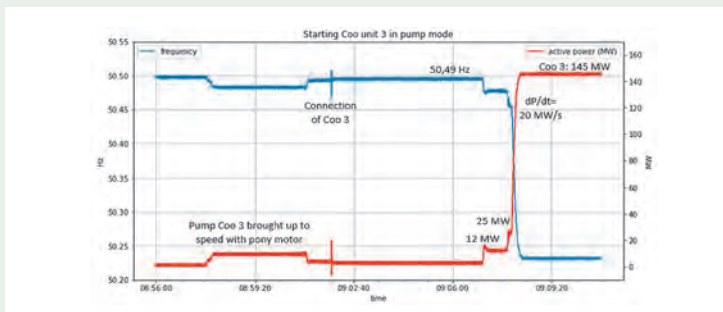
Symulacje zarówno offline, jak i online są kluczowe dla zapewnienia odpowiedniej jakości i skrócenia czasu realizacji całego projektu. Mimo uciążliwych wymagań sprzętowych dla symulacji czasu rzeczywistego RTS (ang. *real time simulation*) oraz tego, że symulacje offline mogą osiągnąć taką samą dokładność jak symulacje online, odnotowuje się rosnące wykorzystanie RTS. Dzieje się tak głównie dlatego, że:

- symulacje RTS zawierają rzeczywiste systemy sterowania i ochrony sprzętu używanego na miejscu i dzięki temu zapewniają kompleksowy sposób weryfikacji jego działania jeszcze na etapie laboratoryjnym;
- środowisko oparte na oprogramowaniu zwiększa również możliwość integracji innych modeli symulacyjnych w badanych złożonych sieciach AC i DC w elastyczny, skalowalny i wydajny sposób, bez potrzeby stosowania dodatkowego sprzętu.

W efekcie zastosowanie takiego podejścia pomogło skrócić czas potrzebny na zaprojektowanie, walidację i wdrożenie systemu HVDC, a to z kolei skraca całkowity czas realizacji projektu, bez uszczerbku dla dokładności i jakości wykonanych usług.



Rys. 15. Uproszczony schemat jednokreskowej sieci testowej [41]



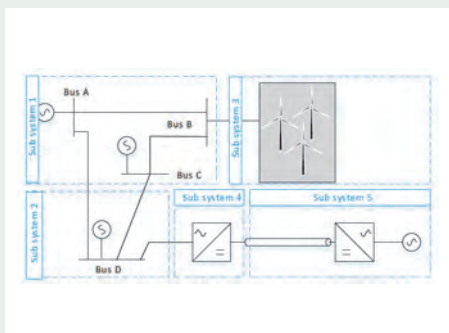
Rys. 16. Przebieg poboru mocy czynnej i częstotliwości w obszarze sieciowym zasilanym przez system HVDC [41]



Rys. 17. Porównanie szczegółowości modeli dla symulacji offline, symulacji online i rzeczywistego systemu [46]

W efekcie powstawania coraz bardziej złożonych SEE symulacje EMT (Electromagnetic Transient) mają coraz większe znaczenie. Jednak wysiłek obliczeniowy wymagany do realizacji symulacji dużych obszarów SEE często stanowi istotną barierę i wykorzystuje się wtedy uproszczone podejścia bazujące na ekwiwalentach. Podejście to niestety w przypadku SEE nasyconych przekształtnikami jest mało wiarygodne. Chcąc symulować duże obszary SEE w dziedzinie EMT trzeba dysponować odpowiednio dużą mocą obliczeniową. Doświadczenia z projektu, w którym symulowano duży sieciowy model EMT przy użyciu klastra maszyn wirtualnych dostarczanych w chmurze przedstawiono w referacie [53]. Autorzy opracowali podejście do przetwarzania w chmurze symulacji EMT cechujące się m.in. łatwością użycia i dostępem do „tańszych” i szybszych obliczeń. W proponowanym podejściu obliczeń równoległych model obszaru SEE jest podzielony na określone podsystemy (rys. 18).

Podsystemy powinny być tworzone w taki sposób, aby w ramach danego podsystemu ujęta była pewna kompleksowa funkcjonalność obiektu/obiektów elektro-



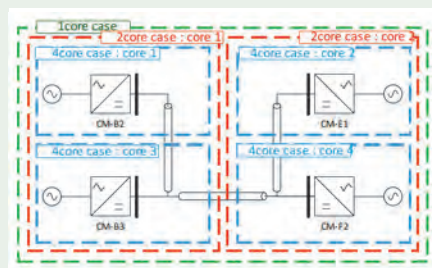
Rys. 18. Przykładowe podsystemy dla potrzeb obliczeń równoległych EMT [53]

energetycznych. Do typowych podsystemów można zaliczyć:

- stację przekształtnikową HVDC lub system FACTS;
- złożony generator, farmę wiatrową lub farmę fotowoltaiczną;
- sieć zasilającą AC.

Używając takiego podziału, każdy podsystem jest symulowany na pojedynczym rdzeniu przy użyciu oddzielnego procesu. Przy większych podsystemach można używać rdzeni pochodzących z różnych procesorów. Poprawa szybkości wielordzeniowego modelu systemu zasilania w porównaniu z modelem jednorodzeniowym jest istotnie zależna od tego, jak dobrze podzielone zostały różne podsystemy. Idealnie, każdy podsystem powinien mieć ten sam poziom złożoności modelu i kończyć się w tym samym czasie, przed wymianą informacji między podsystemami.

Przykład podziału fragmentu multiterminalowego systemu HVDC na podsystemy przedstawiono na rysunku 19, a uzyskane wyniki obliczeń zakładające różne warianty obliczeń równoległych przedstawiono w tabeli 3. Analizując przedstawione w referacie informacje stwierdza się,



Rys. 19. Podział na poszczególne podsystemy (rdzenie procesora) przykładowego multiterminalowego systemu HVDC [53]

Tabela 3

Poprawa szybkości symulacji EMT – przy użyciu maszyny obliczeniowej z procesorem o parametrach: 3,4 GHz, 6 rdzeni, 32 GB

Liczba rdzeni	Czas symulacji, m : s	Przyspieszenie obliczeń
1	5:13	100%
2	2:59	175%
4	1:50	284%

że realizując obliczenia równoległe dla dobrze skonfigurowanego pod względem obliczeniowym modelu dużego obszaru systemu sieciowego można istotnie zwiększyć ich efektywność. Generalnie temat ten należy traktować jako ważny i rozwojowy.

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 w SEE, w którym występuje coraz większe nasycenie przekształtników energoelektronicznych. Względem lat poprzednich można odczuć, że rozważane kwestie interakcji pomiędzy jednostkami OZE, systemami HVDC oraz SEE ewoluują z pojedynczych przypadków na rzecz analiz prowadzonych dla całych obszarów SEE. Przewiduje się, że kwestie opisane w przytoczonych referatach staną się coraz bardziej powszechne i wymuszą istotne zmiany w dotychczasowym podejściu do kształtowania metodyk i narzędzi do symulacji stanów przejściowych SEE i badania jego stabilności. Należy podkreślić, że tego typu wyzwania rodzą się przed wszystkimi operatorami systemów – nie tylko w Europie, ale również na całym świecie.

REFERATY KOMITETU STUDIÓW C4

- [1] C4-10165. M. Carli, B. Meyer, *Comparison of Harmonic Study Results with Long Term Measurements to Propose a more Realistic Way to Represent the System Impedance in Harmonic Performance Studies.*
- [2] C4-10167. I. Santos, B. Gianesini, G. Troncha, R. Gregory, C. Azevedo, V. Brito, *Application of a Methodology for Determining Voltage Harmonic Contributions in a Low-Voltage Busbar.*
- [3] C4-10169. I. Visconti, M. Costa, *A Hosting Capacity Methodology for Brazilian Distribution Networks.*

- [4] C4-10415. C. Liu, X. Guan, Y. Hu, *Assessing the Risk of Geomagnetic Disturbance on Power System from Perspective of Steady-State Security Region*.
- [5] C4-10419. T. Browne, V. Gosbell, R. Barr, *Critical Review of Harmonic Assessment Procedures for Transmission Customers and Renewable Generators*.
- [6] C4-10522. K. Babiarz, D. Roop, S. Morello, *Theory and Application of Multi-Frequency Interaction Screening Method*.
- [7] C4-10526. S. Akagi, J. Yoshinaga, N. Hayashi, S. Uemura, T. Shoji, T. Nakajima, *Countermeasures against voltage flicker by photovoltaic inverters with islanding detection function occurring in a wide area network*.
- [8] C4-10527. N. Okada, *Review of Harmonic Characteristics in the Japanese Electric Power System*.
- [9] C4-10541. R. Torkzadeh, J. Waes, G. Mulder, V. Čuk, S. Cobben, *An Estimation for Short-Circuit Power Changes in the Dutch Grid to Analyze the Impacts of Energy Transition on Voltage Dips*.
- [10] C4-10542. M. Poikilidis, T. Ploeg, F. Ten Harve, R. Heuckelbach, G. Olde Monnikhof, *Integration of Photovoltaic (PV) plants into the railway electricity network of the Netherlands: Impact on the operation of the railway network and grid code compliance assessment*.
- [11] C4-10563. B. Bukh, F. Silva, C. Leth Bak, *Analysis of Harmonic Propagation in Meshed Power Systems Using Standing Waves*.
- [12] C4-10816. G. Sandberg, T. Weissl, G. Eriksson, D. Cottet, A. Schroeder, *EMC Simulation Method for Multi-Level VSC HVDC Converters*.
- [13] C4-10818. J. Rosenlind, H. Bobadilla Robles, S. Aceby, D. Karlsson, *Swedish voltage quality regulation development for the challenges imposed by the energy transition*.
- [14] C4-10925. Q. Piraud, X. M. Viel, J. Michel, *Harmonic studies performed by RTE for wind farm connection*.
- [15] C4-10926. X. Yang, X. Niu, J. Fei, C. Zhang, H. Tong, C. Liu, L. Zhang, *DC Power Quality assessment on real MVDC and LVDC power systems*.
- [16] C4-10928. G. Tremouille, K. Carvalho, J. Carlos Urrego, A. Kumar, *Equivalent Impedance of Wind and Solar Power Plants for AC Harmonic Performance Assessment of VSC-HVDC Systems*.
- [17] C4-10944. L. Ala-Mutka, A. Harjula, L. Haarla, K. Patil, *Impacts of Transmission System Design Principles on Geomagnetically Induced Currents in the Finnish Transmission Grid*.
- [18] C4-11038. J. Chacón, D. Alonso Sorensen, M. De LA Hoz, C. Rioja Barón, *Harmonic Filters Characteristics Effects in the Switching Manoeuvre Transient*.
- [19] C4-11103. R. Stiegler, J. Meyer, M. Nazemi, *Measurement and Simulation of Harmonic Propagation in Transmission Systems*.
- [20] C4-11154. A. Gallarreta, J. González-Ramos, I. Fernández, D. De La Vega, A. Arinda, I. Angulo, *Synthetic Signals for the Evaluation of Low-Voltage Grid's Measurement Methods*.
- [21] C4-11155. B. Pollet, S. Denetiere, Y. Vernay, *Ferroresonance in SVC – Onsite measurement, analysis with EMT simulation and selection of a mitigation solution*.
- [22] C4-10215. Maigha, S. Carr, A. Brandt, M. Singh, *Transformer Configuration Impacts on Transient Phenomena in Inverter-Based Resource Dominated Distribution System – a Case Study*.
- [23] C4-10349. I. Tannemaat, B. Küchler, C.S. Engelbrecht, *Analysis of measurements and calculations on tower footing impedances in transmission lines*.
- [24] C4-10528. K. Ishimoto, K. Michishita, T. Eguchi, T. Sato, H. Sugimoto, Y. Kokubo, *Lightning Performance Assessment of Japanese Medium-Voltage Overhead Distribution Lines Considering Regional Characteristics*.
- [25] C4-10549. K. Velitskakis, M. Limpens, M. Kransse, C. Engelbrecht, *Sympathetic Interaction Phenomena in an AC Offshore Grid – An Investigation Analysis of a C-Type Harmonic Filter Trip Incident & Lessons Learned*.
- [26] C4-10569. C. Wall, B. Barbieri, P. Arnera, R. Bianchi, *Evaluation of the effectiveness of the external protection system against lightning*.
- [27] C4-10809. L. Schwalt, M. Maurer, S. Pack, *Analysis of Transient Measurements in Transmission Systems Correlation with Network Protocol Data and Lightning Location System Data*.
- [28] C4-10823. L. Arevalo, A. Bilock, S. Sathish, A. Hermansson, *Semi-probabilistic insulation coordination for HVDC converter stations*.
- [29] C4-10850. M. Svancar, P. Spurny, M. Knenicky, L. Kocis, R. Ovesny, *System for Automatic Evaluation of Lightning Effects on Transmission Line and Substation Equipment*.
- [30] C4-11012. O. Janhunen, M. Luojus, P. Partinen, L. Haarla, *Overvoltage simulation studies for a series compensated transmission line in a meshed series compensated network*.
- [31] C4-10202. X. Ding, X. Wu, C. Li, J. Liang, *Converter Driven Oscillation in Power Systems with High Penetration of HVDC Interconnectors*.
- [32] C4-10204. S. Gordon, Q. Hong, K. Bell, *Implications of Reduced Fault Level and its Relationship to System Strength: A Scotland Case Study*.
- [33] C4-10205. B. Ponnalagan, I.L. Cowan, M.H. Rahman, B. Marshall, O.D. Adeuyi, N. Miller, *Real Time Simulation and Demonstration of Black Start on Transmission Networks using Embedded Synchronous Generators*.
- [34] C4-10234. M. Richwine, N. Miller, *System Stability with Synchronous Condensers for Power Export from Inverter Dominant Generation Regions*.
- [35] C4-10273. H.S. Moon, S.H. Chung, G.S. Jang, *Evaluation of the power system impact of retrofitted-power generation facilities based on the flexibility evaluation procedure*.
- [36] C4-10381. A. Papakonstantinou, S. Bosmis, *Active and reactive power control in an island system operated on inverter-based resources*.
- [37] C4-10529. T. Kawamura, Y. Kitauchi, *New Concept of Next-Generation Power System Reliability Control System based on RSDT (Real-time Smart Digital Twin)*.
- [38] C4-10585. S. Sproul, N. Modi, S. Cherevatskiy, A. Jalali, S. Zabihi, J. Zimmermann, A. Tuckey, *System strength support using grid-forming energy storage to enable high penetrations of inverter-based resources to operate on weak networks*.
- [39] C4-10682. W. Sattinger, M. Ramirez, E. Hillberg, F.R. Segundo, A. Obushevs, A. Chacko, D. Clauss, P. Korba, *Impact of aggregated assets in the power system*.
- [40] C4-10696. H. Soltani, G. Andersen, T. Lund, J. *Experimental validation of a grid-following wind turbine connected to weak grids*.

- [41] C4-10724. F. Villella, N. Charels, J. Rimez, P. Rimez, *Electro Magnetic Transient Simulations for risks assessment of a live black start test of an HVDC VSC.*
- [42] C4-10761. J. Yasin, M. Alghamdi, A. Ali, P. Vicini, F. Schulze, D. Provenzano, *Flexibility requirements of the KSA Power System in presence of a massive development of renewable energies.*
- [43] C4-10764. J. Yasin, M. Alghamdi, A. Ali, M. Hussain, M. Farhan, J. Dubois, B. Dupont, N. Adam, K. Karoui, R. Fahmi :*The Impact of Large Scale RES on the Saudi Electricity Transmission System.*
- [44] C4-10814. N. Modig, M. Kuivaniemi, R. Eriksson, *Assessment of the impact of simulation model complexity on frequency stability studies – case Nordic power system.*
- [45] C4-10817. H. Ekestam, *Non-invasive testing of performance and stability of frequency containment reserves through machine-learning classification.*
- [46] C4-10819. J. Hernandez, E. Kilander, S. Auddy, K. A. Mitsch, M. Meisingset, *Virtual C&P – A powerful simulation platform for HVDC and FACTS in present and future grids.*
- [47] C4-10822. R. Heydari, H. Zhang, L. Bessegato, J. Hasler, G. Ingestrom, A. Grondona, T. Hennig, T. Neumann, K. Vennemann, M. Grossmann, R. Ziermann, *Grid-Forming Control for STATCOMs – a Robust Solution for Networks with a High Share of Converter-Based Resources.*
- [48] C4-10857. M. Cebeci, E. Ozdemirci, *Cycle life assessment of battery energy storage systems for primary frequency control by rainfall counting algorithm.*
- [49] C4-10929. L. Chatonnet, M. Flores, T. Les-carret, *Ancillary services supervision with Hardware In the Loop and e-monitoring new methods.*
- [50] C4-10930. G. Prime, J. Morin, N. Boussonniere, M. Desmartin, Y. Wang, *Inertia need and cost related to system splits for the future Continental Europe Power System.*
- [51] C4-10931. G. Santos Pereira, F. Benavent, J. Witkowski, G. Prime, *Taking advantage of grid-forming BESS behaviour during major outages: contribution to improve the share of renewable energy in French isolated power systems.*
- [52] C4-10992. A. Nunthachai, *The Blackout event in Thai power system: Stability assessment, investigation, and prevention.*
- [53] C4-11014. G.N. Love, P. Hofbauer, *Large network EMT modelling using cloud computing.*
- [54] C4-11015. P. Dattaray, B. Graham, V. Singhvi, E. Farantatos, A. Tuohy, *Identifying regional inertia issues using graph theory and spectral clustering.*
- [55] C4-11016. I. Ibrahim, M. Bakhtvar, D. Nedic, E. Fagan, E. Kennedy, *Stability Analysis on the Power System of Ireland and Northern Ireland for Operation with 75% Inverter-Based Resources.*
- [56] C4-11056. K. Al-Maitah, A. Al-Odienat, *Frequency Regulation for Low Inertia Power System with High Penetration of Photovoltaic System.*
- [57] C4-11057. A. Abu Dyak, S. Al-Mattar, *The Transient Simulation of Battery Storage Connection to Utility Scale Solar Power Plant Under Low Inertia Scenarios in the Jordanian System.*
- [58] C4-11084. J. Cabrera Chirre, M. Bedriñana Aronés, *Sub-synchronous Resonance Monitoring based on real time data.*
- [59] C4-11117. F. Gallego, V. Sinagra, R. Molina, N. De San Juan, *Argentina's Power System Stability Assessment for Itaipú – Yacyretá Interconnection.*



Jan Smoter

Instytut Energetyki – Instytut Badawczy, 01-330 Warszawa, Mory 8
Oddział Gdańsk

Rozproszone źródła energii i aktywne sieci rozdzielcze – Komitet Studiów C6

Distributed energy sources and active distribution networks – Study Committee C6

Komitet C6 zajmuje się zagadnieniem rozwoju i pracy sieci elektroenergetycznych średnich i niskich napięć. Uwzględniane są możliwości regulacyjne elementów aktywnych, które pracując w sposób skoordynowany wspomagają sieć elektroenergetyczną. Do obiektów aktywnych zaliczane są rozproszone zasoby wytwórcze (DER), magazyny energii (BESS) czy samochody elektryczne (EV). Również odbiorcy energii są traktowani jako obiekty aktywne, które mogą być wykorzystane do kształtowania dobrego profilu zapotrzebowania (DSR). Kolejnym obszarem zainteresowania Komitetu C6 jest elektryfikacja obszarów niezurbanizowanych, autonomicznie pracujące mikrosieci oraz rozwój systemów zarządzania siecią zapewniającą efektywną integrację zasobów rozproszonych DER. W artykule przedstawiono tematykę referatów (52) zgłoszonych do trzech tematów preferowanych w obszarze działalności Komitetu C6.

Słowa kluczowe: sieci elektroenergetyczne (SEE) średnich i niskich napięć, rozproszone zasoby wytwórcze, magazyny energii, samochody elektryczne

This Committee deals with problems concerning development and operation of LV and MV power networks. Taken into account is controllability of active elements which, working in a coordinated manner, support a power network. These active elements include distributed energy resources (DER), battery energy storage systems (BESS) and electric vehicles (EV). Also residential consumers are considered to be the active objects that can be used to shape the daily demand profile (DSR). Another area of interest of the SC C6 is the electrification of rural areas, autonomously operating microgrids and development of network management systems ensuring effective integration of distributed resources DER. Presented are here the topics of 52 papers submitted to three preferential subjects within the scope of SC C6 activity.

Keywords: LV and MV power networks, distributed energy resources, energy storages, electric vehicles

Informacje wstępne

W ramach sesji CIGRE 2022 Komitet Studiów C6 przygotował i zaprezentował referaty podzielone na trzy tematy preferowane (PS):

- **PS1: Rozwiązania DER i doświadczenia w zakresie transformacji energetycznej i dekarbonizacji** (*DER Solutions and Experiences for Energy Transition and Decarbonisation*),
- **PS2: Innowacyjne planowanie i eksploatacja aktywnych systemów dystrybucyjnych** (*Innovative Planning and Operation of Active Distribution Systems*),
- **PS3: Zagregowane DER dla zwiększenia odporności, niezawodności i bezpieczeństwa energetycznego systemów dystrybucyjnych** (*Aggregated DER for Enhancing Resilience, Reliability and Energy Security of Distribution Systems*).

W sumie przyjęto 52 referaty, 6 w ramach tematu preferowanego PS1, 27 w ramach PS2 oraz 19 w ramach PS3. Podczas sesji dokonano prezentacji 49 referatów.

Tematyka większości referatów zgłoszonych w obrębie tego samego tematu preferowanego była podobna. W związku z tym, w dalszej części artykułu skupiono się na prezentacji tylko wybranych referatów, które wyróżniają się sposobem prezentacji, ideą lub proponowanym rozwiązaniem. Omówiono zagadnienia szczególnie interesujące i perspektywiczne dla obszaru tematycznego Komitetu Studiów C6.

PS1: Transformacja energetyczna i dekarbonizacja

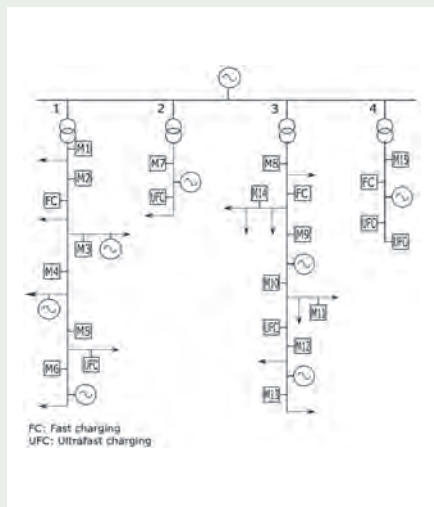
W ramach PS1 omówiono 6 referatów, których autorzy pochodzili z ośmiu krajów

i czterech kontynentów. Tematami dominującymi były konfiguracja i eksploatacja systemów ładowania samochodów elektrycznych oraz ich wpływ na pracę sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia [5, 6], a także eksploatacja odnawialnych źródeł energii w sieciach dystrybucyjnych [1, 3, 4]. Jeden referat [2] dotyczył elektryfikacji transportu, a dokładniej wykorzystania energoelektroniki w sieciach zasilających kolej dużych prędkości.

W referacie [5] omówiono metodę detekcji zwarć w aktywnych sieciach LV z dużą liczbą samochodów elektrycznych, opartą na opracowanym algorytmie sztucznej inteligencji (AI). Klasyczne metody detekcji zwarć, opierające się na przekroczeniu progów napięciowych lub prądowych w aktywnych sieciach LV mogą zawodzić. Wynika to z faktu, iż EVs mogą być traktowane jako duże odbiory (moc szybkich

i ultraszybkich stacji ładowania EV to odpowiednio 50 kW i 150 kW) o wysoce nieprzewidywalnym zachowaniu zmieniającym się znacznie w ciągu dnia, w zależności od zachowania użytkowników. Głównie z tego powodu pobór energii ze stacji transformatorowych, a zatem poziomy napięć i przepływy prądów, stale się zmieniają, co utrudnia dokładne wykrywanie uszkodzeń sieci. Jednakże coraz większa obserwowalność sieci LV i dostępność danych sprawia, że algorytmy oparte na uczeniu maszynowym są najbardziej odpowiednim podejściem do detekcji zwarć w coraz bardziej złożonych sieciach dystrybucyjnych.

Z drugiej strony autorzy referatu wskazują, iż ze względu na ciągłe i dynamiczne zmiany w stanie pracy sieci dystrybucyjnych w związku z dużą ilością odnawialnych źródeł energii oraz EVs, nauczanie modelu opartego na sztucznej inteligencji wymaga bardzo dużej ilości danych, co może skutkować brakiem uniwersalności algorytmu. Biorąc pod uwagę wszystkie powyższe aspekty w referacie zaproponowano nowatorski algorytm detekcji zwarć oparty na uczeniu maszynowym. Proponowany algorytm został zaprojektowany tak, aby poradzić sobie z brakiem rzeczywistych danych i stochastycznym charakterem obciążenia wynikającym z ładowania EVs, bez konieczności ciągłego ponownego uczenia się.



Rys. 1. Zmodyfikowany model „CIGRE European LV benchmark”

W celu przedstawienia bardziej kompletnego opisu opracowanego algorytmu poniżej podano podstawowe informacje o zastosowanej metodzie uczenia maszynowego. Czytelników zainteresowanych bardziej szczegółowymi informacjami odsyła się do źródłowego referatu [5].

Detekcja zwarć jest problemem typu binarnego, ponieważ wynik zawsze należy do jednej z dwóch możliwych kategorii: zwarcie występuje bądź nie. Dlatego wykorzystano model klasyfikacyjny typu *CatBoostClassifier*, który został opracowany do przewidywania wyniku. Analogicznie do podobnych modeli, *CatBoost* może pracować z wieloma typami danych, charakteryzuje się dużą prędkością obliczeniową, nie wymaga intensywnego uczenia danych i nie jest silnie zależny od strojenia hiperparametrów ani wstępnego przetwarzania danych. W porównaniu z innymi szeroko stosowanymi modelami predykcji, wybrany model posiada wyższą dokładność, co czyni go najbardziej odpowiednim do analizowanego zagadnienia.

Pierwszym krokiem po wyborze modelu predykcyjnego jest wstępne przetwarzanie danych w celu optymalizacji wydajności modelu. Zbiór danych, który został użyty do uczenia algorytmu, został wymieszany, a następnie podzielony między zbiór uczący i testowy w stosunku 80/20. Procesy te są ważne w celu stworzenia odpowiednich jakościowo zestawów danych i zmniejszenia tzw. zjawiska *overfitting'u*, tzn. zbyt dużego dostosowania algorytmu do konkretnego zagadnienia i utraty uniwersalności. Ostatnim etapem był dobór tzw. hiperparametrów (*hyperparameters*), które decydują o jego właściwościach, takich jak np. głębokość drzewa decyzyjnego. Ich strojenie określa w dużej mierze wydajność modelu poprzez maksymalizację jego dokładności i minimalizację zjawiska *overfitting'u*.

W celu wygenerowania danych do nauki algorytmu, a następnie jego testowania wykorzystano zmodyfikowany model „CIGRE European LV benchmark”, przedstawiony na rysunku 1. Środowiskiem symulacyjnym był MATLAB/Simulink. Zmiany w modelu dokonane w celu odwzorowania rzeczywistej aktywnej sieci LV obejmowały dodanie instalacji fotowoltaicznych (PV),

stacji ładowania EV szybkich (FC) i ultraszybkich (UFC), zarówno przydomowych jak i publicznych, oraz urządzeń pomiarowych (M).

Zgodnie z celami badania, aby opracować uogólnioną metodę wykrywania zwarć, na którą nie ma wpływu stochastyczność FC i UFC EV, algorytm został opracowany przy użyciu wyłącznie statycznych danych symulacyjnych. Tak więc podczas generowania danych treningowych jedynymi zmodyfikowanymi parametrami były generacja PV, rezystancja zwarcia, lokalizacja zwarcia i typ zwarcia. Zapotrzebowanie odbiorców utrzymywano na stałym poziomie, równym ich wartości znamionowej. Taki zestaw danych szkoleniowych może być łatwo wygenerowany przez dowolnego użytkownika, co dodatkowo zwiększa atrakcyjność metody. Jeśli chodzi o symulację ładowania EV, w pierwszym zbiorze danych żaden z punktów ładowania EV nie był wykorzystywany, podczas gdy w drugim zbiorze danych wszystkie punkty ładowania EV pracowały jednocześnie z mocą znamionową. Przetestowano zatem sytuacje skrajne. Warto nadmienić, że w celu walidacji algorytmu dla sytuacji reprezentujących bardziej realistyczne założenia wygenerowano kolejny zestaw danych, który obejmował zmianę zapotrzebowania odbiorców i stacji ładowania EV (zmienność zgodnie z danymi literaturowymi dla różnych pór dnia i dni tygodnia). Dane pomiarowe były rejestrowane zarówno podczas normalnej pracy, jak i w przypadku zwarcia i składały się z fazy napięcia i prądu.

Tabela 1 przedstawia wyniki walidacji opracowanego algorytmu. Zarówno wskaźnik dokładności (*accuracy*) jak i *F1 score* prezentują bardzo dobre wyniki poprawności działania algorytmu. Dość powiedzieć, że tylko 2,39% przypadków zostało niewłaściwie ocenionych i były to tzw. wyniki fałszywie dodatnie. Oznacza to, że nawet jeśli algorytm może wywołać kilka fałszywych alarmów, to zawsze jest w stanie wykryć wystąpienie faktycznej awarii, zapewniając bezpieczeństwo ludzi i sprzętu.

W referacie sprawdzono również poprawność algorytmu w zależności od rezystancji zwarcia, odwrotnego przepływu mocy spowodowanego wysokim poziomem

generacji PV i ograniczoną liczbą urządzeń pomiarowych. Dla wszystkich testów uzyskano zadowalające wyniki, a sam algorytm można scharakteryzować jako łatwy do zastosowania, ogólny i wydajny.

W referacie [6], pod hasłem „Vehicle to Grid – V2G”, omówiono koncepcję wykorzystania samochodów elektrycznych jako rozproszonych źródeł energii zapewniających dodatkowe usługi systemowe, takie jak: regulację napięć czy też wyplaszczanie dziennej krzywej zapotrzebowania. Analizy przeprowadzono na modelu systemu elektroenergetycznego Huancayo w Peru, w którym przewiduje się gwałtowny wzrost liczby samochodów elektrycznych. Dynamiczne zarządzanie procesem ładowania i rozładowywania baterii samochodów elektrycznych pozwoliło obniżyć maksymalne obciążenie z 33 MW do 22,5 MW (spadek o 32%) dla 30 tys. użytkowanych EVs. Co więcej, dzięki zwiększeniu poboru energii w trakcie doliny zapotrzebowania (najtańsza energia) i zmniejszeniu poboru energii w trakcie szczytu zapotrzebowania (najdroższa energia), miesięczne koszty energii elektrycznej dla odbiorców zostały obniżone od 5% do 25% w zależności od liczby pojazdów zarządzanych dziennie. Na rysunku 2 przedstawiono dobowe krzywe zapotrzebowania w zależności od liczby użytkowanych EVs.

W trakcie spotkania Group Discussion Meeting podczas sesji CIGRE 2022 podkreślono, iż mimo że koncepcja V2G jest dobrze opisana w literaturze i mając na uwadze obserwowany i przewidywany wzrost liczby samochodów elektrycznych jest ważna z punktu widzenia wsparcia pracy sieci LV i MV, obecnie producenci samochodów elektrycznych jak i stacji ładowania nie wspierają tej koncepcji. Oznacza to, iż dwukierunkowy przepływ energii (pobór energii z sieci podczas ładowania i oddawanie energii do sieci zgromadzonej w bateriach EV) obecnie nie jest realizowalny w urządzeniach najpopularniejszych producentów z branży EV.

Pozostałe referaty zgłoszone do pierwszego tematu preferowanego koncentrowały się na funkcjonowaniu odnawialnych źródeł energii w sieciach dystrybucyjnych oraz świadczeniu przez nie usług systemo-

Tabela 1

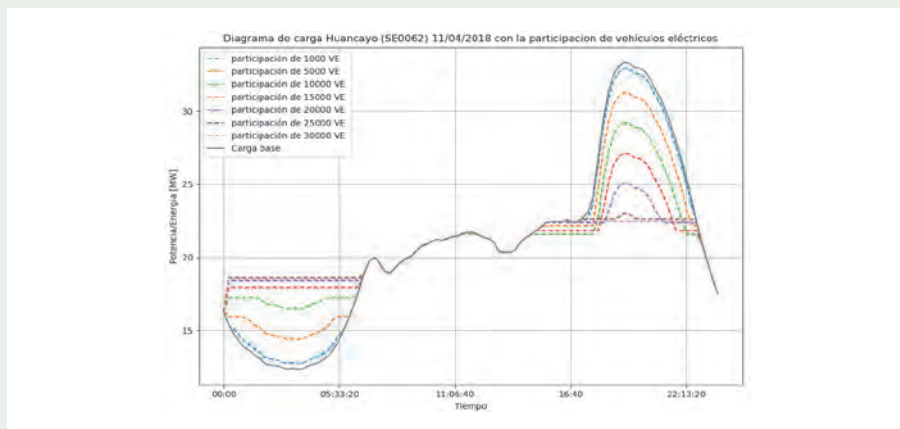
Wyniki walidacji opracowanego algorytmu w zależności od użytego zestawu danych i liczby przykładów uczących

No of examples	No load dataset			Full load dataset		
	Accuracy, %	F1 score, %	Training time, min	Accuracy, %	F1 score, %	Training time, min
10000	97,61	98,79	35,53	97,57	98,77	38,35
6000	97,61	98,79	33,56	92,92	96,33	34,67
2000	97,55	98,76	33,52	97,57	98,77	33,72
1600	97,61	98,79	30,02	96,00	97,96	32,72

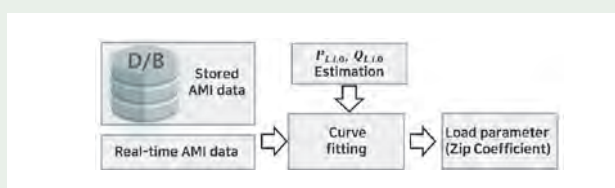
wych. Wśród nich na wyróżnienie zasługuje referat [1], w którym przedstawiono strategię wykorzystania przekształtników PV w sieci niskiego napięcia do obniżenia zużycia energii elektrycznej poprzez regulację mocy biernej i obniżenie napięcia w sieci. Co do zasady, gdy napięcie sieci dystrybucyjnej jest zmniejszane, zużycie energii zmniejsza się ze względu na podatność napięciową odbiorów. Jednak zmniejszenie napięcia w sieci powoduje jednoczesny wzrost prądu w sieci, co skutkuje zwiększeniem strat w liniach. Aby uniknąć tego problemu i uzyskać optymalną redukcję napięcia należy znać parametry odbiorów (takie jak skalę podatności napięciowej na potrzeby modelu odbioru typu ZIP). W pro-

ponowanej strategii dokładne oszacowanie parametrów odbiorów zostało osiągnięte przy użyciu metody dopasowania krzywej (*curve fitting method*) oraz danych uzyskanych z zaawansowanych urządzeń pomiarowych każdego odbioru. Na rysunku 3 przedstawiono uproszczony schemat procesu estymacji parametrów odbioru.

Jednakże kompensacja mocy biernej przez przekształtniki instalacji PV w celu regulacji napięcia zwiększa ich straty wewnętrzne. Dlatego proponowana metoda ma na celu zminimalizowanie sumy pobieranej przez odbiorców energii, strat linii oraz strat wewnętrznych falownika, dzięki regulacji napięcia (poprzez kompensację mocy biernej), przy jednoczesnym uwzględnieniu



Rys. 2. Dobowa krzywa zapotrzebowania dla różnych scenariuszy penetracji EVs



Rys. 3. Uproszczony proces estymacji parametrów odbioru

innych ograniczeń, takich jak limit kompensacji mocy biernej przekształtników PV, czy też dopuszczalny zakres napięć w sieci.

W dalszej części referatu opisano sposób testowania opracowanej strategii redukcji zużycia energii przez odbiorców, strat sieciowych i strat w przekształtnikach PV z wykorzystaniem symulatora czasu rzeczywistego RTDS. Rysunek 4 przedstawia konfigurację wykorzystanego stanowiska laboratoryjnego. Komunikacja pomiędzy urządzeniami była realizowana co 1 s, zaś sam algorytm działał w 15-sekundowych interwałach. Testowym systemem był model pojedynczego ciągu rzeczywistej sieci niskiego napięcia o zapotrzebowaniu 48 kW, zarządzany przez Korea Electric Power Corporation (KEPCO).

Wyniki symulacji wskazują (tab. 2), że zaproponowana strategia może poprawić efektywność energetyczną sieci (pierwotne zużycie energii 532,8 kWh zostało ograniczone o 0,8%). Warto podkreślić, iż zdaniem autorów referatu opracowany algorytm zostanie wdrożony jako projekt demonstracyjny w budynku Korea Electrotechnology Research Institute, a następnie jako projekt pilotażowy w kompleksie przemysłowym zlokalizowanym w Gwangju-si w Korei.

PS2: Innowacyjne planowanie i eksploatacja aktywnych systemów dystrybucyjnych

Temat preferowany PS2 obejmuje szeroki zakres zagadnień i zapewnia wgląd w aktywne systemy dystrybucyjne, z dużym nasyceniem rozproszonych źródeł energii.

Główne poruszone tematy to:

- platformy do integracji DER i eksploatacji systemów dystrybucyjnych, w tym DERMS – 9 referatów [7, 9, 11–13, 18, 26, 31];
- wykorzystanie DER jako środków zaradczych między innymi dla zarządzania przeciążeniami sieci, regulacji napięć, błędnych prognoz zapotrzebowania/generacji czy też zwiększania kontroli stanu systemu – 13 referatów [8, 10, 14–17, 19, 21, 24, 25, 28, 30, 34];
- elektryfikacja obszarów pozbawionych dostępu do systemu elektroenergetycznego z wykorzystaniem DER – 5 referatów [20, 22, 23, 32, 33].

Wiele referatów porusza ważne tematy i problemy, z którymi borykają się lub będą się borykać w najbliższej przyszłości

systemy elektroenergetyczne. Na tym tle wyróżnia się kilka referatów, które przedstawiono dokładniej.

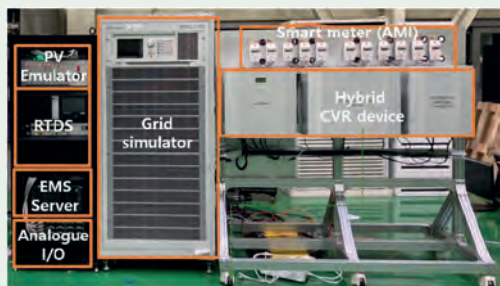
Referat [7] przedstawia wyniki projektu obejmującego integrację rozproszonych zasobów wytwórczych (DER) z brazylijską siecią dystrybucyjną z wykorzystaniem systemu DERMS¹⁾ (ogólna nazwa systemów do monitorowania, kontroli i zarządzania zintegrowanych źródeł DER). Autorzy demonstrowują skuteczność i korzyści płynące z wykorzystania DER za pomocą DERMS, które mogą być koordynowane przez kontrolę dyspozytorską, nawet przy dużej penetracji źródeł rozproszonych.

Stosowanie systemów DERMS jest nadal w fazie początkowej wśród operatorów systemów dystrybucyjnych w Brazylii. Na tym tle wyróżnia się jeden z największych z nich – CEMIG, który zasila 8 mln odbiorców i posiada ok. 20% udziału w rynku rozproszonych źródeł energii, głównie rozproszonej generacji fotowoltaicznej. CEMIG zrealizował pilotażowy projekt, którego głównym celem było promowanie przyłączania DER i integracji z siecią dystrybucyjną, tak aby zasoby te mogły być monitorowane, kontrolowane i optymalizowane z poziomu centrów dyspozytorskich operatora, poprzez dedykowany system DERMS. Dodatkowo, oprócz sprawdzenia możliwości wykorzystania narzędzia, zweryfikowano połączenie i komunikację z innymi systemami, takimi jak system SCADA, GIS czy system meteorologiczny. Projekt ten przyczynił się do zdefiniowania wewnętrznych procesów i procedur operatora CEMIG oraz do zdefiniowania krajowych standardów procesów zarządzania DER.

Rysunek 5 przedstawia schemat blokowy systemu DERMS i jego współpracy z obecnie istniejącymi systemami kontroli i nadzoru operatora oraz źródłami DERs. Do głównych cech/funkcjonalności systemu DERMS należą:

- importowanie topologii i aktualnego stanu urządzeń na obszarze objętym monitorowaniem z systemu GIS;

¹⁾ DERMS – Distributed Energy Resources Management Systems.

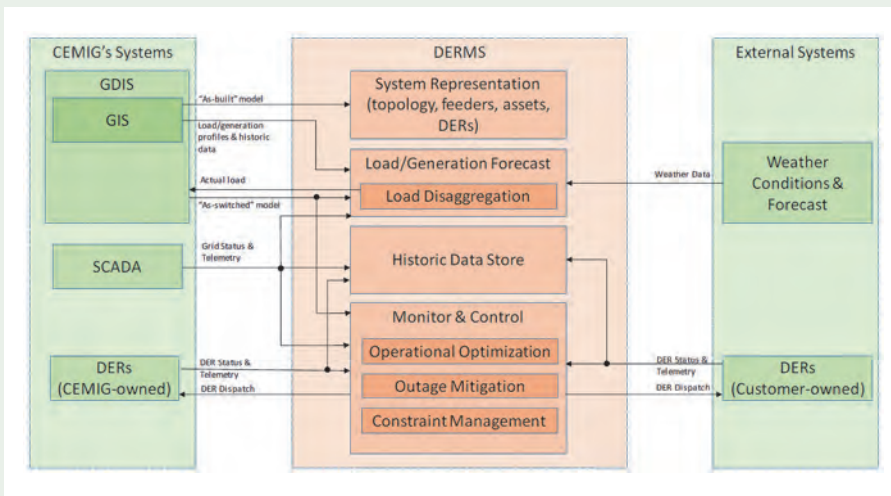


◀ Rys. 4. Stanowisko laboratoryjne do testów opracowanego algorytmu z wykorzystaniem symulatora czasu rzeczywistego RTDS (hardware-in-the-loop)

Tabela 2

Wartości zużycia energii przed i po zastosowaniu opracowanego algorytmu CVR

CVR On/Off	Type	Energy Saving
CVR Off	Total daily energy consumption	532,8 kWh
CVR On	Total daily energy consumption	528,5 kWh
	Daily energy reduction of load	13,9 kWh
	Daily energy increase of system loss	9,7 kWh
	Daily energy reduction	4,3 kWh
	Daily energy reduction rate (Daily energy reduction with CVR / Total daily energy consumption without CVR)	0,8%



Rys. 5. Schemat blokowy integracji systemu DERMS z systemami zewnętrznymi

- dostarczanie prognoz obciążenia i generacji na podstawie danych historycznych, typowych krzywych obciążenia i generacji oraz danych prognozy pogody; ponadto DERMS może dostarczać rzeczywiste obciążenie linii zasilającej i dane generacji DER dla GIS;
- zarządzanie danymi historycznymi;
- monitorowanie i kontrola, w tym redukcja szczytów zapotrzebowania (tzw. *peak shaving*), minimalizacja odchył napięcia, ograniczanie generacji ze źródeł rozproszonych DER, łagodzenie skutków awarii zasilania poprzez tworzenie wysp energetycznych.

Opracowany system DERMS przetestowano na rzeczywistym fragmencie sieci dystrybucyjnej. Wybrano pojedynczy ciąg zasilający SN, o długości 11,9 km, zapotrzebowaniu 9,3 MVA i 45 odbiorcach niekomunalnych. W analizowanym ciągu znajduje się jedna farma fotowoltaiczna (1,4 MVA) oraz dwa magazyny energii (0,75 MVA/1 MWh oraz 0,4 MVA/0,75 MWh). Wykonane testy obejmowały możliwość stworzenia wysp dla przypadku utraty zasilania z systemu elektroenergetycznego, które powstały przez podzielenie całego ciągu na mniejsze fragmenty. Źródłem mocy i jedynymi elementami regulującymi częstotliwość czy też napięcie były źródła DER (w tym BESS). Testy zakończono z sukcesem, wskazując ilu odbiorców pozostało nie-

zasilonych i jak długo możliwa była praca wyspowa.

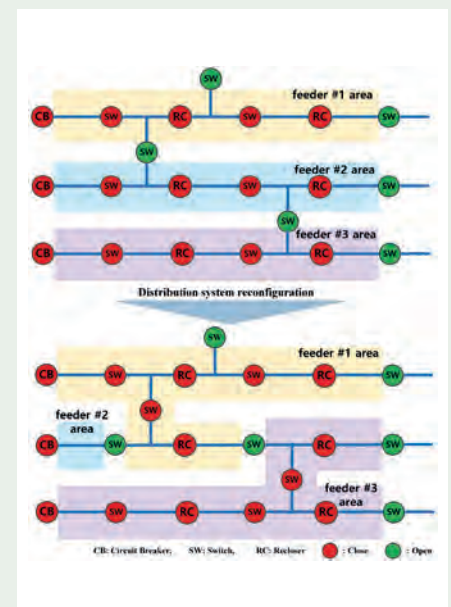
W podsumowaniu referatu zaznaczono, iż operatorzy systemów dystrybucyjnych mogą wykorzystać możliwości, jakie dają aktywne sieci dystrybucyjne (z dużą penetracją generacji rozproszonej, magazynów energii, samochodów elektrycznych) i przekształcić się z dostawców tylko energii elektrycznej, również w dostawców usług systemowych. Jednakże w tym celu niezbędne będzie odpowiednie monitorowanie, kontrola i zarządzanie źródłami DER, co zapewnić mogą systemy DERMS.

Ciekawe rozwiązanie z zakresu eliminacji przeciążeń sieciowych, przekroczeń dopuszczalnych poziomów napięć w wyniku zbyt dużej liczby przyłączonych odnawialnych źródeł energii oraz w konsekwencji nałożenia limitów dostępnych mocy przyłączeniowych, przedstawiono w referacie [10]. W klasycznym podejściu, w celu rozwiązania powyższych problemów operatorzy systemów dystrybucyjnych zmuszeni są do kosztownych i czasochłonnych inwestycji sieciowych. Autorzy referatu proponują bardziej elastyczne podejście, polegające na rekonfiguracji sieci (zmianie punktów podziału), realizowanej przez opracowany system Advanced Distribution Management System (ADMS).

Analizy wykonało przedsiębiorstwo KEPCO z Korei Południowej, gdzie obecnie realizowany jest projekt pilotażowy wdro-

żenia opracowanego systemu. System ADMS umożliwia operatorowi rejestrację aktualnego zapotrzebowania odbiorców i mocy generowanej przez DER, a następnie wykonanie różnych analiz technicznych. W celu zbadania wpływu rekonfiguracji sieci dystrybucyjnej na zwiększenie dostępnych mocy przyłączeniowych wybrano obszary testowe reprezentatywne dla terenów miejskich i wiejskich. Funkcją celu opracowanego algorytmu była maksymalizacja dostępnych mocy przyłączeniowych DER, z uwzględnieniem ograniczenia w postaci dopuszczalnej obciążalności elementów sieciowych, limitów poziomów napięć, a także poprawności koordynacji zabezpieczeń po wykonanej rekonfiguracji.

Rysunek 6 przedstawia koncepcję rekonfiguracji sieci (w normalnym stanie pracy sieć dystrybucyjna pracuje promieniowo). Poprzez zamknięcie normalnie otwartego łącznika i otwarcie innego łącznika następuje zmiana konfiguracji sieci bez utraty promieniowego charakteru. Zmiana konfiguracji implikuje zmianę przepływów prądów w sieci, obciążenia elementów oraz poziomów napięć, a w konsekwencji zmianę dostępnych mocy przyłączeniowych DER.



Rys. 6. Przykład zmiany punktów podziału sieci dystrybucyjnej

Do określenia optymalnej rekonfiguracji sieci wykorzystano algorytm genetyczny, ze względu na stosunkową łatwość wdrożenia i dużą elastyczność w zakresie konfigurowania ograniczeń. Minusem wybranego rozwiązania jest wymóg dużej mocy obliczeniowej. Problem ten rozwiązano poprzez zastosowanie równoległego algorytmu genetycznego typu master-slave.

Rysunek 7 przedstawia schemat blokowy opracowanego algorytmu. Szczegóły dotyczące jego działania można znaleźć w omawianym referacie [10].

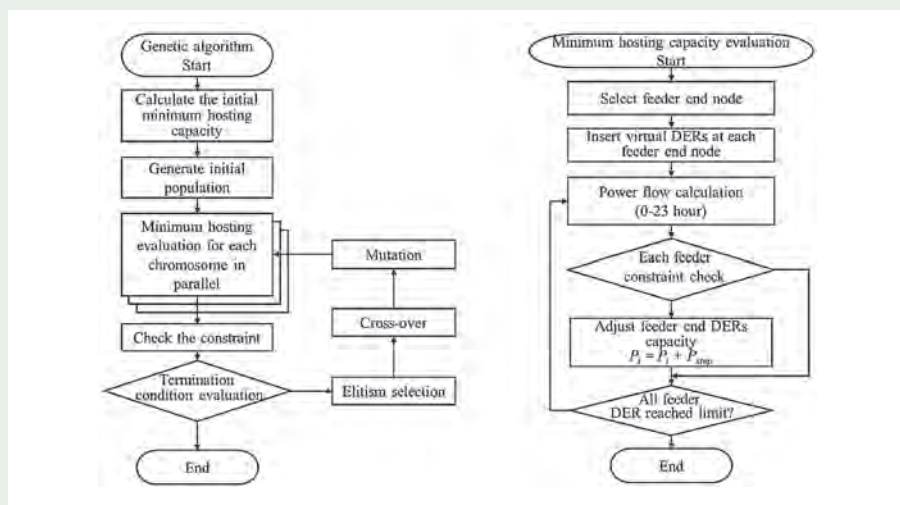
Jak wcześniej wspomniano, opracowany algorytm został przetestowany na dwóch różnych obszarach (miejskim i wiejskim), o odmiennej charakterystyce. Obszar miejski charakteryzuje się znacznie

krótszymi odcinkami liniowymi, większym obciążeniem średnim i maksymalnym w porównaniu z obszarem wiejskim. Tabela 3 zawiera porównanie wielkości charakterystycznych dla obszarów, na których testowano opracowany system ADMS, natomiast tabela 4 uzyskane wyniki.

Z analizy uzyskanych przez autorów referatu rezultatów wynika, iż w obszarze miejskim optymalna zmiana podziałów w sieci dystrybucyjnej umożliwiła zwiększenie dostępnych mocy przyłączeniowych o 1,7% lub 3,2% w zależności od możliwości zmian lokalizacji zabezpieczeń w głębi sieci (reklozów). Natomiast dla obszaru wiejskiego uzyskano odpowiednio wzrost o 2,0% oraz 27,6%. Uzyskana rozbieżność w wynikach dla obszarów typu miejskiego i wiejskiego wynika z faktu, iż na obszarach wiejskich dostępne moce były głównie ograniczone ze względu na zbyt wysokie poziomy napięć, zaś linie nie były w znacznym stopniu obciążone. W takich warunkach zmiana podziałów w sieci miała istotny wpływ na eliminację ograniczeń. Na obszarach miejskich rekonfiguracja sieci nie miała znacznego wpływu, gdyż dostępne moce były ograniczone przez przeciążenia linii w większości ciągów objętych analizą.

Ostatnia grupa zagadnień poruszanych w ramach tematu preferowanego PS2 dotyczyła elektryfikacji obszarów pozbawionych dostępu do systemu elektroenergetycznego z wykorzystaniem DER. Referat [32] przedstawia koncepcje i algorytmy planowania budowy sieci elektroenergetycznej, w celu wykorzystania dobrych warunków naturalnych, takich jak nasłonecznienie i wietrzność, w Republice Południowej Afryki. Przedstawione koncepcje są rozsądne i użyteczne jako podstawowy standard dla odległych obszarów z bogatymi zasobami naturalnymi i brakiem istniejącej infrastruktury energetycznej.

Z kolei referat [33] porusza zagadnienia strat finansowych ponoszonych przez przedsiębiorstwa energetyczne w wyniku nieopłacania rachunków przez klientów końcowych. Ponownie problem został opisany na przykładzie RPA, gdzie trend nieopłacania rachunków staje się coraz większym problemem, a działania zaradcze w postaci odłączania odbiorców od sieci nie



Rys. 7. Schemat blokowy opracowanego algorytmu optymalnej rekonfiguracji sieci w celu zwiększenia dostępnych mocy przyłączeniowych

Tabela 3

Charakterystyka obszarów, na których testowano opracowany algorytm rekonfiguracji sieci

	Urban area (Bong-Myeong)	Rural area (Yeong-Dong)
Main transformer capacity	45/60 MVA x 7 bank (total 420 MVA)	45/60 MVA x 4 bank (total 240 MVA)
Feeder No.	29	12
Peak load	90,2 MW (5 pm)	46,03 MW (8 am)
Average load	76,6 MW	33,3 MW
Existing distributed energy resources output	1,7 MW (1 pm)	31,41 MW (12 pm)
Feeder length sum	115,69 km	263,41 km
Average feeder length	3,7 km/feeder	21,9 km/feeder

Tabela 4

Wpływ rekonfiguracji sieci na dostępne moce przyłączeniowe DER

	Urban area	Rural area
Initial configuration MHC ^{a)}	322,3 MW	82,01 MW
MHC in the reconfiguration condition (protection design maintained)	327,7 MW (1,7% ¹)	83,61 MW (2,0% ¹)
MHC in the reconfiguration condition (protection design changed)	332,5 MW (3,2% ¹)	104,61 MW (27,6% ¹)

^{a)} MHC – Maximum Hosting Capacity – Maksymalna Dostępna Moc Przyłączeniowa.

przynoszą rezultatów. W referacie zaproponowano rozwiązanie, które zachęci klientów do dobrowolnego płacenia za elektryczność oraz zapewni społecznościom przystępny cenowo dostęp do Internetu.

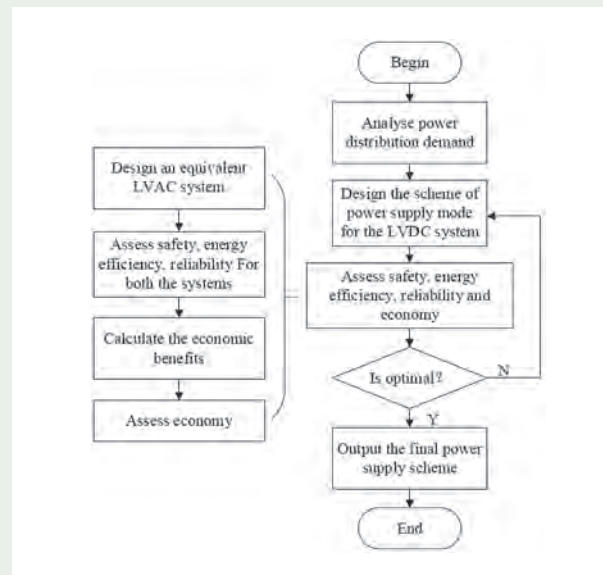
W referacie [20] przedstawiono koncepcję celowego wydzielenia wyspy energetycznej poza istniejącą sieć elektroenergetyczną (*off-grid transformation*) wraz z omówieniem implikacji technicznych i ekonomicznych.

PS3: Zagregowane DER dla zwiększenia odporności, niezawodności i bezpieczeństwa energetycznego systemów dystrybucyjnych

W referatach przypisanych do grupy tematycznej PS3 dominował temat wykorzystania DER do osiągnięcia celów w zakresie zrównoważonego rozwoju i przejścia na zrównoważone dostawy energii elektrycznej. Rozproszone źródła energii mogą również przyczynić się do zwiększenia odporności, niezawodności i bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w systemach dystrybucyjnych i mikrosieciach. Zgłoszonych 19 referatów można podzielić na 4 podgrupy:

- charakterystyka jednostek DER i ich integracja z sieciami dystrybucyjnymi – 5 referatów [36, 37, 48, 50, 51];
- elektryfikacja obszarów wiejskich i systemy wyspowe w kontekście wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych – 4 referaty [42, 45, 49, 52];
- planowanie, zabezpieczenie i sterowanie mikrosieciami i wirtualnymi elektrowniami – 7 referatów [27, 38, 39, 41, 43, 44, 47];
- doświadczenia i wnioski z projektów mikrosieci i stanowisk badawczych – 3 referaty [35, 40, 46].

Wiele z powyższych referatów porusza dobrze znane pomysły wykorzystania źródeł rozproszonych oraz BESS do świadczenia usług systemowych, włącznie ze wsparciem w regulacji częstotliwości, napięcia czy też zdolnością do samostartu (*black-start capability*). Ze względu na



Rys. 8. Algorytm metody planowania i oceny systemów LVDC w budynkach biurowych

rozproszoną strukturę wytwarzania (wiele małych jednostek), często analizowanym rozwiązaniem była, również znana koncepcja, agregacji wielu jednostek w jedną wirtualną elektrownię. Na tym tle wyróżniają się referaty przedstawiające nowe idee, w tym wykorzystanie technologii DC w sieciach dystrybucyjnych, również w sieciach niskiego napięcia.

Zastosowanie technologii LVDC² razem z generacją rozproszoną oraz magazynami energii w nowoczesnej architekturze wpisuje się w globalne trendy oszczędności energii oraz ochrony środowiska. Niestety, popularyzacja LVDC jest ograniczona ze względu na brak kompleksowych metod/teorii planowania i oceny systemów DC w obiektach budowlanych. Próbę rozwiązania tego problemu przedstawiono w referacie [39], w którym opisano opracowaną metodę planowania i oceny sieci DC w budynkach biurowych, na podstawie projektu demonstracyjnego w chińskim Shenzhen. Zaproponowana metoda obejmuje analizę zapotrzebowania na moc, wstępne wyznaczenie i iteracyjną optymalizację schematu zasilania, ocenę bezpieczeństwa, efektywności, niezawodności i ekonomii rozwiązania. Rysunek 8 przedstawia algorytm opracowanej metody.

² LVDC – Low Voltage Direct Current.

Zaprojektowanie układu zasilania obejmuje trzy główne elementy:

- poziom napięcia (uwzględniając wymagania bezpieczeństwa oraz zapotrzebowanie na moc odbiorników),
- sposób uziemienia sieci (wybór stosowanego układu sieciowego TN, TT, IT – sugerowany układ sieciowy to IT ze względu na zapewnienie wysokiego stopnia ochrony przed porażeniem),
- schemat połączeń (w systemach LVDC można zastosować układy unipolarne lub bipolarne).

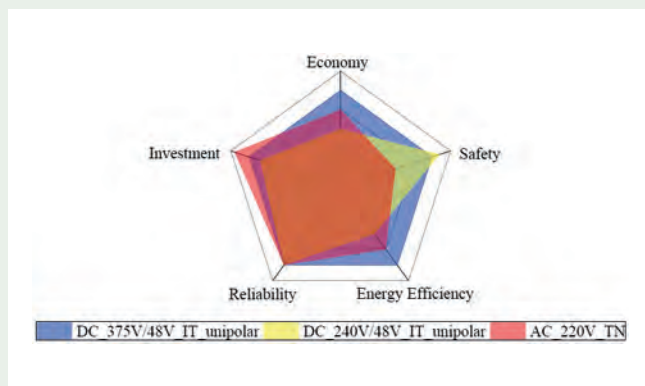
Najważniejszą częścią algorytmu jest ocena zaprojektowanej sieci DC, opierająca się na porównaniu rozwiązania DC z równoważnym systemem AC. Oceniane są takie aspekty, jak:

- bezpieczeństwo – związane z ciężkością urazu, możliwością narażenia na niebezpieczeństwo oraz możliwością ograniczenia obrażeń,
- efektywność energetyczna – uwzględnia się straty w przetwornicach i liniach układu LVDC,
- niezawodność – określane są wskaźniki awaryjności i układy połączeń pomiędzy elementami,
- ekonomia – ocena opłacalności powinna uwzględniać dwa aspekty; jednym z nich jest różnica w kosztach inwestycyjnych między system LVDC i równoważnym

system LVAC (nakłady na system LVDC są większe); a druga – to korzyść ekonomiczna z przewagi systemu LVDC nad systemem LVAC; korzyści ekonomiczne powinny uwzględnić koszty poprawy bezpieczeństwa systemu LVAC względem systemu LVDC, koszty energii elektrycznej zaoszczędzone przez system LVDC, różnice w kosztach konserwacji i stratach w przypadku awarii zasilania między LVDC i LVAC.

W referacie podano dokładne metody oceny każdego z powyższych aspektów lub podano odniesienia do stosownych artykułów zawierających stosowne metodyki. Na rysunku 9 przedstawiono wyniki oceny dwóch wariantów systemu LVDC oraz systemu LVAC w analizowanym budynku biurowym w chińskim Shenzhen (o zapotrzebowaniu 253 kW, wyposażonym w panele fotowoltaiczne o mocy 150 kW oraz magazyn energii 100 kW / 250 kWh). System LVDC o napięciu 375 V przewyższa rozwiązanie LVAC w niemal wszystkich aspektach.

Słuszność i skuteczność opracowanej w opisywanym referacie metody zweryfikowano na typowym przykładzie budynku biurowego. Jak pokazały analizy, przed optymalizacją układu zasilania, system LVDC przewyższał układ klasyczny AC tylko w zakresie bezpieczeństwa. Dzięki przeprowadzonej optymalizacji system LVDC ma nie tylko zalety w zakresie bezpieczeństwa i efektywności energetycznej, ale także równoważy różnice inwestycyjne i korzyści ekonomiczne. Analizowany przypadek wskazuje, że systemy LVDC przy odpowiednim schemacie zasilania mogą



Rys. 9. Porównanie wyników oceny dwóch wariantów systemu LVDC oraz systemu LVAC w analizowanym budynku biurowym

przewyższać systemy LVAC niemal we wszystkich aspektach.

Kilkuletnim doświadczeniem z eksploatacji bateryjnych magazynów energii (BESS), zainstalowanych w sieci dystrybucyjnej jednego z operatorów w USA, dzielą się autorzy referatu [36]. Na podstawie pięciu rzeczywistych instalacji (tab. 5) opisano możliwe wykorzystanie magazynów.

Instalacje nr 1 i 3 oprócz zwiększenia niezawodności i odporności systemu pozwalają na odroczenie w czasie kosztownych inwestycji w transformatory lub linie o większej obciążalności. Dla przykładu, w okresie letniego szczytu obciążenie transformatora może przekroczyć jego możliwości termiczne. W takim przypadku bateria może zapobiec kosztownym zwiększeniom mocy transformatora, takim jak wymiana na większą jednostkę lub dodatkowy transformator stacyjny.

Z kolei instalacja BESS nr 2 pozwala zintegrować instalację PV o mocy 750 kW z mikrosiecią, w ramach projektu Bronzeville Community Microgrid. Z punktu widzenia regulatora mikro sieci, magazyn energii wraz

z farmą PV są traktowane jako jeden obiekt, który staje się całkowicie przewidywalny i sterowalny. Wady generacji PV w postaci dużej zmienności generacji mocy zostały całkowicie zlikwidowane poprzez zmiany całkowite zlikwidowane poprzez zmiany mocy baterii w zależności od mocy generowanej przez instalację PV. Tym samym zwiększono niezawodność mikro sieci.

Natomiast instalacje BESS nr 4 oraz BESS nr 5 są rozmieszczone w obszarach, które w przeszłości były podatne na utratę zasilania i są wykorzystywane do ograniczenia liczby przerw w dostawie energii na tych obszarach. Jeśli następuje wyłączenie ciągu zasilającego, magazyny energii aktywują się i dostarczają energię elektryczną do klientów. Baterie te z szybką sekwencją przełączania pomagają uniknąć chwilowych przerw i spadków napięcia, ponownie zwiększając niezawodność i odporność sieci dystrybucyjnej na zakłócenia.

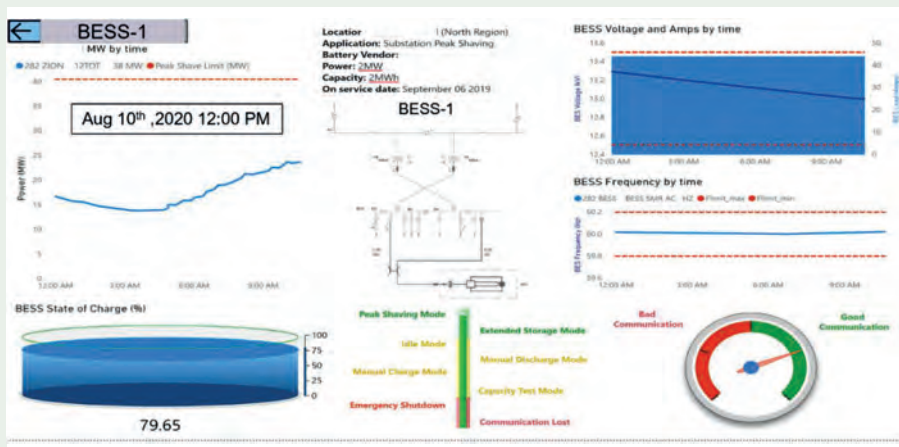
Opisywany referat jest o tyle interesujący, iż nie przedstawia tylko koncepcji wykorzystania BESS i wyników badań symulacyjnych, lecz także rzeczywiste dane i doświadczenia zgromadzone na przestrzeni

Tabela 5

Dane BESS zainstalowanych w systemie ComEd^{*)}

BESS Installation	Use Case	Rating	Operating Setpoint	Year Installed
BESS 1	Capacity deferral for substation XMFR	2 MW / 2 MWh	Substation load > 40,5 MW	2019
BESS 2	Higher penetration of renewables	500 kW / 2 MWh	PV output variation	2019
BESS 3	Capacity deferral for distribution feeder	500 kW / 750 kWh	Feeder load > 360 A (7,9 MW)	2020
BESS 4 / CES 1	Outage management and power quality	25 kW / 25 kWh	Feeder outages & PQ events	2017
BESS 5 / CES 2	Outage management and power quality	25 kW / 50 kWh	Feeder outages & PQ events	2018

^{*)} ComEd – Commonwealth Edison (the largest electric utility in Illinois USA)



Rys. 10. Przykład interfejsu do monitorowania BESS

kilku lat. Zawarto w nim także informacje m.in. o analizie zgromadzonych danych, badaniu wydajności magazynów (efekt samorozładowania, utraty pojemności wraz z upływem czasu), jak i narzędziach programowych opracowanych przez ComEd do monitorowania baterii (rys. 10). Referat może służyć jako źródło informacji na temat wykorzystania baterii, metod instalacji, obsługi i monitorowania.

Podsumowanie

Przywołane referaty i stopień szczegółowości ich opisu to wynik subiektywnej oceny autora artykułu. Ze względu na dużą liczbę referatów zgłoszonych w ramach Komitetu Studiów C6 (52 referaty) omówiono jedynie te wyróżniające się prezentowaną ideą czy proponowanym rozwiązaniem. Pełne teksty wszystkich referatów dostępne są na stronach CIGRE.

Podsumowując referaty zgłoszone na Sesję CIGRE 2022 w ramach Komitetu Studiów C6 można stwierdzić, iż dostępne są technologie i rozwiązania umożliwiające transformację energetyczną do celów dekarbonizacji i zerowej emisji netto. Świadczy o tym m.in.: zastosowanie magazynów energii, inteligentnych systemów zarządzania siecią dystrybucyjną, systemów MVDC i LVDC, a także większa integracja konsumentów, już nie tylko w projektach badawczych/symulacjach, lecz w licznych projektach pilotażowych realizowanych w rzeczywistej sieci.

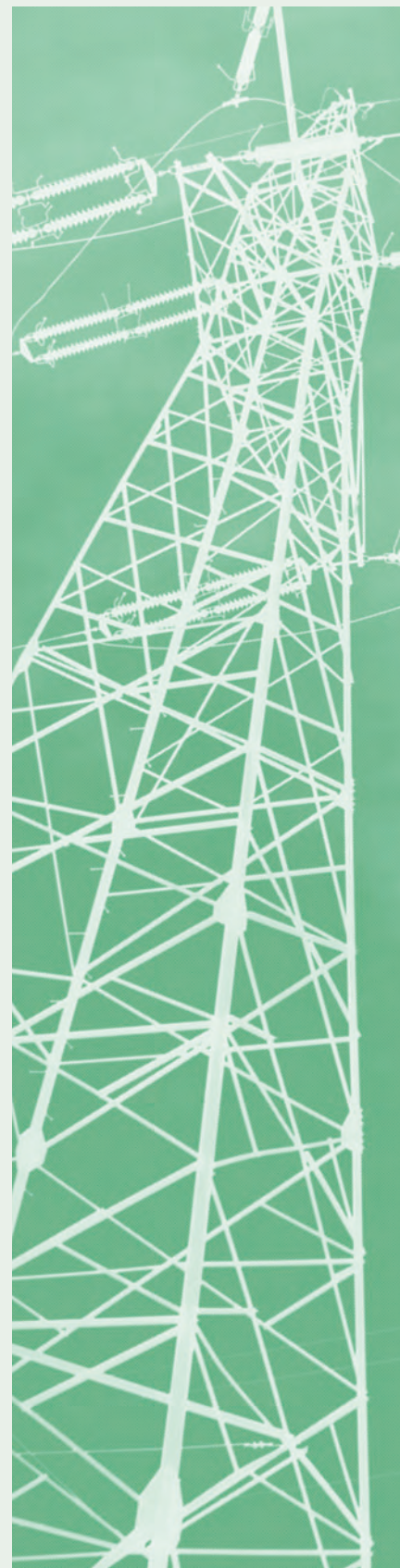
W referatach opisano rozwiązania umożliwiające integrację coraz większej liczby odnawialnych źródeł energii, mając na uwadze konieczność zapewnienia odporności, niezawodności i bezpieczeństwa energetycznego systemów dystrybucyjnych. Zastosowanie odpowiednich technologii i środków zaradczych będzie jednak uzależnione głównie od kosztów lub wartości korzyści, jakie mogą one zapewnić różnym zainteresowanym stronom. Systemy regulacyjne i związana z nimi wola polityczna dążenia do bezemisyjnej i zrównoważonej gospodarki będą zatem w dużej mierze kształtować tempo transformacji energetycznej.

Referaty przedstawione w ramach Komitetu Studiów C6 są ciekawą propozycją, pozwalającą zapoznać się z najnowszymi światowymi rozwiązaniami i trendami w dziedzinie aktywnych sieci dystrybucyjnych i rozproszonych źródeł energii.

REFERATY KOMITETU STUDIÓW C6

- [1] C6-10311. Lim S. i in., *Control Strategy of Conservation Voltage Reduction for Energy Saving in Low Voltage Distributed Network.*
- [2] C6-10683. Maibach P., *Improvement of high speed railway power supply utilizing power electronic solutions – case studies.*
- [3] C6-10712. Tsoumas E. i in., *Two Years of Operation of the S4S Tilos Hybrid Power Station, Experiences and Lessons Learned.*
- [4] C6-10768. Alabbasi A. i in., *Sustainable Generation Expansion Planning (GEP) with renewables: A case study of Bahrain.*
- [5] C6-10920. Stefanidou-Voziki P. i in., *A study on the effect of electric vehicles' charging stochasticity on a machine learning-based fault detection algorithm.*
- [6] C6-11083. Sayas Poma L. i in., *V2g technology and its impact on the daily load diagram: case se0062 – Huancayo – Peru.*
- [7] C6-10175. Leite L. i in., *Distributed Energy Resource Management System – Challenges and Opportunities.*
- [8] C6-10206. Jupe S. i in., *Directional power flow Monitoring in overhead line distribution Networks with high Penetrations of DER.*
- [9] C6-10268. Tremblay O., *A Power Hardware-in-the-Loop Infrastructure for DER Integration.*
- [10] C6-10280. Cho S. i in., *Demonstration of Distribution Network Reconfiguration for increasing Hosting Capacity of Renewable Energy considering Multiple Constraints.*
- [11] C6-10281. Byeon G.S. i in., *A Study on the Self-sufficient and Flexible Operation Strategies of Distribution System with High Levels of Renewable Energy.*
- [12] C6-10298. BURICA N. i in., *Utilizing DERMS and Utility Owned Weather Stations for High DER Penetration on the Distribution System.*
- [13] C6-10393. Garg A. i in., *EPRI's Digital Twin SPIDER Testbed and Benefits.*
- [14] C6-10496. Rones A. i in., *Analytic and Heuristic Optimal Reactive Power Management with Shunt Capacitors in Distribution System of Southern Regional Grid of India.*
- [15] C6-10508. Samper M., *Analysis and a Conceptual Framework of Short-Term Planning Operation of South American Active Distribution Systems.*
- [16] C6-10523. Khandelwal T. i in., *Volt-VAR Optimization and Benchmarking in a Pilot Project.*
- [17] C6-10524. Peppanen J. i in., *Smart Inverter Functions to Increase PV Hosting Capacity – A Case Study of New York Distribution Circuits.*
- [18] C6-10525. Peppanen J. i in., *Distributed Energy Resource Benchmark Models for Distribution Impact Assessment Developed by CIGRE Working Group C6.36.*
- [19] C6-10593. Uemura S. i in., *Development of Voltage and Power Flow Control Method for Distribution System Using Distributed Energy Resources.*

- [20] C6-10594. Shiro M., *Economical and Technical Evaluation of Transformation from Existing Distribution System to Off-grid.*
- [21] C6-10595. Yoshinaga J. i in., *Examination of NF-type Connection Power Supply for Interconnection to the Power Distribution System.*
- [22] C6-10596. Kawano S. i in., *Voltage and Current Control of Transmission and Distribution Systems Utilizing Demand-side DERs.*
- [23] C6-10767. Aly M. i in., *A method for Accurate Balanced Radial Distribution System Parameters Estimation.*
- [24] C6-10826. Lundberg M. i in., *Congestion Management in Distribution Systems with Large Presence of Renewable Energy Sources.*
- [25] C6-10827. Persson M., Hillberg E., *Power quality issues due to PV integration in distribution systems – Two Swedish case studies.*
- [26] C6-10858. Firiş F., *Analysis Of The Effect Of Solar Power Plants On Technical Losses In The Grid; Case Study: Kahramanmaraş Region in Turkey.*
- [27] C6-10971. Ramirez J., *Control in AC Microgrids: Hierarchical Control, Technologies and Regulations.*
- [28] C6-11044. Vila Castro C., *Active Network Management (ANM) Experiences in i-DE Networks.*
- [30] C6-11105. Flatter F., Mohammadi S., Zell-Netz2050 – *A Concept for the Efficient and Effective Operation of Multi-Sector Cellular Energy Systems.*
- [31] C6-11106. Noglik P., Pletzer T., *Scenarios and field trials on active distribution grids in the German Kopernikus projects SynErgie and ENSURE.*
- [32] C6-11108. Kubis A., Singh A., *Determination of Real-Time Interdependent Flexibility on multiple Grid Connection Points in an Active Distribution Network.*
- [33] C6-11130. Jaglal P., *Devising Models for the Integration of DER in Designated Zones in South Africa.*
- [34] C6-11131. Xivambu Mh., *Technological Interventions to maximise Benefits in Electrification Programme.*
- [35] C6-11158. Garg A., *Behind-the-Meter PV Estimation for Grid Awareness and Enhanced Visibility.*
- [36] C6-10237. Glassmire J. i in., *A Microgrid Platform for V2G: Lessons Learned from the Arlington Microgrid.*
- [37] C6-10238. Pandey S. i in., *Utility Energy Storage Use Cases, Health Monitoring, Data Analysis and Learnings (BESS).*
- [38] C6-10271. Jesus C. i in., *Laboratorial testing of island integration of BESS at 5% scale.*
- [39] C6-10331. Lee S. i in., *Demonstration of Cloud Based Management and Control System for Virtual Power System in Korea.*
- [40] C6-10333. Liu G. i in., *A Method for Planning and Assessment of LVDC System in Civil Buildings.*
- [41] C6-10396. Gurung N. i in., *Coordinated Solar PV-BESS Control in BCM: Algorithm, HIL Testing and Learnings with Different Solar Profiles.*
- [42] C6-10417. Leng X. i in., *Research on Operation Control Strategy of Low-voltage DC Microgrid Based on Improved Droop Method.*
- [43] C6-10497. Joshi D., Karmakar S., *Case Study for Greening Island in Andaman.*
- [44] C6-0652. Rho D. i in., *Operation Method of Protection Devices in 5kV MVDC Microgrid System Interconnected with Distributed Generators.*
- [45] C6-10653. Kim B. i in., *Transient Operation Algorithm of CVCF Inverter-based Microgrid System.*
- [46] C6-10700. Pappas C. i in., *A Hybrid Heuristic Optimization Algorithm for the Rolling Day-Ahead Scheduling of Non-Interconnected Islands in Greece.*
- [47] C6-10806. Spiegel M., Strasser T., *A Test-bed-based Approach for the Resiliency Assessment of Multi-Microgrids.*
- [48] C6-10825. Trolle S. i in., *Enhancing grid resilience and flexibility with sustainable data centers.*
- [49] C6-10855. Aydinöz H., *A Research on Power Quality of Storage System in Photovoltaic Energy Generation Systems in Distribution Networks.*
- [50] C6-10859. Purlu M. i in., *Economic Analysis of Stand Alone and Grid Connected Microgrid by Using HOMER.*
- [51] C6-11026. Hanzelka Z. i in., *Experimental comparative analysis of photovoltaic inverters profiles in relation to the European network code NC RfG, the technical standards and the requirements of distribution system operators.*
- [52] C6-11047. Gilabert-Marzal J. i in., *Evaluation and selection of key monitoring variables for estimating operational limits of the BESS in the grid connection through modelling approach.*
- [53] C6-11119. Arziani G., *Renewable Energy Hybrid Mini-Grid Concept for Rural Electrification in Georgia.*



CIGRE

Marcin Szewczyk
Politechnika Warszawska

Materiały i nowoczesne techniki badawcze – Komitet Studiów D1

Materials and Emerging Test Techniques – Study Committee D1

W artykule omówiono wybrane referaty spośród 55 prac zaprezentowanych w czasie sesji CIGRE 2022 w ramach Komitetu Studiów D1 Materiały i nowoczesne techniki badawcze. Problematyka referatów skupiona była wokół trzech tematów wiodących: PS1 – Diagnostyka i monitoring urządzeń elektroenergetycznych, PS2 – Materiały do zastosowań elektrotechnicznych oraz PS3 – Narzędzia symulacyjne wspomagające techniki pomiarowe. Komitet Studiów D1 stanowi platformę międzynarodowej wymiany informacji i studiów w zakresie materiałów i technik diagnostycznych urządzeń elektroenergetyki, umożliwiając opracowywanie nowych materiałów i technik, a także opracowywanie nowych zaleceń i wytycznych dotyczących projektowania, eksploatacji i utrzymania tych urządzeń.

Słowa kluczowe: diagnostyka i monitoring urządzeń elektroenergetycznych, badania materiałów izolacyjnych do zastosowań elektrotechnicznych, narzędzia symulacyjne wspomagające techniki pomiarowe

Discussed are selected papers from among 55 presented as part of the Study Committee D1 – Materials and Emerging Test Techniques during the CIGRE 2022 Session. The papers were focused on three leading topics: PS1 – Testing, Monitoring and Diagnostics of Power Equipment, PS2 – Materials for Electrotechnical Applications, PS3 – Simulation Tools with Measurement Techniques. The Study Committee D1 is a platform for international exchange of information and studies in the field of materials and diagnostic techniques of power equipment, enabling the development of new materials and techniques as well as elaboration of new recommendations and guidelines for the design, operation, and maintenance of these devices.

Keywords: diagnostics and monitoring of power equipment, testing of insulation materials for electrotechnical purposes, simulation tools supporting measurement techniques

Wstęp

Zakres problematyki naukowo-badawczej Komitetu Studiów CIGRE D1 obejmuje nowe i istniejące materiały dla elektrotechnologii, a także szeroko rozumiane techniki diagnostyczne, zarówno istniejące, jak i nowe, co do których można oczekiwać, że będą miały znaczący wpływ na systemy elektroenergetyczne w perspektywie średnio- i długoterminowej. W ramach Komitetu D1 opracowywane są zalecenia, a także identyfikowane, badane i monitorowane aktualne projekty technologiczne wykorzystujące nowe materiały, techniki pomiarowe i nowe metody diagnostyczne. W ramach prac studialnych opracowywane są również nowe techniki pomiarowe i diagnostyczne, wykorzystujące aktualną wiedzę na temat właściwości materiałów i systemów izolacji elektrycznej. Uwzględniane są przy tym zarówno naprężenia elektryczne, jak i termiczne, mechaniczne, chemiczne i środowiskowe. Prace te mają na celu umożliwienie opracowywania nowych metod diagnostycznych, jak również stanowią podstawę do analityki zarządzania aktywami aparatury elektrycznej.

Głównymi obszarami zainteresowań Komitetu Studiów D1 są gazy izolacyjne i urządzenia w izolacji gazowej, systemy izolacji ciekłej i materiały izolacyjne impregnowane oraz systemy izolacji stałej. Tematami wiodącymi są materiały i systemy izolacji elektrycznej (EIS), nowe techniki pomiarowe i diagnostyczne dla HVDC oraz rozwój nowych narzędzi diagnostycznych.

Podczas obrad sesji CIGRE, która miała miejsce w Paryżu w dniach od 28 sierpnia do 2 września 2022 roku, w Komitecie Studiów D1 zaprezentowano 55 zaakceptowanych wcześniej referatów dotyczących trzech preferowanych tematów (ang. *Preferential Subjects*): Diagnostyka i monitoring urządzeń elektroenergetycznych (PS1), Materiały do zastosowań elektrotechnicznych (PS2), Narzędzia symulacyjne wspomagające techniki pomiarowe (PS3). 55 referatów zaprezentowanych w ramach Komitetu Studiów D1 składa się na sumaryczne opracowanie w liczbie 576 stron. W ramach preferowanego Tematu (PS1) zaprezentowano 23 referaty, w ramach preferowanego Tematu 2 (PS2) – 27 referatów, w ramach preferowanego Tematu 3 (PS3) – 5 referatów.

Temat 1 (PS1): Diagnostyka i monitoring urządzeń elektroenergetycznych (23 referaty).

- Testy wykonywane z użyciem niestandardyzowanych napięć probierczych złożonych i kombinowanych.
- Pomiary wyładowań niezupełnych w układach prądu stałego i w warunkach naprężeń impulsowych.
- Wymagania dla systemów pomiarowych, monitoringu i diagnostyki.

Temat 2 (PS2): Materiały do zastosowań elektrotechnicznych (27 referatów).

- Procesy starzeniowe w warunkach naprężeń elektrycznych, mechanicznych i termicznych, obejmujące m.in. urządzenia energoelektroniczne i komponenty półprzewodnikowe, cykliczne narażenia, narażenia wysokotemperaturowe, korozję, starzenie radiacyjne, urządzenia kompaktowe.
- Właściwości użytkowe materiałów izolacyjnych, próby walidacyjne.
- Materiały do budowy akumulatorów urządzeń tładujących.

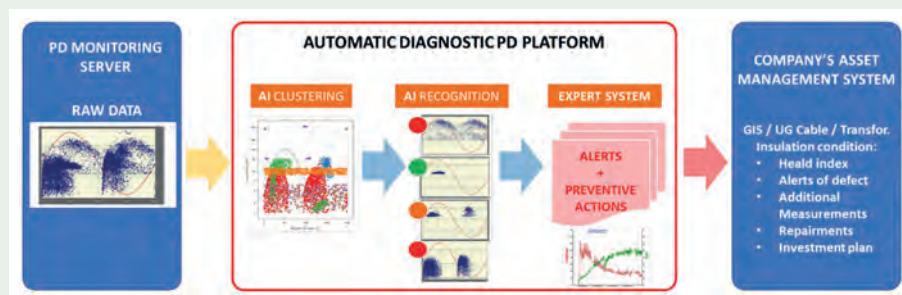
Temat 3 (PS3): Narzędzia symulacyjne wspomagające techniki pomiarowe (5 referatów).

- Zastosowanie i rozwój nowych metod symulacji multifizycznych.
- Cyfrowe bliźniaki w zastosowaniu do elementów izolacyjnych.
- Fizyczne modele i czujniki.

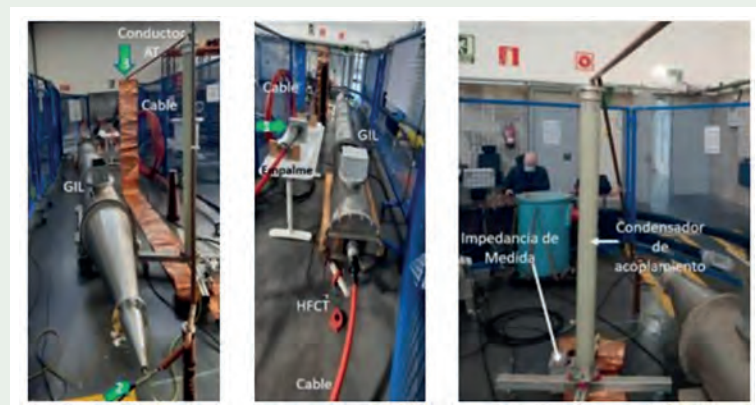
Temat 1 (PS1): Diagnostyka i monitoring urządzeń elektroenergetycznych

Trzy artykuły dotyczyły zastosowania metod sztucznej inteligencji i uczenia maszynowego [5,9,17]. W pierwszym z nich [5] użyto metodę Duval Pentagon do wykonania analizy gazów rozpuszczonych (ang. *Dissolved Gas Analysis, DGA*) w zastosowaniu do próbek oleju transformatorowego. Wykazano, że wytrenowana sieć

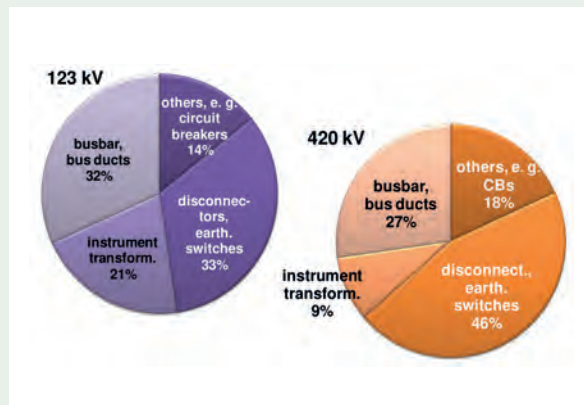
sztucznej inteligencji umożliwiła poprawne sklasyfikowanie próbek (nigdy niewidzianych przez algorytm podczas fazy uczenia) z dokładnością powyżej 99%. Oceniono, że osiągnięty wynik odznacza się znaczną pewnością statystyczną, a algorytm ma wysoki potencjał wdrożenia na dowolnej platformie, służącej do analizy DGA. W drugim z referatów [9] opisano zastosowanie sieci neuronowych do diagnostyki wyłączników wysokonapięciowych. Zastosowano algorytm Levenberga-Marquardta w zastosowaniu do diagnostyki charakterystyk ruchowych napędu i układu stykowego wyłącznika. W trzecim referacie z tej grupy [17] opisano wymagania dla platformy sztucznej inteligencji, w zastosowaniu do oceny stanu izolacji instalacji urządzeń wewnątrzowych i napowietrznych poprzez monitorowanie wyładowań niezupełnych (rys. 1). Projekt finansowany był w ramach europejskiego programu Horyzont 2020.



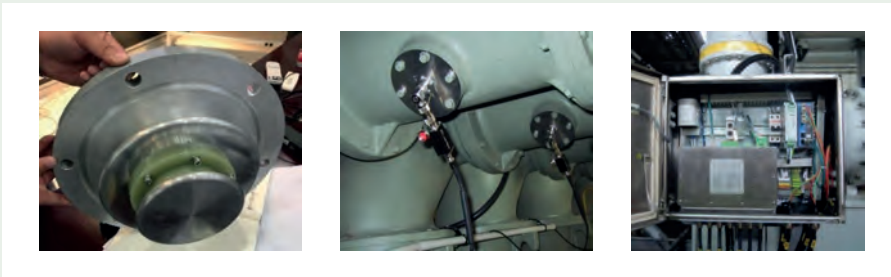
Rys. 1. Ocena stanu izolacji instalacji urządzeń wewnątrzowych i napowietrznych poprzez monitorowanie wyładowań niezupełnych, z zastosowaniem algorytmów sztucznej inteligencji [17]



Rys. 2. Układy izolacyjne i komponenty, dla których wykonano pomiary wyładowań niezupełnych i testy algorytmów sztucznej inteligencji w pracy [17]



Rys. 3. Główne przyczyny awarii w rozdzielnicach GIS 123 kV i 420 kV [CIGRE Report A3-202 [15]

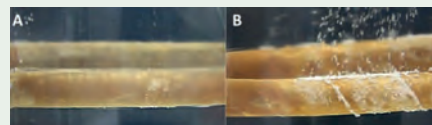


Rys. 4. Przykłady czujników wyładowań niezupełnych GIS/GIL UHF oraz przykład systemu akwizycji zlokalizowanego w pobliżu lokalizacji czujnika w GIS [15]

Następnie opisano nowe oczekiwania wobec systemów monitorowania oraz nowe konstrukcje czujników i sterowników do monitorowania wyładowań niezupełnych (rys. 4), porównując techniczne cechy różnych produktów monitorujących dostępnych aktualnie na rynku. Stwierdzono, że jednym z najpilniejszych wyzwań stojących przed systemami GIS PDM jest potrzeba ograniczenia liczby fałszywych alarmów i w tym celu zaproponowano nową procedurę obejmującą wykonanie testów czułości czujników UHF (ang. *Ultra-High Frequency*), łącznie z zastosowaniem przybliżonych profili tłumienia sygnału UHF. Dzięki tej procedurze możliwe jest ustawienie wartości progowych dla każdego czujnika UHF. W ocenie skuteczności algorytmów w rozpoznawaniu wzorców uszkodzeń i ich klasyfikacji wykorzystano zapisy cyfrowe reprezentatywnych sygnałów wyładowań niezupełnych pochodzących od typowych defektów w rozdzielnicach GIS.

Poza pracami dotyczącymi DGA [5,16], kolejne sześć referatów dotyczyło ukła-

dów izolacji transformatorów [3,4,11,20]. Pierwszy referat [3] dotyczył analizy olejów transformatorowych z wykorzystaniem metody ferrograficznej w uzupełnieniu do badania DGA. Wyniki badania dynamiki powstawania pęcherzyków gazowych w oleju (rys. 5) wykazały, że niezależnie od zawartości wody w papierze, powstawaniu pęcherzyków sprzyjają gwałtowne zmiany temperatury. Na podstawie przeprowadzonych badań wskazano na potrzebę ścisłej kontroli zawartości wilgoci w układzie izolacyjnym transformatora oraz zalecono przeprowadzenie suszenia w sytuacji, gdy zawartość wody w papierze osiągnie $\geq 1\%$.



Rys. 5. Pęcherzyki na powierzchni papieru w testach
a) papier o zawartości wody 0,3%,
b) papier o zawartości wody 0,9% [3]

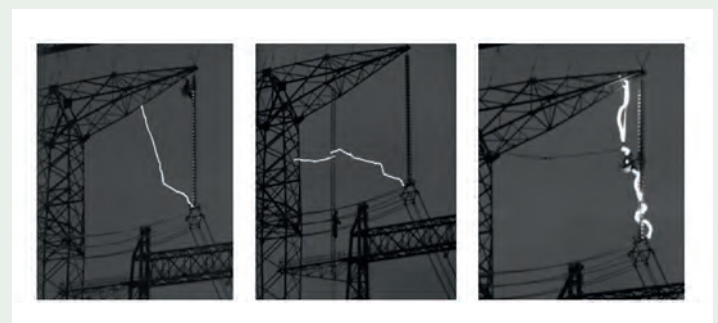
W odniesieniu do transformatorów, dwa kolejne referaty [13,14] dotyczyły tematyki układów automatycznej regulacji przełączników zaczepów (ang. *on-line tap changer, OLCT*). W referacie [13] przedstawiono metodę monitorowania działania podobciążeniowego przełącznika zaczepów oraz propozycję zabezpieczenia dla niepełnych operacji przełączania. Metodę zaprezentowano na podstawie analizy ponad 20 000 zarejestrowanych w terenie operacji zaczepów kilku różnych modeli przełączników zaczepów. W referacie [14] zawarto porównanie metod dotyczących monitorowania kolejności przełączania przełączników zaczepów pod obciążeniem.

Trzy referaty [1,12,19] dotyczyły tematyki układów wysokich napięć HVDC [12,19] i ultrawysokich UHVDC [1], przy czym referaty [12,19] dotyczyły tematyki HVDC GIS. Referat dotyczący tematyki UHVDC [1] obejmował zagadnienia bezpieczeństwa prac wykonywanych pod napięciem (rys. 6). Zaprezentowano tu m.in. elementy wyposażenia i sposoby pracy przy wymianie uszkodzonych izolatorów linii napowietrznych, a także wyniki pomiarów fotograficznych wyładowań na izolatorach, wykonane w celu weryfikacji poprawności opracowanych procedur (rys. 7).

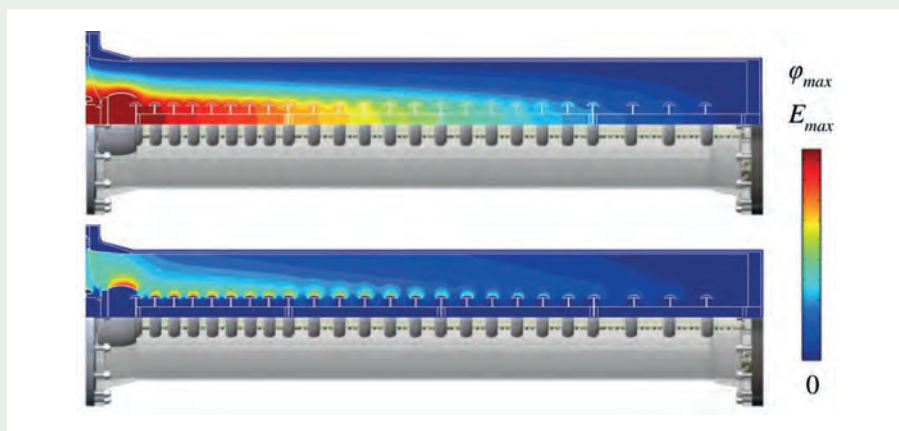
Oba referaty dotyczące tematyki HVDC GIS [12,19] obejmowały zagadnienia związane z wymaganiami i testami przekładników napięciowych HVDC GIS. W referacie [19] omówiono wymagania, zasady projektowania i doświadczenia zgromadzone przy wykonywaniu testów przekładników ± 550 kV HVDC GIS z zastosowaniem napięć kombinowanych. Zasady



Rys. 6. Manekin z przewodzącą odzieżą na izolowanym krześle, symulacja wymiany izolatora [1]



Rys. 7. Wyładowania podczas testów dla oceny procedur wymiany izolatorów linii napowietrznej pod napięciem [1]



Rys. 8. Konstrukcja wewnętrzna dzielnika rezystancyjno-pojemnościowego GIS rozkład potencjału (górny rysunek), rozkład pola elektrycznego (dolny rysunek) [19]

projektowania przekładników oparto na symulacjach numerycznych wykonanych z użyciem metody elementów skończonych (MES) przedstawionych przez autorów referatu [12] w ich wcześniejszym opracowaniu [19] (rys. 8). W referacie omówiono wyniki uzyskane w ramach zakończonego w 2020 roku europejskiego programu „Progress on Meshed HVDC Offshore Transmission Networks” (PROMOTioN)”. Dwa kolejne referaty [7,8] dotyczyły przekładników prądowych i napięciowych, stosowanych do układów średnich [7] i wysokich napięć [8]. Referat [6] dotyczył oceny stanu izolacji przepustów na napięcia HV i EHV z użyciem metody DFR (ang. *Dielectric Frequency Response*).

Referat [10] dotyczył obrazowania terahercowego. Referaty [21-23] dotyczyły układów probierczych i prób wykonywa-

nych z użyciem napięć złożonych. Referat [2] dotyczył badania materiałów dedykowanych do zastosowań w elektrociepłowniach i elektrowniach jądrowych.

Temat 2 (PS2): Materiały do zastosowań elektrotechnicznych

Podstawową grupą referatów w obszarze materiałów były prace dotyczące olejów izolacyjnych [24-26], papieru izolacyjnego [26, 43] i preszpanu [28, 42], żywicy epoksydowej [38, 50] oraz nowych materiałów funkcjonalnych [39]. W referacie [28] przedstawiono badania dotyczące właściwości dielektrycznych preszpanu aramidowego nasączonego olejem izolacyjnym.

Pomiary wykonano w układzie ze specjalnie zaprojektowaną elektrodą wysokiego napięcia w kształcie litery „U” oraz płaską elektrodą uziemioną (rys. 9), dzięki czemu uzyskano pole elektryczne o wysoce niejednorodnym rozkładzie. Odległość pomiędzy elektrodami została dobrana w ten sposób, żeby odpowiadała typowym odległościom izolacyjnym występującym w transformatorach wysokonapięciowych, a następnie badano uszkodzenia wzdłuż powierzchni materiału dystansowego powstałe wskutek przyłożonego napięcia międzyelektrodowego. Przedstawione badania są przyczynkiem do coraz powszechniejszego stosowania olejów estrowych w transformatorach elektroenergetycznych w celu określenia wymagań wytrzymałości papierów nasączonych tymi olejami na wyładowania ślizgowe.

W referacie [42] przedstawiono badania wytrzymałości mechanicznej preszpanu w warunkach naprężeń przyłożonych prostopadle do powierzchni próbki (rys. 10). W badaniach odwzorowano naprężenia występujące w transformatorach wskutek prądów zwarciovych działających na przekładki promieniowe uzwojeń transformatorów zanurzonych w cieczy.

Badano w szczególności wpływ stopnia wysuszenia i impregnacji na podatność preszpanu na uszkodzenia wskutek przyłożonej siły ściskającej. Porównano wytrzymałość i sztywność preszpanów nieimpregnowanych suszonych i suchych, zarówno na bazie celulozy, jak i na bazie aramidu. Naprężenia mechaniczne i odpowiadające



Rys. 9. Próbki w trakcie badań w uchwycie testowym olej badany (po lewej), izolacja celulozowa (po prawej), u góry: elektroda wysokonapięciowa, u dołu: elektroda uziemiona [28]

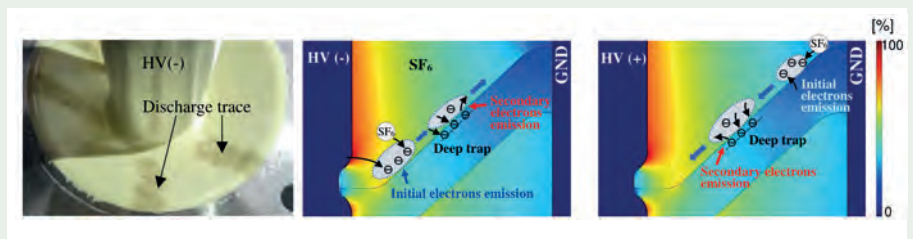


Rys. 10. Schemat układu probierczego, przykłady uszkodzonych próbek preszpanu celulozowego [42]

im odkształcenia spowodowane siłami ścisakającymi mogą ulegać znacznym zmianom w okresie eksploatacji transformatora. W normalnych warunkach elementy izolacji elektrycznej są poddawane naprężeniom znacznie poniżej wytrzymałości materiału, jednak podczas zdarzenia zwarciego naprężenie działające na układ izolacyjny wzrasta znacząco i w bardzo krótkim czasie.

W referacie [34] przedstawiono badania dotyczące zmiany właściwości izolacyjnych mieszanin oleju mineralnego i syntetycznych estrów podczas długotrwałego narażenia na podwyższoną temperaturę. W referacie [39] przedstawiono wyniki projektu dotyczącego nowych materiałów izolacyjnych dedykowanych dla maszyn synchronicznych (małej i dużej mocy) oraz rozdzielnic izolowanych gazem SF₆ typu GIS, na bazie nanokompozytów i materiałów FGM (ang. *Functionally Graded Materials*). Zastosowanie materiałów FGM do budowy izolatorów grodziowych GIS były również przedmiotem badań przedstawionych w referacie [37] (rys. 11).

Badania te wpisują się w ogólny trend dążenia do zmniejszenia rozmiarów rozdzielnic z izolacją gazową (GIS) i izolowanych gazem linii przesyłowych (ang. *Gas-Insulated Lines*, GIL), co wpisuje się również w starania, aby ograniczyć wykorzystanie w tych urządzeniach silnie cieplarnianego gazu SF₆. Umożliwić to ma zastąpienie w izolatorach grodziowych konwencjonalnych materiałów kompozytowych przez najnowsze funkcjonalne materiały izolacyjne, takie jak materiały nanomikrokompozytowe (ang. *Nano-Micro Composite*, NMC), a także funkcjonalnie stopniowane materiały (ε-FGM).



Rys. 11. Przykład śladu wyładowania ślizgowego na powierzchni izolatora grodziowego GIS oraz rysunek modelu wyładowania wskutek polaryzacji powierzchniowej materiału izolacyjnego [37]

Osobną grupę stanowiły referaty dotyczące gazów przeznaczonych jako zastępniki sześćfluorku siarki SF₆ [24, 27, 48]. W podziale na grupy produktowe, referaty w tej grupie tematycznej dotyczyły transformatorów [44, 46], kabli [29, 30] i głowic kablowych [47], izolatorów liniowych [31-33, 40, 41, 45] i grodziowych GIS [37] oraz materiałów do zastosowań w bateryjnych zasobnikach energii [49].

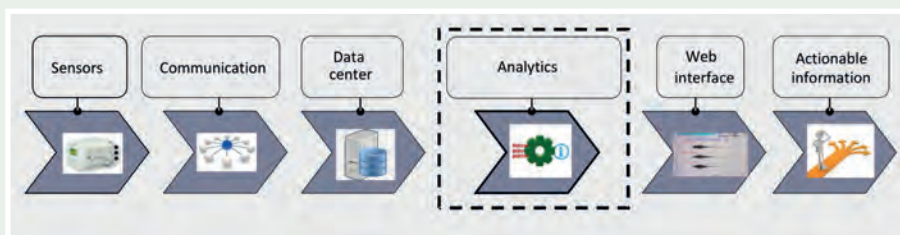
Temat 3 (PS3): Narzędzia symulacyjne wspomagające techniki pomiarowe

Referaty zgłoszone w tym temacie wiodącym wpisują się w aktualną tematykę cyfryzacji produktów elektroenergetyki oraz zastosowań sztucznej inteligencji i uczenia maszynowego do diagnostyki i prognozyki stanu urządzeń.

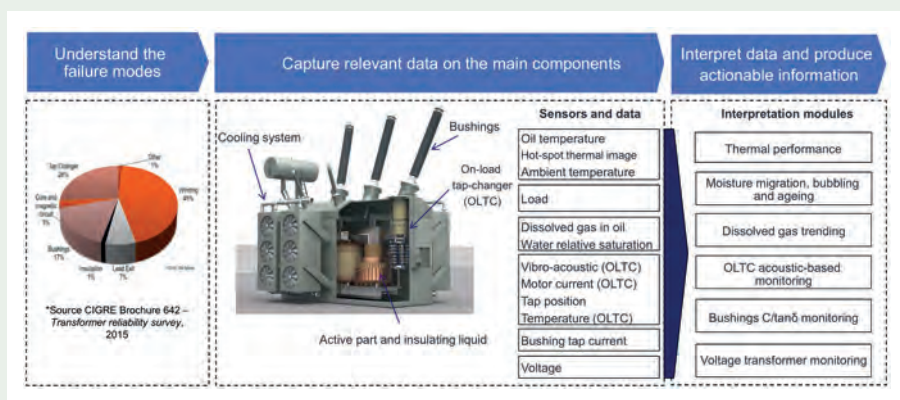
W referacie [52] przedstawiono modele monitorowania stanu transformatorów na podstawie danych z czujników i systemu SCADA (rys. 12). Opisano następujące funkcjonalności modułu interpretacyjnego

(rys. 13): moduł analizy DGA, moduł analizy zawilgocenia w funkcji temperatury wewnętrznej transformatora oraz jego wpływu na starzenie izolacji stałej i ewolucję ryzyka wystąpienia pęcherzyków gazowych, moduł oceny wydajności układu chłodzenia z szacowaniem temperatury wewnętrznej w funkcji obciążenia i temperatury otoczenia. W ostatnim module zastosowano model sieci neuronowej do przewidywania wartości temperatury wewnętrznej transformatora. Algorytm uczenia maszynowego zaimplementowano w sposób umożliwiający trenowanie on-line i uruchamianie modułu automatycznie, gdy dostępne są wystarczające dane. Opisany moduł umożliwi również analizę pomiarów wibroakustycznych i prądu silników wykorzystywanych w transformatorowych przełącznikach zacze- pów.

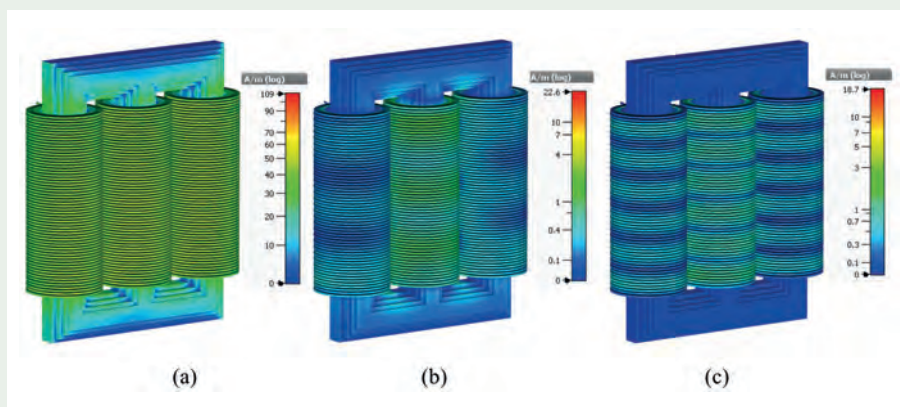
W referacie [54] przedstawiono wykorzystanie narzędzi do symulacji multifizycznych wykonywanych z użyciem metody elementów skończonych (MES) w celu stworzenia cyfrowego bliźniaka transformatorów mocy. Model cyfrowego bliźniaka utworzono przy użyciu trójwymiarowych



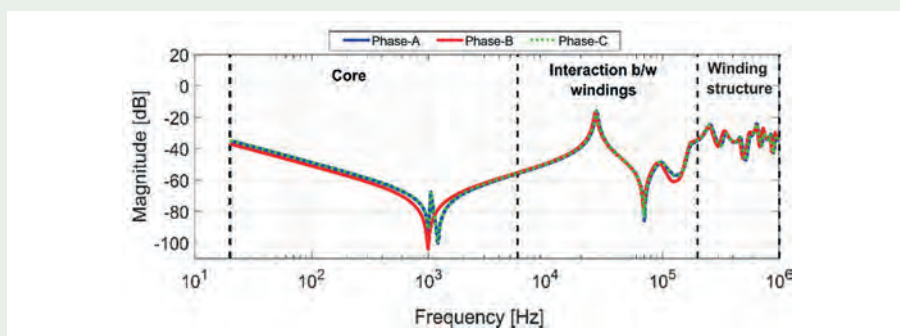
Rys. 12. Architektura systemu monitoringu on-line stanu transformatora [52]



Rys. 13. Źródła danych i moduły monitorujące [52]



Rys. 14. Rozkład pola magnetycznego w modelu HF transformatora trójfazowego przy różnych częstotliwościach: a) 20 Hz, b) 500 kHz, c) 1 MHz [54]



Rys. 15. Charakterystyka częstotliwościowa modelu HF transformatora trójfazowego (grupa połączeń: YNyn0) [54]

modeli symulacyjnych, zweryfikowanych danymi eksperymentalnymi pochodzącymi z układów probierczych laboratoryjnych i z eksploatacji. Uwzględniono model termiczny opisujący pracę transformatora przy różnych obciążeniach i warunkach środowiskowych w celu określenia temperatury oleju w różnych warunkach. Wykorzystano w tym celu symulacje przepływowe (ang. *Computational Fluid Dynamics, CFD*). Symulacje elektromagnetyczne 3D (EM) wykonano w celu analizy charakterystyk częstotliwościowych transformatora (rys. 14), uwzględniając również dane pozyskane z analizy odpowiedzi częstotliwościowej FRA (ang. *Frequency Response Analysis*) (rys. 15). Badano również zjawisko propagacji fali wyładowań niezupełnych (ang. *Partial Discharges, PD*), wykonując pomiary sygnałów ultrawysokich częstotliwości (UHF PD) mierzonych i analizowanych w dziedzinie czasu i częstotliwości.

Opracowane cyfrowe bliźniaki transformatorów mocy przedstawiono jako wirtualne repliki fizycznych transformatorów, z których można korzystać przeprowadzając symulacje, jak również testując różne scenariusze konstrukcji i warunków pracy transformatorów, przed ich wyprodukowaniem, zainstalowaniem lub eksploatacją. Zaznaczono przy tym, że aktualnie nie istnieje cyfrowy bliźniak, który odzwierciedlałby wszystkie właściwości technologiczne transformatora.

Podsumowanie

Podsumowując referaty przedstawione w ramach Komitetu Studiów D1 *Materiały i nowoczesne techniki badawcze* można stwierdzić, że w zaprezentowanych pracach znalazły wyraz zarówno tematyki uznawane za tradycyjnie istotne dla rozwoju produktów elektroenergetyki, jak również odzwierciedlony został obserwowany od pewnego czasu ważny trend cyfryzacji tych produktów, w zakresie zwłaszcza monitorowania ich stanu w kierunku diagnostyki i prognostyki. Wśród rdzennych w tej tematyce zagadnień przedstawiono badania związane z materiałami izolacyjnymi transformatorów, przepustów, rozdzielnic

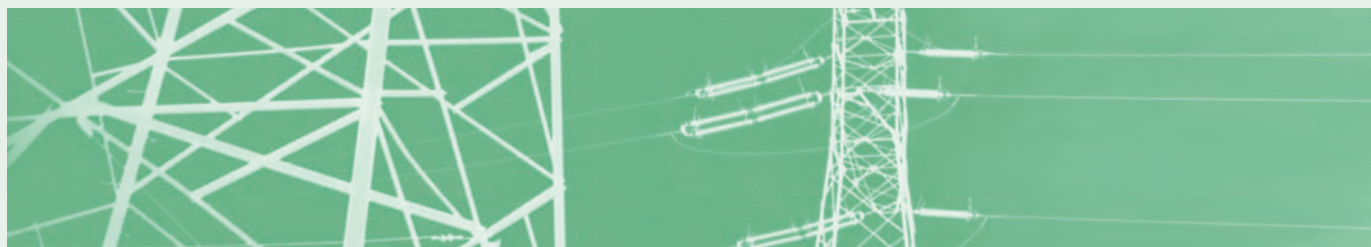
GIS, izolatorów grodziowych i liniowych, kabli i akcesoriów kablowych, a także innych urządzeń, takich jak przekładniki prądowe i napięciowe czy transformatorowe przełączniki zaczepów. Znalazły również wyraz prace związane z diagnostyką i monitorowaniem stanu urządzeń, zwłaszcza transformatorów.

W przedstawionych referatach znalazła odzwierciedlenie ważna gałąź prowadzonych od lat badań w zakresie wyładowań niepełnych, jak również prace zmierzające do zastąpienia silnie cieplarnianego gazu SF₆ gazami o bardziej zrównoważonym wpływie na środowisko. Wśród referatów znalazły się również prace będące kontynuacją badań dotyczących stosunkowo nowych rozwiązań, jakimi, przykładowo, są rozdzielnice HVDC GIS. Widoczny był również poszerzający się stale zakres prac związanych z cyfryzacją produktów elektroenergetyki. Prace w tym zakresie obejmowały zastosowanie metod sztucznej inteligencji i uczenia maszynowego do monitorowania i analizy stanu transformatorów mocy, jak również wykorzystanie symulacji multifizycznych w celu opracowania modelu cyfrowego bliźniaka transformatora.

REFERATY KOMITETU STUDIÓW D1

- [1] D1-10176. J. Cardoso, R. Garcia, F. Silva, A. Nigri, J. Graham, R. Costa, F. Zuo, *Experience with Electrical Tests in UHVDC System for Safety Quantities Definition for Live Line Working.*
- [2] D1-10177. H. Furtado, T. Santos, R. Santana, B. Cardoso, L. Almeida, *Integrity Evaluation of Thermal Power Plant based on Carbide Precipitation Sequence.*
- [3] D1-10178. H. Wilhelm, P. Fernandes, L. Dill, K. Moscon, C. Steffens, S. Peres, V. Bender, T. Marchesan, J. Neto, *Methodologies Development for Power Transformers Incipient Faults Prediction Related to Particles Contamination and Bubble Formation.*
- [4] D1-10229. J.K. Lee, K.H. Lee, D.H. Kim, *The Analysis for the Diagnosis Method about H₂ Gas-Led Issue according to Stray, Catalytic and Chemical Reaction for transformers in Service.*
- [5] D1-10397. Luiz Cheim, *Machine Learning Algorithm Trained by the Duval Pentagons – A Simplified DGA Approach.*
- [6] D1-10398. Diego Robalino, Peter Werelius, Ismail Guner, *Effective Insulation Condition Assessment of HV and EHV Bushings under Critical Environmental and Operational Conditions*
- [7] D1-10399. Mattewos Tefferi, Elisa Sciala, Andrea Nalli, Nick Nakamura, Blair Kerr, Laura Mazzocchetti, Lorenzo Peretto, Nenad Uzelac, *Aging Assessment of High Accuracy Low Power Voltage Transformer.*
- [8] D1-10606. L.A. Darian, S.M. Korobeynikov, V.A. Logunov, R.M. Obratsov, *Research on the Causes of Damage to High-Voltage Oil-Filled Equipment with a "Gas Blanket".*
- [9] D1-10610. A.R. Rotblyut, D.A. Palferov, O.P. Bukrin, *The Application of Artificial Neural Networks in the Diagnosis of High-Voltage Circuit Breaker.*
- [10] D1-10646. Norikazu FUSE, Yasuhiko HORI, Tsuguhiko TAKAHASHI, Maya MIZUNO, *Nondestructive Terahertz and Millimeter Wave Imaging for Underfilm Corrosion*
- [11] D1-10647. Masanobu Yoshida, Hiroko Isaji, Gaku Sato, Yoshinori Konishi, Takayuki Gotoh, *The Evaluation Method of Static Electrification in Aged Power Transformers Using Cellulose Fibers Suspended in Insulating Oil*
- [12] D1-10684. Uwe Riechert, Erik Sperling, Andreas Dowbysch, *Diagnostic and testing on GIS voltage dividers for HVDC applications.*
- [13] D1-10830. Nilanga Abeywickrama, Tord Bengtsson, *On-load tap changer monitoring and protection by extra power loss and circulating current analysis.*
- [14] D1-10831. Joachim Schiessling, Cecilia Forssén, Nilanga Abeywickrama, Niklas Gustavsson, L. Lidén, B-O. Stenestam, T. Larsson, *On-load tap changer switching sequence monitoring – comparison of methods.*
- [15] D1-10883. Wojciech Koltunowicz, Glenn Behrmann, Matthias Bolze, Andrea Caprara, Graeme Coapes, Fraser Cook, Hiroyuki Hama, Thomas Huecker, Carl Johnstone, Stefan Neuhold, Claus Neumann, S. Ohtsuka, Jean-Francois Penning, Uwe Riechert, Toshiaki Rokunohe, Uwe Schichler, Markus Soeller, Takanori Yasouka, *Requirements for Ultra High Frequency Partial Discharge Monitoring Systems for Gas Insulated Systems.*
- [16] D1-10951. Senja Leivo, Mikko Aronniemi, Sami Virtanen, Jarkko Larkio, Toni Mellin, Lydia Hyrsky, Sutidara Nopakun-Borovska, *Determination of Gas Solubility Coefficients for Dissolved Gas Analysis (DGA).*
- [17] D1-11049. Antonio Sánchez, Fernando Garnacho, Javier Ortego, Fco. Javier Martín, Ricardo Reinoso, Ricardo Gómez, Alejandro Vivas, Ángel Ramírez, Abderrahim Khamlichi, Carlos Vera, Javier Di Deco, Sergio González, Alejandro Municio, Edmundo Santolaria, *Requirements for Artificial Intelligence Platform addressed to Automatic Assessment of Insulation Condition of Indoor and Outdoor Installations through Partial Discharge Monitoring.*
- [18] D1-11050. Antonio González, Javier Ortego, Fernando Garnacho, *Optimized deployment of online partial discharge monitoring solutions for distribution grids*
- [19] D1-11110. Maria Kosse, Erik Sperling, *Requirements, design principles and testing experience with composite voltages on a ±550 kV HVDC GIS voltage divider*
- [20] D1-11112. Tobias Muenster, Peter Werle, *Novel Fiber Optic Sensor Technology for Determining the DP Value of Insulating Paper for Transformers.*
- [21] D1-11115. Ernst Gockenbach, *Contribution to the standardisation of measurement of composite and combined high voltages.*
- [22] D1-11116. Andreas Dowbysch, Thomas Götz, *Impact of Different Blocking Elements on the DC-Impulse Composite Waveform.*
- [23] D1-10861. Ahmet Merev, Serkan Dedeoglu, *Design and verification of composite voltage calibrator applying the superimposed DC+LI and AC+LI voltages for the characterization of impulse recorder.*
- [24] D1-10129. Ang Xiao, John Owens, Rudi Van San, Rainer Kurz, *Simulation of Diffusion Behavior for New Insulating Gases.*
- [25] D1-10179. P. Fernandes, H. Wilhelm, L. Dill, K. Moscon, C. Steffens, T. Rocha, *Oxidation Susceptibility of Insulating Mineral Oil and Natural Ester at Different Oxygen Concentrations.*
- [26] D1-10180. H. Wilhelm, P. Fernandes, L. Dill, K. Moscon, C. Steffens, R. Marek, *Thermally Upgraded Kraft Paper Performance in Insulating System Using Natural Ester Tested According to IEEE STD C57.100.*
- [27] D1-10279. Yunkun Deng, Su Zhao, *Research on the application of the environmentally friendly insulating gas CF₃I in Electric power apparatus.*

- [28] D1-10400. R. Casey Ballard, Radosław Szewczyk, Thomas Prevost, Brad Greaves, *Dielectric Performance of Aramid Press-board in Insulating Liquid.*
- [29] D1-10404. Paul Caronia, Timothy Person, Jeffrey Cogen, Roshan Aarons, Caroline Grand, Yabin Sun, *New Crosslinking Technologies for Polyethylene Insulated Power Cables.*
- [30] D1-10406. Timothy Person, *Characterization of Extruded Material System for HVDC Cable Application.*
- [31] D1-10498. Nitin R. Shingne, *Ageing Study on Glass Fiber Composite Rod of Silicone Rubber Insulators.*
- [32] D1-10499. Shakthi P. Das, *Acceleration in corona induced degradation of polymeric insulator under low atmospheric pressure.*
- [33] D1-10500. V. Balaji, R. Jeyapragash, *Recommendations for IEC 60815-2 based on Functional Performance of Optimized HVGB Porcelain Insulators in Very Highly Polluted Environments.*
- [34] D1-10607. M. Lyutikova, A. Konovalov, S. Korobeynikov, *Changing of the Insulating Characteristics of Mixtures (Mineral Oil and Synthetic Ester) During Prolonged Exposure of Elevated Temperature.*
- [35] D1-10608. M.Sh. Garifullin, Yu.N. Slobodina, A.R. Bikzinurov, R.A. Ginatullin, *The Degradation Degree Control of the Hydrocarbon Base of Mineral Oils Using the Specific Degradation Marker in their Infrared Spectrum.*
- [36] D1-10609. I. Davidenko, K. Ovchinnikov, M. Vladimirova, *Universal Method for Assessing Oil-Filled Equipment Based on the Results of DGA.*
- [37] D1-10648. Kenji Okamoto, Naoki Hayakawa, Masayuki Hikita, Hitoshi Okubo, Katsumi Kato, Naoki Osawa, *Development of Sophisticated Cone-Type Insulating Spacer for 245 kV Class GIS by Functional Insulating Materials.*
- [38] D1-10649. Takahiro Umemoto, Shigeyoshi Yoshida, Takahiro Mabuchi, Hirota Muto, Muneaki Kurimoto, Kazuyuki Tohyama, *Nanofiller Dispersion Effect on Insulation Performances of Epoxy Nanocomposite Material: Electroluminescence, Breakdown Strength and Electrical Insulation Lifetime.*
- [39] D1-10650. Kazuo Adachi, Hirota Muto, Kenji Okamoto, Yoshikazu Hoshina, Nobutaka Fujimoto, *Joint R&D Project on the Development of Electric Power Equipment using new Functional Insulating Materials.*
- [40] D1-10685. M. Ruokanen, M. Vrabec, A. Trnik, O. AL-Shantir, D. Mikusova, *Impact of the residual quartz to the expected lifetime of C-130 alumina porcelain high voltage insulator.*
- [41] D1-10828. Igor Gutman, Andreas Dernfalk, Johan Lundengård, Peter Sidenvall, Andre Deckwerth, Luis Diaz, Kjell Halsan, Michael Leonhardsberger, Milan Radosavljevic, Philipp Trentz, Keijo Välimaa, Kübranur Varli, *Test methods and criteria for validation of functional properties of composite insulators related to materials and interfaces.*
- [42] D1-10829. Orlando Girlanda, Sören Östlund, Peter Heinzig, Lars Erik Schmidt, Radosław Szewczyk, Serkan Mumcu, *Mechanical strength of pressboard materials under dynamic compressive stress.*
- [43] D1-10982. Jelena Lukic, Jelena Rankovic, Draginja Mihajlovic, Lars Erik Schmidt, Mark Jovalekic, *Differences in ageing pattern and production/consumption of ageing markers in kraft and thermally upgraded papers immersed in mineral and natural ester oil.*
- [44] D1-11027. Radosław Szewczyk, Roger C. Wicks, Leonardo Galhardo, Helena M. Wilhelm, Paulo O. Fernandes, Lais P. Dill, Camila Steffens, Kethlyn G. Moscon, Sergio M. Peres, *Thermal faults simulation for aramid insulation in liquid immersed power transformers.*
- [45] D1-11048. Héctor De Santos, Cristina Herrero-Ponce, Pedro Llovera-Segovia, *Fingerprinting and testing methods of RTV silicone-coatings for glass insulators.*
- [46] D1-11109. Ivanka Atanasova-Höhlein, Veronika Haramija, Dijana Vrsaljko, *Compatibility of Transformer Materials with Insulating Liquids.*
- [47] D1-11113. Isabella Nett, Marvin Bendig, *Experimental investigations on electrothermal ageing of EPDM for HVDC cable joints.*
- [48] D1-11114. Karsten Juhre, Hansgeorg Haupt, *Investigations on the long-term performance of Fluoronitrile-containing gas mixtures in gas-insulated systems.*
- [49] D1-11160. Gustavo Henrique Gomes, *The use of Niobium Pentoxide as a High-Performance Material for Applications in Energy Storage.*
- [50] D1-11161. Sanjay Ganeshan, Armando Rodrigo Mor, Panagiotis Tsakonas, *A test setup to find the relation between interfacial pressure and tangential breakdown voltage of epoxy/silicone rubber interface.*
- [51] D1-10181. C. Arruda, A. Martins, F. Oliveira, O. Filho, *Evaluation of the Electrical Performance of Insulation in High Voltage Equipment Under the Effects of Contaminants Usually Neglected on Ordinary Electric Field Calculations.*
- [52] D1-10269. Patrick Picher, *Development and Implementation of Transformer Condition Monitoring Models for the Interpretation of Sensor and SCADA Data.*
- [53] D1-10272. Rita Raimundo, André Coelho, Rui Martins, Isabel Catarino, *Power generation by unhealthy photovoltaic modules.*
- [54] D1-11111. Stefan Tenbohlen, Chandra Prakash Beura, *Use of Multiphysics Simulation Tools for Building a Digital Twin of Power Transformers.*
- [55] D1-11162. Aleksandr Kulikov, Anton Loskutov, Anna Sovina, *The Use of Machine Learning and Artificial Neural Networks to Recognition of Turning Faults in Power Transformers.*



Jan Piotrowski
Konsultant

Systemy informatyczne i telekomunikacja – Komitet Studiów D2

Information systems and telecommunications – Study Committee D2

W artykule zaprezentowano informacje o głównych kierunkach rozwoju systemów informatycznych i telekomunikacji w elektroenergetyce na podstawie referatów zaprezentowanych w trakcie trwania Sesji CIGRE 2022 i przeprowadzonej na ich podstawie dyskusji otwartej dla wszystkich delegatów. Główne przesłanie to pokazanie, w jaki sposób będzie realizowane wsparcie dla elastycznej pracy systemów energetycznych ze strony struktur informatycznych i telekomunikacyjnych.

Słowa kluczowe: technologie informatyczne, sztuczna inteligencja, Internet przedmiotów, uczenie maszynowe, robotyka, cyberbezpieczeństwo, sieci zdefiniowane software'owo

Given here are informations about main directions of information and telecommunication systems development in the power industry basing on papers presented during the CIGRE 2022 Session and the later discussion opened for all delegates. The main message of these meetings was to show how would be realised the support for the elastic work of power systems on the part of information and telecommunication structures.

Keywords: information technologies, artificial intelligence, Internet of Things, machine learning, robotics, cybersecurity, software defined networks

Wprowadzenie

Spotkanie odbyło się 31 sierpnia 2022 r. w Paryżu, jako jedno z wydarzeń Sesji CIGRE 2022. Przewodniczyli Olga Sinenko (RU), będąca aktualnym szefem Komitetu D2 oraz sekretarz Joel Nouard (FR).

Funkcję Reporterów Specjalnych, moderujących dyskusję, odpowiednio dla poszczególnych tematów preferowanych (Preferential Subject) pełnili:

- PS1: Alexandra Khalyasmaa (RU), Rodrigo Leal de Siqueira (BR), Anti Viro (FI),
 - PS2: Chen Ching Liu (US), Zwelandle Mbebe (ZA),
 - PS3: Victor Tan (AU), Jan Piotrowski (PL)
- Victor Tan został także przedstawiony jako następca Olgi Sinenko na stanowisku przewodniczącego Komitetu D2.

Trzy wybrane Grupy Tematyczne

- **PS1: Możliwości i wyzwania generowane przez nowe technologie informatyczne i telekomunikacyjne w firmach elektroenergetycznych na drodze do cyfrowej transformacji,**

- **PS2: Techniki cyber security, technologie i aplikacje chroniące krytyczne zasoby infrastrukturalne,**
- **PS3: Jak sprostać wyzwaniom nowoczesnych firm elektroenergetycznych i rozproszonych źródeł energii (DER) w zakresie dedykowanych i bezpiecznych sieci telekomunikacyjnych.**

Zaprezentowano 49 referatów, zgłoszono 26 zapytań i 49 komentarzy.

W podziale na Grupy Tematyczne wyglądało to następująco:

- PS1 – 23 referaty, 8 zapytań, 20 komentarzy,
- PS2 – 16 referatów, 12 zapytań, 15 komentarzy,
- PS3 – 10 referatów, 6 zapytań, 14 komentarzy.

Dyskusja w obszarze PS1

„Możliwości i wyzwania generowane przez nowe technologie informatyczne i telekomunikacyjne w firmach elektroenergetycznych na drodze do cyfrowej transformacji”

Tematyka zagadnień obejmowała:

- technologie IoT (internet przedmiotów) i różne architektury zarządzania fizyczną warstwą zasobów infrastrukturalnych,
- sztuczną inteligencję (AI), Big Data i narzędzia analityczne do poprawy zarządzania zasobami infrastruktury w firmach elektroenergetycznych,
- technologie bazujące na wspomaganiej komputerowo i wirtualnej rzeczywistości w firmach elektroenergetycznych i elektrowniach.

Wnioski z dyskusji można podsumować w sposób następujący:

- do użytkowników należy zdefiniowanie wydarzeń, które mogą być rozpoznawalne przez uczenie maszynowe Machine Learning (ML),
- techniki analizy komponentów podstawowych (PCA – Principal Components Analysis) mogą być wykorzystane do określenia relacji pomiędzy zmiennymi,
- uzyskane z pomocą ML modele powinny być testowane przez ekspertów zanim zostaną przyjęte do wdrożenia,

- algorytmy ML pozwalają eliminować anomalie i podnieść poziom wiarygodności w analizowanym okresie monitorowania,
- detekcja anomalii polega na założeniu, że anomalie są rzadkim zjawiskiem i różnią się zasadniczo od stanów normalnych.

Nie ma regulacji prawnych czy zaleceń co do stosowania algorytmów ML typu black-box. Stosując software wsparty algorytmami ML dla zastosowań w infrastrukturze krytycznej należy wprowadzić mechanizm sprawdzający. Nawet bardziej złożone modele ML podnoszące dokładność w zarządzaniu infrastrukturą są nadal typu black-box. Jest to powodem trudności w zdobywaniu zaufania przez użytkowników.

Operatorzy są ostrożni we wdrażaniu modeli ML typu black-box, ponieważ trudno jest ocenić, kiedy model zawiedzie bądź wskazana będzie modyfikacja ustawień. Pożądana jest znajomość struktury modelu typu back-box.

W obszarze zastosowań sztucznej inteligencji (AI) można wyróżnić 3 podstawowe aplikacje:

- prognoza obciążenia,
- zarządzanie zasobami z regulacją nastaw,
- zarządzanie rynkiem energii.

Robotyka może obsługiwać następujące 4 zadania:

- inspekcja prewencyjna,
- inspekcja po wystąpieniu zdarzenia,
- asystent wyłączenia/przełączenia,
- dokumentacja urządzenia/zasobu infrastruktury.

Odwzorowanie komputerowe (AR – Augmented Reality) wykorzystuje się głównie dla szkoleń młodego personelu. AR powinno być wykorzystywane jako asysta dla inżynierów wykonujących prace w terenie bądź w elektrowniach. Jest to bardzo efektywna zdalna pomoc. Technologia AR pozwala zwiększyć dokładność i bezpieczeństwo wykonywanych zadań eksploatacyjnych.

Dyskusja w obszarze PS2

„Techniki cyber security, technologie i aplikacje chroniące krytyczne zasoby infrastrukturalne”

Tematyka obejmowała:

- dyrektywy cyber security, określone standardy i postępowania certyfikacyjne,
- zarządzanie wystąpieniem incydentu typu Cyber i doświadczenia we wdrażaniu centrów zarządzania bezpieczeństwem sieci (SOCs) w firmach elektroenergetycznych,
- ocenę skutków cyberataków na zarządzanie pracą systemu elektroenergetycznego i strategię mitygacji takich ataków; studia i doświadczenia z integracji sieci ICT (Information and Communications Technologies) i symulatorów cyber security z istniejącymi narzędziami analitycznymi stosowanymi przez firmy elektroenergetyczne.

Podsumowując dyskusję można wyróżnić następujące uwagi:

- daje się zauważyć brak skonsolidowanego podejścia do zagadnienia cyber security przez poszczególne firmy elektroenergetyczne, mimo że ich sieci są połączone,
- operatorzy połączonych sieci powinni wspólnie z producentami urządzeń i regulatorami poszczególnych krajów wypracować technicznie uzasadnione standardy, które nie mogłyby być różnie interpretowane; standardy te powinny być zdefiniowane do poziomu, który eliminuje możliwość różnych interpretacji; jest też dalsza potrzeba szczegółowego doradztwa w sposobie wdrażania tych wspólnie uzgodnionych standardów z poziomu konfiguracji dla parametrów krytycznych,
- w firmach elektroenergetycznych wykorzystywane są różne standardy i zalecenia, takie jak IEC 62351, NERC CIP, IEEE P1711, ISO/IEC 27000, NIST 800-53, NISTIR 7628, ISA/IEC 62443 i inne.

Mankamentem jest, że standardy te nie uwzględniają specyfiki firm elektroenergetycznych. Część krajów wprowadziła zalecenia regulacyjne poprzez swoich regula-

torów. Zbyt głęboko ingerujące zalecenia regulatorów mogą mieć negatywny wpływ na wyniki finansowe firm.

W referatach zalecano, jakie kroki należy podjąć, aby móc przeanalizować ataki cyber security i móc im zapobiec w przyszłości. Działania takie muszą brać pod uwagę infrastrukturę, analizę potencjalnych ataków cyber security i wprowadzenie takich SOCs, które są spójne ze standardami. Standardy te to NISTIR 7628, NERC CIP (Critical Infrastructure Protection), ISA 99, IEEE 1402.

Niektóre rządy krajów ustanowiły Zespoły Awaryjnego Reagowania traktując infrastrukturę firm elektroenergetycznych jako infrastrukturę krytyczną dla kraju.

Wyzwania stawiają dostępy do infrastruktury firmy elektroenergetycznej podmiotów zewnętrznych. Stosuje się scentralizowane systemy nadzoru dostępu monitorujące poszczególne interfejsy zewnętrzne (ABAC – Attribute-Based Access Control).

Kolejnym wyzwaniem jest zapewnienie dostępu do danych z urządzeń wymaganych przez aplikacje biznesowe. Należy wprowadzić mechanizmy automatycznego przetwarzania danych, które wykluczają powtórne zapytania o te same dane.

Systemy zarządzania, które obsługują protokoły SAS (typu point-to-point) pozwalają uzyskać dostęp do tych urządzeń operacyjnych, które nie obsługują tradycyjnych protokołów IT (Information Technologies).

Rozwiązania cyber security muszą być testowane tak, jak każde aplikacje OT (wykorzystujące technologie operacyjne – Operational Technologies). Jest to niezbędne, ponieważ interfejsy urządzeń OT różnią się w zależności od producenta, przy czym niektóre interfejsy nie są standardowe. Standaryzacja jest pomocna, bo ogranicza liczbę testów wymaganych przez firmę przed wdrożeniem do użytkowania. Środowisko OT wykorzystuje aplikacje dla stanów awaryjnych, które mogą być celem ataków zautomatyzowanych systemów bazujących na AI (Artificial Intelligence) i z tego powodu systemy bazujące na AI powinny być ograniczone do funkcji pomocniczych, doradczych.

Dyskusja w obszarze PS3

„Jak sprostać wyzwaniom nowoczesnych firm elektroenergetycznych i rozproszonych źródeł energii (DER) w zakresie dedykowanych i bezpiecznych sieci telekomunikacyjnych”

Tematyka zagadnień obejmowała:

- wsparcie dla usług operacyjnych i aplikacji poprzez wykorzystanie obecnych i przyszłych generacji sieci komórkowych (4G/5G) oraz bazujących na IoT (Internet of Things) technologii bezprzewodowych,
- poprawę efektywności i cyber security przy wykorzystaniu technologii cloud-based i sieci inteligentnych włączając w to nowoczesne sieci zarządzania, automatyzację sieci i koordynację wszystkich zadań i usług z obszaru automatyki (service orchestration), wirtualizację funkcji sieci (NFV – Network Functions Virtualization) i software’owo zdefiniowane sieci rozległe (SD-WAN),
- poprawę i utrzymanie niezawodności i odporności usług krytycznych włącznie z usługami zabezpieczeń przy wykorzystaniu nowoczesnych technik i technologii telekomunikacyjnych.

Podsumowanie wniosków z prezentacji i dyskusji

Firmy elektroenergetyczne potrzebują planu i strategii wyboru właściwych technologii bezprzewodowych, włączając w to 5G. Należy wyważyć wymagania telekomunikacyjne, takie jak dopuszczalne opóźnienia, zakres dostępności sieci komórkowej, pasmo częstotliwości, cechy zabezpieczeń, sieci właściwe dla poszczególnych technologii bezprzewodowych, wymagania mocy sygnału oraz aspekty rynkowe, takie jak sprawdzenie się danej technologii w użytkowaniu, koszt pasma częstotliwości i dostępność pasma, koszt produktu i jego dostępność na rynku.

Przy tych powyższych uwarunkowaniach firmy elektroenergetyczne powinny przemyśleć czy wdrażać prywatne sieci komórkowe (takie jak prywatne LTE/5G

poprzez zakup stosownego pasma), czy wykorzystywać usługi sieci publicznych.

Wygląda na to, że firmy elektroenergetyczne będą nadal wykorzystywać zróżnicowane technologie bezprzewodowe adekwatnie do potrzeb spełnienia wymagań różnych grup usług realizowanych na rzecz firmy.

Firmy elektroenergetyczne, które wykorzystują technologie SDN (Software Defined Network – sieci zdefiniowane software’owo) i SD-WAN (Software Defined – Wide Area Network) powinny zwrócić szczególną uwagę na aspekty cyber security w odniesieniu do aplikacji związanych ze sterowaniem urządzeń, zarządzaniem i akwizycją danych. Rozwiązania bazujące na SDN są proste do wdrożenia, cechuje je skalowalność i elastyczność w dopasowaniu do potrzeb.

Migracja do sieci przełączanych pakietów (packet switched networks) pozostaje w sferze zainteresowania większości firm elektroenergetycznych. Jest niezwykle ważne, by opracować szczegółowy plan migracji usług i następnie etapami realizować ten plan, by uniknąć ryzyka przerw w ciągłości usług operacyjnych, a w szczególności usług krytycznych.

Równolegle do migracji w kierunku sieci przełączanych pakietowo należy pamiętać o kwestii synchronizacji czasu, ponieważ sposób dystrybucji znacznika czasu w sieciach pakietowych wymaga bardzo szczegółowego rozpoznania.

Nadal pozostaje w centrum zainteresowania firm elektroenergetycznych, jak zapewnić niezawodność usług zabezpieczeniowych w procesie migracji do sieci przełączanych pakietowo.

REFERATY KOMITETU STUDIÓW D2

- [1] ID 10182. M. Alves, G. Gomes, M. Pinto, R. Fehlberg, C. Uras, D. Araujo, S. Giroto, G. Moura, A. Campos, R. Dias, F. Silva, I. Siqueira, R. Flauzino, *Application of Artificial Intelligence Tools for Optimized Maintenance Scheduling based on Asset Management Concepts.*
- [2] ID 1040. A. Apostolov, *Artificial Intelligence-based Circuit Breaker Monitoring in IEC 61850 Digital Substations.*
- [3] ID 10410. S. Murphy, L. Dunn, M. Bariya, K. Jones, T. Laughner, *Building a National Infrastructure for Artificial Intelligence on the Grid.*
- [4] ID 10420. P. Guo, D. Li, K. Xu, Z. Ji, X. Wang, Q. Li, *An Intelligent Devices Management and Collaborative Computing Technology in Cyber Power Physical System.*
- [5] ID 10501. P. Mahata, *Asset Mapping & Vulnerability Assessment using GIS Tools-Powergrid Experiences.*
- [6] ID 10502. S. Mukherjee, *Digital Transformation of Indian Electricity Market through Implementation of National Open Access Registry (NOAR).*
- [7] ID 10532. H. Hattori, M. Kubo, *The advanced Applications for Equipment Maintenance utilizing the latest Information and Communication Technologies of Japanese Electric Power Utilities.*
- [8] ID 10532. H. Hattori, M. Kubo, *The advanced Applications for Equipment Maintenance utilizing the latest Information and Communication Technologies of Japanese Electric Power Utilities.*
- [9] ID 10536. M. Jun, J. Lee, H. Yang, *A Study on Diagnosis and Pattern Analysis of Partial Discharge of Underground Transmission Cables Using Deep Learning Ensemble Model.*
- [10] ID 10613. A. Nebera, S. Kovalyov, N. Shubin, V. Pereygin, K. Perevalov, A. Andrievsky, F. Nepsha, M. Krasilnikov, *Employing the Digital Platform for Intelligent Control of Distributed Energy Resources.*
- [11] ID 10616. D.A. AKimov, I.P. Voltov, O.V. Turkina, *Implementation of a Decision Support System for Unaccounted Electricity Consumption Detection Using Machine Learning Methods.*
- [12] ID 10618. E.A. Tsydenov, A.V. Prokhorov, *Machine Learning Approach for Power Flow Control in Congested Grids with Large Share of Variable Energy Resources.*
- [13] ID 10619. P. Litvinov, S. Nesterov, *Application of Modern Time-Series Analytics Tools to Improve Peak Load Management and Planning the EPU Development.*
- [14] ID 10620. A.A. Nebera, *Power Grid Diagrams Import Automation as a Part of a Digital Twins Development Process.*
- [15] ID 10621. A.I. Khalyasmaa, S.A. Eroshenko, P.V. Matrenin, *New Opportunities for High-Voltage Power Equipment Health Management Using Intelligent Cyber Physical Systems.*

- [16] ID 10623. M. Savinek, T. Sinkovec, R. Dolinsek, M. Pavleski, *Data Management and Analytics Platform for converged operational Data.*
- [17] ID 10753. J. Ponraj, V. Sardana, *A practical approach for enhancing stakeholder effectiveness through improved asset and grid information governance – Achieving digital utility status by 2024.*
- [18] ID 10833. S.M. Naidu, *Computing intelligent insights about health of station sub-systems with data analysis and Lean IoT.*
- [19] ID 10849. G. Hwang, H. Kwon, S. Koo, *Data Augmentation for Classification of the Partial Discharge Pattern Considering Imbalance and Phase Uncertainty of the Training Dataset.*
- [20] ID 10956. S. Häsä, I. Rauhalampi, S. Musunuri, B.J. de Oliveira Sousa, M.D. Kirkegaard, T. Mäntypuro, *Practical Approach to Brownfield compact secondary Substations using the Internet-of-Energy (IoE) for Data-Driven Maintenance and Asset Management.*
- [21] ID 10989. M. Sanayha, *Wind Energy Bidding Strategy and Optimization using Model-Based Deep Reinforcement Learning.*
- [22] ID 10991. S. Darnsomboon, W. Boon-Non-tae, *Field Circuit Breaker Inspection using Machine Learning and Data Analytics on Sound Recognition.*
- [23] ID 11053. S. Kwik, J.M. Abad, R. Martínez, J. Preciado, P. Sevillano, J. Subías, *DAS Technology: an opportunity to use fibre optics for asset monitoring and security applications in Electric Power Utilities.*
- [24] ID 11090. S. Wietzke, A. Kubis, *Optimized decision making for asset management by using advanced fuzzy logic.*
- [25] ID 11163. J. M. Siqueira, *5G and the Power System Applications Requirements.*
- [26] ID 10185. P. Antunes, A. Temporal, J. Heluany, M. Branquinho, P. Silas, *A Practical Approach on Cybersecurity Measures for Brazilian Utilities.*
- [27] ID 10186. B. Mazeto, T. Pinheiro, S. Silva, L. Queiroz, M. Pinheiro, V. Oliveira, T. Costa, R. Afonso, S. Neto, *Cyber Security Regulatory Impact Analysis in Brazilian Electric Power System – a Proposal of Regulatory Procedure.*
- [28] ID 10270. A. Hamdon, *Secure Access and Device Management (SADM) System Implementation by Duke Energy.*
- [29] ID 10348. V. Rajkumar, S. Musunuri, A. Stefanov, S. Bruijns, J. De Wit, D. Klaar, A. Louh, A. Thoen, P. Palensky, *A Blueprint for Cyber Security of Brownfield Substations in Power Systems using IEC 62443.*
- [30] ID 10411. A. Apostolov, *Cybersecurity Challenges in IEC 61850-based Transmission Line Protection Systems.*
- [31] ID 10414. S. Knudsen, S. Majumder, A.K. Srivastava, *Securely Implementing and Managing Neighborhood Solar with Storage and Peer-to-Peer Transactive Energy.*
- [32] ID 10423. E. Morales, J. Reyes, F. Munoz, A. Acoria, *Cybersecurity Master Plan for Chilean Electricity Sector (2021-2023).*
- [33] ID 10503. S. Naresh Ram, *AI based security mechanism to false data injection attack – Case study of Northern Region Indian Grid.*
- [34] ID 10588. V. Tan, B. Graham, P. Tuazon, *A Method in Evaluating the Effectiveness of Substation Firewalls and A Substation Perimeter Architecture in Connecting Third Party Generators to a Transmission Substation.*
- [35] ID 10617. V. Karantaev, V. Karpenko, *Development of a Method for Using Artificial Intelligence Systems for Assessing Cybersecurity Threats to Objects of a Digital Electrical Network.*
- [36] ID 10713. D. Campara, A. Hrustemovic, A. Ahmethodzic, N. Mansurov, M. Veleard, *Role of Digital Engineering and Digital Twin Technology in Cybersecurity of Electrical Grid.*
- [37] ID 10794. G. Dondossola, R. Terruggia, A. Foschini, L. Orru, G. Lisciadrello, F. Silletti, *How to assess the cybersecurity posture of utility infrastructures? A case study from the OSMOSE project.*
- [38] ID 10832. J. Malmström, D. Hallmans, J. Morgan, *Identified challenges and opportunities with Cyber Security standard compliance in combination with a long-expected lifetime.*
- [39] ID 11051. M.Á. Sánchez, G. Vidal, *Analysis of the impact of cryptography in the GO-OSE communications.*
- [40] ID 11121. D. Bordea, *Cybersecurity approaches for OT Critical Infrastructures.*
- [41] ID 11136. K. Huang, K. Wu, S. Sudakov, *A Substation-focused NMS for visualizing IEC 61850 Communication Networks.*
- [42] ID 10187. A. Pinhel, *Reflections on the Potential use of 5G Technologies in the Electric Sector.*
- [43] ID 10533. H. Tsuchiya, H. Kai, R. Umezawa, Y. Iwata, *The latest Wireless Communication Technology Initiatives from Japanese Electric Power Utilities.*
- [44] ID 10547. A. Louh, S. Zhang, A. Goerbing, J. Godefrooi, A. Jahr, *Seamless extension of fibre optical IP/MPLS network with 5G technology Releases allowing Business service segregation, Precision time synchronization and Critical teleprotection services in Utility distribution networks.*
- [45] ID 10589. M. Shahi, P. Tuazon, M. Sinclair, S. Gharti Chhetri, *Teleprotection signal testing over IP/MPLS network.*
- [46] ID 10615. A. Rodionov, A. Popov, D. Ulyanov, S. Piskunov, A. Mokeev, *Automation of Distribution Networks Using Cellular Communication Technologies.*
- [47] ID 10686. R. Baechli, M. Borisavljevic, A. Frei, S. Mattmann, Y. Gosteli, *Increasing the availability of modern digital grid applications by offering accurate time of day information as a service of the operational telecommunication network.*
- [48] ID 10938. S. Buljore, F. Fontenelle, L. Estelrich, P. Aleman, M. Acacia, *Experimental evaluation of Teleprotection services over packet-based Networks.*
- [49] ID 10983. D. Lalović, V. Vukićević, I. Vukadinović, V. Stanišić, M. Jevtić, D. Mitić, *Electric Power Industry of Serbia IP MPLS network upgrade: Providing operational and corporate services*
- [50] ID 10996. T. Srijanthub, *Leveraging SD-WAN For Improving Availability of EGAT's Communication Network.*
- [51] ID 11052. J.R. Feijoo Martínez, J.M. Delgado Álvarez, J. Estévez, B. Peralta Vicente, *Design of a daring IP Network Architecture in REE for the unavoidable convergence of services.*

36. MIĘDZYNARODOWE ENERGETYCZNE TARGI BIELSKIE

BIELSKO-BIAŁA INTERNATIONAL
POWER INDUSTRY FAIR



ENERGETAB®

12-14.09.2023

www.energetab.pl

 Targi
z rekomendacją
Polskiej Izby Przemysłu Targowego



24-26 maja 2023 r.

Hotel Zamek Ryn****

II Konferencja Energopomiaru

Energetyczna transformacja w praktyce

7 bloków tematycznych

Nowe standardy „zieloności”

Emisje pod kontrolą

Transformacja w gruntach i odpadach

Gospodarka wodna

Energia i ciepło – efektywnie

Energetyka od nowa

Woda, ścieki i procesy chemiczne



Skorzystaj z naszej prenumeraty wybierz dogodną dla siebie ofertę

- Gwarantujemy, że artykuły zamieszczone w naszym czasopiśmie mają charakter naukowo-techniczny i omawiają problemy autentycznie spotykane w praktyce energetycznej.
- Gwarantujemy, że artykuły są opiniowane przez specjalistów energetyków.
- Gwarantujemy niezmienną cenę netto przez cały okres prenumeraty.
- Gwarantujemy pokrycie kosztów przesyłek pocztowych czasopisma do prenumeratorów.
- Gwarantujemy zwrot pieniędzy w przypadku odwołania prenumeraty zwykłej. Zamówienie można odwołać przez odesłanie otrzymanego egzemplarza czasopisma bez podawania przyczyny w terminie 14 dni od otrzymania pierwszego egzemplarza.
- Gwarantujemy przesłanie bezpłatnego numeru okazowego e-wydania po wypełnieniu zgłoszenia w Internecie pod adresem www.elektroenergetyka.pl



WSZYSTKO CO POWINNI PAŃSTWO WIEDZIEĆ O PRENUMERACIE MIESIĘCZNIKA ENERGETYKA

- Zaprenumerować można wydanie papierowe miesięcznika lub e-wydanie oraz prenumeratę łączoną (e-prenumerata ze zniżką 80% dla prenumeratorów wersji papierowej).
- Prenumeratę można rozpocząć w każdym, dogodnym dla Państwa momencie na okres kwartału, półroczna lub roku. Polecamy także specjalną formę: prenumeratę wieloletnią (wszelkie informacje znajdują Państwo na stronie internetowej www.elektroenergetyka.pl lub telefonując pod numer 32 257 87 85).
- Istnieje możliwość prenumeraty ulgowej dla członków stowarzyszeń naukowo-technicznych, studentów i uczniów. Wszelkie informacje pod numerem telefonu 32 257 87 85.

Koszt prenumeraty

Okres prenumeraty	wydanie papierowe, zł	e-wydanie, zł	prenumerata łączona
Rok	360 zł (w tym 8% VAT)	300 zł (w tym 8% VAT)	420 zł (w tym VAT)
Półrocze	185 zł (w tym 8% VAT)	161 zł (w tym 8% VAT)	217 zł (w tym VAT)
Kwartał	94 zł (w tym 8% VAT)	78 zł (w tym 8% VAT)	110 zł (w tym VAT)

W celu zamówienia prenumeraty wystarczy wykonać jedną z poniższych czynności

1. WYPEŁNIJ

skorzystaj z formularza
na naszej stronie internetowej
www.elektroenergetyka.pl
lub www.energetyka.eu

2. ZADZWOŃ

po prostu zadzwoń do nas
+48 32 257 87 85

3. NAPISZ

wyślij e-mail pod adres
**redakcja@
elektroenergetyka.pl**

PSE

Polskie Sieci
Elektroenergetyczne

NAPEŁNIAMY POLSKĄ MOCĄ



11,95 mld zł

wartości dodanej
dla polskiej gospodarki



39 395

miejsc pracy utrzymanych
na rynku krajowym dzięki
działalności PSE



99,99%

wskaźnik ciągłości
dostaw energii
elektrycznej

<https://raport.pse.pl>