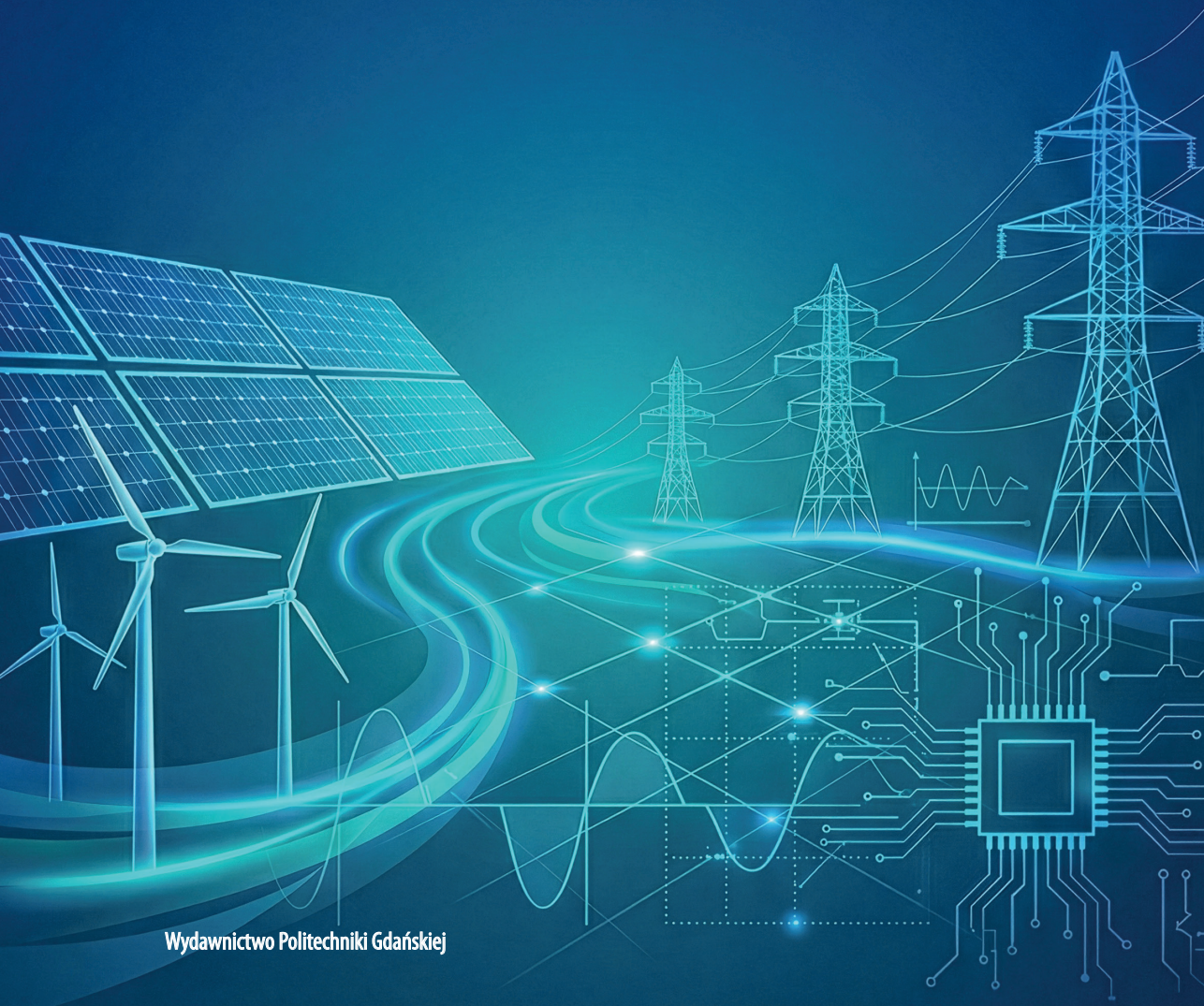


ELEKTROENERGETYKA W OKRESIE TRANSFORMACJI

pod redakcją Zbigniewa Lubośnego



PRZEWODNICZĄCY KOMITETU REDAKCYJNEGO
WYDAWNICTWA POLITECHNIKI GDAŃSKIEJ

Dariusz Mikielewicz

REDAKTOR PUBLIKACJI NAUKOWYCH

Michał Szydlowski

RECENZENCI

Mirosław Parol

Paweł Pijarski

REDAKCJA JĘZYKOWA

Agnieszka Frankiewicz

SKŁAD I PROJEKT OKŁADKI

Ireneusz Jelonek

Wydano za zgodą
Rektora Politechniki Gdańskiej

Oferta wydawnicza Politechniki Gdańskiej jest dostępna pod adresem
<https://sklep.pg.edu.pl>



Publikacja jest dostępna na licencji Creative Commons CC BY-NC-SA 4.0

© Copyright by Wydawnictwo Politechniki Gdańskiej, Gdańsk 2025

ISBN 978-83-7348-950-9 (wersja papierowa)

ISBN 978-83-7348-951-6 (wersja elektroniczna)

XXI KONFERENCJA NAUKOWA



AKTUALNE PROBLEMY W ELEKTROENERGETYCE

4–6 czerwca 2025, Jastarnia

Sponsor Główny



Sponsor



Patroni



Spis treści

Słowo wstępne	15
I. Sterowanie pracą systemu elektroenergetycznego	19
Wstęp	19
I.1. Wpływ zmian przekładni na impedancje zastępcze transformatorów trójzwojeniowych	23
Wprowadzenie	23
Schematy zastępcze transformatorów trójzwojeniowych	24
Impedancje dla zaczeów pozaznamionowych – proponowana metoda	26
Błędne założenia przyczyną niedokładności	28
Podsumowanie	31
Bibliografia	31
I.2. Koncepcja układu regulacji napięcia ARST współpracującego z morskimi farmami wiatrowymi	33
Wprowadzenie	33
Topologia morskich farm wiatrowych i ich połączeń liniowych ze stacjami przesyłowymi w KSE	33
Opracowanie nowych algorytmów i kryteriów pracy układu ARST z morskimi farmami wiatrowymi	35
Komunikacja ARST z MFW	37
Opracowanie modelu laboratoryjnego układu ARST oraz badanie poprawności działania algorytmów regulacji skoordynowanej z morskimi farmami wiatrowymi	37
Podsumowanie	43
Bibliografia	44
I.3. Sterowanie transformatorem 110 kV/SN z wykorzystaniem pomiarów i zasobów regulacyjnych w sieci SN	45
Wprowadzenie	45
Zastosowanie wielokryterialnego programowania liniowego MOLP we wtórnej regulacji napięcia w aktywnej sieci dystrybucyjnej	46
Zdefiniowanie celów optymalizacji i zmiennych decyzyjnych	47
Sformułowanie matematycznego opisu problemu optymalizacyjnego	49
Rozwiązanie MOLP metodą opartą na preferencjach	50
Badania algorytmu regulacji napięcia na modelu symulacyjnym zróżnicowanego, rzeczywistego obszaru sieci dystrybucyjnej	50

Omówienie wyników testów funkcji optymalnego sterowania transformatorem w GPZ i źródłami mocy w głębi sieci SN	54
Podsumowanie.....	55
Bibliografia.....	56
I.4. Badania stanów nieustalonych kompensatora synchronicznego pracującego w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym	58
Wprowadzenie.....	58
Model matematyczny fragmentu KSE	61
Badania symulacyjne.....	62
Podsumowanie.....	66
Bibliografia.....	66
I.5. Spełnienie wymogu przejścia przez zwarcie synchronicznej jednostki wytwórczej typu D	69
Wprowadzenie.....	69
Wymagania FRT dla synchronicznych modułów typu D.....	70
Badania symulacyjne przejścia przez zwarcie hydrogeneratorsa o mocy 165 MVA.....	72
Podsumowanie.....	78
Bibliografia.....	78
II. Funkcjonowanie elektroenergetycznych systemów przesyłowych – część I..	81
Wstęp	81
II.1. Wyzwania techniczne związane z procesem synchronizacji systemu elektroenergetycznego krajów bałtyckich z systemem Europy kontynentalnej	87
Wprowadzenie.....	87
Opis systemów elektroenergetycznych państw bałtyckich	88
Wstępne analizy oraz testy w elektrowniach systemowych państw bałtyckich.....	89
Analizy stabilności częstotliwościowej dla pracy wyspowej państw bałtyckich	91
Analizy stabilności kątowej dużych zakłóceń	94
Analizy stabilności kątowej małych zakłóceń	95
Dobór zabezpieczeń rozcinających na profilu PL–LT.....	96
Podsumowanie.....	98
Bibliografia.....	98

II.2. Proces synchronizacji systemów elektroenergetycznych krajów bałtyckich z systemem elektroenergetycznym Europy kontynentalnej	99
Wprowadzenie	99
Obszar synchroniczny Europy kontynentalnej oraz zasady jego rozszerzania	99
System elektroenergetyczny krajów bałtyckich	100
Geneza projektu synchronizacji krajów bałtyckich	101
Uruchomienie procedury rozszerzania CESA i podpisanie umowy określającej warunki synchronicznego przyłączenia	102
Procedura awaryjnej synchronizacji	103
Mapa drogowa synchronizacji i zgoda RG CE na próbną pracę synchroniczną	104
Test pracy wyspowej i synchronizacja	104
Podsumowanie	106
Bibliografia	107
II.3. Awaria w dniu 21 czerwca 2024 roku w południowo-wschodniej części systemu Europy kontynentalnej – przebieg i wnioski	108
Wprowadzenie	108
Warunki przed awarią	109
Przebieg awarii	112
Proces odbudowy	115
Podsumowanie	115
Bibliografia	117
II.4. Szybka detekcja zagrożenia stabilności napięciowej w systemie elektroenergetycznym z wykorzystaniem pomiarów fazorów synchronicznych	118
Wprowadzenie	118
Wybór metody monitorowania stabilności napięciowej do badań	119
Opis wybranego do badań algorytmu identyfikacji w czasie rzeczywistym parametrów zastępczego źródła Thevenina	122
Badania wybranej metody monitorowania stabilności napięciowej na stanowisku laboratoryjnym z symulatorem RTDS	124
Badania wybranej metody monitorowania stabilności napięciowej	126
Podsumowanie	129
Bibliografia	130
II.5. Wykorzystanie symulatora sprzętowego w analizach systemu elektroenergetycznego	131
Wprowadzenie	131

Konfiguracja symulatora sprzętowego	132
Przykładowe analizy i ich wyniki	133
Analiza współpracy dwóch bloków wytwórczych	134
Analiza zwarcia w sieci z izolowanym punktem neutralnym	138
Podsumowanie	139
Bibliografia	140
III. Funkcjonowanie elektroenergetycznych systemów	
przesyłowych – część II	141
Wstęp	141
III.1. Wpływ przyłączenia morskich farm wiatrowych na harmoniczne napięcia w sieci przesyłowej	145
Wprowadzenie	145
Charakterystyki harmoniczne KSE w miejscach przyłączenia MFW	148
Rozważania dotyczące wpływu MFW na harmoniczne napięcia	148
Metoda szczegółowej lokalizacji źródeł zaburzeń jakości energii elektrycznej z wykorzystaniem danych z rejestratorów zakłóceń	153
Podsumowanie	154
Bibliografia	154
III.2. Testowanie modułów wytwarzania energii pełniących funkcję <i>significant grid users</i> (SGU) – uregulowania prawne, wdrożenie wymagań, współpraca pomiędzy OSP i OSD	156
Wprowadzenie	156
Podstawy prawne	156
Wymagania techniczne dla SGU	159
Zasady testowania SGU	162
Rola programów ramowych testów MWE	163
Współpraca pomiędzy OSP i OSD w zakresie testowania SGU	164
Informacja o bieżącym zaawansowaniu procesu wdrożenia wymagań i testowania SGU	165
Podsumowanie	165
Bibliografia	165
III.3. Kontrola rozptyłu mocy w zmieniających się warunkach pracy KSE	167
Wprowadzenie	167
Transformator regulacyjny	171
Wybrane elementy metody obliczeniowej	172
Opis sieci testowej	173
Wyniki symulacji testowych	174

Podsumowanie.....	176
Bibliografia.....	176
III.4. Problemy stosowania dodatkowych ograniczeń alokacyjnych w jednolitym łączeniu rynków dnia następnego i bieżącego	178
Wprowadzenie.....	178
Ograniczenia bilansowe polskiej strefy rynkowej.....	179
Wpływ polskich ograniczeń bilansowych na europejski rynek energii	181
Podsumowanie.....	185
Bibliografia.....	186
III.5. Wyznaczanie zdolności przesyłowych w rejonie Core na potrzeby ryнку energii elektrycznej dnia następnego – stan obecny i wyzwania.....	187
Wprowadzenie.....	187
Zdolności przesyłowe netto – NTC.....	190
Wyznaczanie zdolności oparte na przepływach – FBA.....	192
Podsumowanie.....	196
Bibliografia.....	197
IV. Bezpieczeństwo elektroenergetyczne.....	199
Wstęp.....	199
IV.1. Zrównoważona transformacja energetyczna źródeł wytwórczych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym	206
Wprowadzenie.....	206
Bezpieczeństwo pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.....	207
Propozycja programu zrównoważonej transformacji energetycznej źródeł wytwórczych w KSE.....	209
Efektywność ekonomiczna wytwarzania energii elektrycznej w analizowanych źródłach wytwórczych.....	212
Podsumowanie.....	214
Bibliografia.....	215
IV.2. Założenia i procedury obliczeniowe w analizie długoterminowego zbilansowania systemu elektroenergetycznego	216
Wprowadzenie.....	216
Problem badawczy i zastosowane rozwiązanie metodyczne	217
Ramowe wytyczne analiz ilościowych w perspektywie roku 2050	219
Wyniki analiz.....	221
Podsumowanie.....	226
Bibliografia.....	228
IV.3. Pilotażowa instalacja systemu WAMS dla celów monitorowania	

pracy systemu przesyłowego KSE	229
Wprowadzenie.....	229
System WAMS na poziomie europejskiego systemu przesyłowego ENTSO-E	229
Stan istniejący i perspektywy rozbudowy systemu WAMS w KSE	233
Ocena jakości danych pomiarowych z PMU	235
Monitorowanie przebiegu próby systemowej odbudowy SEE	236
Monitorowanie oscylacji międzyobszarowych	236
Podsumowanie.....	239
Bibliografia.....	240
IV.4. Analiza i rozwój architektury bezpieczeństwa cybernetycznego w systemach zdalnego sterowania w energetyce.....	241
Wprowadzenie.....	241
Rozwój architektury bezpieczeństwa systemów zdalnego sterowania	242
Zagrożenia dla systemów SCADA.....	244
Zbiór wymagań dla systemów zdalnego sterowania.....	245
Podsumowanie.....	251
Bibliografia.....	252
IV.5. Line Voltage Stability Index Method for the evaluation of voltage stability in electrical power system using renewable energy sources techniques based on machine learning models.....	253
Introduction	253
Voltage stability analysis (VSA): conceptions and evaluation method.....	255
Results and discussion.....	258
Conclusions	261
References	261
IV.6. Dobór struktury rozdzielni stacji elektroenergetycznej wysokiego napięcia przy uwzględnieniu wytycznych i ograniczeń otoczenia.....	263
Wprowadzenie.....	263
Nowe uwarunkowania pracy SEE.....	265
Etapy konfiguracji stacji.....	266
Realizacja procesu konfiguracji.....	268
Podsumowanie.....	271
Bibliografia.....	272
V. Generacja rozproszona i sieci dystrybucyjne.....	275
Wstęp.....	275

V.1. Czynniki hamujące rozwój sieci dystrybucyjnych w Polsce – studium przypadku	285
Wprowadzenie	285
Stan sieci dystrybucyjnych	285
Przylączenie odnawialnych źródeł energii do sieci dystrybucyjnych	287
Rozwój sieci dystrybucyjnych	289
Przykładowe problemy związane z rozwojem sieci dystrybucyjnych	291
Podsumowanie	293
Bibliografia	294
V.2. Czy „starzenie się” paneli fotowoltaicznych może prowadzić do kolejnej transformacji w energetyce?	295
Wprowadzenie	295
Przegląd literatury	295
Badania własne procesu starzenia się instalacji PV	298
Analiza rozwoju energetyki PV na obszarze PGE Dystrybucja SA Oddział Lublin	302
Podsumowanie	305
Bibliografia	307
V.3. Dwukierunkowy przepływ energii w sieciach dystrybucyjnych niskiego napięcia	308
Wprowadzenie	308
Analiza działania sieci dystrybucyjnej z dwukierunkowym przepływem energii	309
Pasywne sposoby modernizacji linii dystrybucyjnych niskiego napięcia	311
Aktywne urządzenia do regulacji parametrów sieci nn	313
Wybór lokalizacji źródeł napięcia i prądu w sieciach nn	315
Uniwersalny regulator napięcia z symetryzatorem prądów	316
Działanie wybranej instalacji z regulatorem napięcia	317
Podsumowanie	317
Bibliografia	318
V.4. Techniczne i ekonomiczne aspekty doboru elektrochemicznego magazynu energii dla farmy fotowoltaicznej zasilającej odbiorcę przemysłowego	319
Wprowadzenie	319
Zakres doboru mocy i pojemności magazynu energii	320
Zarządzanie energią elektryczną w systemie	320
Zasadność ekonomiczna zwiększania poziomu samowystarczalności	322
Wpływ degradacji na parametry techniczne i ekonomiczne	326

Podsumowanie.....	328
Bibliografia.....	328
V.5. Inwerter asymetryczny w instalacji prosumenta	330
Wprowadzenie.....	330
Inwerter asymetryczny w instalacji prosumenta	332
Podsumowanie.....	338
Bibliografia.....	339
V.6. Dobór lokalizacji transformatora regulacyjnego w sieci średniego napięcia... ..	340
Wprowadzenie.....	340
Transformatory regulacyjne	340
Dobór lokalizacji transformatora regulacyjnego	342
Podsumowanie.....	347
Bibliografia.....	348
VI. Nowe technologie w systemie elektroenergetycznym	349
Wstęp.....	349
VI.1. <i>Grid Forming Capability</i> – idea, definicja, motywacja stosowania.....	353
Wprowadzenie.....	353
Idea wdrożenia GFC.....	355
Definicja i funkcjonalność GFC	356
Motywacja stosowania	361
Podsumowanie.....	362
Bibliografia.....	363
VI.2. Wykorzystanie zasobników energii do świadczenia wybranych usług elastyczności na rzecz operatora sieci dystrybucyjnej	366
Wprowadzenie	366
Możliwość wykorzystania usług elastyczności przez OSD	367
Koncepcja	368
Badania symulacyjne wykorzystania magazynów energii na potrzeby świadczenia usług elastyczności	369
Podsumowanie.....	372
Bibliografia.....	373
VI.3. Ocena rozwiązań parametrów konstrukcyjnych słupów z poprzecznikami izolatorowymi i stalowymi dla linii 110 kV.....	374
Wprowadzenie.....	374
Analiza wymiarów konstrukcji słupowych i pasów służebności	376
Pole elektryczne i magnetyczne w środku przęsła linii.....	379

Podsumowanie.....	382
Bibliografia.....	382
VI.4. Natężenie pola elektrycznego i magnetycznego w otoczeniu linii 110 kV ze słupem wyposażonym w system łączności.....	384
Wprowadzenie.....	384
Metodyka obliczeń rozkładu pola dla słupa z układem łączności.....	385
Pole elektryczne i magnetyczne w otoczeniu słupa telekomunikacyjnego.....	389
Podsumowanie.....	392
Bibliografia.....	393
VI.5. Prognozowanie emisji NO _x w turbinach gazowych z zastosowaniem uczenia maszynowego.....	394
Wprowadzenie.....	394
Eksploracyjna analiza zmiennych wejściowych i ich zależności z emisją NO _x	396
Podział danych.....	399
Metodologia analizy danych i zastosowanie uczenia maszynowego.....	400
Wybór najlepszego modelu.....	402
Predykcja emisji NO _x na zbiorze testowym – model <i>XGBoost</i>	403
Podsumowanie.....	404
Bibliografia.....	405
Indeks autorów.....	406

Słowo wstępne

Zbigniew Lubośny

Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki, Katedra Elektroenergetyki

Źródłem energii elektrycznej na Ziemi jest w znaczącej części energia reakcji syntezy zachodzących w Słońcu, docierająca do nas w postaci promieniowania elektromagnetycznego. W przypadku źródeł fotowoltaicznych ułożonych na Ziemi dostęp do tej energii cechuje się dobową zmiennością. W przyszłości, gdy przetworniki energii promieniowania słonecznego zostaną wyniesione poza naszą planetę, dostęp ten będzie całodobowy i w dużym stopniu niezmienny w czasie.

Energia z wiatru (strumienia powietrza) także jest wynikiem dobowego cyklu nagrzewania i chłodzenia obszarów naszej planety, tj. jej ruchu obrotowego, chociaż w tym przypadku efekt czasowej zmienności prędkości wiatru jest dość często rozmyty np. przez fronty burzowe itp.

Analogicznie, z tej samej przyczyny, mamy dostęp do energii płynącej z wody (nagrzewanie i parowanie wody itp.).

Również ze Słońcem wiązać należy istnienie zasobów kopalnych nośników energii, takich jak węgiel, ropa naftowa i gaz ziemny. Są one pokłosem życia na Ziemi w zamierzczłych czasach, a powstały wskutek rozkładu materii organicznej, która przez miliony lat ulegała różnym procesom geologicznym. Z punktu widzenia człowieka współczesnego są to nieodnawialne zasoby energetyczne.

Odrębnymi w sensie pochodzenia źródłami energii są:

- pierwiastki rozszczepialne, które powstały w gwiazdach, a po ich rozpadzie zostały wbudowane w materię, z której powstał nasz Układ Słoneczny;
- pływy mórza, wywoływane grawitacyjnym oddziaływaniem Księżyca i Słońca oraz ruchem obrotowym Ziemi;
- prądy morskie, które powstają pod wpływem różnic gęstości wody wywołanych zmianami temperatury i zasolenia, ciśnienia powietrza i tarcia wiatru o powierzchnię oceanu, różnic w wysokości poziomu zwierciadła wody w sąsiadujących częściach oceanu oraz siły przyciągania Księżyca i Słońca.

Rozwój technologii źródeł wytwórczych energii elektrycznej umożliwiających bezpośredni dostęp do energii promieniowania słonecznego (elektrownie fotowoltaiczne) oraz energii wiatru (elektrownie wiatrowe) stał się istotnym krokiem w rozwoju ludzkości. Technologia ta udostępnia bowiem nieograniczone w czasie zasoby energii i – co ważne – pozwala (pozwoli w przyszłości) zrezygnować z wykorzystywania do wytwarzania energii elektrycznej ubywających zasobów kopalnych nośników energii.

Równocześnie jednak, ze względu na dobową i okołodobową zmienność dostępu do tej energii, rozwój fotowoltaicznych i wiatrowych źródeł energii wymusza konieczność transformacji systemów elektroenergetycznych – w sensie zarówno struktury systemów, jak i sposobu zarządzania (sterowania) nimi. Wsparciem w tej transformacji w zakresie techniki są: rozwój energoelektroniki, cyfryzacja, a w przyszłości być może również algorytmy sztucznej inteligencji.

Transformacja systemów elektroenergetycznych jest niewątpliwie dużym wyzwaniem dla operatorów systemów elektroenergetycznych, dla świata nauki oraz świata techniki i technologii. Stanowi też duże wyzwanie dla legislatorów i ekonomistów. Od tych pierwszych wymaga bowiem patrzenia w przyszłość przy uwzględnieniu zasad fizyki oraz dostępnych i przyszłych (zarysowujących się) technologii, a od tych drugich właściwego zarządzania strumieniami pieniędzy.

Inżynierom nie pozostaje nic innego niż, tak jak dotąd, zmagać się z materią, tj. rozwiązywać problemy, które napotykamy.

Niniejsza monografia jest zbiorem referatów naukowych i technicznych przedstawiających aktualne problemy rozwoju, funkcjonowania i pracy systemu elektroenergetycznego. W kolejnych częściach omówiono następujące zagadnienia:

- sterowanie pracą systemu elektroenergetycznego: sterowanie pracą systemu elektroenergetycznego; środki techniczne poprawiające sterowalność systemu, w tym kompensatory synchroniczne i układy ARST; rozwiązania techniczne i doświadczenia z eksploatacji układów automatyki, sterowania, pomiarów i monitorowania; modelowanie matematyczne elementów systemu elektroenergetycznego;
- funkcjonowanie elektroenergetycznych systemów przesyłowych – część 1: funkcjonowanie systemów elektroenergetycznych w aspekcie stawianych wyzwań oraz zdarzeń ruchowych (synchronizacja systemów) i awaryjnych; doświadczenia i wnioski wynikające ze zdarzeń w systemach elektroenergetycznych; detekcja zagrożenia stabilności napięciowej z wykorzystaniem systemu WAMS; modelowanie elementów systemu elektroenergetycznego;
- funkcjonowanie elektroenergetycznych systemów przesyłowych – część 2: wpływ morskich farm wiatrowych na jakość energii w sieci przesyłowej; testowanie modułów wytwarzania energii pełniących rolę SGU; sterowanie rozpięciem mocy i wyznaczanie zdolności przesyłowych; problemy stosowania dodatkowych ograniczeń alokacyjnych w jednolitym łączeniu rynków dnia następnego i bieżącego; funkcjonalności pakietu Plans;
- bezpieczeństwo elektroenergetyczne: bezpieczeństwo systemu elektroenergetycznego w różnych horyzontach czasowych; transformacja energetyczna źródeł wytwórczych w KSE; środki poprawy bezpieczeństwa – inwestycje, automatyka i algorytmy sterowania; prognozowanie rozwoju systemu elektroenergetycznego; niezawodność systemu elektroenergetycznego; wpływ OZE na stabilność systemów elektroenergetycznych;

- generacja rozproszona i sieci dystrybucyjne: generacja rozproszona i odnawialne źródła energii – ich wpływ na system elektroenergetyczny; integracja elektrowni wiatrowych, fotowoltaicznych i magazynów energii z systemem elektroenergetycznym; magazynowanie energii w aspekcie współpracy systemu z OZE; wpływ generacji rozproszonej na jakość energii elektrycznej – systemy i środki niwelowania negatywnego wpływu;
- nowe technologie w systemie elektroenergetycznym: idea *Grid Forming* (z inwerterami GFM) jako istotny element przyszłych systemów elektroenergetycznych; wykorzystanie zasobników energii w realizacji usług elastyczności; konstrukcje słupów i oddziaływanie elektromagnetyczne linii 110 kV; prognozowanie emisji NOx w turbinach gazowych

Każda część rozpoczyna się wstępem omawiającym problematykę poszczególnych rozdziałów i wskazującym tematy i zagadnienia do dalszych prac nad tematyką realizowaną przez autorów. Poruszane problemy mogą również stanowić podstawę do szerokiej dyskusji środowisk naukowych i technicznych związanych z krajową elektroenergetyką.

prof. dr hab. inż. Zbigniew Lubośny
redaktor naukowy monografii

I Sterowanie pracą systemu elektroenergetycznego

Wstęp

Jacek Klucznik

Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki, Katedra Elektroenergetyki

Panta rhei, czyli wszystko się zmienia – to stwierdzenie greckiego filozofa można odnieść do obecnych trendów w systemach elektroenergetycznych. Polski system elektroenergetyczny, jaki znaliśmy, o jakim dyskutowaliśmy na wielu wcześniejszych konferencjach, którego funkcjonowanie rozważaliśmy w wielu pracach naukowo-badawczych i wdrożeniowych, ulega przeobrażeniu. Zmienia się struktura sieci, zmieniają się typy i lokalizacje źródeł mocy, pojawiają się nowe technologie. Część problemów, z jakimi się stykaliśmy, traci na znaczeniu, za to pojawiają się nowe zagadnienia i nowe wyzwania. Rozdziały zawarte w niniejszej części monografii koncentrują się na problematyce sterowania napięciem przy obecności źródeł odnawialnych, tematyce badań modelowych dotyczących stabilności, a także samych podstaw modelowania i wiarygodności modeli w komercyjnych programach służących do analizy stanów pracy sieci elektroenergetycznej.

W rozdziale *Wpływ zmian przekładni na impedancje zastępcze transformatorów trójzwojeniowych* autorzy dowodzą, że obecnie stosowane podejście do modelowania transformatorów trójzwojeniowych nie jest właściwe. Zwracają uwagę, że zmiana impedancji transformatora związana ze zmianą przekładni nie jest liniowa, a stosowane w programach komercyjnych uproszczenia tej relacji powodują rozbieżności uzyskiwanych wartości parametrów schematu zastępczego transformatora. Autorzy wykazują, że w zależności od przyjętych uproszczeń błąd wyznaczania wartości reaktancji może przy skrajnym położeniu przełącznika zaczepów sięgać do 50% wartości obliczonej w sposób proponowany w rozdziale, gdzie interpolacja zależności reaktancji od aktualnego zaczepu transformatora odbywa się za pomocą wielomianu interpolacyjnego Lagrange’a.

Rozdział jest bardzo dobrym przykładem na to, że można i trzeba stawiać pytania dotyczące publikowanych w literaturze modeli matematycznych elementów systemu elektroenergetycznego, na podstawie których często implementuje się modele komputerowe wykorzystywane powszechnie w analizach systemu elektroenergetycznego. Z jego treści płynie wniosek, że nawet w przypadku renomowanych programów bezrefleksyjne przyjmowanie struktury gotowych modeli za aksjomat jest niewłaściwe.

Wyjaśnienia wymaga kwestia, w jaki sposób pozyskano charakterystyki przedstawione na rys. I.1.2. Jeżeli typowo producenci transformatorów podają parametry z próby zwarcia dla dwóch skrajnych położenia przełącznika zaczepów i położenia neutralnego, to jak można wnioskować o kształcie funkcji $X = f(\vartheta)$? Czy różne rozwiązania konstrukcyjne transformatorów mogą skutkować różnym kształtem funkcji $X = f(\vartheta)$?

W rozdziale *Koncepcja układu regulacji napięcia ARST współpracującego z morskimi farmami wiatrowymi* autorzy stwierdzają, że wśród zmian, jakie zachodzą w polskim systemie elektroenergetycznym, nie sposób nie zauważyć przesuwania się środka ciężkości obszaru wytwarzania energii elektrycznej w kierunku północnym. Nowo powstające morskie farmy wiatrowe staną się istotnym, a na północy dominującym źródłem energii. Z pracą morskich farm wiatrowych wiąże się zmienność generacji mocy czynnej wywoływana warunkami atmosferycznymi, powodująca zmienność rozplływów mocy w północnej części KSE i tym samym wpływająca na poziomy napięcie. Jednocześnie brak innych dużych źródeł wytwórczych (poza ESP Żarnowiec) sprawia, że to morskie farmy wiatrowe będą w dużym stopniu odpowiadać za utrzymanie właściwych poziomów napięć w północnej części KSE. Wychodząc naprzeciw tym problemom, autorzy rozdziału przedstawiają koncepcję oraz wyniki testów symulacyjnych układu regulacji napięcia ARST wykorzystującego możliwości generacji i poboru mocy biernej przez morskie farmy wiatrowe.

Prezentowana tematyka jest niezmiernie aktualna i dobrze, że czołowy polski instytut szuka rozwiązań w tym zakresie. Dyskusji można poddać tu dwie kwestie.

Pierwszą stanowi nazwa układu. Czy jest to faktycznie układ regulacji stacji transformatorowej? Stacja Choczewo, będąca obiektem, do którego przyłączana będzie pierwsza grupa polskich farm morskich, nie będzie wyposażona w transformatory, a prezentowany w rozdziale algorytm nie steruje przekładnią transformatorów. Funkcjonalnie układ ten jest bliższy rozwijanemu od lat przez Gdański Oddział IEN układowi ARNE i być może w tę stronę powinna iść jego nazwa.

Druga dyskusyjna kwestia to szybkość regulacji mocy biernej. Autorzy przedstawiają przebiegi, w których szybkość zmian mocy biernej na skutek zmiany wartości napięcia zadanego wynosi ok. 1 Mvar/s. Jak taka szybkość regulacji ma się do wymagania stawianego w Rozporządzeniu Komisji (UE) 2016/631 wskazującego, że dla farm pracujących w trybie regulacji napięcia 90% wymaganej zmiany mocy biernej w odpowiedzi na skokową zmianę napięcia powinno nastąpić w czasie do 5 s?

W rozdziale *Sterowanie transformatorem 110 kV/SN z wykorzystaniem pomiarów i zasobów regulacyjnych w sieci SN* autorzy zwracają uwagę na fakt dominacji problematyki napięciowej, w ostatnim czasie także w systemach dystrybucyjnych średniego napięcia, gdzie praca źródeł odnawialnych, głównie instalacji PV, może powodować wzrost napięcia powyżej wartości dopuszczalnej. Autorzy poszukują sposobu przeciwdziałania temu zjawisku poprzez wykorzystanie sterowania przekładnią transformatora WN/SN

i rozproszonymi źródłami mocy biernej na podstawie zdalnych pomiarów z głębi sieci SN. Koncepcja ta wydaje się trafna i warta dalszego rozwijania.

Lektura rozdziału skłania do następujących przemyśleń. Transformator pracujący w typowej stacji WN/SN zasila sekcję rozdzielni SN zawierającej zwykle do dziesięciu pól odejściowych, do których przyłączone są linie SN. Odbiorcy przyłączeni do każdej z linii mogą się cechować innymi profilami obciążeń, instalacje generacji rozproszonej mogą być przyłączone tylko do wybranych linii. Czy jest zatem możliwe pogodzenie sterowania napięciami w całej sieci poprzez zmianę napięcia w jednym jej punkcie za pomocą sterowania przekładnią transformatora? Zapewne nie – albo nie dla każdej sieci. Dlatego autorzy dodatkowo chcą sterować mocą bierną źródeł wytwórczych w głębi sieci. Czy jednak ta koncepcja została już zrealizowana? Rys. I.3.1, ilustrujący koncepcję działania układu, nie pokazuje oddziaływania regulatora na źródła mocy biernej, a w treści rozdziału nie do końca wyjaśniono, jak miałyby to wyglądać. Czy stosunkowo niewielka szybkość przekazywania danych z liczników AMI w sieci pozwoli na realizację efektywnego sterowania? Opóźnienia w transmisji danych pomiarowych warto uwzględnić w dalszych pracach z zakresu tej tematyki. Ponadto wyjaśnienia wymagają prezentowane w tab. I.3.1 i I.3.2 ujemne wartości dU/dP i dU/dQ .

Z kolei autorzy rozdziału *Badania stanów nieustalonych kompensatora synchronicznego pracującego w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym* zwracają uwagę na fakt, że zachodzące zmiany w strukturze wytwarzania energii elektrycznej w Polsce będą skutkowały stopniowym odłączaniem od sieci generatorów synchronicznych napędzanych turbinami parowymi zasilanymi z kotłów węglowych. W to miejsce pojawią się źródła odnawialne, które z punktu widzenia stabilności kątowej i częstotliwościowej nie są źródłami cechującymi się naturalną (fizyczną) inercją. Rodzi to uzasadnione obawy o zachowanie się systemu w stanach dynamicznych, przy zwarciach czy zakłóceniu bilansu mocy czynnej. Dlatego autorzy dostrzegają potencjał wykorzystania istniejących, a planowanych do odstawienia generatorów synchronicznych jako kompensatorów synchronicznych z jednej strony pozwalających na regulację napięć w systemie, a z drugiej strony poprawiających stabilność kątową systemu. Warto tu zauważyć, że właśnie z tych powodów kraje bałtyckie, przygotowując się do pracy synchronicznej z systemem Europy kontynentalnej, zainstalowały szereg kompensatorów synchronicznych.

Analizując treści zawarte w rozdziale, można zauważyć pozytywny wpływ kompensatorów na tłumienie kołysań elektromechanicznych. Szkoda, że autorzy nie wskazali, jak kształtuje się stała inercji analizowanego kompensatora. Czy jest ona mniejsza niż w przypadku typowego turbozespołu, czy też na skutek stosowania koła zamachowego porównywalna lub większa? Z zamieszczonych przebiegów wynika, że w stanie ustalonym moc czynna pobierana przez kompensator jest zerowa, co stanowi uproszczenie. W dalszych pracach warto byłoby przeanalizować, w jaki sposób uwzględnienie strat mechanicznych wpłynie na tłumienie kołysań. Ponadto interesującymi zagadnieniami byłyby analiza wpływu kompensatorów na stabilność częstotliwościową i określenie szybkości zmian

częstotliwości (wskaźnik RoCoF) dla układu bez kompensatorów i z kompensatorami synchronicznymi.

W rozdziale *Spełnienie wymogu przejścia przez zwarcie synchronicznej jednostki wytwórczej typu D* podjęto kwestię zachowania stabilności generatorów synchronicznych na skutek stanów nieustalonych wywołanych zwarciami. Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 oraz wynikające z niego wymogi ogólnego stosowania nakładają wymóg testowania synchronicznych modułów wytwarzania energii pod kątem pozostawania w pracy podczas zwarcia (FRT). Autor zauważa, że planowana aktualizacja krajowych wymagań, określona w dokumencie Zaktualizowane wymogi ogólnego stosowania wynikające z Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (NC RfG), opublikowanym 1 lutego 2024 r., zaostrza wymagania dotyczące pozostawania w pracy podczas zwarcia dla dużych jednostek wytwórczych (od 75 MW). W zaktualizowanych wymaganiach czas zwarcia, skutkujący zapadłem napięcia w miejscu przyłączenia modułu do sieci do zera, został wydłużony z obowiązujących 150 ms do 250 ms.

Autor, po wykonaniu szeregu symulacji, wskazuje, że spełnienie tych wymagań w całym obszarze dopuszczanych stanów pracy przykładowego generatora synchronicznego może być problematyczne. Stawia też pytanie dotyczące zasadności zaostrzenia wymagań, które mimo że są zgodne z granicznym czasem wskazanym w Rozporządzeniu Komisji (UE) 2016/631, mogą być trudne czy wręcz niemożliwe do spełnienia. Jednocześnie autor zauważa, że proponowane dla KSE warunki FRT są najbardziej restrykcyjne w odniesieniu do innych krajów UE (Niemiec, Francji czy Hiszpanii).

Należy się całkowicie zgodzić z autorem, że celowa jest dyskusja nad proponowanymi zmianami w wymaganiach, jakim podlegać będą nowe jednostki w zakresie testów FRT. Czy znane są przesłanki, dla których operator systemu przesyłowego wydłuża czas eliminacji zwarcia powyżej czasów zawartych w Rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego? W dokumencie tym zawarto bowiem wymóg eliminowania zwarć z czasem nie dłuższym niż 120 ms dla urządzeń, instalacji i sieci o napięciu znamionowym równym 220 kV lub wyższym oraz z czasem nie dłuższym niż 150 ms dla urządzeń, instalacji i sieci o napięciu znamionowym równym 110 kV.

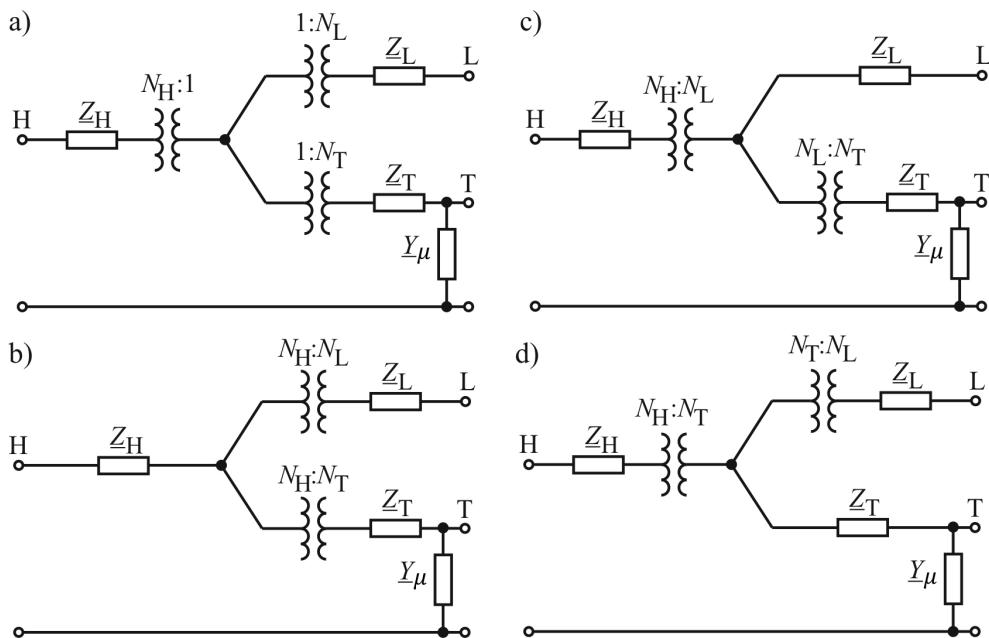
1.1. Wpływ zmian przekładni na impedancje zastępcze transformatorów trójzwojennowych

Jan Machowski, Sylwester Robak

Politechnika Warszawska, Wydział Elektryczny, Instytut Elektroenergetyki

Wprowadzenie

Do analiz statycznych i symulacji wolnozmiennych stanów nieustalonych elementy sieci elektroenergetycznej modeluje się za pomocą parametrów skupionych. Przykładami takich analiz są rozprawy mocy, obliczenia zwarcia [1–3], obliczenia nastawień zabezpieczeń, analizy stabilności [4], obliczenia oraz analizy strat napięcia i jakości energii [5–7]. W analizach tych transformatory trójzwojennowe modeluje się za pomocą schematów zastępczych zawierających idealne przekładnie i trzy gałęzie (impedancje) wzdłużne oraz gałąź (admitancję) poprzeczną. Parametry takich schematów oblicza się na podstawie wielkości zmierzonych w trakcie próby zwarcia par poszczególnych uzwojeń oraz próby biegu jałowego transformatora [8]. Wzory odpowiednie do obliczenia tych parametrów dla przekładni znamionowej zostały omówione w wielu podręcznikach, np. [9–11], i poradnikach, np. [12–14], oraz instrukcjach programów komputerowych, np. [15–18].



Rys. I.1.1. Schematy zastępcze transformatorów dla różnych lokalizacji idealnej przekładni [4]

Zagadnieniem omawianym słabo lub nawet błędnie jest wpływ zmian przekładni transformatorów trójzwojowych na parametry ich schematów zastępczych. Przykładowo w niektórych opracowaniach (np. [9]) przyjmuje się, że impedancje schematu zastępczego odpowiadają reaktancjom rozproszenia poszczególnych uzwojeń i zależą od kwadratu liczby zwojów, a tym samym od kwadratu przekładni. W innych publikacjach (np. [18]) przyjmuje się, że impedancje schematu zastępczego są liniowo zależne od liczby zwojów, a tym samym liniowo zależne od przekładni. W instrukcjach niektórych programów komputerowych (np. [17]) przyjmuje się zaś, że wartości impedancji dla przekładni pozaznamionowej mają wstawić użytkownicy, i nie wyjaśnia się, jak obliczyć odpowiednie wartości.

W niniejszym rozdziale na podstawie danych znamionowych otrzymanych od producentów transformatorów wykazano, że zależność impedancji zastępczych od przekładni jest nieliniowa, ale nie jest zależnością kwadratową. Zaproponowano metodę obliczania parametrów schematów zastępczych opartą na danych pomiarowych oraz interpolacji Lagrange'a. Podano także przykłady obliczeniowe.

Schematy zastępcze transformatorów trójzwojowych

Na rys. I.1.1 pokazano cztery równoważne schematy zastępcze transformatora trójzwojowego. Wartości impedancji $\underline{Z}_H = R_H + jX_H$, $\underline{Z}_L = R_L + jX_L$, $\underline{Z}_T = R_T + jX_T$ są obliczane na podstawie napięć zwarcia oraz strat w miedzi zmierzonych w trakcie próby zwarcia pomiarowego wykonanego dla par uzwojeń: HL, HT, LT. Wartość $\underline{Y}_\mu$ jest obliczana na podstawie pomiarów przeprowadzonych w trakcie biegu jałowego transformatora. Według [9] gałąź $\underline{Y}_\mu$ powinna być przyłączona (jak na rys. I.1.1) do węzła odpowiadającego uzwojeniu najmniejszego napięcia (zwykle jest to uzwojenie T). Przekładnia zwojowa dla każdej pary uzwojeń jest definiowana analogicznie jak dla transformatora dwuuzwojowego:

$$\eta_{HL} = \frac{N_H}{N_L} = \mathcal{G}_{HL} \cdot \frac{N_{rH}}{N_{rL}}; \quad \eta_{HT} = \frac{N_H}{N_T} = \mathcal{G}_{HT} \cdot \frac{N_{rH}}{N_{rT}}; \quad \eta_{LT} = \frac{N_L}{N_T} = \mathcal{G}_{LT} \cdot \frac{N_{rL}}{N_{rT}} \quad (\text{I.1.1})$$

gdzie $\mathcal{G}_{HL} = \mathcal{G}_H / \mathcal{G}_L$, $\mathcal{G}_{HT} = \mathcal{G}_H / \mathcal{G}_T$, $\mathcal{G}_{LT} = \mathcal{G}_L / \mathcal{G}_T$ są przekładniami w jednostkach względnych. W biegu jałowym przekładnie zwojowe są równe przekładniom napięciowym: $N_H / N_L = U_H / U_L$.

Wzory na $\underline{Z}_{HL}$, $\underline{Z}_{HT}$, $\underline{Z}_{LT}$ oraz $\underline{Y}_\mu$ są dobrze znane (np. [4, 9]) i nie będą tu omawiane. Zależności między $\underline{Z}_{HL}$, $\underline{Z}_{HT}$, $\underline{Z}_{LT}$ oraz $\underline{Z}_H$, $\underline{Z}_L$, $\underline{Z}_T$ wynikają z rys. I.1.1a:

$$\underline{Z}_{HL} = \underline{Z}_H + (N_H / N_L)^2 \underline{Z}_L = \underline{Z}_H + \underline{Z}'_L \quad (\text{I.1.2a})$$

$$\underline{Z}_{HT} = \underline{Z}_H + (N_H / N_T)^2 \underline{Z}_T = \underline{Z}_H + \underline{Z}'_T \quad (\text{I.1.2b})$$

$$\underline{Z}_{LT} = \underline{Z}_L + (N_L / N_T)^2 \underline{Z}_T \quad (\text{I.1.2c})$$

gdzie $\underline{Z}'_L = (N_H / N_L)^2 \underline{Z}_L$, $\underline{Z}'_T = (N_H / N_T)^2 \underline{Z}_T$ są impedancjami $\underline{Z}_L$, $\underline{Z}_T$ przeniesionymi na stronę H. Podobnie:

$$\underline{Z}'_{LT} = (N_H / N_L)^2 \underline{Z}_{LT} = \underline{Z}'_L + \underline{Z}'_T \quad (\text{I.1.2d})$$

Po rozwiązaniu równań (I.1.2a)–(I.1.2d) otrzymuje się:

$$\begin{aligned} \underline{Z}_H &= \frac{1}{2}(\underline{Z}_{HL} + \underline{Z}_{HT} - \underline{Z}'_{LT}) & \underline{Z}'_L &= \frac{1}{2}(\underline{Z}_{HL} + \underline{Z}'_{LT} - \underline{Z}_{HT}) \\ \underline{Z}'_T &= \frac{1}{2}(\underline{Z}'_{LT} + \underline{Z}_{HT} - \underline{Z}_{HL}) \end{aligned} \quad (\text{I.1.3})$$

Wartości $\underline{Z}_L$, $\underline{Z}_T$ można obliczyć z następujących wzorów:

$$\underline{Z}_L = \left(\frac{N_L}{N_H} \right)^2 \underline{Z}'_L = \left(\frac{U_L}{U_H} \right)^2 \underline{Z}'_L \quad (\text{I.1.4a})$$

$$\underline{Z}_T = \left(\frac{N_T}{N_H} \right)^2 \underline{Z}'_T = \left(\frac{U_T}{U_H} \right)^2 \underline{Z}'_T \quad (\text{I.1.4b})$$

w których U_H , U_L , U_T są napięciami dla danego położenia przełącznika zacze-
pów. Warto podkreślić, że w powyższych wzorach $\underline{Z}_{HL}$, $\underline{Z}_{HT}$, $\underline{Z}_{LT}$ oraz $\underline{Z}_H$, $\underline{Z}_L$, $\underline{Z}_T$ są zależne od położenia
przełącznika zacze-
pów i tym samym są funkcjami przekładni $\underline{Z}_H(\theta)$, $\underline{Z}_L(\theta)$, $\underline{Z}_T(\theta)$,

Tab. I.1.1. Dane przykładowych transformatorów sieci przesyłowych [4]

Nr	$S_{H}/S_{HL}/S_{HT}$ [MVA]	U_H [kV]	U_L [kV]	U_T [kV]	Zacze- p	u_{HL} [%]	u_{HT} [%]	u_{LT} [%]
T1	250/250/25	230±10×1%	120	15,75	(+)	13,26	165,92	222,06
					(r)	9,85	181,53	
					(-)	7,59	202,97	
T2	330/330/50	410±10×1%	123	15,75	(+)	15,46	100,60	145,12
					(r)	13,09	111,72	
					(-)	11,61	127,32	

Tab. I.1.2. Dane przykładowych transformatorów sieci rozdzielczych [4]

Nr	$S_{H}/S_{HL}/S_{HT}$ [MVA]	U_H [kV]	U_L [kV]	U_T [kV]	Zacze- p	HL		HT		LT	
						u_{HL} [%]	p_{Cu} [%]	u_{HT} [%]	p_{Cu} [%]	u_{LT} [%]	p_{Cu} [%]
T3	63/45/63	121±12×1,6%	16,5	10,5	(+)	19,87	0,3772	11,59	0,4197	6,65	0,3477
					(r)	19,04	0,3723	10,72	0,4233		
					(-)	18,94	0,4704	9,87	0,4854		
T4	40/31,5/16	115±8×1%	22	6,6	(+)	11,43	0,3837	19,45	0,2903	6,17	0,2773
					(r)	10,88	0,3861	18,90	0,2894		
					(-)	10,60	0,4368	18,56	0,3150		

$u = 100\Delta U/U_r$ – procentowe napięcie zwarcia, U_r , S_r – napięcie i moc znamionowa, p_{Cu} – straty
w miedzi

Impedancje dla zacze p w pozaznamionowych – proponowana metoda

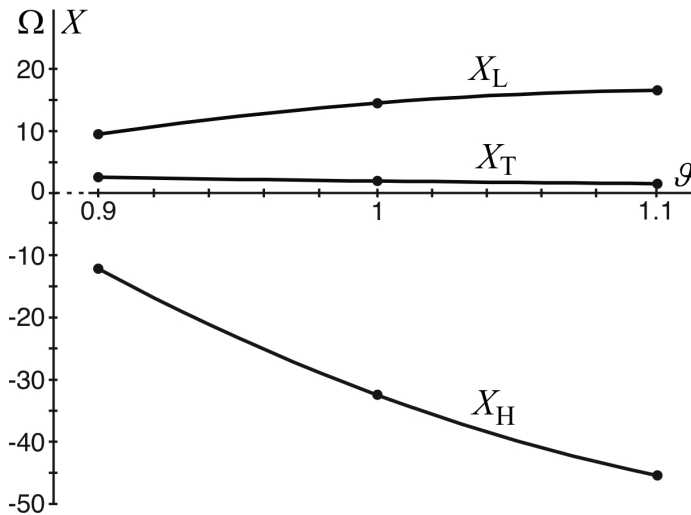
Dla transformatorów tr jzwojzeniowych przeznaczonych do pracy w sieciach elektroenergetycznych producenci wykonuj  pomiary zwarcia pomiarowego dla trzech położen przelącznika zacze p w: położenia znamionowego (r) oraz dwóch położen skrajnych: maksymalnego (+) i minimalnego (–). Na podstawie napi ec zwarcia i strat w miedzi dla tych położen przelącznika zacze p w można obliczyć następujące zestawy impedancji:

$$\underline{Z}_{HL(+)}, \underline{Z}_{HT(+)}, \underline{Z}_{LT(+)}; \underline{Z}_{HL(r)}, \underline{Z}_{HT(r)}, \underline{Z}_{LT(r)}; \underline{Z}_{HL(-)}, \underline{Z}_{HT(-)}, \underline{Z}_{LT(-)}$$

Korzystając z wzorów (I.1.3) oraz (I.1.4a), (I.1.4b), można obliczyć impedancje schematu gwiazdowego:

$$\underline{Z}_{H(+)}, \underline{Z}_{L(+)}, \underline{Z}_{T(+)}; \underline{Z}_{H(r)}, \underline{Z}_{L(r)}, \underline{Z}_{T(r)}; \underline{Z}_{H(-)}, \underline{Z}_{L(-)}, \underline{Z}_{T(-)}$$

W tab. I.1.3 podano wartości reaktancji zastępczych X_H , X_L , X_T obliczone dla czterech przykładowych transformatorów, których dane zamieszczono w tab. I.1.1 oraz tab. I.1.2. Wartości te dotyczą trzech położen przelącznika zacze p w (+), (r), (–). Dla pośrednich położen przelącznika zacze p w i pozaznamionowej przekładni względnej $\vartheta \neq 1$ pomiary napi ec zwarcia i strat w miedzi nie są wykonywane i wartości impedancji zastępczych $\underline{Z}_H(\vartheta)$, $\underline{Z}_L(\vartheta)$, $\underline{Z}_T(\vartheta)$ muszą być obliczone na podstawie przyjętej zależności impedancji od ustawionej wartości przekładni $\vartheta \neq 1$.



Rys. I.1.2. Wykresy funkcji $X_H(\vartheta)$, $X_L(\vartheta)$, $X_T(\vartheta)$ dla transformatora T1, • węzły interpolacji otrzymane na podstawie pomiarów

W niniejszym rozdziale proponuje się, by wartości te okre la  za pomocą wielomianu interpolacyjnego Lagrange'a rozpiętego na wartościach $\underline{Z}_{(+)} = \underline{Z}(\vartheta_{(+)})$, $\underline{Z}_{(r)} = \underline{Z}(\vartheta_{(r)})$, $\underline{Z}_{(-)} = \underline{Z}(\vartheta_{(-)})$ odpowiadających po o eniam przelącznika na zacze pach skrajnych (+), (–) oraz położeniu znamionowemu (r):

$$\underline{Z}(\vartheta) = \alpha \cdot \underline{Z}_{(-)} + \beta \cdot \underline{Z}_{(r)} + \gamma \cdot \underline{Z}_{(+)} \quad (\text{I.1.5})$$

gdzie α, β, γ są współczynnikami Lagrange'a, danymi następującymi wzorami:

$$\alpha = \frac{(\vartheta - \vartheta_r)(\vartheta - \vartheta_+)}{(\vartheta_- - \vartheta_r)(\vartheta_- - \vartheta_+)}; \quad \beta = \frac{(\vartheta - \vartheta_-)(\vartheta - \vartheta_+)}{(\vartheta_r - \vartheta_-)(\vartheta_r - \vartheta_+)}; \quad \gamma = \frac{(\vartheta - \vartheta_-)(\vartheta - \vartheta_r)}{(\vartheta_+ - \vartheta_-)(\vartheta_+ - \vartheta_r)} \quad (\text{I.1.6})$$

Warto tu zauważyć, że współczynniki (I.1.6) zależą tylko od wartości przekładni i są wspólne dla trzech impedancji zastępczych $\underline{Z}_H, \underline{Z}_L, \underline{Z}_T$. Wzór (I.1.5) jest wykorzystywany dla każdej z tych impedancji oddzielnie. Przykład wyników obliczeń dla transformatora T1 w formie wykresu przedstawiono na rys. I.1.2.

Otrzymane wartości $\underline{Z}_H, \underline{Z}_L, \underline{Z}_T$ mogą być wykorzystane w dowolnym ze schematów pokazanych na rys. I.1.1. Należy jednak pamiętać, by dla wybranego schematu poprawnie obliczyć odpowiednią przekładnię według wzorów:

$$\frac{N_H}{N_L} = \frac{U_H}{U_L}; \quad \frac{N_H}{N_T} = \frac{U_H}{U_T}; \quad \frac{N_L}{N_T} = \frac{U_L}{U_T} \quad (\text{I.1.7})$$

Gdy przekładnia jest regulowana po stronie H, wtedy $U_H = U_{rH}\vartheta, U_L = U_{rL}, U_T = U_{rT}$.
Gdy przekładnia jest regulowana po stronie L, wtedy $U_H = U_{rH}, U_L = U_{rL}\vartheta, U_T = U_{rT}$.

Tab. I.1.3. Reaktancje zastępcze transformatorów z tab. I.1.1 oraz tab. I.1.2

Nr	Zaczepek	H				L				T			
		X_H [Ω]	ϑ_H	X_{rH} (ϑ_H) ²	ΔX_H [%]	X_L [Ω]	ϑ_L	X_{rL} (ϑ_L) ²	ΔX_L [%]	X_T [Ω]	ϑ_T	X_{rT} (ϑ_T) ²	ΔX_T [%]
T1	(+)	-45,37	1,1	-39,28	13,43	16,52	1	14,51	12,16	1,54	1	1,95	-27,14
	(r)	-32,46	1,0	-32,46	0	14,51	1	14,51	0	1,95	1	1,95	0
	(-)	-12,17	0,9	-26,29	-116,02	9,46	1	14,51	-52,95	2,55	1	1,95	23,60
T2	(+)	-74,01	1,116	-62,59	12,96	10,82	1	10,14	3,47	0,72	1	0,92	-31,84
	(r)	-51,73	1,000	-51,73	0	10,14	1	10,14	0	0,92	1	0,92	0
	(-)	-15,77	0,884	-41,90	-165,690	7,92	1	10,14	-23,53	1,21	1	0,92	26,97
T3	(+)	28,83	1,16	36,13	-25,34	0,24	1	0,32	-34,92	-0,0106	1	-0,0146	-37,86
	(r)	26,85	1,00	26,85	0	0,32	1	0,32	0	-0,0146	1	-0,0146	0
	(-)	25,75	0,84	18,95	26,42	0,48	1	0,32	32,81	-0,0300	1	-0,0146	51,31
T4	(+)	40,90	1,1	47,23	-15,47	-0,09	1	-0,11	-22,99	0,0637	1	0,0773	-21,26
	(r)	39,03	1,0	39,03	0,00	-0,11	1	-0,11	0	0,0773	1	0,0773	0
	(-)	38,01	0,9	31,61	16,82	-0,13	1	-0,11	16,28	0,0950	1	0,0773	18,66

Gdy w danych transformatora dostępne są straty biegu jałowego dla trzech położen przełącznika zaczepek, analogicznie można obliczyć admitancje gałęzi poprzecznej i utworzyć wielomian Lagrange'a:

$$\underline{Y}_\mu(\vartheta) = \alpha \cdot \underline{Y}_{\mu(-)} + \beta \cdot \underline{Y}_{\mu(r)} + \gamma \cdot \underline{Y}_{\mu(+)} \quad (\text{I.1.8})$$

gdzie współczynniki α, β, γ są dane wzorami (I.1.6). Niestety mało który producent dostarcza dane biegu jałowego dla trzech położen przełącznika zaczepek. Z tego powodu zwykle pomija się zależność $\underline{Y}_\mu(\vartheta)$ i przyjmuje wartość stałą $\underline{Y}_\mu$.

Błędne założenia przyczyną niedokładności

W wielu podręcznikach (np. [1, 3, 10, 11]) oraz poradnikach (np. [12, 13]) opis modeli transformatorów trójzwojennych ogranicza się do wzorów (I.1.3), bez wyjaśnienia dotyczącego uwzględniania wpływu przekładni na impedancje zastępcze. Być może brak tych informacji jest przyczyną, dla której w programach komputerowych przyjmowane są niżej opisane błędne założenia.

Kwadratowa zależność reaktancji od przekładni

Najczęstszym błędem popełnianym w programach komputerowych jest błędne założenie, przyjęte np. w podręczniku [9], że reaktancje X_H , X_L , X_T w schemacie zastępczym (rys. I.1.1) odpowiadają reaktancjom rozproszenia uzwojeń H, L, T i są proporcjonalne do kwadratu liczby zwojów, a tym samym do kwadratu przekładni względnej:

$$\begin{aligned} \underline{Z}_H &= \underline{Z}_{rH} (N_H / N_{rH})^2 = \mathcal{G}_H^2 \underline{Z}_{rH}; \quad \underline{Z}_L = \underline{Z}_{rL} (N_L / N_{rL})^2 = \mathcal{G}_L^2 \underline{Z}_{rL}; \\ \underline{Z}_T &= \underline{Z}_{rT} (N_T / N_{rT})^2 = \mathcal{G}_T^2 \underline{Z}_{rT} \end{aligned} \quad (\text{I.1.9})$$

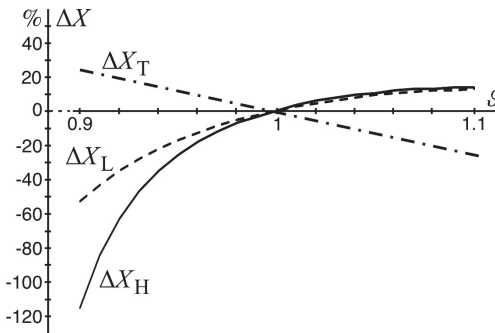
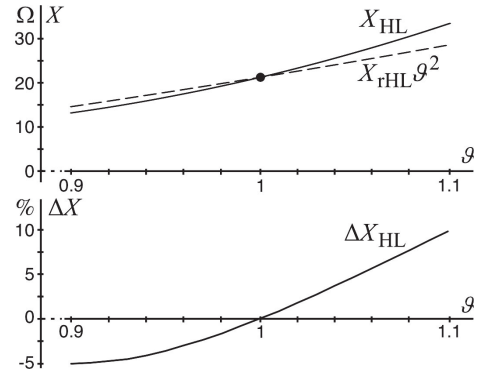
Założenie to jest wprawdzie wygodne w algorytmach programów komputerowych, lecz prowadzi do błędów w ocenie wpływu zmian przekładni. Fakt ten potwierdzają wyniki obliczeń podane w tab. I.1.3. W tabeli tej wartości X_H , X_L , X_T zostały obliczone na podstawie napięć zwarcia zmierzonych przez producentów, wartości $X_{rH}(\mathcal{G}_H)^2$, $X_{rL}(\mathcal{G}_L)^2$, $X_{rT}(\mathcal{G}_T)^2$ odpowiadają zaś założeniu (I.1.9). Symbolami:

$$\begin{aligned} \Delta X_H &= 100 \cdot (X_H - X_{rH} \mathcal{G}_H^2) / X_H; \quad \Delta X_L = 100 \cdot (X_L - X_{rL} \mathcal{G}_L^2) / X_L; \\ \Delta X_T &= 100 \cdot (X_T - X_{rT} \mathcal{G}_T^2) / X_T \end{aligned} \quad (\text{I.1.10})$$

oznaczono różnice, czyli błędy wprowadzane przez założenie (I.1.9). Jak wynika z tab. I.1.3, błędy te są niepokojąco duże. Wykres błędów w funkcji przekładni pokazano na rys. I.1.3.

Warto tu zwrócić uwagę na fakt, że w przypadku transformatorów trójzwojennych jedna z gałęzi schematu gwiazdowego (rys. I.1.1) może mieć ujemną reaktancję (tab. I.1.3), czyli ma charakter pojemnościowy. Z punktu widzenia fizyki założenie, że pojemność ta odpowiada reaktancji rozproszenia uzwojenia i zależy od kwadratu liczby zwojów tego uzwojenia, wydaje się absurdalne.

Warto też zauważyć, że w omawianym transformatorze T1 zmiana przekładni odbywa się przez zmianę liczby zwojów uzwojenia H. Liczby zwojów uzwojeń L, T są stałe. Jednak (jak wynika z tab. I.1.1 oraz rys. I.1.2) reaktancje zastępcze X_L , X_T zmieniają się, co przeczy założeniu (I.1.9).

Rys. I.1.3. Wykres błędów ΔX_H , ΔX_L , ΔX_T Rys. I.1.4. Wykres błędów ΔX_{HL}

Pomijanie trzeciego uzwojenia

Niektóre analizy systemu elektroenergetycznego (np. obliczenia zwarciove, rozplwy mocy, stabilność) dotyczą tylko sieci wysokich napięć. W takich analizach często pomija się trzecie uzwojenie transformatorów trójuzwojeniowych i modeluje je jak transformatory dwuuzwojeniowe o uzwojeniach H, L, wykorzystując impedancję Z_{HL} oraz idealną przekładnię g . Przy takich uproszczeniach przyjmuje się (jak dla transformatorów dwuuzwojeniowych), że reaktancja X_{HL} odpowiada sumie reaktancji rozproszenia obu uzwojeń i zależy od kwadratu liczby zwojów. Jest to wygodne ale również prowadzi do błędów, gdyż nie uwzględnia wpływu trzeciego uzwojenia T na reaktancje X_H oraz X_L .

Tab. I.1.4. Reaktancje zastępcze dwóch uzwojeń H, L transformatorów z tab. I.1.1 oraz tab. I.1.2

Nr	Zaczep	g_{HL}	$(g_{HL})^2$	Obliczone z pomiarów	Obliczone według kwadratu przekładni		
				$X_{HL} [\Omega]$	$X_{rHL} (g_{HL})^2 [\Omega]$	$\Delta X_{HL} [\Omega]$	$\Delta X_{HL} [\%]$
T1	(+)	1,1	1,21	28,06	25,22	2,84	10,12
	(r)	1,0	1,00	20,84	20,84	0	0
	(-)	0,9	0,81	16,06	16,88	-0,82	5,11
T2	(+)	1,1	1,21	78,75	80,68	-1,93	2,45
	(r)	1,0	1,00	66,68	66,68	0	0
	(-)	0,9	0,81	59,14	54,01	5,13	8,67
T3	(+)	1,16	1,35	46,18	59,54	-13,36	-28,94
	(r)	1,00	1,00	44,25	44,25	0	0
	(-)	0,84	0,71	44,02	31,22	12,80	29,07
T4	(+)	1,1	1,21	30,93	35,53	-4,60	-14,88
	(r)	1,0	1,00	29,36	29,36	0	0
	(-)	0,9	0,81	28,61	23,79	4,82	16,86

W tab. I.1.4 podano wyniki obliczeń wartości X_{HL} na podstawie napięć zwarcia zmierzonych przez producentów oraz wartości $g^2 X_{rHL}$ uzyskanych przez przemnożenie reaktancji dla zaczepu znamionowego przez kwadrat przekładni. W ostatnich kolumnach tab. I.1.4 podano wartości błędów popełnianych przy zaakceptowaniu kwadratowej

zależności $X_{HL}(\vartheta)$. Wykresy funkcji $X_{HL}(\vartheta)$, $\vartheta^2 X_{HL}$ oraz błędu ΔX_{HL} przedstawiono na rys. I.1.4.

Wspólny współczynnik dla reaktancji i rezystancji

W programie komputerowym [17] wartości impedancji $\underline{Z}(\vartheta)$ dla przekładni pozanominalnych są obliczane za pomocą wzoru:

$$\underline{Z}(\vartheta) = K_Z(\vartheta) \cdot \underline{Z}_{(r)} \quad (\text{I.1.11})$$

w którym $\underline{Z}(\vartheta) = R(\vartheta) + jX(\vartheta)$, $\underline{Z}_{(r)} = R_{(r)} + jX_{(r)}$, natomiast $K_Z(\vartheta)$ jest współczynnikiem korekcyjnym. Wartości współczynników wprowadza użytkownik programu. Formalnie rzecz biorąc, użytkownik mógłby, korzystając ze wzoru (I.1.5), obliczyć takie współczynniki i wprowadzić je do odpowiedniej tabeli. Niestety w omawianym programie współczynniki $K_Z(\vartheta)$ zostały zdefiniowane jako liczby rzeczywiste. Przy takim założeniu zmiany rezystancji zachodzą według takiego samego współczynnika jak reaktancje:

$$\frac{Z(\vartheta)}{Z_{(r)}} = \frac{X(\vartheta)}{X_{(r)}} = \frac{R(\vartheta)}{R_{(r)}} \quad (\text{I.1.12})$$

gdzie $Z(\vartheta) = |\underline{Z}(\vartheta)|$ oraz $Z_{(r)} = |\underline{Z}_{(r)}|$. Jest to jednak niepoprawne, gdyż z pomiarów wynika, że wraz ze zmianami przekładni rezystancje $R(\vartheta)$ nie zmieniają się tak samo jak reaktancje $X(\vartheta)$. Przykładowe obliczenia współczynników:

$$K_X(\vartheta) = \frac{X(\vartheta)}{X_{(r)}}; \quad K_R(\vartheta) = \frac{R(\vartheta)}{R_{(r)}} \quad (\text{I.1.13})$$

oraz wartości błędu ε_R podano w tab. I.1.5.

Tab. I.1.5. Rezystancje zastępcze transformatorów z tab. I.1.2

Nr	Zaczepek	H				L				T			
		R_H [Ω]	K_R	K_Z	ε_R [%]	R_L [Ω]	K_R	K_Z	ε_R [%]	R_T [Ω]	K_R	K_Z	ε_R [%]
T3	(+)	0,5220	1,0030	1,0479	-4,47	0,0087	0,7644	0,8123	-6,27	0,0010	0,7274	0,8247	13,37
	(r)	0,5204	1,0000	1,0000	0,00	0,0114	1,0000	1,0000	0,00	0,0014	1,0000	1,0000	0,00
	(-)	0,7066	1,3578	0,9739	28,28	0,0181	1,5893	1,2016	24,39	0,0018	1,2892	1,2294	4,64
T4	(+)	0,6557	0,9961	1,0478	-5,20	0,0185	0,8194	0,8134	0,73	0,0008	0,8411	0,8247	1,94
	(r)	0,6583	1,0000	1,0000	0,00	0,0226	1,0000	1,0000	0,00	0,0010	1,0000	1,0000	0,00
	(-)	0,7844	1,1916	0,9739	18,27	0,0298	1,3177	1,2020	8,78	0,0011	1,0624	1,2293	15,71

Z obliczeń podanych w tab. I.1.5 wynika, że metoda wykorzystywana w [17] prowadzi do błędów w wartościach rezystancji $R(\vartheta)$, jeśli $K_Z(\vartheta)$ oblicza się na podstawie impedancji. Błędy te są rzędu kilku do kilkunastu %. Metoda zaproponowana w tym rozdziale, oparta na wzorze (I.1.5), umożliwia uniknięcie tych błędów przez obliczenie oddzielnie według (I.1.13) współczynników dla reaktancji i rezystancji.

W programie komputerowym do oszacowania współczynników korekcyjnych $K_X(\vartheta)$ wykorzystuje się liniową interpolację opartą na linii łamanej składającej się z dwóch

odcinków: jednego przechodzącego przez wartości odpowiadające zaczeptom (r), (+) oraz drugiego przechodzącego przez wartości odpowiadające zaczeptom (r), (–). Ponieważ zmiany $X(\vartheta)$ są nieliniowe (rys. I.1.2), liniowa interpolacja daje gorsze oszacowanie niż proponowana w tym rozdziale interpolacja Lagrange’a.

Podsumowanie

Z analizy zawartej w niniejszym rozdziale wynikają następujące wnioski:

1. Impedancje zastępcze $Z_H(\vartheta)$, $Z_L(\vartheta)$, $Z_T(\vartheta)$ transformatora trójzwojowego zmieniają się nieliniowo w funkcji przekładni ϑ . Zależność ta nie jest jednak kwadratowa, jak przyjmuje się dość powszechnie. Ponadto zależność rezystancji R_H , R_L , R_T od przekładni ϑ jest inna niż zależność reaktancji X_H , X_L , X_T .
2. Wartości impedancji zastępczych transformatora trójzwojowego dla pozaznamionowych wartości przekładni można obliczyć, korzystając z wielomianu interpolacyjnego Lagrange’a rozpiętego na wartościach odpowiadających położeniu przełącznika na zaczeptach skrajnych i znamionowym.
3. W programach komputerowych, w których zmiany impedancji przy zmianach przekładni są obliczane za pomocą współczynnika korekcyjnego, powinno się wykorzystywać odrębne współczynniki dla reaktancji i rezystancji. Przy zastosowaniu wspólnego współczynnika rezystancje są obliczane ze sporymi błędami.
4. W analizach dotyczących tylko sieci wysokiego napięcia należy pamiętać, że na zależność impedancji $Z_{HL}(\vartheta)$ od przekładni ϑ wpływa trzecie uzwojenie T i nie można założyć, że impedancja Z_{HL} zależy od kwadratu przekładni. Wartości $Z_{HL}(\vartheta)$ powinny być wyznaczane tak jak dla transformatora trójzwojowego, tj. z uwzględnieniem wpływu uzwojenia T.
5. Warto, aby autorzy podręczników, poradników i programów komputerowych zweryfikowali swoje metody uwzględniania zmian przekładni transformatorów trójzwojowych.

Bibliografia

1. Glover J.D., Overbye T., Sarma M., Birchfield A. Power system analysis and design, 7th ed. Cengage Learning 2022.
2. Kacejko P., Machowski J., Pijarski P., Smolarczyk A. Zwarcia w systemach elektroenergetycznych. Wyd. IV (rozszerzone). PWN, Warszawa 2022.
3. Sodhi R. Simulation and analysis of modern power systems. McGraw Hill 2021.
4. Machowski J., Lubośny Z., Bialek J.W., Bumby J.R. Power system dynamics. Stability and control. 3rd ed. John Wiley & Sons, New York, Chichester 2020.
5. Machowski J., Robak S. Computation method for analysis of sliding faults in power systems. Bulletin of the Polish Academy of Sciences, Technical Sciences 2021, 69(1), e135841.
6. Liu Y., Hu X., Lv J. The new methods for calculating voltage sag energy in three-phase system. 2019 IEEE 3rd International Electrical and Energy Conference (CIEEC), Beijing, China 2019, s. 2012–2016. DOI: 10.1109/CIEEC47146.2019.CIEEC-2019702.

7. Wen-xi Hu, Zi-hang Ruan, Xian-yong Xiao, Xiao-yi Xiong, Jun-qi Wang. A novel voltage sag state estimation method based on complex network analysis. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems* 2022, 140, 108119.
8. Kulkarni S.V., Khaparde S.A. *Transformer engineering. Design, technology, and diagnostics*. 2nd ed. CRC Press, Boca Raton 2013.
9. Tleis N. *Power systems modeling and fault analysis: theory and practice*. 2nd ed. Elsevier 2019.
10. Winders J.J. Jr. *Power transformers. Principles and applications*. Marcel Dekker, New York, Basel 2002.
11. Del Vecchio R.M., Poulin B., Feghali P.T., Shah D.M., Ahuja R. *Transformer design principles*. 3rd ed. CRC Press, Boca Raton, London, New York 2018.
12. AESO. Teshmont Consultants LP. Transformer modeling guide. July 08, 2014; <https://www.aeso.ca/assets/linkfiles/4040.002-Rev02-Transformer-Modelling-Guide.pdf>.
13. Grande-Moran C. Modeling of three-winding voltage regulating transformers for positive sequence load flow analysis in PSS[®]E. Siemens. *Power Technology*, Iss. 106, 2013.
14. ENTSO-E. Common Information Model (CIM) – model exchange profile 1. 10 May 2009, revised on 10 June 2014 to include IOP 2013 agreements. 1st ed. based on IEC 61970 CIM14; https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/CIM_documents/Grid_Model_CIM/140610_ENTSO-E_CIM_Profile_v1_UpdateIOP2013.pdf.
15. PSLF user's manual. General Electric International, Inc. 2015.
16. PowerFactory 2021. Technical reference. Three-winding transformer. DigSILENT 2021; <https://www.scribd.com/document/704460895/TechRef-3-W-Transformer-3Phase>.
17. PowerWorld Corporation. WebHelp; <http://www.powerworld.com/WebHelp>.
18. Etap. PowerStation[®] 4.0. User guide. Chapter 8. AC Elements; <https://www.scribd.com/document/211583046/Etap-PowerStation-4-0-User-Guide-Dr-Tarek-Nagla>.

I.2. Koncepcja układu regulacji napięcia ARST współpracującego z morskimi farmami wiatrowymi

Ksawery Opala, Jarosław Klucznik, Dariusz Kołodziej, Tomasz Ogryczak
Instytut Energetyki – Państwowy Instytut Badawczy, Oddział Gdańsk

Wprowadzenie

Obecnie rozpoczyna się instalacja morskich farm wiatrowych o planowanych mocach przekraczających często 1 GW dla jednej farmy. Wyprowadzenie tak dużej mocy w pojedynczych węzłach NN wymusza potrzebę agregacji i koordynacji pracy źródeł wytwórczych. Dotychczasowe algorytmy układów ARST wymagają rewizji oraz aktualizacji ze względu na regulacje grupy morskich farm wiatrowych. Należy przeanalizować kryteria rozdziału obciążeń mocą bierną poszczególnych farm wiatrowych. Dotychczas jedynym kryterium rozdziału był dostępny zakres mocy biernej, aktualnie należy zaś uwzględnić nieporównywalną skalę generacji i zjawiska zależne od stanu pracy farm wiatrowych. Dodatkowo trzeba rozpoznać zasady współpracy i strukturę budowy instalowanych farm wiatrowych. Pojawienie się nowych źródeł wytwórczych dużej mocy będzie miało wpływ na kształtowanie profilu napięciowego oraz gospodarki mocy biernej w KSE w sieciach NN. Nowe wyzwania związane z lokalizacją wielkich morskich generacji wiatrowych zbiegają się ze zmianami dotyczącymi zagadnień bezpieczeństwa sieciowego i coraz powszechniejszego stosowania szyfrowanych protokołów komunikacyjnych. Uwzględnienie powyższych wymagań wpisuje się w potrzebę opracowania całościowej koncepcji układu regulacji.

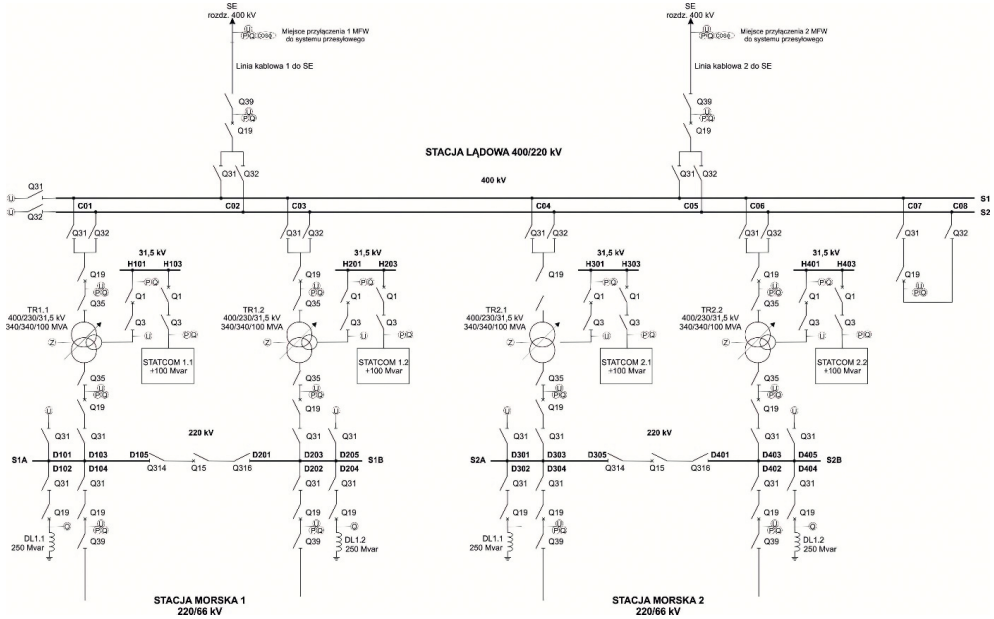
Budowa morskich farm wiatrowych (MFW) nie jest unikatowa w skali świata, Europy czy samego basenu Morza Bałtyckiego [1]. Jednak zintegrowanie farm morskich z nadrzędnymi układami regulacji typu ARST jest nowością co najmniej w skali KSE.

Topologia morskich farm wiatrowych i ich połączeń liniowych ze stacjami przesyłowymi w KSE

Topologia MFW jest w porównaniu z farmami lądowymi dużo bardziej złożona. Lokalizacja turbin wiatrowych w oddaleniu od linii brzegowej wymusza zastosowanie zdecydowanie większej ilości kabli, a także budowy stacji morskich i lądowych. W stacjach kolejno morskich i lądowych mamy do czynienia z kaskadową transformacją napięcia, odpowiednio 66/220/400 kV.

Z punktu widzenia regulacji napięcia i mocy biernej do dyspozycji pozostają turbiny wiatrowe, transformatory 220/66 kV, transformatory 400/220 kV, dławiki kompensacyjne

oraz urządzenia Statcom – przykładową topologię takiego obiektu zaprezentowano na rys. I.2.1. Obecnie można wyróżnić dwa sposoby wyprowadzenia mocy: pojedynczą linią oraz dwiema liniami. W przypadku wyprowadzenia dwiema liniami mamy do czynienia z dwoma niezależnymi punktami przyłączenia, co jest istotne z punktu widzenia sposobu i algorytmu prowadzenia regulacji.



Rys. I.2.1. Schemat MFW z podwójnym wyprowadzeniem mocy

Specyfika budowy MFW wpływa na procesy regulacyjne. W przypadku lądowych FW za regulację w punkcie przyłączenia odpowiadają turbiny wiatrowe zarządzane przez sterownik FW. Pozostałe elementy regulacyjne służą do kompensacji mocy biernej i regulacji napięcia na poziomie średniego napięcia [2–4]. W przypadku MFW do regulacji w punkcie przyłączenia przeznaczone są urządzenia Statcom i ewentualnie, w ograniczonym zakresie, turbiny wiatrowe.

Wymagania dla morskich farm wiatrowych (MFW), które zostaną przyłączone do stacji elektroenergetycznej, zostały sprecyzowane w odpowiednich umowach przyłączeniowych. Zawarte są w nich zapisy lub odniesienia pochodzące z NC RfG [5] oraz IRIESP [6]. Wymagania dla MFW w zakresie mocy biernej i współpracy z nadrzędnym układem regulacji ARST są następujące:

- MFW, które wyprowadzają moc za pośrednictwem linii dwutorowych, posiadają dwa niezależne punkty przyłączenia.
- Układ regulacji w MFW dla każdego z tych dwóch miejsc przyłączenia prowadzi niezależną regulację według wybranych trybów (autonomiczny lub skoordynowany z ARST), zadanych kryteriów regulacji (moc bierna, współczynnik mocy, U statyczne) i zadanych wartości dla tych kryteriów.

- W przypadku wyłączenia jednego z torów linii MFW powinna udostępnić wszystkie zasoby regulacyjne na rzecz regulacji prowadzonej w torze pozostającym w ruchu.
- Dla każdego miejsca przyłączenia na bieżąco określany jest zakres dostępnej mocy biernej.
- Każda MFW przyłączona za pośrednictwem linii dwutorowej do stacji elektroenergetycznej będzie pod względem funkcjonalnym traktowana przez układ ARST jak dwie niezależne farmy podlegające niezależnemu sterowaniu. Takie podejście wymaga m.in. wprowadzenia modyfikacji w listach sygnałów do komunikacji pomiędzy układem ARST a MFW.

Analogiczne wymagania obowiązują w przypadku MFW przyłączonych pojedynczą linią do rozdzielni OSP.

Opracowanie nowych algorytmów i kryteriów pracy układu ARST z morskimi farmami wiatrowymi

Regulacja napięć na systemach szyn rozdzielni 400 kV w stacji przesyłowej OSP, którą prowadzić będzie układ ARST, będzie się opierać na wykorzystaniu MFW jako sterowanych źródeł mocy biernej zgodnie z przedstawionymi wyżej wymaganiami.

Udział MFW w regulacji napięcia realizowanej przez ARST

Układ ARST prowadzi regulację napięć na systemach szyn (połączonych systemach szyn) w stacji przesyłowej OSP z wykorzystaniem mocy biernej wytwarzanej przez MFW.

Warunek udziału MFW w regulacji prowadzonej przez ARST jest następujący:

- praca MFW (toru wyprowadzenia mocy) w trybie regulacji „skoordynowanym z ARST”;
- brak sygnalizacji awarii lub blokady ze strony układu regulacji MFW;
- połączenie MFW (toru wyprowadzenia mocy) z systemem przesyłowym (odzworowanie stanu łączników odpowiednich pól);
- zdolność do generacji mocy biernej (niezerowy zakres dostępnej mocy biernej).

Regulacja napięcia z udziałem MFW

Proces regulacji napięć i mocy biernych realizowany przez algorytm układu ARST można podzielić na kilka etapów. Pierwszym z nich jest badanie topologii stacji. Na podstawie sygnałów dwustanowych, odwzorowujących stany łączników stacji, układ ARST określa, z którymi systemami szyn połączone są poszczególne tory wyprowadzenia mocy z MFW.

Układ ARST wymaga do pracy pomiarów napięć na sekcjach systemów szyn stacji. Do swojego działania wykorzystuje wiele pomiarów z różnych punktów stacji, często nadmiarowych. Ich wykorzystanie zmienia się wraz ze zmianami w konfiguracji stacji. W przypadku dostępności kilku źródeł pomiarów ich wybór odbywa się według ustalonej kolejności:

- pomiary z pól pomiarowych;
- pomiary z pól łączników;
- pomiary z pól linii.

Jeżeli dostępne są jednocześnie pomiary z kilku pól pomiarowych, wyższy priorytet posiada pole połączone z sekcją systemu szyn o wyższym priorytecie (niższym numerze). Dokonując wyboru źródła pomiaru, układ sprawdza jego poprawność. Jeżeli stwierdzony zostanie błąd w pomiarze, to wybrane zostanie następne sprawne i dostępne w danym momencie źródło o najwyższym priorytecie. Jeżeli zabraknie wiarygodnego źródła pomiaru danego typu, układ zasygnalizuje awarię i regulacja napięcia dla danej sekcji systemu zostanie zawieszona.

Na podstawie stanu topologii stacji spośród wszystkich parametrów układu ARST wybierane są parametry regulacji odpowiednie dla aktualnej konfiguracji rozdzielni.

Układ ARST obejmuje daną MFW (tor wyprowadzenia mocy) automatyczną regulacją, gdy ta załączona jest do pracy w trybie „skoordynowanym z ARST”.

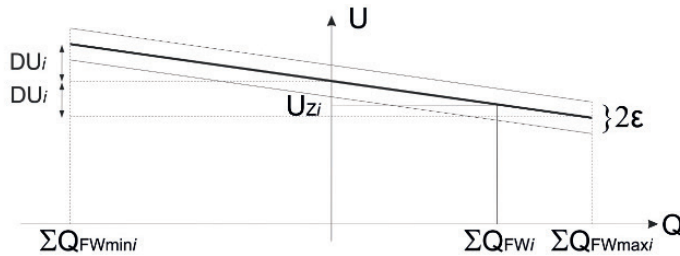
Proces regulacji odbywa się z uwzględnieniem blokad nadnapięciowych i podnapięciowych wpływających na jej przebieg.

Wartości zadane napięć, jakie mają być utrzymywane przez układ, oraz parametry tej regulacji przypisane są osobno dla każdego systemu szyn stacji. Są to następujące wielkości:

- wartość zadana napięcia, zadawana przez obsługę stacji lub zdalnie z ośrodka dyspozytorskiego (ODM/KDM) – układ będzie dążył poprzez zmianę generacji mocy biernych odpowiednich MFW do tego, aby wartość mierzonego napięcia na sekcji systemu szyn była zbliżona do wartości na niej zadanej;
- strefa nieczułości – parametr określający zakres niewrażliwości układu na zmianę napięcia regulowanego (strefa nieczułości = 2ϵ) (rys. I.2.2);
- nachylenie charakterystyki regulacji napięcia DU , zadawana przez obsługę stacji – określa zależność utrzymywanego napięcia od aktualnego poziomu generacji mocy biernej przez farmy wiatrowe.

Proces regulacji napięć na systemach szyn stacji odbywa się według zasad bardzo podobnych jak dla tradycyjnych układów ARST w stacjach przy elektrowniach konwencjonalnych [1, 7]. Regulacja napięcia z udziałem farm wiatrowych jest realizowana z wykorzystaniem charakterystyki statycznej $U_z = f(Q_{FW})$, gdzie zmianie obciążenia biernego towarzyszy pewna zmienność utrzymywanego napięcia. Na rys. I.2.2 przedstawiono przebieg charakterystyki statycznej regulacji napięcia na i -tym systemie lub połączonych systemach rozdzielni 400 kV stacji przesyłowej OSP.

Z każdym systemem szyn związane są wartość zadanego napięcia i wartość nachylenia charakterystyki DU regulacji napięcia. Układ ARST tak zmienia wartości mocy biernych wszystkich skoordynowanych z nim MFW przyłączonych do danego systemu szyn, aby odchyłka wartości mierzonego napięcia od napięcia zadanego (na nachylonej charakterystyce) była jak najmniejsza. Układ dąży też do równomiernego obciążenia mocą bierną wszystkich skoordynowanych z nim MFW przyłączonych do danego systemu szyn, proporcjonalnie do dostępnego zakresu mocy biernej.



Rys. I.2.2. Charakterystyka regulacji napięcia realizowanej przez ARST. U_{zi} – napięcie zadane dla i -tego systemu (węzła systemu), ε – strefa nieczułości regulacji napięcia, DU_i – nachylenie charakterystyki regulacji napięcia dla i -tego systemu, ΣQ_{FWi} – sumaryczna moc bierna generowana przez farmy, $\Sigma Q_{FWmini} \dots \Sigma Q_{FWmaxi}$ – sumaryczny dostępny z farm zakres mocy biernej

Niedopuszczalny dla ARST jest układ połączeń, w którym dwa tory linii wyprowadzającej moc z MFW połączone są ze sobą na jej stacji lądowej i przyłączone do różnych, niepołączonych ze sobą systemów w stacji przesyłowej. W takim przypadku układ nie będzie sterował mocą bierną generowaną przez farmę w obu miejscach jej przyłączenia (liniach, torach) w realizowanym procesie regulacji napięcia.

Komunikacja ARST z MFW

Układ ARST będzie się komunikować z poszczególnymi układami regulacji na farmach (lub ze SCADA na tych obiektach) za pośrednictwem sieci LAN z wykorzystaniem protokołu IEC 60870-5-104.

Najważniejszym założeniem jest przyjęcie, że szyfrowanie połączeń sieciowych oraz pozostałe kwestie zabezpieczeń sieciowych spoczywać będą na tzw. sterowniku do komunikacji z systemami partnerów energetycznych, niezależnym od układu automatyki ARST.

Opracowanie modelu laboratoryjnego układu ARST oraz badanie poprawności działania algorytmów regulacji skoordynowanej z morskimi farmami wiatrowymi

Laboratoryjne stanowisko do badań układu ARST

W celu sprawdzenia poprawności zaproponowanych algorytmów regulacji i koordynacji układu ARST współpracującego z MFW opracowano symulacyjne stanowisko laboratoryjne.

W warunkach symulowanych wykonano:

- próby komunikacji, potwierdzające poprawność transmisji danych pomiędzy układem ARST a MFW oraz SSiN (system sterowania i nadzoru);
- próby funkcjonalne, potwierdzające poprawność działania układu ARST jako układu regulacji napięcia lub mocy biernej.

Na stanowisku badawczym zamontowane zostały:

- badany sterownik ARST wyposażony w prototypowe oprogramowanie realizujące opracowane algorytmy regulacji i koordynacji z MFW;
- symulator pomiarów bezpośrednich;
- system wizualizacji SysView;
- konwertery komunikacyjne;
- przełączniki sieciowe;
- przekaźniki sygnalizacji alarmowej.

W czasie wykonywania prób zarówno sterownik ARST, jak i sterownik symulacyjny są połączone za pośrednictwem sieci komputerowej z komputerami wyposażonymi w oprogramowanie narzędziowe, umożliwiającymi uruchamianie, korygowanie i badanie programu sterownika.

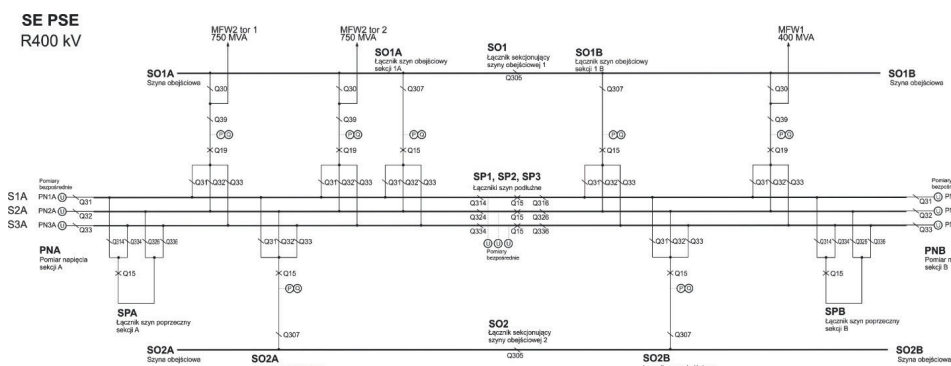
Do testów układów ARST wykorzystuje się symulator wyposażony w sieciowe i szeregowo porty komunikacyjne oraz oprogramowanie pozwalające na symulację stacyjnego systemu SSiN, symulację pomiarów bezpośrednich napięć oraz symulację współpracy z systemem MK-SORN.

Oprogramowanie symulatora umożliwia symulację stanu obiektu z możliwością zmiany poszczególnych jego parametrów w czasie rzeczywistym. Jednocześnie oprogramowanie to pozwala na obserwację stanu pracy układu ARST oraz procesu regulacji poprzez dane generowane w układzie i przesyłane do SSiN. Możliwe jest również symulowanie sterowań, czyli np. wprowadzanie wartości zadanych regulacji.

Poprzez interfejs sieciowy można zmieniać parametry układu MFW w czasie rzeczywistym i obserwować odpowiedź układu ARST. Można też symulować wartości zadane.

Badanie poprawności działania algorytmu regulacji

W celu sprawdzenia poprawności działania algorytmu regulacji układu ARST przyjęto testowy model stacji przesyłowej z przyłączonymi dwiema MFW. Jedna z MFW posiada pojedynczy punkt przyłączenia, a druga MFW – dwa niezależne punkty przyłączenia. Na potrzeby sprawdzenia poprawności algorytmów regulacji wybrano stację z jedną rozdzielnią 400 kV bez transformacji na niższe napięcie (rys. I.2.3). Rozdzielnia posiada trzy sekcjonowane systemy szyn, dwa sprzęgła poprzeczno-podłużne, trzy sprzęgła podłużne oraz sześć pomiarów napięć z pól napięciowych. Rozdzielnia została wyposażona w dwie sekcjonowane szyny obejściowe.



Rys. I.2.3. Model testowy stacji przesyłowej – schemat uproszczony do potrzeb regulacji ARST

Identyfikacja topologii stacji

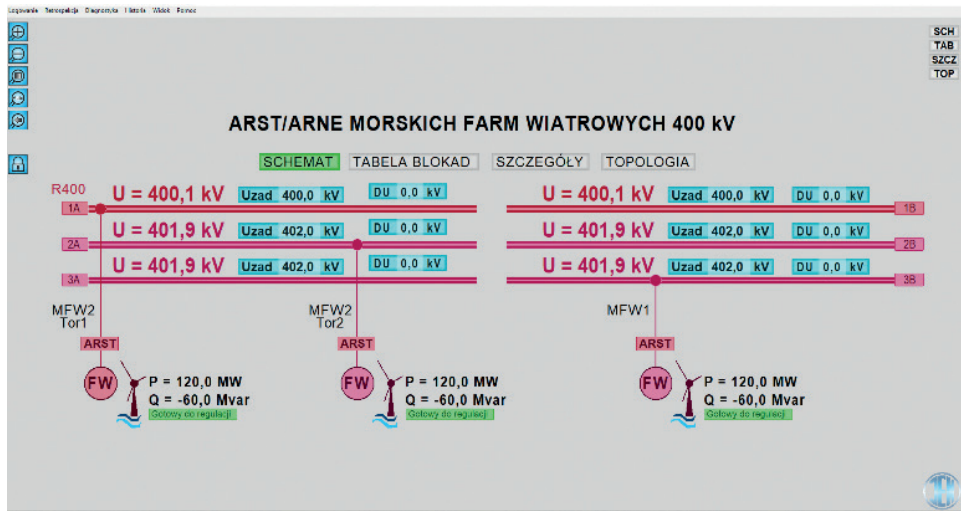
Dla odwzorowania stanu regulacji zastosowano schemat ideowy regulacji prowadzonej przez układ ARST (rys. I.2.4). Schemat ideowy regulacji w SSiN pokazuje w uproszczonej, syntetycznej formie:

- które sekcje systemów, tory wyprowadzenia mocy MFW znajdują się na jednym potencjale. Zilustrowano to za pomocą kolorów: połączone elementy są jednakowej barwy (odcień koloru stosowanego na danym poziomie napięcia);
- tryb regulacji MFW: „autonomiczna” lub „skoordynowana z ARST”;
- bieżące wartości regulowanych napięć rozdzielni 400 kV oraz ich wartości zadane i nachylenia charakterystyki DU .

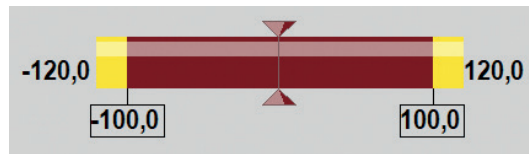
Dla połączonych elementów układ ARST przyjmuje spośród dostępnych pomiarów jedno napięcie jako napięcie mierzone. Napięcie to powinno być wyświetlane na wszystkich połączonych systemach szyn. Wejście do procedury zadawania napięcia lub zadanego nachylenia DU powinno się odbywać przez dowolny z połączonych systemów szyn.

Sprawdzeniu podlegała poprawność rozpoznawania przez układ ARST połączeń między poszczególnymi sekcjami za pośrednictwem sprzęgieł i szyn obejściowych. Na drodze symulacji stanów łączników stacji sprawdzono wszystkie możliwe, również błędne, konfiguracje pracy rozdzielni stacji.

W stanie zasymulowanej normalnej pracy stacji sprawdzono funkcję wyboru pomiaru napięcia dla systemów szyn w rozdzielni 400 kV. Dodatkowo sprawdzona została hierarchia wyboru napięcia mierzonego, tzn. w pierwszej kolejności układ przyjmował doprowadzone z pól pomiarowych napięcia mierzone bezpośrednio, a następnie pomiary symulowane z SSiN. Jest to bardzo istotna cecha algorytmu regulacji. Sprawdzono też poprawność przyjmowania wartości zadanych i ich tzw. rozpyływanie na połączone sekcje rozdzielni 400 kV



Rys. I.2.4. Schemat ideowy regulacji układu ARST



Rys. I.2.5. Zawężony przez ARST zakres regulacji przez MFW

Zakresy regulacji – sumowanie i urzeczywistnianie

Każda z MFW przyłączonych do rozdzielni przesyła aktualnie dostępny, możliwy do wykorzystania zakres mocy biernej. Zakres ten bazuje na zmiennych $Q_{\min}$ i $Q_{\max}$ uzyskiwanych z MFW. Układ ARST przypisuje wszystkim sekcjom, na które dana MFW pracuje, dostępny zakres mocy biernej. W przypadku połączenia do wspólnego systemu szyn więcej niż jednej MFW układ ARST sumuje ich zakresy i przypisuje wspólnemu systemowi szyn. Warunkiem uwzględnienia zakresu regulacji danej MFW w sumowaniu jest załączenie MFW do regulacji skoordynowanej z ARST.

Podczas testów sprawdzono poprawność sumowania zakresów regulacji mocy biernej do połączonych systemów szyn w różnej konfiguracji połączeń rozdzielni 400 kV, uwzględniając też specyfikę pracy MFW z dwoma punktami przyłączenia, czyli z dwiema liniami wyprowadzenia mocy.

Dodatkową funkcjonalnością w procesie regulacji będzie tzw. urealnienie zakresu regulacji poszczególnej MFW. Podstawą nowej funkcjonalności są doświadczenia płynące z implementacji układów ARNE w elektrowniach czy URST w farmach wiatrowych i fotowoltaicznych. Często z powodów leżących po stronie wytwórcy (technologicznych czy ruchowych) nie ma możliwości wykorzystania pełnego zakresu regulacji mocy

biernej jednostki wytwórczej czy farmy. Układ ARST przeprowadzi detekcję takiego stanu i zawęzi deklarowany zakres regulacji mocy biernej – przykład przedstawiono na rys. I.2.5. Obszar zawężony w stosunku do deklarowanego zaznaczono kolorem żółtym. Po ustaniu powodów ograniczających zakres jest on sukcesywnie rozszerzany do deklarowanego. Proponowana funkcjonalność jest istotna dla poprawnego prowadzenia procesu regulacji. Dzięki temu układ ARST na bieżąco otrzymuje informacje o dostępnym realnym zakresie regulacji mocy biernej.

Podczas testów sprawdzono poprawność zawężania (urealniania) dostępnego zakresu mocy biernej dla rozdzielni 400 kV.

Regulacja napięcia z wykorzystaniem MFW

Zasadniczo układ ARST steruje pracą przełączników zaczepek transformatorów w celu utrzymania napięcia zadanego dla połączonego systemu szyn danej rozdzielni. W zależności od topologii stacji takich systemów szyn może być jednocześnie kilka.

W przypadku rozdzielni, na którą pracują MFW, układ ARST powinien utrzymywać zadane napięcie na połączonych systemach szyn, do których przyłączone są poszczególne MFW lub grupa MFW. Do regulacji napięcia wykorzystywany będzie zakres mocy biernej udostępniany przez MFW. W tym zakresie regulacja układu ARST będzie funkcjonalnie bliższa regulacji prowadzonej przez układ ARNE w elektrowni konwencjonalnej. W prezentowanym przypadku układ ARST przesyła sterowania – wartości mocy biernej, jaką mają generować MFW, a dokładnie ich moduły STATCOM. Wartość zadana mocy biernej przesyłanej do MFW ma na celu doprowadzenie napięcia mierzonego w strefę nieczułości napięcia zadanego. Poniżej zaprezentowano wyniki testów utrzymywania wartości zadanej napięcia na systemie szyn 400 kV dla wybranych dwóch przypadków:

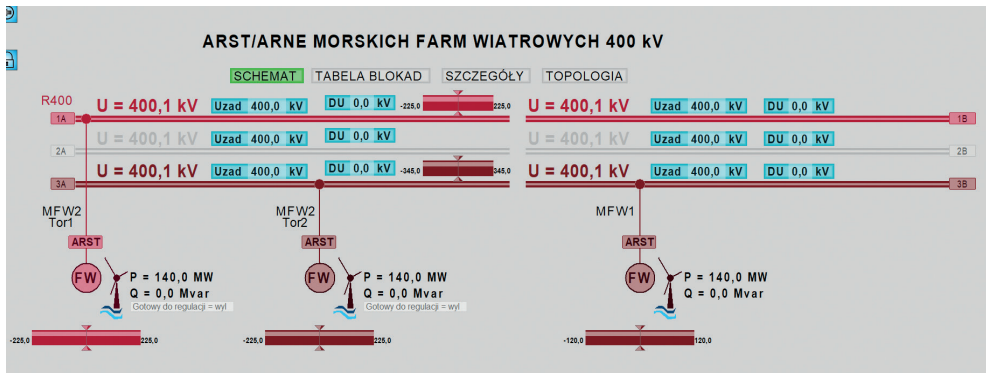
- pracy MFW z dwoma punktami przyłączenia;
- jednoczesnej pracy MFW z pojedynczym i podwójnym punktem przyłączenia.

Dla każdego przypadku przeprowadzono dwie symulacje:

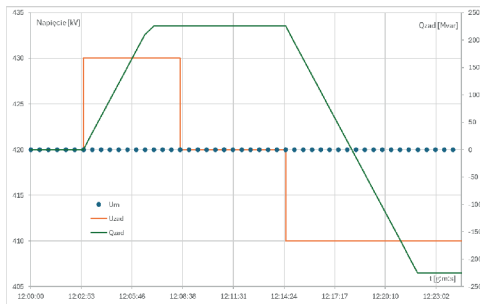
1. Zmiana wartości zadanej napięcia U_{zad} wymusza zmianę wartości zadanej mocy biernej Q_{zad} przesyłanej do MFW. Zmiana Q_{zad} jest realizowana przez MFW i nie wpływa na zmiany napięcia mierzonego U_{m} .
2. Zmiana wartości zadanej napięcia U_{zad} wymusza zmianę wartości zadanej mocy biernej Q_{zad} przesyłanej do MFW. Zmiana Q_{zad} jest realizowana przez MFW i wpływa na zmiany napięcia mierzonego U_{m} .

Regulacja MFW z dwoma punktami przyłączenia

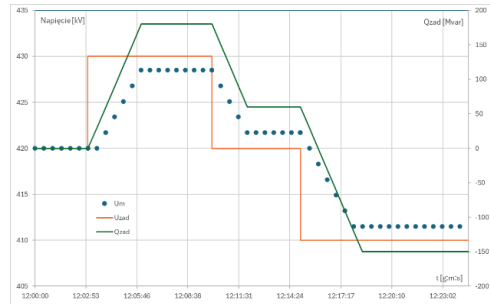
W tym przypadku farma MFW2 (rys. I.2.6) utrzymuje zadaną wartość napięcia U_{zad1} i U_{zad2} na dwóch rozdzielnych systemach szyn rozdzielni 400 kV. Dwa toru 1 i 2 wyprowadzenia mocy z MFW2 stanowią dwa niezależne punkty przyłączenia. Dostępny zakres mocy biernej MFW2 to (–225 Mvar; +225 Mvar) dla każdego toru.



Rys. I.2.6. Jednoczesna regulacja napięcia 400 kV na niezależnych systemach szyn prowadzona przez MFW2, tor 1 i tor 2



Rys. I.2.7. Zmiana Q_{zad} przy $U_m = \text{const}$



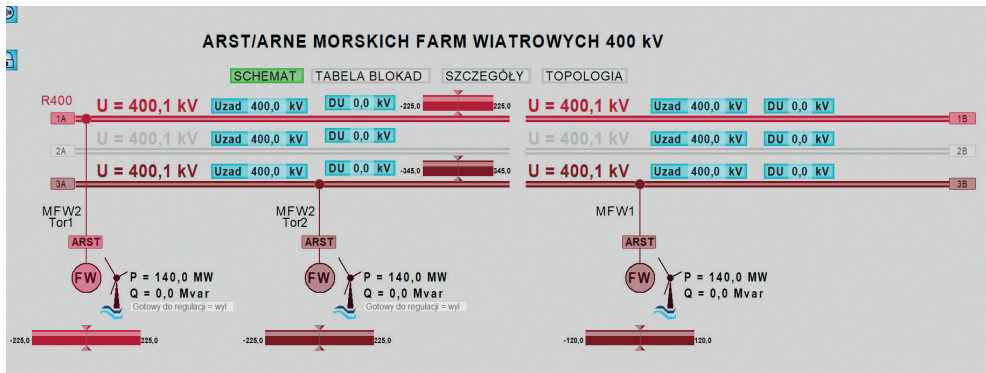
Rys. I.2.8. Zmiana Q_{zad} przy $U_m(Q)$

W pierwszym przypadku uzyskano przesterowanie farmy MFW2 w pełnym zakresie od Q_{max} do Q_{min} (rys. I.2.7). W drugim przypadku (rys. I.2.8) regulator nie uzyskał krańcowych wartości dostępnego zakresu regulacji. Udało się sprowadzić wartość mierzoną do strefy nieczułości wartości zadanej dla jej trzech różnych wartości: 430 kV, 420 kV oraz 410 kV.

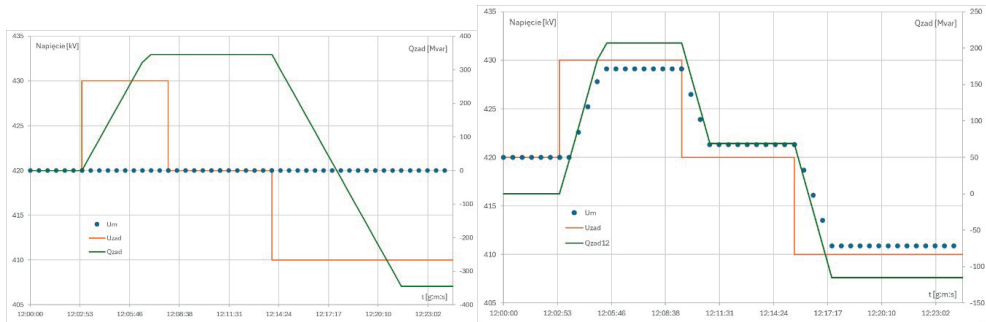
Regulacja MFW z jednym i dwoma punktami przyłączenia jednocześnie

W tym przypadku farma MFW1 oraz jeden tor farmy MFW2 (rys. I.2.9) utrzymują zadaną wartość napięcia $U_{\text{zad}1}$ na połączonych systemach szyn rozdzielni 400 kV. Drugi tor farmy MFW2 utrzymuje wartość $U_{\text{zad}2}$ na osobnym systemie szyn. Dostępny zakres sumarycznej mocy biernej toru 2 MFW2 i farmy MFW1 to $(-345 \text{ Mvar}; +345 \text{ Mvar})$.

W pierwszym przypadku (rys. I.2.10) uzyskano przesterowanie farmy MFW2 w pełnym zakresie od Q_{max} do Q_{min} . W drugim przypadku (rys. I.2.11) regulator nie uzyskał krańcowych wartości dostępnego zakresu regulacji. Udało się stosunkowo szybko sprowadzić wartość mierzoną do strefy nieczułości wartości zadanej dla jej trzech różnych wartości 430 kV, 420 kV oraz 410 kV. Szybkość procesu regulacji została uzyskana dzięki dużemu zakresowi regulacji mocy biernej farmy MFW1 i jednemu torowi farmy MFW2.



Rys. I.2.9. Wspólna regulacja napięcia 400 kV prowadzona przez MFW1 i tor 2 MFW2

Rys. I.2.10. Zmiana Q_{zad} przy $U_m = \text{const}$ Rys. I.2.11. Zmiana Q_{zad} przy $U_m(Q)$

Podsumowanie

Na podstawie analizy topologii budowanych i projektowanych MFW oraz zapisów w dokumentach przyłączeniowych i publikowanych przez OSP wymagań opracowano koncepcję nowych algorytmów regulacji i koordynacji napięcia i mocy biernej układu ARST przewidzianego do współpracy z MFW.

W obszarze prowadzenia regulacji napięcia i mocy biernej przez układ ARST rozpoznano, że praktycznie możliwe do wykorzystania są układy STATCOM instalowane w MFW. Z dużym prawdopodobieństwem zakres regulacji ($Q_{\min}$; $Q_{\max}$) układów STATCOM będzie decydował o możliwościach regulacyjnych układu ARST. Zaproponowano algorytm regulacji wykorzystujący wspomagające funkcjonalności rozpoznawania topologii, sumowania i urzeczywistniania zakresów regulacji poszczególnych torów MFW.

Autorzy sprawdzili rozwiązania regulacyjne proponowane w ramach opracowanej koncepcji na modelu układu ARST. Model układu połączono ze stanowiskiem do badań, które pozwoliło poprzez symulację zweryfikować poprawność procesu regulacji.

Należy podkreślić, że zaproponowany algorytm regulacji jest w pełni skalowalny. To znaczy, że liczba jednocześnie pracujących MFW może być wielokrotnie większa niż w przyjętym modelu z dwiema MFW. Sam model pozwolił jednak sprawdzić poprawność generowania sygnałów sterowania w zależności od dostępnego zakresu regulacji i wpływu na zmianę napięcia mierzonego. Przeprowadzone testy potwierdziły skuteczność rozdziału zadanej mocy biernej w sposób proporcjonalny do dostępnego zakresu poszczególnych MFW.

Bibliografia

1. Chiandone M., Campaner R., Arcidiacono V., Sulligoi G., Milano F. Automatic voltage and reactive power regulator for wind farms participating to TSO voltage regulation. 2015 IEEE Eindhoven PowerTech, Eindhoven, Netherlands, 2015, s. 1–5.
2. Klucznik J., Kołodziej D., Ogryczak T., Rozenkiewicz P. Algorytmy współpracy układów regulacji farm wiatrowych z układami regulacji ARST. *Energetyka* 2016, 12, s. 763–770.
3. Klucznik J., Kołodziej D. Selected examples of the use of static reactive power sources to compensate the reactive power of a wind farm and support the voltage and reactive power control at the point of common coupling. *Acta Energetica* 2017, 6(2), s. 105–110.
4. Kołodziej D., Klucznik J. Przykład wykorzystania grupy farm wiatrowych w regulacji napięcia w sieci przesyłowej. [W:] Aktualne problemy pracy systemów elektroenergetycznych, red. R. Zajczyk. Wydawnictwo Politechniki Gdańskiej, Gdańsk 2023, s. 169–180.
5. Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci. *Dz.U. L* 112 z 27.4.2016, s. 1–68.
6. Polskie Sieci Elektroenergetyczne. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej obowiązująca od 17.11.2022 r.
7. Usman Y., Kim J., Muljadi E., Kang Y. Voltage control for a wind power plant based on the available reactive current of a DFIG and its impacts on the point of interconnection. *The Transactions of the Korean Institute of Electrical Engineers* 2016, 65(1), s. 23–30.

I.3. Sterowanie transformatorem 110 kV/SN z wykorzystaniem pomiarów i zasobów regulacyjnych w sieci SN

Jacek Jemielity, Dariusz Kołodziej, Łukasz Czapla
Instytut Energetyki – Państwowy Instytut Badawczy, Oddział Gdańsk

Wprowadzenie

Szybki wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną i zmiana sposobu działania systemu elektroenergetycznego spowodowana rozpowszechnieniem odnawialnych źródeł energii instalowanych w sieciach o niższych napięciach, w tym w instalacjach prosumenckich, doprowadziły do wzrostu wymagań w zakresie kontroli napięć sieci dystrybucyjnej. W sieci tej przy dużej liczbie działających jednocześnie źródeł generacji rozproszonej występuje zjawisko odwróconego kierunku przepływu mocy i nadmiernego wzrostu napięcia. Dlatego napięcie strony średniego napięcia (SN) transformatora zasilającego sieć dystrybucyjną nie jest już z definicji najwyższym napięciem w tej sieci. Z tego względu tradycyjny, prosty układ regulacji napięcia wykorzystujący automatyczny regulator napięcia (ARN) transformatora w GPZ, pracujący w lokalnej pętli regulacji, nie może zapewnić odpowiednich wartości napięcia odbiorcom znajdującym się w głębi sieci. Dodatkowym niekorzystnym ekonomicznie skutkiem tej sytuacji jest konieczność ograniczania generacji rozproszonej z powodu zbyt wysokiego napięcia. W skali KSE takie ograniczenia dotyczące generacji fotowoltaicznej zaczynają się obecnie już wczesną wiosną i trwają do jesieni.

Prace dotyczące opracowania zaawansowanego algorytmu regulacji napięcia w nieobsługiwanej sieci dystrybucyjnej, który w sposób dynamiczny będzie się adaptował do zmiennych warunków panujących w głębi sieci, były prowadzone już we wczesnych latach 90. ubiegłego stulecia. Impulsem do ich podjęcia były początkowo próby wdrożenia rozwiązań oszczędnościowego obniżania napięcia sieci [1], a następnie rozwój generacji rozproszonej, generacji prosumenckiej oraz koncepcji sterowania popytem na energię przez zmianę napięcia sieci [2, 3]. Proponowane były różne rozwiązania – od opartych na wiedzy eksperckiej [4], przez rozwiązania bazujące na praktyce operacyjnej i hybrydowe [5, 6], po zastosowanie zaawansowanych algorytmów optymalizacyjnych [7, 8] i systemów agentowych [9].

Instytut Energetyki – PIB (IEn) od lat zajmuje się regulacją napięć w sieci najwyższych napięć (NN) KSE, gdzie zagadnienie koordynacji zasobów regulacji napięcia i zarządzania źródłami mocy biernej są stosowane z powodzeniem od lat 90. XX w. W celu

wskazania różnych potrzeb w zakresie regulacji napięcia zadanie to można podzielić na trzy poziomy. Regulacja pierwotna dotyczy pojedynczych jednostek wytwórczych i czasów reakcji na zakłócenia rzędu sekund. Regulacja wtórna koordynuje regulację na różnych poziomach napięcia z uwzględnieniem wielu kryteriów. Natomiast regulacja obszarowa, czyli nadrzędna, ma za zadanie optymalne zarządzanie mocą bierną w celu zapewnienia bezpiecznej i ekonomicznej pracy systemu elektroenergetycznego.

Regulacja wtórna ma w tym schemacie kluczowe znaczenie, ponieważ koordynuje wykorzystanie lokalnych zasobów regulacyjnych i wpływa bezpośrednio na poziom napięcia w istotnych węzłach sieci. Jest to złożony problem optymalizacyjny, który wymaga uwzględnienia ograniczeń technicznych i wskaźników ekonomicznych. Do jego rozwiązania z powodzeniem można wykorzystać metody wielokryterialnego programowania liniowego (*multi-objective linear programming*, MOLP).

Optymalizacja metodą MOLP, nazywana również programowaniem celów, to gałąź wielokryterialnego podejmowania decyzji, której założeniem jest optymalizacja wielu liniowych funkcji celu z uwzględnieniem zestawu ograniczeń liniowych. MOLP stanowi aktywny obszar badań od lat 60. XX w. ze względu na jego znaczenie w praktyce. Wiele problemów decyzyjnych pojawiających się w świecie rzeczywistym obejmuje więcej niż jedną funkcję celu, w związku z tym metoda ta jest szeroko stosowana w wielu dziedzinach i stała się użytecznym narzędziem w podejmowaniu decyzji. W praktyce problem optymalizacji metodą MOLP jest zwykle rozwiązywany przez decydenta przy wsparciu analityka poszukującego najbardziej preferowanego (najlepszego) rozwiązania w obszarze dopuszczalnym dla zmiennych decyzyjnych. Wynika to z faktu, że optymalizacja wszystkich funkcji celu jednocześnie nie jest możliwa ze względu na ich sprzeczny charakter. W związku z tym pojęcie optymalności zostaje zastąpione pojęciem efektywności. Celem optymalizacji MOLP jest uzyskanie zbioru wszystkich efektywnych rozwiązań albo najbardziej preferowanego rozwiązania spełniającego określone potrzeby [10–12].

Zastosowanie wielokryterialnego programowania liniowego MOLP we wtórnej regulacji napięcia w aktywnej sieci dystrybucyjnej

Programowanie liniowe, określane również jako optymalizacja liniowa, jest metodą służącą do wyznaczania optymalnego wyniku w modelu matematycznym, gdzie ograniczenia i funkcja celu są przedstawione przez zależności liniowe. Proste przykłady zastosowania programowania liniowego mają jedną funkcję celu. Poszukiwany jest optymalny wektor zmiennych decyzyjnych x minimalizujący liniową funkcję celu $z(x)$, gdzie równanie $Ax \leq b$ określa zbiór ograniczeń:

$$\min z = c^T x$$

$$Ax \leq b$$

$$x \geq 0$$

gdzie:

$$z(x) = l_1 x_1 + l_2 x_2 + \dots + l_n x_n = c^T x$$

(I.3.1)

Równania (I.3.1) są zapisane w standardowej postaci, która jest wymagana przez solver. Każde zagadnienie praktyczne można przekształcić tak, aby opisać je w postaci standardowej. Rzeczywisty proces decyzyjny systemu wtórnej regulacji napięcia wymaga uwzględnienia wielu celów częściowych jednocześnie:

$$\begin{cases} \min z_1 = c_1^T x \\ \dots \\ \min z_k = c_k^T x \\ Ax \leq b \\ x \geq 0 \end{cases} \quad (\text{I.3.2})$$

W równaniach (I.3.2) k celów częściowych $z_1 \dots z_k$ jest reprezentowane przez minimalizację k liniowych zależności od zmiennych decyzyjnych x . Ponieważ cele częściowe nie zawsze są zbieżne, to w odróżnieniu od klasycznego programowania liniowego nie otrzymujemy unikalnego rozwiązania, lecz całą rodzinę dopuszczalnych rozwiązań.

Zadanie systemu wtórnej regulacji napięcia sprowadza się do wyboru rozwiązania najbardziej odpowiedniego, z uwzględnieniem dodatkowych kryteriów. W tym celu zastosowano najprostszą metodę polegającą na wprowadzeniu współczynników wagowych, czyli kar za nieosiągnięcie poszczególnych celów częściowych. Celem optymalizacji jest minimalizacja sumy ważnych odchylek. Przy wykorzystaniu całej przestrzeni dopuszczalnych rozwiązań zaakceptowanie możliwości wystąpienia rozsądnych odchylek w rozwiązaniu problemu optymalizacyjnego dla najważniejszych celów optymalizacji umożliwia uwzględnienie również celów mniej priorytetowych.

Zdefiniowanie celów optymalizacji i zmiennych decyzyjnych

Zmienne decyzyjne to zmienne niezależne, które w systemie regulacji napięcia identyfikujemy jako sterowania lub dyspozycje. Ponieważ rezystancja sieci dystrybucyjnej jest relatywnie duża, więc nie można pominąć wpływu zmiany generacji mocy czynnej na napięcie. Przy niskim obciążeniu sieci i wysokiej generacji rozproszonej mogą wystąpić zbyt wysokie napięcia, a wówczas jedynym sposobem ich obniżenia może być ograniczenie generacji. Z uwagi na fakt, że takie ograniczenie niesie za sobą skutki ekonomiczne, nie jest to standardowy środek regulacji. Z tego względu minimalizacja ograniczenia generacji jak najbardziej powinna być jednym z celów optymalnej regulacji napięcia. W celu opisanie metody sterowania w prosty i przejrzysty sposób w poniższym przykładzie uwzględniono cztery kryteria regulacji napięcia:

- utrzymanie napięcia pilotowych węzłów sieci $U_p = [U_{p1}, U_{p2}, \dots]$ blisko wartości zadanej;
- utrzymanie minimalnych odchylek napięcia dla węzłów kontrolnych (nie-pilotowych, np. u wybranych odbiorców) $U_c = [U_{c1}, U_{c2}, \dots]$;
- zarządzanie generacją ciągłych i dyskretnych źródeł mocy biernej $Q_G = [Q_{g1}, Q_{g1}, \dots]$ proporcjonalnie do zakresów regulacji i utrzymanie marginesów regulacyjnych;

- minimalizacja ograniczeń generacji mocy czynnej $\Delta P_{DG} = [\Delta P_{DG1}, \Delta P_{DG1}, \dots]$ (generacji rozproszonej DG).

Z uwagi na drzewiastą, a nie oczkową topologię połączeń sieci dystrybucyjnej wybór węzłów pilotowych jest dość oczywisty. Będą to więc np. węzły z pomiarem napięcia, w których następuje rozwidlenie linii zasilającej lub w których jest zainstalowany istotny zasób regulacyjny, jak źródło mocy biernej albo transformator liniowy. Napięcie tego węzła jest napięciem odniesienia dla innych węzłów sieci i z tego powodu powinno pozostawać pod kontrolą i zasadniczo być utrzymywane na zadanym poziomie. W węzłach nie-pilotowych z kolei powinniśmy mierzyć wartość napięcia i minimalizować odchyłkę od wartości zadanej lub przynajmniej utrzymywać wartość napięcia w zadanym paśmie.

Przyjęto, że w sieci dystrybucyjnej występują następujące rodzaje zasobów regulacyjnych:

- źródła mocy biernej $Q_G = [Q_1, Q_2, \dots]$;
- źródła o regulowanym napięciu $U_G = [U_1, U_2, \dots]$;
- transformatory z regulowaną przekładnią $T = [T_1, T_2, \dots]$, w tym transformator w GPZ.

Źródła mocy biernej mogą mieć ciągłą charakterystykę regulacji bądź zmiany wartości mocy źródła mogą być dyskretne, jak przy przełączaniu baterii kondensatorów lub dławików kompensacyjnych.

Konieczne jest uwzględnienie wszystkich ograniczeń technicznych i operacyjnych. Wartości zadane napięcia są określane przez nadrzędny poziom systemu regulacji napięcia. W wersji idealnej wynikają z przeprowadzonych analiz systemowych. W wersji najprostszej są ustalane przez dyspozytora na podstawie aktualnego stanu sieci oraz doświadczenia. Problem optymalizacji z założeniami przedstawionymi powyżej można przedstawić w postaci zagadnienia MOLP, korzystając z analizy wrażliwości. Wraz ze zmianą napięcia zadanego dla źródeł generacji pracujących w pierwotnej regulacji napięcia ($\Delta U_G = [\Delta U_1, \Delta U_2, \dots]$) zmienia się generacja mocy biernej tych źródeł (w granicach zakresów możliwości technicznych) oraz napięcie węzłów pilotowych i węzłów nie-pilotowych. Dodatkowo napięcie na systemach szyn węzłów pilotowych i węzłów nie-pilotowych zmienia się, jeżeli zmienia się wartość generacji źródeł mocy biernej ($\Delta Q_G = [\Delta Q_1, \Delta Q_2, \dots]$) oraz przekładni transformatorów ($\Delta T = [\Delta T_1, \Delta T_2, \dots]$). Do wymienionych trzech zmiennych decyzyjnych $\Delta U_G, \Delta Q_G, \Delta T$ można dodać kolejną – ograniczenia (redukcje) generacji rozproszonej $\Delta P_{DG} = [\Delta P_{DG1}, \Delta P_{DG1}, \dots]$, nie zapominając o szczególnym charakterze tego sterowania, które stanowi jednocześnie kryterium regulacji: jego wartość zadana powinna być zerowa, a priorytet wysoki. Ostatecznie wektor sterowania, wektor zmiennych decyzyjnych ma postać:

$$\Delta X = [\Delta U_G, \Delta Q_G, \Delta T, \Delta P_{DG}]^T \quad (I.3.3)$$

Zgodnie z przywołanymi zależnościami liniowy model sieci dystrybucyjnej dla celów regulacji napięcia ma postać jak w poniższych równaniach:

$$\begin{aligned}
\Delta U_p &= S_p \Delta X \\
\Delta U_c &= S_c \Delta X \\
\Delta Q_G &= S_q \Delta U_G
\end{aligned} \tag{I.3.4}$$

gdzie S_p , S_c , S_q , to macierze współczynników wrażliwości sieci na zmiany zmiennych decyzyjnych. Źródłem danych liczbowych do wyznaczenia współczynników wrażliwości może być model rozprężowy sieci. Obecnie wielu operatorów sieci dystrybucyjnej sygnalizuje, że mają oni lub wkrótce będą mieli możliwość generowania aktualnego modelu sieci SN jako dostępną funkcję systemu SCADA/EMS. W takim modelu metodą perturbacji wykonuje się wielokrotne obliczenia przy kolejno wymuszanych zmianach wartości zmiennych decyzyjnych i wyznacza współczynniki wrażliwości sieci. Drugim sposobem znalezienia współczynników wrażliwości jest analiza strumienia danych pomiarowych z urządzeń zainstalowanych w sieci, uzupełniona o dane np. z liczników bilansujących. Ta metoda została wykorzystana w części laboratoryjnej pracy. Źródłem strumienia danych był symulator czasu rzeczywistego (RTDS) z zamodelowanym znanym fragmentem rzeczywistej sieci SN (GPZ z dwoma transformatorami z regulacją napięcia i trzy linie 15 kV, generacja konwencjonalna i wiatrowa w głębi sieci).

Sformułowanie matematycznego opisu problemu optymalizacyjnego

Oznaczając wektor zmiennych decyzyjnych według (I.3.3) i przyjmując, że w danej chwili występują różnice wielkości mierzonych w stosunku do zadanych celów regulacji, wynoszące ΔU_p , ΔU_c , ΔQ_G , ΔP_{DG} , można sformułować zadanie optymalizacyjne dla czterech kryteriów optymalizacji przy uwzględnieniu ograniczeń zakresów operacyjnych i dodatkowo ograniczeń wielkości sterowań, czyli ograniczeń przyrostów zmiennych decyzyjnych. Pokazują to równania:

$$\left\{ \begin{array}{l} \min z_p = \Delta U_p - S_p \Delta X \\ \min z_c = \Delta U_c - S_c \Delta X \\ \min z_q = \Delta Q_G - S_q \Delta X \\ \min z_{DG} = \Delta P_{DG} \end{array} \right. \tag{I.3.5}$$

$$\begin{aligned}
U_{p \min} &\leq U_p + \Delta U_p \leq U_{p \max} \\
U_{c \min} &\leq U_c + \Delta U_c \leq U_{c \max} \\
Q_{G \min} &\leq Q_G + \Delta Q_G \leq Q_{G \max} \\
T_{\min} &\leq T + \Delta T \leq T_{\max} \\
\Delta U_{G \min} &\leq \Delta U_G \leq \Delta U_{G \max} \\
\Delta T_{\min} &\leq \Delta T \leq \Delta T_{\max} \\
\Delta P_{DG} &\leq \Delta P_{DG \max}
\end{aligned} \tag{I.3.6}$$

$A \Delta X \leq b$


Rozwiązanie MOLP metodą opartą na preferencjach

Priorytety czterech celów optymalizacji różnią się w zależności od warunków pracy sieci. Zazwyczaj utrzymanie napięcia węzłów pilotowych jest najważniejsze, ale jeśli napięcie kontrolne ważnego węzła nie-pilotowego zbliża się do granicy dopuszczalnego pasma, to priorytet drugiego celu przejściowo może zostać podwyższony. Przy minimalizacji jednocześnie czterech celów optymalizacyjnych można je osiągnąć tylko częściowo, czyli trzeba przyjąć, że wystąpią odchyłki d_i od zakładanych celów, które mogą być dodatnie lub ujemne ($d_i = d_i^- - d_i^+$, gdzie d_i^- , $d_i^+ \geq 0$). W systemie regulacji napięcia możemy nadać różne wagi (współczynniki wagowe) poszczególnym odchyłkom d_i , co będzie odpowiadało różnym priorytetom celów regulacji. Dodatkowo różne wagi dla odchyłek dodatnich d_i^+ i ujemnych d_i^- mogą wzmacniać działanie w pobliżu granicy dopuszczalnego pasma. Uwzględniając to, możemy zastąpić cztery funkcje celu optymalizacji określone przez równania (I.3.5) jedną funkcją celu zależną od sumy odchyłek $d_i^- - d_i^+$ i współczynników wagowych w_i^- , w_i^+ :

$$\begin{aligned} \min W = & \sum_j w_p^- d_p^- + \sum_j w_p^+ d_p^+ + \sum_k w_c^- d_c^- + \sum_k w_c^+ d_c^+ + \\ & + \sum_l w_q^- d_q^- + \sum_l w_q^+ d_q^+ + \sum_l w_{DG}^- d_{DG}^- \end{aligned} \quad (I.3.7)$$

Natomiast zestaw ograniczeń z równań (I.3.6) należy rozszerzyć o dodatkowe równania uwzględniające cztery pierwotne cele optymalizacji wraz z dopuszczalnymi odchyłkami:

$$\begin{aligned} S_p \Delta X + d_p^- - d_p^+ &= \Delta U_p \\ S_c \Delta X + d_c^- - d_c^+ &= \Delta U_c \\ S_q \Delta X + d_q^- - d_q^+ &= \Delta Q_G \\ \Delta P_{DG} + d_{DG}^- &= 0 \\ d_p^-, d_p^+, d_c^-, d_c^+, d_q^-, d_q^+, d_{DG}^- &\geq 0 \end{aligned} \quad (I.3.8)$$

W przypadku ograniczenia mocy generacji ΔP_{DG} można zauważyć, że z uwagi na zerową wartość zadaną odchyłka może być tylko ujemna d_{DG}^- . Problem MOLP zdefiniowany w powyższy sposób (I.3.8) można przekształcić do standardowej formy i rozwiązać np. metodą simpleks, używając dostępnych solverów zadań programowania liniowego.

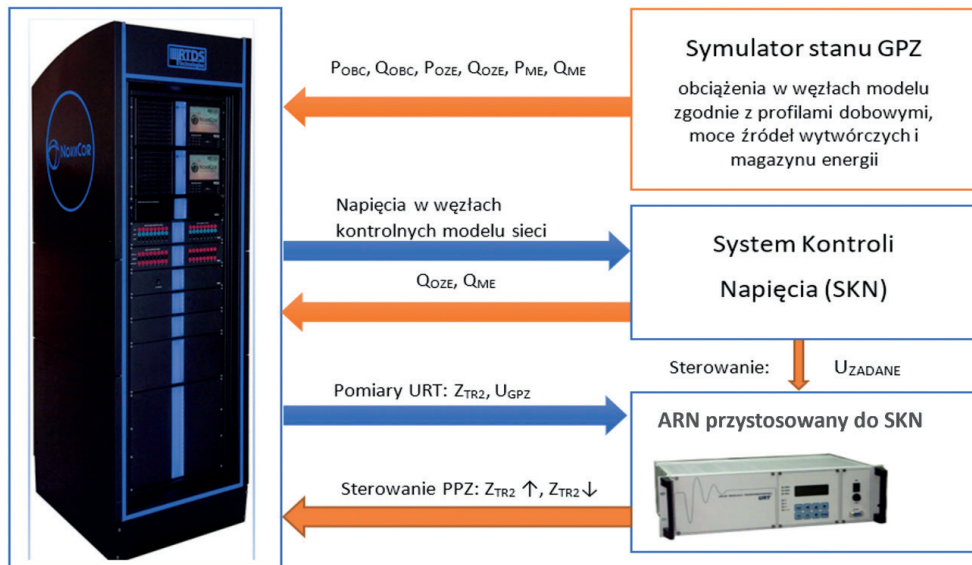
Badania algorytmu regulacji napięcia na modelu symulacyjnym różnicowanego, rzeczywistego obszaru sieci dystrybucyjnej

Opierając się na przedstawionych wyżej założeniach, opracowano oprogramowanie systemu kontroli napięcia (SKN) realizującego algorytm wtórnej regulacji z wykorzystaniem optymalizacji metodą MOLP. Oprogramowanie to zostało następnie przetestowane na modelu sieci elektroenergetycznej. Model sieci SN zastosowany w pracy powstał na użytek prac badawczych prowadzonych w IEn [13]. Został zrealizowany w środowisku

cyfrowego symulatora czasu rzeczywistego RTDS i jest odwzorowaniem rzeczywistości istniejącej sieci dystrybucyjnej. O wyborze danego fragmentu sieci zdecydowało jego duże zróżnicowanie pod względem struktury (obecność linii zarówno napowietrznych, jak i kablowych oraz możliwość rekonfiguracji sieci) i źródła mocy biernej w postaci czterech farm wiatrowych i biogazowni oraz baterijnego magazynu energii. Model obejmował fragment sieci zasilany trzema liniami w układzie promieniowym, które były podłączone do dwóch sekcji GPZ. Pozostała część sieci tego GPZ została zamodelowana jako zagregowane linie napowietrzno-kablowe z obciążeniem. Zaimplementowanie modelu sieci dystrybucyjnej w środowisku symulatora RTDS umożliwiło jego powiązanie w pętli sprzętowej HIL z opracowanym systemem SKN oraz z fizycznym regulatorem napięcia ARN transformatora GPZ z wprowadzonymi zmianami algorytmu (rys. I.3.1).

Do pobierania w czasie rzeczywistym pomiarów z pracującego modelu sieci SN oraz do zasilania tego modelu danymi o obciążeniu odbiorów oraz generacji źródeł służyło opracowane oprogramowanie symulatora stanu GPZ oraz oprogramowanie systemu SKN. Oba programy zostały uruchomione na komputerze przemysłowym połączonym z symulatorem RTDS przez sieciowe łącze komunikacyjne z protokołem IEC 60870-5-104. Z symulatora RTDS do regulatora URT poprzez karty wyjść dwustanowych wysyłany był na bieżąco numer zaczeptu transformatora 110/15 kV, a na kartach wyjść analogowych wystawiane były przebiegi napięcia i prądu po dolnej stronie tego transformatora. Regulator URT w trakcie pracy wysyłał do symulatora RTDS, poprzez kartę wejść dwustanowych, sygnały sterujące modelem przełącznika zaczeptów transformatora (sygnały: „zaczept wyżej”, „zaczept niżej”), tak aby w wyniku zmian przekładni transformatora napięcie pobierane z modelu sieci, które jest mierzone przez regulator, osiągnęło wartość zadaną nastawioną w regulatorze. Standardowe oprogramowanie regulatora URT zostało zmodyfikowane w ten sposób, że regulator przyjmował na bieżąco nową wartość zadaną napięcia wypracowaną w systemie SKN zamiast tej, która jest zapisana w danych konfiguracyjnych regulatora.

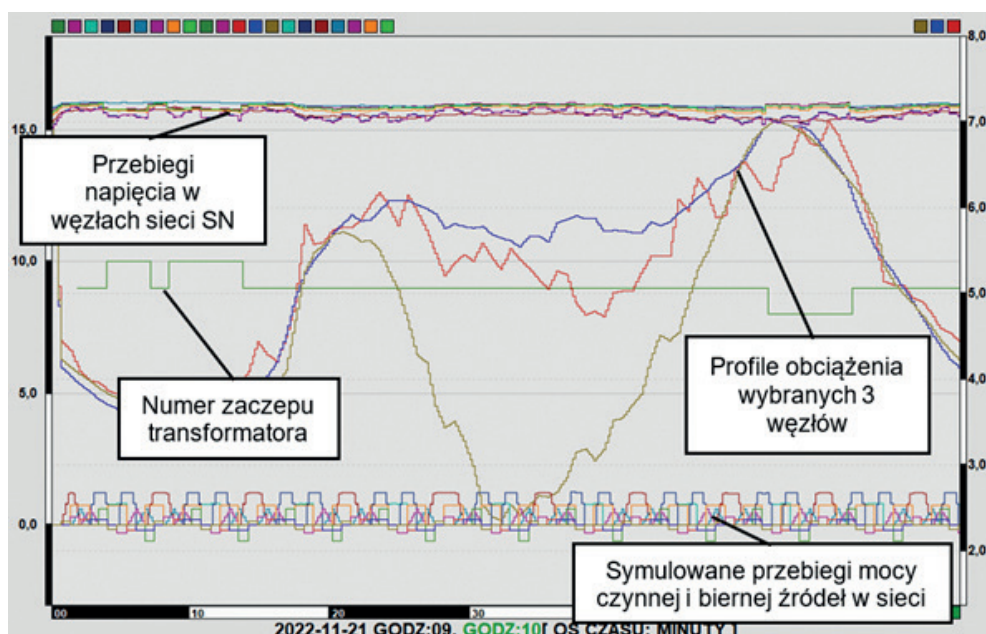
Oprogramowanie symulatora stanu GPZ wysyłało w kierunku RTDS sygnały sterujące, które w zamodelowanej sieci elektroenergetycznej powodowały zmiany mocy czynnej i biernej odbiorów oraz źródeł wytwórczych i źródeł mocy biernej. Z symulatora RTDS do systemu SKN wysyłane były zwrótnie aktualne wartości napięć w węzłach modelu sieci dystrybucyjnej. To pozwalało na prowadzenie badań, w których zmienność obciążeń w węzłach modelu odpowiada zmienności dobowej obciążeń w rzeczywistej sieci, a generacja rozproszona wewnątrz sieci SN stwarza warunki, w których można zbadać skuteczność algorytmu systemu SKN.



Rys. I.3.1. Schemat wymiany danych pomiędzy symulatorem RTDS a regulatorem URT i systemem kontroli napięcia

Przygotowanie danych do symulacji stanu sieci SN

Przygotowano dane symulacyjne dla pełnej doby. Dane te obejmowały trzy dobowe profile obciążenia mocą czynną i bierną dla obszarów sieci o charakterze przemysłowo-komercyjnym, komunalnym (dzielnica mieszkaniowa) i wiejskim (obszar rolniczy wokół małej miejscowości). Każdy profil składał się z 96 wartości mocy czynnej i biernej, co odpowiada czterem odczytom licznika AMI na godzinę – co 15 minut. Dane te pochodziły z rzeczywistych, uśrednionych odczytów liczników AMI mierzących pobór energii na transformatorach GPZ zasilających obszary sieci o podanych wyżej charakterach odbiorów. Tak uzyskane trzy profile obciążenia po przeskalowaniu do wartości rzeczywistego szczytowego obciążenia węzłów zamodelowanego obszaru sieci zostały zastosowane do generacji realistycznego rozdziału obciążeń węzłów sieci i szyn SN w GPZ. Na rys. I.3.2 pokazano odczytane z symulatora RTDS przebiegi wielkości odpowiadające dobie pracy zamodelowanego obszaru sieci.



Rys. I.3.2. Przebiegi zarejestrowane w czasie prowadzenia symulacji

Wyznaczenie linearyzowanego modelu odpowiedzi sieci SN metodą regresji

W czasie symulacji wszystkie dane były rejestrowane. W modelowanej sieci wybrano kilka punktów, w których występowały najniższe i najwyższe napięcia. Korzystając z zebranych rejestracji, w pierwszym etapie analizy danych identyfikowano, które węzły sieci SN wybrane do monitorowania przez system regulacji napięcia są w danej konfiguracji zasilane z którego (jednego z dwóch) transformatora GPZ. Identyfikacja polegała na badaniu korelacji pomiędzy zmianami napięcia na dwóch systemach w GPZ i zmianami napięcia wybranych węzłów sieci. W drugim etapie dla wybranych punktów w modelowanej sieci SN wyznaczono metodą regresji zależność tych wartości napięcia od mocy czynnej i biernej dostępnych źródeł. Założono, że źródła są technicznie przygotowane do generacji zadanego poziomu mocy biernej. W tab. I.3.1 przedstawiono przykładowe wyniki wyznaczenia współczynników liniowego modelu zależności napięcia w wybranych punktach sieci SN od potencjalnie sterowalnych źródeł generacji w tej sieci (wartości w kV/MW lub kV/Mvar). Uwagę zwracają współczynniki o wartości zerowej, bliskiej zera lub ujemnej bliskiej zera. Takie wartości wynikały z aktualnej topologii połączeń sieci SN i odpowiadały sytuacji, gdy źródło mocy biernej/ czynnej było zasilane z innego (drugiego) transformatora GPZ niż badany węzeł sieci. Droga oddziaływania źródła biegła przez węzeł 110 kV i oba transformatory. Wyróżnia się źródło „Biogazownia”, którego elektryczna odległość od GPZ była bardzo mała i dlatego przynajmniej w odniesieniu do mocy biernej jego wpływ na napięcie węzłów zasilanych z drugiego transformatora jest znaczący.

Tab. I.3.1. Współczynniki wrażliwości napięcia dU/dP w kV/MW i dU/dQ w kV/Mvar w wybranych punktach sieci na generację mocy czynnej i biernej źródeł

Źródło generacji		Węzeł sieci SN zasilany z TR1		Węzeł sieci SN zasilany z TR2				
		27_a	4	11	16	PZ	Sn1	Sn2
Biogazownia	P	-0,001	-0,001	0,004	0,004	0,004	0,031	0,032
	Q	0,123	0,179	0,975	0,958	0,968	1,330	0,609
FW1	P	-0,001	-0,001	0,069	0,069	0,069	0,006	0,006
	Q	0,0	0,0	0,159	0,157	0,158	0,066	0,066
FW2	P	0,001	0,0	0,001	0,110	0,111	0,006	0,006
	Q	-0,002	0,0	0,218	0,218	0,218	0,068	0,067
FW3	P	0,099	0,031	0,001	0,001	0,001	0,0	0,0
	Q	0,140	0,078	-0,002	-0,002	-0,002	0,002	0,002
FW4	P	0,0	-0,001	0,059	0,057	0,058	0,006	0,006
	Q	0,002	0,002	0,141	0,141	0,141	0,062	0,061
Magazyn	P	0,0	0,0	0,111	0,111	0,112	0,007	0,007
	Q	-0,004	-0,002	0,215	0,215	0,215	0,069	0,068

Przygotowano kilka zestawów danych symulacyjnych sieci SN, które odpowiadały jednej dobie obserwacji, ale różniły się sposobami przygotowania profili generacji źródeł w głębi sieci SN i zawartością składników losowych. Maksymalny rozrzut współczynników liniowego modelu zależności napięcia w wybranych punktach sieci SN od potencjalnie sterowalnych źródeł generacji w sieci SN przedstawia tab. I.3.2. Różnice wartości współczynników wrażliwości sieci występują na trzecim miejscu po przecinku.

Tab. I.3.2. Maksymalne różnice współczynników zależności dU/dQ dla napięcia węzłów sieci oznaczonych jako Sn1 i PZ. Współczynniki wyznaczone dla różnych zestawów symulacyjnych

Źródło generacji	Sn1		PZ	
	dU/dQ min	dU/dQ maks	dU/dQ min	dU/dQ maks
Biogazownia	0,965	0,969	0,868	0,872
FW1	0,066	0,073	0,158	0,162
FW2	0,067	0,071	0,218	0,219
FW3	0,002	0,002	-0,002	-0,001
FW4	0,061	0,063	0,141	0,145
Magazyn	0,068	0,072	0,215	0,221

Omówienie wyników testów funkcji optymalnego sterowania transformatorem w GPZ i źródłami mocy w głębi sieci SN

Wyniki optymalizacji wykorzystania zasobów regulacyjnych metodą MOLP na danych uzyskanych z symulacji wykazują bardzo dużą zależność od przyjętych współczynników kosztu w funkcji celu opisanej równaniem (I.3.7). Przykłady podano w tab. I.3.3. W kolumnach 1 i 2 oraz 3 i 4 znajdują się wyniki uzyskane przy przyjętych innych

wartościach współczynników. Spowodowało to otrzymanie innego wyniku optymalizacji: wartość napięcia w węźle oznaczonym jako PZ wracała do przyjętego poziomu zadanego wynoszącego 15,5 kV dzięki zmianie napięcia w GPZ (przez regulator napięcia transformatora) i różnej kombinacji dodatkowej generacji mocy biernej źródeł w głębi sieci SN (wartości w Mvar).

Zależność wyników optymalizacji od kombinacji wartości współczynników kosztu w funkcji celu pozwala kształtować właściwy z przyjętego punktu widzenia wynik optymalizacji. W trakcie prób okazało się, że dla wielu kombinacji współczynników kosztu rozwiązanie optymalne nie istnieje. Metodologia doboru współczynników kosztu wymaga opracowania.

Tab. I.3.3. Przykładowe wyniki korekty napięcia w węźle oznaczonym jako PZ przez skoordynowane zmiany napięcia w GPZ i generacji mocy biernej źródeł w głębi sieci SN

		Przykładowa korekta napięcia węzła PZ w sieci SN			
Numer zestawu współczynników wagowych		1	2	3	4
Napięcie węzła PZ przed optymalizacją	[kV]	15,282	15,350	15,280	15,350
Napięcie węzła PZ po optymalizacji		15,498	15,500	15,500	15,500
Zmiana napięcia SN w GPZ		0,109	0,074	0,086	0,062
Magazyn energii	ΔQ Mvar	0	0,15	0,312	0,15
FW1		0	0	0	0
FW2		0	0,098	0	0,045
FW3		0	0	0	0,042
FW4		0	0	0	0

Podsumowanie

Przeprowadzone badania potwierdziły poprawność przyjętej metody optymalizacji opartej na wielokryterialnym programowaniu liniowym MOLP. Zaproponowana metoda regulacji wykorzystuje źródła mocy biernej, działające w sieci średniego napięcia, w celu zapewnienia precyzyjnej kontroli napięcia wzdłuż linii zasilających. Algorytm sterowania został zaprojektowany tak, aby dostosowywać się do zmienności obciążeń i wpływu czynników pogodowych na generację rozproszoną poprzez bieżącą identyfikację stanu sieci. Takie podejście pozwala zarządzać problemami napięciowymi spowodowanymi przez generację rozproszoną, jednocześnie minimalizując i uzasadniając niezbędne ograniczenia tej generacji.

W wyniku realizacji pracy powstało kompletne środowisko programowe systemu wtórnej regulacji napięcia dla sieci SN, które w stosunkowo krótkim czasie można doprowadzić

do stanu umożliwiającego technicznie realizację wersji pilotażowej na wybranym obiekcie energetycznym.

Opracowany algorytm regulacji wymaga wyznaczenia linearyzowanego modelu zależności napięcia w monitorowanych węzłach sieci SN od zmian obciążenia mocą bierną i czynną innych węzłów. Optymalnym rozwiązaniem tego problemu jest wykorzystanie modelu sieci zrealizowanego przy użyciu bieżących danych systemu SCADA/EMS operatora. W pracy współczynniki modelu wyznaczono, korzystając z danych pobranych z symulatora czasu rzeczywistego. Należy opracować metody regresji pozwalające wyznaczać te współczynniki z zebranych danych historycznych lub bieżących danych pomiarowych z liczników AMI i urządzeń pomiarowych instalowanych w sieci SN. Należy zbadać, jaki wpływ na wyniki analizy regresji będą mieć: (i) zastosowanie pomiarów po niskiej stronie transformatorów odbiorczych (chodzi o liczniki bilansujące); (ii) zaokrąglanie dla liczników wyników pomiaru napięcia do liczby całkowitej; (iii) niesymetria obciążenia i nieznajomość kolejności faz.

Ze względu na ograniczenia objętościowe w rozdziale pominięto niektóre istotne elementy wybranej metody optymalizacji, jak sposób uwzględnienia dyskretnych zmiennych decyzyjnych czy możliwość przypisania umownych współczynników kosztu do sterowań generowanych przez system regulacji. Takie współczynniki umożliwiają nadanie priorytetów wykorzystania poszczególnych zasobów regulacyjnych w celu uwzględnienia w optymalizacji dodatkowych kryteriów technicznych lub ekonomicznych.

Bibliografia

1. Peskin M.A., Powell P.W., Hall E.J. Conservation voltage reduction with feedback from advanced metering infrastructure. Proceedings of the 2012 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (PES T&D), Orlando, 7–10 May 2012, s. 1–8.
2. Sun H., Guo Q., Qi J., Ajjarapu V., Bravo R., Chow J., Li Z., Moghe R., Nasr-Azadani E., Tamrakar U., Taranto G.N., Tonkoski R., Valverde G., Wu Q., Yang G. Review of challenges and research opportunities for voltage control in smart grids. IEEE Transactions on Power Systems 2019, 34(4), s. 2790–2801.
3. Richardot O., Besanger Y., Radu D., Hadjsaid N. Optimal location of pilot buses by a genetic algorithm approach for a coordinated voltage control in distribution systems. 2009 IEEE Bucharest PowerTech, Bucharest, Romania 2009, s. 1–7.
4. Liu C.C., Tomsovic K. An expert system assisting decision-making of reactive power/ voltage control. IEEE Transactions on Power Systems 1986, 1(3), s. 195–201.
5. Borghetti A., Bosetti M., Grillo S., Massucco S., Nucci C.A., Paolone M., Silvestro F. Short-term scheduling and control of active distribution systems with high penetration of renewable resources. IEEE Systems Journal 2010, 4(3), s. 313–322.
6. Beccuti A.G., Geyer T., Morari M. A hybrid system approach to power systems voltage control. Proceedings of the 44th IEEE Conference on Decision and Control 2005, s. 6774–6779.
7. Biserica M., Berseneff B., Bésanger Y., Kiény C. Upgraded coordinated voltage control for distribution systems. 2011 IEEE PES Trondheim PowerTech: The Power of Technology for a Sustainable Society 2011, s. 1–6.

8. Valverde G., Van Cutsem T. Model predictive control of voltages in active distribution networks. *IEEE Transactions on Smart Grid* 2013, 4(4), s. 2152–2161.
9. Fakham H., Ahmidi A., Colas F., Guillaud X. Multi-agent system for distributed voltage regulation of wind generators connected to distribution network. *IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)* 2010, s. 1–6.
10. Nyiam P.B., Salhi A. On the simplex, interior-point and objective space approaches to multiobjective linear programming. *Journal of Algorithms & Computational Technology* 2021, 15, s. 1–20.
11. Garg H. Goal programming; https://www.youtube.com/watch?v=3_hxxVOMwoE&t=376s.
12. Deb K. Multiobjective optimization; <https://www.youtube.com/watch?v=BEBsd0cK2xI&t=3366s>.
13. Gurzyński J. Opracowanie stanowiska do testowania doboru nastaw i działania urządzeń EAZ w sieci dystrybucyjnej SN z zastosowaniem symulatora RTDS. Instytut Energetyki o. Gdańsk, Gdańsk 2022.

I.4. Badania stanów nieustalonych kompensatora synchronicznego pracującego w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym

Adrian Nocoń¹, Rafał Maniara², Stefan Paszek³

¹ CH4 Moto Śląsk sp. z o.o.

² EthosEnergy Poland SA

³ Politechnika Śląska, Wydział Elektryczny, Katedra Elektrotechniki i Informatyki

Wprowadzenie

Współczesne systemy elektroenergetyczne stoją przed coraz większymi wyzwaniami związanymi z zarządzaniem mocą bierną, która ma duże znaczenie dla utrzymania stabilności napięciowej oraz optymalizacji rozplądów mocy czynnej. Moc bierna jest niezbędna do prawidłowego funkcjonowania elementów systemu, w tym odbiorników energii (np. silników indukcyjnych). Zarówno jej nadmiar, jak i niedobór mogą prowadzić do poważnych problemów eksploatacyjnych, w tym do przeciążeń sieci, wzrostu strat energii oraz spadków napięcia. W konsekwencji konieczne jest wdrażanie skutecznych metod kompensacji mocy biernej, pozwalających na utrzymanie stabilnych warunków pracy systemu elektroenergetycznego. Kompensacja ta ma znaczenie dla odbiorców energii. Zgodnie z zapisami umów są oni zobowiązani do utrzymania określonych współczynników mocy, a po przekroczeniu zadanej wartości naliczane są odpowiednie opłaty. Warto również zaznaczyć, że odpowiedniego kompensowania mocy biernej wymagają także systemy prosumenckie pracujące jako sieci wydzielone.

Do kompensacji mocy biernej stosuje się szereg rozwiązań technicznych, w tym baterie kondensatorów, dławiki oraz kompensatory synchroniczne. W odróżnieniu od pasywnych metod kompensacji (dławiki i kondensatory) kompensatory synchroniczne charakteryzują się możliwością dynamicznej i płynnej regulacji generowanej mocy biernej (zarówno jej wartości, jak i charakteru – indukcyjnego lub pojemnościowego). Dzięki temu, po wyposażeniu ich w odpowiednie układy regulacji, mogą aktywnie wspierać system, pełniąc funkcję elementu reagującego na nagłe zmiany stanu systemu. Ponadto ich bezwładność zwiększa inercję systemu elektroenergetycznego (szczególnie w przypadku zastosowania dużych zasobników energii kinetycznej, takich jak koła zamachowe osadzone na wspólnym wale z kompensatorem), co może skutecznie wpływać na poprawę stabilności katowej całego systemu.

Należy podkreślić, że pewną alternatywą dla kompensatorów synchronicznych są układy energoelektroniczne, zaprojektowane w taki sposób, aby umożliwiała regulację wartości

generowanej mocy biernej. Rozwiązania te nie wprowadzają jednak do systemu dodatkowej inercji, co oznacza brak naturalnego wpływu na poprawę stabilności systemu. Co prawda układy te mogą aktywnie wspierać system w stanach nieustalonych, jednak wsparcie to ma charakter sztuczny, ponieważ wynika z działania odpowiednio dobranych układów regulacji [1].

Problematyka kompensacji mocy biernej jest stale obecna w literaturze przedmiotu. Zwiększone zainteresowanie tą kwestią jest związane z wciąż rosnącym udziałem produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Kompensacja ma szczególne znaczenie w obszarach systemu o dużym nasyceniu generacją z farm wiatrowych oraz paneli fotowoltaicznych, gdzie problemy mogą wynikać ze znacznych zmian wartości i charakteru mocy biernej dużych farm wiatrowych [2] (w mniejszym stopniu dotyczy to paneli fotowoltaicznych). W ogólnym przypadku farma, która nie generuje mocy czynnej, wykazuje charakter pojemnościowy ze względu na rozległe sieci kablowe o znacznej pojemności. W przypadku pracujących siłowni wiatrowych charakter ten może ulec zmianie z uwagi na fakt, że w siłowniach tych zazwyczaj pracują generatory asynchroniczne pobierające moc indukcyjną.

Tematyka badań naukowych oprócz ogólnych rozważań dotyczących wykorzystania kompensatorów synchronicznych w systemie elektroenergetycznym [3] obejmuje też przegląd problematyki związanej z modernizacją sieci elektroenergetycznych oraz analizę tego, w jaki sposób kompensatory synchroniczne mogą się przyczynić do zwiększenia stabilności i niezawodności sieci w kontekście rosnącego udziału odnawialnych źródeł energii [4]. Podobną tematykę porusza się w pracy [5], której autorzy proponują konwersję wycofywanych generatorów na kompensatory synchroniczne w celu poprawy stabilności sieci w systemach z dużym udziałem odnawialnych źródeł energii. Zastosowanie odpowiednio zoptymalizowanych kompensatorów synchronicznych jako sposób zwiększenia stabilności napięcia i częstotliwości w systemie elektroenergetycznym proponują autorzy prac [6–8]. Ponadto w tym kontekście można wymienić pracę [9] poświęconą przesyłowi energii liniami prądu stałego. Należy podkreślić, że tematyka kompensacji nierozzerwalnie związana jest z generacją wiatrową. Warto się także zapoznać z publikacjami [10–12].

Zgodnie z wynikami badań stosowanie kompensatorów synchronicznych jako elementów systemu służących do kompensacji mocy biernej wiąże się z wieloma korzyściami. W szczególności stanowią one istotne wsparcie dla systemu elektroenergetycznego w stanach nieustalonych, zwłaszcza przy rosnącym udziale odnawialnych źródeł energii. Oczywiście jest, że budowa i instalacja kompensatorów synchronicznych, zwłaszcza tych wyposażonych w koła zamachowe w celu zwiększenia inercji, wiąże się z kosztami i licznymi wyzwaniem. Pewnym rozwiązaniem tego problemu jest (wspomniana w artykule [5]) konwersja wycofywanych z użytku węglowych bloków energetycznych na kompensatory synchroniczne [6, 7]. Proces ten polega na odłączeniu turbiny od generatora, modyfikacji systemu sterowania oraz dostosowaniu układów chłodzenia i smarowania do nowych warunków pracy. W ramach konwersji możliwa jest również modernizacja generatora,

która zmieni jego parametry [13], np. poprzez zwiększenie dopuszczalnych wartości prądu wzbudzenia i twornika oraz zwiększenie napięcia pracy stojana, co pozwoli na zwiększenie dopuszczalnej wartości generowanej mocy biernej. W zmodyfikowanym generatorze możliwe jest także dokonanie zmiany parametrów w celu poprawy tłumienia oscylacji w stanach nieustalonych. Należy podkreślić, że konwersja generatorów na kompensatory pozwala na ponowne wykorzystanie istniejącej infrastruktury wraz z zachowaniem miejsc pracy w likwidowanych elektrowniach i podtrzymaniem kompetencji kadry technicznej. Dodatkowo **utrzymanie istniejących punktów przyłączeniowych do sieci przesyłowej** minimalizuje potrzebę rozbudowy sieci oraz **zmniejsza ryzyko opóźnień administracyjnych i środowiskowych związanych z budową nowych obiektów**. Takie rozwiązanie znacząco obniża nakłady finansowe i skraca czas wdrożenia w porównaniu z budową nowych kompensatorów synchronicznych.

W kontekście Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) przekształcenie bloków węglowych na kompensatory synchroniczne ma ogromny potencjał z uwagi na plany związane z dekarbonizacją, która wymusza ich stopniowe wyłączenie. Niezależnie od uwarunkowań politycznych proces systematycznego wycofywania z eksploatacji bloków węglowych nieprzerwanie postępuje. Według różnych planów w Elektrowni Sierśa w najbliższym czasie mają zostać odstawione dwa bloki, w Elektrowni Jaworzno (II i III) aż osiem bloków, w Elektrowni Łaziska – cztery bloki. Istnieją plany wyłączeń całych elektrowni, w tym Elektrowni Rybnik. Do całości planów likwidacyjnych można dołączyć, analizowane w dalszej części rozdziału, Elektrownię Kozienice (w której bloki nr 1 i nr 8 mają zostać trwale wycofane z eksploatacji do 31 grudnia 2028 r., co spowoduje utratę 1840 W mocy czynnej) i Elektrownię Dolna Odra (gdzie bloki nr 1 i nr 2 już zostały trwale wycofane z eksploatacji 31 grudnia 2020 r.), a bloki nr 5 i nr 6 zostaną wyłączone z eksploatacji w 2025 r.

Dla pełnego obrazu należy jeszcze wspomnieć o wyłączeniach bloków lub likwidacji całych zakładów wytwórczych, w których pracowały jednostki wytwórcze o mocach znamionowych mniejszych niż 100 MVA. Przykładami są tu likwidacja elektrowni (elektrociepłowni) Chebzie i Miechowice na Śląsku czy modernizacja Elektrociepłowni Żerań. Dzięki dużemu rozproszeniu i istniejącej infrastrukturze technicznej wycofywane jednostki mogą odegrać znaczącą rolę w stabilizacji pracy systemu, dostarczając moc bierną oraz wspomagając tłumienie kołysań elektromechanicznych.

W odpowiedzi na te wyzwania Polskie Sieci Elektroenergetyczne planują budowę co najmniej pięciu kompensatorów synchronicznych o jednostkowej mocy w zakresie 200–300 MVA oraz instalację kilkunastu dławików kompensacyjnych o mocach sięgających 100 Mvar każdy. Łącznie planowane działania mają objąć do 2030 r. kilkanaście lokalizacji w newralgicznych punktach sieci przesyłowej.

Reasumując, konwersja odstawianych generatorów synchronicznych na kompensatory może się stać ważnym elementem transformacji energetycznej, poprawiającym warunki pracy KSE.

W związku z tym w niniejszym rozdziale przedstawiono badania wybranych stanów nieustalonych kompensatorów synchronicznych pracujących w KSE, pokazujące możliwość ograniczenia kołysań elektromechanicznych. Do badań wykorzystano symulację komputerową przeprowadzoną w programie PSLF firmy GE. W modelu matematycznym uwzględniono dwa fragmenty Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, jeden obejmujący obszar wokół Elektrowni Kozienice, a drugi – wokół Elektrowni Dolna Odra.

Model matematyczny fragmentu KSE

Badania symulacyjne podzielono na dwie części. W pierwszym etapie przeprowadzono badania wpływu obecności kompensatora synchronicznego na stany nieustalone w wybranym fragmencie KSE wywołane przemijającym zwarcie. Drugi etap stanowiły badania stanu nieustalonego KSE wywołanego nagłą zmianą mocy generowanej, spowodowaną awaryjnym wyłączeniem dużej farmy wiatrowej. Oba badane stany nieustalone, choć przynoszą podobne skutki (w tym kołysania elektromechaniczne), mają odmienną naturę. W pierwszym przypadku zakłócenie (zwarcie w sieci) można zaliczyć do tzw. dużych zakłóceń, zwłaszcza jeżeli zwarcie nastąpiło blisko jednostki wytwórczej. Po ustąpieniu zwarcia system elektroenergetyczny zazwyczaj wraca do stanu poprzedniego, z wyjątkiem sytuacji, w których z uwagi na likwidację zwarcia następują procesy łączeniowe modyfikujące strukturę sieci lub wskutek stanu nieustalonego jednostki wytwórcze tracą synchronizm i zostają wyłączone przez odpowiednie zabezpieczenia. Drugi stan nieustalony – nagła zmiana mocy generowanej w KSE związana z wyłączeniem jednostek wytwórczych – zaliczany jest do zakłóceń małych, a system elektroenergetyczny po tym zakłóceniu przechodzi do nowego punktu pracy z uwagi na zmianę mocy wytwarzanej w nadal pracujących jednostkach wytwórczych.

W obu przypadkach badaniom podlegał fragment Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Do badań wybrano dwa obszary, w których zainstalowane są jednostki wytwórcze zgodnie z niektórymi planami przeznaczone do odstawienia. Jednostki te, jak wspomniano we wprowadzeniu, po odpowiednim dostosowaniu mogą być wykorzystane jako kompensatory synchroniczne.

Pierwszy badany obszar zlokalizowany jest w centralnej Polsce i obejmuje 126 węzłów z dziesięcioma jednostkami wytwórczymi. W granicach badanego obszaru leży Elektrownia Kozienice, w której przewiduje się wyłączenie dwóch jednostek klasy 200 MW. Drugi obszar stanowi północno-zachodni fragment KSE z elektrownią Dolna Odra, w której do odstawienia przewidziano kilka bloków, również klasy 200 MW.

Obie elektrownie wybrano do badań ze względu na potencjał wykorzystania odstawionych bloków jako kompensatorów synchronicznych. Przy czym Elektrownię Dolna Odra, znajdującą się w województwie zachodniopomorskim, wybrano dodatkowo z powodu połączenia węzła Krajnik (tj. węzła, do którego przyłączone są jednostki wytwórcze Dolnej Odry) liniami przesyłowymi 400 kV oraz 110 kV ze stacjami elektroenergetycznymi

położonymi na wybrzeżu Bałtyku, do których najprawdopodobniej zostaną przyłączone morskie farmy wiatrowe.

Fragmenty KSE przeznaczone do badań zostały utworzone przez wycięcie określonej liczby węzłów i zastąpienie pozostałej części KSE ekwiwalentnymi generatorami, odbiornikami oraz liniami [14]. Do wyznaczenia ekwiwalentu KSE wykorzystano program Plans przeznaczony do obliczeń rozptyłu mocy w systemie elektroenergetycznym. Dane KSE zaczerpnięto zaś z plików KDM przekazanych przez polskiego operatora systemu przesyłowego.

W badaniach symulacyjnych wykorzystano program PSLF firmy GE. Do obliczeń użyto modeli matematycznych z bazy IEEE oraz modeli własnych opracowanych na potrzeby analiz KSE [15–20], a ich parametry przyjęto zgodnie z wiedzą autorów badań [18]. Generatory synchroniczne jednostek ekwiwalentnych (odpowiednik zredukowanych fragmentów KSE) odwzorowano przez model matematyczny prymitywnej maszyny synchronicznej [21] z pominięciem oddziaływania układu wzbudzenia i turbiny napędowej. Pozostałe generatory synchroniczne odwzorowano modelem GENROU [15, 17, 19]. Dla tych generatorów uwzględniono również układy wzbudzenia, odwzorowując je za pomocą modelu krajowego statycznego układu wzbudzenia [18]. Turbiny w tych źródłach odwzorowano zaś modelem IEEEG1. Ze względu na obecność w obu analizowanych fragmentach farm wiatrowych w modelu matematycznym systemu uwzględniono siłownie wiatrowe poprzez model pierścieniowego generatora asynchronicznego z modulowaną rezystancją w obwodzie wirnika [21]. Wszystkie odbiory w analizowanym fragmencie KSE odwzorowano przez stałe impedancje o wartości dobranej tak, aby w stanie ustalonym pobierały moc czynną i moc bierną zgodne z mocami wyznaczonymi w obliczeniach rozptylowych.

Do stabilizacji pracy kompensatorów zastosowano stabilizatory systemowe. W przypadku badań kompensatora zainstalowanego w Elektrowni Kozienice wykorzystano stabilizator PSS2A [17–19]. Natomiast dla kompensatora w Elektrowni Dolna Odra użyto stabilizatora PSS3B [22]. Parametry obu stabilizatorów (tj. wzmocnienia i stałe czasowe) dobrano, korzystając z algorytmu genetycznego [22], minimalizując wartość funkcji celu:

$$Q(\mathbf{K}_{PSS}) = \sum_{i=0}^n (\Delta P_i(\mathbf{K}_{PSS}))^2 \quad (I.4.1)$$

gdzie:

$\mathbf{K}_{PSS}$ – wektor optymalizowanych parametrów stabilizatora systemowego, ΔP_i – odchyłki mocy czynnej generatora synchronicznego przyłączonego w tym samym węźle sieci co analizowany kompensator synchroniczny w kolejnych i -tych chwilach czasu.

Badania symulacyjne

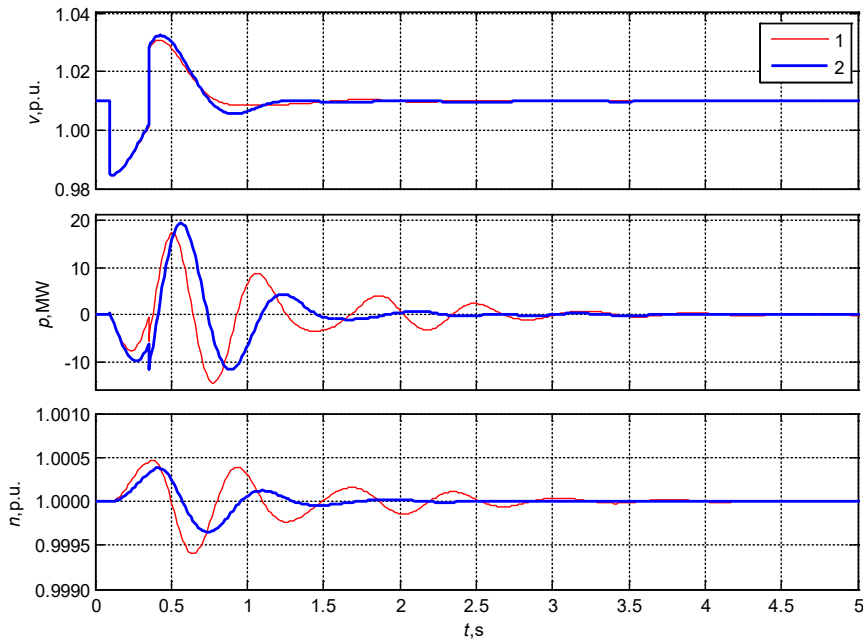
Jednym z poważniejszych zakłóceń pracy maszyny synchronicznej (generatora lub kompensatora) jest zwarcie, zwłaszcza występujące blisko punktu przyłączenia maszyny do

sieci. W czasie zwarcia gwałtownie zmienia się napięcie w punkcie przyłączenia. Zakłócona zostaje wówczas równowaga momentów napędowego i obciążenia maszyny, co wywołuje stan nieustalony, w którym pojawiają się kołysania elektromechaniczne. Kołysania te w niekorzystnych przypadkach mogą spowodować utratę stabilności kątowej jednostek wytwórczych, a w konsekwencji ich awaryjne wyłączenie. Warto podkreślić, że w niektórych jednostkach wytwórczych kołysania elektromechaniczne mogą być słabo tłumione, a nawet narastać, co może prowadzić do utraty stabilności kątowej całego systemu. W związku z tym ich tłumienie jest tak istotne.

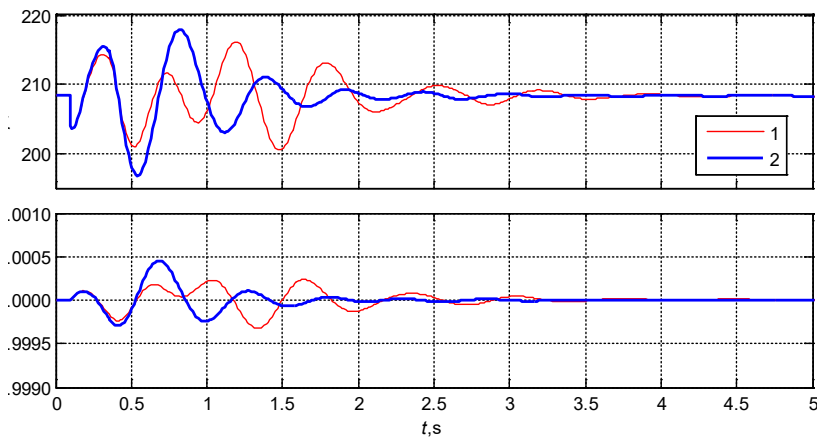
Jednym ze sposobów tłumienia kołysań elektromechanicznych, a tym samym poprawy stabilności kątowej systemu, jest zastosowanie odpowiednio dobranych stabilizatorów systemowych PSS (*power system stabilizers*). Stabilizatory systemowe jako element układu wzbudzenia maszyny synchronicznej tłumią kołysania elektromechaniczne poprzez wytworzenie dodatkowej, tłumiącej składowej momentu elektromagnetycznego maszyn synchronicznych [22]. Są one zazwyczaj instalowane w generatorach synchronicznych w kluczowych węzłach systemu, tj. w węzłach, które wywierają największy wpływ na jego stabilność [23].

W prezentowanych badaniach przyjęto, że generatory w analizowanych węzłach sieci nie będą wyposażone w układy stabilizacyjne. Założenie takie pozwoliło na uwydatnienie oddziaływania kompensatorów synchronicznych. Należy podkreślić, że korzystne oddziaływanie kompensatorów na system elektroenergetyczny w stanach nieustalonych występuje również, gdy pozostałe generatory wyposażone są w stabilizatory. Niemniej jednak dobranie zarówno odpowiednich nastawień stabilizatorów, jak i ich miejsca instalacji wymaga przeprowadzenia optymalizacji lub polioptymalizacji [22] z uwzględnieniem wielu czynników, co nie było celem niniejszych badań.

Jak już wspomniano, w pierwszej części badań analizowano stan nieustalony wywołany przemijającym zwarcie w linii zlokalizowanej niedaleko Elektrowni Kozienice. Dla uproszczenia przyjęto, że zwarcie w sieci zostało zlikwidowane bez udziału układów samoczynnego ponownego załączenia (SPZ), tzn. nie zamodelowano pełnego cyklu zwarcie–SPZ, a linia, w której wystąpiło zwarcie, nie została wyłączona. Czas trwania zwarcia przyjęto jako równy 250 ms. Uzyskane wyniki przedstawiono na rys. I.4.1 i I.4.2, przy czym na rys. I.4.1 zaprezentowano przebiegi napięcia twornika v , mocy chwilowej p i prędkości wirowania n kompensatora synchronicznego dla dwóch przypadków, tj. dla zakłócenia w układzie z kompensatorem wyposażonym i niewyposażonym w PSS, na rys. I.4.2 pokazano zaś te same przebiegi dla generatora synchronicznego klasy 200 MW zainstalowanego w elektrowni, jednak dla zakłócenia w układzie bez kompensatora i z kompensatorem wyposażonym w stabilizator systemowy PSS2A.



Rys. I.4.1. Przebiegi napięcia, mocy chwilowej i prędkości obrotowej kompensatora synchronicznego (przebieg 1 – kompensator bez PSS, 2 – kompensator wyposażony w PSS)



Rys. I.4.2. Przebiegi mocy chwilowej i prędkości obrotowej generatora synchronicznego bloku Elektrowni Kozienice (przebieg 1 – układ bez kompensatora, 2 – układ z kompensatorem wyposażonym w PSS)

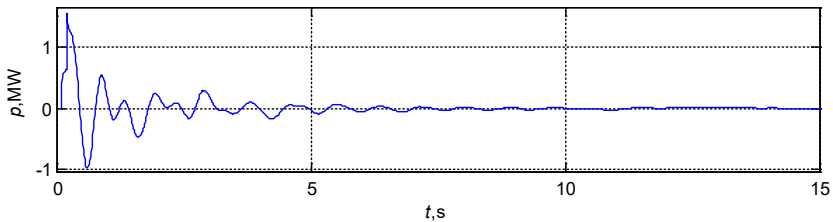
W drugim etapie badano stan nieustalony wybranego fragmentu KSE wywołany zakłóceniem w postaci nagłej zmiany mocy generowanej. Zmianę tę wywołało awaryjne wyłączenie dużej farmy wiatrowej przyłączonej do linii przesyłowej zlokalizowanej w pobliżu Elektrowni Dolna Odra i połączonej z węzłem Krajnik linią 110 kV.

Analizowany w drugim etapie stan niestabilny też wywołuje kołysania elektromechaniczne. W niekorzystnych warunkach, przy braku odpowiedniego tłumienia, mogą one doprowadzić do utraty synchronizmu przez jednostki wytwórcze. Konsekwencją tego jest ich awaryjne wyłączenie powodujące pogłębienie stanu niestabilnego związanego z utratą mocy wytwarzanej. W związku z tym również w takim przypadku należy w systemie instalować układy tłumiące kołysania elektromechaniczne.

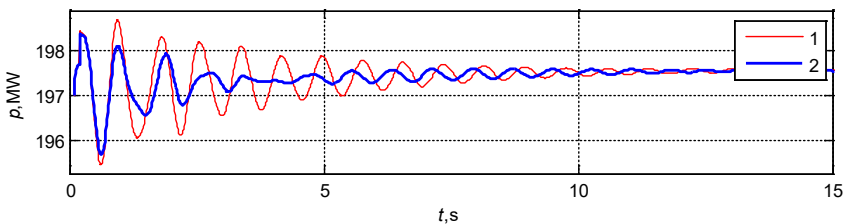
Podobnie jak w pierwszym etapie, w tej części badania nie uwzględniono układów stabilizujących pracę jednostek w celu uwidocznienia oddziaływania kompensatora synchronicznego.

Na rys. I.4.3–I.4.5 przedstawiono przebiegi mocy chwilowej dla analizowanego zakłócenia. Porównano przebiegi dla układu sieciowego bez kompensatora oraz z kompensatorem wyposażonym dodatkowo w koło zamachowe zwiększające inercję mechaniczną oraz stabilizator systemowy PSS3B. Rys. I.4.3 obrazuje przebieg stanu niestabilnego kompensatora, natomiast na rys. I.4.4 i I.4.5 pokazano przebieg dla dwóch generatorów różnych bloków elektrowni. Jak łatwo zauważyć, użycie kompensatora synchronicznego poprawia tłumienie kołysań elektromechanicznych w jednym z bloków (rys. I.4.4), ale już w niewielkim stopniu wpływa na przebiegi dla innego generatora (rys. I.4.5).

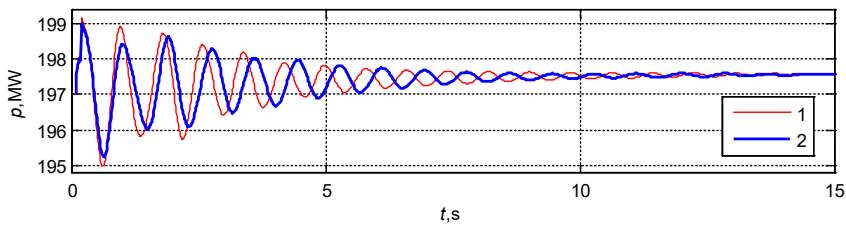
Należy podkreślić, że w przypadku analizy zarówno Elektrowni Kozienice, jak i Elektrowni Dolna Odra kompensator synchroniczny tłumił kołysania jedynie w części jednostek wytwórczych (por. rys. I.4.4 i I.4.5).



Rys. I.4.3. Przebiegi mocy chwilowej kompensatora synchronicznego zainstalowanego w Elektrowni Dolna Odra



Rys. I.4.4. Przebiegi mocy chwilowej generatora synchronicznego bloku nr 2 Elektrowni Dolna Odra (przebieg 1 – układ bez kompensatora, 2 – układ z kompensatorem wyposażonym w PSS3B)



Rys. I.4.5. Przebiegi mocy chwilowej generatora synchronicznego bloku nr 8 Elektrowni Dolna Odra (przebieg 1 – układ bez kompensatora, 2 – układ z kompensatorem wyposażonym w PSS3B)

Podsumowanie

Biorąc pod uwagę przeprowadzone badania i informacje zawarte w literaturze przedmiotu, należy stwierdzić, że wykorzystanie kompensatora synchronicznego w węźle wytwórczym (elektrowni) pozwala na kompensację mocy oraz ograniczenie kołysań elektromechanicznych jednostek wytwórczych pracujących w KSE. Konwersja generatorów na kompensatory daje możliwość wykorzystania istniejącej infrastruktury, co m.in. obniża nakłady finansowe związane z uruchomieniem kompensatorów dużej mocy w KSE.

Kompensatory synchroniczne zapewniają ponadto:

- płynną kompensację mocy biernej w szerokim zakresie (np. kompensację mocy pojemnościowej niepracujących farm wiatrowych, w tym offshore);
- poprawę warunków pracy generatorów synchronicznych przyłączonych do tego samego węzła sieci, zwiększenie mocy zwarciowej systemu (ograniczenie zapadów napięć, zmniejszenie podatności na odkształcenia przebiegu napięcia, poprawa właściwości identyfikacji i eliminacji zakłóceń zwarciowych) oraz
- ograniczenie wyższych harmonicznych napięcia.

Tematyka poruszana w niniejszym rozdziale jest rozległa i wymaga dalszych badań. W odniesieniu do poprawy warunków pracy KSE w stanach nieustalonych w szczególności należy podjąć badania nad wzajemnymi interakcjami układów regulacji, a dodatkowo nad wyznaczeniem węzłów krytycznych, w których uruchomienie kompensatorów synchronicznych z jednej strony pozwoli na obniżenie kosztów dzięki wykorzystaniu istniejącej infrastruktury (elektrowni i sieci), z drugiej zaś najbardziej korzystnie wpłynie na przebiegi w stanach nieustalonych.

Bibliografia

1. Rasolomampionona D.D. Optymalizacja parametrów regulatorów przesuwników fazowych w liniach powiązań międzysystemowych uwzględniająca automatyczną regulację częstotliwości i mocy wymiany, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2007.
2. Lubośny Z. Elektrownie wiatrowe w systemie elektroenergetycznym. Wydawnictwo WNT, Warszawa 2007.

3. Dziendziel A., Rzepka P., Szablicki M. Przegląd rozwiązań kompensatorów synchronicznych na świecie. *Przegląd Elektrotechniczny* 2023, 99(9), s. 15–18.
4. Soleimani H., Habibi D., Ghahramani M., Aziz A. Strengthening power systems for net zero: a review of the role of synchronous condensers and emerging challenges. *Energies* 2024, 17(13), 3291.
5. Mangunkusumo K.G.H., Rizqiawan A., Sriyono S., Munir B.S., Pramana P.A., Ridwan M. Enhancing grid stability in renewable energy systems through synchronous condensers: a case study on dedieselization and assessment criteria development. *Energies* 2025, 18(6), 1410.
6. Krok R. Propozycja wykorzystania odstawianych generatorów TGH-120 do kompensacji mocy biernej. *Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej* 2019, 67, s. 43–46.
7. Krok R. Przystosowanie generatorów klasy 120 MW do pracy w charakterze kompensatora synchronicznego. *Przegląd Elektrotechniczny* 2020, 96(3), s. 29–32.
8. Sun Z., Qiao J., Meng X., Pan C., Li Z., Belikov J., Levron Y. Hierarchical optimization configuration strategy of synchronous condenser in high penetration wind power sending systems. *Electronics* 2024, 13, 4359.
9. Tao Z., Wang T., Cai D., Chen R. Research on reactive power optimization of synchronous condensers in HVDC transmission based on reactive power conversion factor. *Energies* 2024, 17(7), 4294.
10. Dimitropoulos D., Bakhshizadeh M.K., Kocewiak L., Wang X., Blaabjerg F. Impact of synchronous condensers' ratings on mitigating subsynchronous oscillations in wind farms. *Energies* 2024, 17(7), 1730.
11. Glinka T. Generatory synchroniczne jako kompensatory mocy biernej i filtry wyższych harmonicznych. *Maszyny Elektryczne: zeszyty problemowe* 2013, 1(98), s. 51–62.
12. Mazur M. Kompensatory synchroniczne rozwiązaniem zapewniającym bezpieczeństwo krajowego systemu elektroenergetycznego w miksie energetycznym przyszłości. *Wiadomości Elektrotechniczne* 2024, 92(4), s. 10–15.
13. Adamek J., Krok R. Modernizacja wirnika w celu zwiększenia mocy znamionowej generatora TGH-120 do 130 MW. *Energetyka* 2005, 9, s. 594–597.
14. Machowski J., Lubośny Z. *Stabilność systemu elektroenergetycznego*. Wydawnictwo WNT, Warszawa 2018.
15. IEEE Power and Engineering Society. IEEE Std 1110™-2002: IEEE Guide for Synchronous Generator Modeling Practices and Applications in Power System Stability Analyses.
16. IEEE Power and Engineering Society. IEEE Std™ 421.5-2016: IEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies.
17. Nocoń A. *Elektromechaniczne stany nieustalone źródeł rozproszonych pracujących w systemie elektroenergetycznym*. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2019.
18. Paszek S., Berhausen S., Boboń A., Majka Ł., Nocoń A., Pasko M., Pruski P., Kraszewski T. *Pomiarowa estymacja parametrów dynamicznych generatorów synchronicznych i układów wzbudzenia pracujących w krajowym systemie elektroenergetycznym*. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2013.
19. Paszek S., Boboń A., Berhausen S., Majka Ł., Nocoń A., Pruski P. *Synchronous generators and excitation systems operating in a power system. Measurement methods and modeling. Lecture Notes in Electrical Engineering 631*. Springer 2020.
20. Zajczyk R. *Modele matematyczne systemu elektroenergetycznego do badania elektromechanicznych stanów nieustalonych i procesów dynamicznych*. Wydawnictwo Politechniki Gdańskiej, Gdańsk 2003.

21. Paszek W. Dynamika maszyn elektrycznych prądu przemiennego. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 1998.
22. Paszek S., Nocoń A. Optimisation and polyoptimisation of power system stabilizer parameters. Lambert Academic Publishing, Saarbrücken 2014.
23. Pruski P., Paszek S. Określenie zespołów wytwórczych krytycznych dla stabilności kątowej systemu elektroenergetycznego. Przegląd Elektrotechniczny 2021, 97(3), s. 51–55.

I.5. Spełnienie wymogu przejścia przez zwarcie synchronicznej jednostki wytwórczej typu D

Mariusz Mazur

Instytut Energetyki – Państwowy Instytut Badawczy, Oddział Gdańsk

Wprowadzenie

Wymaganie przejścia przez zwarcie wynika z Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci [1]. Rozporządzenie to zostało opublikowane 27 kwietnia 2016 r., a weszło w życie 17 maja 2016 r. Należy zauważyć że stosowanie wymogów zawartych w niniejszym Rozporządzeniu na terenie Unii Europejskiej rozpoczęło się z dniem 27 kwietnia 2019 r. Od tego czasu wszystkie nowe moduły wytwarzania energii typów B, C i D zdefiniowane w kodeksie sieci przyłączane do KSE (Krajowego Systemu Elektroenergetycznego), zarówno do sieci przesyłowej, jak i dystrybucyjnej, a także istniejące moduły wytwarzania energii typów C i D modernizowane w takim stopniu, że ich umowa przyłączeniowa musi zostać zmieniona, muszą, zgodnie z art. 4. ust. 1 pkt a), obligatoryjnie spełniać, odpowiednio do zakresu modernizacji, nowe wymogi rozporządzenia. Na podstawie przedmiotowego rozporządzenia PSE SA ustanowiły obowiązujące w KSE progi mocy kwalifikujące moduł wytwarzania energii do poszczególnych typów. Rozpatrywane w rozdziale wymogi odnoszą się do jednostek typu D, dla których minimalny poziom mocy znamionowej to 75 MW, przy czym każdy moduł przyłączony do napięcia 110 kV lub wyższego automatycznie jest modułem kwalifikowanym do typu D.

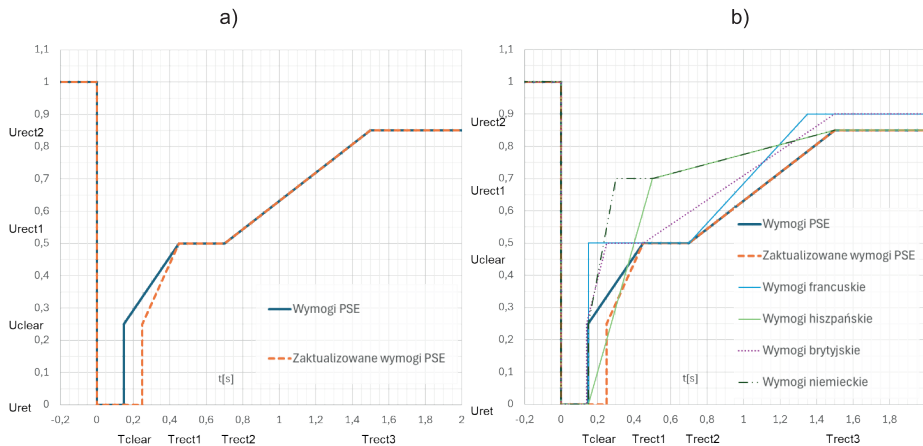
Szczegółowe wymogi zostały określone na podstawie art. 7 ust. 1 w procesie publicznych konsultacji, w ogłoszonym i zatwierdzonym przez prezesa URE w dniu 2 stycznia 2019 r. dokumencie PSE SA określającym wymogi ogólnego stosowania [2]. W dniu 1 lutego 2024 r. PSE SA wydały zaktualizowane wymogi [3], które uszczegóławiają, ale i zaostrzają wymagania dotyczące warunku przejścia przez zwarcie jednostki wytwórczej, określane często skrótem FRT (*fault ride through*). Zaproponowane w [3] wartości są maksymalnymi dopuszczalnymi czasami określonymi w [1], przy czym czas wyłączenia zwarcia T_{clear} powinien według [1] wynosić 0,14–0,15 s (lub 0,14–0,25 s, jeżeli takie są wymagania w zakresie systemu zabezpieczeń i bezpiecznego działania). Praktyczne czasy wyłączania zwarcia w KSE są jednak krótsze, bliższe raczej 0,12 s.

Dość istotne zagadnienie stanowi weryfikacja spełnienia tego wymagania; z oczywistych względów nie jest możliwe potwierdzenie tego faktu za pomocą rzeczywistych testów obiektowych, szczególnie dla dużych generatorów. Dlatego też podstawową, określoną w kodeksie sieci, metodą weryfikacji spełnienia przez moduły wytwarzania energii tego

wymogu są symulacje zgodności. Realizuje się to za pomocą analiz modelowych. Maszyna synchroniczna reaguje na zwarcie, dostarczając prądy zwarciove. W tym wypadku kluczowe znaczenie ma utrzymanie maszyny w synchronizmie, czyli niedopuszczenie do przekroczenia przez kąt mocy granicy stabilności. Aby było to możliwe, oprócz parametrów samej maszyny oraz reaktancji pomiędzy jej zaciskami a punktem przyłączeniowym do sieci istotną rolę odgrywa właściwe zaprojektowanie układu wzbudzenia [4], a w szczególności jego systemu zasilania. Generatory synchroniczne dużych mocy nie są produkowane seryjnie, ich parametry dopasowywane są zwykle do specyfiki obiektu, dlatego weryfikacja spełnienia tej zdolności w drodze certyfikacji bazującej na badaniach laboratoryjnych [5] nie ma praktycznego zastosowania. Instalacja każdej nowej jednostki wytwórczej wymagać będzie zatem weryfikacji poprzez badania modelowe konkretnego projektu.

Wymagania FRT dla synchronicznych modułów typu D

Szczegółowe wymagania kodeksów sieciowych [2] określają, że synchroniczny moduł wytwórczy może się odłączyć od sieci w czasie zwarcia, jeżeli jedno z napięć międzyfazowych obniży się poniżej wymaganego profilu zwarcia w miejscu przyłączenia danej jednostki do sieci. Proponowana aktualizacja [3] tych wymogów zaostrza to wymaganie jeszcze bardziej, przedłużając czas zwarcia T_{clear} do 250 ms (rys. I.5.1). Dodatkowo w zaktualizowanych wymaganiach znalazł się warunek, zgodnie z którym pozostawanie w pracy podczas zwarcia musi być spełnione w całym wymaganym obszarze pracy jednostki wytwórczej, określonym przez wykres PQ danego generatora, jak również wymagania co do jego zakresu pracy i przeciążeń [6], tzn., że przed wystąpieniem zwarcia moduł może pracować w dowolnym punkcie z wymaganego zakresu mocy czynnej i biernej oraz dopuszczalnego długotrwale napięcia.



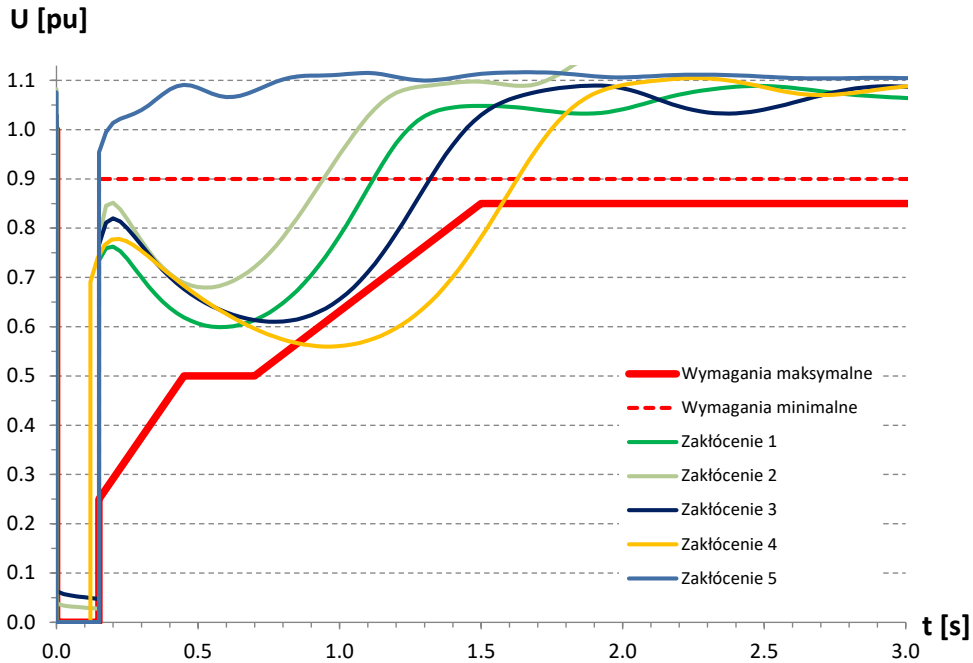
Rys. I.5.1. Wymagany profil niewyłączenia synchronicznej jednostki wytwórczej w czasie zwarcia dla modułów synchronicznych typu D, określony w [2] i [3], oraz jego porównanie z wybranymi wymaganiami europejskimi

Wymagane profile FRT (rys. I.5.1) są identyczne zarówno dla zwarć trójfazowych, jak i międzyfazowych. Ponieważ z punktu widzenia synchronicznej jednostki wytwórczej trudniejszy do spełnienia jest warunek zwarcia trójfazowego [7], właśnie on jest rozpatrywany w analizach przedstawionych w niniejszym rozdziale. W trakcie badań symulacyjnych przeprowadzono analizy w trzech wariantach:

- zwarcia trójfazowego – w miejscu przyłączenia połączonego z maszyną synchroniczną odpowiadającą reaktancji transformatora blokowego i linii zasilającej założono wymuszenie zwarcia o napięciu 0 p.u. i czasie równym T_{clear} , po którym następuje odbudowa napięcia wynikająca z mocy zwarciowej w miejscu przyłączenia, przy czym rozpatrywano gorszy przypadek minimalnej mocy zwarciowej, przy której odbudowa napięcia była wolniejsza;
- zwarcia trójfazowego o profilu napięcia w punkcie przyłączeniowym zgodnym z rys. I.5.1a;
- zwarcia trójfazowego o profilu napięcia w punkcie przyłączeniowym wymaganym przez operatorów francuskiego i niemieckiego (rys. I.5.1b).

Analizy odporności bloków wytwórczych na zwarcia przeprowadza się od wielu lat, należą one do podstawowych badań jednostek wytwórczych, dla których wyznacza się tzw. krytyczny czas zwarcia, czyli maksymalny czas wyłączenia zwarcia, przy którym nie dochodzi jeszcze do utraty stabilności po zwarcu w miejscu przyłączenia. W przypadku badań na pełnym modelu KSE lub najbliższej jego części przebiegi napięcia w miejscu przyłączenia mają profil inny niż wynikający z wymagań określonych w [1]. Na rys. I.5.2 pokazano przykładowe przebiegi napięcia w punkcie przyłączenia jednostki wytwórczej przyłączonej do sieci 400 kV dla różnych zakłóceń występujących w systemie (badanie z wykorzystaniem pełnego modelu KSE). W przypadku zakłócenia 5 zwarcie miało miejsce w głębi sieci 110 kV, natomiast zakłócenia 1–4 dotyczą zwarć w sieci 400 kV. W każdym z tych zdarzeń badany generator utrzymał się w pracy, jednak otrzymane w wyniku symulacji profile napięcia różniły się od wymaganych; szczególną uwagę należy zwrócić na wartość napięcia bezpośrednio po wyłączeniu zwarcia, a jest to moment decydujący o utrzymaniu się jednostki w pracy.

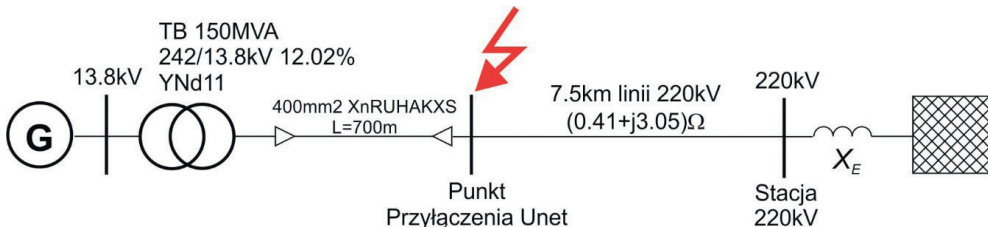
Zgodnie jednak z zapisami kodeksów sieci [1] art. 16 pkt 3a): „Przebieg napięcia w czasie musi wyrażać dolną wartość graniczną rzeczywistego przebiegu napięcia międzyfazowego na poziomie napięcia w sieci w punkcie przyłączenia w trakcie zwarcia symetrycznego jako funkcję czasu przed zwarcem, w trakcie zwarcia i po zwarcu”, tak więc wydaje się że metoda badania wymagania FRT powinna zakładać dokładne wymuszenie wymaganego profilu napięcia w miejscu przyłączenia.



Rys. I.5.2. Maksymalne i minimalne wymagania dla pozostawiania w pracy podczas zwarcia synchronicznych modułów wytwarzania energii oraz wyniki symulacji na modelu KSE

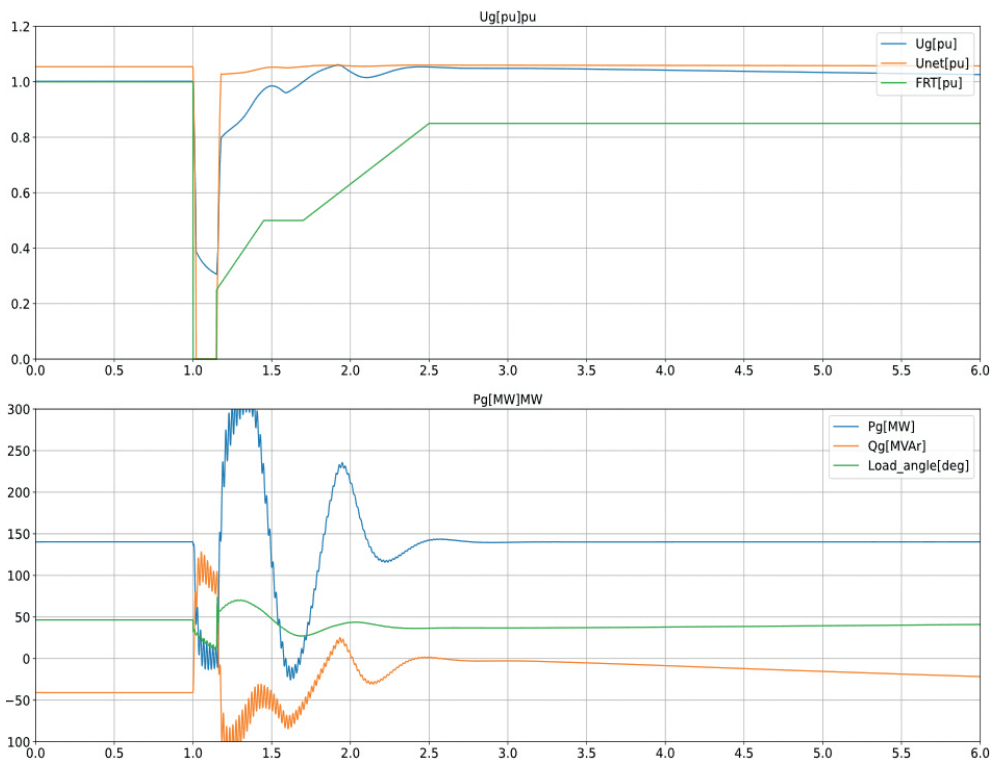
Badania symulacyjne przejścia przez zwarcie hydrogeneratora o mocy 165 MVA

W ramach analizy spełnienia warunku przejścia przez zwarcie przeprowadzono badania modelowe przykładowego rzeczywistego hydrogeneratora o mocy 165 MVA; badania wykonano za pomocą oprogramowania PSCAD na uproszczonym modelu zgodnie ze schematem przedstawionym na rys. I.5.3. Parametry zarówno generatora, transformatora, jak i linii odpowiadają rzeczywistemu przypadkowi, reaktancja zewnętrzna została dobrana dla minimalnej mocy zwarciowej występującej w badanej stacji 220 kV i wynosi $X_E = 26,4 \Omega$.

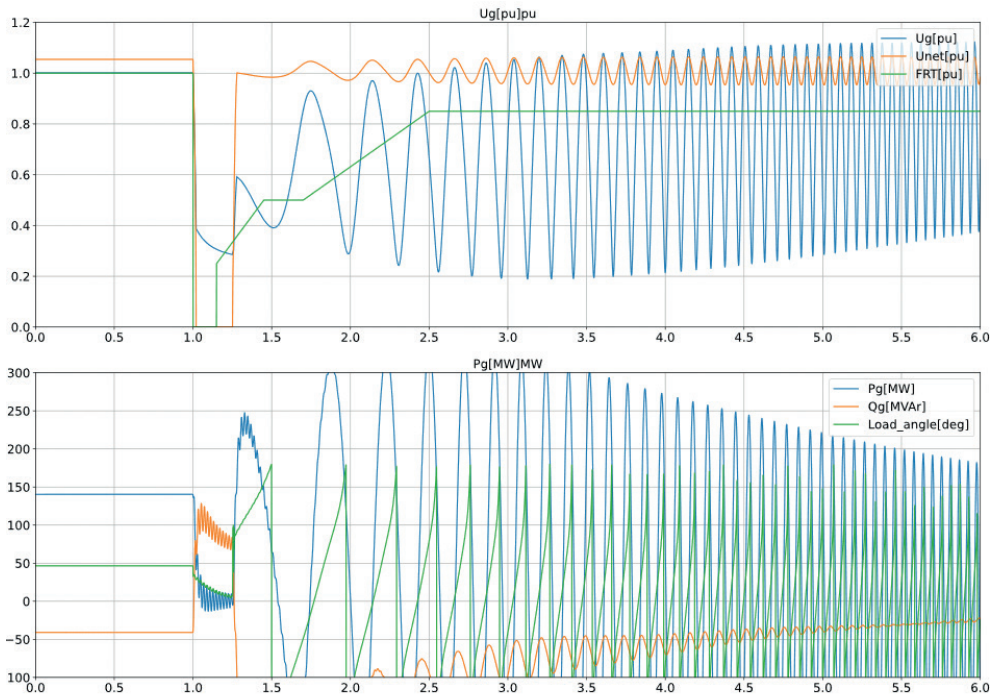


Rys. I.5.3. Schemat układu do badania wymogu przejścia przez zwarcie hydrogeneratora 165 MVA

Ponieważ utrata stabilności generatora synchronicznego wiąże się ze zwiększeniem wartości kąta mocy δ maszyny powyżej granicy stabilności, najtrudniejsze warunki występują dla pracy jednostki z maksymalną, czyli znamionową mocą czynną w warunkach głębokiego niedowzbudzenia [9]. Badania rozpoczęto właśnie od takiego przypadku (rys. I.5.4) – analizowano zwarcie trójfazowe w punkcie przyłączenia, wyłączone z czasem 150 ms. Maszyna nie utraciła stabilności, wracając do początkowego punktu pracy. Na górnym wykresie przedstawiono przebiegi napięcia w punkcie przyłączeniowym U_{net} , napięcie generatora U_g oraz kształt wymaganej krzywej FRT, na dolnym – przebiegi mocy czynnej, biernej i kąta mocy δ . Załączony stabilizator systemowy, dobrany zgodnie z procedurą [8], ograniczył występujące po zakłóceniu oscylacje mocy czynnej. Wydłużenie czasu zwarcia do 250 ms (rys. I.5.5) spowodowało jednak utratę stabilności. Aby nie dopuścić do utraty stabilności w wyniku takiego zakłócenia, zwiększono moc bierną generatora poprzez obniżenie początkowego napięcia w sieci U_{net} (rys. I.5.6). Regulator napięcia, który miał ustawioną wartość zadaną 1 p.u., dowzbudził generator do mocy biernej 35 MVar i spowodował zmniejszenie kąta mocy maszyny o ok. 13° . Dla takich warunków początkowych nastąpiło utrzymanie się maszyny w synchronizmie po zwarcu wyłączonym z czasem 250 ms.

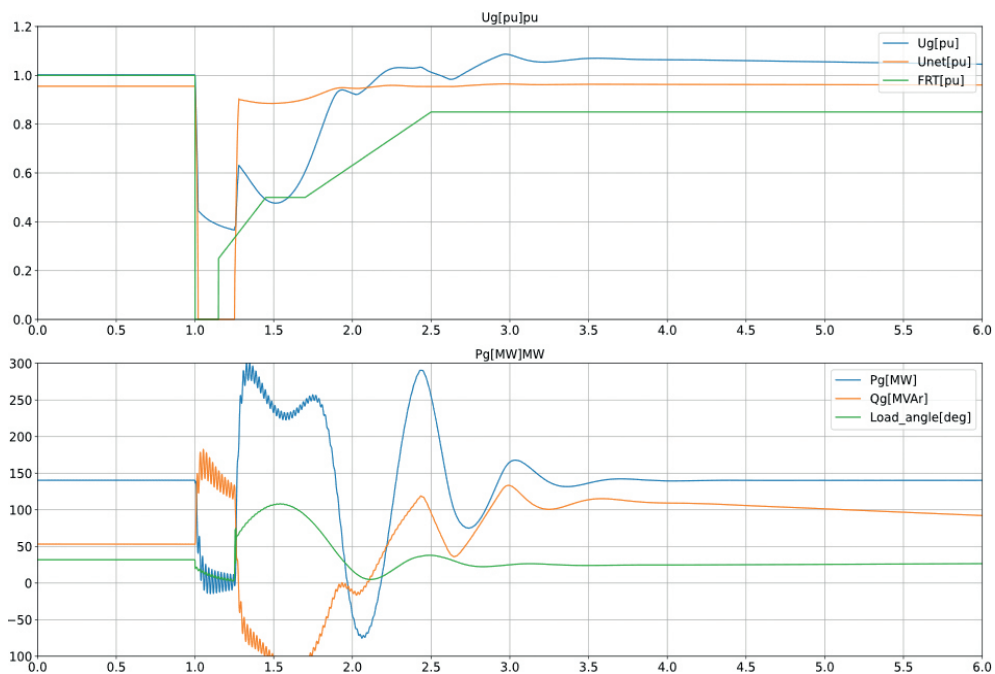
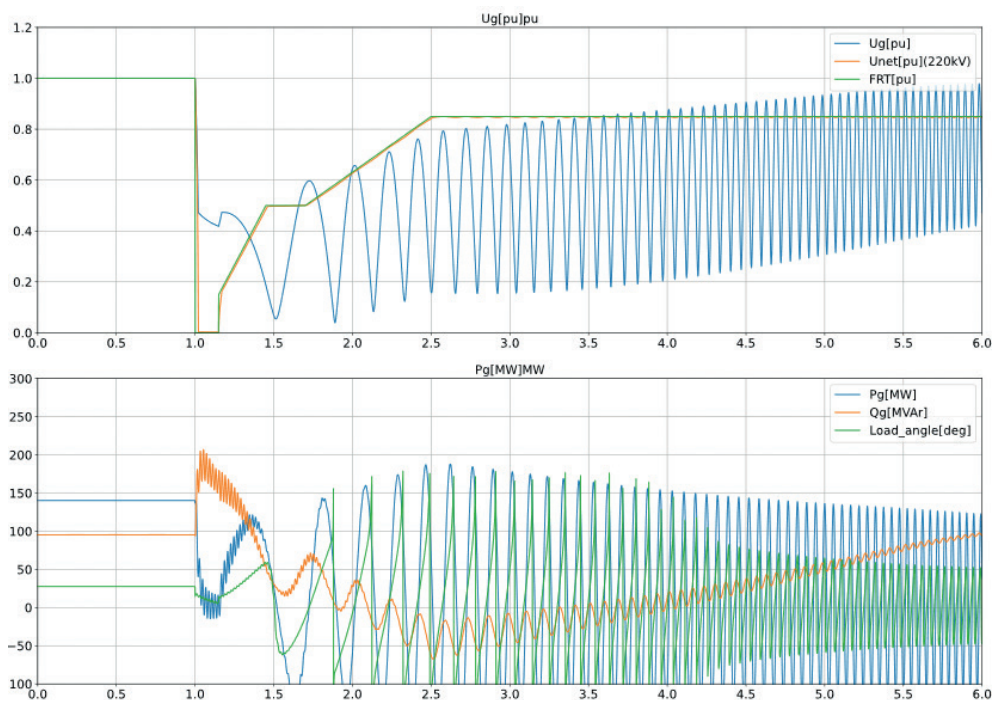


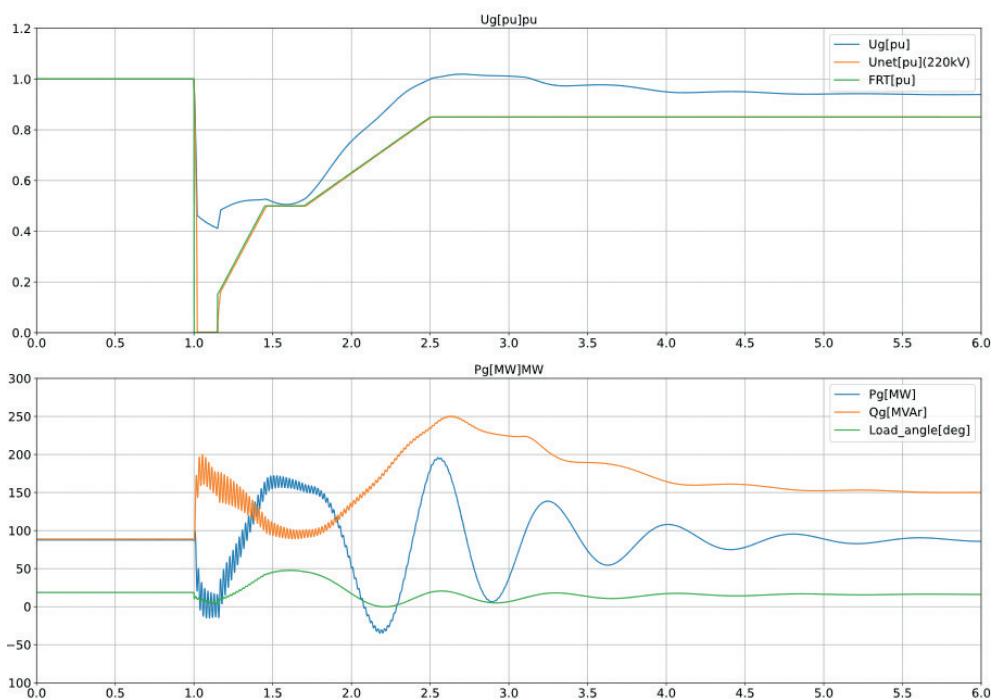
Rys. I.5.4. Zwarcie 150 ms dla początkowego punktu pracy 140 MW, -41 MVar, $\delta = 46,54^\circ$



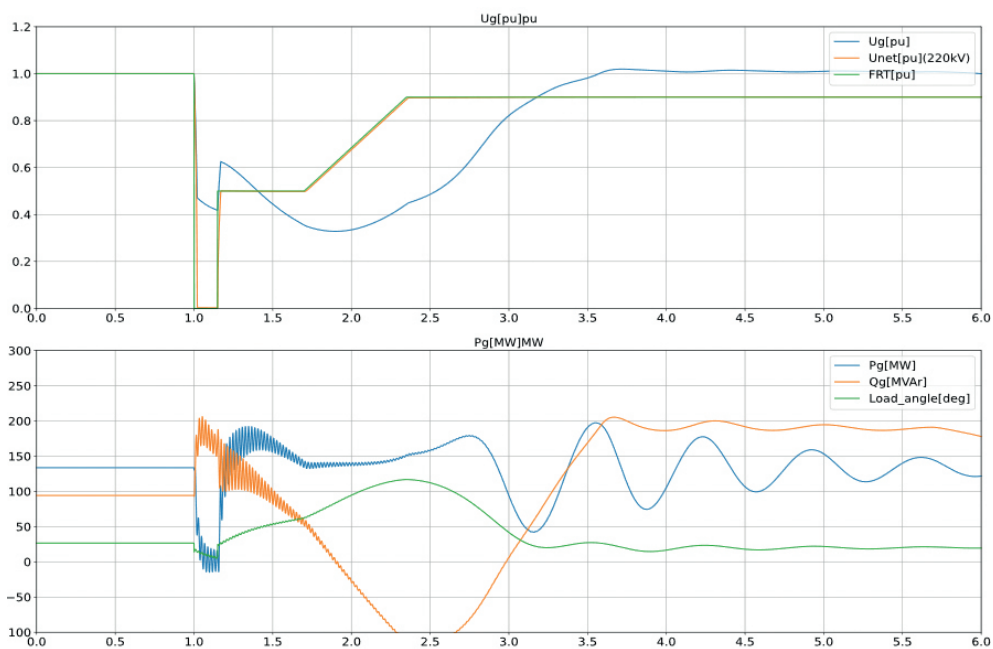
Rys. I.5.5. Zwarcie 250 ms dla początkowego punktu pracy 140 MW, -41 MVar, $\delta = 46,54^\circ$

Następnie przeprowadzono badania, w których utrzymywany był profil zwarcia wymagany przez kodeksy sieciowe [2, 3]. Na rys. I.5.7 pokazano wynik symulacji dla znamionowego punktu pracy generatora; w rezultacie zwarcia zgodnego z wymaganym profilem FRT doszło do utraty stabilności. Generator pracujący ze znamionową mocą czynną nie jest w stanie się utrzymać w trakcie takiego zwarcia. Zatem rozpatrywany generator nie spełnia wymogu FRT sprawdzanego według wymagań [3], wprowadzając one bowiem zapis o spełnieniu wymogu dla każdych warunków początkowych na wykresie PQ (zob. rys. I.5.11), mimo że czas wyłączenia zwarcia $T_{\text{clear}} = 150$ ms. Według obecnych wymagań taki zapis jeszcze nie istnieje, zatem po zmniejszeniu mocy czynnej do 88 MW, 89 MVar (rys. I.5.8) generator utrzymuje się w synchronizmie, zgodnie z obowiązującymi zaleceniami spełnia więc wymóg FRT.

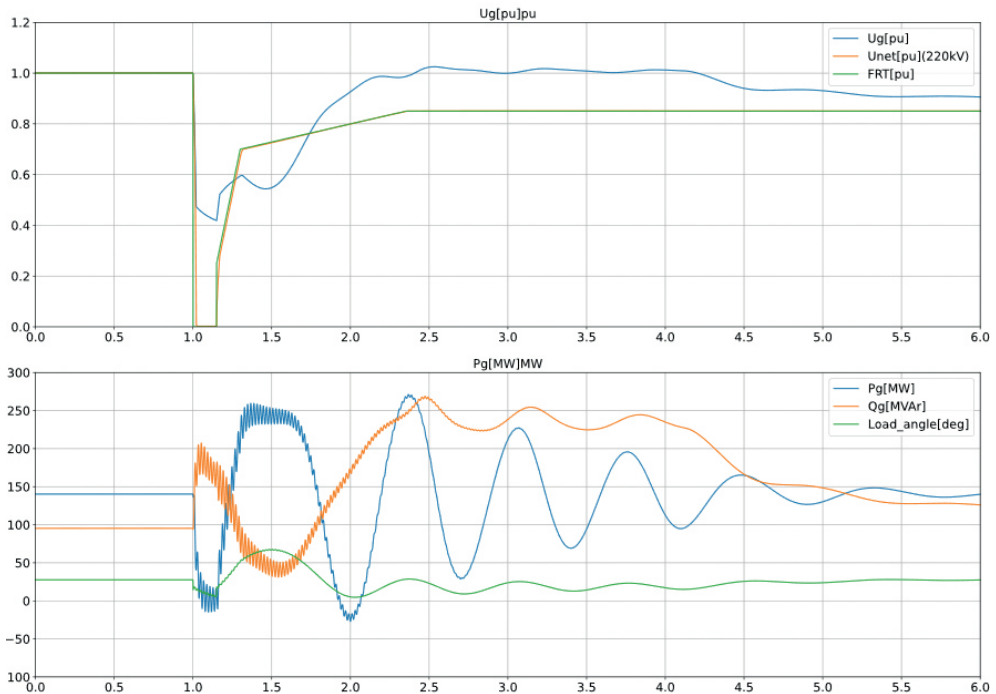
Rys. I.5.6. Zwarcie 250 ms dla początkowego punktu pracy 140 MW, 35 MVar, $\delta = 33,93^\circ$ Rys. I.5.7. Zwarcie FRT dla początkowego znamionowego punktu pracy 140 MW, 95 MVar, $\delta = 27,63^\circ$



Rys. I.5.8. Zwarcie FRT dla początkowego znamionowego punktu pracy 88 MW, 89 MVar, $\delta = 18,61^\circ$



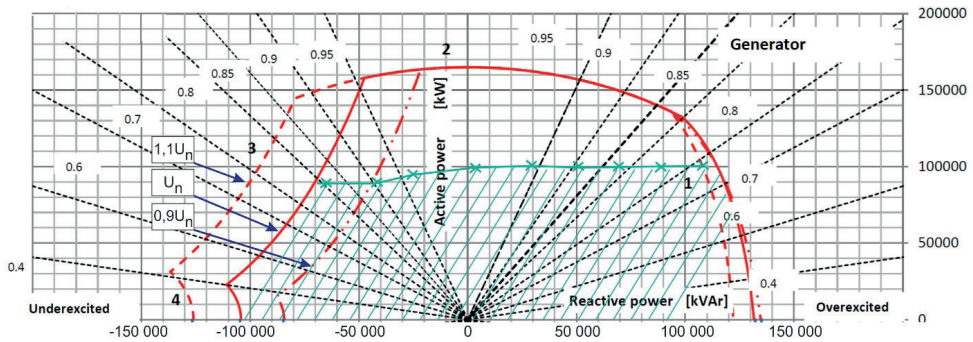
Rys. I.5.9. Zwarcie FRT według profilu francuskiego dla początkowego punktu pracy 134 MW, 94 MVar, $\delta = 26,6^\circ$



Rys. I.5.10. Zwarcie FRT według profilu niemieckiego dla początkowego punktu pracy 140 MW, 95 MVar, $\delta = 27,6^\circ$

W kolejnych krokach przeanalizowano wymogi dotyczące FRT obowiązujące w innych krajach przyłączonych do systemu ENTSO-E: we Francji (rys. I.5.9) i w Niemczech (rys. I.5.10). W obu przypadkach generator utrzymał się w synchronizmie dla maksymalnej mocy czynnej 134 MW i mocy biernej 94 MVar. Oba wymagane profile napięcia FRT po wyłączeniu zwarcia z czasem $T_{\text{clear}} = 150$ ms mają wyższe napięcie niż w wymaganiach PSE, co pokazano na rys. I.5.1b; są to istotnie mniej restrykcyjne wymagania dla maszyn synchronicznych.

Następnie dla rozpatrywanego generatora wyznaczono obszar pracy na płaszczyźnie PQ , dla którego spełnione są wymagania utrzymania się w pracy przy zwarcu o profilu wymaganym obecnie przez PSE SA. Wyniki przedstawiono na rys. I.5.11.



Rys. I.5.11. Wykres PQ badanego hydrogeneratora o mocy 165 MVA przy pracy z napięciami 0,9; 1,0 i 1,1 U_n z zaznaczonym na zielono obszarem, w którym generator utrzymuje się w pracy przy zwarciu o profilu wymaganym obecnie przez PSE SA

Podsumowanie

Określony w kodeksach sieciowych wymóg przejścia przez zwarcie FRT jest jednym z najtrudniejszych wymagań, jakie stawia się jednostkom wytwórczym. W przypadku generatorów synchronicznych zachowanie się jednostki wytwórczej wynika z fizyki jej budowy, a ewentualne wyłączenie się, przy właściwie nastawionych zabezpieczeniach, jest skutkiem utraty stabilności kątowej. Przyjęte w Polsce wymagania są praktycznie najostrejszymi dopuszczalnymi wymaganiami wynikającymi z kodeksów RfG. Literalne ich stosowanie może stanowić duży problem w kontekście ich spełnienia przez nowo budowane duże synchroniczne jednostki wytwórcze, które będą jednak powstawać obok energetyki odnawialnej, chociażby w blokach jądrowych, hydrogeneratorach odwracalnych elektrowni szczytowo-pompowych czy też turbinach gazowych, które mogą być zasilane zielonym wodorem.

Celowe byłoby zatem ponowne przyjrzenie się wymaganiom, jakim podlegać będą nowe jednostki w tym zakresie.

Bibliografia

1. Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci. Dz.U. L 112 z 27.4.2016, s. 1–68.
2. Wymogi ogólnego stosowania wynikające z Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (NC RfG); https://www.pse.pl/documents/20182/31216853/20181218_Wymogi_ogolnego_stosowania_OSP_i_OSD.pdf.
3. Zaktualizowane wymogi ogólnego stosowania wynikające z Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (NC RfG); <https://www.pse.pl>.

- pl/documents/20182/51490/Zaktualizowane_wymogi_ogolnego_stosowania_NC_RfG.pdf/7257812b-15ad-4941-b989-38425df02458?safeargs=76657273696f6e3d312e30.
4. IEEE Power and Engineering Society. IEEE Std™ 421.5-2016: IEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies.
 5. PTPIREE. Warunki i procedury wykorzystania certyfikatów w procesie przyłączenia modułów wytwarzania energii do sieci elektroenergetycznych ver. 1.2 z dn. 28.04.2021.
 6. IEEE Power and Engineering Society. IEEE Std™ C50.13-2014: IEEE Standard for Cylindrical-Rotor 50 Hz and 60 Hz Synchronous Generators Rated 10 MVA and Above.
 7. Mazur M. Wpływ wymagań określonych w kodeksie sieci dla przyłączania jednostek wytwórczych, a w szczególności wymagania pozostania w pracy podczas zwarcia, na napięcia generowane w obwodzie wirnika generatora synchronicznego. Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej nr 50, Gdańskie Dni Elektryki' 2016. Gdańsk 2016.
 8. Mazur M. Wykorzystanie charakterystyk w dziedzinie częstotliwości do oceny nastaw regulatorów napięcia generatorów synchronicznych, na podstawie bloku nr 14 Elektrowni Bełchatów. XXIII Ogólnopolska Konferencja 2021 „Zabezpieczenia przekątnikowe w energetyce”, Beskidy, 13–15.10.2021.
 9. Mazur M., Strzelbicki J. Wymóg przejścia przez zwarcie jednostki wytwórczej z zastosowaniem generacji synchronicznej oraz wynikające z niego uwarunkowania dla układów wzbudzenia. [W:] Aktualne problemy pracy systemów elektroenergetycznych, red. R. Zajczyk. Wydawnictwo Politechniki Gdańskiej, Gdańsk 2023, s. 116–126.

II Funkcjonowanie elektroenergetycznych systemów przesyłowych – część I

Wstęp

Stefan Paszek¹, Adrian Nocoń²

¹ Politechnika Śląska, Wydział Elektryczny, Katedra Elektrotechniki i Informatyki

² CH4 Moto Śląsk sp. z o.o.

Treści przedstawione w niniejszej części odnoszą się do różnych zagadnień związanych z eksploatacją i bezpieczeństwem pracy systemu elektroenergetycznego (SEE). Tematyka dwóch pierwszych rozdziałów wiąże się z synchronizacją systemu elektroenergetycznego krajów bałtyckich (*Baltic States Power System*, BSPS) z systemem Europy kontynentalnej. W pierwszym z nich przedstawiono wyniki prac zrealizowanych przez Instytut Energetyki – Oddział Gdańsk, dotyczących warunków umożliwiających synchronizację i stabilną pracę obu SEE. W drugim omówiono rozciągnięty w czasie proces synchronizacji tych SEE. Przedstawiono tu m.in. genezę projektu, aspekty techniczne, polityczne i formalno-prawne. W trzecim rozdziale opisano przebieg awarii, która miała miejsce 21 czerwca 2024 r. w południowo-wschodniej części SEE Europy kontynentalnej. Wskazano też wnioski wynikające z tej awarii. Kolejny rozdział dotyczy zagadnienia szybkiej detekcji zagrożenia niestabilności napięciowej w SEE i opisuje możliwość monitorowania oraz szybkiej detekcji tego zagrożenia z wykorzystaniem pomiarów przy użyciu fazorów synchronicznych. W ostatnim rozdziale omówiono możliwości wykorzystania symulatora sprzętowego, który jest użyteczny przy przeprowadzaniu różnych analiz pracy SEE.

Poniżej omówiono szczegółowo treści zawarte w poszczególnych rozdziałach. Wskazano główne zagadnienia i problemy, które mogą być szerzej omówione.

W rozdziale *Wyzwania techniczne związane z procesem synchronizacji systemu elektroenergetycznego krajów bałtyckich z systemem Europy kontynentalnej* przedstawiono wyniki analiz umożliwiających synchronizację SEE krajów bałtyckich z systemem Europy kontynentalnej. Analizy te dotyczyły m.in.: sprawdzenia modelu i parametrów elementów BSPS, symulacji pracy systemu w różnych warunkach, opracowania warunków synchronizacji oraz nastaw elektroenergetycznej aparatury zabezpieczeniowej. W szczególności przeprowadzono: obliczenia rozptyłowe, badanie stabilności kątowej przy małych i dużych zakłóceniach w różnych przypadkach, badanie stabilności częstotliwościowej, pomiary sprawdzające w wybranych elektrowniach BSPS, przeanalizowano możliwość pracy wyspowej BSPS po wyłączeniu linii 400 kV między SEE Litwy i Polski,

zbadano możliwość wykorzystania łączą HVDC z Finlandią i Szwecją, zwrócono uwagę na wynikające ze wzrostu mocy zainstalowanej w OZE zagrożenie dla stabilności SEE, opisano możliwość pojawiania się w połączonych SEE słabo tłumionych kołysań mocy o małej częstotliwości (0,2 Hz i 0,4 Hz) po różnych zakłóceniach. Trzeba docenić fakt, że zwieńczeniem opisanych prac była udana synchronizacja obu SEE.

Pytania i uwagi do autorów

- Czy autorzy mogą ocenić, jaki wpływ na stabilność BSPS mają cztery uruchomione kompensatory synchroniczne i jaki wpływ będzie mieć pięć kolejnych, które są w trakcie budowy?
- W podrozdziale trzecim autorzy odnoszą się do „niepewności” modeli dynamicznych dostarczonych przez operatorów systemów krajów bałtyckich. Czy ta niepewność dotyczyła źle dobranych modeli elementów zespołów wytwórczych, np. generatorów synchronicznych, układów wzbudzenia, turbin i ich układów regulacji, czy może źle dobranych parametrów tych modeli? Jak sobie poradzono z tym problemem? Na rys. II.1.2 przedstawiono przebiegi symulacyjne i pomiarowe przy skokowej zmianie napięcia zadanego regulatora przy biegu jałowym generatora. Poprzez analizę tych przebiegów można estymować parametry generatora w osi podłużnej d . W jaki sposób autorzy estymowali parametry modelu generatora w osi poprzecznej q ?
- Autorzy odnoszą się do wpływu stabilizatorów systemowych (PSS) na stabilność kątową systemu, nie podając szczegółowych informacji o tych układach. Jakiego rodzaju stabilizatorów są wykorzystywane w BSPS? Jak były nastawiane parametry tych stabilizatorów? W jaki sposób autorzy zmienili te nastawy (widać znaczną poprawę działania stabilizatora w zespole wytwórczym w Estonii – rys. II.1.3). Czy przeprowadzono optymalizację nastaw stabilizatorów systemowych pracujących w BSPS?

W rozdziale *Proces synchronizacji systemów elektroenergetycznych krajów bałtyckich z systemem elektroenergetycznym Europy kontynentalnej* opisano proces przygotowań do synchronizacji systemu elektroenergetycznego krajów bałtyckich BSPS z systemem Europy kontynentalnej (CESA). W szczególności przedstawiono: zasady rozszerzania obszaru synchronicznego Europy kontynentalnej, krótki opis systemu BSPS, genezę projektu synchronizacji (m.in. aspekty polityczne, techniczne, formalno-prawne), określono warunki i mapę drogową synchronizacji. Omówiono też przygotowania i przebieg próbnej (testowej) pracy synchronicznej oraz pracy wyspowej systemu BSPS. Przede wszystkim opisano założenia i główne cele wykonania testu i zaprezentowano zaplanowany scenariusz zdarzeń, polegający na szeregu wyłączeń źródeł i odbiorów mocy w celu oceny odpowiedzi częstotliwościowej i napięciowej systemu, oraz możliwości pracy wyspowej systemu BSPS. Uruchomienie próbnej pracy synchronicznej obu SEE potwierdziło poprawność procedur i praktyk stosowanych przez operatora, a test pracy wyspowej zgodnie z planem wykazał stabilizację częstotliwości w BSPS.

Pytania i uwagi do autorów

- Podczas prób testowych, przy odłączeniu trzech jednostek w elektrowni wodnej na Łotwie, nastąpiło nieplanowane, awaryjne wyłączenie jednostki wytwórczej na Litwie. Czy znane są obecnie przyczyny tego zjawiska? Czy są dostępne przebiegi różnych wielkości (mocy chwilowej, prędkości kątovej, kątów mocy, napięć i prądów poszczególnych zespołów wytwórczych) po tym zdarzeniu w rozszerzonej skali czasu (w rozdzielczości określonej przez ułamki sekund)? Takie przebiegi mogłyby ułatwić analizę awaryjnego wyłączenia.
- W kontekście badań systemu krajów bałtyckich i konieczności zwiększenia jego inercji przez instalację kompensatorów synchronicznych warto rozważyć stan inercji Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE). Czy w ocenie autorów instalacja nowych kompensatorów synchronicznych w Polsce jest uzasadniona, zwłaszcza przy zwiększającym się udziale OZE? Czy wykorzystanie odstawianych bloków węglowych poprzez konwersję generatorów na kompensatory może być rozwiązaniem pożądanym dla zwiększenia inercji KSE?
- Jakie rozwiązania związane z poprawą stabilności systemu rozważano w ramach analiz systemowych przy pracy wyspowej BSPS? Czy brano pod uwagę wykorzystanie rozproszonych układów sterowania pozwalających na tworzenie „elektrowni wirtualnych”, zawierających w swojej strukturze jednostki wytwórcze konwencjonalne i OZE? Jakie typy stabilizatorów systemowych według analiz dawały najlepsze rezultaty przy pracy wyspowej? Czy nastawienia stabilizatorów powinny być zmieniane dla pracy BSPS z CESA i dla pracy wyspowej BSPS?

W rozdziale *Awaria w dniu 21 czerwca 2024 roku w południowo-wschodniej części systemu Europy kontynentalnej – przebieg i wnioski* opisano warunki pracy systemu południowo-wschodniej części SEE Europy kontynentalnej, przebieg poważnej awarii, jaka miała miejsce w dniu 21 czerwca 2024 r., proces odbudowy oraz rekomendacje opracowane na podstawie analizy zdarzenia. W dniu wystąpienia awarii zaplanowano wyłączenie czterech linii 400 kV oraz dwóch linii 220 kV, a ze względu na prognozowane wysokie wartości napięć uzgodniono wyłączenie kolejnej linii na obszarze Bośni i Hercegowiny. Ponadto w dniu tym występowały rekordowo wysokie temperatury i bezwietrzne warunki, co spowodowało zwiększone zapotrzebowanie na energię elektryczną oraz wysoką generację z niesterowalnych źródeł fotowoltaicznych. Awaria została zapoczątkowana poprzez wyłączenie linii 400 kV na obszarze Czarnogóry, wywołane zwarciem doziemnym, w następstwie czego doszło do znacznego obciążenia linii granicznej pomiędzy Albanią i Grecją, która po 12 minutach została wyłączona przez zwarcie doziemne. Rozpoczęła się awaria lawinowa powodująca aktywację różnego rodzaju zabezpieczeń i awaryjne wyłączenia kolejnych elementów sieci przesyłowej. Analiza pozakłócenieniowa wskazała, że doszło do wystąpienia lawiny napięciowej. W rozdziale przedstawiono pomiary napięć na pięciu stacjach elektroenergetycznych na obszarze dotkniętym awarią i na terenie nią nieobjętym. Odbudowa systemu przebiegała zgodnie z opracowaną strategią z wykorzystaniem sąsiednich linii przesyłowych (które pozostały

w stabilnej pracy) i trwała do 3 godzin. Jako podstawowe czynniki prowadzące do awarii wymieniono brak odpowiedniej detekcji zagrożeń w zakresie przeciążeń i brak stosowania blokady podnapięciowej przy automatycznej regulacji napięcia transformatorów. Przedstawiono też nowe rekomendacje Parlamentu Europejskiego i Rady UE dotyczące zarządzania SEE Europy kontynentalnej, pozwalające zmniejszyć ryzyko wystąpienia podobnych awarii w przyszłości.

Pytania i uwagi do autorów

- Czy opisywana znaczna wymiana handlowa pomiędzy poszczególnymi OSP miała rzeczywisty wpływ na duże obciążenie linii przesyłowych i w konsekwencji na powstanie oraz rozprzestrzenianie się opisanej awarii?
- Czy nieodpowiednia regulacja (zmiana) zaczepów niektórych transformatorów wywarła rzeczywisty wpływ na powstanie awarii?
- Czy system monitorowania i szybkiej detekcji z wykorzystaniem fazorów synchronicznych, opisany w podrozdziale czwartym, pozwoliłby uniknąć wystąpienia opisanej awarii? Jakie inne znane autorom skuteczne środki poprawiające pracę systemu można by wdrożyć, aby uniknąć kolejnych podobnych awarii? Czy instalowanie w sieci aktywnych układów regulacji mocy biernej (układów statycznych lub kompensatorów synchronicznych) może w znaczący sposób poprawić bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej?
- Jaki wpływ na opisywaną awarię mogły mieć OZE, zwłaszcza w kontekście niedawnego incydentu w południowo-zachodniej Europie, obejmującego Portugalię, Hiszpanię i Francję? Jak często dochodzi do podobnych, tak rozległych awarii? Czy zaobserwowano korelację pomiędzy liczbą incydentów a nasyceniem danego obszaru OZE?

Rozdział *Szybka detekcja zagrożenia stabilności napięciowej w systemie elektroenergetycznym z wykorzystaniem pomiarów fazorów synchronicznych* przedstawia metodę szybkiej detekcji zagrożenia stabilności napięciowej w systemie elektroenergetycznym z wykorzystaniem pomiarów fazorów synchronicznych (PMU). Proponowane rozwiązanie opiera się na analizie zmienności wskaźnika $Q-V$, obliczanego w czasie rzeczywistym na podstawie lokalnych pomiarów napięcia i mocy biernej. Wykazano, że monitorowanie kształtu charakterystyki $Q-V$ pozwala na szybkie identyfikowanie stanu krytycznego oraz zbliżania się systemu do granicy stabilności napięciowej. Zaletami metody są jej prostota obliczeniowa i możliwość implementacji w ramach zdecentralizowanych systemów automatyki zabezpieczeniowej (systemów rozproszonych). W rozdziale zaprezentowano wyniki symulacji przeprowadzonych na modelach matematycznych fragmentu systemu KSE, potwierdzające skuteczność i czułość algorytmu. Dodatkowo wskazano potencjał zastosowania metody jako elementu wsparcia operatorów w czasie rzeczywistym, szczególnie w kontekście zwiększonego udziału źródeł odnawialnych i zmieniających się warunków obciążenia.

Pytania i uwagi do autorów

- W jakim stopniu na omawiane wskaźniki wpływają błędy pojawiające się w systemach rozproszonych, m.in. opóźnienia, utraty próbek?
- Jak bardzo rozległe obszary należy monitorować i z jaką minimalną częstotliwością próbkowania, aby omawiane wskaźniki były wiarygodne i pomocne w zapobieganiu systemowym awariom wielkoskalowym?
- Proponowana metoda jest dostosowana do sieci przesyłowych (w tym z uwagi na czynione założenia obliczeniowe). Czy metodę tę można, po odpowiednim zmodyfikowaniu, wykorzystać do detekcji w innych przypadkach, np. w sieciach przemysłowych średniego (SN) i niskiego napięcia lub sieciach dystrybucyjnych SN pracujących wyspowo?
- Symulatory (emulatory) systemu elektroenergetycznego to przydatne narzędzie do badań urządzeń sieciowych i algorytmów ich pracy. Jak jest zbudowany i jakie ma parametry (w tym parametry modeli matematycznych) stosowany w badaniach symulator RTDS?

Rozdział *Wykorzystanie symulatora sprzętowego w analizach systemu elektroenergetycznego* prezentuje możliwości zastosowania sprzętowego symulatora systemu elektroenergetycznego w analizach stanów pracy sieci. Autorzy wskazują na przewagę symulatorów fizycznych nad „tradycyjnym” modelowaniem matematycznym (symulacją komputerową), szczególnie w zakresie wierności odwzorowania zjawisk rzeczywistych oraz możliwości prowadzenia eksperymentów w warunkach zbliżonych do rzeczywistych. Przeprowadzono testy w trzech scenariuszach: analiza rozptyłu mocy w torze jednostronnie zasilanym, współpraca dwóch źródeł wytwórczych oraz zwarcie w sieci z izolowanym punktem neutralnym. Uzyskane wyniki potwierdziły zdolność symulatora do odwzorowania typowych zjawisk elektroenergetycznych oraz jego przydatność w badaniach dydaktycznych i inżynierskich. Podkreślono również możliwości współpracy symulatora z układami SCADA i urządzeniami pomiarowymi. Autorzy wskazują na ograniczenia symulatora, takie jak niedokładność modułów regulacyjnych. Jednak możliwości konfiguracji, otwarta struktura oraz bezpieczeństwo obsługi czynią symulator użytecznym narzędziem badawczo-edukacyjnym.

Pytania i uwagi do autorów

- Symulatory sprzętowe (emulatory) są przydatnym narzędziem badawczym. Jednak ich przydatność naukowa (pomijając zastosowania dydaktyczne) w dużej mierze zależy od możliwości zmian konfiguracji. Jasne jest, że modyfikacja parametrów statycznych jest stosunkowo prosta, problem stanowią natomiast parametry dynamiczne, zwłaszcza parametry źródeł wytwórczych. Jak zbudowane są elementy symulatora odwzorowujące bloki wytwórcze, a w tym kontekście jakie możliwości modyfikacji ich parametrów dynamicznych (np. momentu bezwładności) daje prezentowany symulator?

- Omawiany symulator jest urządzeniem komercyjnym. W związku z tym ma zapewne ograniczone możliwości modyfikacji. W tym kontekście warto przeprowadzić analizę porównawczą tego układu z symulatorami budowanymi od podstaw w ramach akademickiej działalności badawczej (*vide* symulator sprzętowy zbudowany przez zespół pracowników Politechniki Krakowskiej związany z prof. Jerzym Szczepanikiem). Czy autorzy przeprowadzili taką analizę porównawczą np. pod kątem możliwości modyfikacji parametrów (która jest przydatna w badaniach naukowych) i ceny takich dwóch odmiennych podejść do budowy symulatorów sprzętowych?
- Autorzy wskazują, że symulatory sprzętowe (emulatory) stanowią pewną alternatywę dla symulacji komputerowych (podobnie jak użycie układów do prototypowania, np. dSpace), z tą różnicą, że emulatory pozwalają na obserwację zjawisk, które w symulacji są pomijane. Czy autorzy prowadzili lub zamierzają prowadzić badania porównawcze w tym obszarze? Jakie przewidują różnice między obiema metodami badań? W jakim zakresie modelowanie matematyczne wykazuje wyższość nad emulacją?

II.1. Wyzwania techniczne związane z procesem synchronizacji systemu elektroenergetycznego krajów bałtyckich z systemem Europy kontynentalnej

Andrzej Kąkol¹, Robert Jankowski¹, Jan Smoter¹, Bogdan Sobczak¹, Krzysztof Dąbrowski², Maciej Wilk²

¹ Instytut Energetyki – Państwowy Instytut Badawczy, Oddział Gdańsk

² Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA, Konstancin-Jeziorna

Wprowadzenie

W dniu 9 lutego 2025 r. o godzinie 13:05 (CET) odbyła się synchronizacja systemów elektroenergetycznych państw bałtyckich (*Baltic States Power System*, BSPS) z systemem elektroenergetycznym Europy kontynentalnej (*Continental Europe Synchronous Area*, CESA). Aby to wydarzenie mogło nastąpić w sposób bezpieczny dla infrastruktury i z zapewnieniem nieprzerwanych dostaw energii elektrycznej do odbiorców z obu systemów, niezbędne było m.in. przeprowadzenie szeregu analiz technicznych, które swoim zakresem obejmowały przygotowanie oraz walidację modelu, badania symulacyjne w dziedzinie zarówno czasu, jak i częstotliwości, a także opracowanie warunków synchronizacji i nastaw elektroenergetycznej aparatury zabezpieczeniowej. Analizowano większość możliwych do wystąpienia rodzajów niestabilności związanych z pracą współczesnych rozległych systemów elektroenergetycznych, tj. stabilność częstotliwościową, przejściową, małosygnałową, jak również wykonano obliczenia rozptyłowe. Zdecydowana większość tych analiz została przeprowadzona przez pracowników IEN i była podzielona na szereg mniejszych projektów realizowanych na przestrzeni lat 2017–2024, obejmujących różne horyzonty czasowe uwzględniające plan rozwoju systemów elektroenergetycznych państw bałtyckich.

Jak opisano w kolejnych podrozdziałach, analizy techniczne stanowiły wyzwanie nie tylko ze względu na rozległy zakres symulacji, ale przede wszystkim z uwagi na charakter systemu BSPS, w którym: a) występuje bardzo duży udział mocy zainstalowanej źródeł inwerterowych (OZE, HVDC, BESS) w stosunku do zapotrzebowania; b) połączenie synchroniczne z CESA jest realizowane jedną linią dwutorową 400 kV.

Choć analizy techniczne były jednym z ważniejszych elementów w procesie synchronizacji, to nie były one jedynym wyzwaniem w całym procesie synchronizacji. Pozostałe aspekty związane z tym wielowątkowym i multidyscyplinarnym projektem widziane

Tab. II.1.1. Podstawowe informacje charakteryzujące system elektroenergetyczny państw bałtyckich

Szczytowe zapotrzebowanie	4,6 GW
Minimalne zapotrzebowanie	1,8 GW
Moc zainstalowana	12,9 GW
Fotowoltaika	3,76 GW
Generacja wiatrowa	2,6 GW

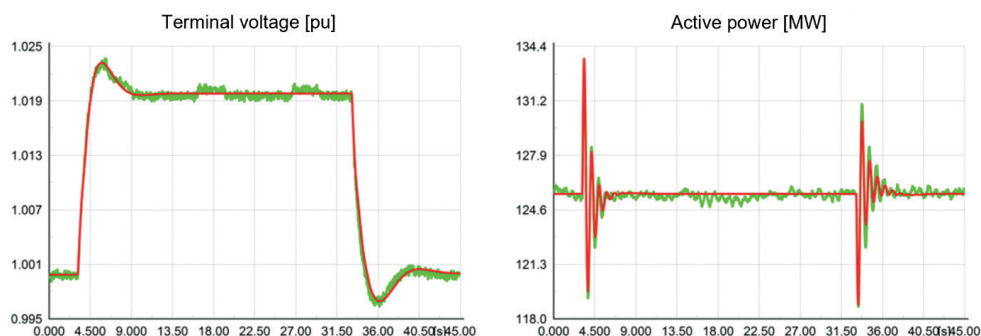
Do momentu synchronizacji kraje bałtyckie były połączone liniami przesyłowymi z Rosją (w tym z obwodem królewieckim) oraz Białorusią i pracowały synchronicznie z tymi krajami w ramach porozumienia BRELL. Synchronizacja oraz praca synchroniczna z CESA odbywa się poprzez dwutorową linię 400 kV pomiędzy Polską a Litwą – pomiędzy stacjami Elk Bis a Alytus.

Wstępne analizy oraz testy w elektrowniach systemowych państw bałtyckich

Pierwsze analizy wykonane przez Instytut Energetyki (IEN), sprawdzające możliwość przyłączenia BSPS do CESA, zostały ukończone w roku 2018. Obejmowały swoim zakresem obliczenia rozprężowe, stabilność kątową dużych zakłóceń, stabilność kątową małych zakłóceń oraz stabilność częstotliwościową. Wykazano wówczas, że połączenie jest możliwe, jednakże po spełnieniu określonych warunków. Główne wyzwania wynikały ze specyfiki przyszłego połączenia systemu BSPS z CESA, tj. pracy poprzez jedną dwutorową linię napowietrzną o napięciu 400 kV. W przypadku wyłączenia tej linii system BSPS przechodzi do pracy wyspowej. Zarówno samo przejście do pracy wyspowej, jak i późniejsza praca w tym trybie powinny się odbywać tak, aby zachować ciągłość pracy systemu elektroenergetycznego, bez narażenia odbiorców na utratę zasilania. Szczegóły odnośnie do wyzwań i obostrzeń z tym związanych przedstawiono w kolejnym podrozdziale. W trakcie pracy synchronicznej z CESA ubytek mocy generowanej/ pobieranej wewnątrz systemu BSPS lub wyłączenie jednego z kabli HVDC do Skandynawii oznacza niemal natychmiastowe zwiększenie przesyłu mocy na jedynej linii łączącej system BSPS z CESA. Zdarzenie tego typu nie może stanowić zagrożenia dla stabilnej pracy systemu elektroenergetycznego, co uwzględniono w trakcie wyznaczania dopuszczalnych przesyłów mocy pomiędzy łączonymi systemami.

We wnioskach ze wstępnych analiz wskazano na niepewność modeli dynamicznych dostarczonych przez operatorów systemów przesyłowych krajów bałtyckich oraz brak testów obiektowych, na podstawie których można by zweryfikować poprawność modeli. Podkreślono konieczność wykonania pomiarów w elektrowniach zlokalizowanych w BSPS. Dużą uwagę zwrócono na potrzebę poprawnego odwzorowania pracy stabilizatorów systemowych (PSS), które mają kluczowe znaczenie dla stabilności kątowej małych zakłóceń.

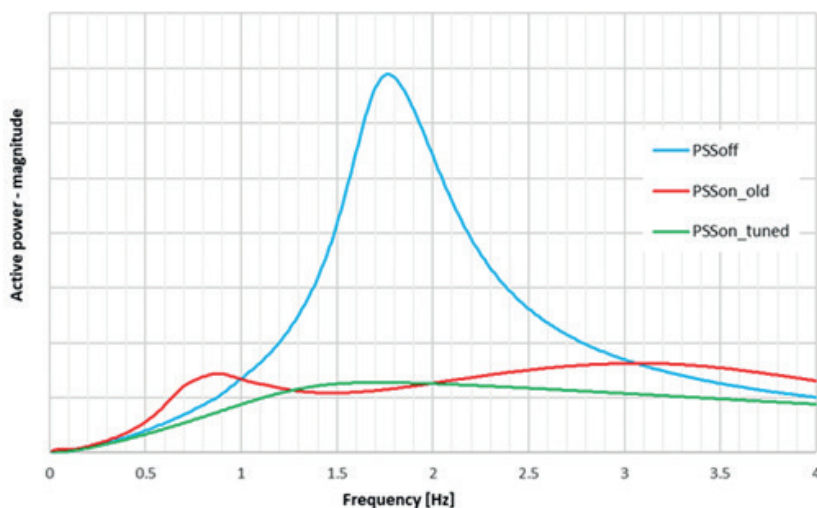
W kolejnym roku odbyła się kampania testowa, w ramach której zebrano dane generatorów oraz ich układów regulacji ze wszystkich elektrowni systemowych w BSPS. Przeprowadzono również szereg testów, dzięki którym możliwa była walidacja modeli dynamicznych indywidualnych jednostek. Podstawowe testy obiektowe obejmowały skoki wartości zadanej regulatora napięcia w pracy jałowej, podczas pracy w sieci (z załączonym oraz wyłączonym stabilizatorem systemowym), charakterystyki częstotliwościowe generatora (pod kątem weryfikacji poprawności nastaw stabilizatora), a także testy regulacji pierwotnej turbin. Rys. II.1.2 przedstawia przykład porównania odpowiedzi symulacyjnej dostrojonego modelu generatora dla wybranej elektrowni systemowej w Estonii z rzeczywistymi pomiarami. Model w bardzo dobrym stopniu odzwierciedla zachowanie fizycznej maszyny.



Rys. II.1.2. Odpowiedź napięcia generatora oraz mocy czynnej na skok wartości zadanej napięcia $\pm 2\%$ podczas pracy w sieci wybranego generatora z Estonii (pomiar – kolor zielony, symulacja – kolor czerwony)

Na rys. II.1.3 zaprezentowano charakterystykę amplitudową mocy czynnej w funkcji częstotliwości dla wybranego generatora w systemie estońskim. Kolorem niebieskim oznaczono charakterystykę bez PSS, czerwonym – dla oryginalnych nastaw, a zielonym – dla zaproponowanych przez IEN zmienionych nastaw stabilizatora. Zmiany wynikały z faktu, że dla oryginalnych nastaw PSS, dla częstotliwości poniżej 1 Hz, charakterystyka z PSS znajduje się powyżej krzywej bez PSS. Oznacza to możliwość pogorszenia tłumienia oscylacji międzyobszarowych przy pracy z załączonym stabilizatorem systemowym w porównaniu z pracą ze stabilizatorem wyłączonym. Po ponownym nastrojeniu stabilizatora uzyskano poprawę tłumienia w całym obserwowanym zakresie częstotliwości dla układu generator–AVR–PSS.

Po przeprowadzeniu testów w elektrowniach, walidacji modeli indywidualnych jednostek oraz opracowaniu modeli generacji wiatrowej we wszystkich trzech państwach bałtyckich zaktualizowano model całego systemu BSPS. Stanowiło to wkład w kolejne prace analityczne, zapewniający większą dokładność całego modelu i zwiększający wiarygodność uzyskanych wyników.



Rys. II.1.3. Charakterystyka amplitudowa mocy czynnej w funkcji częstotliwości dla wybranego generatora z Estonii

Analizy stabilności częstotliwościowej dla pracy wyspowej państw bałtyckich

Analizy stabilności częstotliwościowej miały na celu identyfikację niezbędnych działań i ograniczeń operacyjnych, jak również dobór parametrów automatycznej regulacji częstotliwości dla zapewnienia stabilnej pracy BSPS, zarówno w trakcie procesu przejścia do pracy wyspowej (z różną wartością niezbilansowania wynikającą z wymiany transgranicznej przed utratą połączenia z resztą obszaru synchronicznego), jak i podczas długotrwałej pracy wyspowej. Na potrzeby tych analiz model systemu BSPS został wzbogacony o elementy istotne z punktu widzenia regulacji częstotliwości, takie jak: a) regulacja pierwotna na jednostkach synchronicznych (FCR); b) wsparcie częstotliwościowe z systemu Nordel o wolumenie zgodnym z umowami bilateralnymi, uzyskane poprzez łącza HVDC (EPC/FFR na łączach HVDC); c) układy regulacji częstotliwości na farmach wiatrowych (tryb LFSM); d) zabezpieczenia pod- i nadczęstotliwościowe oraz napięciowe zainstalowane na jednostkach synchronicznych i farmach wiatrowych; e) automatyka samoczynnego częstotliwościowego odciażania systemu (tryb UFLS); f) układy regulacji częstotliwości na magazynach energii BESS (tryb EPC/FFR); g) specjalne układy automatyki systemowej; h) przyjęty konserwatywnie efekt zależności częstotliwościowej odbiorów, tj. 1 [%/Hz].

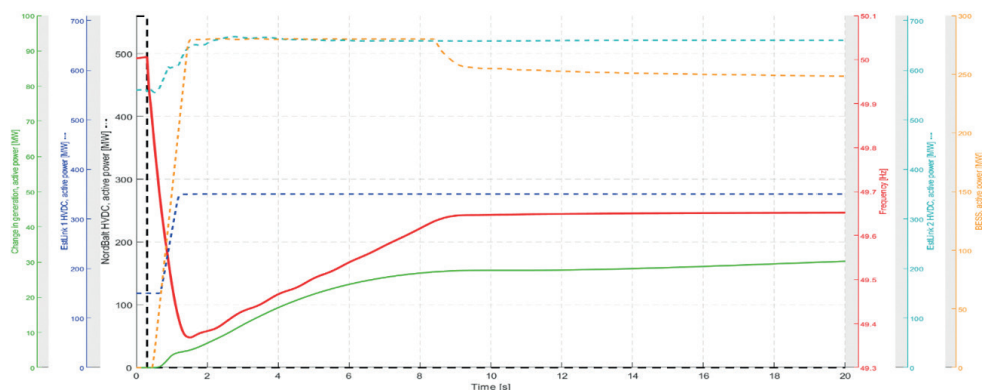
Ze względu na relatywnie mały rozmiar systemu BSPS (tab. II.1.1, rys. II.1.1) cechuje się on niewielką wartością inercji oraz możliwym stosunkowo dużym niebilansowaniem odniesionym do zapotrzebowania, wynikającym z rozmiaru pojedynczych źródeł mocy (w tym układów HVDC o mocach 700 MW, 650 MW i 350 MW). Z tego powodu

utrzymanie stabilności częstotliwościowej w trakcie pracy wyspowej może stanowić duże wyzwanie z uwagi na niedopuszczenie zarówno do zbyt dużych wartości odchyłki częstotliwości (nadir, zenit), jak i zbyt dużych szybkości zmian częstotliwości (RoCoF).

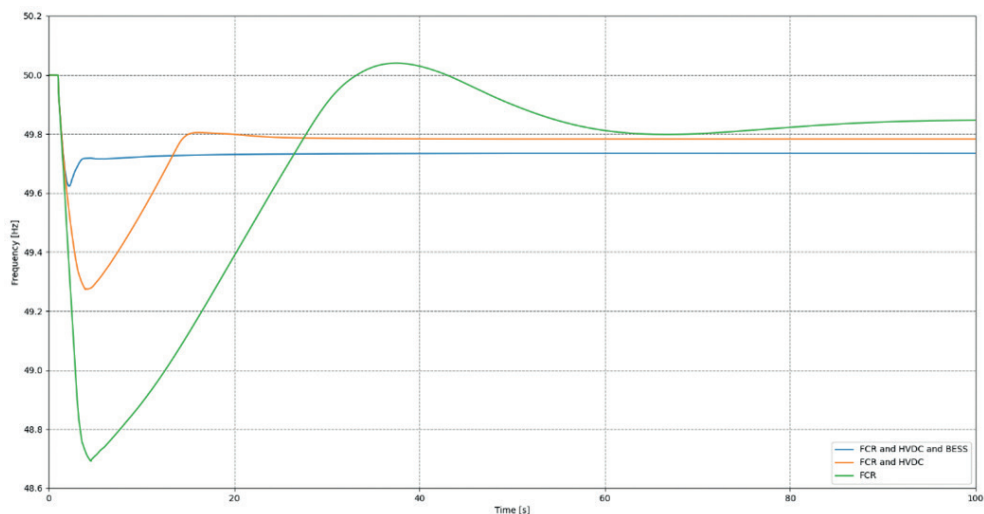
Stwierdzono, że aby nie dopuścić do przypadków, w których wartość współczynnika RoCoF przekroczy 1 Hz/s (przy wyłączeniu kryterialnym, tj. łącza HVDC NordBalt pomiędzy Litwą a Szwecją pracującego z mocą 700 MW), wartość inercji w krajach bałtyckich nie może być niższa niż 17 100 MWs. Aby spełnić to kryterium, już obecnie zainstalowano cztery kompensatory synchroniczne, mając w planach instalację kolejnych pięciu jednostek, tak aby spełnić warunek wymaganej inercji również przy dużym udziale w generacji źródeł odnawialnych.

Analizy stabilności częstotliwościowej przeprowadzono wariantowo, dla dostępności różnych środków regulacji częstotliwości. Warto nadmienić, że zgodnie z regułami ENTSO-E odnośnie do alokacji rezerwy pierwotnej (FCR) w poszczególnych systemach elektroenergetycznych państwa bałtyckie powinny utrzymywać jedynie 30 MW rezerwy pierwotnej [2]. Ponadto FCR będzie miał ograniczony potencjał zapobiegania dużym odchyleniom częstotliwości (charakteryzujących się wysoką początkową wartością RoCoF ok. 1 Hz/s) ze względu na zbyt wolną reakcję w warunkach niskiej inercji w systemie BSPS. W analizach wskazano na konieczność stosowania szybszych mechanizmów regulacji częstotliwości, takich jak FFR lub EPC na łączach HVDC i/lub BESS, przy jednoczesnym unikaniu lub minimalizowaniu UFLS. Rys. II.1.4 przedstawia przykładową odpowiedź systemu na wyłączenie jednego z łączy HVDC obciążonego mocą 560 MW w trakcie stabilnej pracy wyspowej. W prezentowanym przykładzie nastąpiła aktywacja regulacji FFR oraz EPC na dwóch pozostałych w pracy łączach HVDC, w których utrzymywano stałe pasmo regulacyjne na potrzeby ewentualnej pracy wyspowej. Dodatkowo zostały aktywowane układy FFR na magazynach energii, które w tym momencie są przeznaczone tylko do regulacji częstotliwości. W rezultacie maksymalna odchyłka częstotliwości (nadir) nie przekroczyła 49,5 Hz, czyli nie wystąpiły warunki do aktywacji pierwszego członu UFLS. Na rysunku widać również, że regulacja pierwotna realizowana przez wybrane jednostki konwencjonalne, choć spełniająca wszystkie wymagania dla obszaru Europy kontynentalnej [3], jest zbyt wolna, aby ograniczyć spadek częstotliwości w systemie BSPS.

Na rys. II.1.5 zaprezentowano przebieg częstotliwości w trakcie pracy wyspowej BSPS, uzyskany po wyłączeniu jednego z łączy HVDC obciążonego mocą 400 MW, dla różnych wariantów dostępności środków regulacji częstotliwości. Największy spadek częstotliwości odnotowano dla regulacji częstotliwości realizowanej jedynie przez generatory synchroniczne (FCR). W celu ograniczenia spadku częstotliwości konieczne było aktywowanie czterech stopni UFLS, co spowodowało wyłączenie ok. 18,5% całkowitego obciążenia. Aktywacji UFLS można uniknąć, pod warunkiem że dostępna jest wystarczająca rezerwa mocy czynnej na łączach HVDC lub razem na łączach HVDC i BESS.



Rys. II.1.4. Przebieg częstotliwości (czerwony) po awaryjnym wyłączeniu łącza NordBalt obciążonego mocą 560 MW w trakcie pracy wyspowej BSPS oraz odpowiedzi układów regulujących częstotliwość



Rys. II.1.5. Porównanie przebiegu częstotliwości podczas pracy wyspowej BSPS po awaryjnym wyłączeniu jednego z łączy HVDC obciążonego 400 MW dla różnych wariantów dostępności środków regulacji częstotliwości

Przeprowadzone analizy dobitnie pokazały, że przy połączeniu BSPS z CESA jedynie poprzez jedną dwutorową linię 400 kV AC stabilność częstotliwościowa stanowi główne kryterium ograniczające dopuszczalne wielkości transferów między BSPS a CESA. Wielkość transferów mocy jest ściśle zależna od dostępności środków regulacji częstotliwości po stronie BSPS.

Efektom prac były również wytyczne do systemu FSAS (*Frequency Stability Assessment System*), monitorującego w czasie rzeczywistym wielkość inercji w krajach bałtyckich oraz analizującego parametry stabilności częstotliwościowej dla aktualnego oraz przewidywanego w zdefiniowanym horyzoncie czasowym stanu pracy systemu.

Analizy stabilności kątowej dużych zakłóceń

Każdy z krajów bałtyckich to system elektroenergetyczny rozwijający się i funkcjonujący według nieco odmiennych założeń. Takie czynniki, jak wielkość generacji OZE planowanej do zainstalowania przez poszczególne kraje czy możliwość wykorzystania łączny HVDC z Finlandią i Szwecją, powodują, że ograniczenia dopuszczalnych przesyłów mocy (*total transfer capacity*, TTC) na profilu polsko-litewskim (PL–LT) mogą wynikać również z ograniczeń wewnątrz samego BSPS.

Tym samym określając warunki bezpiecznej pracy BSPS, należy mieć na uwadze bezpieczne wartości przesyłów mocy nie tylko bezpośrednio na połączeniu PL–LT, ale również wewnątrz BSPS. W trakcie prowadzonych prac zidentyfikowano przypadki, gdy rozkład generacji w BSPS wynikający z przyjętych założeń rynkowych nie pozwalał spełnić wymogu bezpiecznej pracy SEE (przeciążenia w stanach $n - 1$) i wymagał wprowadzenia zmian w rozkładzie generacji.

Wykonane analizy stabilności kątowej dużych zakłóceń pozwoliły na sformułowanie następujących wniosków dotyczących:

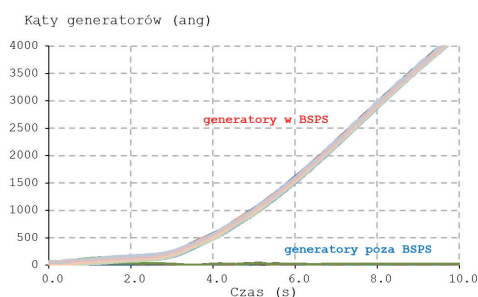
- czasu usuwania zwarcia;
- oscylacji mocy obserwowanych po zakłóceniu;
- wpływu OZE na wielkość bezpiecznej wymiany mocy między BSPS a CESA.

Czas usuwania zwarcia

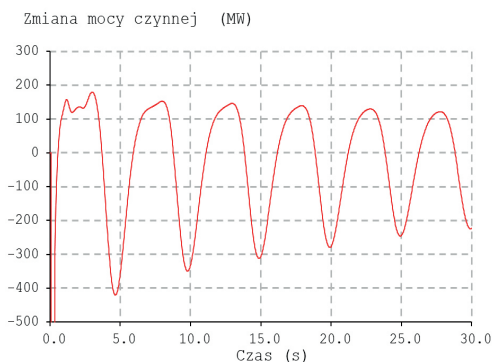
W przeprowadzonych pracach przyjęto, że stabilność generatorów konwencjonalnych (oraz całego SEE) jest zachowana w przypadku zwarć usuwanych z czasem nie dłuższym niż 150 ms. W przypadku dłuższych czasów eliminacji zwarć mogło dojść do utraty stabilności generatorów zlokalizowanych w pobliżu miejsca zwarcia. W przypadku zwarć zlokalizowanych w bezpośrednim sąsiedztwie polsko-litewskiego interfejsu zaobserwowano, że może dojść do utraty synchronizmu przez wszystkie jednostki pracujące w BSPS. Przykład takiego zdarzenia (zwarcie usuwane z czasem 250 ms) pokazano na rys. II.1.6, gdzie przedstawiono przebiegi kątów obserwowanych jednostek generacyjnych.

Oscylacje pozakłóceniewe

W przypadku wysokich wartości wymiany transgranicznej pomiędzy BSPS a CESA skutkiem zaburzeń mogą być słabo tłumione oscylacje mocy między tymi obszarami. Na rys. II.1.7 przedstawiono oscylacje mocy czynnej płynącej przez polsko-litewski interfejs po zaburzeniu polegającym na zwarciu 250 ms usuwanym poprzez wyłączenie jednej z linii transgranicznych (osłabienie interfejsu). Obserwowane oscylacje mocy mają składowe o bardzo słabym tłumieniu ($<2\%$) dla częstotliwości 0,2 Hz i 0,4 Hz (temat oscylacji został rozwinięty w dalszej części rozdziału).



Rys II.1.6. Kąty generatorów po zwarcu trójfazowym w sieci NN w pobliżu interfejsu polsko-litewskiego



Rys II.1.7. Oscylacje mocy czynnej na interfejsie polsko-litewskim po pobliskim zwarcu trójfazowym w sieci NN

Wpływ OZE

Operatorzy systemu elektroenergetycznego państw bałtyckich przewidują dynamiczny wzrost mocy zainstalowanych z OZE, głównie z farm wiatrowych. Są wśród tych inwestycji duże obiekty (rzędu kilkuset MW), które mają być przyłączone na relatywnie niewielkim obszarze. Gdy podczas pobliskiego zwarcia zostaje zaniżona moc czynna pracujących FW, chwilowy ubytek mocy w systemie może sięgać 1000 MW. Zależnie od szybkości odbudowy mocy czynnej po zwarcu sytuacja ta może być jedynie epizodem, który system przetrwa, lub może się rozwinąć w kierunku awarii powodującej utratę stabilności BPS. W obu przypadkach wartość parametru określającego czas odbudowy mocy czynnej po zwarcu mieściła się w zakresie wymaganym przez operatora. Wprawdzie krótsze czasy odbudowy są powszechnie stosowane w obecnie wykorzystywanych rozwiązaniach, jednak w symulacjach uwzględniano planowane do przyłączenia obiekty o nieznanym parametrach. Dla tych obiektów przyjęto nastawy dopuszczalne w obowiązujących regulacjach [4].

Analizy stabilności kątowej małych zakłóceń

W kontekście rozszerzania obszaru synchronicznego o systemy elektroenergetyczne kolejnych krajów stabilność kątowa małych zakłóceń jest kluczowym aspektem analizy stabilności systemu elektroenergetycznego. Synchronizacja nowego obszaru z istniejącą siecią może prowadzić do pojawienia się nowych lub modyfikacji już istniejących oscylacji międzyobszarowych (tzw. modów), co może wpływać na stabilność całego obszaru synchronicznego. Występowanie takich oscylacji o niskiej wartości współczynnika tłumienia może skutkować koniecznością ograniczenia przesyłów mocy między nowo przyłączonym obszarem a resztą systemu w celu zapewnienia bezpiecznej i stabilnej pracy sieci. Dlatego szczegółowa analiza stabilności małosygnałowej stanowi niezbędny etap każdego procesu synchronizacji, pozwalający na określenie bezpiecznych limitów przesyłu oraz ewentualnych środków zaradczych, takich jak strojenie stabilizatorów

systemowych w elektrowniach systemowych lub wyposażenie obiektów przyłączonych przez przekształtniki w dodatkowe pętle tłumiące, zaimplementowane w regulatorach tych obiektów (np. układów HVDC, STATCOM czy też BESS).

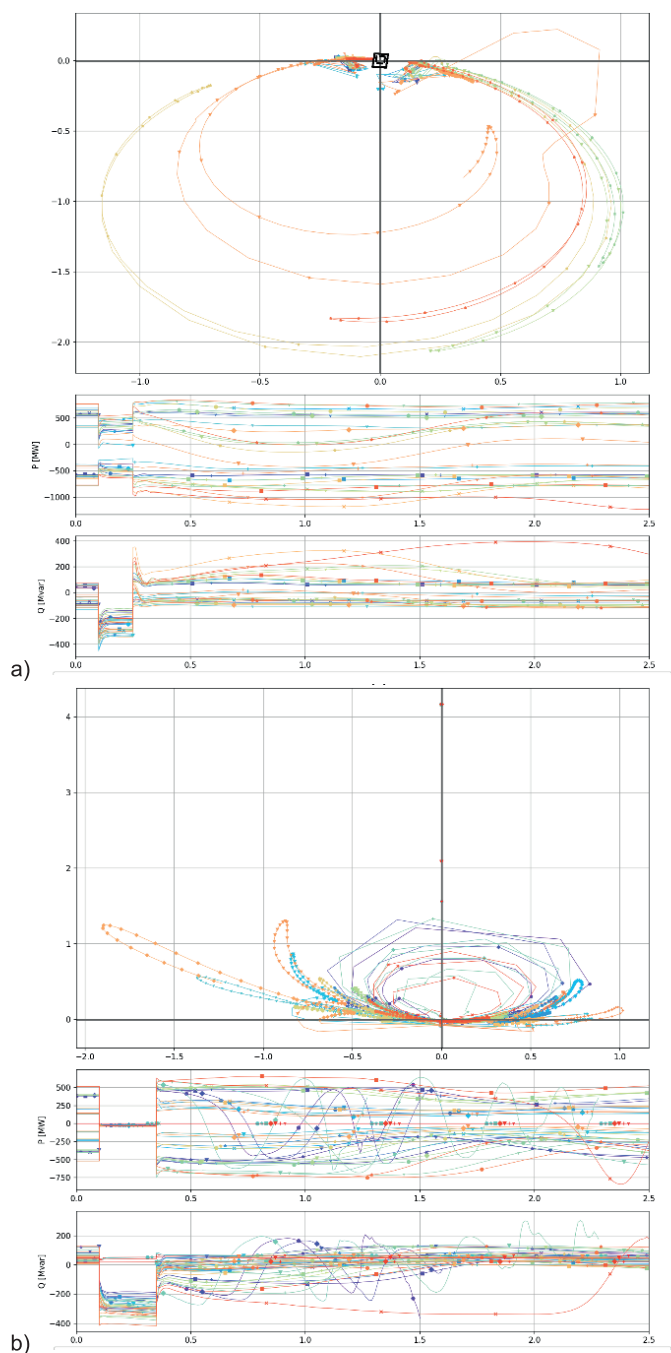
Ze względu na fakt, że stabilność kątowna małych zakłóceń ma charakter globalny, w sensie udziału w wybranych oscylacjach dużej liczby generatorów zlokalizowanych na całym obszarze synchronicznym, w celu analizy opisywanych zjawisk konieczne było opracowanie modelu całego systemu CESA. Złożoność tego procesu, jak również procedurę tworzenia modelu rozplwywowego i dynamicznego wraz z walidacją przedstawiono w opracowaniu [5].

W wyniku przeprowadzonych analiz stwierdzono, że połączenie systemu krajów bałtyckich z systemem elektroenergetycznym Europy kontynentalnej (CESA) nie wpływa na obniżenie tłumienia oraz zmianę częstotliwości istniejących modów o najniższych częstotliwościach oscylacji. Po synchronizacji BSPS z CESA pojawia się jeden nowy mod międzyobszarowy o częstotliwości w przedziale od ok. 0,35 Hz (w warunkach zimowego szczytu) do ok. 0,5 Hz (w warunkach letniej doliny obciążenia), w którym generatory w państwach bałtyckich oscylują w przeciwfazie do reszty systemu. Niezależnie od rozważanego scenariusza bazowego współczynnik tłumienia nowego modu skojarzonego z generatorami w BSPS był znacznie powyżej wymaganego w ENTSO-E proggu 5%.

Zwiększanie przesyłu mocy czynnej z krajów bałtyckich w kierunku Polski powoduje pogorszenie tłumienia modu bałtyckiego, jednak ograniczenia przesyłu mocy wynikające z dopuszczalnej wartości tłumienia są równe lub wyższe niż te uzyskane z analiz stabilności przejściowej lub analiz rozplwygowych.

Dobór zabezpieczeń rozcinających na profilu PL–LT

Ze względu na sposób podłączenia krajów bałtyckich do systemu ENTSO-E uruchomiono funkcje zabezpieczeń od pracy asynchronicznej, działające jako zabezpieczenia rozcinające. Ta funkcja zabezpieczeń jest nazywana OOS (*out-of-step*) [6] i należy do kategorii zabezpieczeń impedancyjnych. Istotę działania zabezpieczenia stanowi wykrywanie kołysań mocy (PSD). Na podstawie pomiarów napięcia i prądu algorytm PSD analizuje przebieg trajektorii wektora impedancji $\underline{Z}$, oceniając szybkość zmian $\Delta \underline{Z} / \Delta t$ oraz moduł $|\underline{Z}|$. Zabezpieczenie OOS zostało zainstalowane w stacji Alytus, w rozdzielniach 330 kV oraz 400 kV. Dobór nastaw dla funkcji OOS był realizowany sekwencyjnie. W pierwszej kolejności zidentyfikowano tzw. środek kołysań, który, w zależności od analizowanej konfiguracji systemu, przypadał w stacji Alytus lub w linii transgranicznej pomiędzy stacją Alytus a Ełk Bis. Kolejnym krokiem było dobranie nastaw, a ostatnim – weryfikacja poprzez symulację zwarć w SEE oraz wykreślenie na płaszczyźnie $R-jX$ trajektorii $\underline{Z}$ na tle charakterystyki OOS.



Rys. II.1.8. Przebiegi impedancji Z [Ω] na płaszczyźnie $R-jX$ oraz P [MW] i Q [Mvar] dla zakłócenia w postaci zwarcia z wyłączeniem linii po czasie 150 ms (u góry – przypadek stabilny) oraz 250 ms (u dołu – przypadek niestabilny) dla analizowanych wariantów obliczeniowych

Na rys. II.1.8 pokazano przebieg zmienności impedancji na płaszczyźnie zespolonej $R-jX$ dla dwóch zakłóceń trwających 150 ms oraz 250 ms (odpowiednio górny i dolny wykres). Na każdym z wykresów uwidoczniło trajektorie dla pojedynczego zakłócenia w postaci zwarcia i wyłączenia linii NN. Widoczne na wykresie $R-jX$ znaczniki zostały wykreślone z krokiem 50 ms, co pozwala zidentyfikować szybkość zmian mierzonej impedancji. Kolejne wykresy przedstawiają przebiegi P i Q dla tych samych zakłóceń.

W przypadku aktywacji OOS nastąpi separacja BPS i CESA. Mimo że taki stan pracy nie jest pożądany, to działanie to należy traktować jako przewencyjne, ponieważ asynchroniczne kołysania mocy stanowią zagrożenie dla stabilności całego systemu elektroenergetycznego i w ostateczności mogą prowadzić do tzw. blackoutu. Po podziale oba systemy będą pracowały niezależnie – CESA w sprawdzonej konfiguracji sprzed synchronizacji, natomiast BPS – w warunkach pracy wyspowej.

Podsumowanie

Synchronizacja systemów elektroenergetycznych krajów bałtyckich z systemem Europy kontynentalnej stanowiła zwieńczenie wieloletnich przygotowań. Omówione w rozdziale zagadnienia ukazują zarówno wyzwania, jakie należało pokonać przed synchronizacją, jak i potencjalne zagrożenia dla stabilności systemu, z którymi operatorzy muszą się mierzyć na co dzień, planując oraz prowadząc pracę systemu elektroenergetycznego.

Bibliografia

1. <https://balticwind.eu/pl/baltyccy-operatorzy-sieci-przesylowych-podpisali-porozumienie-w-sprawie-synchronizacji-majacej-nastapic-w-lutym-2025/> [dostęp: 4 kwietnia 2025].
2. Elering AS, AS “Augstsprieguma tīkls”, LITGRID AB. Baltic Load-Frequency Control block concept document, 31.12.2020; <https://elering.ee/sites/default/files/2021-01/Baltic%20Load-Frequency%20Control%20concept%20document.pdf>.
3. Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej. Dz.U. L 220 z 25.8.2017, s. 1–120.
4. Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci. Dz.U. L 112 z 27.4.2016, s. 1–68.
5. Dąbrowski K., Krawczyk M., Kąkol A., Smoter J. Sobczak B. Możliwość analizy zachowania dynamicznego dużego systemu elektroenergetycznego przy ograniczonej dostępności danych na przykładzie wykorzystania pomiarów zarejestrowanych w trakcie awarii w Bełchatowie. [W:] Aktualne problemy pracy systemów elektroenergetycznych, red. R. Zajczyk. Wydawnictwo Politechniki Gdańskiej, Gdańsk 2023, s. 93–103.
6. Power swing and out-of-step consideration on transmission lines. A report to the Power System Relaying Committee of the IEEE Power Engineering Society 2005; https://ewh.ieee.org/r6/san_francisco/pes/pes_pdf/OutOfStep/PowerSwingOOS.pdf.

II.2. Proces synchronizacji systemów elektroenergetycznych krajów bałtyckich z systemem elektroenergetycznym Europy kontynentalnej

Remigiusz Warzywoda, Maciej Wilk, Rafał Kuczyński, Tomasz Barlik
Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA, Konstancin-Jeziorna

Wprowadzenie

W dniu 9 lutego 2025 r. o godzinie 13:05 (CET) systemy elektroenergetyczne krajów bałtyckich, tj. Litwy, Łotwy i Estonii (*Baltic States Power System*, BSPS), rozpoczęły próbną pracę synchroniczną z systemem elektroenergetycznym Europy kontynentalnej (*Continental Europe Synchronous Area*, CESA). Wydarzenie to stanowiło zwieńczenie wieloletniego procesu przygotowań, obejmującego decyzje polityczne, analizy techniczne, realizację projektów inwestycyjnych, wdrażanie nowych i aktualizację istniejących procedur, kończąc na kwestiach formalno-prawnych.

Wyzwania techniczne związane z synchronizacją, które były przedmiotem analiz technicznych, zostały opisane w poprzednim rozdziale. W niniejszym rozdziale autorzy skupili się na opisanu procesu przygotowań do synchronizacji, głównie z perspektywy polskiego operatora systemu przesyłowego (OSP) – PSE, jak również ENTSO-E, z uwzględnieniem istotnego etapu poprzedzającego synchronizację, tj. testu pracy wyspowej BSPS.

Obszar synchroniczny Europy kontynentalnej oraz zasady jego rozszerzania.

ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) to stowarzyszenie zrzeszające europejskich operatorów sieci przesyłowych. 40 członków OSP reprezentujących 36 krajów odpowiada za bezpieczną i skoordynowaną pracę europejskiego systemu elektroenergetycznego, największej połączonej sieci elektroenergetycznej na świecie. W ramach ENTSO-E funkcjonuje kilka obszarów synchronicznych, których pracę nadzorują tzw. grupy regionalne. Największym z nich jest obszar synchroniczny Europy kontynentalnej, obejmujący systemy od Portugalii na zachodzie do Ukrainy na wschodzie, którego pracę nadzoruje RG CE (Regional Group Continental Europe) [1, 2]. Działania RG CE są realizowane w odniesieniu do regulaminu (*terms of reference*), w którym m.in. opisana została procedura rozszerzania obszaru synchronicznego Europy kontynentalnej. Uruchomienie procedury wymaga złożenia wniosku przez co najmniej

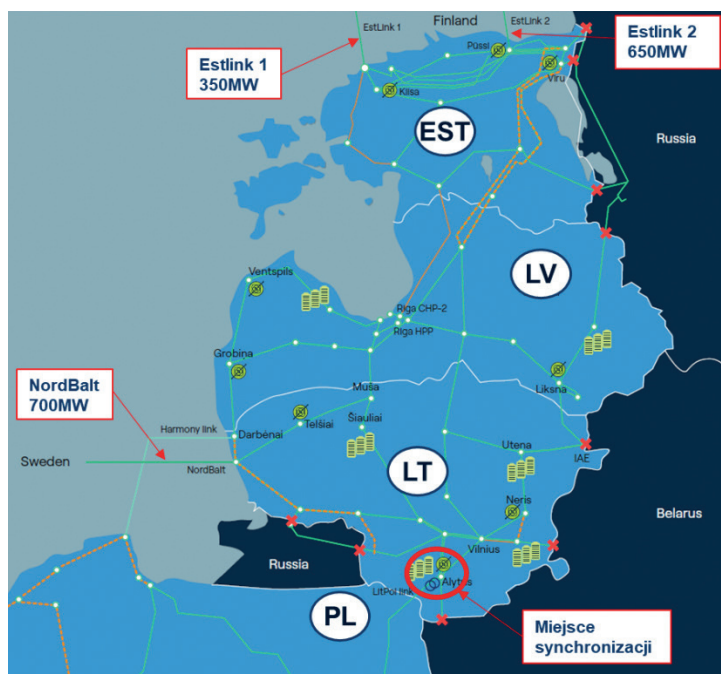
jednego z operatorów z CESA – tzw. stronę wspierającą (*supporting party*). Główne elementy procedury to:

- rozpatrzenie wniosku, w tym zasadności (możliwości) uruchomienia procedury;
- rozpoczęcie opracowywania umowy określającej warunki synchronicznego przyłączenia oraz tzw. zbioru wymagań;
- powołanie grupy projektowej do przygotowania zbioru wymagań (patrz poniżej) oraz, po podpisaniu umowy określającej warunki synchronicznego przyłączenia, nadzoru i koordynacji działań w procedurze aż do momentu rozpoczęcia stałej pracy synchronicznej;
- opracowanie warunków dla rozpoczęcia próbnej i decyzji o stałej pracy synchronicznej.

Szczegóły wymienionych działań zostały opisane w dalszej części rozdziału.

System elektroenergetyczny krajów bałtyckich

System elektroenergetyczny krajów bałtyckich (BSPS) obejmuje obszar Litwy, Łotwy i Estonii. Sieć przesyłowa pracuje na napięciu 330 kV. Jej schemat z zaznaczonymi głównymi źródłami generacji został przedstawiony na rys. II.2.1, natomiast w tab. II.2.1 podano jego kluczowe parametry. Główne źródła generacji to elektrownie ciepłne (konwencjonalne i gazowo-parowe) oraz wodne. Brak jest bloków jądrowych.



Rys. II.2.1. Schemat sieci przesyłowej 330 kV BSPS z zaznaczonymi głównymi elementami [2]

BSPS posiada trzy łącza HVDC o sumarycznej mocy 1700 MW – dwa wykonane w technologii LCC (700 MW i 650 MW) oraz jedno wykonane w technologii VSC (350 MW). W BSPS pracują ponadto:

- BESS (*Battery Energy Storage System*) – cztery układy o sumarycznej mocy 200 MW i pojemności 200 MWh;
- kompensatory synchroniczne – cztery jednostki uruchomione przed synchronizacją, pięć kolejnych w trakcie budowy. Ich parametry zostały dobrane w sposób, który ma zapewnić wymagany poziom inercji oraz mocy zwarciowej.

Do momentu synchronizacji systemy Litwy i Polski pracowały za pomocą połączenia LitPol Link, tj. linii napowietrznej 2×400 kV Ełk Bis (PL)–Alytus (LT), funkcjonującej poprzez wstawkę B2B w stacji Alytus. Obejście wstawki B2B umożliwia pracę synchroniczną z CESA.

Tab. II.2.1. Kluczowe parametry BSPS (stan na 17 stycznia 2025 r.)

Parametr	BSPS
Szczytowe zapotrzebowanie	4,6 GW
Minimalne zapotrzebowanie	1,8 GW
Moc zainstalowana	12,9 GW
Generacja fotowoltaiczna	3,8 GW
Generacja wiatrowa	2,6 GW

Do momentu synchronizacji kraje bałtyckie były połączone szeregiem linii przesyłowych z Rosją (w tym z obwodem królewieckim) oraz Białorusią, pracując synchronicznie z systemem, który historycznie obejmował geograficzny obszar byłych republik radzieckich (IPS/UPS, *Integrated Power System/ Unified Power System*). Zasady współpracy operacyjnej pomiędzy OSP z krajów bałtyckich oraz OSP z Rosji i Białorusi określała umowa BRELL, zawarta w 2001 r.

Geneza projektu synchronizacji krajów bałtyckich

Synchronizacja SEE krajów bałtyckich z CESA była przedmiotem rozważań Litwy, Łotwy i Estonii od kilkudziesięciu lat. Pierwsze analizy, w których uczestniczyły PSE, były wykonywane już w pierwszej dekadzie XXI w. Dopiero jednak oddanie do eksploatacji połączenia LitPol Link (koniec 2014 r.) oraz uzgodnienia polityczne z roku 2018 [3] dały zielone światło dla rozpoczęcia procedury rozszerzenia CESA.

a) Aspekty polityczne

W czerwcu 2018 r. premierzy i prezydenci Polski, krajów bałtyckich oraz Przewodniczący Komisji Europejskiej podpisali porozumienie polityczne w sprawie synchronizacji systemu krajów bałtyckich z CESA. Porozumienie zakładało scenariusz synchronizacji realizowany na (istniejącym) połączeniu LitPol Link i przewidzianym do wybudowania podmorskim kablu HVDC pomiędzy Polską i Litwą – Harmony Link. W trakcie posiedzenia HLG BEMIP (High Level Group for the Baltic Energy Market Interconnection

Plan) we wrześniu 2018 r. została udzielona kierunkowa zgoda na formalne rozpoczęcie procedury rozszerzenia systemu elektroenergetycznego CESA według scenariusza założonego w porozumieniu politycznym.

b) Aspekty techniczne

Podpisanie ww. porozumienia politycznego oraz decyzja BEMIP były poprzedzone wykonaniem na zlecenie OSP z Polski i krajów bałtyckich, przy wsparciu ENTSO-E, wstępnych analiz technicznych, obejmujących aspekty dynamiczne, w tym dotyczących stabilności częstotliwościowej systemów krajów bałtyckich. Szczegóły dotyczące tych i kolejnych analiz technicznych zostały opisane w osobnym rozdziale.

c) Wniosek o rozszerzenie obszaru synchronicznego

W świetle powyższego 21 września 2018 r. PSE, występując jako strona wspierająca, wystosowała do RG CE wniosek o rozszerzenie CESA o BSPS. Do wniosku dołączone zostały ww. analizy techniczne.

Uruchomienie procedury rozszerzania CESA i podpisanie umowy określającej warunki synchronicznego przyłączenia

Wniosek o rozszerzenie obszaru synchronicznego był przedmiotem obrad RG CE w trakcie posiedzenia w październiku 2018 r. W rezultacie uzgodnień RG CE zdecydowało o uruchomieniu procedury rozszerzenia CESA i powołaniu grupy projektowej (PG Baltic) koordynującej proces. W skład grupy weszli przedstawiciele OSP z Europy kontynentalnej i krajów bałtyckich. Ze względu na charakter rozszerzenia (poprzez system polski) oraz pełnienie przez PSE roli strony wspierającej przewodnictwo w grupie zostało powierzone przedstawicielowi polskiego OSP.

Zgodnie z regulaminem RG CE do pierwszych zadań powierzonych grupie należały opracowanie i przedłożenie do podpisania umowy określającej warunki synchronicznego przyłączenia oraz tzw. zbioru wymagań. Po akceptacji RG CE (kwiecień 2019 r.) uruchomiony został proces podpisywania – umowa weszła w życie w maju 2019 r. Jej główne elementy to:

- określenie działań w procesie przygotowania do połączenia synchronicznego;
- wymóg dostosowania procedur u bałtyckich OSP do wymagań obowiązujących w umowie SAFA (*Synchronous Area Framework Agreement*), określającej zasady pracy systemów w Europie kontynentalnej;
- określenie zbioru wymagań obejmującego listę szczegółowych warunków technicznych mających zapewnić bezpieczną pracę systemów po połączeniu. Zbiór wymagań objął m.in. obowiązek wykonania szczegółowych studiów dynamicznych, konieczność zapewnienia w systemach krajów bałtyckich minimalnej inercji w wysokości 17 100 MWs oraz budowy Harmony Link;
- nałożenie na grupę projektową obowiązku opracowania i przedłożenia do akceptacji RG CE procedury awaryjnej synchronizacji.

Zgodnie z założonymi celami politycznymi okres obowiązywania umowy został ustalony na koniec 2025 r.

Procedura awaryjnej synchronizacji

Po podpisaniu umowy określającej warunki synchronicznego przyłączenia grupa projektowa PG Baltic przystąpiła do prac mających na celu określenie minimalnych warunków technicznych, prawnych i organizacyjnych umożliwiających przeprowadzenie uruchomienia procedury awaryjnej synchronizacji. Lista warunków do wdrożenia została zaakceptowana przez RG CE w kwietniu 2020 r., tj. w trakcie pierwszego posiedzenia RG CE zorganizowanego ze względu na pandemię COVID-19 całkowicie w formie telekonferencji.

Przykładowymi warunkami niezbędnymi dla umożliwienia przeprowadzenia procedury były: w obszarze technicznym – instalacja autotransformatorów 400/330 kV w stacji Alytus, w obszarze prawnym – nieudostępnianie dla handlu zdolności przesyłowych na połączeniu Ełk Bis–Alytus po synchronizacji (całość zdolności jest potrzebna dla zapewnienia bezpiecznej pracy systemów krajów bałtyckich), natomiast w obszarze organizacyjnym – podpisanie pomiędzy PSE i OSP z krajów bałtyckich umowy określającej zasady uruchamiania i pracy synchronicznej w trybie awaryjnym.

Jak wskazano powyżej, jednym z elementów wpisanych w zbiór wymagań było przeprowadzenie szczegółowych studiów dynamicznych. Prace w tym zakresie zostały uruchomione wiosną 2021 r., w ramach tzw. studium implementacyjnego, realizowanego przez i na zlecenie Konsorcjum OSP z Polski (PSE), Niemiec (50Hertz i Amprion) oraz Serbii (EMS).

W momencie ataku Federacji Rosyjskiej na Ukrainę w marcu 2022 r. i przeprowadzonej w jego bezpośredniej konsekwencji awaryjnej synchronizacji systemów elektroenergetycznych Ukrainy i Mołdawii z CESA status przygotowań procedury awaryjnej synchronizacji systemów krajów bałtyckich był na końcowym etapie. W szczególności w stacji Alytus zostały zainstalowane i przetestowane autotransformatory 400/330 kV, a dodatkowo w systemie litewskim pracowały cztery układy BESS. Co istotne, wyniki analiz nie wykazały zagrożeń dla pracy synchronicznej z CESA oraz określiły warunki dla pracy izolowanej krajów bałtyckich. Umożliwiło to podjęcie w kwietniu 2022 r. decyzji RG CE akceptującej możliwość przeprowadzenia awaryjnej synchronizacji w przypadku nieplanowego odłączenia systemów krajów bałtyckich od IPS/UPS.

Prace prowadzone na rzecz wdrożenia procedury awaryjnej synchronizacji systemów krajów bałtyckich stanowiły pierwszy krok milowy w przygotowaniu do pracy synchronicznej. Kolejne działania w procedurze synchronizacji polegały na swego rodzaju rozwijaniu elementów określonych w procedurze, przede wszystkim w obszarach inwestycyjnym i formalno-organizacyjnym.

Mapa drogowa synchronizacji i zgoda RG CE na próbną pracę synchroniczną

Po zakończeniu prac nad awaryjną synchronizacją rozpoczęły się prace nad opracowaniem mapy drogowej synchronizacji identyfikującej zadania niezbędne dla uruchomienia próbnej pracy synchronicznej w lutym 2025 r., tj. w terminie uzgodnionym na poziomie politycznym przez kraje bałtyckie latem 2023 r. [4].

Mapa drogowa została zaakceptowana przez RG CE w listopadzie 2023 r. Oprócz określenia zadań spełniała funkcję praktyczną – służyła do bieżącego śledzenia postępów w ich realizacji. Zadania zostały zebrane w trzy główne grupy:

- weryfikacja i aktualizacja umowy określającej warunki synchronicznego przyłączenia;
- przygotowanie i akceptacja programów testu pracy wyspowej oraz synchronizacji;
- ocena poziomu wdrożenia zbioru wymagań¹.

W rezultacie prac realizowanych zgodnie ze wspomnianą mapą w listopadzie 2024 r. RG CE wydało zgodę na uruchomienie próbnej pracy synchronicznej 9 lutego 2025 r., co miało być poprzedzone testem pracy wyspowej przewidzianym do przeprowadzenia podczas weekendu 8–9 lutego tego samego roku.

Test pracy wyspowej i synchronizacja

W kwietniu 2024 r., zgodnie z założeniami przyjętymi w mapie drogowej synchronizacji, RG CE zaakceptowało ramy testu pracy wyspowej BSPS i zobowiązało OSP krajów bałtyckich do opracowania na jego podstawie szczegółowego programu. Ramy te objęły kluczowe warunki brzegowe dla wykonania testu, a także ogólne zasady dotyczące jego przebiegu.

Główne założenia testu:

- kluczowe wyzwanie: maksymalne planowane odchylenie częstotliwości 400 mHz;
- czas trwania: ok. 1,5 dnia;
- dwa odrębne scenariusze stanu systemu elektroenergetycznego: z wysokim i niskim poziomem rezerwy pierwotnej, które naśladowały możliwe scenariusze wysokiej i niskiej generacji OZE;
- zobowiązanie do utrzymania minimalnej inercji w BSPS na poziomie 17 100 MWs.

Główne cele:

- weryfikacja zdolności BSPS do zachowania stabilności częstotliwościowej;
- badanie charakterystyki pracy łączy HVDC, konwencjonalnych i odnawialnych jednostek wytwórczych (w tym BESS), w szczególności w kontekście regulacji

¹ W wyniku weryfikacji zbioru wymagań, w odniesieniu do wniosków z analiz wykonanych przez Instytut Energetyki – Państwowy Instytut Badawczy w ramach studium implementacyjnego, które potwierdziły możliwość bezpiecznej pracy synchronicznej BSPS z CESA bez podmorskiego połączenia HVDC Harmony Link, realizacja tego projektu przestała być warunkiem synchronizacji.

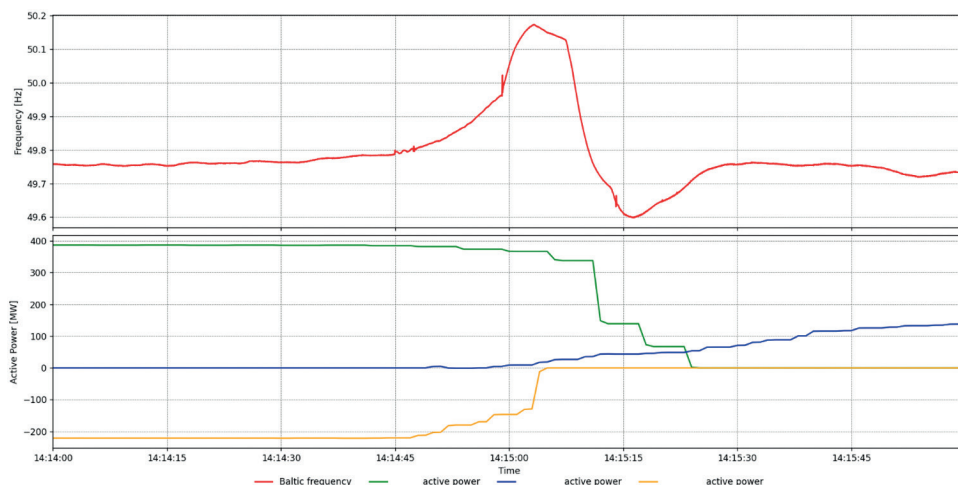
pierwotnej (FCR) oraz szybkiej regulacji częstotliwości (FFR), sterowania turbiną i kotłem, działania regulatorów turbin, pracy układów regulacji napięcia, w tym stabilizatorów systemowych PSS;

- przetestowanie procesu przywracania częstotliwości w celu walidacji usług systemowych aFRR (dawniej regulacja wtórna) i mFRR (dawniej regulacja trójna);
- przetestowanie działania regulacji napięcia w systemie;
- przetestowanie procedur organizacyjnych OSP z krajów bałtyckich.

Test rozpoczął się rano w sobotę 8 lutego 2025 r. i trwał niecałe 30 godzin. Dla obu scenariuszy testu zaplanowano szereg wyłączeń źródeł i odbiorów mocy czynnej i biernej – w celu oceny odpowiedzi częstotliwościowej i napięciowej systemu.

Największą planowaną skokową zmianą mocy czynnej była jednoczesna zmiana trybu pracy dwóch magazynów energii (BESS) w systemie litewskim z -50 MW na $+50$ MW (pierwszy) oraz z -50 MW na $+37,5$ MW (drugi) z szybkością 500 MW/s. Całkowita skokowa wymuszona zmiana mocy czynnej wyniosła $+175$ MW, co spowodowało wzrost częstotliwości o 235 mHz. Drugą największą planowaną zmianą mocy czynnej było jednoczesne odstawienie trzech jednostek w elektrowni wodnej na Łotwie z mocy $+60$ MW do 0 MW w czasie 11 s. Całkowity wymuszony ubytek mocy czynnej wyniósł 175 MW, co spowodowało spadek częstotliwości o 290 mHz.

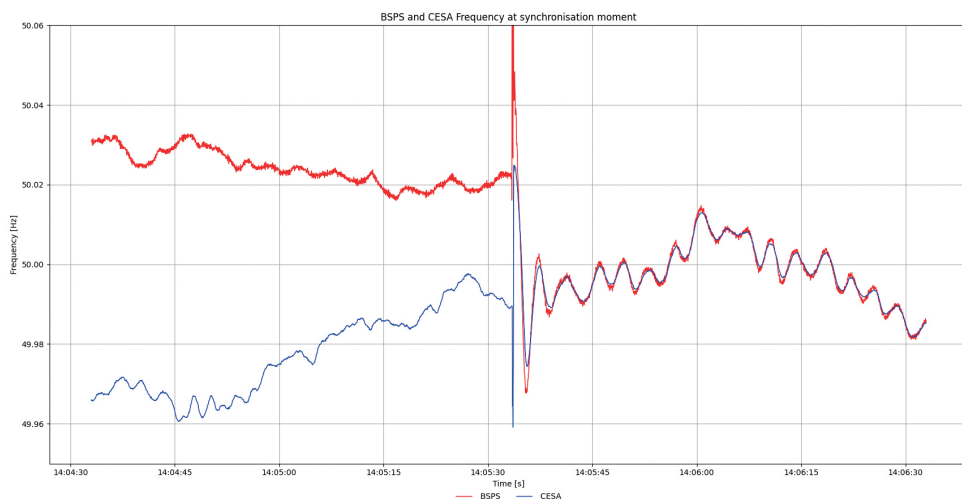
Ponadto w trakcie trwania testu nastąpiło nieplanowane wyłączenie awaryjne jednej z największych jednostek wytwórczych na Litwie. Na etapie opracowywania tekstu niniejszego rozdziału dokładne przyczyny wyłączenia nie były znane. Całkowity awaryjny ubytek mocy czynnej wyniósł 386 MW, co spowodowało spadek częstotliwości o 570 mHz. Przebieg częstotliwości oraz mocy czynnej wybranych jednostek w BSPS podczas tego zdarzenia został przedstawiony na rys. II.2.2.



Rys II.2.2. Przebieg częstotliwości oraz mocy czynnej wybranych jednostek w BSPS po awaryjnym wyłączeniu na Litwie

W celu zapewnienia stabilnej pracy wyspowej podjęto szereg środków ostrożności; jednym z nich było wykorzystanie stacji B2B LitPol Link i wsparcie częstotliwości ze strony systemu polskiego jako ostatniego (rezerwowego) środka do regulacji częstotliwości. Ponadto OSP z krajów bałtyckich dysponowali 200 MW BESS oraz czterema kompensatorami synchronicznymi w celu zapewnienia odpowiedniego poziomu inercji.

Próbna² praca synchroniczna BSPS z CESA rozpoczęła się w niedzielę 9 lutego 2025 r. o godzinie 13:05 (CET). Na rys. II.2.3 pokazano przebieg częstotliwości bezpośrednio przed tym wydarzeniem oraz po nim.



Rys. II.2.3. Przebieg częstotliwości w CESA (krzywa niebieska) oraz w BSPS (krzywa czerwona) bezpośrednio przed synchronizacją oraz po synchronizacji

Podsumowanie

Uruchomienie próbnej pracy synchronicznej systemów krajów bałtyckich w zakładanym terminie, a właściwie przed zakładanym terminem, potwierdziło poprawność procedur i praktyk stosowanych przez OSP z RG CE, efektywność działań większości grup roboczych i zadaniowych funkcjonujących w RG CE, a przede wszystkim determinację operatorów krajów bałtyckich w dążeniu do realizacji założonego celu.

Przeprowadzony test pracy wyspowej wskazał, że wszystkie środki mające na celu stabilizację częstotliwości w BSPS zadziałały zgodnie z planem i przeznaczeniem, tym samym potwierdzając odpowiednie przygotowanie do pracy w ramach CESA i utrzymania częstotliwości na zadanym poziomie w przypadku utraty połączenia synchronicznego.

² Termin „próbna praca synchroniczna” ma wymiar wyłącznie formalny. Zgodnie z regulaminem RG CE decyzja o stałej pracy synchronicznej wymaga m.in. próbnego okresu pracy synchronicznej, który z jednej strony wykorzystywany jest do obserwacji, z drugiej zaś daje możliwość wprowadzania korekt i wdrażania brakujących elementów, np. formalnego zatwierdzenia metod operacyjnych przez urzędy regulacji.

Bibliografia

1. ENTSO-E. Articles of Association, 27 September 2023; https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/General%20ENTSO-E%20documents/230927_Articles%20of%20Association.pdf [dostęp: 7 kwietnia 2025].
2. ENTSO-E. Internal Regulations, 27 September 2023; https://www.entsoe.eu/Documents/General%20ENTSO-E%20documents/Internal_Regulations_230927.pdf [dostęp: 7 kwietnia 2025].
3. The Political Roadmap on the synchronization of the Baltic States' electricity networks with the Continental European Network via Poland, June 28, 2018.
4. Joint Declaration of the Prime Ministers of the Baltic States on the Accelerated Synchronisation of the Baltic States' Electricity Networks with the Continental European Network, August 3, 2023; <https://www.mk.gov.lv/en/media/16290/download?attachment> [dostęp: 7 kwietnia 2025].

II.3. Awaria w dniu 21 czerwca 2024 roku w południowo-wschodniej części systemu Europy kontynentalnej – przebieg i wnioski

Rafał Kuczyński, Patryk Popiński

Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA, Konstancin-Jeziorna

Wprowadzenie

W dniu 21 czerwca 2024 r. w południowo-wschodnim obszarze systemu elektroenergetycznego Europy kontynentalnej doszło do poważnej awarii, która doprowadziła do wystąpienia blackoutu w kilku krajach regionu: Albanii, Bośni i Hercegowinie, Czarnogórze oraz Chorwacji. Awaria ta była wynikiem kombinacji wyłączeń linii przesyłowych wywołanych przez zwarcia, w następstwie których doszło do spadku napięcia w sieci przesyłowej przy jednoczesnym wysokim zapotrzebowaniu na energię elektryczną, spowodowanym występowaniem ekstremalnych warunków pogodowych.

Podstawowym źródłem danych wykorzystanych na potrzeby opracowania niniejszego rozdziału jest Raport *Grid Incident in South-East Europe on 21 June 2024* opracowany przez ICS Investigation Expert Panel i opublikowany na stronach ENTSO-E 25 lutego 2025 r. [1].

ICS Expert Panel to zespół ekspertów powołanych na podstawie Metodyki ICS, która została opracowana zgodnie z Rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 719/2019 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej oraz zaktualizowana w celu spełnienia wymagań Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej [2].

Metodyka ICS wprowadza klasyfikację zdarzeń w systemie elektroenergetycznym, która określana jest w skali: 0 – zauważalny incydent, 1 – znaczący incydent, 2 – rozległy incydent, 3 – poważny incydent, przy czym dla zdarzeń zaklasyfikowanych jako incydent rozległy lub poważny należy powołać Expert Panel.

Awaria z 21 czerwca 2024 r. została zaklasyfikowana jako poważny incydent (ICS Scale 3) ze względu na utratę 100% zapotrzebowania w Bośni i Hercegowinie, 97% zapotrzebowania na obszarze Albanii, 72% zapotrzebowania na obszarze Czarnogóry oraz 26% zapotrzebowania w Chorwacji.

Zdarzenie podlegało również analizie przeprowadzonej przez Regionalne Centra Koordynacyjne (RCC) na podstawie zapisów art. 37.1 i) Rozporządzenia Parlamentu

Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej [3, 4].

W niniejszym rozdziale opisano warunki pracy systemu przed awarią, przebieg zdarzenia, proces odbudowy oraz wnioski i zalecenia.

Warunki przed awarią

Układ pracy sieci

Wyłączenia elementów sieci przesyłowej w południowo-wschodnim regionie Europy kontynentalnej koordynowane są pomiędzy operatorami systemów przesyłowych (OSP) i RCC. Na 21 czerwca 2024 r. w analizowanym obszarze uzgodniono planowane wyłączenia czterech linii 400 kV oraz dwóch linii 220 kV. Dodatkowo w procesie *Day-Ahead-Congestion-Forecast* (DACF), ze względu na prognozowane (regularnie występujące) w tym regionie wysokie wartości napięć, uzgodniono wyłączenie kolejnej linii 400 kV (na obszarze Bośni i Hercegowiny). Na rys. II.3.1 zaprezentowano topologię sieci w analizowanym regionie z godziny 12:00, wraz z zaznaczonymi wyłączeniami linii przesyłowych.



Rys. II.3.1. Układ pracy sieci w analizowanym regionie w dniu 21 czerwca 2024 r. o godzinie 12:00

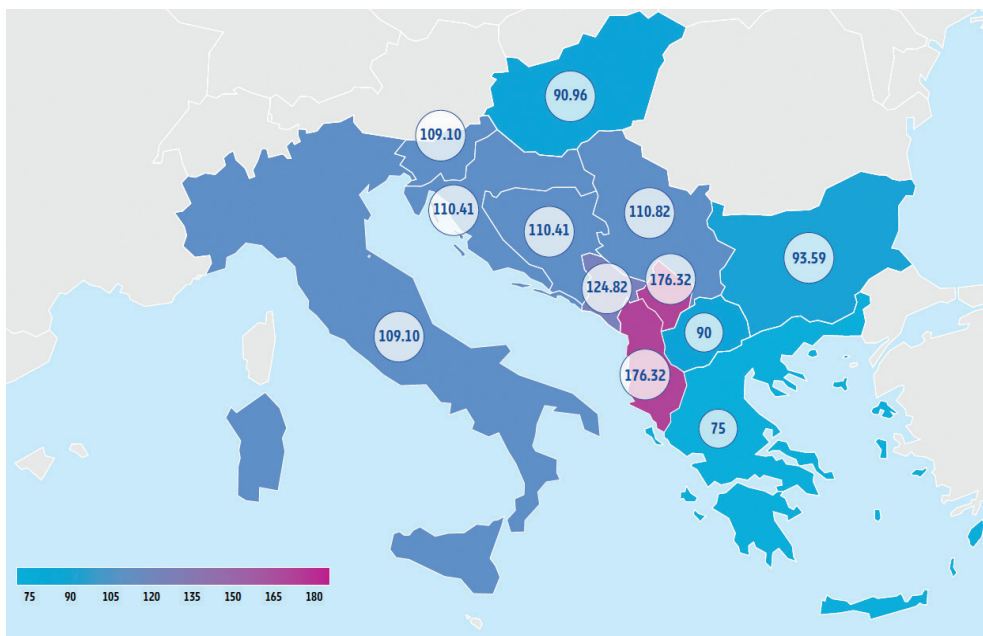
Warunki atmosferyczne

Na całym obszarze dotkniętym awarią w czerwcu 2024 r. odnotowywano rekordowo wysokie temperatury. Średnia temperatura w Europie była o 1,57°C wyższa od średniej obliczonej dla lat 1991–2020, a 21 czerwca 2024 r. maksymalne temperatury w krajach dotkniętych awarią zawierały się w przedziale 35–40°C, przy czym średnia dobowa temperatura w Podgoricy (Czarnogóra) i we Wlorze (Albania) wynosiła 30°C. Ponadto na obszarze występowały bezwietrzne warunki (średnia prędkość wiatru wynosiła 1–2 m/s). Obserwowane warunki atmosferyczne były znaczącym czynnikiem wpływającym na działanie systemu elektroenergetycznego poprzez zwiększone zapotrzebowanie na

energię elektryczną, wysoką generację z niesterowalnych źródeł fotowoltaicznych oraz zmniejszone wartości obciążalności linii elektroenergetycznych.

Sytuacja rynkowa vs przepływy fizyczne

W dniu zdarzenia cena energii elektrycznej na rynku dnia następnego dla godziny 13:00 w obszarze południowo-wschodniej Europy kontynentalnej kształtowała się tak, jak przedstawiono na rys. II.3.2. Najdroższa energia elektryczna sprzedawana była w Albanii – 176,32 €/MWh, cena w Czarnogórze wynosiła 124,82 €/MWh, a w Bośni i Hercegowinie oraz Chorwacji ok. 110 €/MWh. Najtańsza była energia w regionie Grecji – 75 €/MWh.



Rys. II.3.2. Ceny energii elektrycznej na rynku dnia następnego dla godziny 13:00, 21 czerwca 2024 r. [1]

Wymiana handlowa pomiędzy OSP została ustalona na podstawie sygnałów rynkowych i dostępnych zdolności przesyłowych, jednak rzeczywiste przepływy fizyczne, zaprezentowane na rys. II.3.3 (wartości pogrubione), znacząco odbiegały od wyników rynku (górna wartość). Różnice pomiędzy przepływami fizycznymi i wymianą handlową wskazują wartości wyróżnione podkreśleniem.



Rys. II.3.3. Handlowe wartości wymiany międzynarodowej w porównaniu z przepływami fizycznymi dla godziny 12:00, 21 czerwca 2024 r. [1]

Analizy bezpieczeństwa pracy systemu

Analizy bezpieczeństwa wykonywane na dzień następny oraz w trakcie dnia bieżącego są podstawą koordynacji bezpieczeństwa regionalnego, a bezpieczna praca systemu opiera się na przestrzeganiu limitów oraz stosowaniu zasady bezpieczeństwa N-1, która stanowi, że każde pojedyncze wyłączenie elementu sieci przesyłowej nie powinno zagrażać systemowi.

Analizy bezpieczeństwa w regionie południowo-wschodnim Europy kontynentalnej są przeprowadzane przez wszystkich OSP oraz odpowiednie RCC, zgodnie z zapisami SO GL, który w szczególności stanowi, że [2]:

- każdy OSP przeprowadza analizę awaryjności w swoim obszarze obserwowalności, po to by zidentyfikować stany, które zagrażają lub mogą zagrażać bezpieczeństwu systemu, oraz wskazać działania naprawcze możliwe do wykorzystania w celu zapobieżenia awariom;
- każdy OSP zapewnia, że potencjalne naruszenia limitów bezpieczeństwa operacyjnego w jego obszarze regulacyjnym, które zostały zidentyfikowane w analizie bezpieczeństwa, nie zagrażają bezpieczeństwu operacyjnemu jego systemu ani połączonych systemów przesyłowych;

- każdy OSP przeprowadza analizę awaryjności na podstawie prognozy danych operacyjnych oraz danych operacyjnych w czasie rzeczywistym z jego obszaru obserwowalności. Punktem wyjścia dla analizy bezpieczeństwa w sytuacji N jest odpowiednia topologia systemu przesyłowego, która obejmuje wyłączenia planowane w fazach planowania operacyjnego.

Ponadto każdy OSP przeprowadza analizy bezpieczeństwa pracy systemu w czasie rzeczywistym, obejmujące obszar obserwowalności danego OSP oraz zidentyfikowane krytyczne elementy sieci sąsiednich OSP. W przypadku OSP, na terenie których doszło do awarii w dniu 21 czerwca 2024 r., analizy bezpieczeństwa w czasie rzeczywistym nie obejmowały wszystkich elementów wyłączonych w trakcie zdarzenia, znajdujących się na obszarze sąsiednich OSP.

Analizy bezpieczeństwa przeprowadzane w ramach procesu DACF, *Intra-Day-Congestion-Forecast* (IDCF) oraz analizy czasu rzeczywistego nie zidentyfikowały znaczących zagrożeń w stanie N-1 dla żadnego OSP. Pojedyncze przekroczenia obciążalności linii 110 kV zostały zidentyfikowane i opracowano dla nich środki zaradcze.

Przebieg awarii

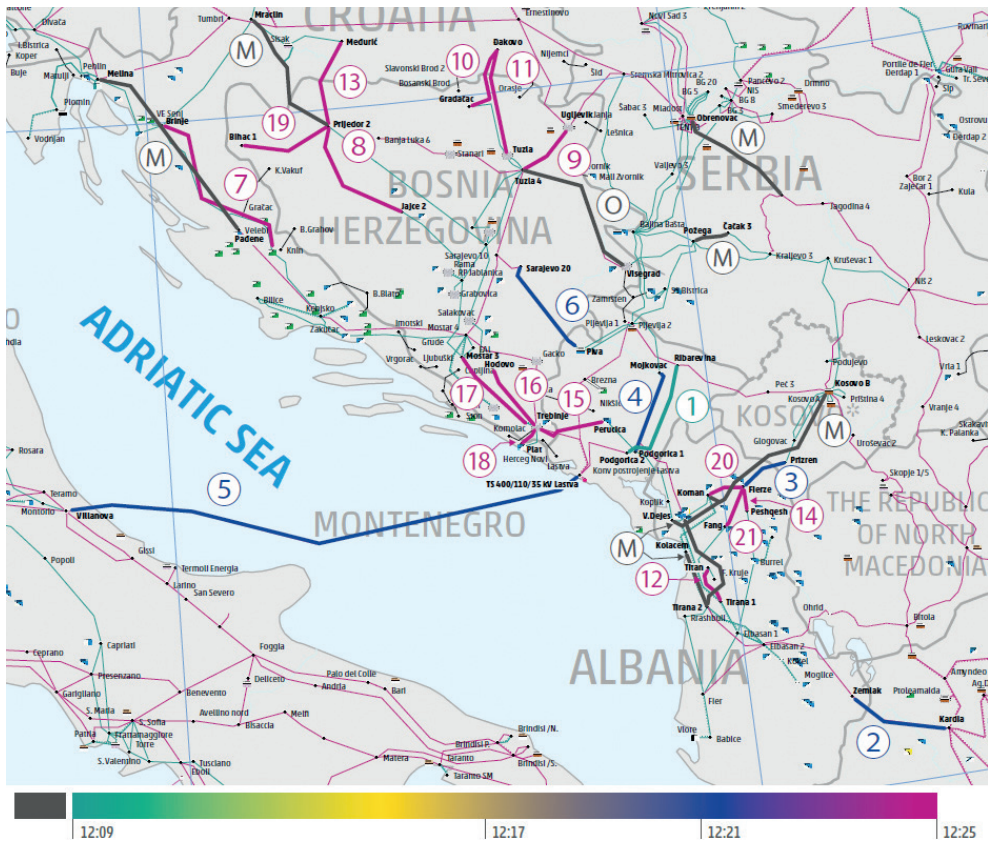
Awaria w dniu 21 czerwca 2024 r. została zapoczątkowana poprzez wyłączenie linii 400 kV Ribarevine–Podgorica 2, znajdującej się na obszarze Czarnogóry, spowodowane zwarcieziemnym. W następstwie doszło do znacznego obciążenia linii granicznej 400 kV Zemblak–Kardia pomiędzy Albanią i Grecją, która po 12 minutach od pierwszego zdarzenia została wyłączona awaryjnie ze względu na zwarcie doziemne. To wyłączenie rozpoczęło awarię lawinową powodującą aktywację zabezpieczeń nadprądowych/ przeciwprzeciążeniowych, odległościowych III strefy oraz podnapięciowych i wyłączenie awaryjne kolejnych 19 elementów sieci przesyłowej. Ewolucja awarii pomiędzy wyłączeniem drugim i ostatnim trwała niespełna 3 minuty.

Szczegóły dotyczące wyłączeń elementów sieci przesyłowej w trakcie awarii zostały zaprezentowane w tab. II.3.1 oraz na rys. II.3.4 (tabela i rysunek nie uwzględniają wyłączeń elementów sieci 110 kV, łączących OSP w regionie i pracujących równolegle z siecią 400 kV i 220 kV). Wskutek awarii w ciągu ok. 1 minuty utracono ok. 3,5 GW obciążenia, w tym ok. 2,2 GW generacji. W trakcie zdarzenia nie aktywowała się automatyka samoczynnego częstotliwościowego odciążania (SCO) ani automatyka samoczynnego napięciowego odciążania (SNO). Analiza pozakłóceniowa wskazuje, że po wyłączeniu nr. 6 (Sarajevo 20–Piva) mieliśmy do czynienia z lawiną napięciową.

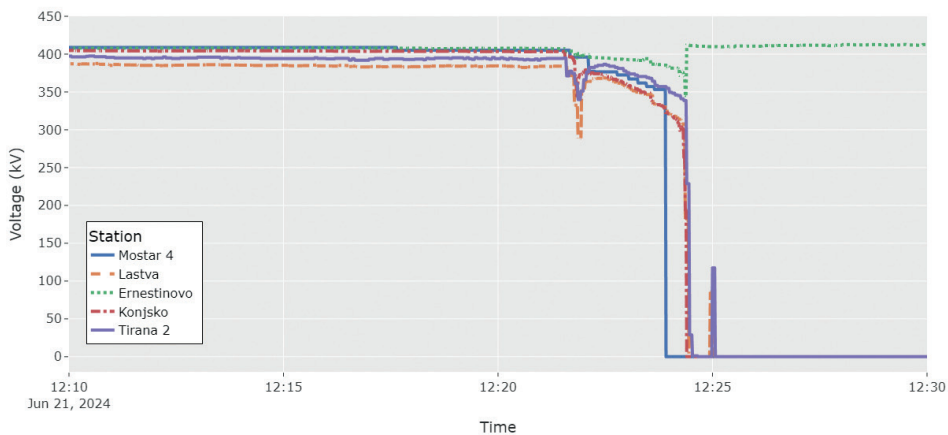
Tab. II.3.1. Wykaz elementów sieci przesyłowej wyłączonych w trakcie zdarzenia (Albania – AL, Bośnia i Hercegowina – BA, Chorwacja – HR, Czarnogóra – ME, Grecja – GR, Kosowo – XK, Włochy – IT)

Lp.	Czas (CEST)	Nazwa elementu	Kraj	Napięcie	Zabezpieczenie
1	12:09:16.213	Ribarevine–Podgorica 2	ME	400 kV	Różnicowe
2	12:21:33:200	Zemblak–Kardia	AL–GR	400 kV	Odległościowe
3	12:21:44:000	Fierze–Prizren 2	AL–XK	220 kV	Nadprądowe
4	12:21:45.774	Podgorica 1–Mojkovac	ME	220 kV	Nadprądowe
5	12:21:51:446	HVDC Lastva–Villanova	ME–IT	500 kV	Podnapięciowe
6	12:22:06:012	Sarajevo 20–Piva	BA–ME	220 kV	Nadprądowe
7	12:24:21:587	Brinje–Padene	HR	220 kV	Odległościowe
8	12:24:22:341	Prijedor 2–Jajce 2	BA	220 kV	Nadprądowe
9	12:24:22:350	Ugljevik–Tuzla 4	BA	400 kV	Nadprądowe
10	12:24:22:959	Dakovo–Gradačac	HR–BA	220 kV	Podnapięciowe
11	12:24:22:959	Dakovo–TPP Tuzla	HR–BA	220 kV	Podnapięciowe
12	12:24:23:000	Titan–Tirana 1	AL	220 kV	Odległościowe
13	12:24:23:089	Medurić–Prijedor 2	HR–BA	220 kV	Odległościowe
14	12:24:24:000	Fierze–Peshqesh	AL	220 kV	Ręcznie
15	12:24:26:558	Trebinje–Perućica	BA–ME	220 kV	Podnapięciowe
16	12:24:26:579	Trebinje–Hodovo	BA	220 kV	Podnapięciowe
17	12:24:26:583	Trebinje–Mostar 3	BA	220 kV	Podnapięciowe
18	12:24:26:593	Trebinje–Plat	BA–HR	220 kV	Podnapięciowe
19	12:24:27:694	Prijedor 2–Bihać 1	BA	220 kV	Odległościowe
20	12:24:28:000	Fierze–Koman	AL	220 kV	Ręcznie
21	12:24:28:000	Fierze–Fang	AL	220 kV	Nadprądowe

Zarejestrowane w trakcie trwania awarii pomiary prądów i napięć oraz sygnały zapisane w urządzeniach elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej wskazują, że awaria rozpoczęła się od wyłączeń linii napowietrznych spowodowanych zwarciami doziemnymi, wynikającymi z wysokiego obciążenia i nieprawidłowej eksploatacji linii (brak obchodów eksploatacyjnych i odpowiedniej przycinki roślinności), co w następstwie doprowadziło do lawiny napięciowej. Na rys. II.3.5 zaprezentowano pomiary napięć w czterech stacjach elektroenergetycznych znajdujących się na obszarze dotkniętym awarią oraz rejestracje napięcia ze stacji Ernestinovo znajdującej się na terenie Chorwacji na obszarze nieobjętym awarią.



Rys. II.3.4. Mapa wyłączonych elementów sieciowych w trakcie awarii; (M) – elementy wyłączone z powodów eksploatacyjnych, (O) – element wyłączony z powodu wysokiego napięcia [1]



Rys. II.3.5. Przebieg napięcia w stacjach elektroenergetycznych Mostar 4 (BA), Lastva (ME), Ernestinovo (HR), Konjsko (HR), Tirana 2 (AL) [1]

Niekorzystne warunki napięciowe spowodowane były:

- planowymi wyłączeniami linii przesyłowych wykorzystywanymi jako środek zaradczy przeciwko zbyt wysokim napięciom w sieci przesyłowej, które regularnie występują w południowo-wschodnim obszarze Europy kontynentalnej;
- wysokim importem energii z sąsiednich regionów, przekładającym się na wysokie obciążenie linii przesyłowych;
- wysokim zapotrzebowaniem odbiorców na energię elektryczną;
- niską generacją konwencjonalną w analizowanym obszarze;
- awaryjnymi wyłączeniami elementów sieci przesyłowej;
- zmianą zaczepów niektórych transformatorów 400 kV/110 kV oraz 220 kV/110 kV, które regulowały wartość napięcia po stronie 110 kV, pogłębiając spadki napięcia w sieci przesyłowej.

Proces odbudowy

Bezpośrednio po awarii wszyscy OSP (w regionie objętym awarią) zasygnalizowali stan blackout w europejskim systemie EAS (*European Awareness System*) i bezzwłocznie przystąpili do procesu odbudowy, realizując krajowe plany odbudowy, opracowane zgodnie z Rozporządzeniem Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych [5].

Odbudowa regionu dotkniętego awarią przebiegała zgodnie ze strategią TOP-DOWN, tzn. z wykorzystaniem linii przesyłowych do sąsiednich OSP lub zasilaniem z innych obszarów krajowego systemu, które pozostały w stabilnej pracy.

Czas trwania procesu odbudowy różnił się w zależności od OSP. W Albanii większość odbiorców odzyskała zasilanie po ok. 1 godzinie od wystąpienia awarii, w Czarnogórze oraz Bośni i Hercegowinie – po ok. 2 godzinach, a w Chorwacji proces odbudowy trwał ok. 3 godzin.

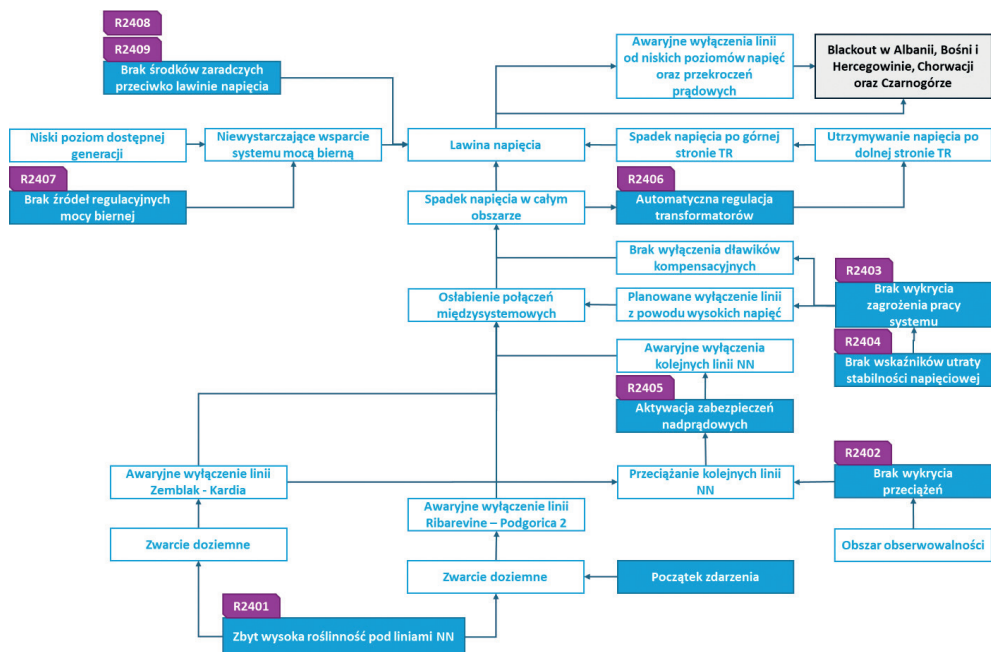
Doświadczenia z procesu odbudowy wskazują, że kluczowymi czynnikami prowadzącymi do sukcesu w zakresie sprawnego przywracania zasilania są współpraca międzyoperatorska i dążenie do wspólnego celu z poszanowaniem limitów i zawartych umów oraz priorytetyzacja przywrócenia generacji i zasilania dla kluczowych odbiorców.

Podsumowanie

Awaria systemu elektroenergetycznego z 21 czerwca 2024 r., która dotknęła Albanii, Bośni i Hercegowinę, Chorwację (obszar Dalmacji) oraz Czarnogórę, była spowodowana zwarciami doziemnymi dwóch linii przesyłowych, które doprowadziły do przeciążenia kolejnych linii przesyłowych, a w konsekwencji do lawiny napięciowej. Jako kolejne czynniki, które przyczyniły się do awarii wymieniono:

- brak odpowiedniej detekcji zagrożeń pracy systemu w zakresie przeciążeń elementów sieciowych oraz problemów napięciowych;
- brak stosowania blokady podnapięciowej przy automatycznej regulacji napięcia transformatorów NN/110 kV regulującej napięcie po dolnej stronie transformatora;
- brak narzędzi i procedur zapobiegających lawinom napięcia.

Raport opracowany przez ICS Expert Panel przedstawia szereg rekomendacji do wdrożenia, opracowanych na podstawie wniosków uzyskanych z analizy zdarzenia. Jest to pierwszy raport zawierający również wnioski zgłoszone przez RCC, zgodnie z zadaniem określonym w art. 37.1 i) Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 [3, 4], dotyczącym analizy i sprawozdawczości poeksploatacyjnej i pozakłóceniowej. Metodyka opisująca ww. zadanie została zatwierdzona przez ACER (European Union Agency for Cooperation of Energy Regulators) 1 kwietnia 2022 r. [4]. Na rys. II.3.6 przedstawiono zatwierdzone rekomendacje ICS Expert Panel, zachowując ich oryginalną numerację.



Rys. II.3.6. Schemat rozwoju awarii w dniu 21 czerwca 2024 r. wraz z odniesieniem do rekomendacji zawartych w Raporcie ICS Expert Panel [1]

- R2401 – dokonać weryfikacji przepisów (krajowych i operacyjnych) dotyczących kontroli wzrostu roślinności pod liniami napowietrznymi, w szczególności przesyłowymi.
- R2402 – dokonać (ponownego) sprawdzenia jakości analiz bezpieczeństwa w systemach stanu rzeczywistego, uwzględniających kluczowe elementy zainstalowane w systemach innych OSP.

- R2403 – wykonywać regularnie analizy stabilności napięciowej w procesach planowania operacyjnego.
- R2404 – opracować wskaźniki KPI pozwalające w prosty sposób określić ryzyko utraty stabilności napięciowej.
- R2405 – dokonać przeglądu zasad ENTSO-E i poszczególnych OSP dotyczących stosowania zabezpieczeń nadprądowych/ przeciwprzeciążeniowych w sieci przesyłowej.
- R2406 – rozważyć blokowanie podobciążeniowych przełączników zaczepów na transformatorach 110 kV/SN i/lub NN/110 kV.
- R2407 – dokonać oceny potrzeb w zakresie regulacji napięcia i mocy biernej w systemach przesyłowych i uwzględnić je w procesie planowania rozwoju systemu (TYNDP).
- R2408 – rozważyć uruchomienie automatyk przeciwdziałających awariom napięciowym polegających na odpowiednim, automatycznym zarządzaniu stanem pracy urządzeń kompensujących.
- R2409 – rozważyć instalację automatyki SNO jako wspomagającej w sytuacjach zapadu napięciowego.
- R2410 (RCC) – dokonać weryfikacji parametrów linii transgranicznych (w modelach IGM – *Individual Grid Model*).
- R2411 (RCC) – w przypadku zmian topologii w modelach IGM jak najszybciej przesłać do RCC aktualizację modeli IGM.
- R2412 (RCC) – dokonać walidacji jakości analiz bezpieczeństwa systemu przeprowadzanych przez RCC w zakresie napięcia i mocy biernej i ocenić, czy możliwa jest ich poprawa.

Bibliografia

1. Grid Incident in South-East Europe on 21 June 2024. ICS Investigation Expert Panel. Final Report, 25 February 2025; <https://www.entsoe.eu/news/2025/02/25/entso-e-publishes-the-final-report-on-the-grid-incident-in-south-east-europe/> [dostęp: 7 kwietnia 2025].
2. Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej. Dz.U. L 220 z 25.8.2017, s. 1–120.
3. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej. Dz.U. L 158 z 14.6.2019, s. 54–124.
4. Regional Coordination Centre Post-Operation and Post-Disturbances Analysis and Reporting Methodology in accordance with Article 37 (1) (i) of the Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity; <https://www.svk.se/4ab5c4/siteassets/1.om-kraftsystemet/legalt-ramverk/eu-lagstiftning/elmarknadsforordningen/37.5/metod-for-utforandet-av-analyser-och-rapportering-expost.pdf>.
5. Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych. Dz.U. L 312 z 28.11.2017, s. 54–85.

II.4. Szybka detekcja zagrożenia stabilności napięciowej w systemie elektroenergetycznym z wykorzystaniem pomiarów fazorów synchronicznych

Jacek Jemielity, Paweł Rozenkiewicz, Ksawery Opala
Instytut Energetyki – Państwowy Instytut Badawczy, Oddział Gdańsk

Wprowadzenie

Niestabilność napięcia w sieci przesyłowej może doprowadzić do przerw w dostawie prądu na rozległym obszarze i spowodować znaczne koszty społeczne oraz ekonomiczne. Zagrożenie to dotyczy wszystkich systemów elektroenergetycznych, choć w różnym stopniu, i jest zmienne w czasie. Jego wczesne zidentyfikowanie w aktualnych warunkach pracy sieci jest ważne, ponieważ umożliwia podjęcie skutecznych działań zapobiegawczych. Monitorowanie stabilności napięciowej pozwala również lepiej zarządzać ograniczeniami operacyjnymi dzięki dokładnemu wyznaczaniu dostępnych marginesów bezpieczeństwa. W związku z tym potrzebne jest zastosowanie efektywnego wskaźnika stabilności napięcia możliwego do wyznaczenia w czasie rzeczywistym. Dzięki upowszechnieniu wykorzystania urządzeń PMU w połączeniu z szybką komunikacją i dużymi mocami obliczeniowymi współczesnych komputerów istnieje możliwość stworzenia kompleksowego rozwiązania do monitorowania stabilności napięcia na dużym obszarze, wykrywania niestabilności i podejmowania odpowiednich środków zaradczych [1, 2]. Możliwe jest również monitorowanie niestabilności napięciowej i szacowanie marginesów bezpieczeństwa na podstawie lokalnych pomiarów, a uzyskane wyniki mogą być bezpośrednio użyteczne np. w układach regulacji napięcia.

Aplikacje do monitorowania stabilności napięciowej

Zgodnie z ogólnie przyjętym rozumieniem niestabilność napięciowa jest powiązana z przekroczeniem maksymalnej obciążalności węzła lub przekroczeniem wartości maksymalnego transferu mocy w sieci elektroenergetycznej. Dla długoterminowej stabilności napięcia mają znaczenie trzy rodzaje osłabienia systemu: (i) awarie urządzeń przesyłowych zwiększające „odległość elektryczną” między generacją a odbiorami; (ii) zanik generacji w pobliżu odbiorów powodujący dodatkowy przepływ mocy czynnej z odległych generatorów lub utrata produkcji mocy biernej w pobliżu odbiorów albo zanik punktu z regulacją napięcia (czyli wyczerpanie zakresu regulacyjnego mocy biernej lub przekładni transformatora); (iii) wzrost obciążenia, którego system nie jest w stanie przyjąć. Rodzaje osłabienia systemu opisane w punktach (i) oraz (ii) odpowiadają skokowym

zmianom warunków i powinny być wykrywane z odpowiednią dynamiką. Wzrost obciążenia jest natomiast istotny przy określaniu na bieżąco marginesu bezpieczeństwa.

Monitorowanie stabilności napięciowej dużego systemu elektroenergetycznego za pomocą rozległych, zsynchronizowanych pomiarów fazorowych zyskało dużą popularność wśród autorów prac dotyczących zastosowania PMU. Dostępność danych identyfikujących stan systemu elektroenergetycznego w czasie rzeczywistym z wysoką częstotliwością próbkowania w porównaniu z konwencjonalnymi danymi SCADA zapewnia platformę do szybkiej identyfikacji marginesu stabilności napięciowej bieżącego punktu pracy (statyczna stabilność napięcia), a także stabilności napięcia systemu po awarii (dynamiczna stabilność napięcia).

Metody wykrywania niestabilności napięcia

Wskaźnik stabilności (lub niestabilności) napięcia odzwierciedla odległość punktu pracy od punktu inicjującego zjawisko niestabilności. Wskaźnik należy dobrać tak, aby dokładnie odzwierciedlał zjawiska bezpośrednio związane z niestabilnością napięcia w danym systemie elektroenergetycznym oraz aby był prosty do wyznaczenia i praktyczny. W tym celu zaproponowano wiele różnych wskaźników stabilności napięcia opartych na pomiarach w czasie rzeczywistym [3–7]. Metody bazujące na zastąpieniu całego systemu zasilającego węzeł odbiorczy przez ekwiwalentny obwód Thevenina polegają na określeniu w czasie rzeczywistym parametrów obwodu zastępczego widzianego przez monitorowany węzeł, a następnie obliczeniu stosunku między równoważną impedancją linii Thevenina i impedancją obciążenia wskazującego bliskość punktu maksymalnej obciążalności [6–9].

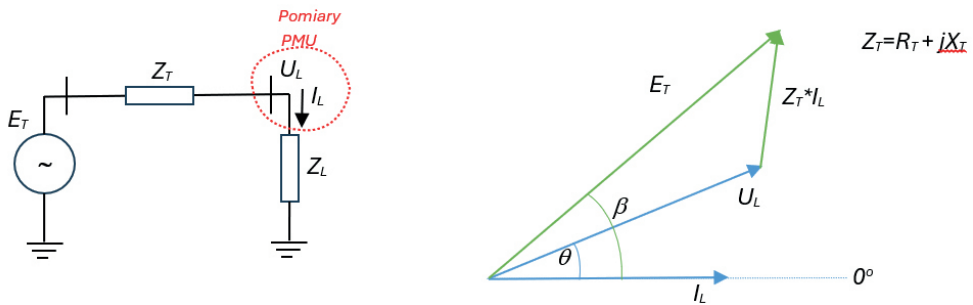
Metody wykrywania niestabilności napięcia można podzielić ze względu na wykorzystywaną sieć pomiarów na metody lokalne [2, 3, 6, 9, 10] oraz oparte na pomiarach rozległych [11], natomiast z uwagi na technikę wykonywania pomiarów – na wykorzystujące pomiary synchroniczne [4] lub niesynchroniczne [12]. Aby mieć pełną wiedzę na temat stanu dużego systemu elektroenergetycznego, można zastosować dwa podejścia. W pierwszym należy zrekonstruować dokładny model systemu na podstawie pomiarów fazorów synchronicznych i innych danych [13], tak aby móc przeprowadzić pełną ocenę stabilności napięciowej (*voltage stability assesment*, VSA). W drugim podejściu można wyznaczyć na bieżąco tylko lokalne wskaźniki niestabilności dla elementów rozrzuconych po dużym obszarze systemu i przyjąć najgorszy współczynnik jako miarę stabilności całego systemu [4]. Szeroki przegląd metod wykrywania niestabilności napięcia i rozszerzoną listę referencji można znaleźć w pracy [14].

Wybór metody monitorowania stabilności napięciowej do badań

Z uwagi na utrudniony dostęp do infrastruktury krytycznej ICT operatora w pracy skupiono się na metodach możliwych do zastosowania lokalnie i polegających na monitorowaniu pojedynczego węzła. Poza tym szukano rozwiązania angażującego małą liczbę elementów, o niskiej podatności na zakłócenia w komunikacji i działaniu niezależnym od innych złożonych systemów. Instytut Energetyki opracował dziesiątki układów regulacji

napięcia ARST pracujących na stacjach najwyższych napięć. Aplikację monitorującą stabilność napięciową można zaimplementować w infrastrukturze ICT danej stacji w ramach rozszerzenia funkcji układu wtórnej regulacji typu ARST. Sygnalizacja w postaci wartości współczynnika stabilności/ niestabilności i dwustanowe sygnały ostrzegawcze lub alarmowe mogłyby być transmitowane bezpośrednio do stacyjnego systemu SSiN (lokalny system SCADA stacji), a lokalnie wpływać na blokowanie układu regulacji napięcia. Dlatego wybór metody monitorowania dla pojedynczego węzła sieci i zaimplementowanie tej metody w wielu miejscach KSE wydają się stanowić racjonalne postępowanie z punktu widzenia szans wdrożenia.

Opracowano różne metody i algorytmy numeryczne wykorzystujące pomiary PMU oparte na analizie typowego schematu zastępczego Thevenina z dwoma węzłami i linią pomiędzy nimi (rys. II.4.1).



Rys. II.4.1. Schemat obwodu zastępczego Thevenina i odpowiadający mu wykres wektorowy

Pokazany obwód reprezentuje całą sieć z punktu widzenia obciążenia (indeks L), a punkt maksymalnej osiągalnej mocy obciążenia wyznacza warunek dopasowania impedancji obciążenia Z_L i impedancji zastępczego obwodu Thevenina Z_T , tzn. $|Z_L| = |Z_T|$.

Z prawa Kirchhoffa wynika równanie (przyjmując wartości napięcia i prądu jako wektorowe):

$$E_T = U_L + Z_T * I_L \quad (\text{II.4.1})$$

gdzie:

$$Z_T = R_T + jX_T \quad (\text{II.4.2})$$

Metody monitorowania i prognozowania niestabilności napięciowej polegające na porównywaniu tych impedancji są w literaturze znane jako sposoby wyznaczania wskaźnika niestabilności napięcia *VIP* (*voltage instability predictor*), liczbowo równego:

$$VIP = \frac{X_T^i}{Z_L^i} \quad (\text{II.4.3})$$

Jedno z wyzwań w wyznaczaniu wskaźnika VIP stanowi fakt, że impedancja Z_T nie jest wielkością stałą, ponieważ reprezentuje resztę systemu, czyli konglomerat wielu różnych jednostek elektrycznych, z których każda może zmienić stan w danym momencie. Bardziej prawdopodobne jest, że podczas problemów z niestabilnością napięcia impedancja $|Z_T|$ rośnie, a $|Z_L|$ maleje (obciążenie staje się większe). Jeżeli w równaniu (II.4.1) oznaczyć $E_T = E_{Tr} + jE_{Ti}$ i $U_L = U_{Lr} + jU_{Li}$ oraz $I_L = I_{Lr} + jI_{Li}$, gdzie indeksy r i i oznaczają części rzeczywiste i urojone fazorów napięcia i prądu, to równanie (II.4.1) można przedstawić w postaci:

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & -I_{Lr} & I_{Li} \\ 0 & 1 & -I_{Li} & -I_{Lr} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_{Tr} \\ E_{Ti} \\ R_T \\ X_T \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} U_{Lr} \\ U_{Li} \end{bmatrix} \quad (\text{II.4.4})$$

W układzie równań (II.4.4) są cztery wartości niewiadome: E_{Tr} , E_{Ti} , R_T i X_T . Fazory U_L i I_L są dostępne bezpośrednio z lokalnych pomiarów, np. ze SCADA lub z PMU. Dysponując serią pomiarów fazorów, można ułożyć macierz wyników, ale z wysokim prawdopodobieństwem macierz ta może być osobliwa, jeśli wziąć pod uwagę wymagany bardzo krótki interwał czasu próbkowania. Tylko w przypadku obecności znaczących zmian w systemie EE pomiędzy dwoma kolejnymi pomiarami można osiągnąć akceptowalny wynik, opierając się tylko na równaniu (II.4.1) lub (II.4.4). Takie warunki, tzn. znaczące zmiany, panują, gdy system jest bliski niestabilności. Wówczas może być za późno na podjęcie działań prewencyjnych lub aktywację zabezpieczeń. Inne procedury identyfikacji bazują na statystycznej obróbce zebranych kolejnych pomiarów i zwykle wymagają czasu, tj. dużego okna danych, aby uzyskać zbieżność i dokładność.

W warunkach rzeczywistych pomiary nie są precyzyjne, a parametry Thevenina dryfują ze względu na zmieniające się warunki pracy systemu. Aby stłumić oscylacje i uzyskać wystarczająco różne wartości pomiarowe w różnych punktach w czasie, należy zastosować większe przesuwające się okno danych i wykonać estymację niewiadomych w równaniach (II.4.4), np. metodą najmniejszych kwadratów. Zwiększenie rozmiaru okna pomiarowego wpływa korzystnie na dokładność obliczeń, a jednocześnie niekorzystnie na dynamikę odwzorowania zmian parametrów ekwiwalentu Thevenina. W przypadku pomiarów z PMU i dużej szybkości próbkowania okno pomiarowe powinno wynosić kilka sekund w porównaniu z kilkoma minutami w przypadku wykorzystania pomiarów pochodzących z systemu SCADA.

Opracowano kilka wariantów metod opartych na ekwiwalencie Thevenina, wśród których wyróżnia się metoda opisana w pracy [9]. Przede wszystkim może ona być stosowana przy dużych szybkościach próbkowania (np. 20 ms), odwzorowuje zmiany w systemie EE z dużą dynamiką, a także jest prosta numerycznie, czyli nie wymaga dużych mocy obliczeniowych. Dodatkowo jest odporna na małe zmiany wielkości elektrycznych wyznaczanych przez PMU przy dużych szybkościach próbkowania. Z opracowania [9]

wynika, że może być wykorzystywana zarówno dla węzłów odbiorczych, jak i dla węzłów tranzytowych, co sprawia, że jest przydatna do monitorowania korytarzy przesyłowych.

Opis wybranego do badań algorytmu identyfikacji w czasie rzeczywistym parametrów zastępczego źródła Thevenina

Proponowany w pracy [9] nowy sposób podejścia do wyznaczania *VIP* pozwala oszacować w czasie rzeczywistym równoważnik Thevenina tylko na podstawie dwóch ostatnich pomiarów, tj. bez stosowania okna pomiarowego. Szczególnie korzystne jest w nim to, że działa z większą precyzją w pobliżu punktu niestabilności napięcia, gdzie zaczynają się ograniczenia generacji mocy biernej źródeł i regulacji transformatorowej. W tym okresie szybkich zmian w sieci prowadzących do niestabilności napięcia występują jednocześnie skorelowane zmiany impedancji obciążenia i zastępczej impedancji Thevenina. Proponowany algorytm jest w stanie odróżnić te krytyczne zmiany od tych, które występują w normalnych warunkach pracy, a tym samym rozpoznać początek procesu degradacji napięcia.

Równanie (II.4.1) ma oczywiście nieskończenie wiele rozwiązań dla Z_T i E_T . Załóżmy więc, że pomiędzy kolejnymi szybkimi pomiarami fazorów U_L i I_L impedancja Z_T oraz napięcie źródła E_T się nie zmieniają. Przyjmując dla wygody, że wektor prądu I_L ma kierunek 0° (rys. II.4.2), można wyznaczyć część rzeczywistą i urojoną wektora napięcia źródła Thevenina E_T jako:

$$E_T \cdot \cos \beta = R_T \cdot I_L + U_L \cdot \cos \theta \quad (\text{II.4.5})$$

$$E_T \cdot \sin \beta = X_T \cdot I_L + U_L \cdot \sin \theta \quad (\text{II.4.6})$$

Ponieważ w sieci przesyłowej $X_T \gg R_T$, to można przyjąć uzasadnione uproszczenie $R_T = 0$, z czego na podstawie (II.4.5) można wyznaczyć kąt β :

$$\beta = \cos^{-1} \frac{U_L \cdot \cos \theta}{E_T} \quad (\text{II.4.7})$$

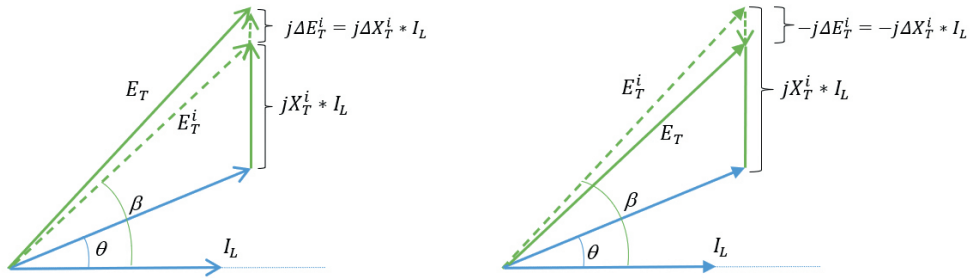
W dalszym ciągu jednak E_T jest powiązane przez β z impedancją Thevenina. Jednocześnie możemy stwierdzić, że zgodnie z teorią obwodów wartość E_T może przyjmować dwie wyróżnione wartości. Przy czysto indukcyjnym obciążeniu i $Z_T = 0$ (w normalnych warunkach impedancja obciążenia Z_L jest dużo większa niż Z_T) teoretyczna wartość minimalna $E_T^{\min}$ odpowiada wartości napięcia U_L . Natomiast wartość $E_T^{\max}$ odpowiada napięciu przy maksymalnym transferze mocy, czyli dla $X_T = Z_L$. Napięcie $E_T^{\max}$ można wyznaczyć, podstawiając $X_T = Z_L$ w równaniu (II.4.5):

$$E_T^{\max} = \frac{U_L \cos \theta}{\cos \beta} \quad (\text{II.4.8})$$

a wartość kąta β w równaniu (II.4.8) można obliczyć z równań (II.4.5) i (II.4.6):

$$\beta = \operatorname{tg}^{-1} \frac{Z_L I_L + U_L \sin \theta}{U_L \cos \theta} = \operatorname{tg}^{-1} \frac{1 + \sin \theta}{\cos \theta} \quad (\text{II.4.9})$$

Przystępując do iteracyjnego poszukiwania parametrów ekwiwalentu Thevenina w pierwszym (zerowym) oszacowaniu, można wstępnie przyjąć, że napięcie źródła jest gdzieś pomiędzy wartościami $E_T^{\min}$ i $E_T^{\max}$, np. stanowi średnią z tych dwóch wartości: $E_T^0 = 0,5 * (E_T^{\max} + E_T^{\min})$. Przy założeniu, że parametry ekwiwalentu Thevenina są stałe w krótkim interwale pomiędzy pomiarem kolejnych próbek pomiarowych $(U_L, I_L, \theta)^i$, $(U_L, I_L, \theta)^{i+1}$ algorytm określa, w którym kierunku należy skorygować bieżące oszacowanie E_T^i , aby zbliżyć się do wartości rzeczywistej E_T .



Rys. II.4.2. Wykresy wskazowe obrazujące rzeczywistą i szacowaną wartość napięcia Thevenina

Na rys. II.4.2 przedstawiono wykresy wskazowe dla dwóch sytuacji: po lewej, gdy oszacowanie wartości E_T^i jest mniejsze od wartości rzeczywistej E_T , a po prawej, gdy E_T^i jest większe od E_T . Przyjmując, że wektor prądu I_L ma kąt zerowy (kierunek osi rzeczywistej) oraz $R_T = 0$, bez utraty ogólności rozważań możemy stwierdzić, że błędy oszacowania napięcia ΔE_T^i i oszacowania reaktancji Thevenina ΔX_T^i mają ten sam znak, ponieważ:

$$j\Delta E_T^i = j\Delta X_T^i * I_L \quad (\text{II.4.10})$$

Z równania (II.4.10) wynika również, że bez zmiany obciążenia wyznaczenie tych błędów nie jest możliwe.

Do określenia, jaki – tzn. dodatni czy ujemny – jest błąd oszacowania napięcia źródła Thevenina, służy następujące rozumowanie. Przyjmując jako prawidłową „starą” wartość oszacowania E_T^i z poprzedniej chwili i , jeżeli na podstawie pomiaru w kolejnej chwili $(i+1)$ impedancja obciążenia wzrośnie (tj. prąd zmaleje), to w przypadku, gdy $E_T > E_T^i$, nowa wartość impedancji X_T^{i+1} wyznaczona z (II.4.6) i (II.4.7) wzrośnie ($X_T^{i+1} > X_T^i$), a w przypadku, gdy $E_T < E_T^i$, nowa wartość impedancji X_T^{i+1} zmaleje ($X_T^{i+1} < X_T^i$). Stąd wynika, że jeżeli wzrostowi impedancji obciążenia towarzyszy wzrost reaktancji Thevenina, należy zmniejszyć oszacowanie E_T^i . Podobnie jeżeli przy obniżaniu impedancji obciążenia (prąd rośnie) wartość X_T^{i+1} również zmaleje, to E_T^i należy zmniejszyć. Natomiast w sytuacji, gdy zmiana reaktancji X_T^{i+1} ma znak przeciwny niż zmiana impedancji obciążenia, to oszacowanie E_T^i należy zwiększyć (tab. II.4.1).

Tab. II.4.1. Określanie kierunku zmiany szacowanej wartości napięcia zastępczego źródła Thevenina

$E_T^{i+1} =$	$X_T^{i+1} > X_T^i$	$X_T^{i+1} < X_T^i$
$Z_L^{i+1} > Z_L^i$	$E_T^i - \delta$	$E_T^i + \delta$
$Z_L^{i+1} < Z_L^i$	$E_T^i + \delta$	$E_T^i - \delta$

Przyrost δ wartości szacowanej E_T jest wyznaczany jako ułamek bieżącej wartości:

$$\delta = E_T^i * k \quad (\text{II.4.11})$$

gdzie i odpowiada poprzedniej próbie pomiarowej. Wartość przyrostu δ liczona według (II.4.11) decyduje o szybkości identyfikacji ekwiwalentu Thevenina. Współczynnik k jest arbitralnie przyjętą liczbą, dobraną tak, aby proces poszukiwania rzeczywistej wartości napięcia ekwiwalentu Thevenina był dostatecznie szybki, ale bez nadmiernych oscylacji. Nowa wartość $E_T^{i+1} = E_T^i \pm \delta$ nie może być mniejsza od $E_T^{\min} = U_L$, ale może być też większa od $E_T^{\max}$, wyliczonego zgodnie z (II.4.8), jeżeli impedancja obciążenia będzie mniejsza od reaktancji zastępczej Thevenina.

Badania wybranej metody monitorowania stabilności napięciowej na stanowisku laboratoryjnym z symulatorem RTDS

Oprogramowanie realizujące opisany powyżej algorytm przetwarzania danych pomiarowych w węźle sieci elektroenergetycznej w celu wyznaczenia parametrów zastępczego źródła Thevenina zostało przetestowane na modelu sieci zaimplementowanym w symulatorze czasu rzeczywistego RTDS. Wykorzystano 39-węzłowy model IEEE [15] zawierający dziesięć generatorów i dziewiętnaście odbiorów. Symulator RTDS jest narzędziem umożliwiającym symulację zjawisk elektromagnetycznych w czasie rzeczywistym z krokiem 50 μs . Symulator jest wyposażony w funkcje tzw. wirtualnych PMU, które zainstalowane w wybranych punktach modelu obliczeniowego uruchomionego na symulatorze, są z perspektywy systemów zewnętrznych widziane jak jednostki PMU komunikujące się i wysyłające dane w protokole IEEE C37.118. Czyni to RTDS doskonałym narzędziem do badań algorytmów przetwarzania danych pomiarowych, które opierają się na pomiarach fazorów synchronicznych.

Model sieci wykorzystany do badań został zmodyfikowany. Parametry modelu zostały przeskalowane do pracy przy napięciu znamionowym w węzłach sieci równym 400 kV i dla częstotliwości 50 Hz. Modele regulatorów napięcia generatorów wyposażono w ograniczniki, tak aby jednostki wytwórcze pracujące w modelu miały ograniczone możliwości produkcji mocy biernej. Przygotowano różne warianty obciążeń modelu sieci.

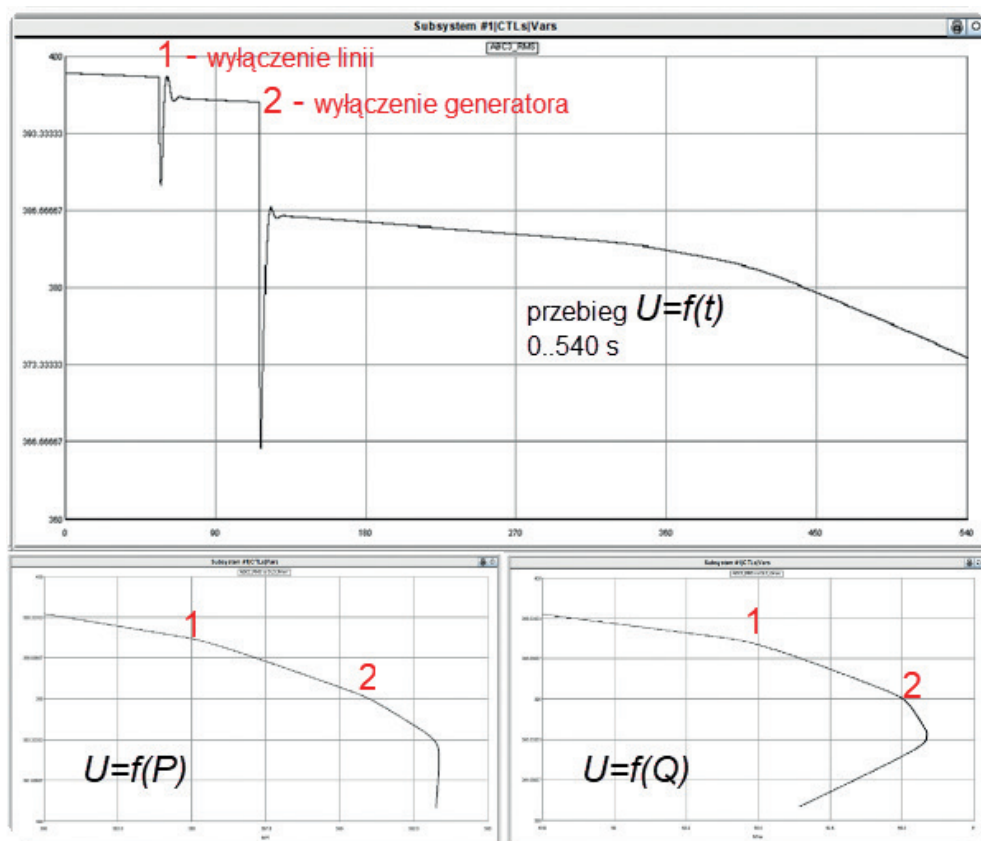
W wariancie podstawowym zastosowano odbiory, w których niezależnie od napięcia w węźle utrzymywana jest stała, nastawiona wcześniej wartość mocy czynnej i biernej pobieranej przez odbiór. W kolejnych wariantach w modelu zastosowano odbiory typu *ZIP*, w których część obciążenia mocą czynną i bierną jest stała (P), a pozostała część mocy czynnej i biernej pobierana w węźle zmienia się wraz z napięciem panującym w tym węźle w sposób odpowiadający odbiorowi o stałej impedancji (Z) lub stałym prądzie (I) odbioru. Tab. II.4.2 przedstawia wykorzystywane w analizach wykonywanych przez operatorów systemów przesyłowych krajów nordyckich udziały poszczególnych typów odbiorów mocy czynnej i biernej w całkowitym obciążeniu węzłów.

Tab. II.4.2. Udziały poszczególnych typów odbiorów mocy czynnej i biernej [16] w modelach odbiorów stosowanych w analizach wykonywanych przez operatorów systemów przesyłowych krajów nordyckich

Parametry <i>ZIP</i>	Z_p	I_p	P_p	Z_q	I_q	P_q
Svenska Kraftnat (S)	0,40	0,0	0,60	0,90	0,0	0,10
Fingrid (FIN)	0,25	0,40	0,35	0,70	0,30	0,0
Stattnet (N)	0,40	0,40	0,20	0,40	0,40	0,20

Z punktu widzenia badania stabilności napięciowej modele z podatnością napięciową odbiorów charakteryzują się utrzymywaniem napięcia na wysokim poziomie aż do punktu bliskiego maksymalnej obciążalności sieci. W takich warunkach wyznaczanie na bieżąco współczynnika stabilności napięciowej jest szczególnie przydatne dla zwiększenia świadomości sytuacyjnej i zastosowania zabezpieczeń.

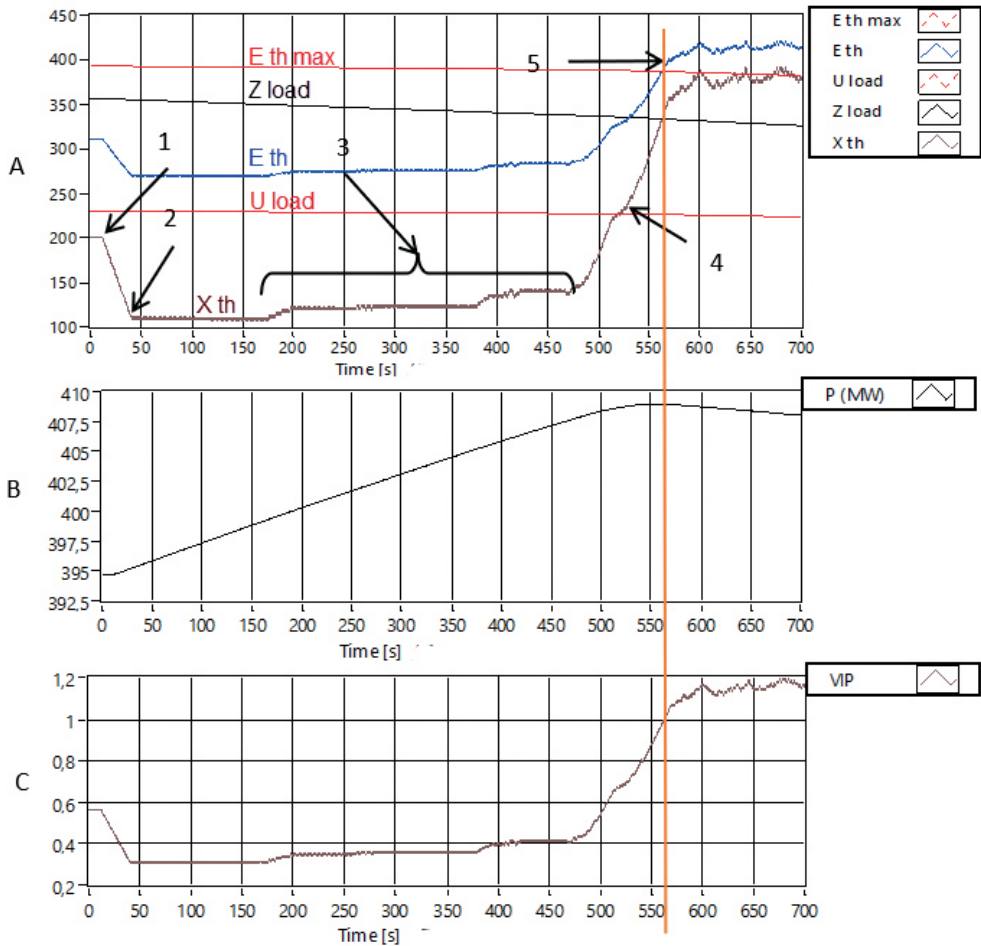
W celu przeprowadzenia testów badanego algorytmu przygotowano scenariusz polegający na jednostajnym zwiększaniu obciążenia węzłów badanego modelu sieci elektroenergetycznej oraz dwóch zmianach konfiguracji sieci polegających na wyłączeniu linii przesyłowej, a następnie wyłączeniu generatora. W takim scenariuszu zmiany parametrów zastępczego źródła Thevenina dla węzła odbiorczego sieci zmieniają się zarówno skokowo, jak i w sposób ciągły. Na rys. II.4.3 pokazano przykładowy przebieg napięcia na jednym z badanych węzłów sieci oraz krzywe nosowe $U=f(P)$ i $U=F(Q)$ dla tego węzła.



Rys. II.4.3. Przebieg napięcia i krzywe nosowe $U(P)$ i $U(Q)$ w monitorowanym węźle badanej sieci elektroenergetycznej w odpowiedzi na wyłączenie linii (1) i generatora (2) podczas zwiększania zapotrzebowania na moc

Badania wybranej metody monitorowania stabilności napięciowej

W czasie symulacji rejestrowano próbki fazorów generowanych przez wirtualne PMU z częstotnością co 20 ms i 40 ms. Symulator RTDS działa w czasie rzeczywistym, a od uruchomienia symulacji do momentu dojścia zamodelowanego systemu elektroenergetycznego do granicy stabilności napięciowej mijało ok. 6 minut (w zależności od przyjętych parametrów testu). Dlatego wszelkie prace związane z testowaniem metody monitorowania stabilności napięciowej wykonywano na danych zarejestrowanych wcześniej. Dzięki temu wykonanie testu zajmowało kilka sekund zamiast minut.



Rys. II.4.4. Przebiegi wartości mierzonych i wyliczonych w czasie wykonywania testu

Na rys. II.4.4 przedstawiono w formie przebiegów czasowych wyniki przykładowego testu. Wykres A prezentuje przebiegi wartości napięcia w badanym węźle (U_{load}) i impedancji obciążenia (Z_{load}) oraz wyliczone wartości bieżącej i maksymalnej napięcia oraz wartość reaktancji zastępczego źródła Thevenina (E_{th} , $E_{th\ max}$, X_{th}). Wykres B przedstawia przebieg mocy czynnej obciążenia w węźle, a wykres C – przebieg wskaźnika VIP zdefiniowanego według wzoru (II.4.3). W czasie prób zwiększano ze stałą szybkością obciążenie całego systemu i obciążenie badanego węzła. Zastosowano modele obciążeń ZIP o parametrach wykorzystywanych w pracach analitycznych przez operatora Fingrid (tab. II.4.2). Na wykresie A zaznaczono pięć charakterystycznych punktów na przebiegach rejestrowanych w czasie próby obciążenia systemu:

- 1 – moment uruchomienia algorytmu monitorowania stabilności napięciowej;
- 2 – moment wyznaczenia oszacowania rzeczywistej wartości E_T . Algorytm, przyjmując w punkcie 1 arbitralnie początkową wartość oszacowania napięcia Thevenina E_T^0 ,

- dokonuje następnie iteracyjnie jego korekty aż do osiągnięcia w punkcie 2 wartości bliskiej rzeczywistej E_T . Następnie algorytm przechodzi w fazę oscylacyjnego śledzenia zmian E_T ;
- 3 – okres skokowych zmian w zamodelowanym systemie elektroenergetycznym (zmiany konfiguracji sieci, wyczerpywanie się zakresów regulacji mocy biernej kolejnych generatorów), które znajdują odwzorowanie w zmianach parametrów E_T i X_T ;
 - 4 – wyczerpanie zakresu regulacji mocy biernej ostatniego generatora w badanym systemie;
 - 5 – moment wyrównania wartości $X_T = Z_L$ przy osiągnięciu maksymalnej mocy czynnej w węźle i wskaźniku $VIP = 1$.

Konieczne korekty oryginalnego algorytmu wyznaczania wskaźnika VIP

Jak wynika z tab. II.4.1, algorytm wymaga w kolejnych iteracjach określenia na podstawie dwóch ostatnich pomiarów kierunku zmian impedancji obciążenia i zmian wyliczanej reaktancji zastępczego źródła Thevenina. Wymaga to porównania liczbowo Z_L^{i+1} i Z_T^i oraz X_T^{i+1} i X_T^i . Algorytm zrealizowany według tych pierwotnych założeń powodował powstanie oscylacji wyników obliczeń, ponieważ nawet najmniejsza różnica porównywanych liczb zawsze skutkowała zmianą oszacowania napięcia źródła Thevenina $E_T^{i+1} = E_T^i \pm \delta$ zgodnie z (II.4.11). Dlatego wprowadzono strefę nieczułości przy porównywaniu Z_L^{i+1} i Z_T^i oraz X_T^{i+1} i X_T^i . Jeżeli różnica pomiędzy porównywanymi wartościami była mniejsza niż przyjęta strefa nieczułości 0,01%, to uznawano wielkości za równe sobie i korekta wartości napięcia źródła zastępczego nie następowała. Jest to zgodne ze wzmiankowanym wnioskiem dotyczącym wzoru (II.4.10), że warunkiem dokonania oceny poprawności oszacowania napięcia Thevenina jest zmiana wartości prądu obciążenia.

Analiza wrażliwości metody wyznaczania wskaźnika VIP na parametry

Działanie badanego algorytmu polega na ciągłej korekcie estymowanej wartości napięcia źródła Thevenina E_T . Kierunek tej korekty wynika z analizy ostatnich dwóch pomiarów, np. z urządzenia PMU. Jedynym parametrem, który może wpływać na jakość działania algorytmu, jest parametr k wprowadzony we wzorze (II.4.11). Parametr k definiuje skok wartości, o jaki jest korygowana wartość oszacowania E_T^i po pobraniu następnej próbki pomiarowej $(U_L, I_L, \theta)^{i+1}$ i wyznaczeniu kierunku korekty. Inaczej mówiąc, wartość k wpływa na szybkość śledzenia rzeczywistej wartości E_T . Jeżeli zmiany w systemie elektroenergetycznym, które znajdują odzwierciedlenie w zmianach parametrów zastępczego źródła Thevenina zachodzą szybko, to przy małej wartości k szybkość śledzenia E_T może nie być wystarczająca, aby nadążyć za rzeczywistymi zmianami. Takie ryzyko występuje przy niestabilności krótkookresowej, jeżeli obciążenie węzła sieci zbliża się do krytycznego. Wówczas ewentualne opóźnienie sygnalizacji osiągnięcia krytycznego obciążenia węzła jest niedopuszczalne i stawia pod znakiem zapytania przydatność badanej metody monitorowania stabilności napięciowej. W tab. II.4.3 podano przykładowe, uzyskane w czasie testów, wartości opóźnienia wyznaczenia $VIP = 1$, czyli opóźnienia detekcji punktu maksymalnej obciążalności węzła.

Tab. II.4.3. Wpływ wartości parametru k na opóźnienie detekcji punktu maksymalnej obciążalności węzła ($VIP = 1$)

Wartość parametru k	Opóźnienie detekcji punktu $VIP = 1$
0,001	~100 s
0,0025	~40 s
0,005	~20 s
0,01	~10 s

Podsumowanie

Wybrany do badań algorytm monitorowania online stabilności napięciowej wykorzystuje klasyczną metodę źródła zastępczego Thevenina i wyznacza wskaźnik VIP na podstawie analizy tylko dwóch ostatnich pomiarów fazorów napięcia i prądu.

Jedynym czynnikiem wpływającym na szybkość działania badanego algorytmu i dokładność identyfikacji nieznanymi parametrów schematu zastępczego Thevenina jest występujący we wzorze (II.4.11) parametr k . W badaniach optymalna ze względu na możliwość śledzenia dynamicznych zmian parametrów zastępczego źródła Thevenina okazała się wartość k z zakresu 0,005–0,01. Aby proponowany algorytm stał się przydatny do wykrywania krótkotrwałej niestabilności napięcia występującej bezpośrednio po dużych zakłóceniach, zastosowano metodę przetwarzania wyników polegającą na dopasowaniu krzywej wyznaczonej przez kolejne oszacowania napięcia źródła Thevenina oscylujące wokół rzeczywistej wartości. Pozwoliło to przy wartości parametru k równej 0,01 (tab. II.4.3) zmniejszyć opóźnienie detekcji punktu maksymalnej obciążalności węzła ($VIP = 1$) z 10 do ok. 1–2 sekund.

Wybrana i przebadana metoda badania stabilności napięciowej może zostać wdrożona w systemie centralnym WAMS lub lokalnie. Wyznaczany wskaźnik VIP jest bezpośrednio przydatny w punktach dyspozytorskich. Przy wdrożeniach lokalnych może być wykorzystywany przez układy regulacji napięcia do modyfikacji działania algorytmu regulacji w pogarszających się warunkach napięciowych w systemie.

Zidentyfikowane online parametry zastępczego źródła Thevenina mogą posłużyć do szybkiego oszacowania potencjalnej zmiany napięcia w węźle sieci, która nastąpi po spodziewanej zmianie obciążenia węzła lub zmianie generacji zainstalowanej w sieci zasilanej z tego węzła.

W sieci średniego lub niskiego napięcia szybka identyfikacja parametrów zastępczego źródła Thevenina mogłaby posłużyć do strojenia wartości statyzmu regulatora napięcia źródła generacji, jak np. duża farma PV. Zadaniem regulatora farmy jest ograniczanie mocy czynnej źródła, tak aby nie dopuścić do wzrostu napięcia w punkcie przyłączenia, powodującego wyłączenie generacji. W systemie fotowoltaicznym zainstalowanym w sieci o wyższym współczynniku R/X regulacja ze statyzmem jest związana z mocą czynną i napięciem, ponieważ napięcie jest bardzo wrażliwe na zmiany mocy czynnej. W stosowanych metodach regulacji [17] statyzm jest predefiniowany zgodnie z konserwatywnymi

założeniami w celu obliczenia maksymalnej dopuszczalnej mocy czynnej na podstawie analizy wrażliwości dla ekstremalnych warunków systemowych. Chodzi o uniknięcie przekroczenia dopuszczalnej wartości napięcia we wszystkich możliwych scenariuszach. Znając aktualne parametry systemu, można zoptymalizować regulację, tak by nie ograniczać generacji bardziej, niż to jest konieczne [18].

Bibliografia

1. CIGRE. Wide Area Protection & Control Technologies. CIGRE Report No. 664. Working Group B5.14, September 2016.
2. CIGRE. Wide Area Monitoring and Control for Transmission Capability Enhancement. CIGRE Technical Brochure No. 330. Working Group C4.601. February 2007.
3. Vu K., Begovic M.M., Novosel D., Saha M.M. Use of local measurements to estimate voltage-stability margin. *IEEE Transactions on Power Systems* 1999, 14(3), s. 1029–1035.
4. Milosevic B., Begovic M. Voltage-stability protection and control using a wide-area network of phasor measurements. *IEEE Transactions on Power Systems* 2003, 18(1), s. 121–127.
5. Zima M., Larsson M., Korba P., Rehtanz C., Andersson G. Design aspects for wide-area monitoring and control systems. *Proceedings of the IEEE* 2005, 93(5), s. 980–996.
6. Šmon I., Verbič G., Gubina F. Local voltage-stability index using Tellegen's theorem. *IEEE Transactions on Power Systems* 2006, 21(3), s. 1267–1275.
7. Šmon I., Pantoš M., Gubina F. An improved voltage-collapse protection algorithm based on local phasors. *Electric Power Systems Research* 2008, 78(3), s. 434–440.
8. CIGRE. Application of Phasor Measurement Units for Monitoring Power System Dynamic Performance. CIGRE Technical Brochure No. 702. Working Group C4.34. September 2017.
9. Corsi S., Taranto G.N. A real-time voltage instability identification algorithm based on local phasor measurements. *IEEE Transactions on Power Systems* 2008, 23(3), s. 1271–1279.
10. Verbič G., Gubina F. A new concept of voltage-collapse protection based on local phasors. *IEEE Transactions on Power Delivery* 2004, 19(2), s. 576–581.
11. Vournas C.D., Sakellaridis N.G. Tracking maximum loadability conditions in power systems. *Bulk Power System Dynamics and Control – VII. Revitalizing Operational Reliability*, 2007 iREP Symposium, Aug. 2007, s. 1–12.
12. Bao L., Huang Z., Xu W. Online voltage stability monitoring using var reserves. *IEEE Transactions on Power Systems* 2003, 18(4), s. 1461–1469.
13. Glavic M., Van Cutsem T. Investigating state reconstruction from scarce synchronized phasor measurements. 2011 IEEE Trondheim PowerTech, s. 1–8.
14. Glavic M., Van Cutsem T. A short survey of methods for voltage instability detection. *IEEE Power and Energy Society General Meeting* 2011, s. 1–8.
15. Athay T., Podmore R., Virmani S. A practical method for the direct analysis of transient stability. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* 1979, vol. PAS-98, no. 2, s. 573–584.
16. Hamidovic M., Khoudair M. Load model identification and parameter estimation. Master's thesis. Department of Energy & Environment, Chalmers University Of Technology, Göteborg 2019.
17. De Brabandere K., Bolsens B., Van den Keybus J., Woyte A., Driesen J., Belmans R. A voltage and frequency droop control method for parallel inverters. *IEEE Transactions on Power Electronics* 2007, 22(4), s. 1107–1115.
18. Wang Y., Zhang P., Li W., Xiao W., Abdollahi A. (2012). Online overvoltage prevention control of photovoltaic generators in microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 3(4), s. 2071–2078.

II.5. Wykorzystanie symulatora sprzętowego w analizach systemu elektroenergetycznego

Michał Brodzicki, Arkadiusz Frącz, Maciej Klebba, Adrianna Rzepkowska

Akademia Marynarki Wojennej w Gdyni, Wydział Mechaniczno-Elektryczny, Katedra Elektrotechniki Okrętowej

Wprowadzenie

Analizy pracy systemu elektroenergetycznego [1], z uwagi na specyfikę obiektu, w istotnym zakresie sprowadzają się do wykorzystywania modeli komputerowych i symulowania określonych zdarzeń oraz warunków. Pomimo dostępności uznanych środowisk programowych, które są szeroko wykorzystywane we wspomnianych analizach (PowerFactory, Matlab/Simulink itd.), pozostają one wciąż – mimo wysokiego stopnia wierności wyników – pozbawione choćby najmniejszych cech fizycznych urządzeń.

Od pewnego czasu na rynku dostępne są rozbudowane urządzenia, które umożliwiają wyprowadzenie zagadnienia analizy pracy systemu elektroenergetycznego poza środowisko komputera. Są to symulatory sprzętowe, ukierunkowane na wykorzystanie w instytucjach edukacyjnych, a więc przeznaczone do zastosowań dydaktycznych. Najczęściej wyposażone są one także w dedykowane systemy sterowania i wizualizacji SCADA, które umożliwiają jednoczesną obserwację oraz kontrolę wielu parametrów w obrębie układu. Systemy takie mają najczęściej budowę modułową, co daje bardzo szerokie możliwości rekonfiguracji. Modułowość zapewnia też otwartą strukturę tego typu systemów, co pozwala na wykorzystanie do współpracy z nimi również innych elementów, np. układów pomiarowych.

Symulatory sprzętowe charakteryzują się dodatkowo inną, szczególnie istotną cechą – mimo że pozostają środowiskami symulacyjnymi, bazują na rzeczywistych elementach wykorzystywanych do konstrukcji poszczególnych modułów, a więc występują w nich zjawiska zbliżone do rzeczywistych układów elektroenergetycznych. Cecha ta, w połączeniu z otwartą strukturą, wskazuje na potencjał wykorzystania symulatorów sprzętowych w zastosowaniach nie tylko dydaktycznych, ale także badawczych.

W niniejszym rozdziale zaprezentowano przegląd wyników badań przeprowadzonych z wykorzystaniem sprzętowego symulatora systemu elektroenergetycznego. W ramach analiz wykonano symulacje kilku typowo wykorzystywanych konfiguracji systemów elektroenergetycznych, obejmujących zarówno statyczne, jak i dynamiczne stany pracy. Przeprowadzone badania miały w zamierzeniu określić potencjał wykorzystania symulatora sprzętowego w bardziej zaawansowanych i ukierunkowanych analizach pracy systemu elektroenergetycznego.

Konfiguracja symulatora sprzętowego

Symulator sprzętowy [2], ze względu na jego podstawowe przeznaczenie dydaktyczne, jest w istocie kompletnym systemem elektroenergetycznym. W jego skład wchodzi urządzenia przeznaczone do wytwarzania, przesyłu, dystrybucji, odbioru i przetwarzania energii elektrycznej. Źródła energii stanowią klasyczne generatory synchroniczne, jak również inne urządzenia w postaci np. paneli fotowoltaicznych czy generatorów asynchronicznych reprezentujących elektrownie wiatrowe. Wśród urządzeń przesyłowych i dystrybucyjnych wyróżnić należy modele linii elektroenergetycznych (umożliwiające odwzorowanie schematów linii II i III rodzaju wraz z pojemnościami między przewodami linii) oraz transformatorów (dwu- lub trójzwojennych) o definiowalnych grupach połączeń i regulowanych przekładniach, modele systemów szyn zbiorczych (umożliwiające np. konfigurowanie układów dwusekcyjnych) oraz łączników. Urządzenia odbiorcze stanowią najczęściej regulowane obciążenia R , L i C , choć istnieje również możliwość dołączania innych urządzeń.

Rys. II.5.1 przedstawia ogólny widok poglądowy symulatora, a rys. II.5.2 – układ modelujący tor jednostronnie zasilany.



Rys. II.5.1. Widok poglądowy symulatora sprzętowego

Konfiguracja odpowiedniego układu sprowadza się do wykonania fizycznych połączeń między elementami, tak więc również struktura wykorzystywanego modelu odpowiada w istocie systemom rzeczywistym. Poza stosowaniem wspomnianych wcześniej modeli źródeł wytwórczych możliwe jest także dołączenie do symulatora zasilania z sieci sztywnej, co zapewniają odpowiednie moduły zasilające [2, 3].



Rys. II.5.2. Model toru jednostronnie zasilanego

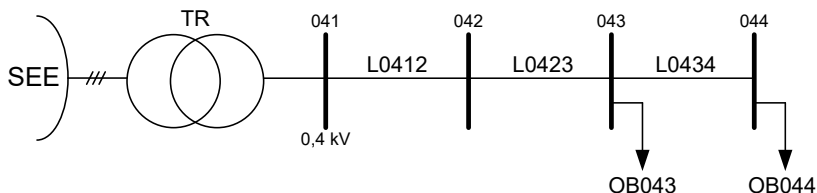
Przykładowe analizy i ich wyniki

W toku prac przeprowadzono analizy kilku typowych konfiguracji układów elektroenergetycznych, które poddano różnym warunkom pracy. Analizy te obejmowały:

- analizę rozptyłową i rozkładu napięcia w torze zasilanym jednostronnie przy zmiennym poziomie napięcia zasilającego;
- analizę współpracy dwóch źródeł wytwórczych w obrębie jednej sieci;
- analizę zwarcia w sieci z izolowanym punktem neutralnym transformatora.

Analiza toru zasilanego jednostronnie

Na rys. II.5.3 przedstawiono schemat toru jednostronnie zasilanego skonfigurowanego na symulatorze sprzętowym.

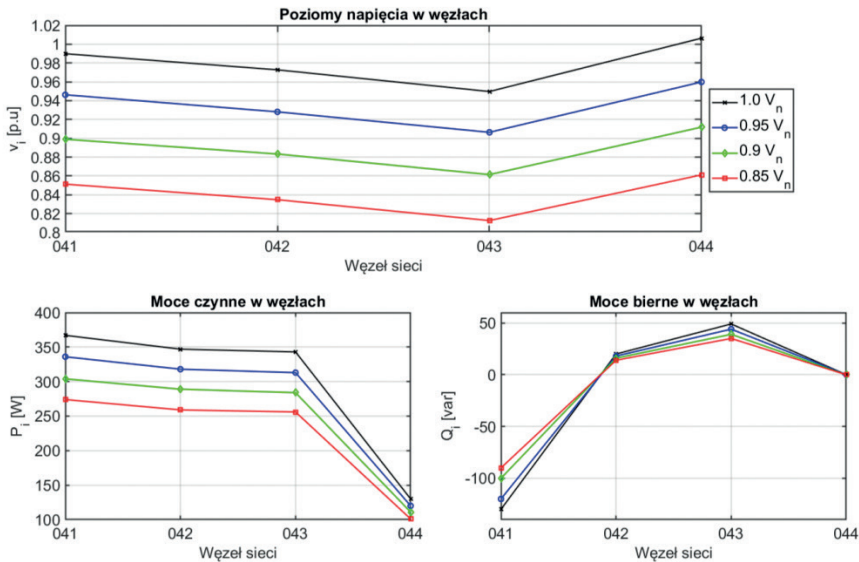


Rys. II.5.3. Schemat modelu toru jednostronnie zasilanego

Układ został skonfigurowany z wykorzystaniem trzech modułów linii zamodelowanych według schematu III rodzaju, modułu transformatora o grupie połączeń $Yy0$ i modułu zasilającego, zapewniającego zasilanie transformatora z sieci sztywnej. W obrębie sieci

pracowały dwa odbiory typu impedancyjnego – w węźle 043 był to szeregowy odbiornik RL o regulowanych nastawach, natomiast w węźle 044 – trzy żarówki (po jednej na fazę). Założeniem badania była analiza wpływu poziomu napięcia zasilającego na pracę toru jednostronnie zasilanego.

Wyniki zaprezentowano na rys. II.5.4.



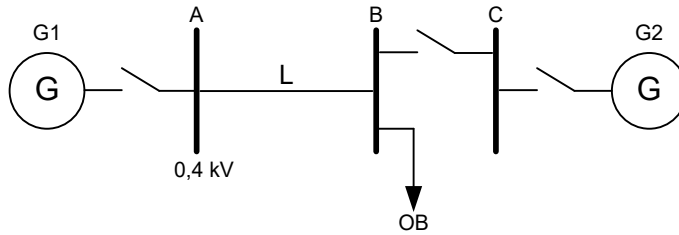
Rys. II.5.4. Wyniki analiz toru jednostronnie zasilanego

Uzyskane wyniki wskazują, że model toru jednostronnie zasilanego skonfigurowany na symulatorze sprzętowym poprawnie odwzorowuje zachowanie obiektu rzeczywistego. W miarę oddalania się od punktu zasilającego na poszczególnych odcinkach toru powstają spadki napięć. Na ostatnim odcinku toru następuje podniesienie się poziomu napięcia, co wynika z obecności pojemności doziemnych linii i z braku poboru mocy biernej na końcu toru.

Jednocześnie zaobserwować można utrzymanie się prawidłowego działania modelu przy zmianie poziomu napięcia zasilającego. Poszczególne uzyskane przebiegi ulegają jedynie proporcjonalnemu przesunięciu wzdłuż osi rzędnych. Jest to dodatkowo widoczne w przypadku wykresów mocy biernej w poszczególnych węzłach, które ulegają swoistemu odwróceniu wzdłuż toru, ale tendencje zmian zostają zachowane.

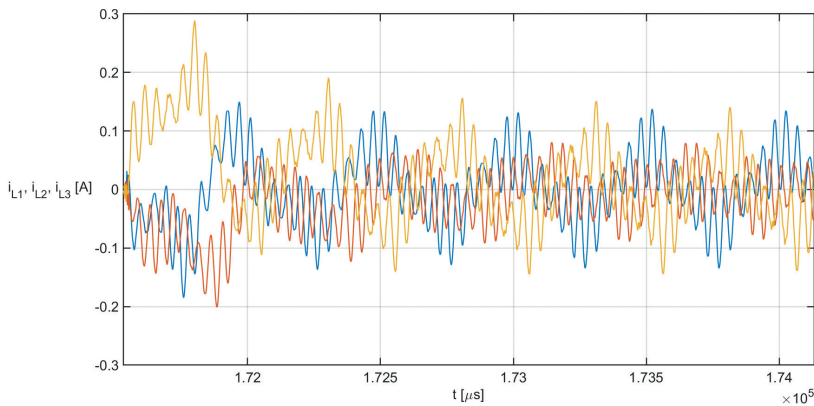
Analiza współpracy dwóch bloków wytwórczych

Kolejnym analizowanym stanem pracy była synchronizacja i następująca po niej współpraca dwóch bloków wytwórczych na wspólną sieć. Schemat skonfigurowanego modelu przedstawiono na rys. II.5.5.



Rys. II.5.5. Schemat modelu skonfigurowanego na symulatorze sprzętowym

Generator G1 stanowił podstawowe źródło zasilania, do którego dołączony został generator G2. Do układu, poprzez model linii przesyłowej (według schematu II rodzaju), dołączony był układ dwóch odbiorników RL w strukturze szeregowej, które były względem siebie przyłączone równolegle. Po obciążeniu generatora G1 przeprowadzony został proces synchronizacji i dołączenia do układu generatora G2, który nastąpił przy niewyrównaniu napięć w węzłach B i C na poziomie 15 V. Przebieg prądu generatora G2 w czasie synchronizacji rejestrowany był z wykorzystaniem kart pomiarowych *National Instruments* współpracujących z oprogramowaniem LabVIEW, a przedstawiony został na rys. II.5.6.



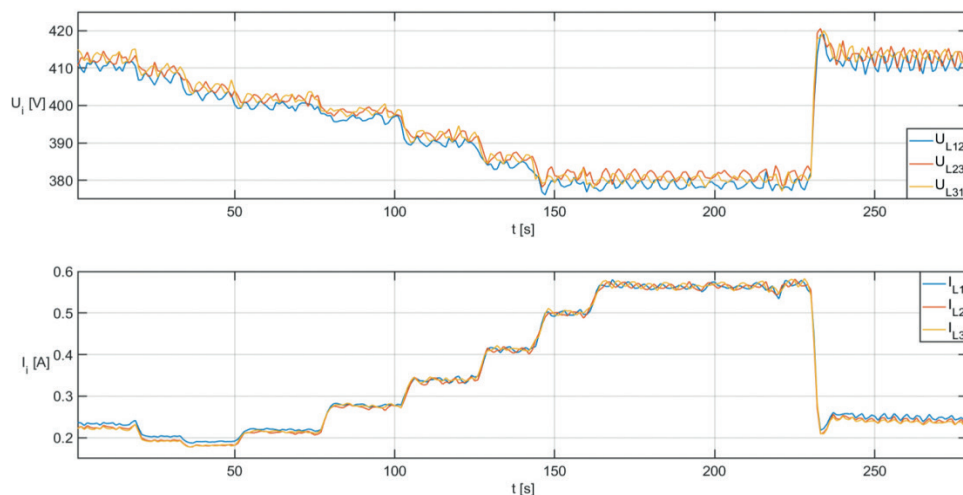
Rys. II.5.6. Przebiegi prądów generatora G2 w trakcie synchronizacji

Na podstawie wyników zarejestrowanych w toku synchronizacji można stwierdzić, że w pierwszej chwili po synchronizacji następuje chwilowy wzrost wartości prądu, spowodowany częściowym przejściem obciążenia sieci przez dołączany generator, który z czasem ulega ustaleniu. Widać również, że przebieg prądu jest istotnie odkształcony. Wynika to z braku oddziaływania sieci sztywnej, braku pojemności w układzie, a także z braku odpowiedniego rozdziału mocy czynnej i mocy biernej pomiędzy źródła wytwórcze, które napędzane są przez silniki charakteryzujące się w istocie nieciągłym charakterem ruchu obrotowego. Po dokonaniu prawidłowego rozdziału kształt prądu uległ poprawie.

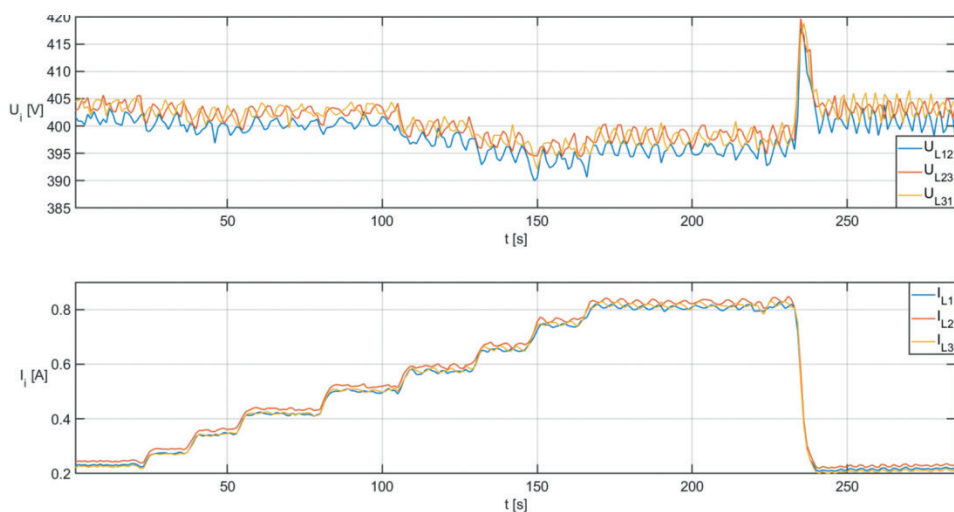
Po dołączeniu drugiego źródła do układu przeprowadzona została analiza współpracy obu generatorów. Badanie polegało na obserwacji zachowania obu bloków wytwórczych w przypadku stopniowego odwzbudzenia jednego z generatorów. Generator G2 pracował

w zamkniętej pętli regulacji, z napięciem zadanym na poziomie 400 V. Generator G1 został przełączony do pracy w otwartej pętli regulacji, z napięciem wzbudzenia zapewniającym wartość 400 V na wyjściu.

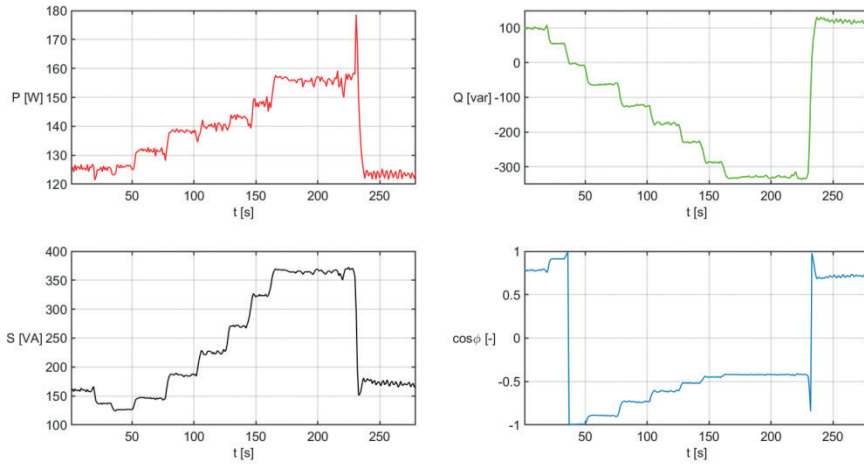
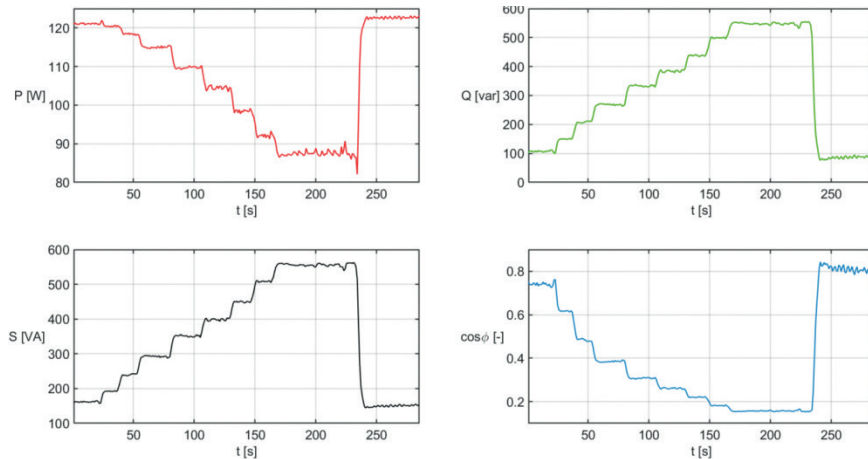
Następnie napięcie w obwodzie wzbudzenia generatora G1 było stopniowo zmniejszane, a w trakcie tego procesu rejestrowane były wielkości wyjściowe obu generatorów. W przypadku generatora G1 pomiar realizowany był w węźle A, natomiast w przypadku generatora G2 – w węźle C. Pomiary wykonywane były z wykorzystaniem analizatorów parametrów sieci Fluke 1738. Rys. II.5.7 i II.5.8 przedstawiają przebiegi napięć i prądów generatorów G1 i G2, a rys. II.5.9 i II.5.10 – przebiegi mocy czynnej, biernej, pozornej i współczynnika mocy $\cos\varphi$.



Rys. II.5.7. Przebiegi napięć i prądów generatora G1



Rys. II.5.8. Przebiegi napięć i prądów generatora G2

Rys. II.5.9. Przebiegi mocy czynnej, biernej, pozornej i współczynnika mocy $\cos\phi$ generatora G1Rys. II.5.10. Przebiegi mocy czynnej, biernej, pozornej i współczynnika mocy $\cos\phi$ generatora G2

Uzyskane wyniki wskazują, że odwzbudzenie generatora G1 wywołało zauważalną reakcję generatora G2. Generator G1 w miarę zmniejszania napięcia wzbudzenia przeszedł do pracy z poborem mocy biernej z sieci i jednocześnie dociążył się mocą czynną. Zadaniem generatora G2 było natomiast utrzymywanie zadanego napięcia w obrębie sieci, w związku z czym wprowadzał coraz więcej mocy biernej. Jednocześnie następowało jego odciążanie w zakresie mocy czynnej.

Różnica napięć pomiędzy węzłami A i C wynikała z obecności linii łączącej węzły A i B, w której nie zostały uwzględnione pojemności doziemne. W efekcie w linii powstawał spadek napięcia, który dodatkowo był jeszcze intensyfikowany przez pracę generatora G1 z poborem mocy biernej. Przy znacznym odwzbudzeniu generatora G1 do poziomu ok. 50% względem wartości początkowej nastąpiło obniżenie się wartości napięcia w sieci o ok. 5 V.

Analiza zwarcia w sieci z izolowanym punktem neutralnym

Wystąpienie pojedynczego zwarcia doziemnego w układach sieciowych z izolowanym punktem neutralnym jest zjawiskiem niepożądanym, niemniej jednak w systemach tego typu nie powoduje wyłączenia zasilania i system taki może być nadal krótkotrwale użytkowany do czasu lokalizacji i wyeliminowania zwarcia [4].

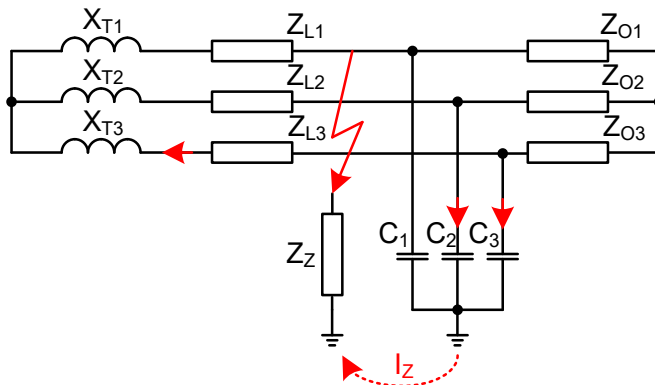
Między innymi z tego właśnie powodu sieci takie znalazły zastosowanie w układach niskiego napięcia instalacji okrętowych, szpitalnych czy w kopalniach. Dodatkowo wartość prądu zwarcia doziemnego jest stosunkowo niska, co wpływa także na bezpieczeństwo przeciwpożarowe w takich instalacjach. W układach sieci napięć wyższych – np. w liniach napowietrznych – łuk będący przyczyną zwarcia jest gaszony często samoczynnie.

Niewątpliwą wadą możliwości kontynuacji pracy takiej sieci w przypadku wystąpienia jednofazowego zwarcia doziemnego staje się wzrost napięcia w pozostałych fazach. Na rys. II.5.11 pokazano schemat powstawania jednofazowego zwarcia doziemnego – wartość prądu zwarcia I_Z jest determinowana głównie obecnością pojemności doziemnych C_E linii ze względu na fakt, że w układach sieciowych z izolowanym punktem neutralnym utrzymuje się konstrukcyjnie wysoką wartość rezystancji izolacji linii, która to rezystancja dodatkowo jest monitorowana w trybie ciągłym (przykładem mogą być tutaj układy kontroli stanu izolacji stosowane w sieciach okrętowych) [4].

Wartość prądu zwarcia doziemnego I_Z można wyznaczyć, stosując przybliżenie [1]:

$$I_Z \approx \sqrt{3} \cdot U \cdot \omega \cdot C_E \quad (\text{II.5.1})$$

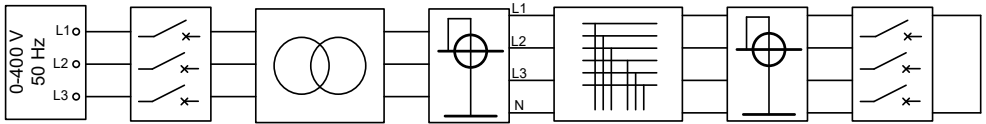
gdzie: $U = U_N$ – napięcie w miejscu zwarcia przed jego wystąpieniem.



Rys. II.5.11. Obwód zastępczy sieci z izolowanym punktem neutralnym w stanie zwarcia jednofazowego [3]

Symulator DeLorenzo Transmission Lines umożliwia obserwację zjawisk związanych z opisywanym powyżej problemem zwarć doziemnych w sieciach z izolowanym punktem neutralnym. W tym celu zbudowany został układ sieciowy wykorzystujący standardowe moduły symulacyjne (rys. II.5.12), w którym zostaje wprowadzone zwarcie

między fazą $L1$ a ziemią. W symulacji wykorzystano model linii DL7901TT z obecnością pojemności międzyfazowych oraz doziemnych. Odpowiada ona schematowi zastępczemu linii typu π (III rodzaju) o parametrach skupionych.



Rys. II.5.12. Model sieci z izolowanym punktem neutralnym do badania zwarcia jednofazowego

Pomiary realizowano przy użyciu trójfazowych analizatorów energii elektrycznej IME NEMO 96HD+. Wyniki pomiarów przedstawiono w tab. II.5.1 i II.5.2.

Tab. II.5.1. Wyniki pomiarów prądu zwarcia doziemnego – przed linią, tj. od strony źródła energii

Pomiar	Wyniki pomiarów przed linią					
	U_{1-N} [V]	U_{2-N} [V]	U_{3-N} [V]	I_1 [A]	I_2 [A]	I_3 [A]
Stan normalny	211,1	210,5	212,5	0,362	0,360	0,364
Zwarcie doziemne fazy $L1$	103,3	436,0	474,0	0,774	0,476	0,520

Tab. II.5.2. Wyniki pomiarów prądu zwarcia doziemnego – za linią, czyli od strony przeciwnej do źródła energii

Pomiar	Wyniki pomiarów za linią					
	U_{1-N} [V]	U_{2-N} [V]	U_{3-N} [V]	I_1 [A]	I_2 [A]	I_3 [A]
Stan normalny	231,7	229,7	232,5	0,0	0,0	0,0
Zwarcie doziemne fazy $L1$	0,0	435,3	466,9	0,572	0,0	0,0

Pomiary zrealizowane w warunkach symulowanych reprezentują rzeczywiste parametry zwarciovowe w układzie z izolowanym punktem neutralnym źródła. Wyznaczona z zależności (II.5.1) wartość spodziewanego prądu zwarciovowego:

$$I_Z \approx \sqrt{3} \cdot U \cdot \omega \cdot C_E = 0,751 \text{ A}$$

odpowiada w przybliżeniu wartości zmierzonej 0,774 A, a zmierzony wzrost napięć w fazach niebędących w stanie zwarcia z ziemią jest porównywalny z wartością teoretyczną, która powinna być większa o $\sqrt{3}$ od wartości przed zwarcie.

Podsumowanie

Przedstawione w rozdziale badania miały na celu ukazanie potencjału wykorzystania symulatora sprzętowego w analizach systemu elektroenergetycznego. Przeprowadzone

analizy miały charakter podstawowy, ale ich wyniki wskazują, że zasadne jest uzupełnianie badań symulacyjnych bazujących na modelach komputerowych o analogiczne badania na symulatorze sprzętowym. Zaprezentowane wyniki wskazują, że poprawnie odwzorowuje on zachowanie się obiektów rzeczywistych.

Szeroki wachlarz dostępnych modułów i niemal nieograniczone możliwości konfiguracji topologii układów sieci sprawiają, że możliwe jest odwzorowywanie różnych sytuacji występujących w układach rzeczywistych. Otwarta struktura symulatora stwarza też możliwość jego współpracy z innymi urządzeniami zewnętrznymi w postaci źródeł i odbiorników lub bardziej zaawansowanymi układami pomiarowymi.

Operowanie na modułach sprzętowych, skonstruowanych na bazie fizycznych elementów, siłą rzeczy powoduje uwzględnienie zjawisk o charakterze zbliżonym do modelowanych układów rzeczywistych. Zapewnia to jednocześnie urealnienie uzyskiwanych wyników i pozwala na pogłębioną analizę uzyskiwanych wyników oraz weryfikację danych z symulacji komputerowych. Niestety symulator charakteryzuje się także pewnymi niedogodnościami, jak np. niedokładność układów sterujących i regulacyjnych, która rzutuje na uzyskiwane wyniki. Dedykowany system SCADA zapewnia jednak pewne możliwości w zakresie modyfikacji i edycji programów sterujących tymi modułami, dzięki czemu możliwe wydaje się przynajmniej częściowe wyeliminowanie tych problemów.

Sposób wykonania samych modułów zapewnia również przejrzystość i łatwe panowanie nad nawet skomplikowanymi modułami dzięki zaopatrzeniu każdego z elementów w czytelny schemat elektryczny wykonywanych połączeń. Sama konstrukcja zapewnia też wysoki stopień bezpieczeństwa dla użytkownika.

Bibliografia

1. Ponce P., Molina A., Mata O., Ibarra L., MacCleery B. Power systems fundamentals. CRC Press, Boca Raton 2017.
2. <https://delorenzoglobal.com/en/product-category/electrical-power-engineering/generation-distribution-transmission/> [dostęp: 24 marca 2025].
3. DeLorenzo. Transmission lines. DeLorenzo, Rozzano 2024.
4. Kacejko P., Machowski J., Pijarski P., Smolarczyk A. Zwarcia w systemach elektroenergetycznych. Wyd. IV. Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2022.

III Funkcjonowanie elektroenergetycznych systemów przesyłowych – część II

Wstęp

Sylwester Robak

Politechnika Warszawska, Wydział Elektryczny, Instytut Elektroenergetyki

Niniejsza część monografii składa się z pięciu rozdziałów o tematyce obejmującej zagadnienia techniczne, prawne i ekonomiczne, odnoszące się do sieci i systemów elektroenergetycznych.

Rozdział *Wpływ przyłączenia morskich farm wiatrowych na harmoniczne napięcia w sieci przesyłowej* prezentuje wyzwania stojące przed operatorem systemu przesyłowego w zakresie spodziewanego wpływu przyłączenia morskich farm wiatrowych (MFW) do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) na harmoniczne napięcia w sieci przesyłowej. Dodatkowo przedstawia zagadnienia związane z oceną harmonicznych na etapach projektowania i pracy MFW, w tym identyfikacją ich potencjalnych udziałów w zaburzeniach. Rozdział składa się z następujących elementów głównych:

- *Wprowadzenie*, w którym przedstawiono m.in. limity harmonicznych napięcia dla MWE w miejscu jego przyłączenia, a także wykresy pudełkowe zmierzonych harmonicznych w polach dwóch różnych rozdzielni 400 kV zlokalizowanych w otoczeniu sieciowym miejsc przyłączenia MFW;
- *Charakterystyki harmoniczne KSE w miejscach przyłączenia MFW*, gdzie omówiono reprezentację charakterystyk harmonicznych KSE w postaci harmonicznego źródła Thevenina;
- *Rozważania dotyczące wpływu MFW na harmoniczne napięcia*, gdzie przedstawiono schemat zastępczy SEE po przyłączeniu MFW, a także omówiono emisję dodatkowych harmonicznych oraz wzmocnienie tła harmonicznych;
- *Metoda szczegółowej lokalizacji źródeł zaburzeń jakości energii elektrycznej z wykorzystaniem danych z rejestratorów zakłóceń*, gdzie zaprezentowano algorytm metody lokalizacji źródeł zaburzeń w zakresie wyższych harmonicznych napięcia;
- *Podsumowanie*, w którym m.in. nakreślono kierunek dalszych działań w ramach omawianej problematyki.

Przykładowe pytania do autorów są następujące:

1. Jaki jest wpływ uproszczeń i niepewności modeli MFW oraz SEE na wyniki analiz w zakresie harmonicznych napięcia?

2. W rozdziale nie rozróżniono wpływu turbin wiatrowych oraz urządzeń kompensacyjnych STATCOM – czy ich emisje harmoniczných mają podobną strukturę widmową?
3. Jakie skutki dla pracy analizowanego układu mogą mieć wykryte rezonanse między h_2 a h_4 ? Czy mogą prowadzić do przekroczenia dopuszczalnych poziomów napięć harmoniczných?
4. Czy zmiana warunków pracy MFW wpływa na wartość częstotliwości rezonansowych, a jeśli tak, to jaki jest ten wpływ?

W rozdziale *Testowanie modułów wytwarzania energii pełniących funkcję significant grid users (SGU) – uregulowania prawne, wdrożenie wymagań, współpraca pomiędzy OSP i OSD* przedstawiono problematykę testowania *significant grid users*, czyli znaczących użytkowników sieci, którzy odgrywają kluczową rolę w funkcjonowaniu systemu elektroenergetycznego. Prezentowane treści dotyczą Krajowego Systemu Elektroenergetycznego i obejmują zarówno podstawy prawne zagadnienia, jak i wymagania techniczne nakładane na obiekty tego typu. Rozdział składa się z następujących elementów głównych:

- *Wprowadzenie*;
- *Podstawy prawne*, gdzie obszernie omówiono, jakie obiekty mogą odgrywać rolę SGU, dokumenty regulujące wymogi stawiane SGU, plan testów SGU;
- *Wymagania techniczne dla SGU*, gdzie opisano zagadnienie wymagań technicznych z uwzględnieniem istniejących i nowych SGU;
- *Zasady testowania SGU*, gdzie m.in. omówiono takie zagadnienia, jak odpowiedzialność za wykonanie testów, harmonogram testów, potwierdzenie wyników testów;
- *Rola programów ramowych testów MWE*, gdzie przedstawiono punkt wyjścia do opracowania szczegółowych programów testów dla konkretnych jednostek wytwórczych (MWE);
- *Podsumowanie*.

Przykładowe pytania do autorów są następujące:

1. Jakie znaczenie mają SGU w odniesieniu do bezpieczeństwa Krajowego Systemu Elektroenergetycznego?
2. Czy obecne regulacje prawne wystarczająco jasno definiują proces testowania SGU?
3. Czy częstotliwość przeprowadzania testów SGU jest adekwatna do dynamicznie zmieniających się warunków funkcjonowania KSE?
4. Jakie są największe wyzwania techniczne i organizacyjne przy przeprowadzaniu testów SGU?

W rozdziale *Kontrola rozpyły mocy w zmieniających się warunkach pracy KSE* przedstawiono problematykę sterowania przepływami w sieci NN za pomocą transformatora regulacyjnego z niezależną regulacją podobciążeniową modułu i kąta napięcia. Rozdział składa się z następujących elementów głównych:

- *Wprowadzenie*, w którym omówiono rozmieszczenie i zdolności regulacyjne JWCD, kierunki przesyłu mocy w KSE w warunkach niskiej i wysokiej generacji farm wiatrowych, a także lokalizację transformatorów regulacyjnych w KSE;
- *Transformator regulacyjny*, gdzie przedstawiono rozwiązania techniczne transformatorów regulacyjnych oraz obszar regulacyjny transformatora regulacyjnego;
- *Wybrane elementy metody obliczeniowej*, gdzie skrótowo zarysowano podstawy matematyczne obliczeń;
- *Opis sieci testowej*, gdzie przedstawiono modyfikacje wprowadzone do przyjętego układu sieci testowej IEEE14;
- *Wyniki symulacji testowych*, gdzie przedstawiono wyniki analiz, m.in. na podstawie strat mocy czynnej i biernej badanego układu sieciowego w funkcji zapotrzebowania;
- *Podsumowanie*.

Przykładowe pytania do autorów są następujące:

1. Na ile uzyskane wyniki badań symulacyjnych w przyjętym układzie testowym mogą być reprezentowane dla przypadku KSE?
2. Czy stosowanie transformatorów regulacyjnych można traktować jako alternatywę dla budowy w KSE mostu energetycznego HVDC północ-południe?
3. Czy w wyniku zastosowania transformatorów regulacyjnych w rozpatrywanym układzie testowym zaobserwowano zjawiska niepożądane zbliżone do przepływów kołowych?

W rozdziale *Problemy stosowania dodatkowych ograniczeń alokacyjnych w jednolitym łączeniu rynków dnia następnego i bieżącego* analizie poddano zagadnienie ograniczeń bilansowych w europejskim modelu strefowego rynku energii elektrycznej. Rozdział składa się z następujących elementów głównych:

- *Wprowadzenie*, w którym omówiono model strefowy rynku energii elektrycznej w Europie, metody wyznaczania zdolności przesyłowych między strefami, problemy dotyczące rynku zgłaszane przez operatorów systemów przesyłowych;
- *Ograniczenia bilansowe polskiej strefy rynkowej*, gdzie omówiono mechanizm stosowania ograniczeń bilansowych w polskiej strefie rynkowej energii elektrycznej i ich wpływ na europejskie algorytmy handlu energią;
- *Wpływ polskich ograniczeń bilansowych na europejski rynek energii*, gdzie omówiono rolę i wpływ stosowania ograniczeń alokacyjnych i bilansowych w polskim systemie elektroenergetycznym, ze szczególnym uwzględnieniem ich konsekwencji ekonomicznych na rynku energii elektrycznej, zwłaszcza w kontekście rynku dnia następnego SDAC;
- *Podsumowanie*.

Przykładowe pytania do autorów są następujące:

1. Jakie są krótko- i długofalowe skutki stosowania ograniczeń bilansowych dla konkurencyjności Polski na europejskim rynku energii?

2. Czy z ekonomicznego punktu widzenia należy zrezygnować z ograniczeń i zastosować kosztowne środki zaradcze (DSR, redukcja OZE), czy też kontynuować obecny model z ograniczeniami bilansowymi?
3. Dlaczego w roku 2024, po reformie Kamienia Milowego 2 (KM2), obserwuje się wzrost wartości *Shadow Price* (rys. III.4.6)?

Rozdział *Wyznaczanie zdolności przesyłowych w rejonie Core na potrzeby rynku energii elektrycznej dnia następnego – stan obecny i wyzwania* dotyczy rozwoju oraz funkcjonowania europejskiego rynku energii elektrycznej, ze szczególnym uwzględnieniem mechanizmów wyznaczania i alokacji zdolności przesyłowych między krajami członkowskimi Unii Europejskiej. W rozdziale poddano analizie zarówno techniczne aspekty działania sieci elektroenergetycznych, jak i regulacyjne działania Komisji Europejskiej, dążące do ujednolicenia i zwiększenia efektywności wspólnego rynku energii w Unii Europejskiej. Rozdział składa się z następujących elementów głównych:

- *Wprowadzenie*, w którym omówiono proces integracji Polski i innych krajów europejskich z jednolitym unijnym rynkiem energii elektrycznej, przedstawiając jego historię, główne etapy, techniczne i regulacyjne rozwiązania, a także aktualną strukturę rynku;
- *Zdolności przesyłowe netto – NTC*, gdzie omówiono zagadnienie wyznaczania zdolności przesyłowych sieci elektroenergetycznych między krajami lub grupami krajów, zwanych NTC (*Net Transfer Capacity*), które są kluczowe dla bezpiecznego i efektywnego handlu energią elektryczną na rynku międzyoperatorskim;
- *Wyznaczanie zdolności oparte na przepływach – FBA*, gdzie szczegółowo omówiono metodę FBA (*Flow-Based Allocation*) stosowaną w ramach CCR Core – regionu koordynacji operatorów systemów przesyłowych energii elektrycznej w Europie;
- *Podsumowanie*, w którym omówiono zaawansowane podejście do modelowania zdolności przesyłowej w regionie Core i podkreślono potrzebę uwzględnienia wpływu sąsiednich stref oraz koordynacji między operatorami, po to by efektywniej zarządzać przepływami energii i maksymalizować wykorzystanie infrastruktury sieciowej.

Przykładowe pytania do autorów są następujące:

1. Jakie są główne zalety i wady metody NTC w wyznaczaniu zdolności przesyłowych w sieciach elektroenergetycznych?
2. Jakie wyzwania stoją przed OSP przy implementacji zaawansowanych metod symulacyjnych i obliczeniowych, takich jak FBA, w warunkach dużej liczby scenariuszy awarii i elementów krytycznych?
3. Jakie korzyści i zagrożenia wiąże się z tzw. wirtualnymi zdolnościami (AMR) i indywidualnymi korektami (IVA) w procesie zwiększania zdolności przesyłowych?
4. Jakie są perspektywy dalszej automatyzacji i koordynacji wyznaczania zdolności przesyłowych w regionach o złożonej sieci przesyłowej?

III.1. Wpływ przyłączenia morskich farm wiatrowych na harmoniczne napięcia w sieci przesyłowej

Jacek Wasilewski, Dominik Patyk, Jarosław Rączka

Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA, Konstancin-Jeziorna

Wprowadzenie

Morskie farmy wiatrowe (MFW) stanowią istotny element transformacji energetycznej w Polsce. Zgodnie z projektem aktualizacji Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. [1] moc w morskiej energetyce wiatrowej do 2040 r. osiągnie poziom 17,9 GW. Jest to zgodne z obecnymi zapisami w regulacjach, a dokładnie z nowelizacją ustawy o odnawialnych źródłach energii i innych ustaw, w tym ustawy o promowaniu morskiej energetyki wiatrowej w Polsce [2]. Dotychczas PSE SA, jako operator systemu przesyłowego (OSP), zawarły umowy o przyłączenie z dziewięcioma inwestorami MFW na ponad 8,4 GW mocy zainstalowanej. Wskazane w umowach miejsca przyłączenia znajdują się w trzech stacjach NN zlokalizowanych w północnej części Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE): SE Choczewo, SE Słupsk Wierzbicino i SE Krzemienica. Tak zwana I faza systemu wsparcia (przedaukcyjna) objęła 5,9 GW mocy z MFW i to dla tych projektów toczą się zaawansowane prace inwestycyjne.

Przyłączenie i praca MFW wiąże się ze spełnieniem szeregu wymagań technicznych określonych m.in. w kodeksach sieci [3–6] i wydanych do nich wymogach ogólnego stosowania, przepisach krajowych [7, 8], Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP) [9] oraz szczegółowych wymaganiach zawartych we właściwych warunkach przyłączenia.

Jednym z wymagań technicznych stawianych przez OSP jest spełnienie przez MFW zgodności w zakresie jakości energii elektrycznej (JEE), w tym harmonicznych napięcia w miejscu przyłączenia. Zgodnie z [7, 9] moduł wytwarzania energii (MWE) przyłączony do sieci o napięciu znamionowym równym 110 kV lub wyższym nie powinien powodować w miejscu przyłączenia obecności harmonicznych napięcia (o rzędach od 2 do 50) o wartościach większych niż podane w tab. III.1.1, przy czym wymaganie to odnosi się do 99% zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych w każdym tygodniu kalendarzowym. Dodatkowo wartość maksymalna współczynnika zawartości harmonicznych z tego zbioru (*Total Harmonic Distortion*, THD) do rzędu 50 nie może przekraczać poziomu 1,5%.

Tab. III.1.1. Limity harmonicznego napięcia dla MWE w miejscu jego przyłączenia [7]

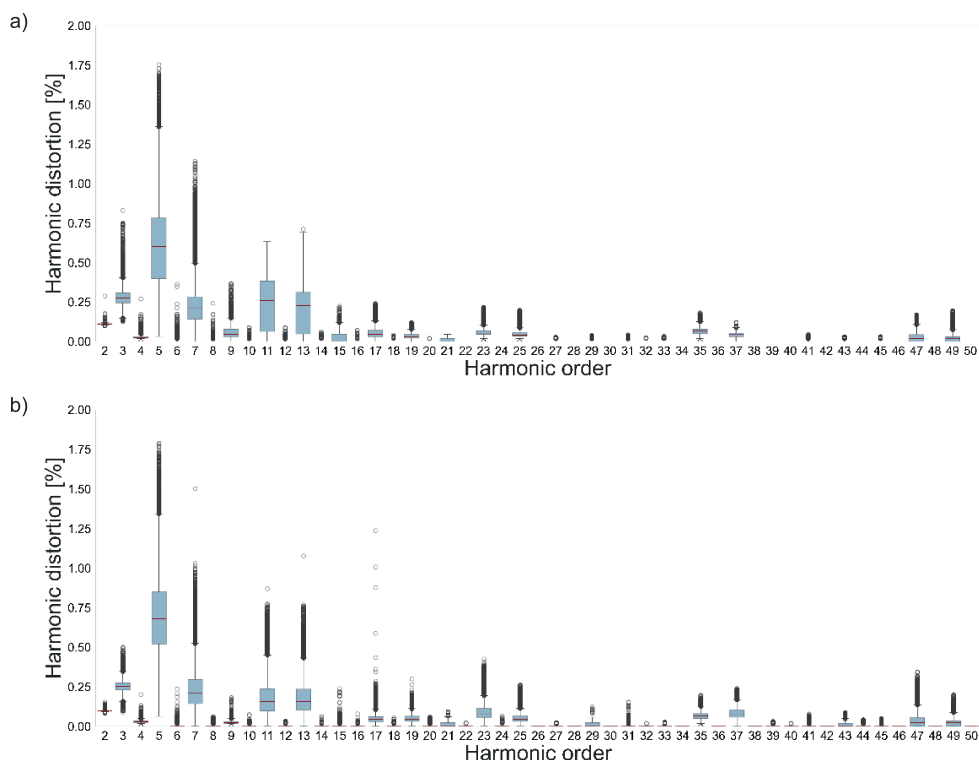
Harmoniczne nieparzyste				Harmoniczne parzyste	
Niebędące krotnością 3		Będące krotnością 3		Rząd harmonicznej	Wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej
Rząd harmonicznej	Wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej	Rząd harmonicznej	Wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej		
5	1,00%	3	1,00%	2	0,75%
7	1,00%	9	0,50%	4	0,50%
11	0,75%	15	0,25%	>4	0,25%
13	0,75%	>15	0,25%	–	
17	0,50%	–			
19	0,50%				
23	0,35%				
25	0,35%				
>25	0.1 + 0.25 · 25/h				

PSE SA realizują kompleksowe działania w zakresie ciągłego monitorowania JEE w sieci przesyłowej. System monitorowania JEE obejmuje obecnie 160 punktów pomiarowych zlokalizowanych w 55 stacjach elektroenergetycznych, a do końca pierwszej połowy 2025 r. system ten obejmie wszystkie stacje OSP na poszczególnych poziomach napięcia.

Na rys. III.1.1 przedstawiono rozkłady harmonicznego napięcia zebranych w okresie od 1 grudnia 2021 r. do 30 listopada 2023 r. z analizatorów JEE zlokalizowanych w polach dwóch różnych rozdzielni 400 kV w pobliżu miejsc przyłączenia MFW.

Proces oceny parametrów jakości energii elektrycznej w zakresie harmonicznego napięcia związany z przyłączaniem MFW napotyka liczne wyzwania techniczne i organizacyjne, zarówno po stronie OSP, jak i inwestorów. Wyzwania te wynikają m.in. z:

- braku dotychczasowych doświadczeń w kraju związanych z pracą MFW;
- wyznaczonych miejsc przyłączenia dla MFW, które są wzajemnie zlokalizowane elektrycznie blisko siebie (ta sama rozdzielnia lub sąsiadujące stacje);
- względnie zbliżonych terminów uruchamiania MFW, w tym ich etapowania (podawanie napięcia, synchronizacja);
- specyfiki danych pomiarowych w zakresie parametrów jakości energii elektrycznej, tj.:
 - ich braku w nowo budowanych stacjach elektroenergetycznych, w których przewidziano miejsca przyłączenia MFW (SE Choczewo i SE Krzemienica),
 - węzłowego charakteru pomiarów harmonicznego napięcia, jeśli są dostępne – co oznacza trudność w jednoznacznej ocenie udziału poszczególnych podmiotów w ewentualnym niedotrzymaniu limitów;
- intensywnych planów rozbudowy sieci przesyłowej 400 kV w północnej części Polski [10].



Rys. III.1.1. Wykresy pudełkowe zmierzonych harmonicznych w polach dwóch różnych rozdzielni 400 kV zlokalizowanych w otoczeniu sieciowym miejsc przyłączenia MFW

Ze względu na zidentyfikowane wyzwania od stycznia 2022 r. działa grupa robocza zajmująca się m.in. analizami harmonicznymi na potrzeby przyłączenia MFW. W skład grupy wchodzi przedstawiciele OSP oraz inwestorów MFW. Grupa ta ma za zadanie:

- uzgodnienie i opracowanie przez OSP tzw. charakterystyki harmonicznej w miejscu przyłączenia MFW (prognozowane tło i impedancja harmoniczna, uwzględnienie MFW, które mogą już zostać przyłączone);
- przeprowadzenie analiz i zaprojektowanie przez inwestorów układu MFW spełniającego wymagania w zakresie harmonicznych;
- przeprowadzenie przez OSP dodatkowych analiz dotyczących harmonicznych napięcia oczekiwanych po przyłączeniu rozpatrywanej grupy MFW.

Należy zaznaczyć, że wymienione działania grupy prowadzone są w warunkach niepewności i ryzyka, wieloetapowości, wieloiteracyjności oraz obecności wielu decydentów.

Dodatkowo w ramach grupy kapitałowej PSE prowadzone są działania badawczo-rozwojowe mające na celu opracowanie metody umożliwiającej określenie udziałów poszczególnych pól rozdzielni we wprowadzaniu zaburzeń dotyczących harmonicznych napięcia poprzez wykorzystanie danych pomiarowych z rejestratorów zakłóceń zainstalowanych w stacji.

Charakterystyki harmoniczne KSE w miejscach przyłączenia MFW

Na wniosek inwestorów MFW OSP przygotowuje charakterystykę harmoniczną KSE w miejscu przyłączenia MFW, która wraz z wymaganiami rozporządzenia [7] tworzy tzw. specyfikację harmoniczną na etapie koncepcyjno-projektowym inwestycji. Charakterystyka harmoniczna KSE w miejscu przyłączenia jest reprezentowana jako harmoniczne źródło Thevenina, na które składają się:

- a) prognoza tła harmonicznego lub dane pomiarowe harmonicznego napięcia za wybrany okres z analizatorów JEE;
- b) prognoza impedancji harmonicznego.

Pierwszą grupę charakterystyk harmonicznego opracowano dla siedmiu MFW z tzw. I fazy systemu wsparcia. Przy ich opracowywaniu uwzględniono m.in.:

- różne etapy rozwoju sieci przesyłowej w otoczeniu stacji, w których zlokalizowano miejsca przyłączenia (począwszy od drugiej połowy roku 2026);
- podejście iteracyjne, w którym inwestorzy etapowo wypracowywali modele harmonicznego MFW z uwzględnieniem dobieranych filtrów pasywnych;
- zarządzanie niepewnością związaną z kolejnością przyłączania poszczególnych MFW (zbliżone terminy w harmonogramach inwestorskich, ewentualne przesuwanie terminów), w ramach którego przeanalizowano zarówno warunki brzegowe (każda MFW przyłączona jako pierwsza i jako ostatnia), jak i oczekiwane (odzworowanie dotychczasowego harmonogramu przyłączeń).

Powstały w ramach pierwszej grupy charakterystyk model harmonicznego KSE (utrzymywany i rozwijany przez OSP) zostanie wykorzystany przy opracowywaniu kolejnej grupy charakterystyk harmonicznego KSE w miejscach przyłączenia MFW, które zyskają wsparcie finansowe w modelu aukcyjnym i rozpoczną zaawansowane prace koncepcyjno-projektowe.

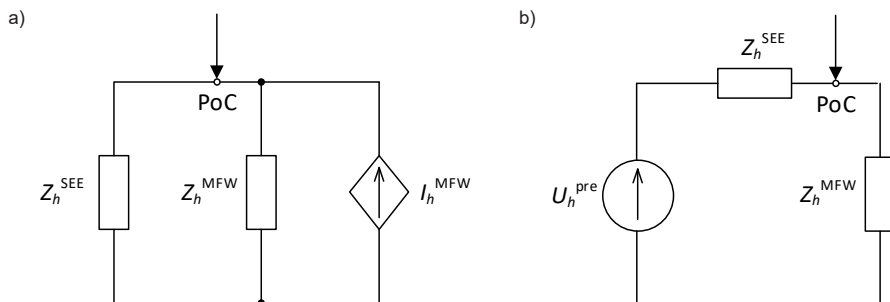
Przy opracowywaniu charakterystyk harmonicznego KSE OSP wykorzystuje oprogramowanie DIGSILENT PowerFactory z modułem Power Quality and Harmonic Analysis. Prowadzone są również prace związane z opracowaniem metody szacowania błędów prognozy tła harmonicznego, w tym rozwój metod samego procesu prognozowania (m.in. adaptacja technik uczenia maszynowego).

Rozważania dotyczące wpływu MFW na harmoniczne napięcia

Przyłączenie MFW w określonym węźle sieci SEE wpływa na dotychczasowe tło harmonicznego napięcia w dwojaki sposób (rys. III.1.2):

- emisja dodatkowych harmonicznego – aktywny wpływ wynikający z emisji turbin wiatrowych i zespołów STATCOM, co prowadzi do powstania dodatkowych harmonicznego napięcia w miejscu przyłączenia (PoC);

- wzmocnienie tła harmonicznych – pasywny wpływ wynikający z impedancji MFW, która modyfikuje dotychczasową impedancję zastępczą SEE w miejscu przyłączenia (PoC), co może wzmacniać albo tłumić tło harmonicznych.



Rys. III.1.2. Schemat zastępczy SEE po przyłączeniu MFW: a) emisja dodatkowych harmonicznych; b) wzmocnienie tła harmonicznych [11]

Emisja dodatkowych harmonicznych

W morskich turbinach wiatrowych i urządzeniach STATCOM stosowane są pełnoskalowe przekształtniki VSC-MMC, oparte głównie na tranzystorach IGBT sterowanych układem PWM. Częstotliwość przełączania PWM wynosi 2,5 kHz (h50), a harmoniczne pasma bocznego częstotliwości przełączania (>2 kHz) są skupione wokół niej i jej wielokrotności i są tłumione odpowiednim filtrem pasywnym, np. dla pierwszych dwóch grup obserwowane są:

- grupa 1 – harmoniczne wokół 2,5 kHz: h46, h48, h52, h54;
- grupa 2 – harmoniczne wokół 5,0 kHz: h93, h95, h99, h101, h105, h107.

Obecne są również harmoniczne niskiego rzędu (<2 kHz), silnie powiązane z częstotliwością podstawową 50 Hz. Wynikają one m.in. z czasu martwego i nieliniowości IGBT, z niedoskonałości równoważenia prądu między modułami przekształtnika, ze zjawiska modulacji krzyżowej między obwodami AC i DC.

Ponieważ MFW nie jest pojedynczym, skupionym obiektem, lecz zbiorem wielu (nawet kilkudziesięciu) urządzeń emitujących harmoniczne, istotne jest również odpowiednie odzwierciedlenie realistycznego rozkładu kąta fazowego napięć harmonicznych w tych urządzeniach (turbinach wiatrowych i STATCOM). Z dotychczasowych analiz wykonanych przez część inwestorów MFW (we współpracy z dostawcami morskich turbin wiatrowych) wynika, że:

- w przypadku nieparzystych harmonicznych innych niż będące krotnością 3 (np. h5, h7, h11 itp.) występują względnie bliskie sobie kąty fazowe dla wszystkich urządzeń konwerterowych ze względu na ich silny związek z częstotliwością podstawową;
- w przypadku harmonicznych parzystych i będących krotnością 3, a także harmonicznych pasma bocznego przełączania PWM kąty fazowe poszczególnych konwerterów mają charakter silnie losowy.

Obserwacja ta ma istotne znaczenie w założeniach do analizy aktywnego wpływu emisji harmonicznych z MFW na tło w miejscu jej przyłączenia. Stosuje się w tym celu ogólną zasadę sumowania harmonicznych [12]:

$$\forall_{h=2,\dots,50} U_h = \sqrt[n]{\sum_{i \in n} U_{h,i}^\alpha} \quad (\text{III.1.1})$$

gdzie: n – zbiór urządzeń konwerterowych w strukturze MFW, α – współczynniki potęgowe zależne od rzędu harmonicznej i przyjmujące wartości z zakresu 1–2, w zależności od rozproszenia rozkładu kątów napięć harmonicznych.

Wzmocnienie tła harmonicznych

Zakładając brak uwzględnienia aktywnej emisji harmonicznych z MFW do SEE, wprowadza się pojęcie współczynnika wzmocnienia tła napięcia harmonicznego w miejscu przyłączenia MFW:

$$\forall_{h=2,\dots,50} A_h = \left| \frac{Z_h^{\text{pre}}}{Z_h^{\text{post}}} \right| = \left| \frac{Z_h^{\text{MFW}}}{Z_h^{\text{SEE}} + Z_h^{\text{MFW}}} \right| \quad (\text{III.1.2})$$

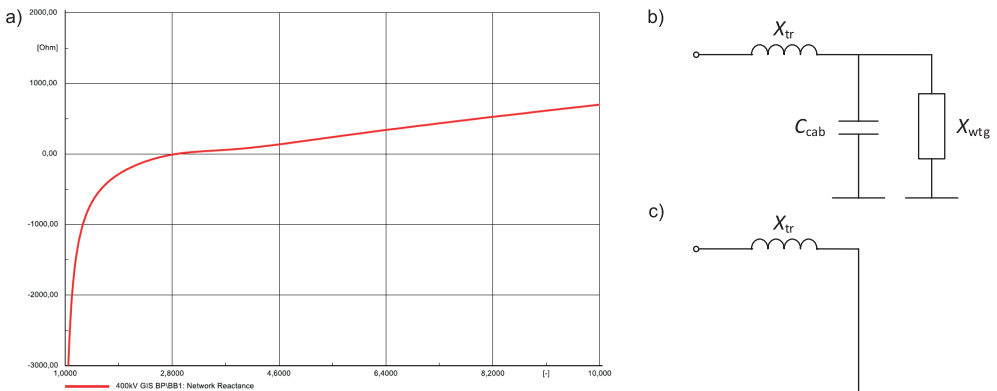
gdzie Z_h^{pre} – impedancja dla h -tej harmonicznej przed przyłączeniem MFW, Z_h^{post} – impedancja dla h -tej harmonicznej po przyłączeniu MFW, pozostałe oznaczenia jak na rys. III.1.2b.

Napięcie h -tej harmonicznej po przyłączeniu MFW (zwiększenie/ zmniejszenie tła) wynosi:

$$\forall_{h=2,\dots,50} U_h^{\text{post}} = A_h U_h^{\text{pre}} \quad (\text{III.1.3})$$

gdzie U_h^{pre} – napięcie h -tej harmonicznej w miejscu przyłączenia przed przyłączeniem MFW (tło harmoniczne, rys. III.1.2b).

Na rys. III.1.3a przedstawiono typową charakterystykę częstotliwościową reaktancji MFW widzianą w miejscu przyłączenia (bez udziału SEE) na poziomie 400 kV.



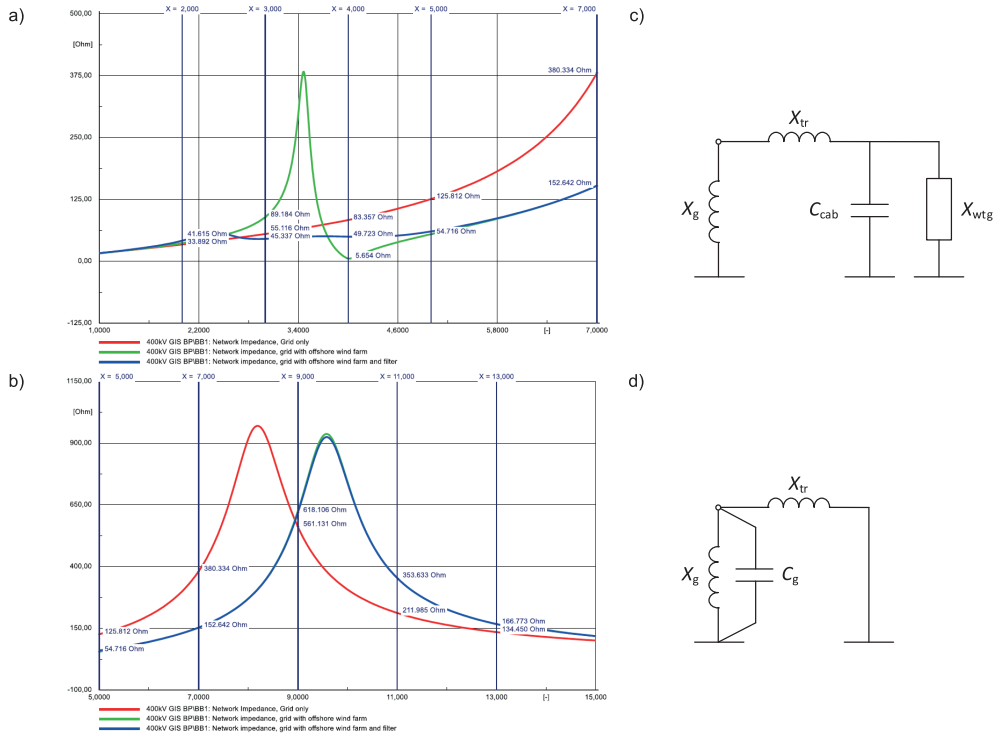
Rys. III.1.3. Charakterystyka impedancji MFW w miejscu przyłączenia: a) przebieg reaktancji MFW w funkcji częstotliwości; b), c) uproszczone schematy zastępcze MFW

W zakresie bardzo niskich częstotliwości reaktancja MFW ma charakter pojemnościowy z uwagi na obecność długich kabli eksportowych i ewentualnych bocznikowych filtrów harmoniczných. Można zaobserwować, że między h_2 a h_4 występuje rezonans szeregowy, określony przez reaktancję rozproszenia transformatorów w stacji lądowej i równoległego układu pojemności kabli eksportowych (+ ewentualnie bocznikowych filtrów harmoniczných) oraz wynikową impedancję morskich turbin wiatrowych, z uwzględnieniem transformatora turbiny, filtru pasywnego PWM oraz transmitancji układu sterowania konwerterem (rys. III.1.3b). Powyżej punktu rezonansowego impedancja MFW ma już wyłącznie charakter indukcyjny. Indukcyjność ta wynika głównie z transformatorów w stacji lądowej. Dla wysokich częstotliwości reaktancja pojemnościowa kabli morskich osiąga bardzo niską wartość (zwarcie za transformatorami, rys. III.1.3c).

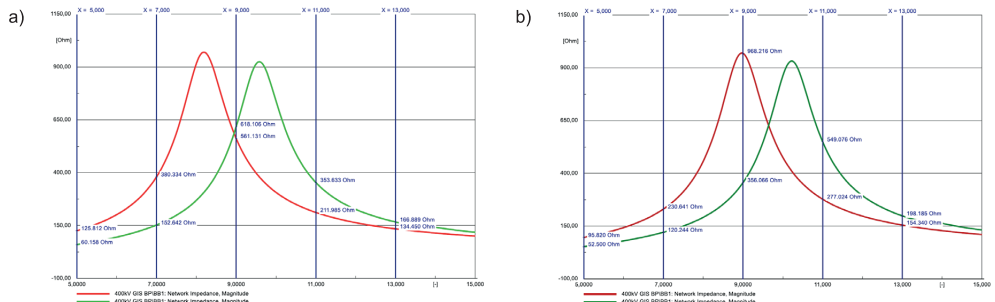
Wykresy na rys. III.1.4a i rys. III.1.4b ilustrują moduł impedancji harmonicznej w miejscu przyłączenia MFW w trzech przypadkach: tylko SEE (kolor czerwony), SEE + MFW (kolor zielony) oraz SEE + MFW + filtr (kolor niebieski).

Po przyłączeniu MFW do SEE wynikową impedancję można scharakteryzować dla dwóch przedziałów częstotliwości. W przedziale niskich częstotliwości (przed pierwszym rezonansem sieci przesyłowej) sieć przesyłowa ma charakter indukcyjny, z kolei MFW ma charakter pojemnościowy (rys. III.1.4c). W tym przedziale powstaje nowy rezonans równoległy (wynikający z ekwiwalentu X-C, typowo między h_2 i h_4). W tym zakresie częstotliwości MFW ma wyraźnie negatywny wpływ, ponieważ wprowadza nowy rezonans w układzie. Rozwiązaniem tego problemu może być instalacja pasywnego filtra typu C. W przedziale wysokich częstotliwości (za pierwszym rezonansem sieci przesyłowej) sieć przesyłowa może mieć charakter zarówno indukcyjny, jak i pojemnościowy. Z kolei impedancja MFW ma charakter indukcyjny (rys. III.1.4d). W konsekwencji MFW przesuwając istniejące rezonanse sieci przesyłowej w kierunku wyższych częstotliwości (zastępcza indukcyjność maleje). Wpływ MFW w tym zakresie częstotliwości można porównać do wpływu przyłączania generatora synchronicznego (przesunięcie rezonansów w prawo). Nie można jednoznacznie określić, czy przyłączenie MFW będzie mieć wpływ negatywny, czy pozytywny (zwiększenie lub zmniejszenie t_{λ}).

Na rys. III.1.5 przedstawiono wpływ mocy zwarciowej (indukcyjności zastępczej) SEE na zjawisko wzmocnienia t_{λ} harmoniczných po przyłączeniu MFW (kolor zielony). Rys. III.1.5a pokazuje przypadek z mniejszą mocą zwarciową (słabsza sieć), co powoduje nieznaczne zwiększenie t_{λ} dla h_9 oraz bardziej istotne zwiększenie t_{λ} dla h_{11} i h_{13} . Z kolei rys. III.1.5b przedstawia przypadek z większą mocą zwarciową (silniejsza sieć), co przekłada się na znaczne zmniejszenie t_{λ} dla h_9 oraz zwiększenie t_{λ} dla h_{11} . W obu przypadkach przyłączenie MFW przesuwając istniejące rezonanse w prawo.



Rys. III.1.4. Charakterystyka impedancji SEE + MFW w miejscu przyłączenia: a), b) przebiegi modułu impedancji układu w funkcji częstotliwości; c), d) uproszczone schematy zastępcze.



Rys. III.1.5. Wpływ mocy zwarciowej SEE na przebiegi modułu impedancji układu SEE + MFW w funkcji częstotliwości: a) mała moc zwarciowa (minimum generacji synchronicznej w SEE); b) duża moc zwarciowa (maksimum generacji synchronicznej w SEE)

Metoda szczegółowej lokalizacji źródeł zaburzeń jakości energii elektrycznej z wykorzystaniem danych z rejestratorów zakłóceń

Opracowana w ramach pracy badawczo-rozwojowej metoda umożliwia zdekomponowanie globalnego „obrazu sytuacyjnego” JEE z analizatorów jakości energii elektrycznej (AJEE) mierzących normatywne parametry jakościowe w wybranych punktach stacji/ rozdzielni na uszczegółowiony „obraz sytuacyjny” wyższych harmonicznych w poszczególnych polach węzła, z wykorzystaniem danych pozyskanych z zainstalowanych tam rejestratorów zakłóceń (RZ). Zakłada się, że metoda będzie uzupełniać dotychczasowe możliwości identyfikacji obiektów będących dominującymi źródłami zaburzeń w zakresie wyższych harmonicznych napięcia, które są realizowane na podstawie pomiarów wartości uśrednionych AJEE.

Ocena „obrazu sytuacyjnego” JEE w stacji z wykorzystaniem tej metody wymaga dostępu do incydentalnie wyzwalanych rejestracji w RZ, zawierających wartości chwilowe napięć i prądów ze wspólnego okna czasowego, przy czym rejestracja musi być realizowana w normalnych warunkach pracy stacji i jej otoczenia sieciowego. Metoda wykorzystuje dane pozyskane z RZ do wyznaczenia kierunków rozprzestrzeniania się każdej z wyższych harmonicznych wyodrębnionych z zarejestrowanych przebiegów napięć i prądów chwilowych przez poszczególne pola węzła oraz określenia udziału każdego z tych przepływów w zaburzeniu JEE w węźle tymi harmonicznymi. Biorąc pod uwagę charakter obiektów przyłączonych do sieci w danym węźle (stacji), pozwoli to wskazać obiekt lub obiekty odpowiedzialne za identyfikowane zaburzenie jakości energii elektrycznej.

Algorytm metody lokalizacji źródeł zaburzeń w zakresie wyższych harmonicznych napięcia składa się z następujących kroków:

1. Wykonanie intencjonalnych rejestracji przez RZ:
 - rejestracje przebiegów napięć i prądów ze wszystkich pracujących pól stacji/ rozdzielni;
 - odczyt i weryfikacja jakościowa danych pomiarowych z RZ.
2. Wyznaczenie harmonicznych na podstawie danych pomiarowych z RZ:
 - wyodrębnienie poszczególnych wyższych harmonicznych dla napięć i prądów.
3. Przekształcenie sygnałów harmonicznych na fazory:
 - zmiana postaci sygnałów harmonicznych na postać zespoloną (dla każdego pola oraz dla każdej fazy osobno).
4. Identyfikacja charakteru pola dla harmonicznych:
 - klasyfikacja kierunku przepływu harmonicznych w polu jako „pobór” lub „oddanie” dla poszczególnych wyższych harmonicznych;
 - kryterium klasyfikacji: kąt przesunięcia fazowego fazorów napięcia i prądu h -tej harmonicznej.
5. Określenie udziału pola w zaburzaniu jakości napięcia:

- szacowanie udziału pola stacji w zaburzeniach poszczególnymi wyższymi harmonicznymi;
- kryterium oceny: moc pozorna harmonicznym w poszczególnych polach stacji.

Należy podkreślić, że bardzo dużą zaletą metody jest brak potrzeby wykonywania poprzedzających skomplikowanych czynności wstępnych, w tym wyznaczenia impedancyjnej charakterystyki częstotliwościowej obiektów sieci i obiektów przyłączonych do stacji poddawanej analizie. Wyniki zastosowania metody stanowiące uszczegółowiony „obraz sytuacyjny” wyższych harmonicznym w poszczególnych polach węzła mogą stanowić istotne uzupełnienie analiz realizowanych do tej pory na podstawie danych pomiarowych JEE pozyskiwanych z AJEE.

Podsumowanie

W rozdziale przedstawiono szereg wyzwań związanych z wpływem przyłączenia MFW na harmoniczne napięcia w sieci przesyłowej i obecnie realizowane sposoby ograniczania emisji harmonicznym. Uwzględniając masowe przyłączanie innych rodzajów źródeł przekształtnikowych, wyzwania te z czasem będą się stawać coraz bardziej intensywne. Tym samym OSP muszą stale dostosowywać swoje metody i narzędzia, aby skutecznie radzić sobie z rosnącymi trudnościami związanymi z zagadnieniami JEE. W miarę wzrostu wyzwań konieczne jest wprowadzanie innowacyjnych rozwiązań oraz zwiększenie efektywności działań wszystkich interesariuszy systemu elektroenergetycznego.

Bibliografia

1. Projekt Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. – wersja do konsultacji publicznych z 10.2024 r. wraz z prognozą oddziaływania na środowisko z 02.2025 r.; <https://www.gov.pl/web/klimat/projekt-krajowego-planu-w-dziedzinie-energii-i-klimatu-do-2030-r-wersja-do-konsultacji-publicznych-z-102024-r>.
2. Ustawa z dnia 17 sierpnia 2023 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw. Dz.U. 2023, poz. 1762 z późn. zm.
3. Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci. Dz.U. L 112 z 27.4.2016, s. 1–68.
4. Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1447 z dnia 26 sierpnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci określający wymogi dotyczące przyłączenia do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego. Dz.U. L 241 z 8.9.2016, s. 1–65.
5. Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych. Dz.U. L 312 z 28.11.2017, s. 54–85.
6. Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej. Dz.U. L 220 z 25.8.2017, s. 1–120.

7. Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Dz.U. z 2023, poz. 819 z późn. zm.
8. Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 25 maja 2022 r. w sprawie szczegółowych wymagań dla elementów zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy oraz dla elementów stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu. Dz.U. z 2022, poz. 1257.
9. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej zatwierdzona decyzjami Prezesa URE nr DRR.WRE.4320.4.2023.LK z dnia 19 stycznia 2024 r. oraz nr DRR.WRE.4320.4.2023.LK z dnia 23 lutego 2024 r.; <https://www.pse.pl/documents/20182/7a-640b3e-27a5-4178-aaa6-3d9558be3ebe?safeargs=646f776e6c6f61643d74727565%20>.
10. Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2025–2034. Dokument główny. Grudzień 2024.
11. CIGRE. Network modelling for harmonic studies. CIGRE Technical Brochure No. 766 Working Group C4/B4.38, April 2019.
12. IEC/Technical Report 61000-3-6:2008, Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3–6: Limits – Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems.

III.2. Testowanie modułów wytwarzania energii pełniących funkcję *significant grid users* (SGU) – uregulowania prawne, wdrożenie wymagań, współpraca pomiędzy OSP i OSD

Grzegorz Pasiut, Marek Stróżywąs

Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA, Konstancin-Jeziorna

Wprowadzenie

Significant grid users (SGU), czyli znaczący użytkownicy sieci, to podmioty, które odgrywają kluczową rolę w funkcjonowaniu systemu elektroenergetycznego. Ich działanie ma istotny wpływ na bezpieczeństwo pracy sieci oraz bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej do odbiorców. Wymaga to od nich oraz od operatorów systemów elektroenergetycznych spełnienia określonych wymogów technicznych oraz poddania się procedurom testowym. W rozdziale omówiono aspekty prawne, techniczne, zasady testowania oraz współpracę pomiędzy operatorem systemu przesyłowego (OSP) a operatorami systemów dystrybucyjnych (OSD) i podmiotami będącymi właścicielami SGU.

Podstawy prawne

Zasady funkcjonowania i testowania SGU opierają się na regulacjach unijnych, w szczególności na kodach sieciowych (*Network Codes*) opracowanych przez Komisję Europejską. Pojęcie SGU po raz pierwszy pojawiło się w Rozporządzeniu Komisji (UE) 2017/1485 ustanawiającym wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego (SOGL) [1]. Do obiektów mogących pełnić funkcję SGU zaliczono tam:

- istniejące i nowe moduły wytwarzania energii typów B, C i D zgodnie z kryteriami określonymi w art. 5 Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 ustanawiającego kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru (NC RfG) [2];
- istniejące i nowe instalacje odbiorcze przyłączone do systemu przesyłowego;
- istniejące i nowe zamknięte systemy dystrybucyjne przyłączone do systemu przesyłowego;
- istniejące i nowe instalacje odbiorcze, zamknięte systemy dystrybucyjne i osoby trzecie, w przypadku gdy zapewniają odpowiedź odbioru bezpośrednio dla OSP zgodnie z kryteriami określonymi w art. 27 Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/1388 ustanawiającego kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru (NC DC) [3];

- dostawcy zapewniający agregowanie modułów wytwarzania energii lub instalacji odbiorczych oraz dostawcy rezerw mocy czynnej zgodnie z tytułem 8. części IV Rozporządzenia SOGL;
- istniejące i nowe systemy wysokiego napięcia prądu stałego (HVDC) zgodnie z kryteriami określonymi w art. 3 ust. 1 Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/1447 ustanawiającego kodeks sieci określający wymogi dotyczące przyłączenia do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego (NC DC) [4].

W kolejnym z kodeksów sieci, Rozporządzeniu Komisji (UE) 2017/2196 ustanawiającym kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych (NC ER) [5], określono wymogi stawiane obiektom uznanym za SGU (należy tu zwrócić uwagę, że każde rozporządzenie określa swój własny katalog podmiotów uznanych za SGU) w ramach procesów obrony i odbudowy systemu. Wskazano w nim wymogi dotyczące zdolności SGU do działania w trybach awaryjnych, zasady ponownego przyłączenia do sieci i dostarczania energii podczas procesu odbudowy systemu oraz wsparcia dla systemów sterowania i zarządzania w warunkach kryzysowych.

W kolejnych latach wymogi dotyczące SGU wprowadzono również do krajowych regulacji prawnych, takich jak:

- Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne [6];
- Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (rozporządzenie systemowe) [7];
- Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP) [8],

w których doprecyzowano przepisy dotyczące SGU, dostosowując je do specyfiki polskiego systemu elektroenergetycznego przy uwzględnieniu szczegółowych procedur oraz lokalnych uwarunkowań kraju członkowskiego UE.

Ponadto PSE opracowały na podstawie art. 4 ust. 2 NC ER szereg dokumentów powiązanych, tzw. TCM (*Terms, Conditions and Methodologies*), zatwierdzanych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Należą do nich:

- Warunki działania w charakterze dostawców usług w zakresie odbudowy [9];
- Zasady zawieszania i przywracania działań rynkowych oraz szczegółowe zasady rozliczania niezbilansowania i rozliczania energii bilansującej w okresie zawieszenia działań rynkowych [10];
- Wykaz SGU odpowiedzialnych za wdrożenie w swoich instalacjach środków wynikających z obowiązkowych wymogów określonych w rozporządzeniach (UE) 2016/631, (UE) 2016/1388 i (UE) 2016/1447 lub z przepisów krajowych oraz wykaz środków, które mają być wdrażane przez przedmiotowych SGU określonych przez OSP zgodnie z art. 11 ust. 4 lit. c) i art. 23 ust. 4 lit. c) Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych (*Wykaz SGU*) [11];

- Plan testów na podstawie art. 43 ust. 2 Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych (*Plan testów*) [12].

Na potrzeby niniejszego rozdziału omówiono szerzej dwa ostatnie spośród wymienionych. *Wykaz SGU* jest dokumentem opracowywanym na podstawie art. 4 ust. 2 lit c) NC ER i zatwierdzanym przez Prezesa URE. Zawiera on listę SGU, którzy są odpowiedzialni za wdrożenie określonych środków wynikających z przepisów europejskich lub z przepisów krajowych, oraz wykaz środków podlegających wdrożeniu przez tych SGU w ich instalacjach. Z uwagi na istniejące uwarunkowania prawne oraz zdolności techniczne obiektów przyłączonych do KSE *Wykaz SGU* składa się z dwóch części. W części pierwszej znajdują się obiekty SGU sklasyfikowane na podstawie art. 4 NC RfG, jako „istniejące”, dla których wymagania techniczne określono na podstawie wymogów IRiESP. Próg kwalifikacji istniejących modułów wytwarzania energii (MWE) jako SGU wskazane w *Wykazie* przyjęto na podstawie zapisów art. 9c. ust. 2 ustawy Prawo energetyczne, według którego OSP ma prawo do dysponowania MWE o mocy 50 MW i powyżej. Dodatkowo w części tej jako SGU wskazano MWE zapewniające usługi odbudowy na podstawie umowy zawartej z OSP.

W drugiej części *Wykazu SGU*, na podstawie uzasadnienia Prezesa URE przedstawionego w czasie konsultacji *Wykazu*, znalazły się nowo przyłączone MWE typów C i D. Zgodnie z Decyzją Prezesa URE z 16 lipca 2018 r. [13] próg mocy dla MWE typu C został określony na 10 MW, a dla typu D – 75 MW lub punkt przyłączenia na napięciu 110 kV lub wyżej. Dodatkowo w każdej części *Wykazu SGU* zróżnicowano wymagania dla SGU w zakresie *Planu obrony systemu* i *Planu odbudowy*.

Prezes URE w swej decyzji wskazał, że istniejące MWE nie będą odpowiedzialne za wdrożenie w swoich instalacjach środków wynikających z wymogów określonych w kodeksie sieci NC RfG. Tym samym wykaz środków podlegających wdrożeniu przez istniejących SGU powinien wynikać z regulacji krajowych, o ile nie wprowadzą w swych instalacjach istotnych modernizacji. Natomiast wszystkie MWE przyłączone jako „nowe” po wejściu w życie kodeksu NC RfG muszą już wdrożyć w swoich instalacjach środki wynikające z przepisów określonych w NC RfG.

Pierwszy *Wykaz SGU* zatwierdzony został przez Prezesa URE w 2019 r. i jest corocznie aktualizowany. PSE, tworząc zaktualizowane wersje *Wykazu SGU*, opierają się na informacjach własnych o zmianach składu MWE przyłączonych do sieci przesyłowej, zgłoszeniach OSD o nowo przyłączonych MWE w ich sieci oraz na zgłoszeniach właścicieli SGU w zakresie zmian w zadeklarowanych zdolnościach technicznych MWE. W przyszłości, w przypadku stwierdzenia takiej konieczności przez OSP, *Wykaz SGU* będzie rozszerzany o kolejne typy obiektów klasyfikowanych jako SGU. Obecnie OSP rozważa wprowadzenie do *Wykazu SGU* wymogów dla magazynów energii elektrycznej

sklasyfikowanych w świetle kodeksów sieci jako *Limited Energy Reservoirs* (LER), podtyp *Battery Energy Storage Systems* (BESS).

Kolejnym TCM opisującym zasady testowania SGU jest *Plan testów*, który zawiera wytyczne dotyczące testowania obiektów, narzędzi i urządzeń w kontekście wymagań związanych z udziałem SGU w *Planie obrony systemu* lub *Planie odbudowy*. Dokument opiera się na wymogach wskazanych w kodeksach NC ER, NC RfG, IRiESP oraz w Warunkach działania w charakterze dostawców usług w zakresie odbudowy. Zasady te obejmują m.in.:

- podział obowiązków w zakresie testowania pomiędzy właściciela SGU oraz właściwego operatora systemu;
- wymogi formalne i techniczne przeprowadzania testów. Każdy test powinien się odbywać przy udziale firmy eksperckiej i przedstawicieli właściwego operatora systemu. Istniejące SGU są testowane zgodnie z IRiESP, nowe SGU – zgodnie z NC RfG, a dostawcy usług w zakresie odbudowy – zgodnie z zawartą umową i Warunkami działania w charakterze dostawców usług w zakresie odbudowy;
- rodzaje testów: odbiorowe i okresowe (potwierdzenia zdolności posiadanych przez SGU są przeprowadzane cyklicznie w okresach wskazanych w *Planie testów*);
- zakres testów: tabele przyporządkowujące testy SGU do sprawdzanych zdolności technicznych wskazanych w *Wykazie SGU* względem IRiESP oraz programów ramowych będących załącznikami do Procedury testowania modułów wytwarzania energii autorstwa PSE;
- procedurę postępowania w przypadku nieudanego testu – program naprawczy;
- zasady sporządzania harmonogramu testów i corocznego raportu z przeprowadzonych testów;
- zasady testowania innych narzędzi typu: systemy komunikacji, automatyka SCO oraz rozdzielnie istotne w zakresie obrony i odbudowy systemu.

Plan testów został zatwierdzony przez Prezesa URE w 2020 r. i jest podstawowym dokumentem definiującym zasady przeprowadzania testów SGU.

Wymagania techniczne dla SGU

Wszystkie obiekty SGU powinny spełniać odpowiednie wymagania techniczne, pozwalające na:

- pracę w warunkach zakłóceń lub
- utrzymanie się w pracy w warunkach braku napięcia w systemie elektroenergetycznym;
- wspomaganie działania operatorów systemów elektroenergetycznych w czasie realizacji odpowiednich procedur awaryjnych realizowanych w czasie obrony systemu lub
- rozruch autonomiczny realizowany w czasie odbudowy systemu.

W związku z tym właściciele SGU są zobowiązani do wdrożenia i utrzymania odpowiednich środków wskazanych w *Wykazie SGU*. Jak wskazano wcześniej, środki te różnią się w zależności od zakwalifikowania danego SGU do grupy obiektów istniejących bądź nowych.

Istniejące obiekty SGU – przyłączone przed wejściem w życie kodeksów sieci (ewentualnie posiadające w tym czasie ważne warunki przyłączenia) są zobowiązane do wdrożenia środków (posiadania zdolności technicznych) w zakresie obrony systemu i odbudowy opierających się na wymaganiach technicznych zawartych w IRiESP.

Nowe obiekty SGU – przyłączone po wejściu w życie kodeksów sieci są zobowiązane do wdrożenia środków (posiadania zdolności technicznych) w zakresie obrony systemu i odbudowy opierających się na wymaganiach kodeksu NC RfG.

Wymagania te są ponadto zróżnicowane w ramach *Planu obrony systemu* i *Planu odbudowy*. Główne obszary wymagań wskazano poniżej.

1. W zakresie *Planu obrony systemu*:

- automatyka w przypadku wzrostu częstotliwości/ spadku częstotliwości działająca na podstawie korekty mocy od częstotliwości lub statycznej regulacji prędkości obrotowej RO(P);
- zarządzanie odchyleniami częstotliwości;
- zarządzanie odchyleniami napięcia;
- zarządzanie rozpiętami mocy czynnej;
- wsparcie systemu mocą czynną.

Powiązania pomiędzy wymaganymi zdolnościami technicznymi a odpowiednimi przepisami technicznymi w zakresie *Planu obrony systemu* przedstawiają rys. III.2.1 i III.2.2.

Wykaz SGU odpowiedzialnych za wdrożenie w swoich instalacjach środków wynikających z przepisów krajowych, wykaz środków, które mają być wdrażane przez przedmiotowych SGU i terminy wdrożenia każdego ze środków, na podstawie art. 11, ust. 4, lit c) i e) NC ER.

Lp	Automatyka w przypadku wzrostu częstotliwości / spadku częstotliwości działająca w oparciu o korektę mocy od częstotliwości lub statyczną regulację prędkości obrotowej (RO(P))			Zarządzanie odchyleniami częstotliwości 3,8.2.3.4 oraz 11.7.1.3.(1), 11.7.1.3.(3) wraz z 11.3.10 i 11.3.11 IRiESP			Zarządzanie odchyleniami napięcia			Zarządzanie rozpiętami mocy czynnej			Wsparcie systemu mocą czynną			
	Nr pkt IRiESP	Na podstawie wymagań zawartych w 3.8.2.2.1	Na podstawie wymagań zawartych w 3.8.2.1.1.(1) i 3.8.2.3.4.(2)	Na podstawie wymagań zawartych w 3.8.3.3.1.(3)	Na podstawie wymagań zawartych w 3.8.2.3.4 wraz z 3.8.2.3.5	Na podstawie wymagań zawartych w 3.8.2.1.1.(2) i 3.8.3.3	Na podstawie wymagań zawartych w 3.8.2.1.1.(4) i 11.6.15 do 11.6.21	Na podstawie wymagań zawartych w 3.8.3.5	Na podstawie zapisów pkt 11.7.1.3.(1), wykorzystujących zdolności opisane w pkt 3.8.2.1.2.(3)	Na podstawie pkt 11.7.1.3.(1) wykorzystujących uprawnienia opisane w 11.3.10.	Na podstawie pkt 11.7.1.3.(3) wykorzystujących uprawnienia opisane w 11.3.11.	Na podstawie art. 9c.2.b) Ustawy Prawo energetyczne oraz wykorzystujących zdolności opisane w 3.8.3.2.1.(1) i (3) lub 4.4.6.	Na podstawie pkt 11.7.1.3.(1) wykorzystujących uprawnienia opisane w 11.3.10.	Na podstawie pkt 11.7.1.3.(3) wykorzystujących uprawnienia opisane w 11.3.11.	Na podstawie pkt 11.7.1.3.(3) lub 11.7.1.3.(1) lub 11.7.1.3.(3) wykorzystujących zdolności opisane w 11.6.2.(2).	Na podstawie art. 9c.2.b) Ustawy Prawo energetyczne oraz wykorzystujących zdolności opisane w 3.8.3.2.1.(1) i (3) lub 4.4.6.
Wymagania dedykowane dla SGU będących		Synchronicznymi modułami wytwarzania energii		Modułami parków energii	Synchronicznymi modułami wytwarzania energii		Modułami parków energii	Synchronicznymi modułami wytwarzania energii		Modułami parków energii	Synchronicznymi modułami wytwarzania energii		Modułami parków energii	Synchronicznymi modułami wytwarzania energii		Modułami parków energii

Rys. III.2.1. Zdolności techniczne istniejących MWE dla *Planu obrony systemu*

Wykaz SGU odpowiedzialnych za wdrożenie w swoich instalacjach środków wynikających z obowiązujących wymogów określonych w rozporządzeniu (UE) 2016/631 (NC RfG), wykaz środków, które mają być wdrażane przez przedmiotowych SGU i terminy wdrożenia każdego ze środków, na podstawie art. 11. ust. 4. lit c) i e) NC ER.

Nazwa podmiotu będącego właścicielem MWE/PPM

Lp	Automatyzacja w przypadku wzrostu częstotliwości / spadku częstotliwości działająca w oparciu o korektę mocy od częstotliwości lub statyczną regulację predyki obrotowej (ROP) lub LFSM-G i LFSM-U				Zarządzanie odchyleńmi częstotliwości		Zarządzanie odchyleńmi napięcia			Zarządzanie rozpyłami mocy czynnej				Wsparcie systemu mocą czynną		
Nr art. NC RfG	Na podstawie wymagań zawartych w Art. 15. ust. 1. i 2. i Art. 16. ust. 1. zakres - Pmin - Pmax.	Na podstawie wymagań zawartych w Art. 15. ust. 1. i ust. 2. oraz ust. 5. lit. b) i Art. 16. ust. 1. - zakres 0 MW - Pmax.	Na podstawie wymagań zawartych w Art. 21. ust. 1. i Art. 22.	Na podstawie wymagań zawartych w Art. 15. ust. 1. i ust. 2. oraz ust. 5. lit. b) i Art. 21. ust. 1. i Art. 22.	Na podstawie wymagań zawartych w Art. 15. ust. 1. i ust. 2. oraz ust. 5. lit. b) i Art. 21. ust. 1. i Art. 22.	Na podstawie wymagań zawartych w Art. 15. ust. 4., Art. 16. ust. 2. i Art. 18. i Art. 19.	Na podstawie wymagań zawartych w Art. 15. ust. 4., Art. 16. ust. 2. i Art. 18. i Art. 19.	Na podstawie wymagań zawartych w Art. 21. ust. 3. i Art. 22.	Na podstawie zapisów zawartych w Art. 15. ust. 2. lit. a).	Na podstawie zapisów zawartych w Art. 15. ust. 2. lit. b).	Na podstawie zapisów zawartych w Art. 21. ust. 1. i Art. 22. w odniesieniu do Art. 15. ust. 2. lit. b).	Na podstawie zapisów zawartych w Art. 21. ust. 1. i Art. 22. w odniesieniu do Art. 15. ust. 2. lit. a).	Na podstawie zapisów zawartych w Art. 15. ust. 2. lit. b).	Praca w przeciąganiu lub zanizeniu na podstawie zapisów umowy przesylenia / przyłączenia wej i pkt 11.7.1.3(1) lub 11.7.1.3(3) IRIESP, wykorzystująca c zdolności opisane w 11.6.2.(2) IRIESP. *)	Na podstawie zapisów zawartych w Art. 21. ust. 1. i Art. 22. w odniesieniu do Art. 15. ust. 2. lit. b).	

Rys. III.2.2. Zdolności techniczne nowych MWE dla *Planu obrony systemu*

2. W zakresie *Planu odbudowy*:

- rozruch autonomiczny;
- ponowne podanie napięcia;
- regulacja częstotliwości;
- resynchronizacja (regulacja napięcia i częstotliwości wysp).

Powiązania pomiędzy wymaganymi zdolnościami technicznymi a odpowiednimi przepisami technicznymi w zakresie *Planu odbudowy* prezentują rys. III.2.3 i III.2.4.

Wykaz SGU odpowiedzialnych za wdrożenie w swoich instalacjach środków wynikających z przepisów krajowych, wykaz środków, które mają być wdrażane przez przedmiotowych SGU i terminy wdrożenia każdego ze środków, na podstawie art. 23. ust. 4. lit. c) i g) NC ER

Lp	Rozruch autonomiczny	Ponowne podanie napięcia		Regulacja częstotliwości	Resynchronizacja (regulacja napięcia i częstotliwości wysp)			
Pkt IRIESP	3.8.2.3.6.	3.8.2.3.9. wraz z 3.8.2.3.7. po rozruchu autonomicznym (3.8.2.3.3.(1) i 3.8.2.3.6)	3.8.2.3.9. wraz z 3.8.2.3.7. po podanym PWE (3.8.2.3.3.(2) na bazie PPW (3.8.2.1.2.(4)	3.8.2.3.4 wraz z 3.8.2.3.5.	Regulacja napięcia na podstawie 3.8.2.3.7.	Regulacja napięcia poprzez zmianę wartości zadanej na polecenie dyspozytora wg. 11.3.10 lub 11.3.11	Regulacja częstotliwości na podstawie 3.8.2.3.4.	Regulacja częstotliwości poprzez zmianę mocy zadanej na polecenie dyspozytora wg. 11.3.10 lub 11.3.11.

Rys. III.2.3. Zdolności techniczne istniejących MWE dla *Planu odbudowy*

Wykaz SGU odpowiedzialnych za wdrożenie w swoich instalacjach środków wynikających z obowiązujących wymogów określonych w rozporządzeniu (UE) 2016/631 (NC RfG), wykaz środków, które mają być wdrażane przez przedmiotowych SGU i terminy wdrożenia każdego ze środków, na podstawie art. 23. ust. 4. lit. c) i g) NC ER

Lp	Rozruch autonomiczny	Ponowne podanie napięcia		Regulacja częstotliwości	Resynchronizacja (regulacja napięcia i częstotliwości wysp)			
Nr art. NC RfG	Art. 15. ust. 5. lit. a).	Art. 15. ust. 5. lit. c) w powiązaniu z Art. 15. ust. 2. lit. a).	Art. 15. ust. 5. lit. c) w powiązaniu z Art. 15. ust. 2. lit. b).	Art. 15. ust. 1. i ust. 2. oraz ust. 5. lit. b) i Art. 16. ust. 1. i ust. 2. - zakres 0 MW - Pmax.	Na podstawie zapisów zawartych Art. 18. w nawiązaniu do Art. 15. ust. 4., Art. 16. ust. 2.	Na podstawie zapisów zawartych Art. 19. w nawiązaniu do Art. 18. oraz Art. 15. ust. 4. i Art. 16. ust. 2.	Art. 15. ust. 1. i ust. 2. oraz ust. 5. lit. b) i Art. 16. ust. 1. i ust. 2. - zakres 0 MW - Pmax.	Art. 15. ust. 2. lit. b).

Rys. III.2.4. Zdolności techniczne nowych MWE dla *Planu odbudowy*

Zasady testowania SGU

Za przeprowadzenie testów odpowiedzialny jest posiadacz lub właściciel SGU. Jak wspomniano wcześniej, rozróżnia się testy odbiorowe i testy okresowe. Testy odbiorowe, których wykonanie jest niezbędne do uzyskania ostatecznego pozwolenia na użytkowanie (FON) na podstawie art. 36 NC RfG, są dla SGU jednocześnie pierwszymi testami z zakresu obrony i odbudowy. Przeprowadzane są według tych samych programów ramowych, opracowanych i publikowanych przez PSE na stronie internetowej. Potwierdzeniem utrzymania przez SGU wymaganych zdolności technicznych jest wykonywanie testów sprawdzających (okresowych) zgodnie z wymogami określonymi w *Planie testów* – co 3 lata lub co 5 lat. Wyjątek stanowią testy wykonywane na podstawie zapisów umów o świadczenie usług w zakresie odbudowy, z których część związana z rozruchem autonomicznym powinna być przeprowadzana 2 razy w roku.

Właściciel SGU, po otrzymaniu od PSE informacji o wejściu jego MWE w skład *Wykazu SGU*, jest zobowiązany do opracowania i uzgodnienia z właściwym operatorem systemu *Harmonogramu testów* swoich SGU, w którym zaplanuje przeprowadzenie testów w okresie przewidzianym w *Planie testów* – co 3 lata lub co 5 lat (dla rozruchu autonomicznego 2 razy w roku) – do 30 listopada roku poprzedzającego. Harmonogram testów można w razie potrzeby modyfikować, przy czym jedynym ograniczeniem jest maksymalny okres potwierdzenia posiadanych zdolności, wymagany zapisami art. 50 NC ER. Zgodnie z jego zapisami maksymalny czas przewidziany na weryfikację wszystkich zdolności technicznych został określony na 5 lat lub jako czas ważności testu określony w *Planie testów*. OSD tworzy zestawienie zbiorcze testów zaplanowanych do przeprowadzenia w swoim obszarze działania i przesyła je do OSP (OSDn poprzez OSDp) do 10 grudnia roku poprzedzającego. Finalnie OSP opracowuje zbiorczy *Harmonogram testów SGU*, obejmujący bieżący rok testowania i 4 kolejne lata.

Zgodnie z zapisami pkt VI.1 *Planu testów* testy muszą być przeprowadzone pod nadzorem niezależnej firmy eksperckiej, a koszty ich wykonania pokrywa posiadacz lub właściciel SGU. Firma ekspercka nie powinna być zaangażowana w jakiegokolwiek prace przy budowie MWE będącego przedmiotem obiektowych testów odbiorowych bądź sprawdzających.

Przed przeprowadzeniem testów właściciel SGU jest zobowiązany do opracowania szczegółowego programu tej procedury. Zgodność programu szczegółowego z wymaganiami technicznymi dla SGU wskazanymi w *Wykazie SGU* jest następnie potwierdzana przez właściwego operatora i/lub OSP. Termin testów musi być ponadto uzgodniony z właściwym operatorem, którego przedstawiciele, jak również przedstawiciele PSE, powinni brać udział w przeprowadzanych testach.

Wynik testu jest potwierdzany protokołem podpisanym przez wszystkich uczestników – wzór protokołu jest zamieszczony na stronie internetowej PSE. W przypadku zakończenia testu z wynikiem negatywnym właściciel SGU, zgodnie z pkt V.3 *Planu testów*, jest zobowiązany do opracowania w ciągu 30 dni programu naprawczego wraz z harmonogramem

jego wdrożenia i ponownego przeprowadzenia testów po zakończeniu implementacji działań naprawczych.

Każdego roku, nie później niż do 31 marca roku następującego po roku wykonania testów, podmiot będący posiadaczem lub właścicielem SGU przekazuje do właściwego operatora systemu *Roczny raport z testów SGU*. Podobnie jak w przypadku harmonogramów każdy OSD tworzy zestawienie roczne testów przeprowadzanych w obszarze swojej sieci i przesyła je do OSP (OSDn poprzez OSDp) do 30 kwietnia każdego roku.

Właściciele SGU są ponadto zobowiązani do corocznego testowania systemów komunikacji z centrami dyspozytorskimi właściwego operatora systemu na zasadach opisanych w dokumencie *NC ER – Wymagania techniczne dla systemów komunikacji głosowej* – udostępnianym na stronie internetowej PSE.

Rola programów ramowych testów MWE

OSP zamieszcza na swoich stronach internetowych ramowe programy testów MWE. Programy te zawierają opisy głównych sprawdzeń, jakie powinny zostać wykonane podczas testowania poszczególnych zdolności MWE. Programy ramowe, po opracowaniu przez OSP w 2018 r. *Wykazu SGU*, zostały uzupełnione o testy MWE przewidzianych do pełnienia funkcji SGU. Obecnie zawierają one opisy testów wymaganych przez zapisy NC RfG oraz testów wymaganych na podstawie zapisów NC ER w ramach pełnienia funkcji SGU. Ponieważ w chwili opracowania i zatwierdzenia przez Prezesa URE *Planu testów* żaden z krajowych dokumentów formalnych nie wymagał opracowania programów ramowych dla SGU wytypowanych spośród istniejących, dla których wymagania zostały wskazane na podstawie IRiESP, aktualnie programy ramowe opisują tylko testy wymagane kodeksami sieci dla nowych MWE. Opisy sprawdzeń zawarte w programach ramowych powinny być traktowane jako wspólny dla wszystkich technologii wytwarzania przewodnik, na podstawie którego należy opracowywać szczegółowe programy testów dla konkretnego MWE czy SGU. Ze względu na fakt, że kodeksy nie przewidują rozdziału zdolności technicznych na poszczególne technologie wytwarzania, w programach ramowych starano się zawrzeć w miarę możliwości opisy przeprowadzenia sprawdzeń, które mogłyby być dostosowane do użycia dla każdej istniejącej wówczas technologii wytwarzania. Dlatego podczas tworzenia programów szczegółowych istnieje możliwość wybrania i dostosowania zakresu oraz składu sprawdzeń w ramach poszczególnych testów w sposób, który jest zbliżony z typem MWE i jego przewidzianą do pełnienia funkcją w systemie elektroenergetycznym.

Kolejnym ważnym zagadnieniem podczas opracowywania programów szczegółowych jest określenie parametrów, które powinny zostać sprawdzone w ramach wykonywania poszczególnych testów. Same programy ramowe często nie wskazują wprost parametrów, których osiągnięcie przez MWE powinno zostać potwierdzone w czasie testu. Taka konstrukcja podyktowana jest istnieniem *Wymogów ogólnego stosowania* wynikających z Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego

kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (NC RfG) [14], gdzie większość parametrów została określona przez OSP i stanowi bazę do dalszego wykorzystania od etapu projektu MWE do etapu przeprowadzenia testów wymaganych do uzyskania dokumentu FON, a także stanowi zakres parametrów do potwierdzenia w ramach testów SGU.

Podsumowując, można stwierdzić, że programy ramowe i zawarte w nich zakresy sprawdzeń mogą być dostosowywane na etapie przygotowywania i uzgadniania szczegółowych programów testów, a parametry podlegające sprawdzeniu powinny zostać określone zgodnie z zapisami NC RfG, *Wymogów ogólnego stosowania*, IRiESP oraz umowy o przyłączenie i z warunkami przyłączenia wydanymi dla konkretnego MWE.

Opisany sposób podejścia do programów ramowych pozwoli na ich wykorzystanie do obsługi większości technologii wytwarzania, w tym tych, które pojawiły się masowo po 2018 r.

Tak jak wspomniano wcześniej, OSP w bieżącym roku przystąpił do kompleksowego przeglądu *Planu obrony systemu*, *Planu odbudowy* oraz dokumentów opracowanych na potrzeby ich wdrożenia i stosowania, a ponieważ zmiany zapisów IRiESP wprowadzone w 2024 r. zawierają już zapisy pozwalające na opracowanie przez OSP programów ramowych testów SGU wykonywanych w odniesieniu do zapisów i parametrów zawartych w IRiESP, na przełomie lat 2025/2026 możemy się spodziewać przekazania do konsultacji społecznych zaktualizowanych wersji programów ramowych dla NC RfG oraz nowego zakresu ramowego programów testów SGU, których sprawdzenie odbywa się na podstawie zapisów IRiESP. Wdrożenie opisanych zmian i uzupełnień pozwoli zaspokoić potrzeby wytwórców, OSD oraz firm eksperckich oczekujących na aktualizację istniejących wytycznych testowania MWE zgodnie z NC RfG oraz opracowanie wspólnych wytycznych prowadzenia testów istniejących MWE zgodnie z IRiESP.

Współpraca pomiędzy OSP i OSD w zakresie testowania SGU

Współpraca pomiędzy OSP a OSD ma kluczowe znaczenie dla zapewnienia efektywnego przebiegu procesów związanych z wdrożeniem wymagań technicznych, testowaniem SGU i raportowaniem przebiegu wykonanych testów; w przeciwnym przypadku utrzymanie odpowiedniej kultury technicznej byłoby znacznie utrudnione. Rola OSD i OSP jest jednakowo istotna i każdy z tych podmiotów odgrywa określoną rolę w procesie testowania SGU. Współpraca ta zaczyna się już na etapie tworzenia czy aktualizacji *Wykazu SGU*, gdy OSP, opierając się na zgłoszeniach uzyskanych od OSD, inicjuje proces aktualizacji *Wykazu SGU* w zakresie odwzorowania zmian w istniejącym składzie wytwarzania oraz uwzględnienia nowo przyłączonych MWE, które zostały przyłączone w roku poprzedzającym. Koordynacja wzajemnych działań jest ważna także w procesie uzgadniania harmonogramów testów i wymiany informacji pomiędzy OSDn, OSDp i OSP. Przebieg samego testu poprzedzony jest z reguły długim szeregiem wzajemnych uzgodnień pomiędzy operatorami i właścicielami SGU co do zakresu testu, jego terminu

czy bezpiecznego przygotowania sieci dystrybucyjnej i ma kluczowe znaczenie z punktu widzenia zapewnienia bezpieczeństwa działania systemu elektroenergetycznego.

Do efektywnego przeprowadzenia wszystkich wskazanych powyżej działań niezbędne są szybka i pewna wymiana informacji oraz wykorzystywanie nowych narzędzi ułatwiających wspólne osiąganie wyznaczonych celów. Dużym usprawnieniem w tym względzie będzie uruchomienie przez PSE *Portalu wymiany danych strukturalnych* (PWDS), które planowane jest na lata 2026/2027.

Informacja o bieżącym zaawansowaniu procesu wdrożenia wymagań i testowania SGU

Rok 2025 jest ostatnim rokiem przewidzianym dla przeprowadzenia testów SGU na wszystkich MWE, które figurowały w pierwszej wersji *Wykazu SGU* zatwierdzonej przez Prezesa URE. Okres pomiędzy zatwierdzeniem przez Prezesa URE w 2019 r. *Wykazu SGU* a rokiem 2021, dla którego OSP zobowiązany był do opracowania *Harmonogramu testów*, obejmuje czas przewidziany na pierwsze wdrożenia zdolności w obiektach, które wymagały dostosowania. W latach 2021–2024 proces testowania SGU objął w sumie ok. 40% MWE. Można się zatem spodziewać znacznego wzrostu liczby testowanych instalacji w 2025 r.

Podsumowanie

Podsumowując, trzeba stwierdzić, że testowanie SGU to złożony proces, który wymaga zaangażowania wielu stron, przestrzegania szczegółowych regulacji oraz stosowania nowoczesnych technologii. Dzięki odpowiedniemu podejściu i współpracy między operatorami możliwe jest utrzymanie wysokiego poziomu bezpieczeństwa i niezawodności pracy systemów elektroenergetycznych podczas wykonywania testów SGU. Ciągły rozwój systemów elektroenergetycznych i możliwość rozszerzenia zbioru SGU o nowe rodzaje obiektów, takich jak magazyny energii elektrycznej czy systemy dystrybucyjne oraz systemy HVDC, będzie stawiał przed wszystkimi uczestnikami opisanych wyżej procesów nowe wyzwania i konieczne będzie ich rozwiązywanie przy zachowaniu ścisłej współpracy.

Należy w tym miejscu wyrazić uznanie dla wszystkich OSD (w tym OSDn), właścicieli lub posiadaczy SGU oraz dostawców technologii i firm eksperckich za ścisłą współpracę na etapie tworzenia szczegółowych programów testów, uzgadniania terminów i warunków ich realizacji oraz asystę w czasie ich przeprowadzania.

Bibliografia

1. Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej. Dz.U. L 220 z 25.8.2017, s. 1–120.

2. Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci. Dz.U. L 112 z 27.4.2016, s. 1–68.
3. Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru. Dz.U. L 223 z 18.8.2016, s. 10–54.
4. Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1447 z dnia 26 sierpnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci określający wymogi dotyczące przyłączenia do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego. Dz.U. L 241 z 8.9.2016, s. 1–65.
5. Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych. Dz.U. L 312 z 28.11.2017, s. 54–85
6. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne. Dz.U. 1997 nr 54, poz. 348 z późn. zm.
7. Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Dz.U. 2023, poz. 819.
8. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej zatwierdzona decyzjami Prezesa URE nr DRR.WRE.4320.4.2023.LK z dnia 19 stycznia 2024 r. oraz nr DRR.WRE.4320.4.2023.LK z dnia 23 lutego 2024 r.; <https://www.pse.pl/documents/20182/7a-640b3e-27a5-4178-aaa6-3d9558be3ebe?safeargs=646f776e6c6f61643d74727565%20>.
9. Warunki działania w charakterze dostawców usług w zakresie odbudowy. Na podstawie: Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych. Wersja z dnia 28.09.2018 r.
10. Zasady zawieszania i przywracania działań rynkowych oraz szczegółowe zasady rozliczania niezbilansowania i rozliczania energii bilansującej w okresie zawieszenia działań rynkowych na podstawie art. 36 ust. 1 i art. 39 ust. 1 Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych. Konstancin-Jeziorna, 18 grudnia 2018 r.
11. Wykaz SGU odpowiedzialnych za wdrożenie w swoich instalacjach środków wynikających z obowiązkowych wymogów określonych w rozporządzeniach (UE) 2016/631, (UE) 2016/1388 i (UE) 2016/1447 lub z przepisów krajowych oraz wykaz środków, które mają być wdrażane przez przedmiotowych SGU określonych przez OSP zgodnie z art. 11 ust. 4 lit. c) i art. 23 ust. 4 lit. c) Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych. Dz.Urz. UE L 312 z 28.11.2017 r.
12. Plan testów na podstawie art. 43 ust. 2 Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych.
13. Decyzja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE) z dnia 16 lipca 2018 r. zatwierdzająca propozycję PSE SA wartości progów mocy maksymalnych dla modułów wytwarzania energii typu B, C i D dla Rzeczypospolitej Polskiej.
14. Wymogi ogólnego stosowania wynikające z Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (NC RfG); https://www.pse.pl/documents/20182/31216853/20181218_Wymogi_ogolnego_stosowania_OSP_i_OSD.pdf.

III.3. Kontrola rozplywu mocy w zmieniajacych sie warunkach pracy KSE

Szymon Żurek¹, Maksymilian Przygrodzki²

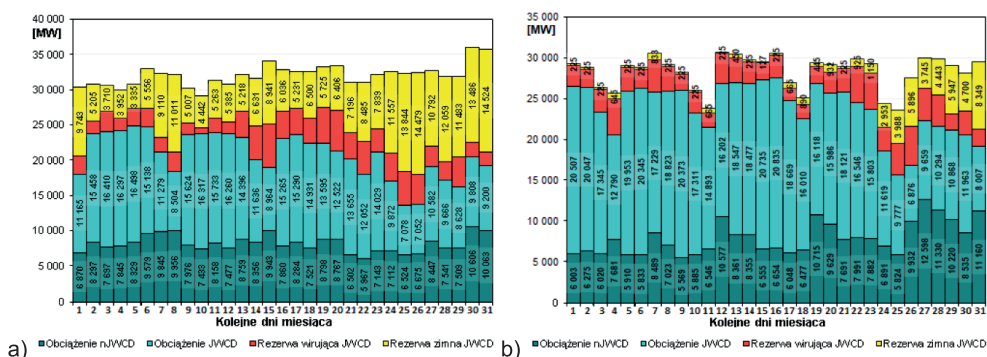
¹ PSE SA, Konstancin-Jeziorna

² PSE Innowacje Sp. z o.o., Centrum Kompetencji Badania i Rozwoj, Katowice

Wprowadzenie

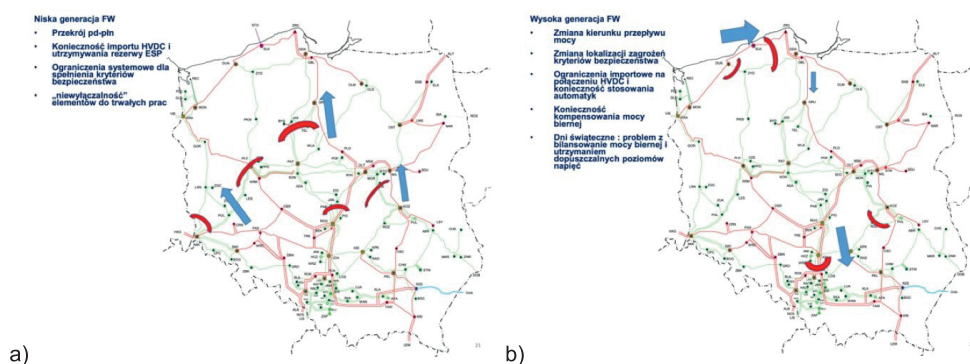
Sytuacja energetyczna Europy uległa w 2022 r. diametralnej zmianie, a proces transformacji energetycznej nabral przyspieszenia. Złożyły się na to w szczególności pandemia COVID-19 oraz wojna na Ukrainie, co w znaczny sposób zmieniło postrzeganie bezpieczeństwa energetycznego w Unii Europejskiej. Do czasu pandemii energetyka krajów Unii Europejskiej podlegała stopniowej transformacji polegającej na odchodzeniu od konwencjonalnych źródeł wytwórczych (o dużej emisji CO₂), przy zwiększaniu udziału odnawialnych źródeł wytwórczych (OZE) oraz „czystych” źródeł konwencjonalnych (gazowych lub jądrowych) w miksie energetycznym.

W tym okresie, ze względu na znaczne trudności w pozyskaniu surowców energetycznych (głównie węgla) dla elektrowni konwencjonalnych, zaobserwowano znaczne zmniejszenie dyspozycyjności (zwiększenie czasów i liczby postojów spowodowane warunkami eksploatacyjnymi) tych elektrowni, których bloki są opalane węglem kamiennym. Operator systemu przesyłowego (OSP) z uwagi na zgłaszane niedyspozycyjności bloków elektrowni (rys. III.3.1) zmuszony był wykorzystywać w pierwszej kolejności bloki posiadające największe zapasy surowca energetycznego (np. bloki na węgiel brunatny). Kwestia położenia sieciowego elektrowni (rozmieszczenie geograficzne na mapie Polski) wydaje się w tej sytuacji mniej ważna, ma jednak wpływ na fakt występowania ograniczeń przesyłowych i zwiększenia skali problemów przesyłu energii.



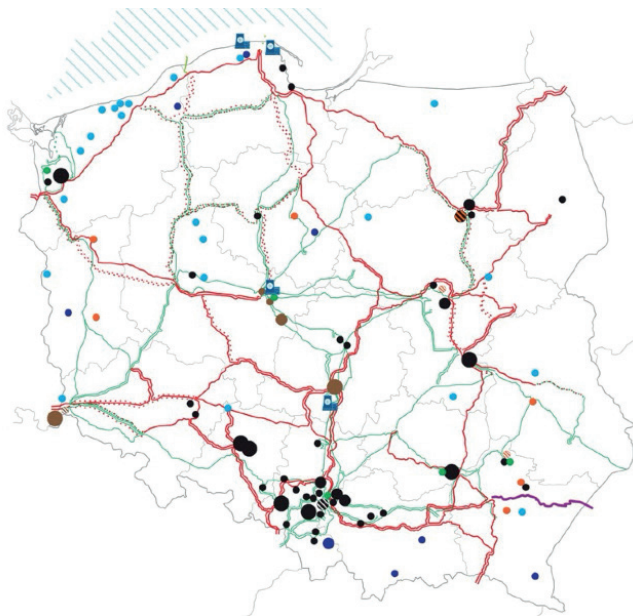
Rys. III.3.1. Zdolności regulacyjne JCWD na tle bilansu KSE: a) grudzień 2019; b) grudzień 2022

W tych procesach energetyka konwencjonalna jest w znacznym stopniu wypierana przez energię odnawialną, przy czym warto dodać, że OSP dysponuje narzędziami pozwalającymi z dużą dokładnością prognozować generację OZE (farmy wiatrowe, farmy PV oraz elektrownie wodne). Trudność stanowi jednak m.in. wspomniane rozmieszczenie geograficzne w KSE. Istnienie dużej liczby źródeł wiatrowych zlokalizowanych na północy kraju (głównie na Pomorzu) skutkuje w wietrzne dni znaczącą generacją, a w efekcie również zmianą dotychczasowego kierunku przepływu mocy w KSE – z kierunku południe → północ na kierunek północ → południe (rys. III.3.2). Z perspektywy KSE powoduje to często brak spełnienia podstawowego kryterium bezpieczeństwa pracy systemu, tzw. kryterium N–1. Kryterium N–1 polega na takim zarządzaniu pracą sieci elektroenergetycznej, aby każdy jej element pracował w zakresie obciążalności prądowych dopuszczalnych długotrwale w przypadku zaistnienia awaryjnego wyłączenia dowolnego elementu, np. linii, transformatora czy systemu szyn. Jednocześnie duża liczba źródeł fotowoltaicznych (PV) w systemie powoduje w słoneczne dni bardzo poważne problemy z dotrzymaniem parametrów napięciowych w sieci dystrybucyjnej i przesyłowej. Zapewniając bezpieczeństwo funkcjonowania systemu, należy zatem dążyć do zwiększenia potencjału zasobów regulacyjnych w KSE w zakresie regulacji zarówno mocy czynnej, jak i mocy bierniej.



Rys. III.3.2. Kierunek przesyłu mocy: a) niska generacja FW; b) wysoka generacja FW; kolorem czerwonym zaznaczono ograniczenia przesyłowe

W przypadku wystąpienia warunków pogodowych niekorzystnych dla uzyskania dużej generacji mocy przez farmy wiatrowe OSP jest zmuszony do uruchomienia jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD). Rozmieszczenie geograficzne konwencjonalnych JWCD (rys. III.3.3) jest uzależnione w głównej mierze od rozmieszczenia pokładów węgla i infrastruktury logistycznej paliw (w przypadku elektrowni węglowych) oraz dostępności infrastruktury przesyłowej gazu (w przypadku elektrowni gazowych).



Rys. III.3.3. Rozmieszczenie geograficzne JWCD w Polsce (kolor czarny – węgiel kamienny, kolor niebieski – farmy wiatrowe, kolor brązowy – węgiel brunatny)

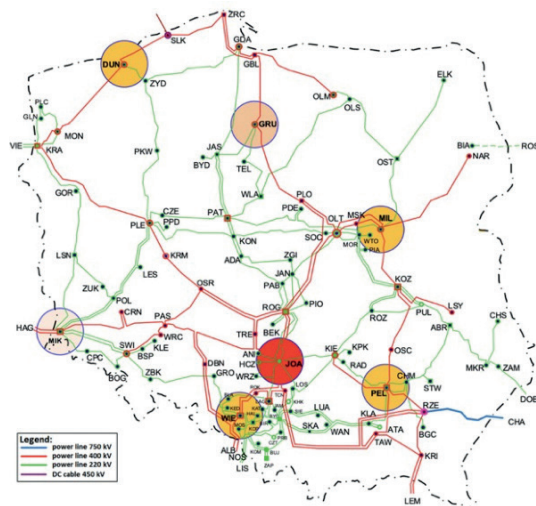
Konsekwencją takiego rozmieszczenia generacji jest skoncentrowanie większości JWCD w obszarze południowej i centralnej Polski. Rozwój przemysłu oraz bliskość złóż węgla (głównego źródła energii pierwotnej) sprzyjały urbanizacji oraz rozwojowi tej części kraju. Na południu kraju generowano energię elektryczną, której większość była pochłaniana przez energochłonny przemysł oraz gęsto zaludnione miasta, a pozostała energia była przesyłana niewielką liczbą linii przesyłowych w kierunku północy kraju. Kierunek przesyłu mocy w KSE wynikał zatem z rozmieszczenia przemysłu oraz stopnia gęstości zaludnienia poszczególnych regionów. Po wejściu Polski do Unii Europejskiej rozwój gospodarczy północnej Polski spowodował zwiększenie zapotrzebowania tego obszaru na moc, co spowodowało znaczne zwiększenie przesyłu energii w tym kierunku. Z uwagi na uwarunkowania środowiskowe i prawne rozbudowa sieci przesyłowej jest procesem skomplikowanym i długotrwałym. W konsekwencji tych zjawisk linie na kierunku południe → północ osiągały swoje maksymalne zdolności przesyłowe i w skrajnych warunkach sieć pracowała blisko granic bezpieczeństwa. Na rys. III.3.2a kolorem czerwonym zaznaczono przekroje sieciowe, gdzie występuje problem ze spełnieniem kryterium N–1 (południe → północ).

W dni o warunkach pogodowych sprzyjających dużej generacji wiatrowej oraz dużej generacji PV przedstawiona powyżej sytuacja ulega diametralnej zmianie (rys. III.3.2b). Wysoka generacja farm wiatrowych, których lokalizacja jest skumulowana na Pomorzu, w połączeniu z wysoką generacją PV, która przyczynia się do znacznego odciążenia sieci

przesyłowej, wymusza odstawienie bloków JWCD do minimum elektrownianego, zmienia znacznie kierunek przesyłu mocy oraz powoduje znaczne problemy ze spełnieniem kryterium N–1. Należy tutaj zaznaczyć, że zapotrzebowanie na energię elektryczną, struktura gospodarcza oraz rozmieszczenie odbiorców w KSE pozostają bez zmian. Wypadkowo otrzymujemy sytuację, gdzie znacznie oddalona geograficznie od odbiorców generacja wiatrowa jest przesyłana infrastrukturą sieciową, która została zaprojektowana na skrajnie różne warunki pracy. Wysoka generacja PV, która jest przyłączona głównie do KSE na poziomie napięcia sieci koordynowanej 110 kV lub niższym, powoduje zmniejszenie obciążenia sieci przesyłowej. Skutkuje to szeregiem niekorzystnych warunków pracy KSE, takich jak: niespełnienie kryterium N–1, problemy napięciowe oraz mała liczba źródeł inercji w systemie.

Również dyspozytorzy OSP w takich warunkach sieciowych dysponują ograniczoną możliwością rozwiązań zmieniających rozkład obciążeń na poszczególne ciągi liniowe. Nierynkowe redysponowanie OZE wprowadza kolejną zmienną zakłócającą i tak skomplikowaną sytuację bilansową. Istnieje zatem potrzeba pozyskania nowych technologii służących do regulacji mocy czynnej i biernej w KSE.

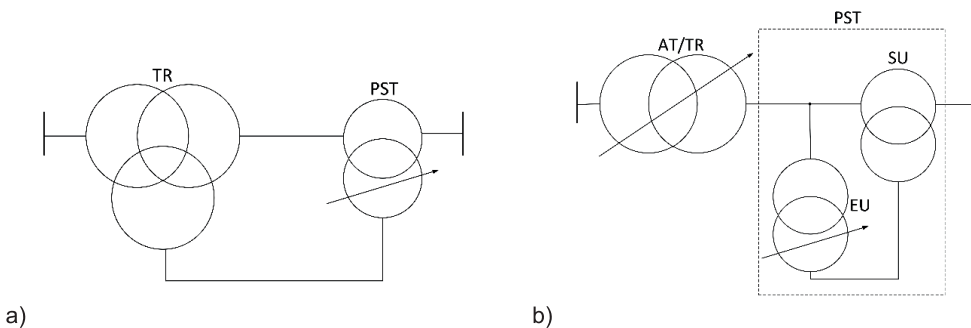
Na tym tle można domniemywać [1, 2], że liczba transformatorów regulacyjnych zainstalowanych „wewnątrz” KSE (obecne rozmieszczenie tego typu jednostek przedstawiono na rys. III.3.4) i ich użyteczność będą się zwiększać wraz z kolejnymi trudnościami wywołanymi nierównomiernością rozłożenia generacji oraz zmianą dyspozycyjności bloków. Istnieje zatem konieczność wypracowania prostych metod identyfikacji kolejnych węzłów sieci elektroenergetycznej, w których zainstalowanie transformatorów regulacyjnych poprawi obowiązujące obecnie warunki bezpieczeństwa, potrzebne będą też metody pozwalające oszacować efekty ich wpływu na pracę sieci elektroenergetycznej.



Rys. III.3.4. Lokalizacje transformatorów regulacyjnych w KSE

Transformator regulacyjny

Transformator regulacyjny jest właściwie zespołem transformatorowym składającym się z: (auto)transformatora (AT/TR; realizującego zmianę amplitudy napięcia – regulacja wzdłużna) oraz przesuwnika fazowego (PST; realizującego zmianę kąta fazowego napięcia – regulacja poprzeczna). W zależności od przyjętego rozwiązania technicznego przy połączeniu obu tych jednostek wyróżnia się: regulację zależną (rys. III.3.5a – jednoczesna zmiana kąta oraz napięcia) oraz regulację niezależną (rys. III.3.5b – zmiana kąta i zmiana napięcia są od siebie niezależne).



Rys. III.3.5. Rozwiązania techniczne transformatorów regulacyjnych: a) regulacja zależna; b) regulacja niezależna

Obecnie w KSE wykorzystuje się dziewięć transformatorów regulacyjnych, z czego pięć jednostek jest starego typu i wykorzystuje regulację zależną (posiadają podobciążeniową zmianę amplitudy napięcia oraz trójstopniową beznapięciową zmianę kąta napięcia), cztery jednostki zaś są nowego typu i wykorzystują regulację niezależną (występują dwa podobciążeniowe przełączniki zacze- pów – na AT oraz na PST).

Regulacja rozpyły mocy może być realizowana bez zmiany sumarycznej mocy wytwarzanej oraz odbieranej. Zmiana rozpyły wynika z ogólnej zależności:

$$P_{ij} = \frac{U_i U_j}{X_{ij}} \sin(\delta_{ij}) \quad (\text{III.3.1})$$

gdzie: P_{ij} – moc czynna na końcu linii ij , U_i , U_j – moduł napięcia fazowego na początku (i) i końcu (j) linii, δ_{ij} – kąt obciążenia (różnica argumentów napięć węzłowych na początku i końcu linii $\delta_{ij} = \delta_i - \delta_j$), X_{ij} – reaktancja linii ij .

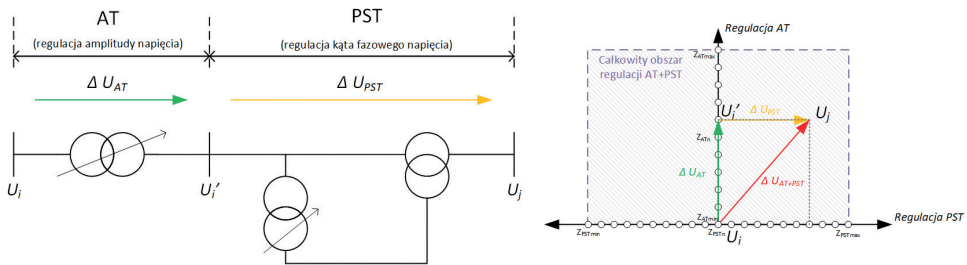
Jak wynika z zależności (III.3.1), regulację rozpyły mocy można prowadzić na kilka sposobów: regulując napięcia węzłowe, zmieniając reaktancję gałęzi lub zmieniając kąt obciążenia. Według [3, 4] najbardziej efektywnym narzędziem do regulacji mocy jest wykorzystanie regulacji kątem obciążenia linii.

Nowoczesne transformatory regulacyjne są wykonywane w technologii wykorzystującej regulację niezależną zrealizowaną za pomocą podobciążeniowych przełączników zacze- pów (AT/TR oraz PST). Przekładnia AT pozwala na zmianę amplitudy napięcia po dolnej stronie AT w granicach od $U_{i' \min}$ do $U_{i' \max}$ wynikających z wykorzystania przekładni

zwojowych (Z_{ATmin} – zaczepek minimalny, Z_{ATn} – zaczepek neutralny, Z_{ATmax} – zaczepek maksymalny). Należy zaznaczyć, że zakres regulacji przełącznika zaczepeków autotransformatora powinien pozwalać na zmianę napięcia dolnej strony AT zgodnie z wytycznymi IRiESP [5].

Przekładnia kątowna PST pozwala na szeroki zakres regulacji kąta przesunięcia fazowego. Zazwyczaj kąt regulowany jest w dwóch kierunkach, tj. przepływ mocy w kierunku strony GN oraz przepływ mocy w kierunku strony DN (Z_{PSTmin} – zaczepek minimalny, przepływ w kierunku strony GN, Z_{PSTn} – zaczepek neutralny, przepływ „naturalny”, Z_{PSTmax} – zaczepek maksymalny, przepływ w kierunku stron DN).

Złożenie obu możliwości regulacji daje obszar regulacyjny widoczny na rys. III.3.6. Zaznaczony obszar regulacji można uzyskać przy założeniu, że przekładnia jest idealna i nie występuje stopniowanie wynikające z przełącznika zaczepeków. W rzeczywistości obszar regulacji to zbiór punktów wyznaczanych przez przecięcie charakterystyk wynikających z położenia poszczególnych zaczepeków AT i PST.



Rys. III.3.6. Obszar regulacyjny transformatora regulacyjnego

Wybrane elementy metody obliczeniowej

Możliwości ruchowe wynikające z zastosowania transformatorów regulacyjnych sprzęgających sieci o różnych poziomach napięcia mogą być planowo wykorzystywane przez OSP do optymalizowania transferów mocy czynnej oraz korekty poziomów napięcia w KSE. Skalę efektów można wzmocnić poprzez wspomnianą optymalizację położenia zespołów transformatorowych.

Poszukując w KSE miejsca do zainstalowania nowego transformatora regulacyjnego, należy przeprowadzić analizę przy wykorzystaniu modelu sieci oraz stosownej procedury [2].

Bazując na metodzie potencjałów węzłowych, równania sieci elektroenergetycznej można zapisać w postaci admitancyjnej [3]:

$$\mathbf{I}_{WZ} = \mathbf{Y}_{WZ} \mathbf{U}_{WZ} \quad (\text{III.3.2})$$

gdzie:

$\mathbf{U}_{WZ}$ – wektor napięć węzłowych, $\mathbf{I}_{WZ}$ – wektor prądów węzłowych, $\mathbf{Y}_{WZ}$ – macierz admitancyjna węzłowa.

Macierz admitancyjną węzłową $\underline{Y}_{WZ}$ tworzy się z definicji i odzwierciedla ona topologię rozpatrywanej sieci elektroenergetycznej. Jej elementy diagonalne $\underline{Y}_{ii}$ według zależności (III.3.3) są wielkościami zespolonymi i są równe admitancjom własnym węzłów $\underline{y}_{ii}$ (admitancja własna jest to suma algebraiczna wszystkich admitancji dołączonych bezpośrednio do danego węzła), natomiast elementy pozadiagonalne $\underline{Y}_{ij}$ macierzy admitancyjnej węzłowej zgodnie z (III.3.4) są także wielkościami zespolonymi i są równe admitancjom wzajemnym (admitancja wzajemna dwóch węzłów jest to admitancja podłużna gałęzi łączącej te węzły z przeciwnym znakiem) par węzłów (admitancje podłużne ze znakiem minus):

$$\underline{Y}_{ii} = \sum_{j=1}^w \left(\frac{\underline{y}_{ij}'}{2} + \underline{y}_{ij} \right) = \underline{y}_i' + \sum_{j=1, j \neq i}^w \underline{y}_{ij} \quad i = 1, 2, \dots, w \quad (\text{III.3.3})$$

$$\underline{Y}_{ij} = -\underline{y}_{ij} \quad i = 1, 2, \dots, w; \quad i \neq j \quad (\text{III.3.4})$$

Wybór lokalizacji pod względem uzyskania możliwie jak najszerszego zakresu regulacyjnego jest jedną z kluczowych kwestii dla OSP. Poszukując zależności wiążących za sobą parametry regulacyjne transformatora z parametrami regulacyjnymi systemu elektroenergetycznego, przeanalizowano przedstawiony poniżej zmodyfikowany układ sieciowy IEEE 14-węzłowy.

Przykład obliczeniowy został wykonany z wykorzystaniem programu PowerWorld [6].

Opis sieci testowej

Do obliczeń wykorzystana została sieć testowa [7], której parametry dostosowano do parametrów krajowej sieci przesyłowej 400 kV oraz 220 kV. Gałęzie łączące sieci o różnych poziomach napięć zmodyfikowano tak, aby zamodelować transformator regulacyjny przedstawiony na rys. III.3.6. Przyjęto takie parametry techniczne tych jednostek, aby odwzorować najnowsze urządzenia tego typu zainstalowane w KSE. Parametry linii przesyłowych zmieniono zgodnie z tab. III.3.1, a dane węzłowe przyjęto zgodnie z tab. III.3.2. Występujące w tabelach jednostki względne odnoszą się do mocy podstawowej 100 MVA.

Tab. III.3.1. Parametry zmodyfikowanej sieci 14-węzłowej IEEE

Gałąź [–]	Typ [–]	R [pu]	X [pu]	B [pu]	Gałąź [–]	Typ [–]	R [pu]	X [pu]	B [pu]
(1–2)	Line	0,00167	0,01601	0,51400	(9–10)	Line	0,00432	0,02810	0,04892
(1–5)	Line	0,00074	0,00833	0,24000	(9–14)	Line	0,01162	0,06224	0,12000
(2–3)	Line	0,00350	0,03634	0,96000	(10–11)	Line	0,00215	0,01481	0,02514
(2–4)	Line	0,00240	0,02773	0,76000	(12–13)	Line	0,01242	0,06954	0,10846
(2–5)	Line	0,00076	0,00812	0,24000	(13–14)	Line	0,01205	0,07249	0,11462
(3–4)	Line	0,00044	0,00491	0,14000	(16*–4)	ATR	0,00089	0,08870	0,00032
(4–5)	Line	0,00193	0,02056	1,38000	(17*–4)	ATR	0,00089	0,08870	0,00032
(6–11)	Line	0,00777	0,04127	0,06000	(15*–5)	ATR	0,00089	0,08870	0,00032
(6–12)	Line	0,00454	0,03157	0,05400	(15*–6)	PST	0,00015	0,00222	0,00131

(6–13)	Line	0,01226	0,07194	0,11000	(17*–7)	PST	0,00015	0,00222	0,00131
(7–8)	Line	0,00481	0,02070	0,01754	(16*–9)	PST	0,00015	0,00222	0,00131
(7–9)	Line	0,00820	0,04301	0,06368	–	–	–	–	–

* Dodano w celu zamodelowania transformatora regulacyjnego w programie PowerWorld.

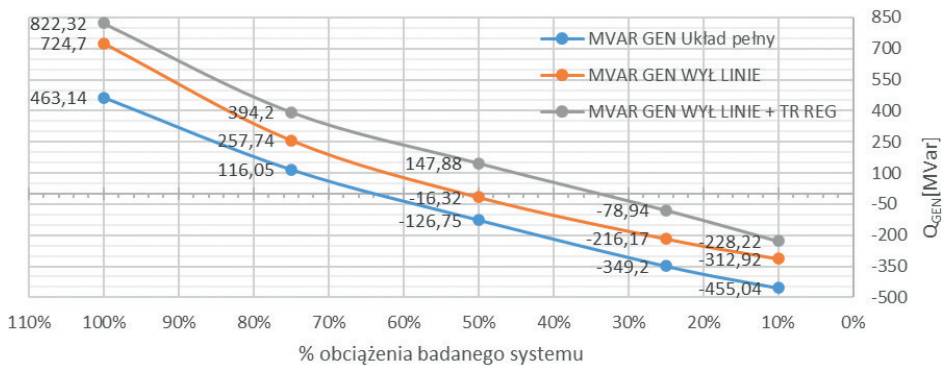
Tab. III.3.2. Dane węzłowe zmodyfikowanej sieci 14-węzłowej IEEE

Węzeł [–]	U_N [kV]	U_{pomiar} [kV]	P odbioru [MW]	Q odbioru [MVar]	P generatora [MW]	Q generatora [MVar]
(1)	400,00	412,000	–	–	659,62	–78,32
(2)	400,00	412,000	500,00	100,00	900,00	–36,89
(3)	400,00	412,000	400,00	85,00	800,00	53,26
(4)	400,00	410,937	250,00	50,00	–	–
(5)	400,00	411,686	330,00	35,00	–	–
(6)	220,00	237,600	350,00	60,00	550,00	441,70
(7)	220,00	229,785	–	–	–	–
(8)	220,00	235,059	–	–	100,00	100,00
(9)	220,00	220,153	300,00	75,00	–	–
(10)	220,00	221,067	150,00	44,00	–	–
(11)	220,00	223,735	200,00	34,00	–	–
(12)	220,00	231,419	100,00	30,00	–	–
(13)	220,00	223,485	250,00	70,00	–	–
(14)	220,00	217,737	150,00	30,00	–	–

Wyniki symulacji testowych

Praktyka dyspozytorska regulacji rozptyłu mocy w sieci przesyłowej określa zespół czynności, które współistniejąc, przyczyniają się do osiągnięciażądanego celu, jakim może być spełnienie kryterium N–1 czy utrzymanie wymaganych przez IRiESP [5] poziomów napięć w KSE. Transformator regulacyjny w okresie obniżonego zapotrzebowania może w połączeniu z wyłączeniami określonych ciągów liniowych przyczyniać się do znacznego spadku napięcia i spełnienia kryteriów bezpieczeństwa.

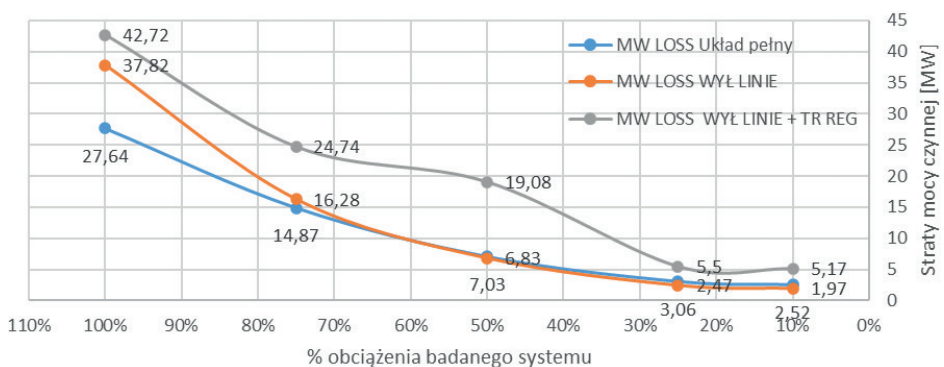
W wyniku przeprowadzonych obliczeń na rys. III.3.7 przedstawiono możliwości regulacyjne transformatorów regulacyjnych znajdujących się pomiędzy węzłami (5–6), (4–7) oraz (4–9) z punktu widzenia regulacji napięcia. Zaprezentowano trzy przypadki: a) transformatory w pełnym układzie sieciowym; b) układ z wyłączonymi liniami (1–5) i (4–5); c) transformatory w układzie sieciowym z wyłączonymi liniami przesyłowymi generującymi największe ilości mocy biernej.



Rys. III.3.7. Wykres zależności sumy generowanej (przez źródła wytwórcze) mocy bierniej w funkcji zapotrzebowania systemu

Podczas odciążenia systemu przesyłowego (np. w wyniku dużej generacji PV) linie przesyłowe zaczynają zmieniać charakterystykę pracy w zakresie gospodarki mocą bierną – przy obciążeniach powyżej mocy naturalnej linie zachowują charakter indukcyjny (są odbiornikami mocy bierniej – stąd na rys. III.3.7 widoczna jest bardzo duża generacja mocy bierniej indukcyjnej), natomiast poniżej mocy naturalnej zachowują charakter pojemnościowy (są źródłem mocy bierniej – stąd generacja mocy bierniej pojemnościowej).

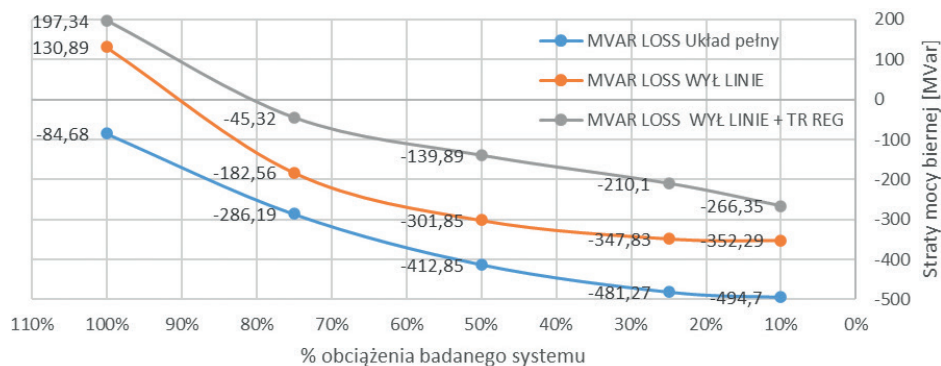
Transformator regulacyjny w tych warunkach sieciowych można wysterować tak, aby wywołać kołowy przepływ mocy w sieci 400 kV – zwiększyć obciążenia linii i zmniejszyć generowanie mocy bierniej w systemie. Pozytywny wpływ transformatora regulacyjnego nie pozostaje bez skutków, które towarzyszą znacznemu polepszeniu sytuacji napięciowej badanego układu sieci przesyłowej. Na rys. III.3.8 przedstawiono zależność sumy generowanych strat mocy czynnej w systemie w funkcji zapotrzebowania.



Rys. III.3.8. Straty mocy czynnej badanego układu sieciowego w funkcji zapotrzebowania

Rekonfiguracja układu sieciowego poprzez wyłączenie linii przesyłowej NN nie powoduje znacznego zwiększenia strat sieciowych mocy czynnej. W przypadku transformatora regulacyjnego efekt wywołany określonym skutkiem regulacji znacznie zwiększa straty,

a co za tym idzie – całkowity koszt bilansowania systemu. Całkowite straty mocy biernej, które musiały zostać skompensowane, aby utrzymać poziomy napięcia na żądanym poziomie, zostały przedstawione na rys. III.3.9.



Rys. III.3.9. Straty mocy biernej badanego układu sieciowego w funkcji zapotrzebowania

Bazując na danych OSP [8], można zweryfikować skrajne poziomy zapotrzebowania w 2024 r.: maksymalne – 28 494 MW (dzień) i 20 973 MW (noc) oraz minimalne – 16 140 MW (dzień) i 11 443 MW (noc). Na tle tych danych można zauważyć, że w skrajnym przypadku (np. przejście z dnia roboczego na dzień świąteczny) zapotrzebowanie w kraju zmniejsza się w ciągu kilku godzin nawet o kilkadziesiąt procent. Sytuacja ta prowadzi do bardzo poważnych stanów pracy systemu, w których dyspozytorzy muszą odpowiednio gospodarować mocą czynną generowaną przez źródła wytwórcze (odstawiając JWCD, redysponować OZE, stosować środki zaradcze innego typu) oraz mocą bierną, która w krótkim czasie (kilku godzin) przejdzie z charakteru indukcyjnego do charakteru pojemnościowego.

Podsumowanie

Rozważany problem w zakresie gospodarki mocą czynną i bierną w KSE wymaga badań oraz analiz w kierunku doskonalenia/ rozwijania metod obliczeniowych dotyczących przewidywania/ planowania pracy OZE i prognozowania warunków pogodowych. Obecnie KSE zmaga się z istotnymi problemami w zakresie regulowania przepływów mocy czynnej oraz gospodarki mocą bierną. Przedstawione badania w zakresie zastosowania transformatora regulacyjnego wykorzystującego regulację niezależną mogą w przyszłości posłużyć do zwiększenia udziału tego środka regulacyjnego oraz większej świadomości ruchowej w zakresie dostępnych metod korekty przepływów mocy w systemie.

Bibliografia

1. Albrechtowicz P., Szczepanik J. The comparative analysis of phase shifting transformers. *Energies* 2021, 14(14), 4347.

2. Żurek S., Przygodzki M. The use of a regulating transformer for shaping power flow in the power system. *Energies* 2023, 16(3), 1548.
3. Kremens Z., Sobierajski M. Analiza systemów elektroenergetycznych. Wydawnictwo WNT, Warszawa 1996.
4. Machowski J. Regulacja systemu elektroenergetycznego. Wyd. 3. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2023.
5. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej zatwierdzona decyzjami Prezesa URE nr DRR.WRE.4320.4.2023.LK z dnia 19 stycznia 2024 r. oraz nr DRR.WRE.4320.4.2023.LK z dnia 23 lutego 2024 r.; <https://www.pse.pl/documents/20182/7a-640b3e-27a5-4178-aaa6-3d9558be3ebe?safeargs=646f776e6c6f61643d74727565> [dostęp: 24 kwietnia 2025].
6. PowerWorld Corporation. Glover, Overbye & Sarma textbook – Power System Analysis and Design; <https://www.powerworld.com/gloveroverbyesarma> [dostęp: 24 kwietnia 2025].
7. Dynamic IEEE Test Systems. IEEE 14-bus modified test system; <https://www.kios.ucy.ac.cy/testsystems/index.php/ieee-14-bus-modified-test-system/> [dostęp: 24 kwietnia 2025].
8. Polskie Sieci Elektroenergetyczne. Raport 2024 KSE; <https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-roczne-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2024> [dostęp: 24 kwietnia 2025].

III.4. Problemy stosowania dodatkowych ograniczeń alokacyjnych w jednolitym łączeniu rynków dnia następnego i bieżącego

Eryk Sochacki

Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA, Konstancin-Jeziorna

Wprowadzenie

Europejski model rynku energii elektrycznej (rys. III.4.1) przewiduje, że podstawową metodą wyznaczania programów pracy wytwórców i odbiorców energii mają być kontrakty zawarte na rynku energii. Zgodnie z Rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 [1] model ten opiera się na handlu w modelu strefowym (w przeciwieństwie do modelu węzłowego stosowanego m.in. przez PJM w USA). Mechanizm działania polega na istnieniu wielu połączonych ze sobą stref, które wewnętrznie stanowią tzw. miedzianą płytę, wewnątrz której nie występują ograniczenia przesyłu i dystrybucji energii. Podstawowymi ograniczeniami na rynku w tym modelu są wyznaczanie przez operatorów sieci przesyłowych zdolności przesyłowe pomiędzy strefami – w zależności od granic – metodą *Net Transfer Capacity* (NTC) [2] lub metodą *Flow-Based Allocation* (FBA) [3–5].

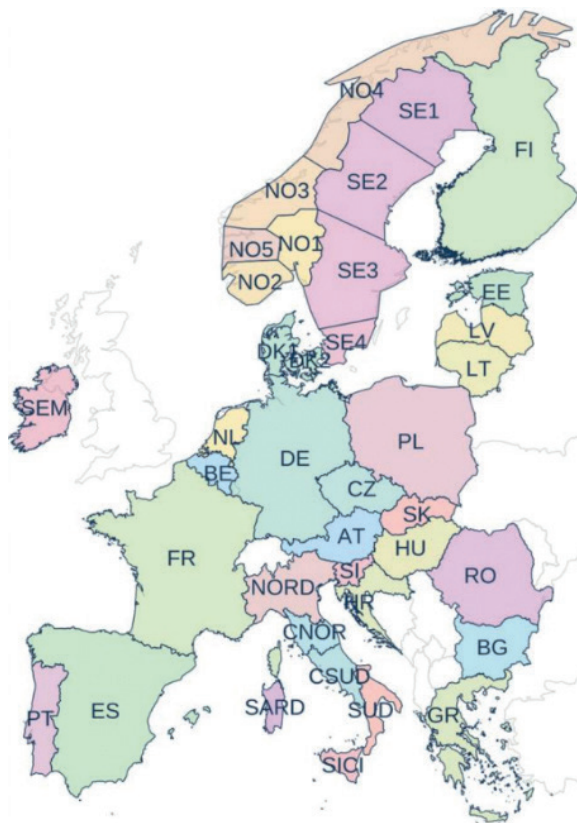
Operatorzy systemów przesyłowych (OSP), odpowiadając za swoje sieci przesyłowe, dostrzegają różne trudności związane z taką strukturą rynku, która nie odzwierciedla, także w przypadku metody FBA, wszystkich aspektów związanych z utrzymaniem granic bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej. Rozwiązaniem zdefiniowanym w kodeksie sieciowym *Capacity Allocation and Congestion Management* (CACM) [5] są ograniczenia alokacyjne (*allocation constraints*, AC). Ze względu na ich aktualne wykorzystanie w ramach handlu w jednolitym łączeniu rynków dnia następnego (*Single Day-ahead Coupling*, SDAC) i dnia bieżącego (*Single Intraday Coupling*, SIDC) możemy wyróżnić:

- ograniczenia rampowania, czyli takie, które ograniczają zmianę wielkości wymiany handlowej pomiędzy strefami w kolejnych okresach handlowych;
- ograniczenia bilansowe, czyli takie, które ograniczają wielkość wymiany handlowej w danym okresie handlowym.

W pierwszym przypadku mówimy przede wszystkim o ograniczeniu wymiany handlowej na połączeniach HVDC, gdzie znaczenie może mieć liczba zmian polaryzacji pracy kabla. Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE) stosują takie ograniczenie wraz z operatorem szwedzkim Svenska kraftnät na połączeniu HVDC SwePol Link. Ograniczenie

wynosi 300 MW/MTU (MTU – *Market Time Unit*, okres handlowy, na SDAC aktualnie 60 min, na SIDC – 15 min) przy znamionowej obciążalności 600 MW.

W drugim przypadku ograniczenia pozycji handlowej strefy rynkowej mają różne przyczyny, a ich stosowalność najczęściej jest spowodowana modelem centralnej dyspozycji. Włoski operator Terna stosuje ograniczenia bilansowe w kierunku importowym ze względu na ograniczenia w możliwości regulacji napięć i stabilności dynamicznej w sytuacjach z niskim zapotrzebowaniem lub wysoką generacją źródeł odnawialnych. W Polsce ograniczenia bilansowe służą zapewnieniu wystarczających poziomów rezerw w systemie.



Rys. III.4.1. Podział na strefy rynkowe w Europie [2]

Ograniczenia bilansowe polskiej strefy rynkowej

Ograniczenia bilansowe polskiej strefy rynkowej są aplikowane bezpośrednio do algorytmów Euphemia (aukcje na rynków SDAC i SIDC) oraz XBID (handel ciągły w SIDC) jako globalne ograniczenie pozycji rynkowej strefy. Konieczność ich aplikowania wynika z modelu centralnej dyspozycji (*Central Dispatch Model*). Większość Europy

(poza Polską, Włochami, Irlandią i Grecją) stosuje model, w którym uczestnicy rynku poprzez swoje podmioty odpowiedzialne za bilansowanie (POB) odpowiadają za grafiki produkcji lub poboru energii czy zapewniania rezerw zgodnie z rozwiązaniem rynku (*Self-Dispatch Model*), a OSP ingeruje jedynie ze względów ograniczeń sieciowych. W przypadku modelu *Central-Dispatch* to OSP są odpowiedzialni za wyznaczanie grafików pracy jednostek, biorąc pod uwagę ich ograniczenia operacyjne (przykładowo: minimalny poziom generacji bloku, minimalna liczba bloków elektrowni), ograniczenia sieciowe i zapotrzebowanie na rezerwy. Odbywa się to w zintegrowanym procesie grafikowania (ZPG), gdzie wraz z wynikami rozwiązania rynków są danymi wejściowymi i na ich bazie przeprowadzany jest jeden proces optymalizacyjny doboru jednostek oraz kosztowego rozkładu obciążeń (*Security-Constrained Unit Commitment and Economic Dispatch*, SCUC/ED) (rys. III.4.2, III.4.3). Istotą ograniczeń bilansowych z perspektywy PSE jest zachowanie minimalnych i maksymalnych poziomów generacji jednostek, co pozwoli na spełnienie wszystkich ograniczeń potrzebnych do ZPG.

PSE wyznaczają ograniczenia codziennie przed rynkiem SDAC i aktualizują je w razie potrzeby na rynek SIDC w następujący sposób:

$$AC_{Eksport} = P_{CD} - (P_{NA} + P_{ER}) + P_{ND} - (P_L + P_{UPres}) \quad (III.4.1)$$

$$AC_{Import} = P_L - P_{DOWNres} - P_{CDmin} - P_{NCD} \quad (III.4.2)$$

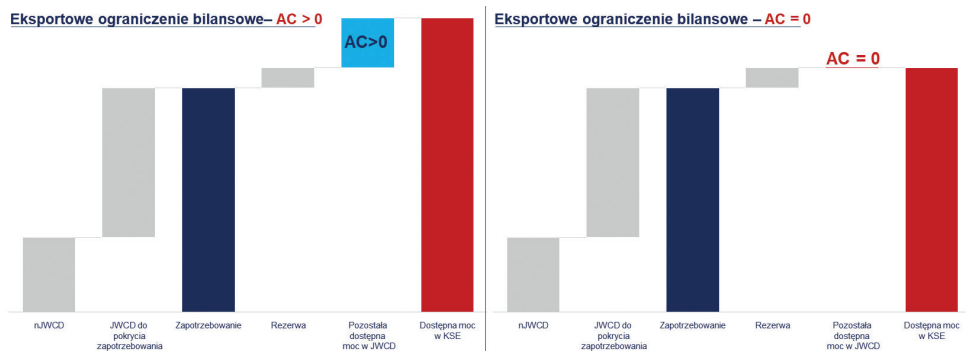
gdzie:

$AC_{Eksport}$ – ograniczenie bilansowe w kierunku eksportu z polskiej strefy rynkowej, AC_{Import} – ograniczenie bilansowe w kierunku importu do polskiej strefy rynkowej, P_{CD} – suma dostępnej mocy jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD), P_{CDmin} – suma minimów technicznych dostępnych JWCD, P_{NCD} – suma generacji jednostek wytwórczych niedysponowanych centralnie (nJWCD) zgodnie z grafikami zadeklarowanymi przez wytwórców (dla pogodozależnych OZE – prognoza PSE), P_{ND} – moc niedostępna ze względów sieciowych, P_{ER} – korekta mocy niedostępnej z uwagi na przewidywaną wyjątkową sytuację (przykładowo: problemy z chłodzeniem elektrowni, przedłużone remonty), P_L – prognozowane zapotrzebowanie, P_{UPres} – minimalny poziom rezerwy ponad zapotrzebowanie, P_{DOWNre} – minimalny poziom rezerwy poniżej zapotrzebowania.

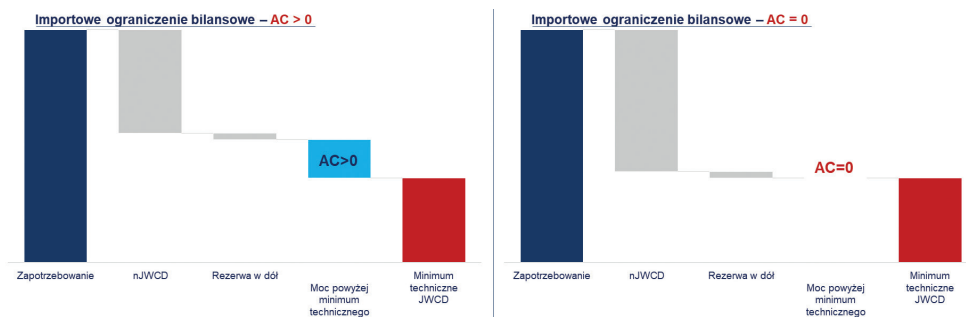
Zgodnie z metodyką ograniczeń eksportowych należy się spodziewać w sytuacjach niedoboru mocy związanych m.in. z niedoborami paliw dla elektrowni, zjawiskami *Dunkelflaute* czy awariami. Ograniczenie importowe będzie aktywne w sytuacji znacznej nadwyżki generacyjnej, przede wszystkim w szczytach generacji odnawialnych źródeł energii (OZE), które wypierając elektrownie JWCD, zmniejszają dostępność rezerwy poniżej zapotrzebowania.

Mimo aplikowania ograniczenia bilansowego bezpośrednio w algorytmach rynkowych ich uzasadnienia i podstawy prawne są wynikiem uzgodnień między OSP należących do różnych regionów wyznaczania zdolności (*Capacity Calculation Region*, CCR; Polska

należy do pięciu: Core, Central Europe, Hansa, Baltic oraz Eastern Europe) i zatwierdzenia ich przez regulatorów z tych regionów jako części składowej metodyk wyznaczania zdolności (*Capacity Calculation Methodologies, CCM*).



Rys. III.4.2. Metoda wyznaczania eksportowego ograniczenia bilansowego



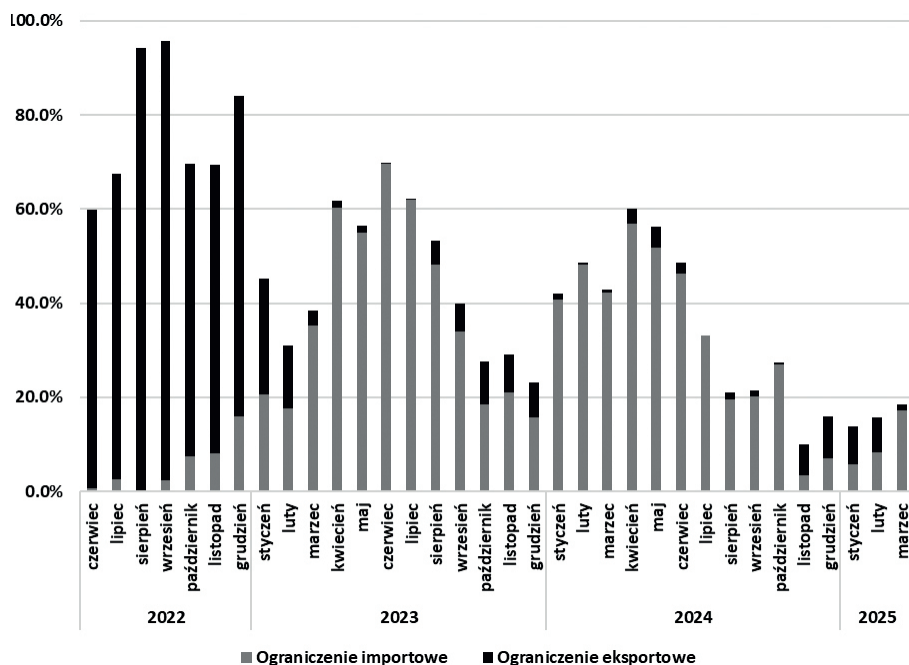
Rys. III.4.3. Metoda wyznaczania importowego ograniczenia bilansowego

Wpływ polskich ograniczeń bilansowych na europejski rynek energii

Stosowanie ograniczeń związane jest ze zmniejszeniem nadwyżki ekonomicznej na rynku energii elektrycznej, stąd operatorzy stosujący takie rozwiązanie zobowiązani są do monitorowania i ograniczania ich wpływu. Podstawowym rynkiem, dla którego można oszacować stratę nadwyżek ekonomicznych, jest SDAC ze względu na aukcyjny charakter handlu, gdzie następuje jedno rozwiązanie rynku po zebraniu ofert uczestników, oraz dostępność narzędzia *Simulation Facility*, które pozwala odtworzyć przebieg aukcji (w tym ze zmienionymi wartościami danych wejściowych, takich jak ograniczenia alokacyjne). SDAC jest także podstawowym rynkiem międzynarodowym w Europie, o największych wolumenach wymiany transgranicznej.

W przypadku PSE obowiązek monitorowania wynika z metodyki wyznaczania zdolności regionu Core w horyzoncie dnia następnego, która weszła w życie 9 czerwca 2022 r., stąd analiza obejmuje okres od tego dnia [6].

W celu oszacowania wpływu polskich ograniczeń alokacyjnych należy przede wszystkim zwrócić uwagę na częstość ich aktywacji, tj. ograniczenia rynku w danym okresie handlowym (w SDAC równoznaczne z daną godziną).



Rys. III.4.4. % MTU z aktywnym polskim ograniczeniem alokacji (SDAC)

Aktywność ograniczeń alokacyjnych z roku na rok spada. W 2022 r. kryzys energetyczny w Europie i związany z nim niedobór paliw spowodował niedostępność elektrowni i niewielkie (często 0 MW) dostępne zdolności eksportowe z Polski. Szczyt osiągnięto w sierpniu i we wrześniu 2022 r., gdzie ograniczenia były aktywne przez 94,4% oraz 95,8% MTU. W 2023 r. sytuacja paliwowa się unormowała, jednocześnie widać znaczny przyrost ograniczeń importowych związanych z wysoką generacją OZE (przede wszystkim fotowoltaiki). Stąd od kwietnia do sierpnia aktywność ograniczeń przekraczała 50%.

Bardzo istotną zmianą ze względu na ograniczenia bilansowe na utrzymanie rezerw była reforma rynku bilansującego Kamień Milowy 2 (KM2). Lepsze bilansowanie uczestników rynku i zapewnienie rezerw miały zapewnić dwa mechanizmy:

- wyznaczanie ceny w odniesieniu do ceny na SDAC (cena na rynku bilansującym w danym okresie rozliczenia energii bilansującej (OREB) w zależności od kierunku niebilansowania nie może być bardziej korzystna niż cena z rynku SDAC);
- wprowadzenie procesu zakupu rezerw w ramach rynku mocy bilansujących, który odbywa się przed rynkami dnia następnego i dnia bieżącego.

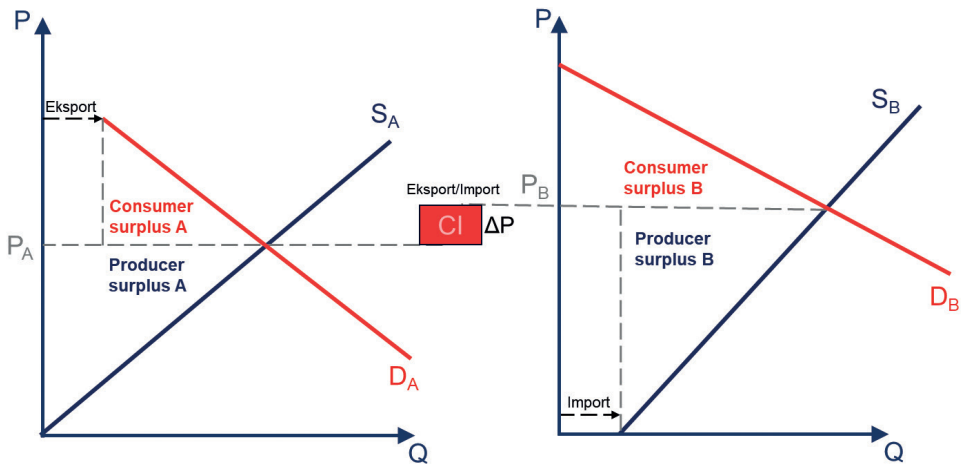
Zgodnie z rys. III.4.4 od czerwca 2024 r. widać znaczny spadek aktywności ograniczeń bilansowych w porównaniu z analogicznymi miesiącami z poprzednich lat. Dodatkowo w okresie od listopada 2024 do marca 2025 r. aktywność ograniczeń wynosi poniżej 20%.

Wpływ ograniczeń bilansowych należy także rozważyć w perspektywie ograniczania nadwyżek ekonomicznych i kosztu alternatywnego w przypadku ich niestosowania (rys. III.4.5). Maksymalizacja nadwyżki ekonomicznej na rynku jest funkcją celu algorytmu Euphemia [7]:

$$\max \sum \text{Consumer Surplus} + \sum \text{Producer Surplus} + \sum \text{Congestion Income} \quad \text{III.4.3}$$

gdzie:

Consumer Surplus – nadwyżka ekonomiczna odbiorców energii, *Producer Surplus* – nadwyżka ekonomiczna producentów energii, *Congestion Income* (CI) – dochód z ograniczeń sieciowych wynikający z różnic w cenach zamknięcia rynku w strefach wymieniających ze sobą energię



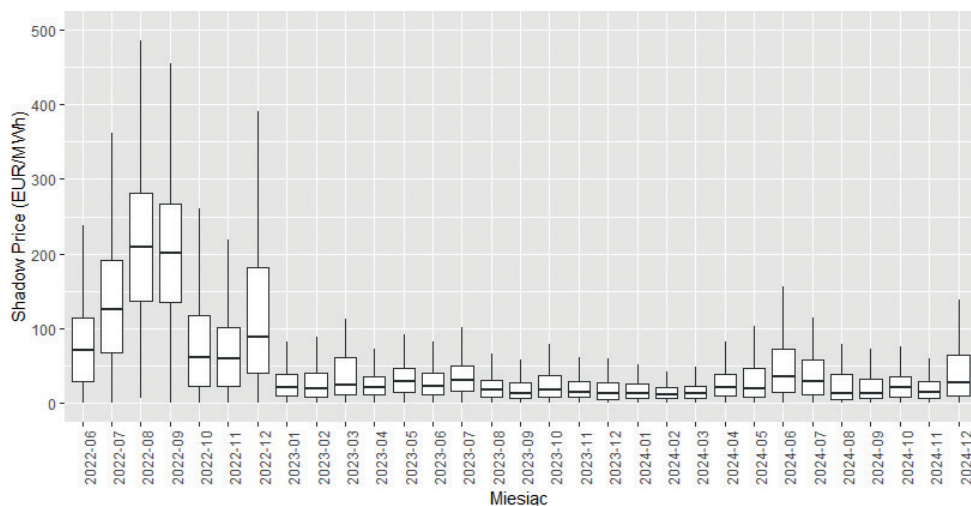
Rys. III.4.5. Nadwyżki ekonomiczne na rynku z dwiema strefami; CI jest iloczynem wolumenu wymiany energii i różnicy cen między strefami

Wpływ ograniczeń bilansowych można też analizować na podstawie *Shadow Price*, czyli mnożnika Lagrange’a dla ograniczenia bilansowego, którego wartość wskazuje, że przy zmniejszeniu ograniczenia o 1 MW nadwyżka ekonomiczna wzrosłaby o wartość tego *Shadow Price*.

Analizując wykres, możemy zauważyć, że w okresie kryzysu energetycznego w Europie, oprócz częstości występowania, wartości *Shadow Price* także były największe. Znaczny ich spadek widać w roku 2023. W 2024 r., po reformie KM2, obserwowany spadek częstości aktywacji AC jest skorelowany ze wzrostem wartości *Shadow Price*.

Wskaźnik *Shadow Price* pozwala oszacować, kiedy ograniczenie miało większy wpływ (a w przypadku wielu ograniczeń – które było bardziej limitujące), niemniej całkowite oszacowanie wpływu wymaga sprawdzenia sytuacji, w której ograniczenia by nie było.

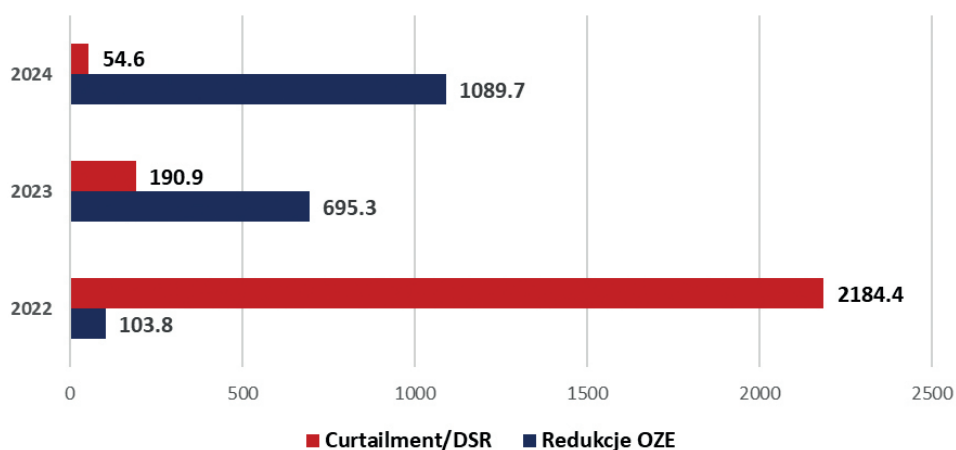
W tym celu wykonano symulacje z wykorzystaniem narzędzia *Simulation Facility*. Nowe wyniki rozwiązania rynku uwzględniono następnie w planach BPKDW (ostatni plan pracy systemu przed dostawą) i sprawdzono poziomy rezerw. W sytuacji, w której rezerwa ponad zapotrzebowanie była niższa niż 1000 MW, a rezerwa poniżej zapotrzebowania była powyżej –500 MW (incydenty referencyjne zgodnie z metodyką kodeksu sieciowego SOGL [8]), należało uwzględnić działania zaradcze – odpowiednio zastosowanie *Demand Side Response* (DSR) lub redukcji OZE. W pierwszym wypadku koszt był szacowany na 13 tys. zł/MWh przeliczone na euro po kursie z danego dnia; w drugim koszty wahały się w przedziale 15–50 EUR/MWh (rys. III.4.6). Dokładną metodykę można odnaleźć w raportach przygotowywanych przez Joint Allocation Office [9].



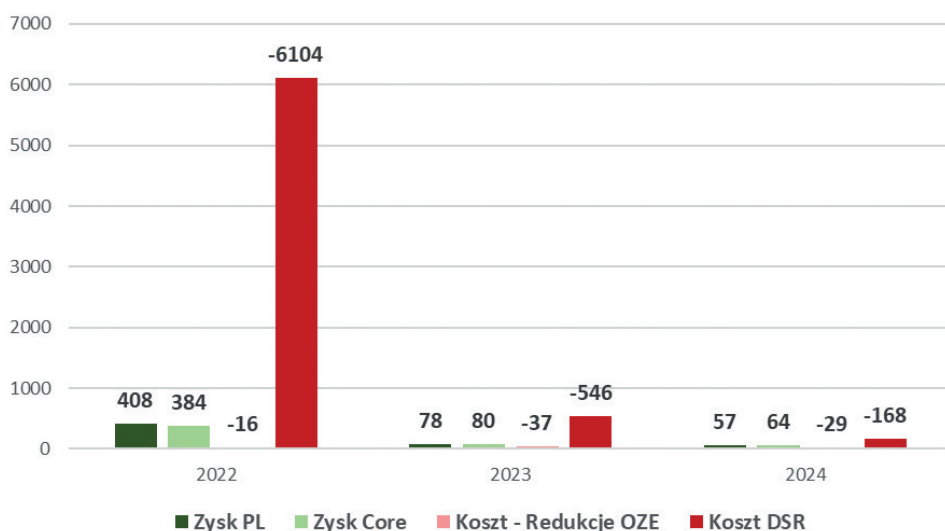
Rys. III.4.6. Wykresy pudełkowe *Shadow Price* (tylko przy aktywnym AC)

W 2022 r. dominacja ograniczeń eksportowych w przypadku ich braku skutkowałaby ogromnym wolumenem DSR lub ograniczania odbiorców energii (rys. III.4.7). W następnych latach zaobserwować można znaczne zwiększenie redukcji OZE, związane bezpośrednio z ich przyrastającym wolumenem w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. Z perspektywy zysków i kosztów wygląda to tak, jak przedstawiono na rys. III.4.8.

Koszty, przede wszystkim związane z DSR, znacznie przekraczają jakiekolwiek uzyski nadwyżek ekonomicznych. Szczególnie w kryzysie energetycznym skala jest nieporównywalna. Dodatkowo porównując zysk Core CCR i samej Polski, widać wyraźnie, że znaczna większość (a w przypadku roku 2022 Core CCR bez Polski straciłby na niestosowaniu przez PSE ograniczeń bilansowych) zysku nadwyżek ekonomicznych jest w polskiej strefie rynkowej, w której aby utrzymać bezpieczną pracę systemu, należałoby ponieść znacznie większe koszty środków zaradczych.



Rys. III.4.7. Dodatkowe środki zaradcze w przypadku niestosowania ograniczeń bilansowych wyrażone wolumenem GWh



Rys. III.4.8. Dodatkowe zyski nadwyżek ekonomicznych (zysk Core CCR uwzględnia zysk Polski) oraz dodatkowe koszty związane ze środkami zaradczymi [mln EUR]

Podsumowanie

Analizowany w niniejszym rozdziale temat ograniczeń bilansowych w polskiej strefie rynkowej pokazuje niedoskonałość czystego modelu strefowego rynku energii. Szczególnie potencjalne środki zaradcze związane z utrzymaniem rezerw w kraju przekraczają znacznie potencjalny zysk funkcji celu algorytmów rynkowych – maksymalizacji nadwyżki ekonomicznej.

Jednocześnie widać, że reforma rynku bilansującego pozwoliła na zredukowanie aktywności ograniczeń bilansowych. Ze względu na już dołączające i przyszłe nowe jednostki biorące udział w rynku mocy bilansujących, a w rezultacie zwiększające jego płynność, efekt zmniejszającej się aktywności ograniczeń bilansowych powinien się pogłębiać.

Bibliografia

1. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej. Dz.U. L 158 z 14.6.2019, s. 54–124.
2. European Transmission System Operators. Net Transfer Capacities (NTC) and Available Transfer Capacities (ATC) in the Internal Market of Electricity in Europe, marzec 2000; https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/ntc/entsoe_NTCUsersInformation.pdf.
3. Nagy F., Nagy M., Tóth L., Takácsné Esze Á., Arnold Á. Introduction of the Operational Core Day-Ahead Flow-Based Capacity Calculation and Market Coupling through Active Constraints and Price Spread. CIGRE, Paris Session 2024.
4. Estermann A., Schrade M., Anderson L. (red.). European Electricity Market Coupling. A Practitioner's Guide. Springer 2025; <https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-031-86315-8>.
5. Rozporządzenie Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiające wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi. Dz.U. L 197 z 25.7.2015, s. 24–72.
6. Day-ahead capacity calculation methodology of the Core capacity calculation region in accordance with Article 20ff. of the Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management. ACER Decision on Core CCM: Annex I. 21 February 2019; https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/nc-tasks/CORE%20-%20ANNEX%20I_III.pdf.
7. NEMO Committee. EUPHEMIA Public Description. Single Price Coupling Algorithm, 10 April 2019; https://www.nemo-committee.eu/assets/files/190410_Euphemia%20Public%20Description%20version%20NEMO%20Committee.pdf.
8. Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej. Dz.U. L 220 z 25.8.2017, s. 1–120.
9. Joint Allocation Office. Quarterly reports; <https://www.jao.eu/quarterly-reports>.

III.5. Wyznaczanie zdolności przesyłowych w rejonie Core na potrzeby rynku energii elektrycznej dnia następnego – stan obecny i wyzwania

Piotr Łukaszewski, Dawid Słabicki, Rafał Krzysztozek, Paweł Rodo
Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA, Konstancin-Jeziorna

Wprowadzenie

Od 2010 r. Polska jest członkiem europejskiego rynku energii elektrycznej. Pierwsza międzynarodowa wymiana handlowa na giełdzie energii elektrycznej odbyła się ze Szwecją w grudniu 2010 r. poprzez kabel SwePol [1]. W grudniu 2015 r. rozpoczął się handel z Litwą poprzez połączenie HVDC LitPol [2], a w czerwcu 2021 r. na granicach synchronicznych: zachodniej i południowych [3]. Dołączenie wszystkich unijnych granic Polski do wspólnego rynku jest częścią długotrwałego projektu utworzenia unijnego rynku energii działającego na równych zasadach, który wciąż trwa, a rozpoczął się w latach 90. minionego stulecia.

Wydane już w 1990 r. Dyrektywy 90/547/EWG [4] i 90/377/EWG [5] przewidywały powstanie wewnętrznego rynku energii elektrycznej. W 1996 r. Rada i Parlament Europejski wydały Dyrektywę 96/92/WE dotyczącą wspólnych zasad tego rynku (która była zastępowana kolejnymi, dotyczącymi tego samego tematu w latach 2003, 2009 i 2019) [6–9]. W 1998 r. ruszyło, ustanowione przez Komisję Europejską, Europejskie Forum Regulacji Energetyki (tzw. Forum Florenckie), którego celem było wspieranie inicjatywy wspólnego rynku energii. W dniu 1 marca 2004 r. Komisja Europejska przedstawiła pomysł pogrupowania rynków państw członkowskich Unii w osiem regionów, w których miały powstać zjednoczone rynki regionalne. Nad procesem miała czuwać powołana kilka miesięcy wcześniej Europejska Grupa Regulatorów Energii i Gazu (EGREG). W 2009 r. Trzeci Pakiet Energetyczny dodatkowo zobowiązał kraje członkowskie do współpracy w zakresie integracji lokalnych rynków energii [8, 10].

Pierwsza międzynarodowa giełda energii elektrycznej powstała w 1996 r. Jest to Nord Pool, należący ówczesnie do operatorów systemów przesyłowych Norwegii i Szwecji. Nord Pool stanowił rozwinięcie norweskiej giełdy Statnett Marked utworzonej w 1993 r. Następnie przyłączały się do niego inne kraje: w 1998 r. Finlandia, w 1999 r. zachodnia część Danii, a w 2000 r. wschodnia; w kwietniu 2010 r. do rynku dołączyła Estonia (połączona z Finlandią przez morskie kable HVDC Estlink), w grudniu tego samego roku – Polska (poprzez kabel SwePol), w czerwcu 2012 r. – Litwa, w czerwcu 2013 r. – Łotwa. Algorytm rynkowy Nord Pool opierał się na dzieleniu obszaru

objętego działaniem giełdy na mniejsze rejony o różnych cenach, w przypadku gdy utrzymanie jednolitej ceny w całym obszarze skutkowałoby przekroczeniem przepustowości sieci przesyłowej łączącej wspomniane rejony. Jest to tzw. *market splitting*.

W listopadzie 2006 r. ruszyła niezależna platforma międzynarodowego handlu energią elektryczną. Trzy europejskie giełdy: APX (Holandia), Belpex (Belgia) i Powernext (Francja) uruchomiły tzw. trójstronne łączenie rynków. W tym wypadku giełdy dzielą się zagregowanymi ofertami kupna i sprzedaży dla swoich rynków, a ceny i wolumeny transakcji handlowych wybiera algorytm rynkowy, który uruchamiany jest w sposób rotacyjny przez każdą z giełd. Pozostałe mają prawo uruchomić ten algorytm niezależnie w celu sprawdzenia wyników. Do inicjatywy dołączył w listopadzie 2010 r. obszar rynkowy Niemiec i Austrii (ówcześnie jeszcze wspólny) oraz Luksemburga, tworząc tzw. obszar Europy Środkowo-Zachodniej (Central Western Europe, CWE). Niezależnie, w lipcu 2007 r., ruszył iberyjski rynek MIBEL, a we wrześniu 2009 r. rynek czesko-słowacki. Węgry dołączyły do Czech i Słowacji we wrześniu 2012 r., a Rumunia w listopadzie 2014 r., tworząc tzw. rynek 4M MC. W listopadzie roku 2010 połączono rynek CWE z Nord Pool za pomocą *Interim Tight Volume Coupling* (ITVC). W styczniu 2011 r. powstał rynek włosko-słoweński. W kwietniu 2011 r. do rynku CWE dołączyła Wielka Brytania poprzez kabel HVDC BritNed.

ITVC stanowiło złożone rozwiązanie przejściowe. Rozwiązaniem docelowym było tzw. cenowe połączenie regionów (*Price Coupling of Regions*, PCR), zwane również jednolitym łączeniem rynków dnia następnego (*Single Day-ahead Coupling*, SDAC) zrealizowane w postaci algorytmu EUPHEMIA (*Pan-European Hybrid Electricity Market Integration Algorithm* – Algorytm Paneuropejskiego Hybrydowego Połączenia Rynków Energii Elektrycznej). Prace nad PCR rozpoczęły się w 2009 r., a zakończyły się wdrożeniem EUPHEMIA w lutym 2014 r. i scaleniem rynków CWE i Nord Pool. Nowy rynek nazwano Europą Północno-Zachodnią (North-West Europe, NWE). EUPHEMIA rozwijała rozwiązania z CWE, a rozdzielanie rynku wykorzystywane dotychczas w Nord Pool nie było kontynuowane. Rozruch EUPHEMIA pozwolił na szybkie łączenie istniejących już rynków. W maju 2014 r. do NWE dołączył MIBEL, a wspólny rynek nazywa się odtąd Połączeniem Multiregionalnym (*Multi-Regional Coupling*, MRC). W listopadzie 2014 r. algorytm PCR został wdrożony przez 4M MC, niemający ówczesnie możliwości handlu z resztą krajów MRC. Luty 2015 r. przyniósł przyłączenie stref Włoch i Słowenii poprzez granicę Włochy–Francja. W grudniu 2015 r. udostępniono połączenia Litwy z Polską (kabel HVDC LitPol) oraz Litwy ze Szwecją (NordBalt). W czerwcu 2018 r. dołączyła Chorwacja poprzez granicę ze Słowenią. W październiku 2018 r. nastąpiło rozdzielanie wspólnej strefy cenowej Niemiec, Luksemburga i Austrii na dwie ze względu na skargi Polski i Czech dotyczące przepływów kołowych wywołanych przez brak rynkowych ograniczeń w intensywnym handlu pomiędzy Niemcami a Austrią. W szczególności przy silnej produkcji OZE na północy Niemiec energia do Austrii wędrowała przez linie

sąsiadów, grożąc ich przeciążeniem w sytuacji awaryjnej. Wprowadzenie limitu na połączeniu Niemiec i Austrii ograniczyło ten problem. Kolejne lata przyniosły zmiany obszaru MRC:

- przyłączenie Irlandii poprzez kabel HVDC z Wielką Brytanią – październik 2018 r.;
- przyłączenie Grecji poprzez kabel HVDC z Włochami – grudzień 2020 r.;
- związane z Brexitem opuszczenie wspólnego rynku przez Wielką Brytanię – styczeń 2021 r., Irlandia korzysta odtąd z PCR jako kraj izolowany;
- przyłączenie Bułgarii poprzez granicę z Grecją – maj 2021 r., poprzez granicę z Rumunią – październik 2021 r.;
- przyłączenie obszaru 4M MC, w tym m.in. przez południowe granice Polski, oraz umożliwienie handlu na granicy polsko-niemieckiej – czerwiec 2021 r.

SDAC jest rynkiem dnia następnego – transakcje w jego ramach dotyczą energii, której termin dostawy przypada na konkretną godzinę (od 12 czerwca 2025 r. kwadrans lub pół godziny) dnia następnego. Projektem równoległym do SDAC jest jednolite łączenie rynków dnia bieżącego (*Single Intraday Coupling*, SIDC), które odbywa się po aukcji SDAC w postaci zarówno handlu ciągłego, jak i aukcji (*Intraday Auction*, IDA).

Stworzenie wspólnego rynku umożliwia handel, lecz jest on ograniczony przez fizyczne bariery w postaci ograniczonych zdolności przesyłowych sieci. Aby umożliwić maksymalizację dobrobytu graczy na rynku, wyznaczone wartości tych zdolności przekazane na rynek powinny być jak największe, spełniając jednak warunki bezpieczeństwa systemu. Tradycyjnie ilość energii, którą jest w stanie przenieść sieć przesyłowa między strefami, wyznaczano w sposób uproszczony w postaci tzw. zdolności przesyłowych netto (*Net Transfer Capacity*, NTC). Najdokładniejszą metodę stanowi system cen węzłowych stosowany m.in. w USA. W czerwcu 2007 r. kraje trójstronnego łączenia rynków oraz Luksemburg i Niemcy podpisały memorandum mające na celu maksymalizację zdolności przekazywanych rynkowi. Zwieńczeniem wspólnych prac było opracowanie metody wyznaczania zdolności opartego na przepływach (*Flow-Based Allocation*, FBA), która jest przybliżeniem systemu cen węzłowych, gdzie węzłom odpowiadają strefy cenowe, wewnątrz których pomija się ograniczenia przesyłu. FBA w obszarze CWE weszła w życie w maju 2015 r. Metoda ta jest dużo dokładniejsza niż NTC, gdyż określa ona zbiór dopuszczalnych pozycji netto (sald) wszystkich krajów w obszarze, dla którego wyznacza się zdolności, biorąc pod uwagę ograniczenia przesyłowe indywidualnych linii elektroenergetycznych. Komisja Europejska obserwująca prace nad FBA wydała rozporządzenie 1222/2015 [11] ustanawiające wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi, wskazujące FBA jako preferowany sposób wyznaczania zdolności oraz skoordynowane NTC jako rozwiązanie alternatywne. Na podstawie rozporządzenia Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki w listopadzie 2016 r. wydała decyzję o ustanowieniu pierwszych regionów wyznaczania zdolności przesyłowych (*Capacity Calculation Region*, CCR), w których zdolności mają być wyznaczane w sposób skoordynowany. Działania Agencji są analogiczne do działań

grupy EGREG w kontekście rynku – CCR mają docelowo zostać połączone i docelowo stosować FBA. Rolę koordynatora w ramach regionu spełniają regionalne centra koordynacji (*Regional Coordination Center, RCC*). Aktualne regiony wyznaczania zdolności korzystające z podejścia cNTC to: Baltic (połączenia z krajami bałtyckimi i między nimi), Greece–Italy (połączenia między strefami włoskimi i między Włochami a Grecją), Hansa (połączenia między krajami nordyckimi a innymi krajami Europy), Italy North (granice pomiędzy północnymi Włochami i przylegającymi do nich strefami), South-East Europe (granice Bułgarii), South-West Europe (granice Hiszpanii). Regiony stosujące podejście FBA to Core (rozszerzenie obszaru CWE o Polskę, Czechy, Słowację, Rumunię, Słowenię, Chorwację i Węgry oraz Irlandię) od czerwca 2022 r., a także Nordic (kraje skandynawskie). Trwają prace nad procesem FBA w rejonie Central Europe powstałym przez rozszerzenie regionu Core o strefę północnych Włoch.

Zdolności przesyłowe netto – NTC

Zdolności te wyznaczane są przez operatorów systemów przesyłowych i przekazywane do operatorów rynku w celu niedopuszczenia do przepływów handlowych grożących przeciążeniem linii przesyłowych. Wyznacza się je dla transakcji między dwoma krajami lub między krajem a grupą krajów z nim graniczących (tzw. profilem). Algorytm rynkowy łączy ze sobą oferty kupna i sprzedaży energii tylko wtedy, gdy istnieje ścieżka pomiędzy strefą, z której energia wypływa do odbioru. Zwykle istnieje wiele alternatywnych ścieżek, którymi handel między dwiema wybranymi strefami może zostać zrealizowany. Nie odzwierciedla to, niestety, rzeczywistych rozpływów energii w sieci, gdzie takiej dowolności nie ma, a rozpływ energii rządzi się prawami fizyki i ma jedną postać. Najprostsze podejście w wyznaczaniu NTC opiera się na założeniu scenariusza wymiany energii z sąsiadami. Wymianę tę wprowadza się do indywidualnego modelu sieci (*Individual Grid Model, IGM*) stworzonego przez operatora wykonującego analizę w postaci bilansu mocy węzłów granicznych. W przypadku braku koordynacji między operatorem a sąsiadem jest to jedyny model, do którego operator ma dostęp. Na model nanosi się również spodziewany stan systemu w rozpatrywanym przedziale czasowym – bierze się tu pod uwagę zarówno produkcję jednostek, jak i planowane wyłączenia lub nowe elementy sieciowe. Następnie wybiera się jednostki wytwórcze, które reagują na rynkowy sygnał cenowy. W tym celu określa się tzw. współczynniki zmiany wytwarzania (*Generation Shift Key, GSK*), które wskazują, jaką część wymiany będzie realizowała dana jednostka. Współczynniki te są często stałe i niejawnie zakładają liniowość krzywych podaży jednostek. Jest to zaledwie przybliżenie i niektórzy operatorzy (np. włoski Terna) wykorzystują nieliniowe GSK zależne od salda wymiany – jednostki droższe zwiększają w nim produkcję po jednostkach tańszych [12, 13]. W GSK nie uwzględnia się jednostek nieelastycznych i niesterowalnych (np. części OZE) ani tych, które stanowią dzienną podstawę produkcji – np. jednostek jądrowych.

W przypadku, gdy w systemie działają elastyczni odbiorcy, ich dodanie do GSK tworzy GLSK (*Generation and Load Shift Key*) – współczynnik zmiany wytwarzania i odbioru. Podobnie definiuje się proporcje, w jakich wymianę będą realizować węzły graniczne sąsiada, z którym wyznacza się zdolności.

W systemie elektroenergetycznym stosuje się tzw. zasadę N–1, zgodnie z którą wyłączenie pojedynczego elementu sieci (np. generatora, linii, transformatora, szyn stacji itp.) nie powinno doprowadzić do naruszenia granic bezpieczeństwa czy stabilności systemu. Z tego powodu przy wyznaczaniu zdolności NTC rozważa się wszystkie możliwe scenariusze awarii jednego bądź – w szczególnych przypadkach – większej liczby elementów (tzw. analiza N–x). W najdokładniejszym przypadku opiera się to na równoległej analizie wielu modeli systemu z wprowadzonymi awariami.

Wartości zdolności NTC uzyskuje się, gdy zmieniając w jednym kierunku moce czynne obiektów występujących w GLSK i w przeciwnym – węzłów sąsiada, osiągnie się maksymalne wartości eksportu i importu, przy których w żadnym modelu nie są przekroczone limity bezpieczeństwa systemu. Do takich limitów należą m.in. obciążalności termiczne linii, zapasy stabilności, wartości napięć w węzłach czy ograniczenia bilansowe ze względu na zapasy rezerw. NTC można wyznaczać dla wielu potencjalnych scenariuszy rozkładu obciążenia i generacji, a ostateczna wartość NTC może być najmniejszą spośród wyznaczonych lub wyznaczona w sposób statystyczny. W przypadku, gdy NTC są wyliczane niezależnie przez sąsiadów, na rynek trafia mniejsza z dwóch wartości dla danego kierunku wymiany.

W sytuacji wyznaczania zdolności na profilu zakłada się wymianę między krajem (lub grupą krajów) a grupą krajów. NTC wyszukuje się wtedy, zmieniając równolegle salda krajów po obu stronach profilu, a następnie dzieli się te zdolności pomiędzy poszczególne granice.

Problemem nieskoordynowanego podejścia między operatorami jest brak uwzględnienia rozprywu energii z jednostek realizujących wymianę przez sieć sąsiadów. Można to łatwo rozwiązać przez wzajemne udostępnianie modeli i tworzenie wspólnych modeli sieci (*Common Grid Model*, CGM). Gdy operatorzy udostępniają sobie modele IGM oraz klucze GLSK, tworzą CGM i na jego podstawie wspólnie wyznaczają wartości NTC; mamy wówczas do czynienia z podejściem skoordynowanym. Uzyskane NTC oznacza się wtedy jako cNTC, gdzie „c” pochodzi od słowa *coordinated*. Oczywiście im więcej indywidualnych modeli składa się na CGM, tym dokładniejsze są rozprawy i wyznaczone wartości NTC.

Niestety rynek oparty na NTC (czy cNTC) nie odwzorowuje rzeczywistych zdolności przesyłowych. Wynika to przede wszystkim z założenia konkretnych i stałych pozycji bilansowych pozostałych państw. W praktyce ich wartości również będą wyznaczone w ramach rynku i w związku z tym pomyłka przy ich prognozie może uniemożliwić osiągnięcie stanu optymalnego – o największym dobrobycie społecznym uczestników rynku. Scenariusz wiąże się z założeniem pewnych przepływów, które bezpośrednio wpływają

m.in. na obciążenia linii i związane z nimi dopuszczalne zakresy salda wymiany. Przykładowo założenie wysokiego eksportu z Francji do Ukrainy zwiększy możliwości eksportowe z Polski do Niemiec, ograniczając za to możliwości importowe. NTC określają więc dopuszczalną zmienność wymiany na pewnym kierunku względem założonego scenariusza. Jeżeli z jakiegoś powodu wymiana pozostałych krajów będzie inna, to wyznaczone wartości są błędne i niepoprawnie dopuszczają lub ograniczają handel.

Bardzo dokładne wyniki można by uzyskać przez określenie zbioru wszystkich dopuszczalnych pozycji bilansowych stref uczestniczących w rynku. Niestety podejście bezpośrednio oparte na symulacjach jest zbyt wymagające obliczeniowo. Na szczęście opracowano zlinearyzowane podejście uproszczone – metodę FBA.

Wyznaczanie zdolności oparte na przepływach – FBA

W niniejszym rozdziale przedstawiona zostanie wersja FBA wykorzystywana w CCR Core [13]. Wersja stosowana w CCR Nordic nie różni się znacząco i jest mniej skomplikowana od metody Core.

Metoda ta opiera się na oszacowaniu przepływów energii przez elementy sieci przesyłowej i określeniu na tej podstawie zbioru pozycji bilansowych stref rynkowych (tzw. dziedziny lub domeny), które nie prowadzą do przeciążenia się elementów. Ograniczenia, których nie można przedstawić w postaci maksymalnych prądów gałęzi, uwzględnia się oddzielnie. Podejście to jest analogiczne do podejścia znanego z rynku węzłowego, lecz dla uproszczenia węzły sieci danej strefy agreguje się w jeden – strefowy. Prowadzi to do niczym nieograniczonego handlu wewnątrz strefy (jak w modelu miedzianej płyty), lecz ogranicza handel zewnętrzny.

Do analiz tworzy się modele CGM sieci krajów z danego regionu FBA oraz modele krajów sąsiadujących, jeżeli nawiązały one współpracę z danym CCR w celu zwiększenia dokładności wyznaczanych zdolności. Modele CGM Core powstają na każdą godzinę rozpatrywanego dnia poprzez połączenie modeli IGM przez Coreso i TSCNET (dawnych Regionalnych Koordynatorów Bezpieczeństwa, przekształconych w RCC wskutek Rozporządzenia PE i Rady 2019/943 [14] działających w sposób rotacyjny. Modele te nazywa się modelem D2CF (*Two Days ahead Congestion Forecast*), gdyż jego tworzenie odbywa się na dwa dni przed dostawą energii. Modele IGM przesłane do RCC powinny odwzorowywać spodziewany stan systemu na daną godzinę – bierze się tu pod uwagę wyłączenia elementów sieci, jednostek oraz wartości wytwarzania i odbioru energii.

Wraz z modelami przesyła się współczynniki GLSK lub dane do ich obliczenia oraz listy elementów krytycznych CNEC (*Critical Network Element associated with Contingency*), które nie mogą być przeciążone, a także listę elementów obserwowanych MNEC (*Monitored Network Element associated with Contingency*) wraz z awariami, które znacząco na nie wpływają. Na awarię mogą się składać wyłączenia gałęzi, szyny, jednostki, obciążenia lub ich złożenia. Następnie do modeli wprowadza się zdefiniowane awarie i dla każdego elementu krytycznego stowarzyszonego z daną awarią wyznacza się współczynniki

przesyłu mocy PTDF (*Power Transfer Distribution Factor*) między węzłami a stałym węzłem odniesienia. Określają one, jaki ułamek infinitezymalnej mocy wstrzykniętej do systemu w jednym węźle i odebranej w węźle odniesienia obciąża daną gałąź. Różnica pomiędzy dwoma współczynnikami PTDF wskazuje, ile z energii wstrzykniętej do sieci w jednym punkcie, a odebranej w drugim przepływa przez wskazaną gałąź. Kolejnym krokiem jest złożenie indywidualnych węzłów w węzeł strefowy:

$$\text{PTDF}_{i,z}^Z = \sum_{n \in \mathcal{N}_Z} \text{PTDF}_{i,n}^N \text{GLSK}_{n,z}; \quad i \in \mathcal{C}_Z \cup \mathcal{M}_Z, \quad z \in \mathcal{Z} \quad (\text{III.5.1})$$

gdzie:

$\mathcal{Z}$ – zbiór stref regionu, $\mathcal{C}_Z$ – zbiór elementów krytycznych CNEC strefy z , $\mathcal{M}_Z$ – zbiór elementów krytycznych MNEC strefy z , $\mathcal{N}_Z$ – zbiór węzłów strefy z , $\text{GLSK}_{n,z}$ – współczynnik zmiany wytwarzania i odbioru dla węzła n strefy z , $\text{PTDF}_{i,n}^N$ – węzłowy współczynnik PTDF elementu krytycznego CNEC i przy wyłączeniu w modelu stowarzyszonych z nim elementów uległych awarii przy wstrzyknięciu energii w węźle n , $\text{PTDF}_{i,n}^Z$ – strefowy współczynnik PTDF elementu krytycznego CNEC i przy wyłączeniu w modelu stowarzyszonych z nim elementów uległych awarii przy wstrzyknięciu energii w strefie z .

Różnica strefowych $\text{PTDF}_{i,n}^Z$ określa wrażliwość poszczególnych elementów sieci na wymianę międzystrefową. Metoda wyznaczania zdolności Core w celu zmniejszenia liczby elementów ograniczających i zwiększenia dziedziny FBA nakazuje odrzucenie z listy tych elementów CNEC, dla których maksymalna różnica jest mniejsza niż 5%. Dla i -tego elementu CNEC tę wartość maksymalną określa się w następujący sposób:

$$\text{PTDF}_{i,zz\max}^Z = \max_{z \in \mathcal{Z}} \text{PTDF}_{i,z}^Z - \min_{z \in \mathcal{Z}} \text{PTDF}_{i,z}^Z + \max_{j \in I} \left| \text{PTDF}_{i,A_j}^Z - \text{PTDF}_{i,B_j}^Z \right| \quad (\text{III.5.2})$$

gdzie:

$\mathcal{Z}$ – zbiór stref regionu, PTDF_{i,A_j}^Z , PTDF_{i,B_j}^Z – strefowe współczynniki przesyłu dla wewnętrznych stref wirtualnych utworzonych dla podstacji na krańcach j -tego połączenia HVDC.

Każdy operator może zdefiniować bezkosztowe środki zaradcze – są to środki, za pomocą których można sterować przepływami w sieci – typowym przykładem są tutaj przesuwniki fazowe oraz przełączenia gałęzi. Na elementach MNEC i pozostałych wykonuje się optymalizację tych środków zaradczych (*Non-costly Remedial Actions Optimization*, NRAO).

Optymalizacja opiera się na znalezieniu takiego zbioru środków zaradczych r , który maksymalizuje najmniejszy spośród względnych pozostałych marginesów przepływów RAM_{rel} :

$$\arg\max_{r \subset nRA} \min_{i \in CUM} \text{RAM}_{i,\text{rel}} \quad (\text{III.5.3})$$

Jest on zdefiniowany następująco:

$$\begin{aligned}
 \text{RAM}_{i,\text{rel}} &= \begin{cases} \frac{\text{RAM}_{i,\text{NRAO}}}{\sum_{(i,j) \in \text{pary sąsiednich stref}} [\text{PTDF}_{i,1 \rightarrow 2}^{\text{Z,NRAO}}]}, & \text{gdy } \text{RAM}_{i,\text{NRAO}} \geq 0 \\ \text{RAM}_{i,\text{NRAO}}, & \text{gdy } \text{RAM}_{i,\text{NRAO}} < 0 \end{cases} \\
 \text{RAM}_{i,\text{NRAO}} &= (F_{i,\text{max}} - F_{i,\text{RM}}) - (F_{i,\text{ref,init}} - \Delta F_{i,\text{NRAO}})
 \end{aligned} \tag{III.5.4}$$

gdzie:

$F_{i,\text{max}}$ – obciążalność elementu sieci, $F_{i,\text{ref,init}}$ – początkowy przepływ przez element z otwartą awarią w modelu CGM przy uwzględnieniu spodziewanego rozkładu generacji, $F_{i,\text{RM}}$ – zakres bezpieczeństwa równy aktualnie 10% i obniżający obciążalność elementu w celu uwzględnienia niedoskonałości przewidywań przepływów wskutek przybliżeń modelu i niedokładności prognoz, $\Delta F_{i,\text{NRAO}}$ – zmiana przepływu na skutek bezkosztowych środków zaradczych, C – zbiór przefiltrowanych CNEC, M – zbiór MNEC.

Gdy $\text{RAM}_{i,\text{NRAO}}$ jest dodatnie, elementy o niewielkiej wrażliwości na zmianę rozkładu generacji w strefach cechują się wyższym względnym RAM – mają mniejszy priorytet w procesie optymalizacyjnym. Gdy $\text{RAM}_{i,\text{NRAO}}$ jest ujemne, NRAO odciąża element z najmniejszym marginesem.

Po zakończeniu procesu NRAO ze względu na aktualizację topologii oraz parametrów przesuwników fazowych przelicza się nowe wartości PTDF^{N} , PTDF^{Z} oraz początkowe przepływy w modelu F_{ref} .

Kolejnym etapem jest wyznaczenie pozostałych zakresów obciążalności pozostałych elementów CNEC w obu kierunkach:

$$\text{RAM}_i = F_{i,\text{max}} - F_{i,\text{RM}} - F_{i,0,\text{Core}}; F_{i,0,\text{Core}} = F_{i,\text{ref}} - \sum_{z \in Z} \text{PTDF}_{i,z}^{\text{Z}} \cdot NP_{z,\text{ref,Core}} \tag{III.5.5}$$

gdzie: $NP_{z,\text{ref,Core}}$ – spodziewane salda stref w modelu.

Dziedzina (domena) zdolności sieciowych ograniczana jest przez zbiór hiperpłaszczyzn o postaci:

$$\sum_{z \in Z} \text{PTDF}_{i,z}^{\text{Z}} \cdot NP_z \leq \text{RAM}_i; \quad i \in C \tag{III.5.6}$$

Wymiar N_z przestrzeni, w której znajdują się hiperpłaszczyzny, jest równy liczbie stref regionu. Nie wszystkie elementy CNEC stowarzyszone są z hiperpłaszczyzną będącą bezpośrednim ograniczeniem dziedziny. Elementy CNEC, których hiperpłaszczyzny zawierają ścianę domeny, nazywane są elementami wstępnie rozwiązanymi (*presolved*). Punkty przecięcia N_z hiperpłaszczyzn wstępnie rozwiązujących dziedziny są nazywane wierzchołkami domeny, a sama dziedzina FBA jest zwykle wielokomórką.

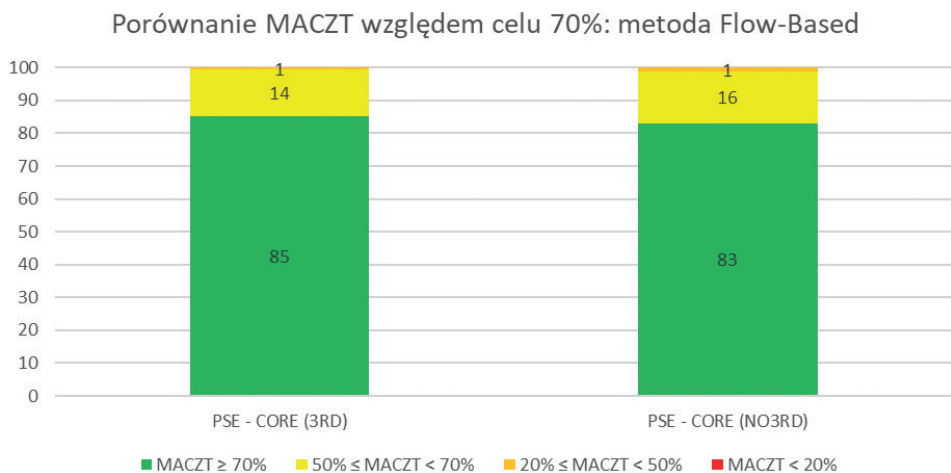
Wymogi artykułu 21 Rozporządzenia 2015/1222 [11] stwierdzają, że każdy operator sieci przesyłowej w obszarze Core musi zapewnić, że co najmniej 70% obciążalności gałęzi zostanie udostępnione do handlu międzynarodowego. Spełnienie tego warunku przez polskie elementy krytyczne przedstawia rys. III.5.1. Rozporządzenie 2019/943 [14] dopuszcza czasowe zmniejszenie tej wartości na czas wdrażania tzw. planu działania, o którego zatwierdzenie może wystąpić operator. Minimalne wartości zdolności

(*Minimum Available Capacities for Cross-Zonal Trading*, MACZT) zgodnie z planem działania zwiększają się liniowo co roku od oszacowanej historycznie wartości początkowej do 70% po jego zakończeniu. Co więcej, operatorzy zagrożeni wysokimi wartościami przepływów kołowych mogą wnioskować o odstępstwo od obowiązku zapewnienia minimalnych zdolności na okres jednego roku z możliwością przedłużenia. Ponadto operatorzy Core uzgodnili między sobą, że minimalna wartość RAM powinna wynosić 20%. W celu zwiększenia zdolności powiększa się więc RAM o poprawkę AMR (*Adjustment for Minimum RAM*), zwaną również wirtualnymi zdolnościami:

$$AMR_i = \max[R_{i,amr}F_{i,max} - (F_{i,max} - F_{i,RM} - F_{i,0,all}); 0, 2F_{i,max} - (F_{i,max} - F_{i,RM} - F_{i,0,Core}); 0] \quad (III.5.7)$$

gdzie:

$R_{i,amr}$ – współczynnik minimalnych zdolności wynikający z planu działania (docelowo 0,7), $F_{i,0,all}$ – przepływy na danym elemencie przy saldach wszystkich stref Core i poza Core równych 0, wyliczany analogicznie do $F_{i,0,Core}$, $F_{i,max} - F_{i,RM} - F_{i,0,all}$ – wartość MACZT.



Rys. III.5.1. Wykres MACZT w roku 2024 dla polskich elementów CNEC przy pominięciu przepływów od krajów trzecich (z lewej) i przy ich uwzględnieniu (z prawej)

Jest oczywiste, że skutkiem usunięcia z listy CNEC elementów, które nie spełniają warunku wrażliwości na zmiany sald, oraz dodania wirtualnych zdolności może być przeciążenie sieci. Z tego powodu każdy operator ma prawo ograniczyć zdolności, korzystając z indywidualnej weryfikacji w postaci składnika IVA (*Individual Validation Adjustment*). Weryfikacja powinna jednak być oparta na analizie, jaką maksymalną wartość marginesu RAM operator jest w stanie, korzystając z dostępnych mu kosztowych i bezkosztowych środków zaradczych, dostarczyć przy zachowaniu warunków bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego. Ze względu na olbrzymią liczbę CNEC i potencjalnych scenariuszy wyników rynku nie jest możliwe przeanalizowanie ich wszystkich. Stąd algorytmy

operatorów zwykle opierają się na sprawdzeniu, czy realizowalny będzie scenariusz odpowiadający wierzchołkowi domeny znajdującemu się najbliższej przewidywanemu stanowi systemu. Jeżeli nie, to na wartości RAM elementów CNEC przecinających wierzchołek nakłada się wartości IVA ograniczające zdolności.

Poszerzanie rzeczywistych marginesów o zdolności wirtualne obniżane po weryfikacji wymusza aktywność i czujność operatorów w zakresie zapewnienia jak największych zdolności przy jednoczesnym zachowaniu warunków bezpieczeństwa. W przypadku wystąpienia sytuacji zagrożenia w celu przywrócenia systemu do stanu normalnego operatorzy korzystają z awaryjnych środków zaradczych, takich jak zakup energii w celu odciążenia zagrożonych elementów oraz redysponowanie jednostek.

W celu zapewnienia wystarczającego dochodu z ograniczeń (*congestion income*) do algorytmów rynkowych przesyła się również zdolności bilateralne z aukcji długoterminowych. Algorytm rynkowy równolegle rozwiązuje problem aukcyjny, wykorzystując zdolności FBA i zdolności długoterminowe, mnożąc obie domeny przez współczynniki o sumie równej 1 i optymalizując nadwyżkę ekonomiczną.

Ostatnim krokiem wyznaczania zdolności jest przesunięcie domeny o przepływy $F_{i,nom}$ z nominacji fizycznych praw przesyłowych. Ostateczna wartość RAM przedstawia się następująco:

$$RAM_{i,final} = (F_{i,max} - F_{i,RM} - F_{i,0,Core} - F_{i,nom}) + AMR_i - IVA_i \quad (III.5.8)$$

W tab. III.5.1 podano przykładowe parametry do wyznaczenia zdolności dla linii Połaniec–Tarnów.

Tab. III.5.1. Przykładowy wykaz elementów krytycznych CNEC

CNE	Contingency	RAM [MW]	$R_{i,amr}$ [%]	$F_{i,max}$ [MW]	$F_{i,0,Core}$ [MW]	AMR [MW]	IVA [MW]	$PTDF_{i,DE}$ [-]	$PTDF_{i,PL}$ [-]	$PTDF_{i,RU}$ [-]
Połaniec–Tarnów (kierunek wzdłużny)	–	616	60	1039	374	56	0	–0,00144	0,04248	–0,02133
Połaniec–Tarnów (kierunek przeciwny)	–	1310	60	1039	–374	0	0	0,00144	–0,04248	0,02133
Połaniec–Tarnów (kierunek wzdłużny)	Połaniec–Rzeszów	448	60	1039	717	360	128	–0,00317	0,09088	–0,06226

Podsumowanie

Metoda wyznaczania zdolności rejonu Core przewiduje zmiany sald stref sąsiadujących z CCR w wyznaczaniu zdolności. Da się to uzyskać przez traktowanie węzłów reprezentujących te strefy na równi ze strefami regionu – wyznaczane dla nich elementy CNEC wrażliwe na ich przepływy, tak jak i współczynniki GLSK oraz PTDF. W praktyce oznacza to, że strefy sąsiednie będą traktowane przy wyznaczaniu zdolności RAM na równi z krajami regionu. Niestety bez przyłączenia tych stref do regionu nie ma możliwości uwzględnienia wpływu wymiany krajów Core na elementy zewnętrzne. W tej sytuacji dziedzina FBA reprezentuje tylko wpływ na ograniczenia wewnętrzne Core, a strefy zewnętrzne uwzględniają przepustowość swojej sieci w postaci zewnętrznego ograniczenia NTC.

Zwiększenie dokładności weryfikacji domeny można uzyskać poprzez międzyoperatorską koordynację wykorzystania dostępnych środków zaradczych. Operatorzy Core pracują nad stworzeniem narzędzia do skoordynowanej walidacji, które umożliwiłoby dalsze zwiększenie dostępnych zdolności. Aktualna weryfikacja dziedziny ogranicza się do analiz wewnątrz systemu danego operatora, przez co przewidywane do wykorzystania środki zaradcze mogą negatywnie wpływać na sieć sąsiadów.

Bibliografia

1. Nord Pool. No. 74/2010 NPS – Successful launch of the price coupling between the Nordic region and Poland; <https://www.nordpoolgroup.com/en/message-center-container/newsroom/exchange-message-list/2010/12/No-742010NPS-Successful-launch-of-the-price-coupling-between-the-Nordic-region-and-Poland/> [dostęp: kwiecień 2025].
2. Nord Pool. NO. 43/2015 – Introduction of LitPol and NordBalt; <https://www.nordpoolgroup.com/en/message-center-container/newsroom/exchange-message-list/2015/q4/no.-432015--introduction-of-litpol-and-nordbalt/> [dostęp: kwiecień 2025].
3. Nord Pool. 17 June 2021: Successful go-live of Interim Coupling – Reaching the SDAC enduring phase; <https://www.nordpoolgroup.com/en/message-center-container/newsroom/exchange-message-list/2021/q2/17-june-2021-successful-go-live-of-interim-coupling--reaching-the-sdac-enduring-phase/> [dostęp: kwiecień 2025].
4. Dyrektywa Rady z dnia 29 października 1990 r. w sprawie przesyłu energii elektrycznej poprzez sieci przesyłowe. Dz.U. L 313 z 13.11.1990, s. 30–33.
5. Dyrektywa Rady z dnia 29 czerwca 1990 r. dotycząca wspólnotowej procedury w celu poprawy przejrzystości cen gazu i energii elektrycznej dla końcowych odbiorców przemysłowych. Dz.U. L 185 z 17.7.1990, s. 16–24.
6. Dyrektywa 96/92/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 19 grudnia 1996 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej. Dz.U. L 27 z 30.1.1997, s. 20–29.
7. Dyrektywa 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 96/92/WE. Dz.U. L 176 z 15.7.2003, s. 37–56.
8. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE. Dz.U. L 211 z 14.8.2009, s. 55–93.

9. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE. Dz.U. L 158 z 14.6.2019, s. 125–199.
10. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003. Dz.U. L 211 z 14.8.2009, p. 15–35.
11. Methodology for a common D-2 capacity calculation in accordance with Article 21 of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management within Italy North CCR. 24 February 2025; https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/nc-tasks/Italy%20North_2025%20D-2%20CCM%20Proposal_Clean_Final.pdf.
12. Nordic Capacity Calculation Region capacity calculation methodology in accordance with Article 20(2) of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management. 14 October 2020; <https://nordic-rcc.net/wp-content/uploads/2024/01/CACM-Nordic-CCR-DA-and-ID-CCM-2020-1.pdf>.
13. Third Amendment of the Day-Ahead Capacity Calculation Methodology of the Core Capacity Calculation Region in accordance with article 20ff. of the Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24th July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management. Clean version. 8th December 2023; <https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/nc-tasks/Core%20DA%20CCM%203rd%20RfA%20-%20Clean%20version.pdf>.
14. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej. Dz.U. L 158 z 14.6.2019, s. 54–124.

IV Bezpieczeństwo elektroenergetyczne

Wstęp

Piotr Miller

Politechnika Lubelska, Wydział Elektrotechniki i Informatyki, Katedra Elektroenergetyki

Tematyka bezpieczeństwa elektroenergetycznego od lat zajmuje istotne miejsce podczas konferencji z cyklu „Aktualne Problemy w Elektroenergetyce”, będąc przedmiotem systematycznych analiz, debat eksperckich oraz prezentacji wyników badań naukowych i wdrożeń technicznych. W obecnej edycji APE'25 zagadnienie to ponownie znalazło odzwierciedlenie w licznych referatach, które dotyczą aktualnych wyzwań stojących przed Krajowym Systemem Elektroenergetycznym (KSE) w dobie transformacji energetycznej. Bezpieczeństwo pracy systemu elektroenergetycznego jest fundamentem funkcjonowania nowoczesnego państwa i gospodarki. Utrzymanie ciągłości dostaw energii elektrycznej, zdolność do bilansowania podaży i popytu w każdych warunkach pracy oraz odporność na zagrożenia techniczne i cybernetyczne stanowią dziś wyzwania o charakterze strategicznym. Jednocześnie transformacja energetyczna – obejmująca stopniowe wycofywanie źródeł konwencjonalnych, dynamiczny rozwój źródeł odnawialnych (OZE), wdrażanie magazynów energii oraz cyfryzację systemu – wymusza redefinicję podejścia do projektowania, eksploatacji i zabezpieczania systemu elektroenergetycznego.

W niniejszej części monografii zaprezentowano szerokie spektrum zagadnień wpisujących się w tę problematykę – od transformacji energetycznej i długoterminowego zbilansowania systemu, przez architekturę cyberbezpieczeństwa systemów zdalnego sterowania, po metody analizy stabilności napięciowej i optymalnego doboru konfiguracji stacji elektroenergetycznych. Autorzy zaproponowali zarówno nowe narzędzia i procedury obliczeniowe, jak i podejścia wspierające podejmowanie decyzji inwestycyjnych oraz operacyjnych. Wspólnym mianownikiem wszystkich prac jest troska o zwiększenie odporności systemu i zapewnienie bezpieczeństwa jego działania w warunkach szybko zmieniającego się otoczenia technologicznego i regulacyjnego.

Rozdział *Zrównoważona transformacja energetyczna źródeł wytwórczych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym* stanowi kompleksowe opracowanie strategicznej wizji transformacji energetycznej w polskim sektorze elektroenergetycznym do roku 2050, w kontekście zobowiązań klimatycznych wynikających m.in. z Porozumienia paryskiego i unijnego pakietu „Fit for 55”. Autor rozdziału za główny cel uznaje całkowite odejście

od paliw kopalnych w elektroenergetyce i przejście na system oparty na źródłach zeroemisyjnych, przy zachowaniu bezpieczeństwa pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE), konkurencyjnych kosztów energii oraz minimalizacji emisji CO₂.

Autor wskazuje, że nadrzędnym kryterium transformacji powinna być nieprzerwana i stabilna praca KSE. W tym celu konieczna będzie zastępowalność wycofywanych z eksploatacji bloków węglowych przez źródła o wysokiej ciągłości pracy. W polskich realiach, przy ograniczonych zasobach hydroenergetycznych, jedyną realistyczną alternatywą są wielkoskalowe elektrownie jądrowe i uzupełniająco – źródła odnawialne (OZE), takie jak fotowoltaika, elektrownie wiatrowe (lądowe oraz morskie), biomasa i biogaz.

Szczegółowo omówiono plan wycofywania konwencjonalnych jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD) oraz potrzeby inwestycyjne w zakresie budowy nowych mocy. Według prognoz:

- w 2030 r. ok. 61% energii nadal pochodzić będzie z paliw kopalnych;
- w 2040 r. udział zeroemisyjnych źródeł wzrośnie do 75%;
- w 2050 r. całość energii będzie pochodzić ze źródeł zeroemisyjnych (OZE + energetyka jądrowa).

Wskazano konkretne liczby: do 2050 r. potrzebne będzie minimum 15 GW mocy jądrowej (12 GW w dużych elektrowniach + 3 GW w SMR-ach), a łącznie OZE osiągną moc ponad 116 GW (m.in. 40,5 GW PV, 35,9 GW wiatrowych).

Z perspektywy ekonomicznej przeanalizowano jednostkowe zdyskontowane koszty wytwarzania energii w różnych technologiach. Elektrownie jądrowe charakteryzują się kosztami rzędu 470 zł/MWh, porównywalnymi z energetyką wiatrową i PV, biorąc pod uwagę także koszty emisji CO₂.

Autor postuluje konieczność zintegrowanej, wieloetapowej strategii transformacji KSE, z zachowaniem elastyczności w dostosowaniu harmonogramu do zmian technologicznych i politycznych. Kładzie nacisk na równoległy rozwój OZE i energetyki jądrowej, przy stopniowym, synchronicznym wygaszaniu konwencjonalnych bloków węglowych.

Pytania i uwagi do autora

- Czy autor przewiduje możliwość opóźnienia realizacji projektu jądrowego i jakie byłyby tego konsekwencje dla bezpieczeństwa KSE?
- Na ile realna jest budowa 15 GW mocy jądrowej w Polsce do 2050 r. przy obecnym tempie przygotowań?
- Jak autor odnosi się do roli magazynów energii w kontekście bilansowania pracy OZE?

Rozdział *Założenia i procedury obliczeniowe w analizie długoterminowego zbilansowania systemu elektroenergetycznego* przedstawia metodykę analityczną wspierającą proces planowania długoterminowego transformacji KSE z uwzględnieniem celów klimatyczno-energetycznych do 2050 r. Kluczowe wyzwania dotyczą oceny wpływu rosnącego

udziału OZE, charakteryzujących się dużą zmiennością i zależnością poziomu generacji od warunków pogodowych, na bilansowanie popytu i podaży energii elektrycznej.

Zastosowana metodyka opiera się na narzędziu PLEXOS, w którym zastosowano procedurę iteracyjną łączącą optymalizację długoterminową (moduł LT Plan) oraz krótkoterminową (moduł ST Schedule). LT Plan generuje początkową strukturę mocy wytwórczych i magazynowych, natomiast ST Schedule weryfikuje ją operacyjnie z uwzględnieniem rzeczywistych ograniczeń ruchowych (np. rampy mocy, minima generacji). Dzięki iteracjom istnieje możliwość korekty inwestycji oraz wyznaczenia realistycznych, kosztowo zoptymalizowanych ścieżek rozwoju systemu.

W analizie uwzględniono osiem wariantów obliczeniowych, różnicujących poziom zapotrzebowania na energię (bazowy i wysoki), udział energetyki jądrowej (niski i wysoki) oraz obecność optymalizacji ruchowej.

Na podstawie analiz czułościowych wyznaczono optymalne poziomy mocy OZE w perspektywie lat 2040 i 2050, minimalizując koszty systemowe (w mld zł i zł/MWh). W procedurze pod uwagę wzięto także koszt niepokrytego zapotrzebowania, koszty paliw, emisji CO₂ i inwestycji.

W końcowym etapie dokonano korekty struktury mocy dla całego horyzontu czasowego, uwzględniając wyniki z lat węzłowych (2030, 2040, 2050). Ostateczna struktura mocy zapewnia większą elastyczność ruchową KSE oraz odporność na zakłócenia. Równocześnie minimalizuje ryzyko poniesienia kosztów osieroconych i pozwala na realistyczne określenie potrzeb inwestycyjnych.

Autorzy podkreślają, że w dobie dynamicznej transformacji energetycznej niezbędne jest odchodzenie od uproszczonych modeli analitycznych i stosowanie procedur iteracyjnych uwzględniających rzeczywiste ograniczenia operacyjne. Tylko takie podejście umożliwia wiarygodne i efektywne planowanie rozwoju KSE.

Pytania i uwagi do autorów

- Zaprezentowano wyniki obliczeń dla wariantu WO 1.1.1. Czy znane są wyniki dla pozostałych scenariuszy, podsumowanie tych wyników, analiza porównawcza lub zestawienie zbiorcze?
- Czy rozważano wykorzystanie innych narzędzi niż PLEXOS – jeśli tak, to jakie były różnice w uzyskanych wynikach?

W rozdziale *Pilotażowa instalacja systemu WAMS dla celów monitorowania pracy systemu przesyłowego KSE* omówiono strukturę i podstawowe funkcje realizowane przez system monitorowania pracy systemu przesyłowego ENTSO-E (system EAS – *ENTSO-E-wide Awareness System*), który wykorzystuje pomiary synchroniczne pochodzące z systemów elektroenergetycznych krajów należących do ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity). Zaprezentowano także wdrażany aktualnie w PSE system WAMS (*Wide Area Monitoring System*), jego podstawowe założenia funkcjonalne oraz oprogramowanie narzędziowe.

Konieczność ciągłego monitorowania stanu pracy systemu elektroenergetycznego (SEE) wynika ze zmian w strukturze wytwarzania, stopniowego odchodzenia od konwencjonalnych jednostek wytwórczych i coraz większej koncentracji OZE, co wpływa na zmniejszenie inercji SEE i prowadzi do istotnych zmian w jego dynamice. Możliwość monitorowania stanu SEE w czasie rzeczywistym oraz wczesne wykrywanie zagrożeń mają kluczowe znaczenie dla bezpieczeństwa współczesnych systemów elektroenergetycznych. Mogą w tym pomóc instalowane na coraz większą skalę urządzenia pomiarowe, tzw. PMU (*Phasor Measurement Unit*), które dzięki swoim właściwościom zwiększają stopień obserwowalności SEE i poprawiają świadomość sytuacyjną warunków jego pracy. Aby to osiągnąć, konieczne jest jednak przeprowadzenie oceny jakości danych pomiarowych pochodzących z urządzeń PMU, co jest kluczowe dla wiarygodności aplikacji WAMS wdrażanej w PSE.

W rozdziale omówiono stan istniejący oraz perspektywy rozbudowy systemu WAMS w KSE, wskazano także przykłady wykorzystania tego systemu oraz pomiarów PMU podczas próby systemowej polegającej na podaniu napięcia i mocy rozruchowej z zewnętrznego, oddalonego źródła (Słowacja) do uruchomienia bloku 240 MW w Elektrowni Połaniec. Drugim przykładem praktycznego wykorzystania wdrażanego systemu było monitorowanie oscylacji międzyobszarowych w trakcie synchronizacji systemów bałtyckich.

Pytania i uwagi do autorów

- Opisując zakres danych przesyłanych przez moduły PMU do koncentratora PDC, autorzy wymienili m.in. fazory napięć i prądów oraz wyliczone dla tych wielkości składowe zgodne. Czy pozostałe składowe symetryczne: przeciwnie i zerowe są także dostępne?
- Czy zakładana jest jakaś data pełnego wdrożenia systemu WAMS, np. określona jako data, kiedy funkcjonalność wdrażanego w PSE systemu WAMS będzie zbliżona do systemu EAS?
- Czy na etapie struktury warstwowej wdrażanego systemu WAMS przewidziane jest funkcjonowanie warstwy biznesowej, dostępnej dla instytucji współpracujących z PSE?

W rozdziale *Analiza i rozwój architektury bezpieczeństwa cybernetycznego w systemach zdalnego sterowania w energetyce* przedstawiono raport dotyczący analizy i rozwoju architektury bezpieczeństwa cybernetycznego w opracowanym przez Instytut Energetyki oprogramowaniu systemu zdalnego sterowania (SZS), należącego do klasy systemów SCADA, które jest wykorzystywane do monitorowania procesów regulacji napięcia. Zmiany architektury bezpieczeństwa cybernetycznego są odpowiedzią na wymogi norm serii IEC 62443, wynikają także z doświadczeń autorów z realizacji różnorodnych projektów w energetyce. Systemy typu SCADA mają kluczowe znaczenie dla infrastruktury energetycznej, a ich bezpieczeństwo jest priorytetem, stąd konieczne jest zastosowanie najwyższych standardów w ramach bezpieczeństwa cybernetycznego.

Autorzy wskazują na zmieniające się realia w zakresie cyberbezpieczeństwa: przejście od systemów izolowanych do zintegrowanych z infrastrukturą IT, co wymusza nowe podejście do ochrony przed zagrożeniami. Przedstawiona architektura opiera się na zasadzie *Defense in Depth* (obrona warstwowa), gdzie sieć energetyczna jest logicznie podzielona na strefy: OT (*Operational Technology* – technologia operacyjna), DMZ (*Demilitarized Zone* – strefa zdemilitaryzowana) oraz strefa biznesowa IT z dedykowanymi zabezpieczeniami na każdym poziomie.

W rozdziale omówiono szerokie spektrum zagrożeń systemów SCADA, od błędów konfiguracyjnych, przez ataki *brute-force*, aż po fizyczne sabotaże. Wskazano też na ryzyka eksploatacyjne, takie jak zużycie nośników, nieprawidłowe procedury kopii zapasowych czy brak aktualizacji.

Centralną część raportu stanowi przegląd siedmiu podstawowych wymagań bezpieczeństwa FR (*Fundamental Requirements*) według normy IEC 62443, w kontekście dostosowania SZS do nowej architektury bezpieczeństwa cybernetycznego.

W rozdziale opisano również procedury bezpieczeństwa: eksploatacyjne, awaryjne i związane z zarządzaniem danymi wrażliwymi. Autorzy podkreślają rolę regularnej analizy ryzyka oraz procedur utwardzania komponentów SZS (*hardening*), takich jak wyłączanie nieużywanych portów i usług, ograniczenie działania systemu jedynie do niezbędnych funkcji czy wymuszenie stosowania silnych haseł.

W podsumowaniu wyraźnie zaznaczono, że obecne wyzwania w zakresie cyberbezpieczeństwa wymagają nie tylko aktualizacji technologicznej, ale też kulturowej zmiany podejścia – od infrastruktury, przez oprogramowanie, po kompetencje pracowników.

Pytania i uwagi do autorów

- Czy autorzy testowali skuteczność wdrożonych zabezpieczeń SZS w warunkach symulowanych ataków?
- Czy uwzględniono zabezpieczenia przed zagrożeniami wynikającymi z uczenia maszynowego lub innych narzędzi wykorzystujących sztuczną inteligencję używanych w atakach?
- Czy uwzględniono aspekt ludzki jako najsłabsze ogniwo systemu zabezpieczeń?

Rozdział *Line voltage stability index method for the evaluation of voltage stability in electrical power system using renewable energy sources techniques based on machine learning models* koncentruje się na problematyce stabilności napięciowej w systemach elektroenergetycznych z rosnącym udziałem źródeł odnawialnych. Stabilność napięciowa (*voltage stability*) jest kluczowym aspektem niezawodności systemu, a jej utrata może prowadzić do poważnych awarii, w tym do blackoutu. W rozdziale zaprezentowano nową metodę oceny tej stabilności opartą na indeksie LVSI (*Line Voltage Stability Index*) oraz nowoczesne techniki uczenia maszynowego, głównie algorytm *Random Forest* (RF).

W przeciwieństwie do klasycznych metod, które wymagają wielokrotnych i czasochłonnych obliczeń rozplływów mocy, proponowany wskaźnik LVSI bazuje na napięciach fazorowych oraz prostym równaniu kwadratowym, co umożliwia szybkie i efektywne

określenie marginesu stabilności napięciowej linii. Wartość indeksu spada wraz ze wzrostem obciążenia linii, co pozwala na wczesne wykrycie linii krytycznych oraz potencjalnego punktu zapaści napięciowej.

Autorzy przeprowadzili analizę porównawczą z użyciem modelu testowego *IEEE-14 bus*. W ramach badań wykorzystano trzy modele klasyfikacyjne: *Decision Tree* (DT), *K-Nearest Neighbors* (KNN) i *Random Forest* (RF), przy czym model RF wykazał się najwyższą skutecznością, osiągając precyzję klasyfikacji na poziomie 93,2%. Wyniki wskazują, że RF może efektywnie przewidywać poziom stabilności napięciowej, także w systemach z rozproszoną generacją i dużą liczbą zmiennych.

Metoda zaproponowana w pracy w opinii autorów nie tylko zwiększa dokładność i szybkość oceny, ale także umożliwia identyfikację newralgicznych punktów systemu w czasie rzeczywistym. Dzięki prostocie obliczeniowej oraz możliwości integracji z systemami monitorującymi w czasie rzeczywistym LVSI w połączeniu z RF stanowi narzędzie praktyczne i skalowalne. System może dynamicznie reagować na zmiany obciążenia, wspierając decyzje operatorów sieci w kontekście prewencyjnego zarządzania energią.

Pytania i uwagi do autorów

- Czy opracowany model RF został przetestowany również na bardziej złożonych układach (np. IEEE 118-bus)? *Has the proposed RF model been tested on more complex systems (e.g., IEEE 118-bus)?*
- Jakie są ograniczenia dokładności modelu RF przy dużych wahaniach generacji z OZE? *What are the limitations of RF model accuracy under large RES generation fluctuations?*
- Na ile realistyczna jest implementacja metody w czasie rzeczywistym w sieciach krajowych? *How realistic is real-time implementation of the method in national power networks?*

W rozdziale *Dobór struktury rozdzielni stacji elektroenergetycznej wysokiego napięcia przy uwzględnieniu wytycznych i ograniczeń otoczenia* przedstawiono metodykę optymalnego doboru konfiguracji rozdzielni w stacjach elektroenergetycznych wysokiego napięcia, z uwzględnieniem ich roli w systemie elektroenergetycznym oraz ograniczeń otoczenia. Zasadniczym celem pracy jest usprawnienie procesu decyzyjnego związanego z wyborem struktury stacji, co przekłada się na efektywność inwestycji i zwiększenie niezawodności działania systemu.

W pierwszej części autorzy definiują wymagania stawiane stacjom elektroenergetycznym, które wynikają z potrzeby zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii, niezawodności, elastyczności ruchowej i eksploatacyjnej, a także minimalizacji kosztów inwestycyjnych oraz eksploatacyjnych. W tym kontekście klasyfikują stacje na: przyelektrowniane, międzysystemowe, systemowe i odbiorcze – każda z nich pełni inną funkcję w systemie i wymaga indywidualnego podejścia przy projektowaniu rozdzielni.

Następnie przedstawiono wpływ transformacji energetycznej na funkcjonowanie stacji. Zmieniające się warunki pracy systemu elektroenergetycznego (SEE), wynikające

z rosnącego udziału OZE, zmienności przepływów oraz konieczności częstych rekonfiguracji układów, wymagają nowoczesnych, elastycznych i skalowalnych rozwiązań. Schematy rozdzielni powinny być przystosowane do łatwego serwisowania i rozbudowy, a także zapewniać możliwość działania w różnych scenariuszach sieciowych.

Autorzy zaproponowali sześciostopniową procedurę wyboru konfiguracji rozdzielni. Proces ten oparto na podejściu scoringowym z wykorzystaniem metod *Simple Additive Weighting* i ELECTRE, co umożliwia porównanie różnych wariantów i utworzenie rankingu rozwiązań na podstawie przypisanych wag i punktacji.

Zaletą zaproponowanej metody jest jej praktyczność – wykorzystuje wiedzę ekspercką oraz ustrukturyzowane kryteria, takie jak: bezpieczeństwo, dostępność podczas remontów, elastyczność ruchowa, koszty inwestycyjne, ograniczenia terenowe i technologiczne. W wyniku procesu powstaje ranking konfiguracji, który wspiera decyzje inwestycyjne.

W podsumowaniu wskazano, że zmiany w systemie elektroenergetycznym wymagają nowego podejścia do projektowania stacji. Stacje muszą być projektowane z myślą o przyszłości – ich układy powinny umożliwiać adaptację do zmiennych warunków i zapewniać stabilność systemu w długim okresie.

Pytania i uwagi do autorów

- Na ile opracowana metoda scoringowa została już wdrożona w praktyce PSE lub innych OSP? Czy dostępne są dane z rzeczywistych zastosowań?
- W jaki sposób autorzy planują rozwiązać problem subiektywności przy ustalaniu wag dla kryteriów? Czy są przewidziane mechanizmy kalibracji tych wag?
- Kolejna uwaga dotyczy tabeli IV.6.4. Z tekstu nad tabelą wynika, że kolumna „Suma” wyznaczana jest ze znakiem przeciwnym. Trudno to uzasadnić, tymczasem dużo lepszym uzasadnieniem byłby fakt, że sumowanie dotyczy kolumn, a nie wierszy tabeli. Sama konstrukcja tabeli zakłada, że układem odniesienia jest układ stacji w kolumnie (wartość 7 w kolumnie B), natomiast wiersz wskazuje układ stacji, z którym porównywany jest układ określony w kolumnie (jest znacząco lepszy niż ten w wierszu, czyli A).

IV.1. Zrównoważona transformacja energetyczna źródeł wytwórczych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym

Bolesław Zaporowski

Politechnika Poznańska, Wydział Inżynierii Środowiska i Energetyki, Instytut Elektroenergetyki

Wprowadzenie

Jedno z największych wyzwań światowej gospodarki stanowi obecnie konieczność przeprowadzenia transformacji energetycznej, której celem jest doprowadzenie do neutralności klimatycznej, tzn. do stanu równowagi w ekosystemie między emisją i pochłanianiem gazów cieplarnianych, z których najważniejszy jest dwutlenek węgla. Największymi emitentami dwutlenku węgla są urządzenia, w których spalane są paliwa kopalne, takie jak węgiel, przetwory ropy naftowej i gaz ziemny. Dotyczy to przede wszystkim elektrowni i elektrociepłowni, środków transportu, instalacji przemysłowych oraz ciepłownictwa. W 2015 r. na 21. Konferencji Stron Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmiany Klimatu (*Conference of the Parties to the United Nations Framework Convention on Climate Change*) w Paryżu (30 listopada–12 grudnia 2015 r.) 195 państw, po wieloletnich negocjacjach, przyjęło Porozumienie klimatyczne (paryskie), które Polska podpisała 27 kwietnia 2016 r. w siedzibie ONZ w Nowym Jorku, a 6 października tego samego roku Sejm RP przyjął uchwałę o jego ratyfikacji. Zgodnie z tym Porozumieniem kraje, które je ratyfikowały, są zobowiązane do osiągnięcia neutralności klimatycznej w zadeklarowanym przez siebie terminie. Większość krajów, w tym państwa Unii Europejskiej, zadeklarowała uzyskanie tego stanu do 2050 r. W następstwie Rada Europejska w grudniu 2020 r. podjęła decyzję w sprawie redukcji emisji CO₂ w państwach członkowskich Unii Europejskiej do 2030 r. o 55% („Fit for 55”) względem 1990 r. jako etapu pośredniego na drodze do osiągnięcia neutralności klimatycznej w 2050 r. Polska jest zobowiązana do realizacji zarówno zapisów zawartych w Porozumieniu paryskim, jak i decyzji Rady Europejskiej z grudnia 2020 r. Najważniejsze zadania wynikające z tych porozumień dotyczą sektora wytwórczego elektroenergetyki, gdyż odpowiada on za ponad 40% emisji CO₂ [1]. Dlatego w Polsce jest pilnie potrzebny strategiczny program transformacji energetycznej, którego celem byłoby odejście od stosowania paliw kopalnych w elektroenergetyce, przemyśle, transporcie i ciepłownictwie. W niniejszym rozdziale podjęto próbę nakreślenia w długoterminowej perspektywie strategii transformacji energetycznej sektora wytwórczego polskiej elektroenergetyki. Jako punkt wyjścia przy podjęciu próby rozwiązania tego problemu przyjęto art. 5 Konstytucji Rzeczypospolitej Polskiej, który zobowiązuje nasz kraj do zapewniania ochrony środowiska przy

kierowaniu się zasadą zrównoważonego rozwoju. Zasadę tę w odniesieniu do zrównoważonej transformacji energetycznej w polskiej elektroenergetyce można zawrzeć w krótkim stwierdzeniu, że powinna ona zapewniać ekonomiczny rozwój kraju, chroniąc jednocześnie równowagowy stan w ekosystemie. Biorąc pod uwagę te wymagania, zrównoważona transformacja energetyczna sektora wytwórczego polskiej elektroenergetyki powinna spełniać trzy następujące kryteria: (i) zapewniać bezpieczeństwo pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE), niezbędne dla niezawodnej dostawy energii elektrycznej do odbiorców; (ii) zapewniać dostępność energii elektrycznej po możliwie niskiej (przystępnej) cenie (wytwarzanej przy możliwie niskich kosztach), sprzyjającej ekonomicznemu rozwojowi kraju; (iii) zapewniać ochronę środowiska oraz przeciwdziałać zmianom klimatycznym przez minimalizację jednostkowej emisji CO₂ (kg CO₂/kWh) przy wytwarzaniu energii elektrycznej [2].

Bezpieczeństwo pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego

Kryteria, jakie musi spełniać zrównoważona transformacja energetyczna źródeł wytwórczych w KSE, zostały sformułowane we wprowadzeniu. Podstawowym celem zrównoważonego rozwoju systemu elektroenergetycznego jest zapewnienie w długiej perspektywie czasowej bezpieczeństwa dostawy energii elektrycznej odbiorcom po przystępnej cenie, przy zapewnieniu ochrony środowiska. Nadrzędne kryterium zrównoważonego rozwoju źródeł wytwórczych w KSE stanowi zatem zapewnienie jego bezpiecznej i stabilnej pracy. Podstawą bezpiecznej pracy KSE jest przede wszystkim równowaga, w każdej chwili wszystkich dni roku, między zapotrzebowaniem na moc w KSE a dostępną mocą źródeł wytwórczych [3]. Podstawowe znaczenie dla zapewnienia bezpiecznej i stabilnej pracy KSE mają moc i stan techniczny jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD). Ich moc osiągalna w KSE na 31 marca 2025 r. wynosiła ok. 28,1 GW. Tworzą je: sześćdziesiąt dziewięć kondensacyjnych bloków parowych opalanych węglem kamiennym i brunatnym o jednostkowej mocy powyżej 150 MW, przyłączonych głównie do sieci przesyłowej 400 kV i 220 kV oraz częściowo do sieci dystrybucyjnej 110 kV o łącznej mocy osiągalnej ok. 23 032 MW, dwa kondensacyjne bloki gazowo-parowe opalane gazem ziemnym o łącznej mocy ok. 1434 MW, jedenaście bloków elektrowni szczytowo-pompowych o łącznej mocy ok. 1413 MW, cztery kogeneracyjne bloki gazowo-parowe opalane gazem ziemnym o łącznej mocy ok. 2042 MW oraz dwa kogeneracyjne bloki parowe opalane węglem o łącznej mocy 212 MW. W chwili obecnej ok. 82,0% całkowitej mocy JWCD stanowi moc bloków parowych opalanych węglem, z których piętnaście o łącznej mocy ok. 3,4 GW przepracowało w KSE już od 45 do ponad 55 lat i będzie musiało zostać wyłączonych z eksploatacji prawdopodobnie w ciągu najbliższych 10 lat. Natomiast w latach 2026–2028 zostaną włączone do KSE cztery kondensacyjne bloki gazowo-parowe opalane gazem ziemnym o łącznej mocy ok. 2839 MW. Wszystkie te bloki uzyskały kontrakty na rynku mocy, każdy na 17 lat, począwszy odpowiednio od roku 2026, 2027 i 2028. Powinno to zapewnić bezpieczeństwo pracy KSE do ok. 2030 r.

Po tym okresie wystąpi deficyt mocy JWCD w KSE, zagrażający bezpieczeństwu jego pracy, gdyż parowe bloki opalane węglem kamiennym i brunatnym będą stopniowo wycofywane z eksploatacji. W związku z tym zaistnieje potrzeba włączenia do KSE w miejsce tych bloków nowych JWCD, charakteryzujących się podobną ciągłością i stabilnością pracy, którymi w warunkach Polski, pozbawionej dużych zasobów hydroenergetycznych, zgodnie z kryteriami zrównoważonej transformacji energetycznej, mogą być tylko zeroemisyjne energetyczne bloki jądrowe, charakteryzujące się również, ważną dla bezpieczeństwa pracy KSE, ciągłością pracy [4]. Należy podkreślić, że w ostatnich latach w KSE ma miejsce duży przyrost mocy rozproszonych źródeł wytwórczych (nJWCD), szczególnie jednostek wytwórczych wykorzystujących OZE i – w mniejszym stopniu – jednostek kogeneracyjnych, których praca (moc) jest zależna od warunków pogodowych lub zapotrzebowania na ciepło w systemach ciepłowniczych [5]. Poza tym w najbliższych latach będzie się zwiększało zapotrzebowanie na moc w KSE. Dlatego także z tego powodu w KSE musi się zwiększać moc nie tylko źródeł wytwórczych wykorzystujących OZE (nJWCD), ale też nowych zeroemisyjnych JWCD. Wynika stąd, że ważnym wymogiem procesu transformacji energetycznej źródeł wytwórczych w KSE, związanym z koniecznością zapewnienia bezpieczeństwa jego pracy, jest zsynchronizowanie wyłączania z ruchu wyeksploatowanych bloków parowych opalanych węglem, pełniących w KSE funkcje JWCD, z włączaniem do eksploatacji nowych zeroemisyjnych jednostek wytwórczych, mogących pełnić w KSE podobne funkcje, którymi w Polsce, z powodu braku dużych zasobów hydroenergetycznych, mogą być tylko energetyczne bloki jądrowe. Skromne krajowe zasoby gazu ziemnego, jego ograniczone zasoby światowe, brak w pełni liberalnego rynku międzynarodowego tego paliwa i wysoka cena jednostki jego energii (powyżej 40 zł/GJ) oraz emisyjność CO₂ kondensacyjnych bloków gazowo-parowych opalanych gazem ziemnym w wysokości ok. 45% emisyjności bloków parowych opalanych węglem nie pozwalają uznać gazu ziemnego za strategiczne paliwo dla JWCD mających zapewnić w długoterminowej perspektywie bezpieczeństwo pracy KSE. Dlatego wycofywane z eksploatacji JWCD w postaci kondensacyjnych bloków parowych opalanych węglem, z punktu widzenia bezpieczeństwa pracy KSE, powinny być zastępowane przede wszystkim przez zeroemisyjne energetyczne bloki jądrowe, a tylko przejściowo mogą je zastąpić bloki gazowo-parowe opalane gazem ziemnym. Jednak w najbliższym czasie w Polsce w elektroenergetyce gaz ziemny powinien być wykorzystywany przede wszystkim jako paliwo dla wysokosprawnych gazowo-parowych bloków kogeneracyjnych, których sprawność ogólna (zamiany energii chemicznej paliwa na energię elektryczną i ciepło) jest wyższa od 85% [6].

Wymagana moc JWCD dla zapewnienia bezpiecznej i stabilnej pracy KSE zależy od: zapotrzebowania na moc w KSE w szczycie zimowym i szczycie letnim, średniego rocznego zapotrzebowania na moc w KSE oraz mocy źródeł rozproszonych (nJWCD). Wyznaczone prognozowane wartości: zużycia energii elektrycznej brutto, obciążenia KSE w szczycie zimowym i szczycie letnim, planowanych wycofań z eksploatacji JWCD oraz wymaganej mocy JWCD i stanu mocy nJWCD, narastająco na lata 2030, 2040 i 2050,

przedstawiono w tab. IV.1.1, wykorzystując dane dotyczące obciążeń KSE w szczycie zimowym i szczycie letnim oraz planowanych wycofań z eksploatacji bloków parowych opalanych węglem z opracowań Polskich Sieci Elektroenergetycznych SA [7] i Urzędu Regulacji Energetyki [8].

Tab. IV.1.1. Prognoza bilansu mocy w KSE w latach 2030, 2040 i 2050

Wielkość	Lata	2030	2040	2050
Prognoza zużycia brutto energii elektrycznej [TWh]		203,1	236,4	273,5
Prognozowane zapotrzebowanie na moc szczytową dla szczytu zimowego [GW]		32,7	38,1	44,1
Prognozowane zapotrzebowanie na moc szczytową dla szczytu letniego [GW]		30,5	35,1	40,3
Planowane wycofania z ruchu JWCD [GW]		1,1	10,3	29,4
Planowana budowa nowych JWCD (gazowo-parowych, opalanych gazem ziemnym) [GW]		2,8	2,8	2,8
Prognozowana moc JWCD po wycofaniach z ruchu i zbudowaniu planowanych nowych JWCD [GW]		30,2	21,0	1,5
Prognozowana moc źródeł rozproszonych (nJWCD) [GW]		46,8	74,6	79,2
Wymagane nowe moce JWCD [GW]			7,0	15,0

Propozycja programu zrównoważonej transformacji energetycznej źródeł wytwórczych w KSE

Zrównoważona transformacja energetyczna źródeł wytwórczych w KSE, której celem w perspektywie 2050 r. jest odejście od stosowania paliw kopalnych, stanowi złożony, wielowymiarowy proces gospodarczy. Dlatego opracowanie programu jego realizacji jest bardzo trudne. Ze względu na długi okres realizacji (ok. 25 lat) będzie on musiał podlegać wielokrotnej aktualizacji. W tej chwili jednak ważne jest jasne zdefiniowanie jego celu i podstawowych kierunków strategii realizacji. Główny cel transformacji energetycznej źródeł wytwórczych w KSE został zdefiniowany powyżej jako odejście od stosowania paliw kopalnych, a nadrzędne kryterium procesu jej realizacji zostało określone jako zapewnienie bezpieczeństwa pracy KSE.

Przy opracowywaniu programu założono, że w procesie odchodzenia od stosowania paliw kopalnych w miejsce wycofywanych z eksploatacji opalanych nimi źródeł w KSE będą budowane wszystkie zeroemisyjne komercyjnie dojrzałe źródła energii elektrycznej wykorzystujące OZE, takie jak: lądowe i morskie elektrownie wiatrowe, elektrownie fotowoltaiczne, elektrownie wodne przepływowe oraz elektrownie i elektrociepłownie opalane biomasą i biogazem, a także elektrownie jądrowe, jednak w zakresie biorącym pod uwagę bezpieczeństwo pracy KSE i kryterium efektywności ekonomicznej.

W ramach opracowanego programu obliczenia i analizy wykonano dla docelowego roku 2050 oraz etapów pośrednich lat 2030 oraz 2040. Przy wykonywaniu bilansów mocy i energii elektrycznej w KSE przyjęto założenie, że bilans importu i eksportu energii

elektrycznej w poszczególnych latach będzie zawsze zerowy. Biorąc pod uwagę strukturę wytwarzania energii elektrycznej w Polsce w 2024 r., przyjęto założenie, że udział zeroemisyjnej produkcji energii elektrycznej powinien wynosić co najmniej ok. 38% w 2030 r., ok. 75% w 2040 r., a 100% w 2050 r.

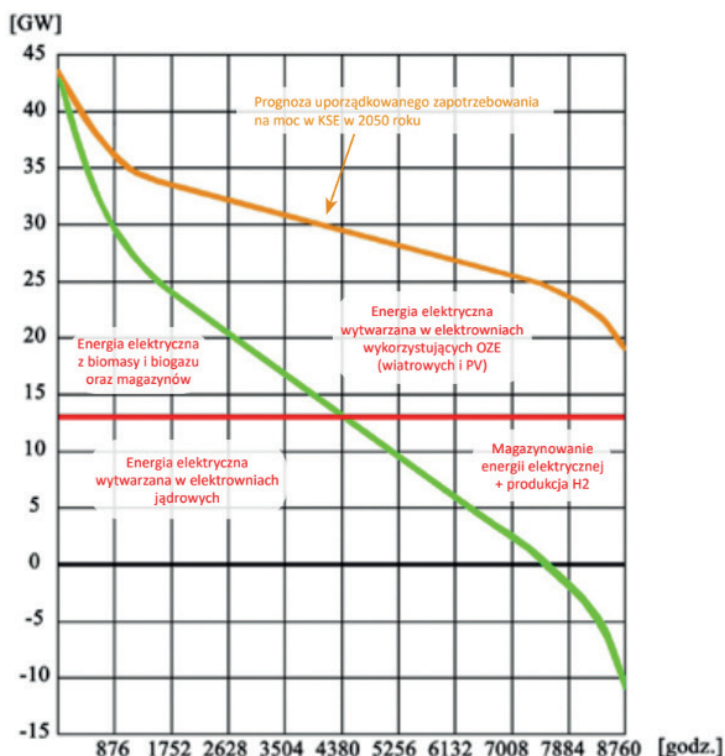
W 2030 r. JWCD odpowiedzialnymi za bezpieczeństwo pracy KSE będą przede wszystkim sześćdziesiąt cztery parowe bloki opalane węglem kamiennym i brunatnym o łącznej mocy ok. 21,9 GW, dziesięć gazowo-parowych bloków opalanych gazem ziemnym, w tym sześć kondensacyjnych i cztery kogeneracyjne, o łącznej mocy ok. 6,3 GW, oraz jedenaście bloków w elektrowniach wodnych szczytowo-pompowych o łącznej mocy ok. 1,5 GW. Wspomagać je będą dodatkowo kogeneracyjne bloki parowe opalane biomasą. Założono również, że do 2030 r. do eksploatacji w KSE zostaną włączone morskie elektrownie wiatrowe o łącznej mocy ok. 5,9 GW [9], charakteryzujące się najdłuższym spośród wszystkich zależnych od warunków pogodowych OZE czasem wykorzystania mocy zainstalowanej o wartości ok. 3400 godz./rok. W związku z tym do 2030 r. bezpieczeństwo pracy KSE z punktu widzenia dostępnej mocy źródeł wytwórczych nie powinno być zagrożone. Z wykonanych analiz wynika, że aby w 2030 r. była zapewniona wystarczalność mocy JWCD w KSE wymagana dla jego bezpiecznej pracy, do 2030 r. z eksploatacji w KSE może zostać wyłączonych nie więcej niż pięć bloków parowych opalanych węglem o łącznej mocy ok. 1100 MW, tzn. tylko tych, których czas pracy w KSE przekroczył już 50 lat. Dlatego w opracowanej propozycji udział paliw kopalnych w strukturze wytwarzania energii elektrycznej w 2030 r. wynosi jeszcze ok. 61,1% (tab. IV.1.2), w tym: węgla kamiennego i brunatnego – ok. 51,5%, a gazu ziemnego – ok. 9,6%, natomiast udział OZE – ok. 38,9%. Prognozowany szczegółowy udział poszczególnych rodzajów energii pierwotnej w strukturze wytwarzania energii elektrycznej oraz prognozowana struktura mocy w Polsce w 2030 r. zostały przedstawione w tab. IV.1.2.

W obliczeniach i analizach dla 2040 r. przyjęto założenie, że w tym czasie będzie już w eksploatacji kilka jądrowych bloków jądrowych o łącznej mocy ok. 7,5 GW pracujących w KSE z czasem wykorzystania mocy zainstalowanej ok. 7800 godz./rok. Natomiast istotnie zmniejszy się w KSE do ok. czterdziestu liczba parowych bloków opalanych węglem jako JWCD, przede wszystkim z powodu prawdopodobnego wyłączenia z eksploatacji wszystkich bloków parowych opalanych węglem brunatnym w Zespole Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin oraz w Elektrowni Bełchatów. Przyjęto założenie, że w eksploatacji w KSE w 2040 r. jako JWCD pozostaną jednak wszystkie bloki gazowo-parowe (sześć kondensacyjnych i cztery kogeneracyjne) opalane gazem ziemnym. Przyjęto również założenie, że moc elektrowni wiatrowych na lądzie wzrośnie do ok. 16,1 GW, elektrowni wiatrowych na morzu – do ok. 11,9 GW [9], a elektrowni fotowoltaicznych – do ok. 32,5 GW. Prognozowany szczegółowy udział poszczególnych rodzajów energii pierwotnej w strukturze wytwarzania energii elektrycznej oraz prognozowana struktura mocy w Polsce w 2040 r. zostały przedstawione w tab. IV.1.2.

W obliczeniach i analizach dla 2050 r. przyjęto założenie, że w KSE będą pracowały wyłącznie zeroemisyjne źródła energii elektrycznej, czyli wyłącznie elektrownie wykorzystujące OZE i elektrownie jądrowe. Prognozę współpracy zeroemisyjnych elektrowni jądrowych z zeroemisyjnymi OZE, tzn. z zależnymi od warunków pogodowych lądowymi i morskimi elektrowniami wiatrowymi oraz fotowoltaicznymi, a także elektrowniami i elektrociepłowniami opalаныmi biomasą i biogazem, przedstawiono na rys. IV.1.1. Prognozę uporządkowanego wykresu zapotrzebowania na moc w KSE, niepokrywanego przez elektrownie wykorzystujące OZE, których praca jest zależna od warunków pogodowych (elektrownie wiatrowe na morzu, elektrownie wiatrowe na lądzie i elektrownie fotowoltaiczne) (rys. IV.1.1), opracowano na podstawie pracy [10]. Przyjęto założenie, że w 2050 r. moc elektrowni wiatrowych na lądzie wzrośnie do ok. 18 GW, elektrowni wiatrowych na morzu – do ok. 17,9 GW [9], a elektrowni fotowoltaicznych – do ok. 40,5 GW. Wykonane przy uwzględnieniu tego założenia obliczenia i analizy pokazały, że dla zapewnienia bezpieczeństwa pracy KSE moc zainstalowana elektrowni jądrowych w KSE powinna wzrosnąć do ok. 15,0 GW, w tym elektrowni systemowych z energetycznymi blokami jądrowymi dużej mocy – do ok. 12,0 GW, a elektrowni jądrowych z SMR-ami – do ok. 3 GW. W 2050 r. pięć parowych bloków na parametry nadkrytyczne opalanych węglem kamiennym oraz sześć kondensacyjnych bloków gazowo-parowych opalanych gazem ziemnym, które zostały lub zostaną oddane do eksploatacji po 2017 r., z wyjątkiem bloku parowego w Łagiszy, który został oddany do eksploatacji w 2009 r., powinny zachować jeszcze przez jakiś czas zdolność do pracy w KSE jako interwencyjna rezerwa zimna (IRZ) dla zapewnienia w okresie przejściowym większego bezpieczeństwa pracy KSE. Prognozowany szczegółowy udział poszczególnych rodzajów energii pierwotnej w strukturze wytwarzania energii elektrycznej oraz prognozowana struktura mocy w Polsce w 2050 r. zostały przedstawione w tab. IV.1.2.

Tab. IV.1.2. Prognoza pożądanej mocy elektrowni i elektrociepłowni w KSE oraz produkcji energii elektrycznej w latach 2030, 2040 i 2050

Rodzaj energii pierwotnej (paliwa lub rodzaju OZE)	Prognoza pożądanej struktury mocy elektrowni i elektrociepłowni oraz produkcji energii elektrycznej w latach 2030, 2040 i 2050								
	2030			2040			2050		
	GW	TWh	%	GW	TWh	%	GW	TWh	%
Węgiel kamienny i brunatny	27,1	104,6	51,5	15,8	39,9	16,9	–	–	–
Paliwo jądrowe	–	–	–	7,5	58,5	24,7	15,0	118,0	43,1
Gaz ziemny	7,0	19,4	9,6	8,2	17,6	7,4	–	–	–
Biomasa	1,3	6,8	3,3	1,8	7,6	3,2	2,2	8,4	3,1
Biogaz	0,5	2,8	1,4	0,7	4,9	2,1	0,9	6,0	2,2
Woda	1,1	2,6	1,3	1,1	2,8	1,2	1,2	3,0	1,1
Wiatr (ląd)	12,1	26,6	13,1	16,1	35,4	15,0	18,0	39,9	14,6
Wiatr (morze)	5,9	20,1	9,9	11,9	40,5	17,1	17,9	61,3	22,4
Słońce	22,0	20,2	9,9	32,5	29,2	12,4	40,5	36,9	13,5
Razem	77,0	203,1	100,0	95,6	236,4	100,0	95,7	273,5	100,0



Rys. IV.1.1. Prognoza współpracy elektrowni jądrowych z OZE w KSE w 2050 r. (linia brązowa – prognoza uporządkowanego zapotrzebowania na moc w KSE w 2050 r., linia zielona – prognoza uporządkowanego zapotrzebowania na moc w KSE niepokrywanego przez OZE, których praca jest zależna od warunków pogodowych, linia czerwona – prognoza mocy osiągalnej elektrowni jądrowych w KSE w 2050 r.) dla $P_{\text{offshore}} = 17,9 \text{ GW}$, $P_{\text{onshore}} = 18,0 \text{ GW}$, $P_{\text{pv}} = 40,5 \text{ GW}$, $P_j = 15 \text{ GW}$

Efektywność ekonomiczna wytwarzania energii elektrycznej w analizowanych źródłach wytwórczych

Efektywność ekonomiczna pracy KSE, obok nadrzędnego kryterium bezpieczeństwa jego pracy, jest ważnym kryterium transformacji energetycznej źródeł wytwórczych w KSE. Podstawowe kryterium efektywności ekonomicznej pracy KSE stanowi cena dostawy energii elektrycznej do odbiorców, która powinna odzwierciedlać systemowe koszty pracy KSE. W skład tych kosztów wchodzi: (i) koszty wytwarzania energii elektrycznej w poszczególnych rodzajach źródeł wytwórczych pracujących w KSE; (ii) koszty przesyłania energii elektrycznej w sieci przesyłowej (SP); (iii) koszty dystrybucyjne (koszty przesyłania i magazynowania energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej (SD) oraz koszty usług dystrybucyjnych); (iv) koszty bilansowania mocy w KSE (koszty magazynowania energii elektrycznej w SP, koszty rynku mocy, koszty DSR i inne koszty usług

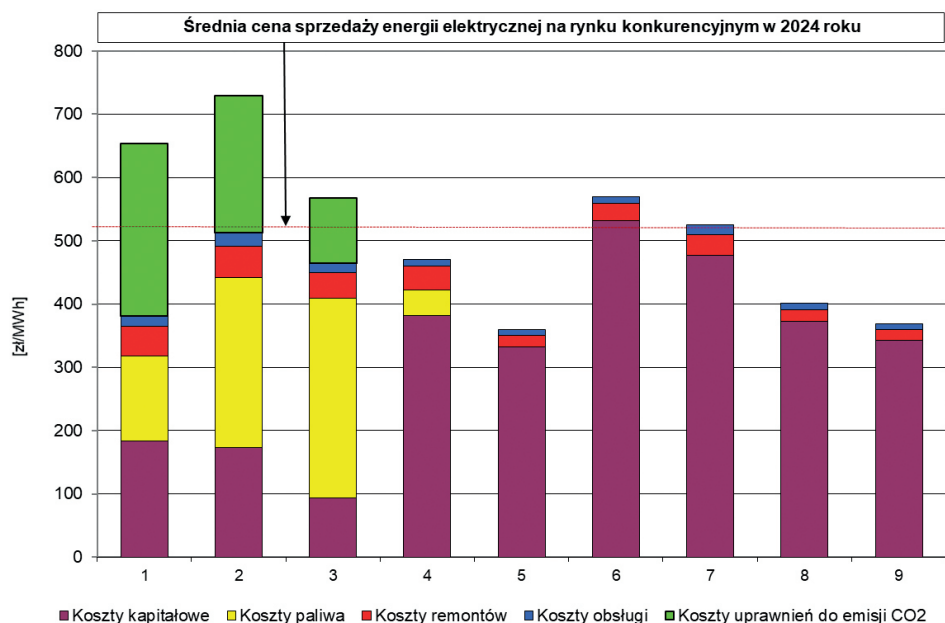
systemowych). Ze względu na zakres niniejszej pracy analizie poddano tylko koszty wytwarzania energii elektrycznej w najważniejszych analizowanych źródłach JWCD i nJWCD. Jako kryterium efektywności ekonomicznej wybranych do analizy technologii wytwórczych przyjęto jednostkowe, zdyskontowane na 2025 r., koszty wytwarzania energii elektrycznej. Pozwalają one porównywać efektywność ekonomiczną różnych technologii wytwarzania energii elektrycznej w grupach jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD) i źródeł rozproszonych (nJWCD). W jednostkowych kosztach wytwarzania energii elektrycznej w sposób bezpośredni są uwzględnione również takie istotne właściwości poszczególnych technologii wytwórczych, jak efektywność energetyczna oraz wpływ na środowisko (koszty uprawnień do emisji CO₂). W obliczeniach kosztów wytwarzania energii elektrycznej uwzględniano: koszty kapitałowe, koszty paliwa, koszty remontów, koszty obsługi oraz koszty środowiskowe (koszty uprawnień do emisji CO₂).

Obliczenia jednostkowych, zdyskontowanych na 2025 r., kosztów wytwarzania energii elektrycznej dla wybranych technologii nowych JWCD i nJWCD przeprowadzono, przyjmując jako dane wejściowe wielkości charakteryzujące efektywność energetyczną jednostek wytwórczych wyznaczone w pracy [11] oraz jednostkowe emisje CO₂, a także:

- czas budowy elektrowni jądrowych – 7 lat, elektrowni parowych opalanych węglem – 4 lata, elektrowni gazowo-parowych opalanych gazem ziemnym i elektrowni wiatrowych na morzu – 2 lata, elektrowni wiatrowych na lądzie i elektrowni fotowoltaicznych – 1 rok;
- stopę dyskontową w wysokości 6,5%.

Koszty uprawnień do emisji CO₂ przyjęto w wysokości 337 zł/MgCO₂ (75 EUR/MgCO₂). Wyniki obliczeń dla wybranych analizowanych technologii wytwórczych przedstawiono na rys. IV.1.2.

Prognozowane, jednostkowe, zdyskontowane na 2025 r., koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych są rzędu 470 zł/MWh (rys. IV.1.2) i są porównywalne z prognozowanymi kosztami wytwarzania energii elektrycznej w zależnych od warunków pogodowych źródłach wiatrowych i fotowoltaicznych. Na ceny energii elektrycznej dla odbiorców będą jednak miały wpływ – poza innymi kosztami systemowymi, przesyłowymi i dystrybucyjnymi dla części energii elektrycznej wytworzonej w źródłach zależnych od warunków pogodowych (nJWCD), która nie będzie mogła zostać zużyta w chwili jej wytworzenia i będzie magazynowana – koszty jej wytwarzania powiększone o koszty magazynowania.



Rys. IV.1.2. Jednostkowe, zdyskontowane na 2025 r., koszty wytwarzania energii elektrycznej w nowych elektrowniach systemowych (JWCD) i źródłach rozproszonych (nJWCD) [zł/MWh] dla: 1 – bloku parowego na parametry nadkrytyczne opalanego węglem brunatnym; 2 – bloku parowego na parametry nadkrytyczne opalanego węglem kamiennym; 3 – bloku gazowo-parowego opalanego gazem ziemnym; 4 – energetycznego bloku jądrowego z reaktorem PWR generacji III+; 5 – lądowej elektrowni wiatrowej; 6 – morskiej elektrowni wiatrowej; 7 – mikroelektrowni fotowoltaicznej o mocy ok. 5 kW; 8 – elektrowni fotowoltaicznej o mocy ok. 1 MW; 9 – elektrowni fotowoltaicznej o mocy 100 MW, z uwzględnieniem kosztów uprawnień do emisji CO₂ w wysokości 337,00 zł/MgCO₂ (75 EUR/MgCO₂)

Podsumowanie

Głównym celem transformacji energetycznej źródeł wytwórczych w KSE jest odejście od stosowania paliw kopalnych. Transformacja ta powinna się opierać na zasadzie zrównoważonego rozwoju. Do najważniejszych kryteriów zrównoważonej transformacji energetycznej źródeł wytwórczych w KSE należą: (i) zapewnienie bezpieczeństwa pracy KSE, koniecznego dla zapewnienia odbiorcom ciągłej i niezawodnej dostawy energii elektrycznej; (ii) zapewnienie odbiorcom dostawy energii elektrycznej po przystępnej (akceptowalnej) cenie, sprzyjającej ekonomicznemu rozwojowi kraju oraz (iii) zapewnienie ochrony środowiska i przeciwdziałanie zmianom klimatycznym. Oznacza to, że konieczna zrównoważona transformacja energetyczna źródeł wytwórczych w KSE wymaga zbudowania w okresie najbliższych 25 lat bezpiecznego, zeroemisyjnego i efektywnego ekonomicznie systemu elektroenergetycznego. Długoterminowa strategia budowy takiego systemu w kraju nieposiadającym dużych zasobów hydroenergetycznych, jakim jest Polska, pozwalających na budowę elektrowni wodnych dużej mocy, zapewniających bezpieczną

i stabilną pracę systemu elektroenergetycznego, musi się opierać na łączeniu rozwoju energetyki wykorzystującej odnawialne źródła energii (OZE) oraz energetyki jądrowej.

Z opracowanej propozycji programu (mapy drogowej) zrównoważonej transformacji energetycznej źródeł wytwórczych w KSE wynika, że w docelowej perspektywie ok. 2050 r. struktura całkowicie zeroemisyjnego wytwarzania energii elektrycznej w KSE składałaby się w ok. 56,9% z wytwarzania jej w OZE, w tym ok. 22,4% w elektrowniach wiatrowych na morzu, ok. 14,6% w elektrowniach wiatrowych na lądzie, ok. 13,5% w elektrowniach fotowoltaicznych, ok. 3,1% w elektrociepłowniach opalanych biomasą, ok. 2,2% w elektrowniach opalanych biogazem i ok. 1,1% w elektrowniach wodnych, oraz w ok. 43,1% z wytwarzania jej w elektrowniach jądrowych, co zapewniałoby równocześnie bezpieczeństwo pracy KSE i umiarkowane koszty wytwarzania energii elektrycznej. Natomiast w etapach pośrednich zeroemisyjne wytwarzanie energii elektrycznej osiągnęłoby ok. 38,9% w 2030 r. i ok. 75,7% w 2040 r.

Bibliografia

1. Energy Institute. Statistical Review of World Energy. 73rd edition, 2024.
2. Zaporowski B. Sustainable development of generation sources in national power system. *Acta Energetica* 2018, 2/35, s. 57–63.
3. Dyrektywa 2005/89/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 18 stycznia 2006 r. dotycząca działań na rzecz zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych. Dz. U. UE L 06.33.22.
4. Zaporowski B. Bezpieczny, zeroemisyjny i efektywny ekonomicznie Krajowy System Elektroenergetyczny z elektrowniami jądrowymi. [W:] Aktualne problemy pracy systemów elektroenergetycznych, red. R. Zajczyk. Wydawnictwo Politechniki Gdańskiej, Gdańsk 2023, s. 13–23.
5. Agencja Rynku Energii SA. Informacja statystyczna o energii elektrycznej, nr 6. Warszawa 2024.
6. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1791 z dnia 13 września 2023 r. w sprawie efektywności energetycznej oraz zmieniająca rozporządzenie (UE) 2023/955 (wersja przekształcona). Dz.U. L 231 z 20.9.2023, s. 1–111.
7. Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2025–2034. Dokument główny. Grudzień 2024.
8. Urząd Regulacji Energetyki. Informacja na temat planów inwestycyjnych w nowe moce wytwórcze w latach 2022–2036. Warszawa 2023; <https://www.ure.gov.pl/download/9/13604/Informacja-Planyinwestycyjne20222036.pdf> [dostęp: 24 kwietnia 2023].
9. Ustawa z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych. Dz.U. 2021, poz. 234 z późn. zm.
10. Kłossowski E. Rynek i system elektroenergetyczny 2030. *Energetyka* 2030. Nowa energia do zmian 7 grudnia 2020 r. Polskie Sieci Elektroenergetyczne 2020; <https://www.pse.pl/-/rynek-i-system-elektroenergetyczny-2030-prezentacja>.
11. Zaporowski B. Efektywność energetyczna i ekonomiczna perspektywicznych dla polskiej elektroenergetyki technologii wytwórczych. *Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej* 2019, nr 63, s. 87–90.

IV.2. Założenia i procedury obliczeniowe w analizie długoterminowego zbilansowania systemu elektroenergetycznego

Maksymilian Przygodzki, Rafał Gwóźdź, Bolesław Jankowski
PSE Innowacje Sp. z o.o., Centrum Kompetencji Badania i Rozwój, Katowice

Wprowadzenie

W ostatnich dekadach sektor energetyczny przeszedł istotne zmiany wynikające z potrzeby ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, dekarbonizacji gospodarki oraz wzrostu udziału odnawialnych źródeł energii. Transformacja ta obejmuje dynamiczny rozwój energetyki wiatrowej i fotowoltaicznej, które coraz częściej konkurują kosztowo ze źródłami konwencjonalnymi. Jednocześnie znaczenia nabierają technologie magazynowania energii, które mogą stabilizować system elektroenergetyczny w warunkach rosnącej niestabilności podaży.

Zmiany te wpływają na sposób funkcjonowania systemów elektroenergetycznych i generują liczne wyzwania związane z długoterminowym zbilansowaniem podaży i popytu na energię elektryczną. Jednym z kluczowych problemów jest niestabilność generacji ze źródeł odnawialnych, ponieważ ich produkcja zależy od warunków pogodowych. W efekcie, nawet w warunkach dynamicznego rozwoju OZE, prawidłowe funkcjonowanie KSE wymaga utrzymywania mocy w źródłach dyspozycyjnych, głównie konwencjonalnych, na poziomie zbliżonym do zapotrzebowania. Integracja OZE zależy od infrastruktury sieciowej, elastyczności popytu, ale także od elastyczności źródeł konwencjonalnych. Zjawiska te wymagają odpowiedniego ujęcia w narzędziach i procedurach analitycznych.

W kontekście długoterminowego planowania systemu elektroenergetycznego z rosnącym udziałem OZE kluczowego znaczenia nabiera zdolność do uwzględnienia rzeczywistych uwarunkowań integracji różnych źródeł i magazynów energii poprzez odpowiednią rozdzielczość czasową oraz wzięcie pod uwagę ograniczeń ruchowych źródeł dyspozycyjnych (minima generacji, możliwe tempo zmian generacji itp.).

Niniejszy rozdział przedstawia ramowe wytyczne oraz wypracowane i przetestowane procedury obliczeniowe, które mają na celu uwzględnienie wymienionych uwarunkowań w ramach analiz długoterminowego bilansowania systemu elektroenergetycznego. W kolejnych podrozdziałach omówiono kluczowe wyzwania w modelowaniu przyszłego systemu, a także główne założenia i scenariusze dotyczące struktury wytwarzania oraz popytu. Szczególną uwagę poświęcono opracowanej metodzie iteracyjnej mającej na celu zniwelowanie błędu wnoszonego przez zastosowane uproszczenia w narzędziu

analitycznym PLEXOS w analizach długoterminowych. Dzięki zastosowaniu wspomnianej procedury iteracyjnej możliwe jest precyzyjniejsze uwzględnienie aspektów dużej zmienności, które umożliwiają ocenę różnych ścieżek transformacji energetycznej. Treść rozdziału prezentuje kompleksowe podejście do planowania i analizy bilansowania systemu elektroenergetycznego ze wsparciem procesów decyzyjnych w zakresie transformacji sektora elektroenergetycznego.

Problem badawczy i zastosowane rozwiązanie metodyczne

Dotychczasowe prace prowadzone w NCAE (Narodowe Centrum Analiz Energetycznych) przy wykorzystaniu różnych narzędzi do optymalizacji miksu energetycznego, a także analizy wyników uzyskiwanych z zastosowaniem innych narzędzi pozwalają wnioskować, że modele długoterminowe nie są w stanie dostatecznie wiernie odwzorować uwarunkowań operacyjnych pracy systemu elektroenergetycznego. Wynika to głównie z ograniczonej rozdzielczości czasowej oraz braku uwzględnienia ograniczeń ruchowych elektrowni konwencjonalnych (modele te są formułowane jako zadania optymalizacyjne i nawet z wymienionymi ograniczeniami mają już ogromne rozmiary i znaczące czasy obliczeń). Efektem jest uzyskiwanie w wynikach modeli miksu energetycznego, który w realnych warunkach nie jest optymalny z uwagi na ograniczenia nieuwzględnione w modelach. W szczególności uzyskiwane wyniki zdają się zawyżać skalę integracji OZE.

W pracach będących tematem niniejszego rozdziału zastosowano procedurę iteracyjną, która pozwala weryfikować i korygować wyniki wstępnej optymalizacji modulem długoterminowym poprzez wykorzystanie modułu krótkoterminowego uwzględniającego godzinową rozdzielczość czasową i parametry ruchowe jednostek wytwórczych.

W pracach obliczeniowych wykorzystano narzędzie PLEXOS [1] – przede wszystkim moduły optymalizacji długoterminowej (moduł LT Plan) oraz krótkoterminowej (ST Schedule).

W module LT Plan minimalizacji poddano sumę składowych:

- *Total Variable Costs* (TVC) – całkowite koszty zmienne, na które składają się koszty paliwa i koszty emisji;
- *Total Fixed Costs* (TFC) – całkowity koszt stały, który stanowi stała opłata za eksploatację i utrzymanie jednostek wytwórczych;
- *Cost of Unserved Energy* (CUE) – koszty energii niedostarczonej uwzględniające potencjalne ograniczenia bilansowe;
- *Annuity* (A) – koszty budowy nowych, dodatkowych jednostek wytwórczych (kandydatów) modelowane metodą równych rat rocznych (wyznaczonych na podstawie nakładów inwestycyjnych) przy uwzględnieniu stopy dyskontowej danej technologii.

Moduł ST Schedule zastosowano do symulacji chronologicznej pracy systemu z wykorzystaniem optymalizacji całkowitoliczbowej (*Mixed-Integer Programming*, MIP), co umożliwia modelowanie ograniczeń ruchowych pracy elektrowni.

Wypracowana procedura obliczeniowa została oparta na dwóch poziomach optymalizacji:

1. optymalizacji (wstępnej) zasobów w horyzoncie do 2050 r. przy wykorzystaniu modułu LT Plan;
2. optymalizacji zasobów z uwzględnieniem chronologii pracy KSE w wybranych latach horyzontu (2030, 2040, 2050) przy wykorzystaniu iteracji pomiędzy modułami LT Plan i ST Schedule.

Obliczenia bez optymalizacji ruchowej (optymalizacja wstępna) pozwalają na dobór optymalnych zasobów wytwórczych oraz magazynowych w całym horyzoncie analizy [2] przy wybranych parametrach i uproszczeniach modelowych przyjmowanych w module LT Plan, o których mowa jest m.in. w publikacji [3]. Wynikiem jest optymalny zestaw inwestycyjny wykorzystania zasobów zarówno po stronie jednostek wytwórczych, jak i po stronie magazynów energii przy zachowaniu zerowej wartości energii niedostarczonej ($ENS = 0$). Z uwagi na przybliżenie odwzorowania zmienności krzywej zapotrzebowania i bilansowania podaży z popytem w ciągu roku przy zadanej liczbie okresów podziału (klastrow) wykorzystanie modułu LT Plan do wyznaczenia optymalnych zasobów [4] może wpłynąć na skalę inwestycji, co wymaga weryfikacji w ramach optymalizacji ruchowej.

Procedura obliczeniowa z optymalizacją ruchową prowadzona jest w celu wyznaczenia optymalnego zestawu inwestycyjnego poprzez iteracyjne poszukiwanie minimum kosztów systemu przy zmianach zasobów wokół punktu wyznaczonego w module LT Plan.

W tab. IV.2.1 wyróżniono kroki procesu obliczeniowego, w których realizowane są odpowiednie procedury w ramach optymalizacji bez uwzględniania ograniczeń ruchowych oraz optymalizacji z ich uwzględnianiem.

Tab. IV.2.1. Kroki procesu i procedury obliczeniowe

Krok	Procedura	Narzędzie	Wynik	Uwagi
Krok 0	Optymalizacja zasobów w horyzoncie do 2050 r.	Moduł LT Plan PLEXOS	Wstępnie zoptymalizowane zasoby wytwórcze i magazynowe w horyzoncie do 2050 r.	System zbilansowany w całym horyzoncie analizy
Krok 1	Optymalizacja ruchowa w wybranych latach	Moduł ST Schedule PLEXOS	Ustalony optymalny kosztowo poziom mocy zainstalowanej OZE i mocy zainstalowanej magazynów w wybranych latach z uwzględnieniem ograniczeń operacyjnych	Realizacja po Kroku 0 dwuetapowa: 1. System zbilansowany w wybranych latach przy uwzględnieniu ograniczeń ruchowych 2. Obliczenia iteracyjne w celu wyznaczenia minimum kosztowego
Krok 2	Optymalizacja zasobów w horyzoncie do 2050 r.	Moduł LT Plan PLEXOS	Zoptymalizowane zasoby wytwórcze i magazynowe w horyzoncie do 2050 r. z uwzględnieniem uwarunkowań ruchowych KSE	Realizacja po Kroku 1 Wprowadzenie ograniczeń na moc zainstalowaną zasobów wytwórczych i magazynów wyznaczonych w Kroku 1

Ramowe wytyczne analiz ilościowych w perspektywie roku 2050

Polityka klimatyczno-energetyczna Unii Europejskiej, w tym jej długoterminowa wizja dążenia do osiągnięcia neutralności klimatycznej UE do 2050 r., ma istotny wpływ na kształtowanie krajowej strategii energetycznej. Uwarunkowania krajowe są oparte na wymaganiach ustalonych na poziomie unijnym z zastrzeżeniem najważniejszych aspektów, takich jak zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju, przy wzroście konkurencyjności gospodarki. Podstawowym dokumentem określającym wizję Polski w zakresie transformacji energetycznej jest Polityka energetyczna Polski do 2040 r. (PEP2040), której ustawowy cel to zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju, wzrostu konkurencyjności gospodarki i jej efektywności energetycznej, a także ochrony środowiska, w tym klimatu [5]. Globalną miarą realizacji celu PEP2040 są przyjęte główne wskaźniki:

- ograniczenie wykorzystania węgla do poziomu 56% w wytwarzaniu energii elektrycznej w 2030 r.;
- osiągnięcie co najmniej 23% udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r.;
- wdrożenie energetyki jądrowej w 2033 r.;
- ograniczenie emisji gazów cieplarnianych (GHG) o 30% do 2030 r. w stosunku do 1990 r.;
- zmniejszenie zużycia energii pierwotnej o 23% do 2030 r. w stosunku do prognoz zużycia z 2007 r.

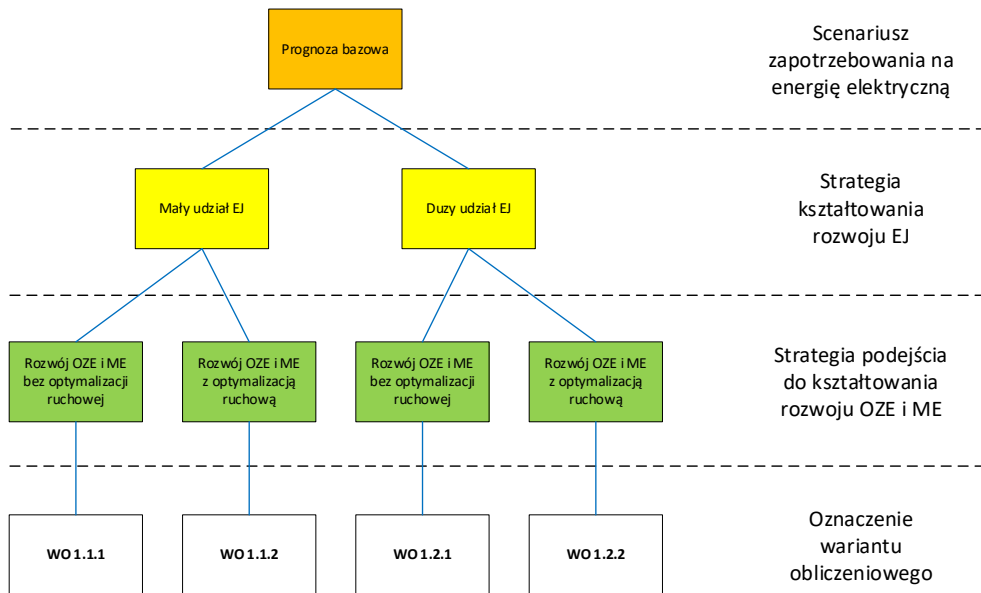
Poza dokumentem PEP został opracowany Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030 [6] wraz z załącznikami w celu wypełnienia obowiązku wynikającego z Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1899 z dnia 11 grudnia 2018 r. [7]. Ponadto całościowym dokumentem skupiającym się na krajowym systemie elektroenergetycznym (KSE) jest przygotowywany cyklicznie przez operatora systemu przesyłowego (OSP) Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną [8]. Między innymi te kluczowe dokumenty strategiczne pozwalają na przyjęcie pewnych założeń, na których można oprzeć budowane rozważania i strategie dla potrzeb perspektywicznych obliczeń.

W obliczeniach wykorzystano podejście scenariuszowe z wyróżnionymi wariantami obliczeniowymi. W ramach scenariuszy zróżnicowano prognozę zapotrzebowania na energię elektryczną, wprowadzając:

- prognozę bazową (docelowo ok. 240 TWh w 2050 r.);
- prognozę wysokiego zapotrzebowania na energię elektryczną (docelowo ok. 270 TWh w 2050 r.).

Ponadto uwzględniono dwa czynniki kształtujące, tj. rozwój energetyki jądrowej oraz podejście do uwarunkowań ruchowych pracy odnawialnych źródeł energii (OZE) i magazynów energii (ME). Rozwój energetyki jądrowej (EJ) przyjęto jako zdeterminowany, wyróżniając dwie strategie: małego udziału EJ oraz dużego udziału EJ. W odniesieniu

do kształtowania przyszłego poziomu OZE oraz ME przyjęto dwie strategie: ze wstępną optymalizacją (bez optymalizacji ruchowej) oraz z optymalizacją ruchową.



Rys. IV.2.1. Układ obliczeń dla scenariusza bazowego zapotrzebowania na energię ze wskazaniem czynników różnicujących warianty obliczeniowe

Obliczenia w układzie analogicznym jak na rys. IV.2.1 przeprowadzono także dla scenariusza wysokiego zapotrzebowania na energię elektryczną, co finalnie oznaczało osiem wariantów obliczeniowych (tab. IV.2.2).

Tab. IV.2.2. Zestawienie wariantów obliczeniowych

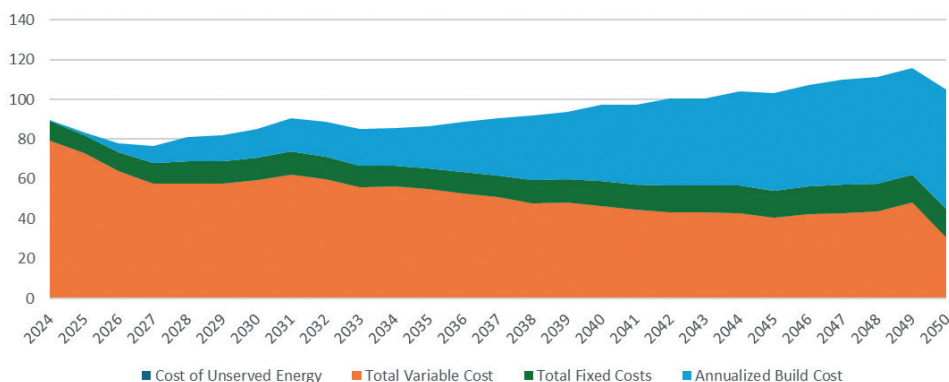
Wariant obliczeniowy	Opis
WO 1.1.1	Bazowe zapotrzebowanie na energię elektryczną i niski udział energetyki jądrowej; wstępna optymalizacja w okresie analizy
WO 1.2.1	Bazowe zapotrzebowanie na energię elektryczną i wysoki udział energetyki jądrowej; wstępna optymalizacja w okresie analizy
WO 2.1.1	Wysokie zapotrzebowanie na energię elektryczną i niski udział energetyki jądrowej; wstępna optymalizacja w okresie analizy
WO 2.2.1	Wysokie zapotrzebowanie na energię elektryczną i wysoki udział energetyki jądrowej; wstępna optymalizacja w okresie analizy
WO 1.1.2	Bazowe zapotrzebowanie na energię elektryczną i niski udział energetyki jądrowej; optymalizacja ruchowa w latach węzłowych i optymalizacja w całym okresie analizy
WO 1.2.2	Bazowe zapotrzebowanie na energię elektryczną i wysoki udział energetyki jądrowej; optymalizacja ruchowa w latach węzłowych i optymalizacja w całym okresie analizy

cd. tab. IV.2.2

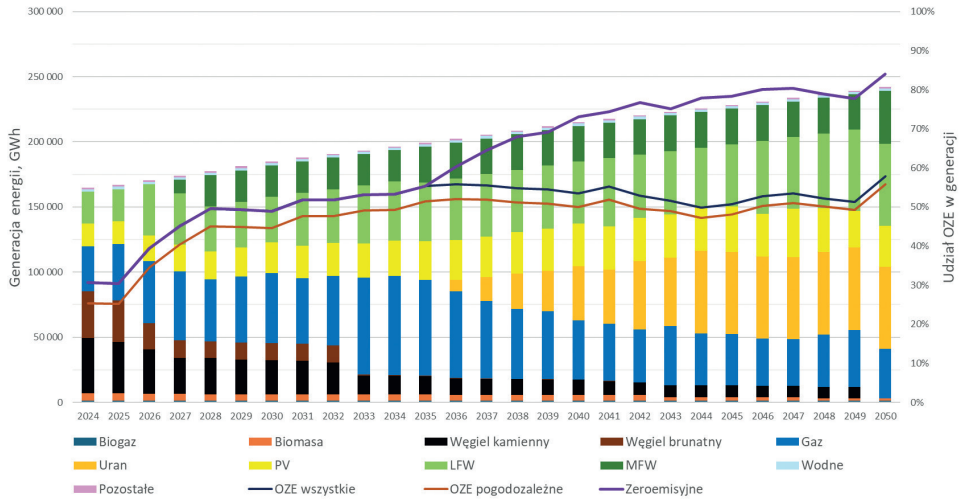
WO 2.1.2	Wysokie zapotrzebowanie na energię elektryczną i niski udział energetyki jądrowej; optymalizacja ruchowa w latach węzłowych i optymalizacja w całym okresie analizy
WO 2.2.2	Wysokie zapotrzebowanie na energię elektryczną i wysoki udział energetyki jądrowej; optymalizacja ruchowa w latach węzłowych i optymalizacja w całym okresie analizy

Wyniki analiz

Przeprowadzając optymalizację wstępną w module LT Plan (Krok 0), uzyskano zminimalizowane w horyzoncie analizy łączne koszty systemu elektroenergetycznego. Koszty te są wyznaczone przy dotrzymaniu zbilansowania modelu z wykorzystaniem istniejących zasobów wytwórczych bądź włączeniem nowych zasobów (kandydatów). Tym samym przy określonych założeniach można wyznaczyć potencjalną strukturę wytwarzania energii w podziale na technologie. W ramach wyróżnianych technologii podział oparto na energii pierwotnej (paliwie), wprowadzając: biogaz, biomasę, węgiel kamienny, węgiel brunatny, gaz (ziemny), uran (energia jądrowa), słońce (PV), wiatr na lądzie (LFW) i wiatr na morzu (MFW), wodę oraz pozostałe. Dodatkowo uwzględniono procentowy udział OZE w wytwarzaniu energii oraz udział OZE pogodozależnych (PV + LFW + MFW) oraz wyróżniono udział technologii zeroemisyjnych (OZE + EJ). Na rys. IV.2.2 i IV.2.3 przedstawiono koszty systemu elektroenergetycznego w horyzoncie 2050 r. dla wariantu WO 1.1.1 (opis w tab. IV.2.2) oraz odpowiadającą tym kosztom strukturę wytwarzania energii.

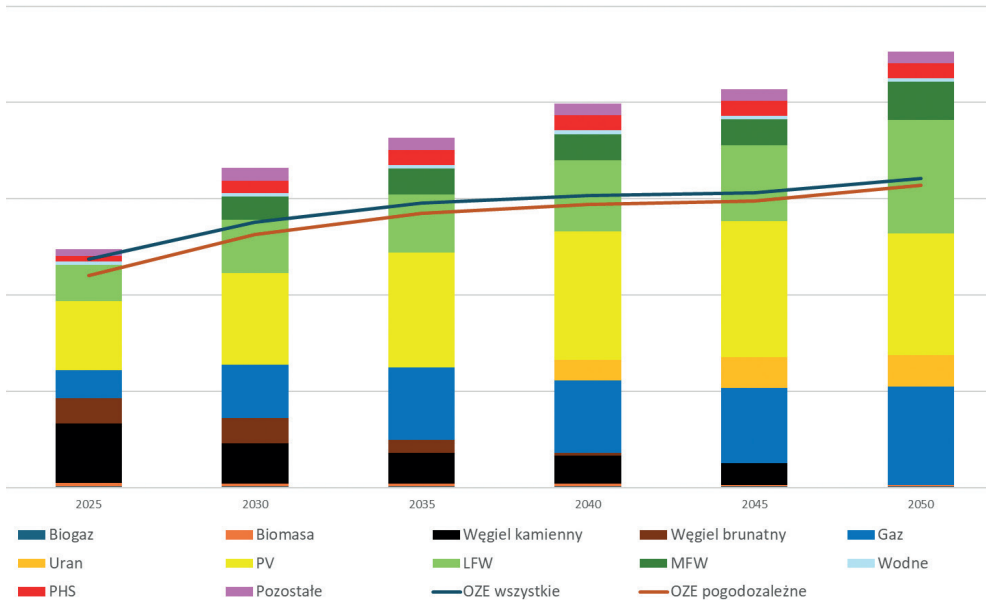


Rys. IV.2.2. Koszty systemu elektroenergetycznego, wariant WO 1.1.1, w mld zł/rok



Rys. IV.2.3. Struktura wytwarzania energii, wariant WO 1.1.1

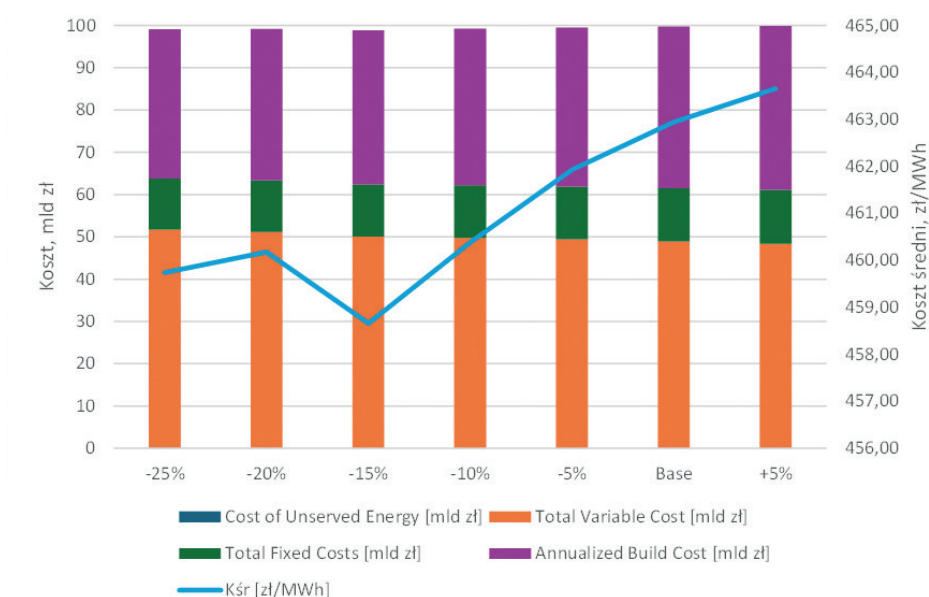
Wyznaczona struktura wytwarzania energii jest oparta na przewidywanych zasobach mocy zainstalowanych w KSE. W strukturze tej określonej w horyzoncie długoterminowym wyróżniono technologie wytwórcze zgodnie z wprowadzonym już podziałem, jak na rys. IV.2.3. Dodatkowo na rys. IV.2.4 uwzględniono w strukturze mocy zainstalowanych elektrownie szczytowo-pompowe (PHS) oraz zaznaczono udział w sumarycznej mocy zainstalowanej w KSE OZE i OZE pogodozależnych. Strukturę mocy zainstalowanych przedstawiono w wybranych latach okresu analizy.



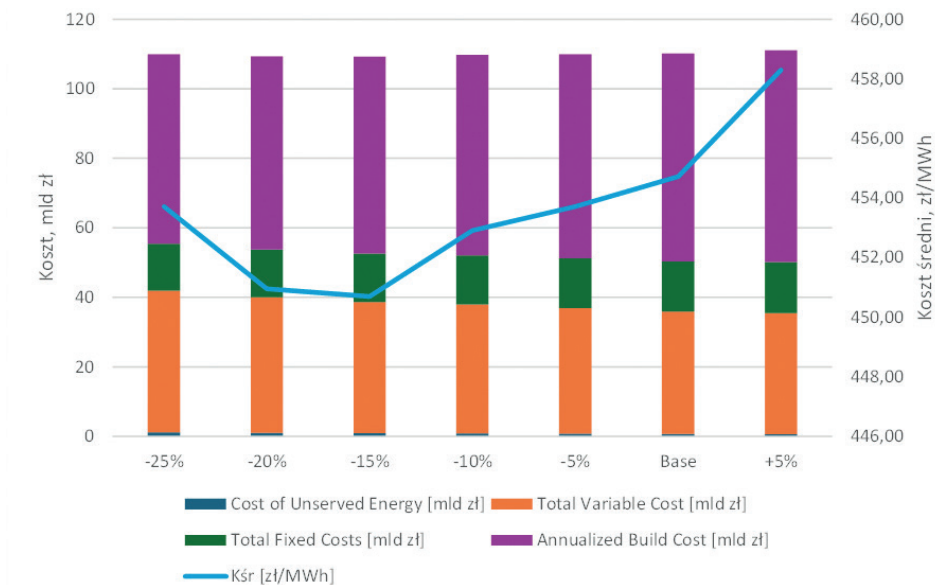
Rys. IV.2.4. Struktura mocy zainstalowanej w wybranych latach, wariant WO 1.1.1

Przeprowadzona w Kroku 0 wstępna optymalizacja potrzeb inwestycyjnych została zweryfikowana operacyjnie w Kroku 1, w którym uwzględniono ograniczenia ruchowe dzięki optymalizacji realizowanej w module ST Schedule narzędzia PLEXOS. Przeprowadzone obliczenia o charakterze analizy czułościowej przeprowadzono iteracyjnie, zmieniając udział mocy zainstalowanej OZE w strukturze wytwarzania oraz przy wymuszeniu instalacji ME. Każdorazowo wyznaczano łączne roczne koszty systemu. Optymalizację przeprowadzano w wybranych latach, tzw. węzłowych. W każdym takim roku struktura wyjściowa OZE (określona jako *Base*) była modyfikowana poprzez zwiększenie mocy zainstalowanej (+5%) oraz zmniejszenie mocy zainstalowanej (–5%; –10%; –15%; –20%; –25%) tych jednostek. Zmiana mocy była realizowana proporcjonalnie w technologiach PV + LFW.

Wyniki analiz czułościowych dla OZE analizowane przez pryzmat kosztów systemu przedstawiono na rys. IV.2.5 i IV.2.6 odpowiednio dla prezentowanego wariantu i lat 2040 oraz 2050. Na rysunkach podano koszty łączne w mld zł oraz koszty średnie w zł/MWh (wynikające z podzielenia łącznych kosztów przez energię wytworzoną w danym roku).



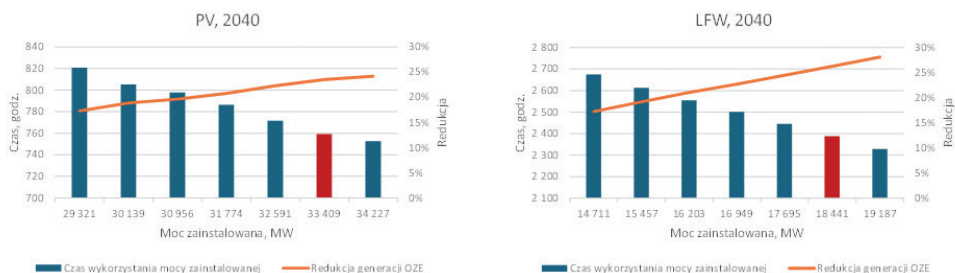
Rys. IV.2.5. Koszty roczne i średnie systemu elektroenergetycznego w roku 2040 przy zmianach OZE



Rys. IV.2.6. Koszty roczne i średnie systemu elektroenergetycznego w roku 2050 przy zmianach OZE

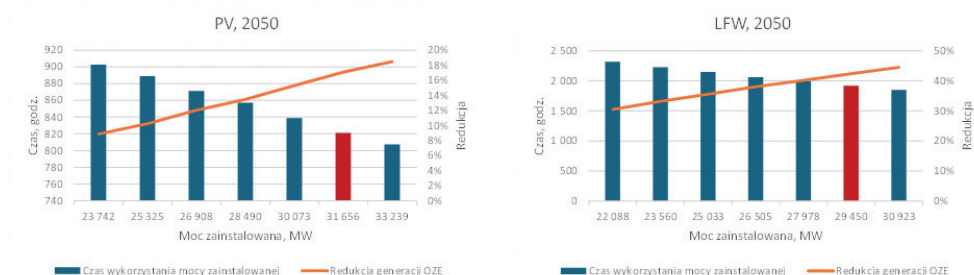
Poza analizą kosztów KSE przeprowadzono analizę czasu wykorzystania mocy zainstalowanej (T_i) dla kolejnych poziomów analizy czułościowej (od -25% do +5%). Dodatkowo wyznaczono redukcję generacji OZE oraz krańcową zmianę czasu wykorzystania mocy zainstalowanej. Redukcja generacji OZE została wyznaczona jako zmniejszenie generacji względem generacji wynikającej z profilu danej technologii OZE (generacji maksymalnej). Krańcowa zmiana czasu T_{iK} została wyznaczona jako stosunek zmiany rocznej generacji w danej technologii OZE do zmiany mocy zainstalowanej w tej technologii, oceniany dla dwóch sąsiednich poziomów analizy czułościowej.

Na rys. IV.2.7 i IV.2.8 zestawiono czas wykorzystania mocy zainstalowanej oraz redukcję OZE w prezentowanym wariancie i wybranych technologiach oraz latach węzłowych. Widoczny na tych rysunkach słupek oznaczony kolorem czerwonym oznacza wartość bazową (moc zainstalowana OZE wg wyników Kroku 0).



Rys. IV.2.7. Średni czas wykorzystania mocy zainstalowanej i redukcja generacji OZE w funkcji mocy zainstalowanej (poziomy analizy czułościowej) w roku 2040

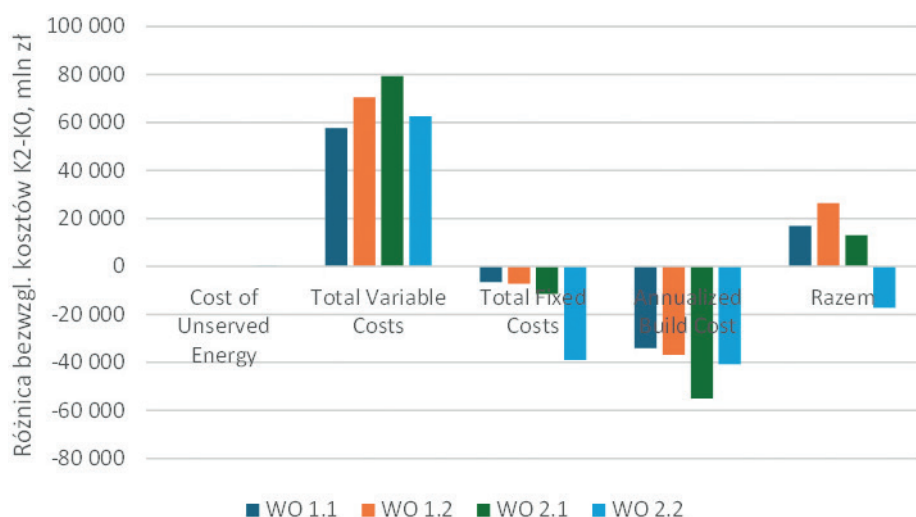
Określony przyjęty dla danej technologii OZE godzinowy profil generacji powoduje, że wraz z rozwojem mocy zainstalowanej generacja OZE kumuluje się w określonych godzinach, powodując – po przekroczeniu pewnego poziomu – rosnącą dynamicznie skalę redukcji (efekt nasycenia). Ujęte w proponowanej procedurze zmniejszenie mocy zainstalowanej w danym roku zwiększa efektywność wykorzystania OZE i zarazem zmniejsza redukcję generacji w tych źródłach. Wyniki uzyskane dla różnych poziomów mocy pozwalają na wyznaczenie dla danego roku poziomu optymalnego przy uwzględnieniu ograniczeń ruchowych pracy KSE.



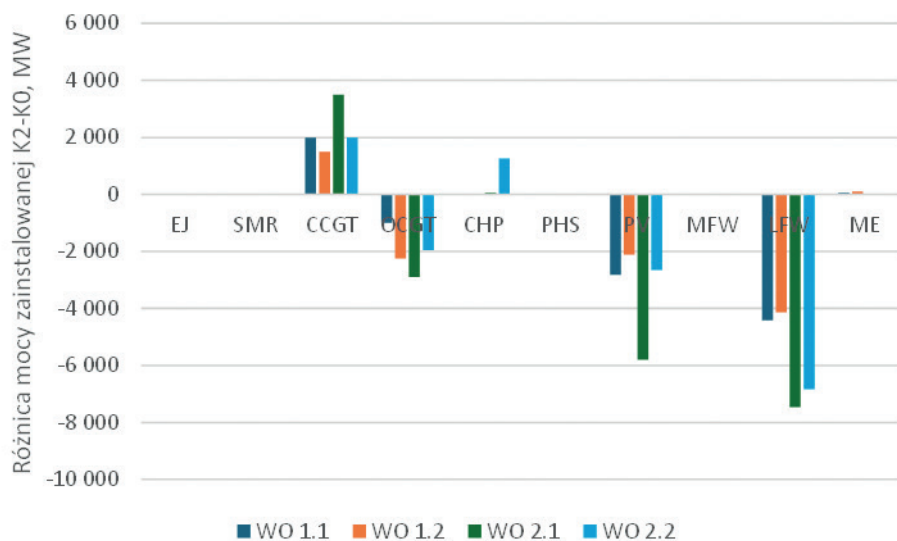
Rys. IV.2.8. Średni czas wykorzystania mocy zainstalowanej i redukcja generacji OZE w funkcji mocy zainstalowanej (poziomy analizy czułościowej) w roku 2050

Na podstawie wyników obliczeń przeprowadzonych w Kroku 1 w Kroku 2 dokonano korekty mocy zainstalowanych kandydatów OZE (w technologiach PV i LFW) oraz magazynów energii poprzez ograniczenia. Z uwagi na fakt, że obliczenia Kroku 1 zostały wykonane w latach węzłowych, w obliczeniach Kroku 2 dla lat pośrednich wprowadzono ograniczenia mocy o wartościach wynikających z aproksymacji wyników uzyskanych dla lat węzłowych. W ten sposób uzyskano nowe warunki brzegowe dla optymalnego rozwiązania w okresie do 2050 r., które miały zapewnić uzyskanie zgodności wyników w obliczeniach długoterminowych z wynikami optymalizacji ruchowej wykonanej w Kroku 1 dla lat węzłowych. Te nowe ograniczenia zostały zaimplementowane przy ponownych obliczeniach modulem LT Plan, bez zmiany innych danych wejściowych.

Na rys. IV.2.9 i IV.2.10 zestawiono różnice bezwzględne kosztów KSE wyznaczonych w Kroku 2 i w Kroku 0 oraz różnice w przewidywanych inwestycjach. Zestawienie kosztów wyznaczonych w Kroku 0 i w Kroku 2 nie służy bezwzględniemu bezpośredniemu porównaniu, lecz przede wszystkim wykazuje efekty dodatkowych ograniczeń wprowadzanych przez potrzebę optymalizacji ruchowej. Również zmiany struktury mocy pomiędzy wynikami obliczeń Kroku 2 i Kroku 0 wynikały z korekt wprowadzonych przez wyniki uzyskane w Kroku 1.



Rys. IV.2.9. Różnica bezwzględna kosztów w poszczególnych kategoriach i wariantach wyznaczonych w analizie długoterminowej



Rys. IV.2.10. Różnica mocy zainstalowanej w latach 2024–2050 w wybranych technologiach wyznaczonych w Kroku 2 i w Kroku 0

Podsumowanie

Wykorzystanie w planowaniu długoterminowym procedur optymalizacyjnych (przykładowo „zaszytych” w module LT Plan narzędzia PLEXOS) pozwala na uzyskanie długoterminowej ścieżki rozwoju systemu (Krok 0 i Krok 2). Jednak korzystając z takich

narzędzi, trzeba mieć świadomość podejmowanych uproszczeń wynikających ze skali zadania.

W prezentowanych obliczeniach uproszczenia te realnie uwzględniono, rozwijając procedurę obliczeniową iteracyjnie obejmującą dodatkowo analizy krótkoterminowe – operacyjne (realizowane w Kroku 1). Wprowadzenie optymalizacji ruchowej pozwala na zweryfikowanie zasobów (wytwórczych i magazynowych) dobieranych w trakcie analizy długoterminowej. Weryfikacja ta, wykonana w Kroku 1 za pomocą modułu ST Schedule narzędzia PLEXOS, określa optymalny stopień wykorzystania zasobów przy poniesionych nakładach inwestycyjnych i wymaganych kosztach operacyjnych. Potrzeba weryfikacji jest związana z uproszczeniami zadania optymalizacyjnego w długim horyzoncie czasu i z pominięciem uwarunkowań ruchowych, które mają istotne znaczenie przy integracji OZE o dużej zmienności generacji ze źródłami dyspozycyjnymi, które muszą się dostosowywać do zmian generacji OZE.

Należy szczególnie podkreślić, że procedura iteracyjna realizowana w ramach niniejszej pracy została opracowana po zbadaniu wyników optymalizacji długoterminowej wykonanej za pomocą modułu LT Plan. Analizując wyniki, stwierdzono, że optymalizacja długoterminowa w module LT Plan w systemach o dużym udziale pogodozależnych OZE obciążona jest pewnymi błędami. Wynikają one z konieczności dokonania uproszczeń w odwzorowaniu pracy systemu (KSE) – zmniejszenia rozdzielczości czasowej oraz braku odwzorowania ograniczeń ruchowych. Optymalizacja ruchowa w module ST Schedule pozwala skorygować wyniki i zbliżyć się do rozwiązania optymalnego, uwzględniającego realne uwarunkowania pracy KSE. Jednak wprowadzenie tych zoptymalizowanych ruchowo wyników do modelu długoterminowego może spowodować, że w wynikach Kroku 2 (moduł LT Plan) koszty wytwarzania będą wyższe niż w Kroku 0 (wstępnej optymalizacji). Ten efekt jest rezultatem lepszego odwzorowania w Kroku 2 realnych ograniczeń pracy systemu, które powodują zwiększenie kosztów w stosunku do niezgodnej z rzeczywistością sytuacji idealnej, pozbawionej tych ograniczeń – odwzorowanej w Kroku 0.

Porównanie wyników uzyskanych w poszczególnych krokach analizy, a w szczególności wyników uzyskanych w Kroku 0 i w Kroku 2 wskazuje na rozbieżność wynikającą z bieżących uwarunkowań ruchowych i długoterminowych czynników rozwojowych. W świetle podjętych działań wyniki Kroku 2 należy traktować jako finalne, a zarazem wiążące z uwagi na wytworzone strategie inwestycyjne. Na tym tle wyniki Kroku 0 są wstępną przybliżką do wyników finalnych.

Zastosowanie złożonej procedury optymalizacyjnej przy wprowadzeniu korekt w rozwiązaniu końcowym (Krok 2) wskazuje na rzeczywiste potrzeby inwestycyjne i realnie możliwą asymilację źródeł odnawialnych przy jednoczesnym zachowaniu wysokiego stopnia wykorzystania mocy zainstalowanej i ograniczeniu redukcji potencjału wytwórczego tych źródeł. W zakresie finansowym podjęte działania analityczne pozwalają na sprecyzowanie prognozowanych nakładów inwestycyjnych i ograniczają ryzyko wystąpienia kosztów

osieroconych (*stranded costs*). Dodatkowo podjęte korekty zwiększają elastyczność ruchową systemu elektroenergetycznego i odporność systemu (*resilience*) w warunkach nadzwyczajnych zdarzeń środowiskowych.

Bibliografia

1. <https://www.energyexemplar.com/plexos> [dostęp: 1 kwietnia 2025].
2. Gwóźdź R., Przygrodzki M. Long-term analysis of development and demand for energy storage in Poland. 24th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE) Electric Power Engineering (EPE). Kouty nad Desnou, Czech Republic 2024.
3. Przygrodzki M., Gwóźdź R., Wakuliński Ł. Selection of chosen model parameters for technical and economic analyzes of the power system. 20th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE). Kouty nad Desnou, Czech Republic 2019.
4. Przygrodzki M., Gwóźdź R. Selected problems of modelling energy storage and renewable sources for long-term analyses. 24th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE) Electric Power Engineering (EPE). Kouty nad Desnou, Czech Republic 2024.
5. Ministerstwo Klimatu i Środowiska. Polityka energetyczna Polski do 2040 r. Warszawa 2021; <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski>.
6. Ministerstwo Aktywów Państwowych. Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030. Założenia i cele oraz polityki i działania. Warszawa 2019; <https://www.gov.pl/web/aktywa-panstwowe/krajowy-plan-na-rzecz-energii-i-klimatu-na-lata-2021-2030-przekazany-do-ke>.
7. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu, zmiany rozporządzeń Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 663/2009 i (WE) nr 715/2009, dyrektyw Parlamentu Europejskiego i Rady 94/22/WE, 98/70/WE, 2009/31/WE, 2009/73/WE, 2010/31/UE, 2012/27/UE i 2013/30/UE, dyrektyw Rady 2009/119/WE i (EU) 2015/652 oraz uchylenia rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 525/2013. Dz.U. L 328 z 21.12.2018, s. 1–77.
8. Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2025–2034. Dokument główny. Grudzień 2024.

IV.3. Pilotażowa instalacja systemu WAMS dla celów monitorowania pracy systemu przesyłowego KSE

Adam Babś¹, Anna Gorczyca-Goraj², Marek Głaz³

¹ Instytut Energetyki – Państwowy Instytut Badawczy, Oddział Gdańsk

² PSE Innowacje, Uniwersytet Ekonomiczny w Katowicach

³ Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA, Konstancin-Jeziorna

Wprowadzenie

Nowe wyzwania dla prowadzenia ruchu systemów elektroenergetycznych wynikające ze zmian struktury sektora wytwórczego, powodujących odchodzenie od konwencjonalnych jednostek wytwórczych w stronę źródeł odnawialnych, a także rosnące nasycenie OZE wraz ze zmniejszeniem inercji SEE i bardziej czułymi profilami napięciowymi pociągają za sobą istotne zmiany w dynamice zachowania SEE.

Pracujący synchronicznie SEE kontynentalnej części ENTSO-E wraz ze strefami współpracującymi stanowi rozległy terytorialnie system o skomplikowanych zależnościach technicznych i handlowych pomiędzy jego podsystemami. Wobec wyzwań, z jakimi mierzą się operatorzy, konieczne są narzędzia obserwacji pracy SEE, zapewniające odpowiednią rozdzielczość pomiarów. Taką możliwość oferują instalowane przez operatorów strefy ENTSO-E układy pomiaru synchrofazorów napięcia i prądu PMU (*Phasor Measurement Unit*). PMU dzięki synchronizacji czasowej pomiarów z dokładnością do 1 μ s oraz ujednoliconym, znormalizowanym sposobom ich przetwarzania i transmisji do centrów dyspozytorskich pozwalają na znaczną poprawę obserwowalności SEE, a tym samym zwiększają świadomość sytuacyjną w odniesieniu do aktualnych warunków pracy.

System WAMS na poziomie europejskiego systemu przesyłowego ENTSO-E

Decyzją Komitetu ds. Operacji Systemowych (System Operations Committee, SOC) Europejskiej Sieci Operatorów Systemów Przesyłowych Energii Elektrycznej ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) 27 stycznia 2010 r. został uruchomiony system EAS (*ENTSO-E-wide Awareness System*). System ten jest hostowany przez operatorów systemów przesyłowych Amprion (Niemcy) i RTE (Francja), którzy umożliwiają innym operatorom krajowym równoległy dostęp poprzez sieć wymiany danych *Electronic Highway*.

Operatorzy krajowi udostępniają dane pomiarowe z PMU w trybie równoległego połączenia bezpośrednio z podmiotami hostującymi lub za pośrednictwem regionalnych

koncentratorów WAMS. EAS komunikuje się z koncentratorami WAMS za pośrednictwem translatora z protokołu IEEE C37.118 [1] na protokół IEC 60870-5-104. Gromadzone w EAS dane są udostępniane operatorom za pomocą protokołu komunikacyjnego ICCP (*Inter-Control Center Communications Protocol*) używanego do wymiany danych między centrami sterowania systemów elektroenergetycznych. W ten sposób operatorzy krajowi mogą zasilać danymi z PMU zainstalowane u nich wyniesione terminale EAS lub własne systemy SCADA.

Głównym celem EAS jest monitorowanie w czasie rzeczywistym stanu europejskiego SEE oraz wczesne wykrywanie zagrożeń, takich jak awarie, przeciążenia sieci czy zakłócenia transgraniczne. System EAS zapewnia operatorom systemów przesyłowych ENTSO-E zobrazowanie stanu sieci europejskiej w czasie rzeczywistym. W przypadku wystąpienia sytuacji awaryjnych EAS umożliwia rozpoznanie źródła i ustalenie rozmiaru zakłócenia, a także stanowi istotną pomoc w podejmowaniu decyzji o wdrożeniu skoordynowanych środków zaradczych, tak by w wyniku podjętych działań nie spowodować pogorszenia sytuacji.

EAS podlega stałemu rozwojowi w odpowiedzi na bieżące potrzeby i zaistniałe wydarzenia [2]. Wyłączenia elementów europejskiego systemu przesyłowego, które wystąpiły 8 stycznia 2021 r. o godzinie 14:05 w bardzo krótkim czasie po sobie, spowodowały podział systemu na dwie części, pracujące z różnymi częstotliwościami. Jedną z rekomendacji raportu ENTSO-E z analizy tego zdarzenia było stwierdzenie konieczności zasilenia EAS danymi z krajowych systemów WAMS.

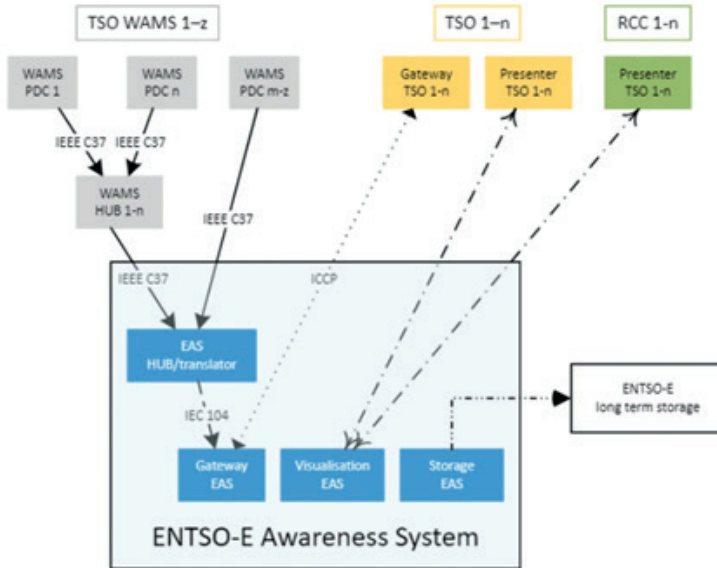
Istotną zmianą w koncepcji EAS była jego rozbudowa w 2023 r. (rys. IV.3.1) polegająca na zintegrowaniu go z koncentratorami WAMS operatorów krajowych i wizualizacji danych PMU. Dzięki tej zmianie z całego obszaru ENTSO-E do EAS trafiają pomiary w postaci wektorów napięć fazowych i składowej zgodnej oraz częstotliwości, zsynchronizowane czasem GPS i z rozdzielczością 10 próbek na sekundę.

Zebrane przez EAS dane z PMU są przedstawiane w formie graficznej. Na rys. IV.3.2 (u góry) przedstawiono graficzną prezentację pomiarów częstotliwości mierzonej przez PMU w sieci ENTSO-E.

Wartości częstotliwości wyświetlane są w prostokątach wraz ze skrótem nazwy danego operatora. Na mapie widoczne są małe kwadraty, których rozmieszczenie odpowiada lokalizacjom PMU. Wzrost częstotliwości powyżej lub jej obniżenie poniżej ustalonego limitu powoduje zmianę koloru tła prostokąta z wyświetlaną wartością częstotliwości. Po powiększeniu wybranego obszaru sieci stan przekroczenia limitów częstotliwości prezentowany jest w formie małych kółek umieszczonych obok oznaczenia lokalizacji PMU, wraz wyświetlaną aktualną wartością częstotliwości.

W sytuacji pokazanej na rysunku kwadraty mają kolor zielony, co oznacza, że systemy ENTSO-E pracują ze sobą połączone w jednej strefie, oznaczonej zgodnie z legendą jako Z1. Jeżeli do EAS nie zostały dostarczone dane z PMU, np. z powodu braku komunikacji z koncentratorami danych, wówczas taki stan sygnalizowany jest zmianą koloru

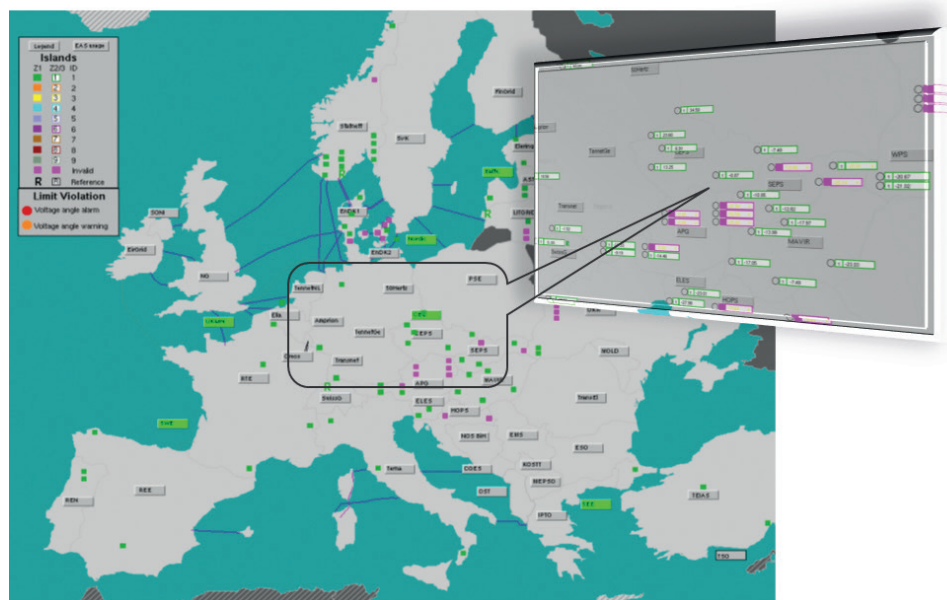
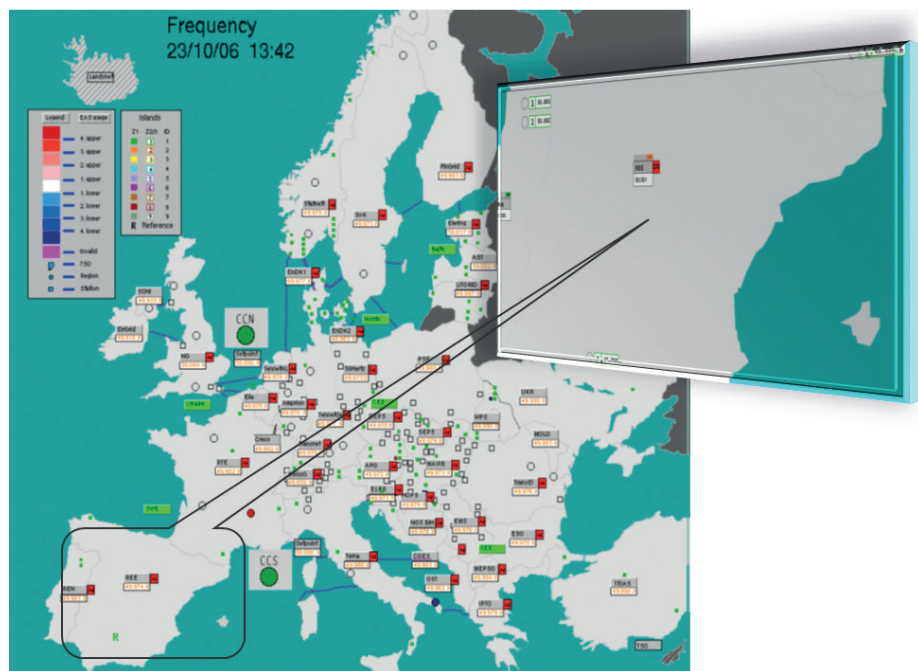
kwadratu na różowy. Symbol litery R informuje, że dane PMU pełni funkcję pomiaru referencyjnego w danym obszarze wyspowym dla pozostałych PMU. Jeżeli sieć ENTO-E ulegnie podziałowi, wówczas tło kwadratu oraz oznaczenie PMU referencyjnego zmienia kolor, odpowiednio do liczby wydzielonych stref Z1, Z2, Z3 itd. W danej strefie synchronicznej można zdefiniować kilka referencyjnych PMU, które są wybierane zgodnie listą priorytetów lub losowo, gdy brak jest takiej listy.



Rys. IV.3.1. Połączenie krajowych WAMS z EAS [3]

Sposób prezentacji wartości napięć mierzonych przez PMU (moduł i kąt) jest podobny do wizualizacji częstotliwości (rys. IV.3.2, na dole). Przy powiększaniu wybranego obszaru na ekranie pojawiają się dodatkowe informacje o napięciach w postaci kółek w kolorze pomarańczowym lub czerwonym, symbolizujących ostrzeżenie lub przekroczenie stanu alarmowego napięcia. Wyświetlana jest również wartość kąta napięcia danego PMU w odniesieniu do kąta z referencyjnego PMU.

Uzupełnieniem graficznej prezentacji pomiarów PMU jest dostępna w dzienniku zdarzeń lista alarmów generowanych w EAS, dotyczących przekroczenia limitów częstotliwości i napięcia (modułu i kąta), wydzielania się obszarów wyspowych, a także stanów alarmowych odnoszących się do poprawności danych przesyłanych z koncentratorów WAMS.



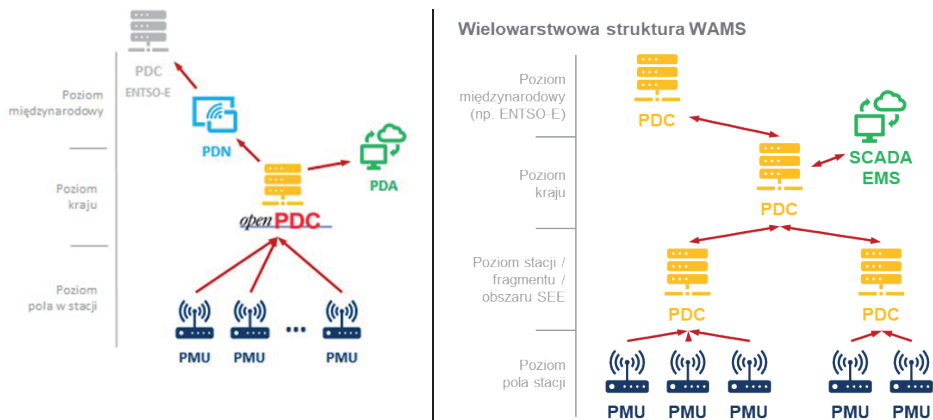
Rys. IV.3.2. Wizualizacje w systemie EAS – pomiary częstotliwości (rys. górny) i pomiary napięcia (rys. dolny) [3]

Stan istniejący i perspektywy rozbudowy systemu WAMS w KSE

System WAMS wdrożony w KSE ma strukturę gwiazdową (rys. IV.3.3) i obejmuje piętnaście urządzeń pomiarowych PMU. W przyszłości, wraz ze wzrostem liczby modułów PMU, jak również z możliwością wykorzystania współdzielenia funkcji pomiarów synchrofazorów, np. w zabezpieczeniach, możliwym kierunkiem rozwoju WAMS będzie struktura warstwowa (rys. IV.3.3), gdzie poszczególne obszarowe dyspozycje mocy (ODM) PSE zostaną wyposażone we własne koncentratory danych, połączone z centralnym. PMU realizują pomiary synchrofazorów napięć i prądów z rozdzielczością 50 pomiarów na sekundę i przesyłają te dane za pośrednictwem sieci WAN do koncentratora danych. W obu rozwiązaniach wdrożone są następujące aplikacje narzędziowe:

- PDC (*Phasor Data Concentrator*) – oprogramowanie przeznaczone do kolekcji i wstępnego przetwarzania danych o nazwie openPDC;
- PDA (*Phasor Data Analyzer*) – aplikacja przeznaczona do podglądu danych pomiarowych bieżących, jak również historycznych, w celu estymacji i monitorowania warunków pracy SEE;
- PDN (*Phasor Data Node*) – aplikacja przeznaczona do przekierowywania danych pomiarowych do innych PDC, np. na poziomie ENTSO-E.

Koncentrator danych w PSE został wdrożony jako oprogramowanie o nazwie openPDC, dostarczane przez Grid Protection Alliance (GPA) w formie nieodpłatnej licencji softwarowej typu *open-source*. Koncentrator ten komunikuje się z modułami PMU zgodnie ze standardem IEEE C37.118 [1] oraz przy wykorzystaniu w warstwie transportowej protokołu UDP (*User Datagram Protocol*), wybranego przez PSE ze względu na bezpieczeństwo transmisji danych.

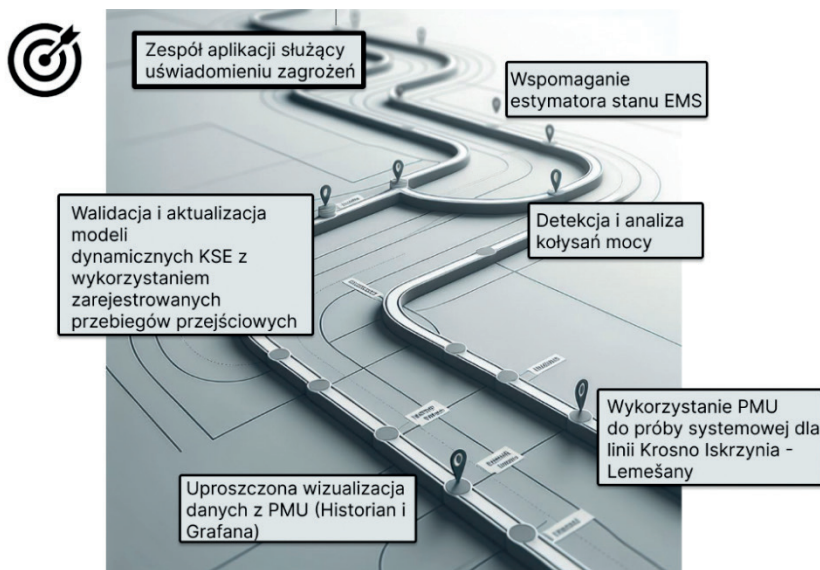


Rys. IV.3.3. Struktura WAMS w PSE – gwiazdowa (obecna) i warstwowa (docelowa) [3]

Każdy z modułów PMU przesyła następujące dane pomiarowe oznaczone znacznikiem czasu zsynchronizowanym z sygnałem GNSS (*Global Navigation Satellite System*): moc czynna, moc bierna, częstotliwość systemowa, fazory (moduł i kąt) napięcia i prądu

poszczególnych faz oraz wyliczone dla tych wielkości składowe zgodne. Strumienie danych z każdego PMU oznaczone są unikatowym identyfikatorem, który zawarty jest w ramce konfiguracyjnej, nadsyłanej z PMU, zgodnie z [1]. Zarządzanie pomiarami przetwarzanymi przez koncentrator danych oraz ich archiwizacja realizowane są przez opracowany w PSE archiwizator danych WAMS, współpracujący z openPDC. Archiwizator WAMS działa w tle innych aplikacji korzystających z danych z PMU, cyklicznie przetwarzając pliki wyjściowe z openPDC do plików tekstowych godzinowych. Na podstawie znaczników czasu w ramach pomiarów archiwizator szereguje pomiary zgodnie z rosnącym czasem, a następnie zapisuje te dane do baz danych InfluxDB i PostgreSQL. Baza InfluxDB jest wykorzystywana do gromadzenia danych pomiarowych, natomiast baza PostgreSQL jest używana do zapisu najnowszych próbek z modułów PMU otrzymywanych poprzez openPDC wraz z informacjami zawierającymi ich nazwę, opis, adresację, aktywność i lokalizację.

Na bazie takiej struktury teleinformatycznej WAMS w PSE budowane są pierwsze funkcje. Aktualnie dla dyspozytorów dostępne są narzędzia wizualizujące pomiary z PMU. Front-end stanowi w tym przypadku narzędzie *open-source* o nazwie Grafana, uruchamiane w przeglądarce. Obecnie skonfigurowane są panele kontrolne, zgodne z potrzebami dyspozytorów. Grafana jest narzędziem elastycznym, które nie tylko umożliwia użytkownikowi przeglądanie zdefiniowanych wcześniej wykresów czy też sprawdzenie prezentowanych na nich danych surowych, ale pozwala też skonfigurować własne, oferując dodatkowo podstawowe przekształcenia matematyczne danych surowych.



Rys. IV.3.4. Mapa drogową wdrażania funkcjonalności WAMS w PSE

W KSE przyjęto mapę drogową wdrażania funkcjonalności WAMS (rys. IV.3.4). Jest ona wynikiem pracy badawczo-rozwojowej, zrealizowanej w celu nie tylko skatalogowania

dostępnych funkcjonalności WAMS, wdrażanych na świecie przez OSP i OSD, ale przede wszystkim nadania priorytetów ze strony biznesu PSE ocenie eksperckiej dokonanej na katalogu aplikacji WAMS. Niektóre spośród priorytetowych funkcjonalności mają już odpowiednio wysoki poziom dojrzałości technologicznej, mogą być zatem wprost wdrażane w PSE, jednak w przypadku wybranych konieczne jest wykonanie pracy badawczo-rozwojowej, po której zostanie podjęta decyzja biznesowa o faktycznym wdrożeniu zaprojektowanego prototypu w środowisku produkcyjnym. Do grupy takich funkcjonalności należy m.in. opisany poniżej moduł do identyfikacji oscylacji międzyobszarowych [4].

Ocena jakości danych pomiarowych z PMU

Poprawność danych pomiarowych, których źródłem w systemach WAMS są urządzenia PMU, ma kluczowe znaczenie dla zapewnienia wiarygodnych wyników działania aplikacji użytkowych opracowywanych w ramach systemu WAMS. Poprawność danych rozumiana jest jako ich kompletność (spójność czasowa) oraz wiarygodność (poprawność metrologiczna), tj. stopień zgodności wartości zmierzonej z rzeczywistością (prawdziwą) wartością mierzonej wielkości.

W ramach prac przygotowawczych do wdrożenia aplikacji WAMS dokonano oceny jakości danych pomiarowych zarejestrowanych za pomocą PMU w postaci pomiarów wielkości fizycznych (napięcia, częstotliwości) z rozdzielczością czasową 20 ms z kilku stacji elektroenergetycznych przez okres kilkuset godzin. Analiza tak dużego zbioru danych wymagała opracowania specjalnych narzędzi testujących przeznaczonych do wykrywania takich wad serii pomiarowych, jak brak wartości liczbowej pomiaru pomimo zarejestrowania znacznika czasu, wartość pomiarowa poza granicami technicznymi lub znacznie odbiegająca od wcześniejszych pomiarów i sąsiednich późniejszych (pomiar odstający). Wiarygodność metrologiczną pomiaru częstotliwości sprawdzano poprzez porównanie czasu wystąpienia wartości minimalnych i maksymalnych w różnych miejscach pomiarowych.

Poprawność znacznika czasu przypisanego do wartości pomiarowej jest istotna dla poprawności działania aplikacji z dziedziny automatyki obszarowej. Informacje o ewentualnym błędzie tego znacznika przekazywane są wraz każdym zestawem pomiarów w postaci parametru *Time Quality*. Dokładność pomiaru czasu nabiera szczególnego znaczenia wobec obserwowanych w niektórych częściach kraju zakłóceń sygnału GNSS wykorzystywanego do synchronizacji układów PMU.

Kompletność pomiarów zbieranych we wszystkich analizowanych lokalizacjach, mierzona liczbą minut, które zawierały komplet pomiarów, do ogólnej liczby analizowanych minut, wynosiła ponad 99,5%. Przyjęcie dopuszczalności braku nie więcej niż dwóch próbek w minucie powodowało zwiększenie tego wskaźnika kompletności do 99,8%.

Obserwowane minimalne i maksymalne wartości częstotliwości zarejestrowane w różnych lokalizacjach zachowują niemal całkowitą zgodność co do wartości i czasu wystąpienia.

Każdorazowe wykorzystanie danych pomiarowych z PMU w aplikacjach technologicznych powinno być powiązane z walidacją pomiarów w czasie rzeczywistym. W większości przypadków wystarczające mogą być proste algorytmy zastępowania brakujących danych lub niewiarygodnych wartości (dane odstające) wartościami estymowanymi. W skrajnych przypadkach działanie aplikacji powinno być zatrzymane z sygnalizacją błędu danych.

Monitorowanie przebiegu próby systemowej odbudowy SEE

Monitorowanie operacji łączeniowych związanych z zastosowaniem napięcia i mocy ruchowej z zewnętrznego, oddalonego źródła do uruchomienia bloku cieplnego 240 MW w Elektrowni Połaniec jest jednym z przykładów wykorzystania własności pomiarów synchronizatorów. Dotyczy to zwłaszcza takich własności, jak rozdzielczość pomiarowa 20 ms i synchronizacja wszystkich pomiarów w krajowym SEE, jak również ENTSO-E [3].

Próba systemowa zrealizowana w czerwcu 2024 r. między operatorami polskim i słowackim polegała na podaniu napięcia poprzez linię transgraniczną o napięciu 400 kV łączącą stacje: po stronie polskiej Krosno Iskrzynia i po stronie słowackiej Lemešany do wydzielonego obszaru po stronie słowackiej oraz w kolejnym etapie na podaniu napięcia ze Słowacji do Elektrowni Połaniec. Próba ta wymagała wydzielenia w sieci 400 kV toru rozruchowego obejmującego rozdzielnie: R-400 kV Krosno Iskrzynia, R-400 kV Tarnów, R-400 kV Połaniec.

W stacjach wykorzystano pomiary napięć i prądów rejestrowane przez układy PMU i dostępne w czasie rzeczywistym dla przeprowadzających próbę. Monitorowanie przebiegów napięć i ich kątów fazowych pozwoliło na zwiększenie świadomości sytuacyjnej dotyczącej całego obszaru, na którym wykonywana była próba systemowa. Zarejestrowane w bazach danych pomiary zostały przeanalizowane pod kątem obserwowanych zjawisk, w szczególności takich, których czas zaistnienia był krótszy niż rozdzielczość oferowana przez system SCADA. Wyniki analiz zostały wykorzystane do projektowania i realizacji innych zaawansowanych aplikacji, jak np. monitorowanie oscylacji międzyobszarowych.

Monitorowanie oscylacji międzyobszarowych

Poziom i charakter oscylacji niskoczęstotliwościowych LFO (*low-frequency oscillation*) częstotliwości i mocy o częstotliwościach od 0,1 do 3 Hz ma istotne znaczenie dla bezpieczeństwa pracy SEE. W systemach z dużym udziałem generacji z wykorzystaniem maszyn wirujących oscylacje są tłumione poprzez moment bezwładności wirników. W systemach z dużym udziałem konwerterów (falowników) energoelektronicznych źródłem oscylacji o słabym tłumieniu mogą być wzajemne oddziaływania sterowników falowników i ich interakcja z impedancją sieci.

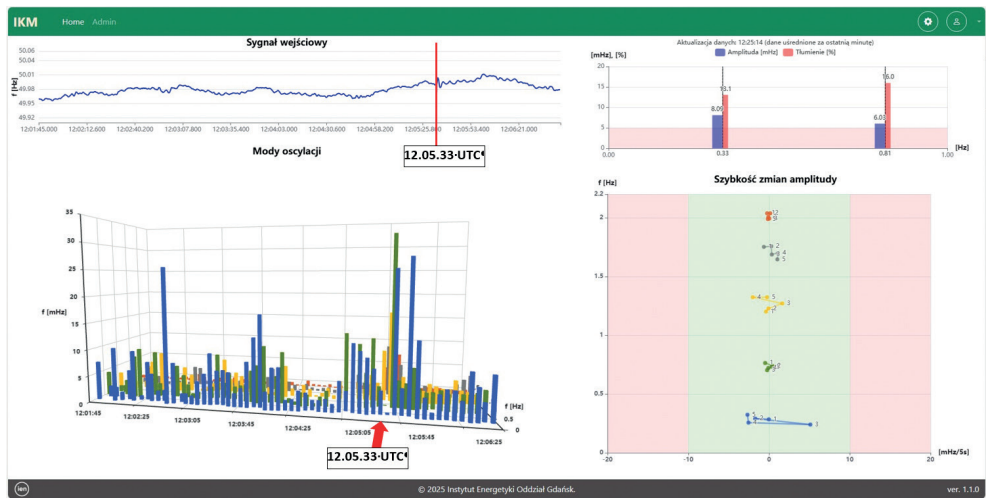
W ramach przygotowań do monitorowania procesu synchronizacji systemów bałtyckich na połączeniu systemu krajowego z systemem litewskim opracowano i wdrożono w infrastrukturze informatycznej PSE aplikację do identyfikacji kołysań międzyobszarych (IKM), tj. oscylacji częstotliwości rozumianych jako wolnozmiennie (poniżej 1 Hz) oscylacje częstotliwości wokół częstotliwości 50 Hz. Aplikacja ta pozwala na bieżące monitorowanie tych oscylacji oraz ich analizę *post-mortem*.

Wykrywanie LFO na podstawie próbek pomiaru częstotliwości i/lub mocy jest w istocie dynamiczną dekompozycją modów DMD (*Dynamic Mode Decomposition*). Do tego celu stosowane są różne algorytmy wykorzystujące rachunek macierzowy i rozwiązywanie równań różniczkowych, jak również algorytmy wykorzystujące sztuczną inteligencję. Wybór metody zastosowanej w prototypie aplikacji monitorowania LFO poprzedzono analizą kilku metod DMD, takich jak: analiza falkowa dla falek Morleta i db4, *matrix pencil* oraz różne odmiany metody Prony'ego.

Algorytm obliczeniowy polega na wyodrębnieniu z sygnału wejściowego przebiegów o częstotliwości w przedziale 0,1–1 Hz, zwanych modami. Do wyodrębnienia modów wykorzystano jedną z metod DMD – metodę Prony'ego [5]. Dokonując wstępnej obróbki danych pomiarowych polegającej na filtracji sygnału, redukcji częstości próbkowania (*resampling*) oraz eliminacji trendu sygnału próbkowanego, wyznacza się serię funkcji wykładniczych, z których każda funkcja składowa opisana jest zespoloną wartością amplitudy i zespolonym wykładnikiem. Dla każdego przebiegu składowego możliwe jest zatem wyznaczenie jego częstotliwości, amplitudy, fazy oraz tłumienia.

Jako sygnał wejściowy wykorzystuje się pomiary częstotliwości wyznaczone (obliczane) przez PMU z rozdzielczością czasową 20 ms i dyskretyzacją wartości pomiaru ok. 1 mHz. Obliczenia wykonywane są co 5 s z uwzględnieniem przesuwnego okna czasowego o długości 20 s z funkcją nakładania się (*window overlapping*).

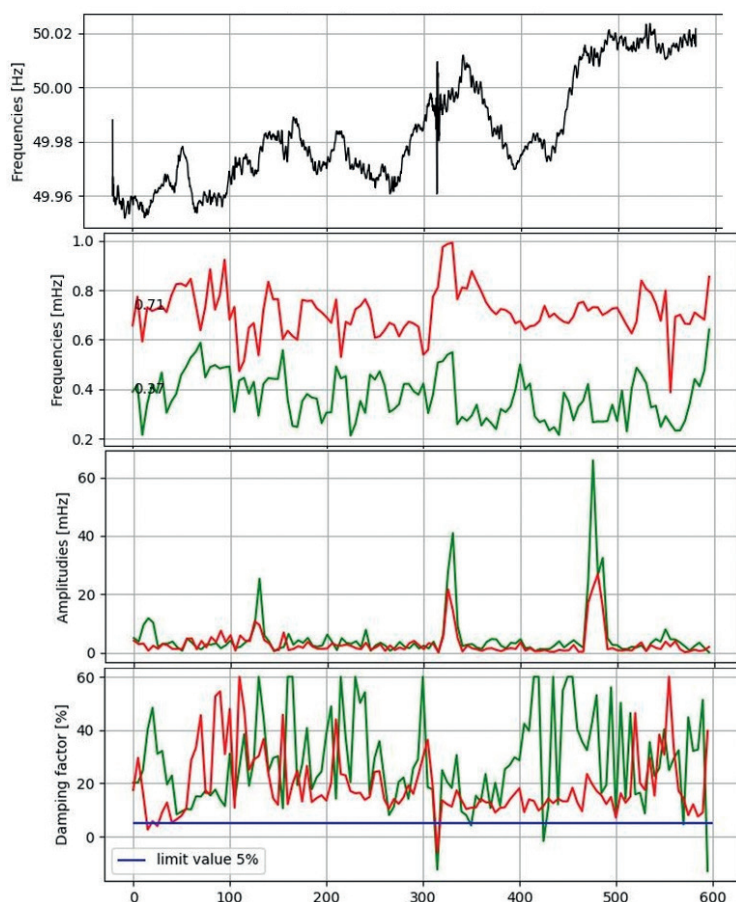
Na rys. IV.3.5 przedstawiono widok ekranu z analizy LFO w trakcie zsynchronizowania z systemami krajów bałtyckich. Widoczny jest niewielki wzrost amplitudy modu o średniej częstotliwości 0,32 Hz. Nie zaobserwowano natomiast trwałej zmiany częstotliwości modu, co potwierdziły m.in. systemy WAMS innych operatorów w strefie Europy kontynentalnej ENTSO-E. Obserwowane zaburzenie odpowiada typowemu przebiegowi czasowemu częstotliwości podczas operacji łączeniowej.



Rys. IV.3.5. Przebieg częstotliwości modów, amplitudy i tłumienia podczas połączenia systemów

Na wykresach na rys. IV.3.6 pokazano przebieg częstotliwości dwóch modów: 0,32 Hz (kolor zielony) i 0,72 Hz (kolor czerwony) oraz odpowiadające im przebiegi amplitud i współczynników tłumienia, jakie wyznaczono na podstawie pomiarów częstotliwości w stacji Ełk, tj. blisko miejsca synchronizacji systemów. W krajowym systemie w stanie ustalonym modem dominującym jest mod o częstotliwości w przedziale 0,3–0,4 Hz, co pokrywa się z zakresem częstotliwości modów wykrywanych w systemie europejskim [6]. Z punktu widzenia przydatności funkcji monitorowania LFO kluczowe znaczenie ma określenie kryteriów, przy których oscylacje te mogą stanowić zagrożenie dla stabilności systemu i których przekroczenie związane byłoby z generowaniem alarmu (ostrzeżenia) oraz podjęciem działań zaradczych.

Jako wartość kryterialną zagrożenia związanego z poziomem LFO można przyjąć określoną, konfigurowalną wartość amplitudy, np. 0,1 p.u. występującą przez trzy kolejne okresy obliczeniowe dla modu dominującego z przedziału 0,1–0,7 Hz oraz jednocześnie przekroczenie międzyszczytowej (min./maks.) różnicy częstotliwości ponad określoną wartość (np. 60 mHz) przez co najmniej trzy kolejne okresy przebiegu 50 Hz. W momencie synchronizacji systemów maksymalna amplituda modu dominującego wyniosła ok. 40 mHz (0,125 p.u.), ale wartość ta nie wystąpiła przez trzy kolejne okresy obliczeniowe. Odchylenie częstotliwości wyniosło 197 mHz, ale trwało tylko przez jeden okres, podczas gdy odchylenie to w stanie ustalonym wynosi poniżej 10 mHz.



Rys. IV.3.6. Przebieg częstotliwości, amplitud i współczynników tłumienia modów: 0,32 Hz (kolor zielony) oraz 0,72 Hz (kolor czerwony)

Podsumowanie

Pojawienie się nowej techniki pomiarów wielkości elektrycznych w systemie, tj. pomiarów synchronicznych o rozdzielczości czasowej kilkadziesiąt milisekund z dokładnością 1 μ s wraz z możliwością przesyłania tych pomiarów do centrów dyspozytorskich przy wykorzystaniu sieci transmisyjnych zapewniających duże przepływności transmisji, stworzyło nowe możliwości zarządzania SEE w skali zarówno kraju, jak i połączonych sieci ENTSO-E. Opisany w rozdziale centralny system EAS pozwala monitorować powstające zagrożenia bezpieczeństwa pracy całego połączonego SEE, prowadząc do znacznego wzrostu świadomości sytuacyjnej.

Wdrażany w krajowym SEE system WAMS wspiera coraz więcej funkcji i jest rozbudowywany w zaplanowany sposób, zgodnie ze zidentyfikowanymi priorytetami.

Ukończono etap wdrażania podstawowych funkcji technicznych, takich jak: akwizycja i analiza poprawności danych, wizualizacja pomiarów połączona z prostą analizą zmienności danych oraz archiwizowanie danych. Wdrożenie produkcyjne zaawansowanych funkcji użytkowych zostało poprzedzone wdrożeniem prototypu funkcji monitorowania LFO, wykorzystanego podczas synchronizacji systemów krajów bałtyckich.

Zaawansowane są prace zmierzające do wdrożenia funkcji użytkowych związanych z monitorowaniem oscylacji niskoczęstotliwościowych, analizy stabilności napięciowej i innych.

Bibliografia

1. IEEE Power and Engineering Society. IEEE Std C37.118.2™-2011: IEEE Standard for Synchrophasor Data Transfer for Power Systems.
2. ENTSO-E. Oscillation Event 03.12.2017. System Protection and Dynamics WG. March 2018; https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/Regional_Groups_Continental_Europe/OSCILLATION_REPORT_SPD.pdf.
3. Gorczyca-Goraj A., Babś A., Głaz M. Przykłady wykorzystania WAMS na potrzeby monitorowania on-line pracy systemu przesyłowego KSE. *Wiadomości Elektrotechniczne* 2025, z. 9.
4. CIGRE. Operator training in electricity grids at different control levels and for different participants, actors in the new environment. CIGRE Technical Brochure No. 925. Working Group C2.39. March 2024.
5. Khazaei J., Fan L., Jiang W., Manjure D. Distributed Prony analysis for real-world PMU data. *Electric Power Systems Research* 2016, 133, s. 113–120.
6. Vicario A., Berizzi A., Giannuzzi G.M., Pisani C. Practical implementation and operational experience of dynamic mode decomposition in wide-area monitoring systems of Italian power system. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy* 2023, 11(3), s. 793–802.

IV.4. Analiza i rozwój architektury bezpieczeństwa cybernetycznego w systemach zdalnego sterowania w energetyce

Łukasz Czapla, Tomasz Ogryczak, Paweł Rozenkiewicz, Jarosław Klucznik
Instytut Energetyki – Państwowy Instytut Badawczy, Oddział Gdańsk

Wprowadzenie

System zdalnego sterowania jest pakietem oprogramowania wykorzystywanym do zdalnego monitorowania procesu regulacji napięcia i wysyłania wartości zadanych do układów regulacji. Oprogramowanie to może być stosowane w elektrowniach, w obiektach infrastruktury sieci przesyłowych i dystrybucyjnych. Współczesne wdrożenia tego typu systemów, funkcjonujące w sieciach teleinformatycznych przedsiębiorstw energetycznych, muszą spełniać wymagania związane z bezpieczeństwem cybernetycznym. Realizacja tych wymagań jest odpowiedzialnością zarówno dostawców oprogramowania, jak i integratorów systemów i stanowi architekturę bezpieczeństwa cybernetycznego systemu. Z doświadczenia autorów wynika, że uzgodnienia w zakresie tej architektury są obecnie bardziej czasochłonne niż uzgodnienia dotyczące funkcji realizowanych przez te systemy, gdyż kwestie związane z bezpieczeństwem cybernetycznym mają aktualnie bardzo wysoki priorytet.

Integratorzy systemów, którymi najczęściej są wyspecjalizowane firmy doradcze lub eksperci zatrudnieni w odpowiednich działach przedsiębiorstw energetycznych, odpowiadają za wdrożenie zabezpieczeń zewnętrznych względem aplikacji SZS, ale też za prawidłową konfigurację tego systemu i infrastruktury teleinformatycznej. Ich działania koncentrują się na kontroli dostępów użytkowników, kontroli przepływu danych i zapewnieniu niezawodności systemu. W tym celu m.in. wdrażają segmentację sieci, tworzą strefy zdemilitaryzowane DMZ (*Demilitarized Zone*), konfiguruja brzegowe zapory sieciowe, wyznaczają trasy routingu pomiędzy urządzeniami, realizują bezpieczny dostęp dla konkretnych użytkowników, wskazują obostrzenia dla dostawców oprogramowania i odpowiadają za zapewnienie wysokiej dostępności systemów HA (*High Availability*).

Dostawcy oprogramowania odpowiadają za wdrożenie zabezpieczeń w samej aplikacji w zakresie mechanizmów uwierzytelniania użytkowników, nadawania ról i uprawnień w swoim systemie, prowadzenie logów audytowych dziennika zdarzeń (zawierających m.in. wykrywanie prób nieautoryzowanych działań), dbałości o zapewnienie integralności danych i oprogramowania oraz poprawienie niezawodności działania aplikacji. Instytut Energetyki ciągle udoskonala autorskie oprogramowanie, dostosowując się do coraz

nowszych wymagań w zakresie bezpieczeństwa cybernetycznego, korzystając z wiedzy zawartej w normach i publikacjach naukowych, ale także realizując wymagania stawiane przez podmioty, z którymi współpracuje.

Wymagania dotyczące bezpieczeństwa cybernetycznego dla systemów przemysłowych zostały określone w międzynarodowych normach, z których w tym kontekście najważniejsze wydają się normy serii IEC 62443. Norma IEC 62443-3-3 [1] zawiera wymagania dla systemów automatyki przemysłowej działających w sieciach przemysłowych, natomiast IEC 62443-4-2 [2] odnosi się do komponentów tych systemów, w tym urządzeń i aplikacji. Z kolei w dyrektywie NIS 2 [3] w większym stopniu ujęte są kwestie formalno-prawne obowiązujące w Unii Europejskiej. Chociaż te normy i dokumenty stanowią solidną podstawę do projektowania bezpiecznego oprogramowania, doświadczenia zdobyte na obiektach energetycznych pokazują, że nie uwzględniają one wszystkich problemów występujących w praktyce.

Zagadnienia organizacyjne i techniczne związane z bezpieczeństwem danych zawarto w opracowaniu [4]. Spektrum zagrożeń bezpieczeństwa cybernetycznego dla przedsiębiorstw związanych z elektroenergetyką omówiono w pracy [5]. Ogólne rekomendacje dotyczące zabezpieczenia rozproszonych zasobów energetycznych przed zsynchronizowanymi atakami mogącymi destabilizować pracę systemu elektroenergetycznego opisano w publikacji [6]. Wymogi typowe dla branży energetycznej można odnaleźć na stronach internetowych przedsiębiorstw energetycznych [7]. Ze względu na dużą dynamikę zmian w dziedzinie bezpieczeństwa cybernetycznego równie istotnym źródłem są renomowane portale poświęcone bezpieczeństwu cybernetycznemu, gdzie niezależni eksperci wymieniają się swoimi doświadczeniami [8, 9].

Rozwój architektury bezpieczeństwa systemów zdalnego sterowania

Systemy SCADA stanowią kluczowy element infrastruktury energetycznej (infrastruktura krytyczna), odpowiadając za monitorowanie i sterowanie procesami zachodzącymi na każdym etapie wytwarzania i przesyłu energii elektrycznej. Ich zadania obejmują zbieranie danych z rozproszonych urządzeń, analizę informacji w czasie rzeczywistym oraz umożliwienie operatorom szybkiego reagowania na dynamicznie zmieniające się warunki pracy systemu.

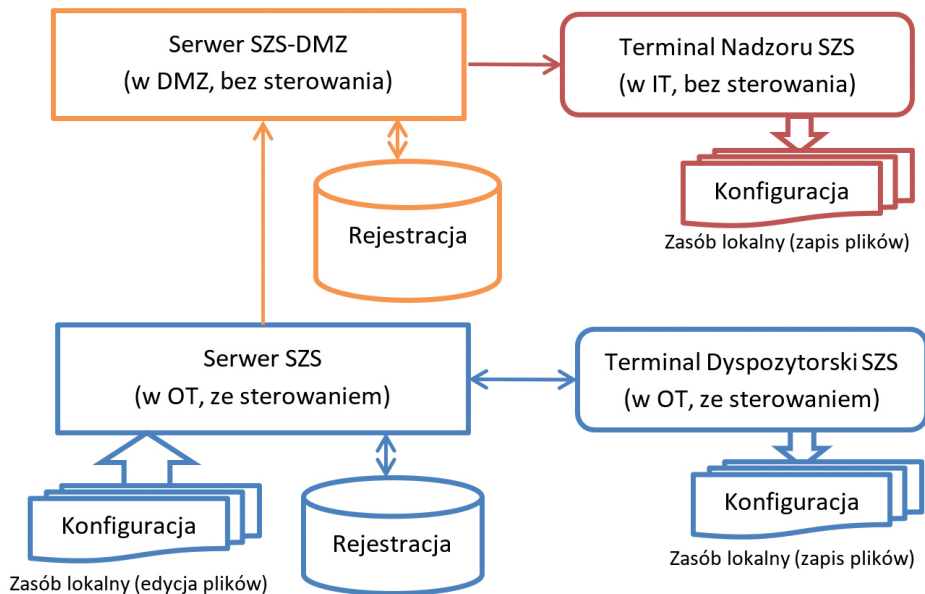
W przeszłości systemy takie jak SZS funkcjonowały w odizolowanych środowiskach, takich jak wydzielone sieci LAN, co przez lata skutecznie minimalizowało ryzyko związane z cyberatakami. Sieci te z jednej strony pozbawione były dostępu do Internetu, ale z drugiej strony były zarządzane w ograniczony sposób, a komputery wewnątrz tych sieci były często pozbawione ważnych aktualizacji. Bezpieczeństwo było zagwarantowane przez ochronę dostępu fizycznego do tego systemu. Rozwój technologii i potrzeba większej elastyczności, zdalnego nadzoru bądź integracji z systemami informatycznymi przedsiębiorstw sprawiły, że ten sposób zabezpieczenia jest obecnie nieakceptowalny.

Okazuje się, że do ataku hakerskiego na system zrealizowany w sieci wydzielonej wystarczy jeden sfrustrowany pracownik przedsiębiorstwa energetycznego lub pracownik firmy zewnętrznej (np. sprzątającej), który w niewidocznym miejscu podłączy specjalne urządzenie, wyglądające jak zwykły nośnik danych (pendrive), do komputera znajdującego się w tej sieci. To niewielkich rozmiarów urządzenie, łatwo dostępne do kupienia na portalach aukcyjnych za ok. 100 dolarów, może zawierać kartę SIM, system operacyjny, własną baterię i oprogramowanie umożliwiające atakującemu pełen dostęp do komputera znajdującego się wewnątrz wydzielonej sieci. Z tego względu zaleca się, aby wszystkie systemy, m.in. SZS, były włączone w jedną, odpowiednio zorganizowaną i w pełni zarządzaną, sieć teleinformatyczną przedsiębiorstwa energetycznego, co gwarantuje wyższy poziom zabezpieczeń, możliwość ciągłego nadzoru przez służby i automatyczne systemy monitorowania, aktualizację oprogramowania oraz większą elastyczność w zakresie konfiguracji systemu.

W odpowiedzi na te zagrożenia organizacje energetyczne wdrażają architekturę warstwową typu *Defense in Depth*, której celem jest zapewnienie wielopoziomowej ochrony systemów SCADA. Podejście to zakłada segmentację sieci na logiczne strefy, takie jak strefa biznesowa (*Enterprise Zone*), strefa zdemilitaryzowana DMZ, strefa kontroli (*Control Zone*) oraz strefa urządzeń polowych (*Field Zone*). Każda z tych warstw jest chroniona przez zestaw odpowiednich zabezpieczeń, w tym wielowarstwowe zapory sieciowe, systemy wykrywania i zapobiegania intruzom (systemy IDS/IPS), kontrolę dostępu oraz stały monitoring aktywności użytkowników i urządzeń. Dzięki takiemu podejściu możliwe jest ograniczenie ryzyka cyberataków przy jednoczesnym zachowaniu funkcjonalności i dostępności, które są niezbędne do prawidłowego działania nowoczesnych systemów zarządzania infrastrukturą energetyczną. Umieszczenie oprogramowania SZS w tej strukturze teleinformatycznej stanowi skomplikowane zadanie, a często ma charakter indywidualny i poufny. Dla potrzeb niniejszego rozdziału należy założyć w uproszczeniu, że sieć komputerowa przedsiębiorstwa energetycznego jest podzielona na sieć biznesową IT oraz sieć technologiczną OT (*Operational Technology*), a pomiędzy nimi znajdują się wyizolowane segmenty sieci zdemilitaryzowanej DMZ (rys. IV.4.1).

Komponenty SZS w sieci przedsiębiorstwa energetycznego są podzielone w następujący sposób:

- w sieci technologicznej OT (kolor niebieski) pracują serwery danych i terminale dyspozytorskie HMI „ze sterowaniem”, zainstalowane na komputerach bez dostępu do Internetu, ale z dostępem do regulacyjnych urządzeń energetycznych, wykonujących rozkazy przesyłane z terminali;
- w sieci DMZ (kolor pomarańczowy) znajdują się serwery, bez funkcji sterowania, udostępniające jednokierunkowo dane dla terminali nadzoru;
- w sieci biurowej IT (kolor czerwony) pracują terminale HMI do nadzoru, „bez sterowania”, które są zainstalowane na komputerach z dostępem do Internetu.



Rys. IV.4.1. Uproszczona struktura połączeń komponentów oprogramowania SZS

Zagrożenia dla systemów SCADA

Oprogramowanie SCADA jest narażone na występowanie wielu zagrożeń, które mogą doprowadzić do przejęcia kontroli nad procesem technologicznym przez osobę nieuprawnioną lub pozbawić operatora kontroli nad tym procesem poprzez unieczynnienie komponentów SCADA.

Błędy w mechanizmach kontroli dostępu mogą prowadzić do poważnych naruszeń bezpieczeństwa, takich jak przyznanie nieuprawnionego dostępu do funkcji wysyłania wartości zadanych, przez co osoba nieuprawniona może wpłynąć bezpośrednio na proces technologiczny kontrolowany przez SCADA. Luki w uwierzytelnianiu narażają system na dostęp osób nieuprawnionych i umożliwiają wertykalną lub horyzontalną eskalację uprawnień [8].

Ataki siłowe typu *brute-force* polegają na automatycznym zgadywaniu poświadczeń, często przy wykorzystaniu publicznie znanych nazw użytkowników i słabych haseł. Słaba polityka haseł oraz ich przewidywalność znacząco ułatwiają tego typu ataki. Użytkownicy, zamiast tworzyć silne hasła, często stosują łatwe do zapamiętania kombinacje. Dodatkowym zagrożeniem są domyślne hasła pozostawione po instalacji, które bywają publicznie znane.

Prawidłowe działanie systemu SCADA wymaga spójnej konfiguracji jego komponentów. Błędy konfiguracyjne mogą wynikać z uszkodzeń sprzętu, pomyłek administracyjnych lub ataków. Problemy z plikami konfiguracyjnymi mogą uniemożliwić uruchomienie

systemu lub prowadzić do jego niestabilności. Brak kopii zapasowych oraz niewłaściwe zabezpieczenie plików konfiguracyjnych dodatkowo zwiększają ryzyko utraty danych lub nieautoryzowanych zmian.

Ataki manipulujące przesyłanymi danymi typu *man-in-the-middle* mogą zakłócać działanie systemów SCADA poprzez celową modyfikację pomiarów lub poleceń sterujących, ale dane te mogą być również zniekształcone przez zakłócenia środowiskowe, jeśli infrastruktura torów pomiarowych nie została odpowiednio zaprojektowana.

Właściwie zaprojektowany system SCADA powinien wykazywać odporność na ataki typu DoS (*denial-of-service*), polegające na próbie przeciążenia komponentów SCADA lub zablokowania systemu poprzez wymuszenie pojawienia się okienka z błędem, dlatego w systemach SCADA wyskakujące okienka o błędach nie powinny blokować podstawowych funkcji.

Utrata łączności automatyki sieciowej z systemem SCADA może być spowodowana awariami sprzętu sieciowego, błędami konfiguracyjnymi, atakami bądź przypadkowymi uszkodzeniami kabli. Konsekwencją jest brak komunikacji z układami regulacji i terminalami HMI. Z kolei błędy w konfiguracji zabezpieczeń mogą zablokować czasowo całe segmenty sieci teleinformatycznej.

Nośniki danych i zasilacze ulegają naturalnemu zużyciu, uszkodzenia mogą wystąpić na skutek starzenia się sprzętu, przepięć, wibracji lub ataków typu DoS. W maszynach fizycznych stosuje się redundantne zasilania i macierze dyskowe RAID1, co zapewnia ochronę, ale tylko pod warunkiem szybkiej reakcji i wymiany uszkodzonych komponentów. Coraz częściej stosuje się rozwiązania scentralizowane, oparte na wirtualnych maszynach VM (*virtual machine*), jednak nadal istotne jest zabezpieczenie fizycznych komponentów, dlatego realizowane są różne scenariusze nadmiarowości w klastrach maszyn wirtualnych.

Zbiór wymagań dla systemów zdalnego sterowania

Dla systemów SZS stawiane są różne wymagania powodujące wzrost bezpieczeństwa cybernetycznego. Treść niniejszego rozdziału nie powinna ujawniać konkretnie zastosowanych mechanizmów i sposobu ich implementacji w SZS, dlatego autorzy skupili się na ogólnych wytycznych w zakresie wymagań dla tego typu systemów. Poniżej przedstawiono opis siedmiu podstawowych wymagań bezpieczeństwa FR (*Fundamental Requirements*), zgodnie z normą IEC 62443, mających zastosowanie w kontekście dostosowania SZS do nowej architektury bezpieczeństwa cybernetycznego.

Kontrola identyfikacji i uwierzytelniania

Serwer SZS powinien umożliwiać identyfikację i uwierzytelnianie wszystkich użytkowników przed przyznaniem im dostępu do danych serwera lub udostępnianych przez niego zasobów. Funkcja identyfikacji i uwierzytelniania polega na zmapowaniu znanej tożsamości na nieznany proces oprogramowania lub urządzenie.

Mechanizm identyfikacji i uwierzytelniania może być zapewniony lokalnie przez serwer SZS lub poprzez integrację z zewnętrznym systemem identyfikacji i uwierzytelniania. Powszechnym podejściem spełniającym ten wymóg jest realizacja procesu uwierzytelniania poprzez kontroler domeny (serwer LDAP lub usługę *Active Directory*). Jeżeli serwer SZS integruje się z systemem wyższego poziomu w celu zapewnienia zarządzania kontami, podczas tworzenia oprogramowania należy wziąć pod uwagę przypadek utraty łączności z systemem wyższego poziomu.

Serwer SZS powinien zapewniać możliwość zarządzania wszystkimi kontami użytkowników lub powinien być zintegrowany z systemem zarządzającym kontami. Identyfikatory powinny być unikalne i jednoznaczne co do konta, z którym są powiązane. Przykładem takiego identyfikatora jest globalnie unikalny identyfikator GUID (*Globally Unique Identifier*).

Uwierzytelnianie tożsamości użytkowników powinno się odbywać przy użyciu takich metod, jak hasła, dane biometryczne czy klucze fizyczne, oraz – w przypadku uwierzytelniania wieloczynnikowego – pewnej ich kombinacji. W przypadku uwierzytelniania za pomocą hasła serwer powinien zapewniać możliwość egzekwowania konfigurowalnego hasła o sile zgodnej z międzynarodowymi, sprawdzonymi wytycznymi dotyczącymi haseł (minimalna długość, różnorodność znaków, czas trwania itp.).

Serwer SZS podczas procesu uwierzytelniania powinien:

- zapewniać możliwość ukrycia informacji zwrotnej dotyczącej danych uwierzytelniających;
- egzekwować konfigurowalną liczbę kolejnych nieudanych prób dostępu ze strony danego użytkownika w konfigurowalnym okresie czasu;
- odmówić użytkownikowi dostępu na określony czas lub do momentu odblokowania przez administratora, gdy limit nieudanych prób dostępu zostanie osiągnięty. Funkcji tej nie należy używać na stacjach roboczych, na których wymagana jest natychmiastowa reakcja operatora w sytuacjach awaryjnych (np. na punktach dyspozytorskich).

Terminale HMI przeznaczone do użytku w biznesowej sieci IT (terminale nadzoru) powinny zapewniać możliwość wyświetlenia powiadomienia o użyciu systemu jeszcze przed uwierzytelnieniem. W treści komunikatu powinny się pojawić m.in. informacje o właścicielu systemu, zakazie używania systemu przez osoby do tego nieupoważnione i konsekwencjach prawnych. Taka funkcja terminala jest konieczna do wspierania wymogów prawnych i może poprawić bezpieczeństwo, zapobiegając przypadkowemu ujawnieniu informacji i stanowiąc środek odstraszaający dla osób o niskiej motywacji.

Użycie kontroli

Serwer SZS powinien egzekwować przypisane uprawnienia uwierzytelnionych użytkowników oraz monitorować ich wykorzystanie. Przykładowe działania objęte kontrolą to: wysyłanie wartości zadanych do obiektów, operacje na danych (np. odczyt wpisów

dziennika zdarzeń), zmiana konfiguracji oprogramowania (np. uruchomienie dodatkowych kanałów komunikacyjnych do kolejnej automatyki sieciowej).

Dostęp powinien być kontrolowany za pomocą przypisanych ról („administrator”, „dyspozytor”, „nadzór”) oraz mechanizmów egzekwowania dostępu do funkcji i usług, np. przy zastosowaniu list kontroli dostępu ACL (*Access-Control List*). W efekcie dobrze skonfigurowany system weryfikuje role użytkownika i przypisane im uprawnienia, a realizowane są tylko zgodne operacje. Nie należy przy tym stosować tzw. superkont (np. administratora, z uprawnieniami do wysyłania wartości zadanych). W ten sposób w praktyce wdrażane są zasady najmniejszych uprawnień i rozdziału obowiązków.

Terminale HMI powinny wymagać podwójnego zatwierdzenia dla operacji o wysokim poziomie zaufania, co zmniejsza ryzyko błędów i podkreśla wagę działań. Użytkownicy terminali powinni mieć możliwość dokonywania blokady sesji po okresie bezczynności lub ręcznie, kiedy świadomie opuszczają stanowisko. Blokadę konfigurowane są zwykle na poziomie hosta (rzadziej w samej aplikacji terminala) i wymagają ponownego uwierzytelnienia.

Ze względu na niezawodność pracy serwer SZS powinien stale monitorować stan wykorzystania swoich zasobów (pamięć, procesor, dysk). W przypadku braku dostępnych zasobów serwer powinien ograniczać liczbę równoczesnych sesji terminalowych, po to by uniknąć przeciążenia i ataków typu DoS, np. podejmować decyzje o niedopuszczaniu kolejnych użytkowników lub odłączaniu użytkowników o mniejszym priorytecie.

Serwer musi umożliwiać rejestrowanie zdarzeń istotnych z punktu widzenia bezpieczeństwa cybernetycznego, obejmujących m.in.: dostęp do systemu, błędy serwera, zdarzenia sterowania, operacje związane z backupem i przywracaniem, zmiany konfiguracji, zbyt duże obciążenie (np. nadmierne wykorzystanie pamięci) oraz działania wykonywane na dzienniku zdarzeń. Dla zapewnienia niezaprzeczalności serwer musi umożliwiać identyfikację użytkownika jako wykonawcy konkretnej akcji (np. podczas wysłania wartości zadanej lub wykonania restartu serwera).

Należy zapewnić kontrolę nad przestrzenią dyskową wykorzystywaną przez dzienniki zdarzeń i rejestrację danych bieżących serwera – monitorować jej stan, ostrzegać o zapelnieniu oraz zapobiegać awariom przy braku miejsca. System powinien reagować na błędy zapisu, chronić podstawowe funkcje i zapewniać ciągłość działania. Logi powinny być przechowywane przez czas zgodny z polityką właściciela aktywów. Ich przetwarzanie powinno obejmować transmisję, oznaczenie czasem i trwały zapis. W przypadku braku miejsca albo najstarsze wpisy zostaną nadpisane, albo zapis danych zostanie wstrzymany, co grozi utratą najświeższych danych, dlatego w tym zakresie zaleca się ostrzeżenie personelu o zapelnieniu przestrzeni dyskowej.

Serwer SZS powinien generować znaczniki czasu zgodne z ISO/IEC 8601:2004 i synchronizować je z systemowym źródłem czasu. Powinien też wykrywać nieautoryzowane zmiany czasu i rejestrować je w dzienniku zdarzeń.

Integralność systemu

Serwer SZS musi chronić integralność danych, konfiguracji i oprogramowania przed nieuprawnioną modyfikacją. Ochrona ta powinna być dostosowana do poziomu ryzyka i obejmować komponenty systemu, kanały komunikacyjne oraz przechowywane dane. Integralność aktywów fizycznych powinna być zachowana także w stanach nieoperacyjnych (np. podczas przeglądów lub modernizacji).

Komponenty SZS powinny zapewniać weryfikację autentyczności przesyłanych i odbieranych informacji. Ma to kluczowe znaczenie szczególnie w środowiskach o utrudnionym nadzorze fizycznym, np. gdy pomiędzy elementami systemu występują znaczne odległości i pomieszczenia, w których mogą się znajdować osoby postronne. W celu zapewnienia odporności na błędy i ataki typu DoS zaleca się stosowanie technik testowych dla serwerów SZS, takich jak *fuzzing* – testowanie systemu przy pomocy błędnych lub nieprzewidywalnych danych. Wytyczne w tym zakresie zawiera opracowanie [9].

Komponenty sieciowe związane z procesem automatyzacji powinny umożliwiać przejście do zdefiniowanego stanu wyjściowego w razie awarii. W przypadku oprogramowania SZS nie jest wymagane działanie deterministyczne, ponieważ wartości zadane są przechowywane w układach regulacji, a SZS przesyła tylko zmiany parametrów.

Dziennik zdarzeń serwera SZS powinien być chroniony przed nieautoryzowanym dostępem, modyfikacją i usunięciem wpisów. W tym celu można stosować np. sprzętowe nośniki jednokrotnego zapisu. Logi muszą zawierać pełne dane umożliwiające analizę naruszeń i awarii.

Poufność danych

Oprogramowanie SZS powinno zapewniać ochronę poufności informacji podczas przesyłania, jak również przechowywania danych, zabezpieczając je przed nieautoryzowanym dostępem oraz ujawnieniem – zarówno w czasie normalnej pracy systemu, jak i podczas odstawienia jego komponentów. Szczególną uwagę należy zwrócić na dane krytyczne, takie jak dane uwierzytelniające czy konfiguracje sieciowe, które powinny być odpowiednio chronione przed dostępem osób nieuprawnionych.

Komponenty systemu SZS powinny umożliwiać autoryzację odczytu danych wrażliwych, wspierać bezpieczne przesyłanie informacji oraz automatycznie usuwać dane poufne po zakończeniu ich użycia. Komponenty powinny zawierać mechanizmy weryfikujące skuteczność usuwania takich danych, tak by wyeliminować ryzyko ich przypadkowego lub celowego odczytu.

Zakres ochrony danych powinien być określany na podstawie kontekstu i analizy ryzyka, jednak pewne informacje, takie jak dane logowania, w sposób oczywisty muszą być zawsze objęte najwyższym poziomem zabezpieczeń. W przypadku stosowania kryptografii należy wykorzystywać wyłącznie uznane standardy i algorytmy, takie jak AES czy SHA, a wybór konkretnej technologii powinien być uzasadniony analizą ryzyka, uwzględniającą wartość i wrażliwość chronionych danych, w tym również danych zapisanych w kopiach zapasowych. Bezpieczne zarządzanie kryptografią wymaga stosowania

sprawdzonych protokołów szyfrowania oraz dokumentowania wszystkich procedur związanych z obsługą kluczy kryptograficznych. Procesy te powinny być zgodne z obowiązującymi normami, takimi jak NIST SP 800-57 oraz PN-EN ISO/IEC 19790:2021-12.

Dodatkowo, w trosce o bezpieczeństwo systemu, dostawca oprogramowania powinien zadbać o to, aby komunikaty o błędach nie zawierały zbyt szczegółowych informacji, które mogłyby zostać wykorzystane przez potencjalnych atakujących, np. nie powinny ujawniać przyczyny nieudanego logowania.

Ograniczony przepływ danych

W celu ograniczenia zbędnego przepływu danych system sterowania powinien być podzielony na strefy oraz odpowiednio skonfigurowane kanały komunikacyjne. Właściciele aktywów powinni określić zasady ograniczania dostępu do informacji.

W sektorze energetycznym stosuje się kilka strategii separacji sieci OT i IT. Najbardziej restrykcyjny sposób to pełna izolacja sieci technologicznej od biznesowej lub wykorzystanie jednokierunkowych bram sprzętowych (np. diod danych). Czasami w takich sieciach występują strefy DMZ, które umożliwiają bezpieczne udostępnianie zasobów zewnętrznych bez ingerencji w sieć OT. Większość firm realizuje strategię segmentacji sieci teleinformatycznej.

Segmentacja sieci polega na tworzeniu funkcjonalnych stref, pomiędzy którymi wymiana danych jest ograniczona do niezbędnego minimum. Przykładowa warstwa krytyczna obejmuje strefy terminali dyspozytorskich, automatyki przemysłowej oraz poszczególnych systemów SCADA, takich jak serwer SZS. Każdy komponent powinien posiadać tylko jeden interfejs sieciowy, a całość komunikacji między strefami musi być kontrolowana przez brzegowe zapory sieciowe.

Celem segmentacji jest nie tylko ograniczenie nieautoryzowanego ruchu i rozprzestrzeniania się zagrożeń, ale również zwiększenie niezawodności pracy sieci. Segmentacja powinna skutecznie izolować systemy krytyczne od pozostałych elementów infrastruktury, ale może powodować też trudności w zarządzaniu siecią. W sytuacjach awaryjnych konieczne może być natychmiastowe odłączenie poszczególnych segmentów sieci, a podstawowe usługi, takie jak DHCP, DNS czy wewnętrzny urząd certyfikacji (*Internal Certificate Authority*, CA), powinny być dostępne lokalnie.

Terminowa reakcja na zdarzenia

Serwer SZS powinien reagować na incydenty naruszenia bezpieczeństwa, zapewniając terminowe powiadomienie właściciela aktywów na podstawie zgromadzonych dowodów naruszeń. Pozwala to na szybkie podjęcie działań naprawczych i ograniczenie ryzyka. Choć oprogramowanie SZS może się uruchomić w stanie bezpiecznym, kluczowe znaczenie ma ciągłe monitorowanie systemu, po to by utrzymać ten stan. Właściciele aktywów powinni wdrożyć odpowiednie procedury, mechanizmy monitorujące oraz kanały komunikacji, które nie wpłyną negatywnie na wydajność systemu. Serwer SZS powinien umożliwiać do odczytu dostęp do dzienników zdarzeń dla upoważnionych użytkowników, a jedynie aplikacje wchodzące w skład systemu SZS mogą generować zapisy zdarzeń

w sposób automatyczny. Edycja lub usuwanie wpisów dziennika przez personel obsługi powinny być zabronione. Przegląd, analiza i raportowanie zdarzeń powinny być realizowane w odrębnym systemie, w ramach wyjaśniania występujących incydentów bezpieczeństwa. Dostęp ręczny do danych z dzienników zdarzeń może być wystarczający na podstawowym poziomie bezpieczeństwa, lecz dla wyższych poziomów wymagany jest dostęp programowy do tych wpisów. Serwer SZS powinien zapewnić dostęp programowy, dostarczając informacje z dziennika zdarzeń serwera, dla mechanizmów analitycznych, takich jak system informacji o bezpieczeństwie i zarządzanie zdarzeniami SIEM (*Security Information and Event Management*).

Dostępność zasobów

Serwer SZS powinien zachować dostępność i zdolność do świadczenia podstawowych usług nawet w trybie awaryjnym, w przypadku ataków typu DoS. Oprogramowanie powinno ograniczać skutki przeciążenia systemu, np. zalewu danych wejściowych lub komunikatów, poprzez odpowiednie zarządzanie zasobami, tak aby funkcje bezpieczeństwa nie prowadziły do ich wyczerpania. Kluczowe znaczenie ma stosowanie priorytyzacji procesów, która uniemożliwi zakłócanie działania krytycznych aplikacji przez zadania o niższym znaczeniu. Niedopuszczalne jest, aby działania takie jak skanowanie antywirusowe zakłócały działanie aplikacji kluczowych dla procesu technologicznego.

Serwer SZS powinien umożliwiać tworzenie kopii zapasowych komponentów oprogramowania. Aktualne kopie konfiguracji są niezbędne do szybkiego odtworzenia systemu po awarii lub błędnej konfiguracji. Automatyzacja procesu tworzenia kopii zapasowych zmniejsza obciążenie administratora i zwiększa niezawodność systemu.

Podczas projektowania kopii zapasowych należy uwzględnić ochronę informacji wrażliwych, takich jak klucze kryptograficzne, które w aktywnym systemie są objęte dodatkowymi środkami bezpieczeństwa. W przypadku archiwizacji mogą one nie być już tak chronione, dlatego należy stosować odpowiednie mechanizmy, takie jak szyfrowanie całej kopii, szyfrowanie wybranych danych lub tworzenie kopii pozbawionych informacji poufnych. Kopie zapasowe kluczy kryptograficznych powinny być przechowywane oddzielnie, zgodnie z bezpieczniejszą procedurą. Serwer SZS powinien także umożliwiać weryfikację integralności kopii zapasowej przed jej przywróceniem.

Definicja procedur poprawiających bezpieczeństwo

W celu zapewnienia bezpiecznej i niezawodnej pracy oprogramowania SZS należy opracować i stosować odpowiednie procedury eksploatacyjne, procedury awaryjne, a także określić sposób postępowania z danymi systemu. W określeniu procedur bezpieczeństwa pomocne jest wykonanie szeregu analiz dla wdrażanego systemu, określających w sposób logiczny potencjalne zagrożenia i skutki dla przedsiębiorstwa; w tym celu przeprowadza się m.in. analizę ryzyka (*risk analysis*) czy analizę wpływu (*business impact analysis*).

W ramach procedur eksploatacyjnych wskazuje się przykładowe zalecenia dla użytkowników systemu:

- hasła stosowane w systemie powinny spełniać międzynarodowe standardy bezpieczeństwa;
- uprawnienia powinny być przydzielane zgodnie z zasadą najmniejszych uprawnień;
- administratorzy powinni regularnie analizować dziennik zdarzeń w celu wykrycia potencjalnych zagrożeń i wspierać działania prewencyjne.

W ramach procedur awaryjnych powinny być opisane reakcje na podstawowe zdarzenia, takie jak np.:

- sposób korzystania przez dyspozytora ze stanowiska rezerwowego (rezerwowo terminal SZS);
- sposób przywracania uszkodzonej konfiguracji oprogramowania SZS.

Opisany powinien być również sposób postępowania z poufnymi danymi. Dane wrażliwe, takie jak poświadczenia czy konfiguracje sieci, muszą być odpowiednio chronione – zarówno podczas eksploatacji, jak i w kopiach zapasowych bądź nieużywanych już konfiguracjach. Ochrona może być realizowana poprzez szyfrowanie całych plików, przy czym klucze kryptograficzne należy przechowywać oddzielnie. Serwer SZS powinien umożliwiać weryfikację integralności danych przed ich przywróceniem, a stare lub niepotrzebne dane powinny być bezpiecznie usuwane.

Ważnym elementem zabezpieczeń jest także utwardzanie komponentów SZS (*hardening*). Proces ten powinien obejmować m.in. zmianę domyślnych haseł, wyłączenie nieużywanych portów i usług oraz ograniczenie działania systemu jedynie do niezbędnych funkcji (np. wyłączenie nieużywanych protokołów komunikacyjnych). Konfiguracja serwera powinna być zgodna z zasadą najmniejszych uprawnień. Utwardzanie przeprowadzane jest przez specjalistów właściciela aktywów we współpracy z dostawcą oprogramowania, a jego zakres i podstawy powinny zostać udokumentowane.

Podsumowanie

Treść niniejszego rozdziału jest podsumowaniem zrealizowanej w IEN-PIB pracy badawczej, w ramach której zidentyfikowano wymagania bezpieczeństwa cybernetycznego dla systemów zdalnego sterowania, korzystając z wielu źródeł wiedzy, w tym norm technicznych, artykułów naukowych i specjalistycznych portali branżowych zajmujących się tematyką bezpieczeństwa cybernetycznego. W ramach pracy wdrożono fundamentalne zmiany w kodzie źródłowym oprogramowania SZS, a zdobyta wiedza posłużyła do opracowania architektury bezpieczeństwa SZS na wielu obiektach energetycznych.

Nowoczesna architektura systemów SCADA w energetyce nie może być oparta wyłącznie na izolacji fizycznej. W dobie rosnących zagrożeń cybernetycznych i wymogów regulacyjnych kluczowe znaczenie ma wdrożenie zintegrowanego, warstwowego modelu bezpieczeństwa, bazującego na sprawdzonych normach i praktykach. Transformacja systemów typu SCADA z tradycyjnego systemu do bezpiecznej, elastycznej platformy OT

wymaga nie tylko inwestycji w technologię, ale także zmiany podejścia organizacyjnego i świadomości bezpieczeństwa na wszystkich poziomach zarządzania.

Bibliografia

1. Norma PN-EN IEC 62443-3-3:2020-01 Przemysłowe sieci komunikacyjne – Bezpieczeństwo sieci i systemów – Część 3-3: Wymagania dla systemu bezpieczeństwa i poziomów bezpieczeństwa.
2. Norma PN-EN IEC 62443-4-2:2019-08 E Bezpieczeństwo w systemach sterowania i automatyki przemysłowej – Część 4-2: Wymagania techniczne bezpieczeństwa dla komponentów IACS.
3. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2022/2555 z dnia 14 grudnia 2022 r. w sprawie środków na rzecz wysokiego wspólnego poziomu cyberbezpieczeństwa na terytorium Unii, zmieniająca rozporządzenie (UE) nr 910/2014 i dyrektywę (UE) 2018/1972 oraz uchylająca dyrektywę (UE) 2016/1148 (dyrektywa NIS 2). Dz.U. L 333 z 27.12.2022, s. 80–152.
4. CIGRE. Cyber security architecture for operational technologies (ICS/SCADA). Cigre Session Materials D2-202_2016.
5. CIGRE. Cybersecurity: future threats and impact on electric power utility organizations and operations. CIGRE Technical Brochure No. 796. Working Group D2.46. April 2020.
6. Andres D., Saiz V., Ramírez F. Cybersecurity challenges related to Distributed Energy Resources and Flexibility Providers. 2020 CIGRE Session. Technical Programme. D2-211.
7. Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA. Wymagania bezpieczeństwa dla systemów transmisji danych. Wersja 10.0. 24 marca 2021.
8. portswigger.net/
9. owasp.org/

IV.5. Line Voltage Stability Index Method for the evaluation of voltage stability in electrical power system using renewable energy sources techniques based on machine learning models

Muhammad Jamshed Abbass¹, Robert Lis²

¹ Szkoła Doktorska Politechniki Wrocławskiej

² Politechnika Wrocławska, Wydział Elektryczny, Katedra Energoelektryki

Introduction

The capacity of a power system to maintain a constant voltage across all buses regardless of external disturbances is known as voltage stability [1]. There is a substantial danger of voltage instability in the planning and management of power system networks. Increased demand for loads, driven by environmental and economic factors, is the cause of this phenomenon. There is a lot of strain on the current power grid, and it might be about to collapse [2]. Because of the chain reaction, voltage drops gradually, leading to a power outage across a large portion of the system [3]. This typically occurs in regions with a constant load or during periods of intense disturbance when the network's reactive power is inadequate. There are several ways to evaluate problems with network voltage stability that have been detailed in published works. The most susceptible bus in the network was located using the voltage stability index that was described in [4, 5]. Rather than focusing on the lowest bus, three separate indexes were used to determine the network's weakest line in [6]: the line stability index, the proximity indicator to voltage collapse, and the fast voltage stability index. To evaluate the stability of the network, we exploit its Jacobian matrix to find its minimum-magnitude eigenvalues and to perform singular value decomposition. The voltage collapse point was forecasted in [7] by means of a test function that was derived from the quadratic fitted Jacobian matrix. In [8, 9], the network's weakest bus was identified using the reduced Jacobian matrix in conjunction with QV and PV modal analysis. By finding the maximum loadability limit at the peak of the curve, PV and reactive power-voltage curves were used to evaluate the security of the network voltage [10, 11]. In order to assess voltage stability, several machine-learning methods are used [12, 13]. How accurate these approaches are depending heavily on the nature and size of the data sets and testing infrastructures used. For decades, the importance of a stable power system to the safe operation of systems has been recognized. Voltage stability has been an issue for a long time, and its monitoring and regulation have been priorities [14]. They have prioritized the stability of power networks to prevent the

recurrence of significant blackouts, as observed in other countries. The electrical power system can be classified in the VS region if it maintains stable acceptable voltages at all buses under normal operating conditions and after being disturbed [15]. Current electrical power system is forced to operate under stressed conditions due to the high costs of constructing transmission lines, deregulation policies, and environmental restrictions. Voltage collapse may result from even the slightest perturbations in this state [10–12, 16]. Consequently, voltage stability analysis is indispensable to establish a reliable and secure power system. The VS of an approach can be analysed using dynamic or static methods, as shown in Fig. IV.5.1.

The evaluation of dynamic stability necessitates additional computational resources, whereas the static approach records system snapshots at various time intervals [12]. As a result, modelling and analyzing the system is straightforward. The literature presents several static methods for assessing a system's voltage stability. Initial studies [11–13, 16] revealed significant findings through the analysis of PV and QV curves using repeated power flow methodologies. These methods necessitate multiple power flow solutions, resulting in a time-intensive process. To enhance the efficiency of voltage stability estimation in electrical power systems, voltage stability indices have been developed. A numerical value is produced through the power flow solution, which is utilized by the voltage stability indices to represent the voltage stability condition of the system.

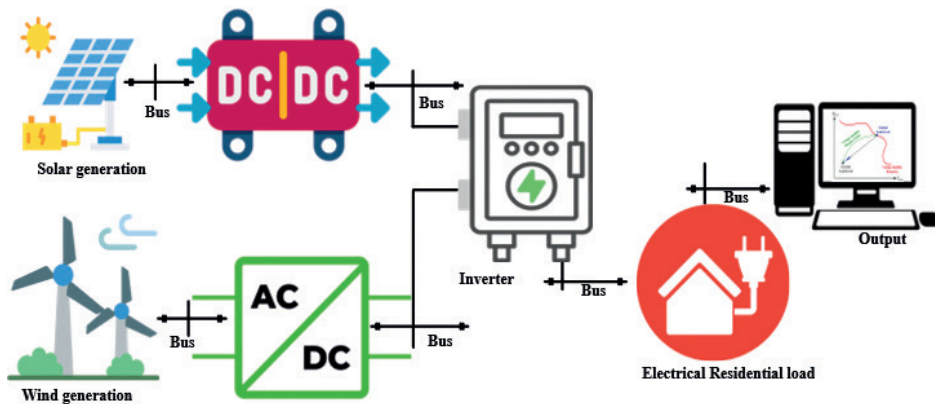


Fig. IV.5.1. A hybrid machine learning approach to solving optimal power flow problems in hybrid renewable energy systems

All indices utilized to this point [6, 17, 18] were derived from the Jacobian matrix. In [7–10], indices were suggested that would be obtained by reducing the Jacobian matrix. Nonetheless, the nonlinearity near the voltage collapse point renders these indices incapable of delivering an accurate estimate. An index utilizing Random Forest models is presented in [16] to tackle voltage security issues. The application of this method to large-scale power grids presents significant challenges. The L index, initially introduced in [14], is derived from the load flow solution. The L-index-based method exhibits inaccuracies when applied to loads characterized by non-constant power types [15]. An

index of line stability (Lmn) is proposed in [19] for the evaluation of the critical state of the lines. The line stability factor (LQP) index was developed for the analysis of voltage stability in transmission lines within the framework of load flows. The fast voltage stability index (FVSI) was employed to predict the point of voltage collapse and to assess the contingency rankings of critical lines. In the context of voltage stability prediction, it is important to note that both the Lmn index [20] and the FVSI do not consider the real line power flow. As a result, under operational conditions, they may yield erroneous outcomes. The LQP technique employs a simplified model of gearbox lines, excluding their resistance factors. Although the index proposed the inclusion of the charging capacitance of the transmission line network in the equation, this modification was not implemented. Line charging currents deliver sufficient voltage support for the system during normal operation. In specific situations, neglecting these factors may lead to an incorrect assessment of voltage stability. The conversion of voltage stability measurements into mega-volt amp (MVA) loading exceeds the limitations of the existing current-voltage stability indices. The proposed index monitors the voltage stability states of various lines, effectively identifying critical lines and buses. Implementing measures based on the recommended index enables the system operator to ensure a secure power system. This proposed index quantitatively evaluates the available MVA margin of the system prior to voltage collapse, highlighting significant practical implications. This paper presents an LSVI method to assess the proximity of the system's operating point to voltage collapse. The approach involves human investigation into the application of machine learning techniques, specifically Decision Trees (DT), Random Forests (RF), and K-Nearest Neighbours (KNN). This method resulted in enhancements in reliability, efficiency, accuracy, and computational speed.

This study primarily outlines the following contributions: creating a model that integrates machine learning techniques to forecast the voltage stability of the electrical grid. This approach offers improved accuracy and faster response times compared to traditional models that utilize shallow machine learning techniques, including decision trees (DT), KNN, and RF-based methods for assessing voltage stability. The performance of each system was improved through parameter fine-tuning to assess voltage stability and instability in the power system utilizing the LVSI technique. This chapter is organized into several sections. Section 2 examines the Line Voltage Stability Index (LVSI), emphasizing the conceptual framework and evaluation methods used to assess voltage stability in the power system. Section 3 concludes by assessing the findings and proposing avenues for future inquiry, while also analyzing and reflecting on the decisions made.

Voltage stability analysis (VSA): conceptions and evaluation method

In system analysis, it is valuable to evaluate the voltage stability of electrical power system using line voltage stability indices (VSI), which are scalar magnitudes that can be

observed as system parameters fluctuate. Operators can use these indices to intuitively assess the system's proximity to voltage collapse and respond appropriately.

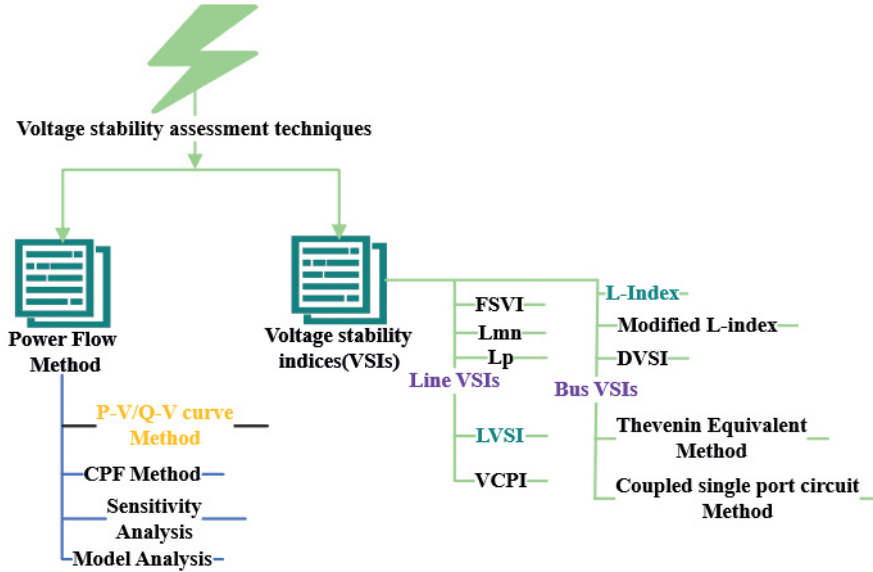


Fig. IV.5.2. Various techniques of voltage stability assessment

A variety of voltage stability assessment methods are illustrated in Fig. IV.5.2. The primary focus of the investigation was the reliability test structure of the IEEE-14 bus system, which comprises five generator buses, nine load buses, and 30 interconnected transmission lines. In order to evaluate the voltage stability of electrical power system, an LVSI has been implemented to overcome the constraints of current-voltage stability indices. The index that has been suggested is predicated on a quadratic voltage equation. The current voltage stability indices analyze the characteristics of transmission lines, such as line charging capacitance and line resistance, and the LVSI is calculated using these elements. The voltage sensitivity of the system is accurately evaluated at various conditions by the proposed index, which also illustrates its proximity to the voltage collapse threshold. The following parameters can be employed to describe the relationship between the voltage/ current at the sending and receiving ends of a line:

$$\begin{bmatrix} V_t \\ I_t \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_s \\ I_s \end{bmatrix} \quad (IV.5.1)$$

Parameters A , B , C , and D are known as transmission line constants. The active power at the obtaining end can be stated using the $ABCD$ constants as follows:

$$P_x = (V_t V_s (\alpha - \varphi) / B) - (A V_s^2 (\alpha - \beta) / B) \quad (IV.5.2)$$

We rearranged Equation (IV.5.2) to create a quadratic equation with respect to voltage:

$$V_s^2 = \frac{V_t V_s (\alpha - \phi)}{A \cos(\alpha - \beta)} + \frac{P_x B}{A \cos(\alpha - \beta)} \quad (\text{IV.5.3})$$

The relationship between voltage sensitivity and real power can be established using Equation (IV.5.3).

$$\frac{\partial V_s}{\partial P_x} = \frac{-B}{2V_s A \cos(\alpha - \beta) - V_t \cos(\alpha - \phi)} \quad (\text{IV.5.4})$$

The LVSI for the j^{th} line is explained by Equation (IV.5.4). In order to prevent voltage collapse in the approach, the following conditions requirement be met according to Equation (IV.5.5):

$$\frac{2V_s A \cos(\alpha - \beta)}{V_t \cos(\alpha - \phi)} > 1 \quad (\text{IV.5.5})$$

The LVSI_{*i*} is calculated simultaneously for all the lines:

$$LVSI_i = \frac{2V_{si} A_i \cos(\alpha_i - \beta_i)}{V_{ti} \cos(\alpha_i - \phi_{tsi})} > 1 \quad \forall i = 1, 2, 3, 4, \dots, l \quad (\text{IV.5.6})$$

The voltage collapse state is the transition from the most stable state, as mathematically demonstrated by the LVSI's range of 1 to 2. The proposed voltage stability index can be employed to identify critical lines. A method is proposed to ascertain worldwide value for the VS of the entire system:

$$LVSI = \max i(LVSI_i) \quad \forall i = 1, 2, 3, 4, \dots, l \quad (\text{IV.5.7})$$

The proposed index must exceed one to avoid voltage collapse in the scheme:

$$LVSI > 1 \quad (\text{IV.5.8})$$

The proposed index value is 2 in the absence of load, signifying a substantial VS margin. The line index value of the diminishes as line loading increases, signifying a decrease in the voltage stability margin. The index value of the line is attained at the maximum loading point, indicating that the line is in a critical situation. The purported index's deviation from unity quantifies the voltage stability margin. The proposed method facilitates the concurrent calculation of indices for multiple lines, thus removing the necessity for a time-consuming, repetitive power flow analysis for each line. The proposed index is simple and relies solely on the voltage phasors of the buses, which are easily accessible online. An index is assigned to each line of the system by the proposed method. This information ensures system security by redistributing a portion of the load from a filled line to a more viable line with adequate load capacity, thereby facilitating the implementation of swift preventive control measures. The multiplication factor of the base load denotes the maximum loadability factor.

Results and discussion

In machine learning, classification is a supervised learning task that aims to calculate the class classifications of the test data based on the patterns learnt from the training data. Various algorithms, such as RF, DT and KNN, can be employed for classification. The magnitude of the voltage (p.u.) in 14 buses in a power system is shown in Fig. IV.5.3 on a bar chart. Usually keeping voltage levels close to 1.0 p.u., a stable power system shows buses that might be prone to instability from low voltage magnitudes. Buses 5, 6, 7, and 8 show the lowest voltage levels in this chart, hence possible weak points in the system. These inadequate buses might find it difficult to manage additional demand, compromising the loadability of the network. More load on these buses could cause an additional voltage to drop, increasing the likelihood of voltage collapse. One can apply load redistribution, deliberate location of distributed generation, or reactive power compensation to achieve the VS. The general dependability and efficiency of the power system depends on the stability of the voltage in these lower buses.

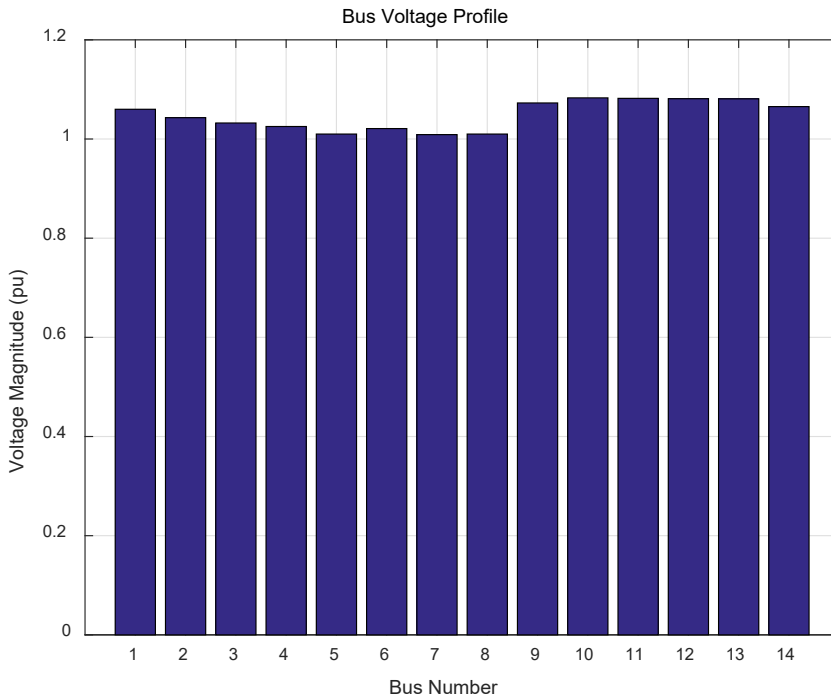


Fig. IV.5.3. Bus voltage profile for IEEE 14-bus benchmark system

Furthermore, the cross-correlation between each element of every data set was investigated to ensure a complete assessment of the features and to enhance the analysis. With the best accuracy of 0.93%, RF presented impressive performance. Among the three models examined, as Fig. IV.5.4 shows. The present scenario shows that RF can be effectively adapted for classification tasks involving tabular data, even if its main applications are

the domains of image recognition and processing. Using spatial relationships between input features, the RF model revealed significant trends and characteristics, improving its precision. This study showed that, with a precision of 0.93%, the precision was always rather high for all values. This implies that the RF algorithm fits this dataset and that the smoothing value does not much influence the performance. Fig. IV.5.5 displays the correlation matrix of the input characteristics with the target variable confusedly.

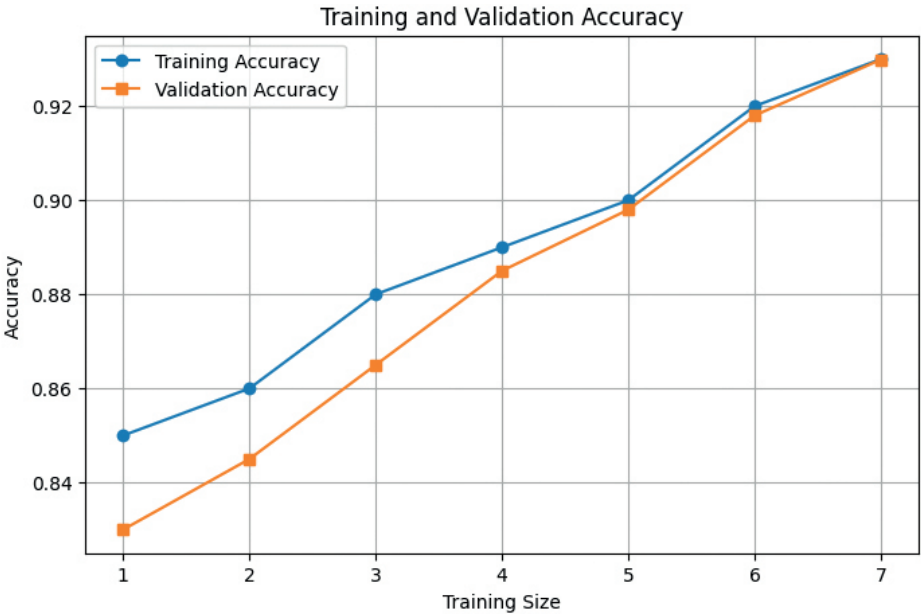


Fig. IV.5.4. Accuracy of the system RF model results in the confusion matrix

Fig. IV.5.6 shows a comparative analysis of the machine learning models already investigated for LSVI of the IEEE 14-bus grid. The RF classifier attained the best precision. However, KNN, DT, and different models showed the lowest performance, highlighting their reduced relevance in this context.

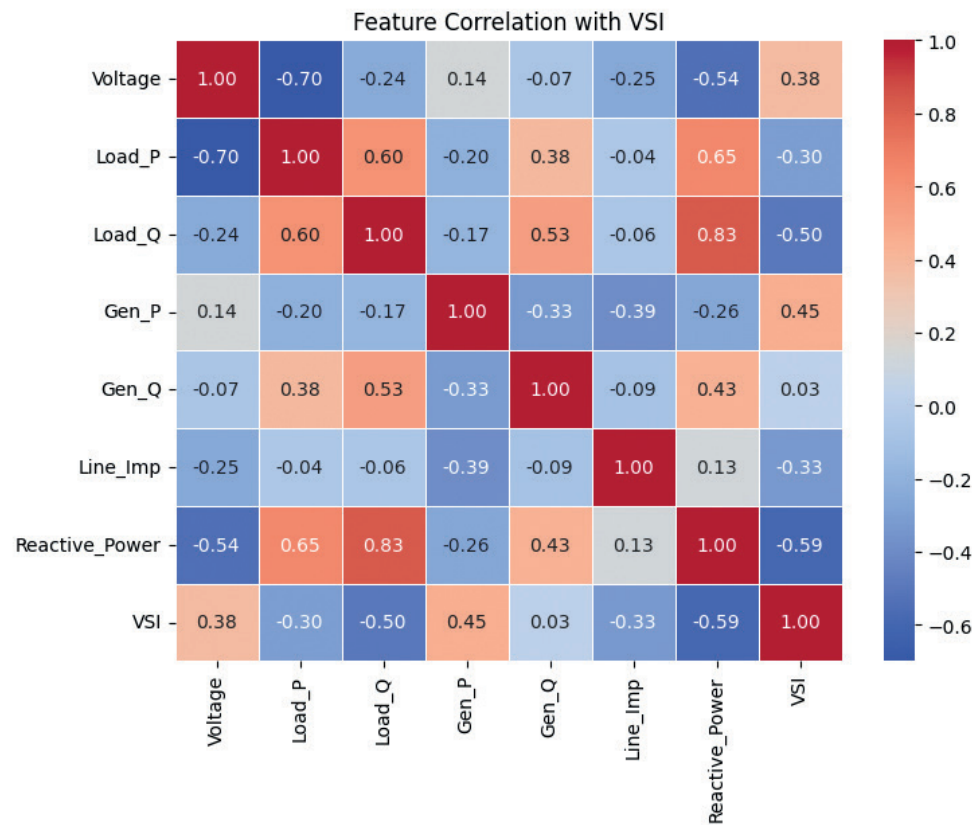


Fig. IV.5.5. The correlation matrix of the input features with the target variable

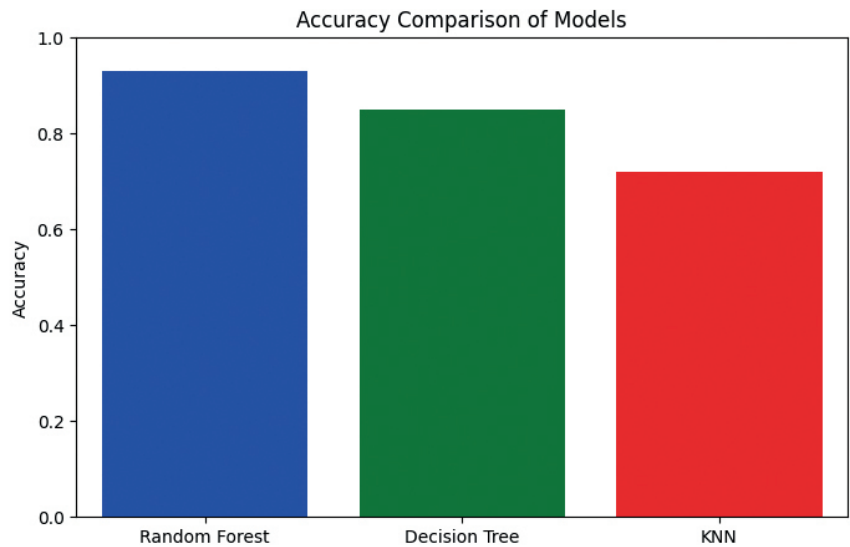


Fig. IV.5.6. Evaluation of the precision of all classification models

Conclusions

This work applied several machine learning methods to forecast the fast voltage stability index of the IEEE 14-bus power system. The efficiency of the DT and KNN models was assessed using several metrics, including inference time and accuracy training. The RF model had the lowest mean squared error and the highest precision of 93.0%. They also compared the results with other models. The training and inference times of the RF were rather longer than those of the several models. An enhanced form of the RF model will be developed to maximise its setting parameters and reduce the required training and inference time.

References

1. Sadeghi S.E., Foroud A.A. (2019). A new approach for static voltage stability assessment in distribution networks. *International Transactions on Electrical Energy Systems* 2020, 30(3), e12203.
2. Huang L., Zhou G., Zhang J., Zeng Y., Li L. Calculation method of theoretical line loss in low-voltage grids based on improved random forest algorithm. *Energies* 2023, 16(7), 2971.
3. Salama H.S., Vokony I. Voltage stability indices – a comparison and a review. *Computers & Electrical Engineering* 2022, 98(7), 107743.
4. Ismail B., Wahab N.I.A., Othman M.L., Radzi M.A.M., Vijayakumar K.N., Rahmat M.K. New line voltage stability index (BVSI) for voltage stability assessment in power system: the comparative studies. *IEEE Access* 2022, vol. 10, s. 103906–103931.
5. Hatziargyriou N., Milanovic J., Rahmann C. et al. Definition and classification of power system stability – revisited & extended. *IEEE Transactions on Power Systems* 2021, 36(4), s. 3271–3281.
6. Zongbao W. A line loss management method based on improved random forest algorithm in distributed generation system. *Distributed Generation and Alternative Energy Journal* 2021: 37(1).
7. Andersson G., Donalek P., Farmer R. et al., Causes of the 2003 major grid blackouts in North America and Europe, and recommended means to improve system dynamic performance. *IEEE Transactions on Power Systems* 2005, 20(4), s. 1922–1928.
8. Eremia M., Shahidehpour M. (red.) *Handbook of electrical power system dynamics. Modeling, stability, and control.* John Wiley & Sons, Hoboken, NJ, USA 2013.
9. Taylor C.W. *Voltage stability. Power system voltage stability.* McGraw Hill. Education, New York 1994.
10. Bo Z., Shaojie O., Jianhua Z., Hui S., Geng W., Ming Z. An analysis of previous blackouts in the world: lessons for China's power industry. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2015, 42, s. 1151–1163. 1
11. Pereira R.M.M., Ferreira C.M.M., Maciel-Barbosa F. Comparative study of STATCOM and SVC performance on dynamic voltage collapse of an electric power system with wind generation. *IEEE Latin America Transactions* 2014, 12(2), s. 138–145.
12. Panchal A.K. Voltage stability of a large grid. 2005 *International Power Engineering Conference* 2005, s. 1–550.

13. Zahidi R.A., Abidin I.Z., Hashim H., Omar Y.R., Ahmad N., Ali A.M. Study of static voltage stability index as an indicator for Under Voltage Load Shedding schemes. 2009 3rd International Conference on Energy and Environment (ICEE), December 2009, s. 256–261.
14. Tang J., Liu J., Ponci F., Monti A. Adaptive load shedding based on combined frequency and voltage stability assessment using synchrophasor measurements. IEEE Transactions on Power Systems 2013, 28(2), s. 2035–2047.
15. Sasikala J., Ramaswamy M. Fuzzy based load shedding strategies for avoiding voltage collapse. Applied Soft Computing 2011, 11(3), s. 3179–3185.
16. Abbass M.J., Lis R., Rebizant W. Advanced voltage stability assessment in renewable-powered islanded microgrids using machine learning models. Energies 2025, 18(8), 2047.
17. Kundur P., Paserba J., Ajarapu V. et al. Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions. IEEE Transactions on Power Systems 2004, 19(3), s. 1387–1401.
18. Alizadeh-Mousavi O., Bozorg M., Cherkaoui R. Preventive reactive power management for improving voltage stability margin. Electric Power Systems Research 2013, 96, s. 36–46.
19. Kanojia S.S., Suthar B.N. Voltage stability index: a review based on analytical method, formulation and comparison in renewable dominated power system. International Journal of Applied Power Engineering (IJAPE) 2024, 13(2), s. 508–520.
20. Lashgari M., Mohammad Shahrtash S. Fast online decision tree-based scheme for predicting transient and short-term voltage stability status and determining driving force of instability. International Journal of Electrical Power & Energy Systems 2022, 137, 107738.

IV.6. Dobór struktury rozdzielni stacji elektroenergetycznej wysokiego napięcia przy uwzględnieniu wytycznych i ograniczeń otoczenia

Maksymilian Przygodzki, Sławomir Kałuża
PSE Innowacje Sp. z o.o., Badania i Rozwój, Katowice

Wprowadzenie

Bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (SEE) jest utożsamiane z ciągłością dostaw energii elektrycznej zgodnie z potrzebami odbiorców. W tym aspekcie można wskazać takie cechy, jak adekwatność i odporność, a także realizowanie zadań przypisanych infrastrukturze.

Rozwijając infrastrukturę systemu elektroenergetycznego, oczekuje się realizacji kilku celów związanych głównie z:

- uzyskaniem odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii, w tym ciągłości zasilania odbiorców;
- dostępnością infrastruktury o odpowiedniej przepustowości na danym obszarze geograficznym;
- w przypadku awarii – z minimalizacją czasu przywrócenia zasilania i możliwością usunięcia usterki;
- uzyskaniem optymalnej (racjonalnej) sprawności operacyjnej;
- utrzymaniem parametrów energii w granicach wyznaczonych przepisami;
- obsługą klienta przy jednoczesnej racjonalizacji kosztów.

Realizacja tych celów stawia różnorodne zadania, które są ściśle związane z wytwarzaniem, przesyłaniem, dystrybucją i użytkowaniem energii elektrycznej. W tym łańcuchu obiektów stacja elektroenergetyczna zajmuje ważne miejsce.

Cechy funkcjonalne i walory użytkowe stacji elektroenergetycznej zależą od zainstalowanego wyposażenia oraz sposobu wykonania połączeń między składowymi elementami [1]. Decyzja co do wyboru układu rozdzielni jako elementu składowego i strukturalnego stacji powinna uwzględniać przede wszystkim wymagania wynikające z funkcji stacji w sieci (systemie elektroenergetycznym). Ogólne wymagania, których spełnienie powinno zapewniać układ rozdzielni, to:

- duża niezawodność rozdzielni;
- korzystne walory ruchowe;
- jak najmniejsze koszty inwestycyjne;
- racjonalne koszty eksploatacji;
- łatwość etapowej rozbudowy.

Niezawodność rozdzielni charakteryzuje zdolność do spełnienia jej podstawowych funkcji, co jest związane przede wszystkim z uniknięciem wyłączenia z użytku jej rozległych części w przypadku wystąpienia nieuniknionych zakłóceń. Wyłączenia takie powinny dotyczyć jak najmniejszej liczby elementów przyłączonych do tej rozdzielni. Dodatkowo schemat rozdzielni powinien umożliwiać wykonanie niezbędnych remontów poszczególnych jej elementów (w szczególności wyłączników) bez konieczności przerywania pracy pozostałych elementów (np. przynależnych do wyłącznika linii lub transformatora).

Prowadzenie ruchu stacji wynikające z potrzeb systemu elektroenergetycznego obejmuje m.in. prawidłowe użytkowanie urządzeń, zapewniające ich trwałość, niezawodność i dyspozycyjność, jak również ekonomiczne wykorzystanie urządzeń oraz pełne bezpieczeństwo obsługi stacji. Walory ruchowe ujmują m.in. takie aspekty, jak: elastyczność schematu rozdzielni, możliwość sekcjonowania, łatwość wykonywania czynności łączeniowych oraz łatwość przygotowania do prac remontowych. Elastyczność rozdzielni to możliwość dostosowania jej schematu do różnych warunków pracy sieci.

Układy pracy rozdzielni powinny być elastycznie modyfikowane pod względem ich szczegółowego rozwiązania z dostosowaniem układu pracy rozdzielni do struktury, parametrów technicznych, w tym jakościowych, sieci w otoczeniu węzła/ stacji.

Decyzja o modyfikacji układu powinna wynikać z:

- oceny warunków pracy sieci w otoczeniu węzła;
- wykonanych analiz systemowych, w tym niezawodnościowych;
- wymagań przyłączonych do tej sieci użytkowników systemu przesyłowego;
- indywidualnych uzgodnień międzyoperatorskich.

Uwzględniając wymienione cechy, w tym układy rozdzielni, przystosowuje się odpowiednio parametry i struktury stacji do wymagań wynikających z ich roli w systemie elektroenergetycznym. Stąd w tab. IV.6.1 wyróżniono cztery rodzaje stacji [2, 3]. Podział ten stosuje się zasadniczo do stacji najwyższych napięć funkcjonujących w obszarze sieci przesyłowej z uwagi na skalę zadań i większe zróżnicowanie.

Tab. IV.6.1. Stacje elektroenergetyczne i ich zadania w systemie

Rola stacji	Zadania
Przelektrowniana	Powiązanie układu wytwórczego z systemem elektroenergetycznym. Cechuje się dużą elastycznością ruchową i eksploatacyjną. Stacja taka musi zapewniać wysoki poziom bezpieczeństwa, w szczególności przy wyprowadzeniu mocy z elektrowni systemowych.
Międzyystemowa	Stanowi powiązania liniowe na najwyższym napięciu z innymi systemami elektroenergetycznymi, współpracując z krajowym systemem przesyłowym synchronicznie lub asynchronicznie poprzez układy przekształtnikowe. Cechuje się dużą elastycznością ruchową i eksploatacyjną. Zapewnia wysoki poziom bezpieczeństwa, w szczególności przy wyprowadzeniu mocy z elektrowni systemowych.

cd. tab. IV.6.1

Systemowa	Stacja o górnym napięciu na poziomie sieci przesyłowej z transformacją lub bez transformacji, posiadająca powiązania liniowe na najwyższym napięciu. Stacje systemowe stanowią o możliwości działań operacyjnych operatorów sieciowych, dlatego muszą się cechować dużą elastycznością.
Odbiorcza	Wiąże punkt odbioru z systemem elektroenergetycznym. Zwykle realizuje zadanie transformacji parametrów energii elektrycznej. Praca takiej stacji określa bezpieczeństwo (ciągłość) zasilania odbiorcy.

Nowe uwarunkowania pracy SEE

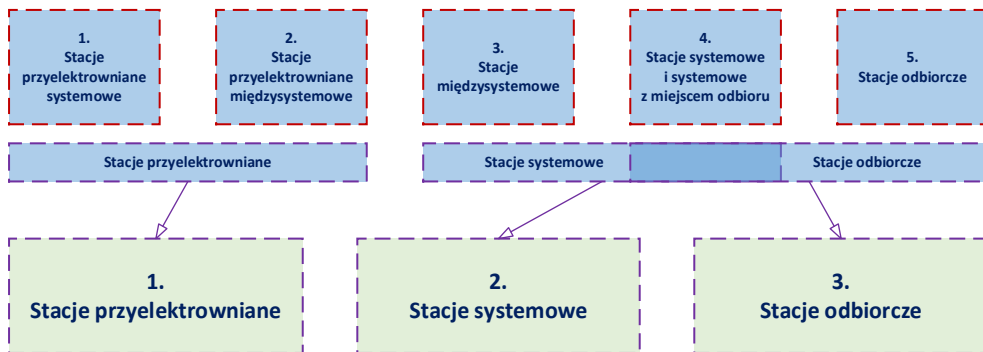
W ostatnich latach trendy zmian w systemach elektroenergetycznych związane z realizacją tzw. transformacji energetycznej wysunęły na czołowy plan aspekty środowiskowe, co istotnie wpłynęło na planowanie rozwoju SEE. W tym zakresie masowo rozwijają się technologie wytwórcze oparte na odnawialnej energii pierwotnej, pojawiają się nowe technologie, widoczne są efekty towarzyszące wprowadzanym zmianom, wśród których można wskazać zmienność stopnia wykorzystania sieci, dynamikę zjawisk i potrzebę częstej rekonfiguracji układów pracy systemu elektroenergetycznego. Wspomniane względy bezpieczeństwa, eksploatacji i elastyczności nabierają kluczowego znaczenia, wskazując na potrzebę nowego spojrzenia na konfigurację stacji elektroenergetycznej jako ważnego ogniwa wiążącego obiekty systemu elektroenergetycznego.

Obok rozwoju technologii odnawialnych trwa ciągły rozwój rynku energii oraz uzupełnianie rynku mocy. Dodatkowo wzrasta znaczenie połączeń międzysystemowych i wzajemnej wymiany energii elektrycznej. Czynniki te potęgują częstość czynności łączeniowych. Wprowadzają potrzebę lepszej kontroli pracy systemu, w tym poprzez urządzenia energoelektroniczne bądź możliwość tworzenia zróżnicowanych podziałów sekcji sieciowych.

Zatem w procesie wyboru schematu stacji elektroenergetycznej i układu rozdzielni należy uwzględnić szereg czynników, które mają zasadniczy wpływ na walory użytkowe stacji. W postępowaniu tym powinny być uwzględnione przede wszystkim wymagania wynikające ze wspomnianej roli stacji w systemie. Wybór schematu głównego dla rozdzielni najwyższych napięć musi być przeprowadzony po uwzględnieniu przede wszystkim roli i znaczenia struktury stacji, w tym szeroko rozumianych wymagań bezpieczeństwa (niezawodności), przede wszystkim:

- ograniczenia do minimum prawdopodobieństwa powstawania poważnych, rozległych zakłóceń systemowych spowodowanych przez dobrane urządzenia;
- wymaganego stopnia pewności wyprowadzenia mocy z elektrowni i ciągłości zasilania odbiorców;
- zapewnienia potrzebnej elastyczności ruchowej i eksploatacyjnej węzła;
- przystosowania do ewentualnej etapowej rozbudowy rozdzielni wynikającej z przewidywanego wzrostu skali wykorzystania węzła w systemie elektroenergetycznym;
- uwarunkowań formalnych, w tym np. struktury podziału własności obiektu stacyjnego.

Powyższe czynniki wpływały na przytoczoną klasyfikację stacji, dokonywaną dotychczas z uwagi na jej rolę w systemie elektroenergetycznym. Jednak zmiana uwarunkowań pracy SEE, w tym wspomniana dynamika operacyjna, jak również infrastrukturalne procesy inwestycyjne zacierają jednoznaczny charakter roli stacji. W związku z tym można wprowadzić pewne uproszczenia, wyróżniając jedynie trzy podgrupy stacji ze względu na ich rolę w systemie: stacje odbiorcze, stacje systemowe oraz stacje przebiegowe. Schematycznie przedstawiono ten podział na rys. IV.6.1.



Rys. IV.6.1. Podział stacji elektroenergetycznych z uwagi na rolę w SEE

Etapy konfiguracji stacji

Optimalizacja konfiguracji stacji elektroenergetycznej, a zwłaszcza struktury rozdzielni, z uwzględnieniem potrzeb SEE jest zadaniem bardzo złożonym. Zwykle w oczekiwanym rozwiązaniu docelowym oprócz uwarunkowań wynikających z funkcji, jaką stacja będzie pełnił w systemie elektroenergetycznym, istotnymi uwarunkowaniami stają się wskazane wytyczne i ograniczenia otoczenia, w tym m.in. zagadnienia związane z wymaganą elastycznością stacji, możliwościami prowadzenia prac remontowych, a nawet możliwością jej rozbudowy w przyszłości. Dlatego też na etapie wyboru optymalnego wariantu stacji ważne jest, aby zmaksymalizować wykorzystanie wszystkich funkcjonalności urządzeń stacyjnych przy uwzględnieniu właściwości wykorzystywanej aparatury, takich jak częstota konserwacji czy awaryjność [4, 5]. Warto podkreślić, że największy wpływ na funkcjonalność danej stacji, a w szczególności rozdzielni, ma łatwość jej konfigurowalności w stanach normalnych, remontowych i awaryjnych, co nabiera aktualnie dużego znaczenia wskutek dynamicznych zmian w sektorze wytwórczym. Broszura techniczna CIGRE wypracowana w ramach wspólnych prac komitetów B3 (Stacje i instalacje elektryczne), C1 (Ekonomia i rozwój systemów elektroenergetycznych) i C2 (Sterowanie i praca systemów elektroenergetycznych) [6] wskazuje trzy główne czynniki determinujące wybór preferowanej konfiguracji rozdzielni w stacji NN lub WN:

- odpowiedni dobór konfiguracji w celu bezpiecznego i niezawodnego rozdziału energii elektrycznej, w szczególności w stacjach zlokalizowanych w pobliżu elektrowni;
- zapewnienie wymaganych możliwości ruchowych podczas przeglądów i remontów urządzeń stacyjnych (dostępność urządzeń podczas prac konserwacyjnych);
- zachowanie odpowiedniej elastyczności łączeniowej (wysoka konfigurowalność).

Dodatkowo nakładają się na to kolejne czynniki, które należy wziąć pod uwagę podczas procesu doboru schematu głównego rozdzielni, przede wszystkim:

1. względy inwestycyjne i organizacyjne: struktura właścicielska, koszty (nakłady inwestycyjne, koszty eksploatacji, koszty likwidacji);
2. uwarunkowania otoczenia: wymagania wynikające z roli danej stacji w sieci, stacja nowa/ modernizowana, napięcie znamionowe stacji, zajętość terenu, rodzaj zastosowanej technologii (AIS, GIS, MTS), w tym lokalizacja aparatury rozdzielczej/ łączeniowej, poziom automatyzacji;
3. względy eksploatacyjne: niezawodność strukturalna, prawdopodobieństwo wystąpienia awarii, elastyczność ruchowa, warunki eksploatacyjno-konserwatorskie, możliwość rozbudowy, ilość zastosowanej aparatury łączeniowej (rozdzielczej), w tym elementów (linii, transformatorów).

Uwzględnienie powyższych elementów wymaga przygotowania i stosowania pewnej procedury. W jej realizacji można wyróżnić zasadnicze etapy/ kroki, które opisano poniżej.

KROK 1

Identyfikacja konfiguracji rozdzielni w stacji przy uwzględnieniu jej typu i lokalizacji (np. czy jest to stacja przyelektrowniana, stacja systemowa, czy stacja odbiorcza) oraz preferencji/ standardu przeznaczenia (np. stacje przyelektrowniane mają podwójne szyny zbiorcze, stacje systemowe są typu pierścieniowego itp.). Jeśli wynika to ze standardu bądź jednoznacznych przepisów, zapada decyzja o konfiguracji rozdzielni i nie ma możliwości dalszej optymalizacji projektu. Projekt ogranicza się wówczas do wyboru technologii i projektu układu w ramach wcześniej określonej konfiguracji. Jeżeli natomiast konfiguracja nie jest z góry określona, to należy postępować zgodnie z kolejnymi krokami.

KROK 2

Przyjmując pewien schemat analityczny, należy dokonać hierarchizacji stosowanych kryteriów oceny, biorąc pod uwagę bezpieczeństwo obsługi, dostępność podczas konserwacji i elastyczność operacyjną dla danego rodzaju układu rozdzielni.

KROK 3

Ustalenie efektywności branych pod uwagę konfiguracji rozdzielni w stacji przy zastosowaniu miar dla sformułowanych kryteriów.

KROK 4

Zweryfikowanie, czy sformułowane kryteria spełnia więcej niż jedna konfiguracja.

KROK 5

Przy większej liczbie rozwiązań spełniających sformułowane kryteria należy wziąć pod uwagę wpływ dodatkowych czynników technicznych (dodatkowe kryteria), takich jak jakość technologii, czas życia itp., co pozwoli sprecyzować wybór konfiguracji.

KROK 6

Po ustaleniu konfiguracji rozdzielni należy ją zweryfikować z planami i zadaniami wynikającymi z eksploatacji stacji w celu sprawdzenia, czy istnieją jeszcze dodatkowe dane wejściowe lub wymagania dotyczące określonej lokalizacji stacji w sieci elektroenergetycznej. Na tym etapie konieczna staje się analiza efektów przy rozważeniu czułości projektu na koszty, dostępność wyposażenia itp. W tym kroku należy również zweryfikować cały proces, po to by ustalić, czy osiągnięto spójność ze wstępnymi przyjętymi założeniami.

W kolejnym podrozdziale opisano przykład konfiguracji rozdzielni stacji elektroenergetycznej, w którym wykorzystana została proponowana procedura.

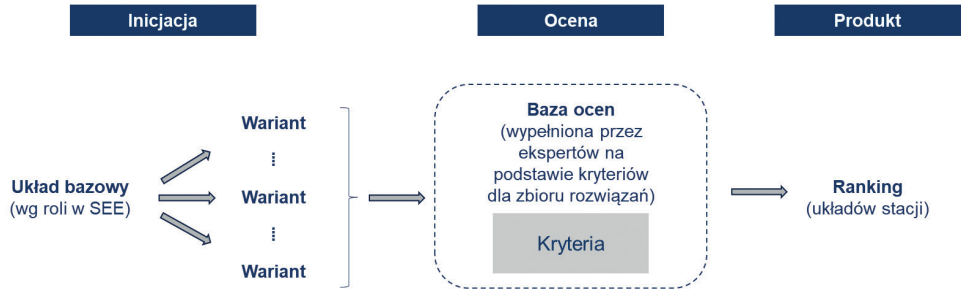
Realizacja procesu konfiguracji

Ponieważ celem konfiguracji rozdzielni jest uzyskanie najlepszego akceptowalnego układu, stąd wybór powinien zostać podjęty na podstawie zróżnicowanych kryteriów i przy wykorzystaniu dostępnych źródeł wiedzy oraz wyników analiz. W tym zakresie można przeprowadzić analizy ściśle dotyczące rozważanego przypadku bądź można wykorzystać wiedzę ekspercką i dostępną dokumentację. W pierwszym przypadku wymagane jest dysponowanie odpowiednimi zasobami analitycznymi oraz czasem na zrealizowanie badań. Dodatkowo potencjalnie szeroki wachlarz rozpatrywanych wariantów układów rozdzielni i ich cech zwiększa nakład analityczny. W związku z tym w przedstawionej metodyce oparto się na doświadczeniu ekspertów i zastosowano podejście scoringowe ukierunkowane na ocenę porównawczą. Ogranicza to nakłady czasowe i skalę zaangażowania zasobów ludzkich. Cechą proponowanego podejścia jest wykorzystanie w ocenie wag (dla ocen wg kryteriów oraz oceniających), co ma odzwierciedlenie w uzyskiwanym rankingu. Dlatego zaleca się wprowadzenie analizy wrażliwości badającej czułość rozwiązania (rankingu) na dobierane wagi.

Metodyka oceny porównawczej konfiguracji układu rozdzielni obejmuje trzy główne kroki: inicjację, ocenę i generację produktu. Inicjacja jest związana z podaniem danych i określeniem układu bazowego oraz wariantów. Ocena polega na wystawieniu ocen w odniesieniu do przygotowanych kryteriów. Generacja produktu prowadzi do wskazania rankingu rozpatrywanych układów stacji. Schematycznie proces ten przedstawiono na rys. IV.6.2.

W ocenie układów rozdzielni rekomendowanym podejściem jest wykorzystanie metody *Simple Additive Weighting Method* w połączeniu z metodą ELECTRE [7, 8]. Podejście takie skutkuje nadaniem wag rozpatrywanym kryteriom wraz z nadaniem wag poszczególnym oceniającym. Zastosowanie takiego podejścia pozwala na wskazanie najlepszego

(najbardziej rekomendowanego) układu na podstawie uzyskania największej liczby punktów rankingowych (największa wartość sumy). Dodatkowym wskaźnikiem jakościowym jest odległość określająca odchylenie danego układu od najlepszego rozwiązania.



Rys. IV.6.2. Proces konfiguracji

Na podstawie wiedzy eksperckiej (posiadanej wiedzy) oraz dostępnych danych dokonywana jest ocena punktowa sformułowanych propozycji układów rozdzielni (bazowy plus warianty) przez porównanie ich pomiędzy sobą dla każdego z kryteriów (układ bazowy plus warianty). Proponowaną skalę punktacji przedstawiono w tab. IV.6.2. Oceny dodatnie mają charakter cech przewyższających (stymulanty), a oceny ujemne mają charakter cech ujmujących (destymulanty). Przez układ W oraz układ K oznaczono odpowiednio układ zapisany w wierszu (W) i kolumnie (K) macierzy ocen. Konstrukcję macierzy ocen przedstawiono w tab. IV.6.2.

W tab. IV.6.3 zaprezentowano macierz ocen. W macierzy tej puste komórki są wypełniane poprzez wpisanie nadanych wartości ocen według określeń z tab. IV.6.2. Pola szare są wypełniane z automatu wartością oceny ze znakiem przeciwnym. W procesie konfiguracji dla każdego wyszczególnionego kryterium możliwe jest przyjęcie wagi, która umożliwia zróżnicowanie ocenianych układów pod kątem wpływu na wynik (czułości) i podkreślenia pożądanych cech, jak np. ekonomika, bezpieczeństwo, elastyczność. Wagi zostają określone w procesie konfiguracji. Ranking układów rozdzielni określa przydatność układów zgodnie z preferencjami ocenianych. O rankingu decyduje suma punktów uzyskana przez dany układ rozdzielni. Dodatkowym parametrem rankingu jest odległość określająca odchylenie od najlepszego rozwiązania.

Tab. IV.6.2. Skala punktacji przyjęta w ocenie porównawczej

Element macierzy ocen (wiersz względem kolumny)	Punkty
Układ K jest znacząco lepszy od układu W	7
Układ K jest lepszy od układu W	5
Układ K jest (nieco) lepszy od układu W	3
Układ K jest równoważny układowi W	0
Układ K jest (nieco) gorszy od układu W	-3
Układ K jest gorszy od układu W	-5
Układ K jest znacząco gorszy od układu W	-7

Tab. IV.6.3. Macierz ocen porównania wariantu bazowego z innymi wariantami dla danego kryterium

Kryterium	Bazowy	Wariant 1	Wariant 2	Wariant ...
Bazowy	0			
Wariant 1		0		
Wariant 2			0	
Wariant ...				0

Dla zilustrowania procesu przedstawiono przykład wykonania oceny porównawczej zgodnie z prezentowanym podejściem. Przykład jest jedynie ilustracją działania i nie należy go bezpośrednio kojarzyć z konkretnymi układami. Przyjęte wyniki są hipotetyczne, ale dobrze pokazują istotę oceny wykorzystanej do rankingowania układów stacji.

W tab. IV.6.4–IV.6.6 pokazano macierze ocen pewnych czterech układów (układy A–D) dla trzech kryteriów (K1–K3). Skala ocen w porównaniu rozwiązań została przyjęta zgodnie z tab. IV.6.2.

Interpretacja zawartości macierzy ocen dla pierwszego kryterium K1 (tab. IV.6.4):

- układ A względem układu A jest równoważny, stąd do macierzy wpisano wartość zero (przekątna macierzy);
- układ B jest znacząco lepszy od układu A, stąd przyznano ocenę równą 7;
- układ C względem układu A jest trochę lepszy, dlatego przyznano ocenę 3;
- układ C względem układu B jest gorszy, dlatego przyznana ocena wynosi –5;
- układ D jest lepszy od układu A, dlatego przyznana ocena wynosi 5;
- układ D jest nieco gorszy od układu B, dlatego ocena wynosi –3;
- układ D jest lepszy od układu C, stąd wynik tej oceny wynosi 5.

Liczba punktów w kolumnie „suma” jest wyznaczana ze znakiem przeciwnym, co pozwala na określenie najlepszej oceny badanych układów. W kolumnie „odległość” wyznaczono położenie (różnica punktów względem najlepszego układu) danego układu względem maksymalnej wartości sumy, co pozwala na stworzenie rankingu układów. Tak więc zgodnie z tab. IV.6.4 układ D traci do układu B (najlepszego) 8 punktów, układ C traci do układu B 22 punkty, natomiast układ A traci względem układu B 30 punktów.

Tab. IV.6.4. Macierz ocen dla czterech układów dla kryterium K1

K1	A	B	C	D	(–)Suma	Odległość	Ranking
A	0	7	3	5	–15	30	4
B	–7	0	–5	–3	15	0	1
C	–3	5	0	5	–7	22	3
D	–5	3	–5	0	7	8	2

Tab. IV.6.5. Macierz ocen dla czterech układów dla kryterium K2

K2	A	B	C	D	(-)Suma	Odległość	Ranking
A	0	3	5	7	-15	28	4
B	-3	0	3	3	-3	16	3
C	-5	-3	0	-5	13	0	1
D	-7	-3	5	0	5	8	2

Tab. IV.6.6. Macierz ocen dla czterech układów dla kryterium K3

K3	A	B	C	D	(-)Suma	Odległość	Ranking
A	0	-3	-5	-7	15	0	1
B	3	0	5	7	-15	30	4
C	5	-5	0	-3	3	12	2
D	7	-7	3	0	-3	18	3

W ostatnim etapie procesu dla trzech rozpatrywanych kryteriów założono wartości wag, których suma jest równa jedności. Dla kryterium K1 przyjęto wagę na poziomie 0,1, kryterium K2 otrzymało wagę równą 0,8, a kryterium K3 – wagę 0,1 (wagi są znormalizowane). Sumy punktów otrzymane dla czterech ocenianych układów zostały kolejno przemnożone przez wartości wag. Wynik pokazano w tab. IV.6.7.

W kolumnie „suma” w tab. IV.6.7 przedstawiono wyniki sumowania wartości trzech kolumn K1–K3. W ostatnim kroku można wygenerować ranking, który wskazuje dany układ jako najlepsze (preferowane) rozwiązanie. Jest to układ, który otrzymał największą liczbę punktów w kolumnie „suma”.

Tab. IV.6.7. Macierz ocen dla kryteriów K1–K3

Kryterium	K1	K2	K3	(-)Suma	Odległość	Ranking
Układ	0,1	0,8	0,1			
A	-1,5	-12	1,5	-12	22	4
B	1,5	-2,4	-1,5	-2,4	12,4	3
C	-0,7	10,4	0,3	10	0	1
D	0,7	4	-0,3	4,4	5,6	2

Na tle uzyskanych wyników warto zwrócić uwagę na problem doboru wag, który jest istotny z perspektywy podkreślenia cech, które będą charakteryzowały uzyskiwane rozwiązanie. Odpowiednio dobrane wagi akcentują wpływ danego kryterium oceny na wynikowy ranking. Dlatego też elementem procesu powinna być również analiza wrażliwości wyniku na wagi kryteriów.

Podsumowanie

Przeprowadzone rozważania i analizy umożliwiły sformułowanie następujących wniosków:

- Rosnące zainteresowanie i w efekcie nasycanie sieci źródłami odnawialnymi o losowym charakterze pracy skutkuje dużą dynamiką w zakresie zmienności kierunków

przepływów i poziomu obciążeń gałęziowych. W tych warunkach pojawiają się nowe wyzwania operacyjne dla stacji elektroenergetycznej i dużego znaczenia nabiera optymalny sposób doboru głównego schematu układu stacji. Stąd zachodzi istotna potrzeba opracowania wytycznych projektowych, które stanowiłyby wsparcie w procesie podejmowania decyzji w zakresie preferowanej konfiguracji stacji.

- Szczególnego znaczenia nabiera również kwestia uzyskania odpowiedniego poziomu pewności zasilania; w tym zakresie w strukturach systemowych stacje odgrywają kluczową rolę poprzez możliwość wiązania ze sobą różnych obwodów sieci. Funkcjonalność stacji pozwala na łączenie urządzeń o określonym przeznaczeniu i określonych parametrach. Na tym tle perspektywa rozwoju systemu i zmiany warunków pracy narzuca niejednoznaczność co do roli stacji. Oznacza to, że układ stacji powinien umożliwić wizję perspektywiczną, dając szansę rozbudowy, zapewnić łatwą eksploatację oraz zapewniać wysoką odporność systemu na występujące zakłócenia.
- Rozpatrując pragmatykę wykorzystania stacji w systemie elektroenergetycznym, trzeba wskazać miary przydatności danej struktury do stawianych przed nią zadań. Jedną z tych miar jest przydatność pod kątem elastyczności ruchowej stacji, której istotę stanowi zdolność stacji do adaptacyjnego wykorzystania w różnych stanach pracy systemu elektroenergetycznego. Inną wartościową miarą jest elastyczność eksploatacyjna, dla której skalę odniesienia stanowi efektywność obsługi danej struktury stacji. Prowadzi to do oceny stacji względem jej przydatności do tworzenia układów pracy sieci w różnych stanach planowych.
- Efektem przedstawionej w niniejszym rozdziale koncepcji postępowania opartej na ocenie scoringowej są porównania różnych układów rozdzielni definiowanych w procesie inwestycyjnym dla rozpatrywanego projektu nowej stacji elektroenergetycznej. Porównania takie realizowane są przez pryzmat kryteriów uwzględniających wyróżnione zróżnicowane czynniki: ruchowe, eksploatacyjne, ekonomiczne, terenowe, środowiskowe oraz technologiczne.
- Opracowana koncepcja oceny konfiguracji stacji uwzględnia przewidywaną rolę stacji w systemie elektroenergetycznym oraz bierze pod uwagę aspekty funkcjonalne stacji, nadając im stosowne priorytety. Ich waga pozwala opracować ranking rozwiązań i zoptymalizować konfigurację głównego schematu stacji stosownie do uwarunkowań jej wykorzystania. Dzięki temu oszczędza się czas, a efektywność procesu przygotowania inwestycji wzrasta.

Bibliografia

1. Beldowski T., Markiewicz H. Stacje i urządzenia elektroenergetyczne. Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa 1998.
2. Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA. Stacje elektroenergetyczne najwyższych napięć. Standardowa specyfikacja funkcjonalna. PSE-SF.STACJE/2022. Konstancin-Jeziorna 2022.

3. Dołęga W. Stacje elektroenergetyczne. Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 2007.
4. Ļvovs A., Staltmanis A. Selection of schemes of switchgears for new 110 kV substations. Scientific Journal of Riga Technical University Power and Electrical Engineering 2009, 25(25), s. 19–22.
5. Otani C.M.Y.H., Vedros K.G. Electrical substation configuration effect on substation reliability. Idaho National Laboratory, Idaho 2022.
6. CIGRE. Circuit Configuration Optimization. Technical Brochure No. 585. Joint Working Group B3/C1/C2.14. June 2014.
7. Trzaskalik T. Wielokryterialne wspomaganie decyzji. Przegląd metod i zastosowań. Zeszyty Naukowe Politechniki Śląskiej, seria Organizacja i Zarządzanie 2014, z. 74, nr 1921, s. 239–263.
8. Kaliszewski I., Podkopaev D. Simple additive weighting – a metamodel for multiple criteria decision analysis methods. Expert Systems with Applications 2016, 54, s. 155–161.

V Generacja rozproszona i sieci dystrybucyjne

Wstęp

Robert Lis

Politechnika Wrocławska, Wydział Elektryczny, Katedra Energoelektryki

Obserwowany w ostatnich latach dynamiczny rozwój odnawialnych źródeł energii – w szczególności mikro- i małoskalowej fotowoltaiki – znacząco zmienia krajobraz techniczny i organizacyjny systemów elektroenergetycznych. Zjawisko to dotyczy zarówno prosumentów indywidualnych, jak i odbiorców przemysłowych, a jego skala i tempo stają się poważnym wyzwaniem dla infrastruktury sieciowej, zwłaszcza na poziomie dystrybucji. Rozproszone źródła energii (RZE), choć wspierają cele dekarbonizacji, lokalnej samowystarczalności energetycznej i bezpieczeństwa dostaw, generują również szereg problemów technicznych, ekonomicznych oraz regulacyjnych. Problemy te od wielu lat są przedmiotem systematycznych badań naukowych – już w latach 90. XX w. podejmowano analizy związane z wpływem rozproszonej generacji na pracę sieci, czego przykładem może być pionierska praca T. Ackermanna i in. (*Distributed generation: a definition*, Electric Power Systems Research 2001, 57(3), s. 195–204). Obecnie zagadnienia te stanowią także przedmiot intensywnych debat środowiska akademickiego i branżowego, zwłaszcza w kontekście gwałtownego wzrostu liczby instalacji prosumenckich i rosnącego znaczenia generacji zdecentralizowanej.

W Polsce jednym z poważnych problemów, który hamuje dalszą integrację źródeł rozproszonych z sieciami dystrybucyjnymi, jest niedostateczna przepustowość infrastruktury elektroenergetycznej. W wielu regionach kraju operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD) informują o wyczerpaniu dostępnych mocy przyłączeniowych, co w praktyce uniemożliwia podłączenie nowych instalacji RZE, niezależnie od ich skali. Przyczyną takiego stanu rzeczy są nie tylko ograniczenia techniczne, jak niewystarczająca obciążalność transformatorów czy przekroczenia dopuszczalnych poziomów napięcia, ale również czynniki proceduralne – długotrwałe i złożone procesy inwestycyjne, wymagające pozwoleń, uzgodnień i analiz środowiskowych. Jak wskazano w jednym z rozdziałów, niska niezawodność dostaw energii w Polsce, w porównaniu z krajami Europy Zachodniej, to skutek zarówno chronicznych opóźnień inwestycyjnych, jak i braku długoterminowej, spójnej polityki modernizacji sieci dystrybucyjnych.

Wraz z rosnącym udziałem OZE istotną barierą stają się zjawiska związane z niesymetrią obciążeń i dwukierunkowymi przepływami energii. Sieci niskiego napięcia, projektowane pierwotnie jako jednokierunkowe, nie są przystosowane do odbioru energii elektrycznej z wielu zdecentralizowanych punktów wytwórczych. Powoduje to istotne zaburzenia pracy systemu – przede wszystkim lokalne wzrosty napięć, przeciążenia oraz problemy z utrzymaniem parametrów jakościowych napięcia. W odpowiedzi na te problemy rozwijane są zarówno pasywne, jak i aktywne metody kompensacji i regulacji, w tym zaawansowane regulatory napięcia i symetryzatory prądów, które stają się już ważnym komponentem sieci.

Istotnym zagadnieniem związanym z dalszym rozwojem generacji rozproszonej jest kwestia magazynowania energii – w skali zarówno przemysłowej, jak i prosumenckiej. Magazyny energii umożliwiają nie tylko zwiększenie autokonsumpcji, ale także poprawę stanu pracy SEE poprzez buforowanie nadwyżek produkcji i wspieranie systemów zarządzania popytem. W kolejnych rozdziałach niniejszej części analizowane są zarówno techniczne, jak i ekonomiczne kryteria doboru elektrochemicznych magazynów energii – z uwzględnieniem ich degradacji w czasie eksploatacji, wpływu na poziom samowystarczalności energetycznej oraz opłacalności inwestycji. Przykład systemów kolejowych zasilanych z dużej farmy PV dowodzi, że integracja RZE opartych na OZE z magazynami energii może być skuteczną strategią w kontekście odbiorców o dużej i zmiennej charakterystyce zużycia.

Interesujący wymiar transformacji energetycznej ukazany został także w kontekście długoterminowej opłacalności instalacji PV. „Starzenie się” paneli fotowoltaicznych dotyczy nie tylko utraty ich parametrów technicznych, ale również zmian otoczenia regulacyjno-rynkowego. Zmniejszenie systemowych zachęt, niskie ceny energii w okresach nadprodukcji oraz ewentualne masowe wyłączanie się instalacji prosumenckich mogą doprowadzić do kolejnego etapu transformacji energetycznej – opartej być może na bardziej scentralizowanych formach generacji lub rozwoju klastrów i spółdzielni energetycznych. W tym kontekście znaczenia nabierają technologie wspierające elastyczność i funkcjonalność małych instalacji, jak choćby asymetryczne inwertery PV, które mogą się przyczynić do poprawy jakości napięcia oraz wsparcia lokalnego bilansowania energii.

Z kolei na poziomie SN coraz większe znaczenie mają zagadnienia lokalnej regulacji napięcia, które mogą być rozwiązywane poprzez odpowiednie rozmieszczenie transformatorów regulacyjnych. W obliczu rosnącego zapotrzebowania na moc – związanego m.in. z rozwojem elektromobilności, pomp ciepła i digitalizacji przemysłu – właściwe ulokowanie punktów regulacyjnych może pozwolić na skuteczniejsze wykorzystanie istniejącej infrastruktury bez konieczności jej kosztownej przebudowy.

Rozdziały zebrane w ramach niniejszej sekcji ukazują więc nie tylko aktualny stan wiedzy, ale także kierunki rozwoju technologicznego, które mogą wspierać transformację sieci dystrybucyjnych. Kluczowe stają się tutaj rozwiązania z zakresu automatyki, informatyki, elektrochemii i systemowego planowania energetycznego. Generacja rozproszona

przestaje być wyłącznie dodatkiem do SEE – staje się jego równoprawnym komponentem, który wymaga nowej logiki zarządzania, elastycznych mechanizmów rynkowych oraz inteligentnej infrastruktury sieciowej. Tylko wówczas możliwa będzie dalsza integracja OZE na masową skalę, bez ryzyka destabilizacji pracy SEE i przy zapewnieniu opłacalności inwestycji dla wszystkich uczestników rynku.

Poniżej omówiono szczegółowo poszczególne rozdziały. Wskazano na zagadnienia i problemy, które mogą być szerzej omówione w ramach prezentacji sesyjnej.

Rozdział *Czynniki hamujące rozwój sieci dystrybucyjnych w Polsce – studium przypadku* to kompleksowe opracowanie łączące rzetelną analizę statystyczną z praktycznymi wnioskami, ukazujące zarówno postępy, jak i wciąż istniejące wyzwania związane z rozwojem krajowych sieci dystrybucyjnych. Autorzy trafnie zestawili dane dotyczące nakładów inwestycyjnych pięciu największych operatorów w latach 2016–2023 z porównaniem wskaźników SAIDI i SAIFI w Polsce oraz innych krajach europejskich, co pozwala lepiej zrozumieć skalę opóźnień i różnic w niezawodności dostaw energii. Wskazanie na dysproporcje pomiędzy obszarami miejskimi i wiejskimi oraz rosnące znaczenie mikroinstalacji pokazuje głębię problemu, a analiza struktury wiekowej linii czy udziału kablowania sieci SN ukazuje, że nie każde rozwiązanie (jak pełne kablowanie) przynosi oczekiwane efekty. Najcenniejszym elementem opracowania jest jednak uwypuklenie barier formalno-prawnych – od konfliktów związanych z miejscowymi planami zagospodarowania przestrzennego, po przeciągające się procedury pozyskiwania tytułów prawnych i nadmierną dyskrecjonalność urzędników, co realnie wydłuża proces inwestycyjny o całe lata i generuje dodatkowe koszty dla odbiorców.

Rozdział prezentuje dużą wartość merytoryczną dzięki wykorzystaniu aktualnych danych (do końca 2023 r.) i ich przejrzystemu porównaniu z najlepszymi praktykami europejskimi. Dokładne przytoczenie zmian nakładów inwestycyjnych oraz trendów w jakości zasilania pozwala czytelnikowi ocenić skalę problemu i dynamikę zmian w polskim sektorze dystrybucji. Jednocześnie treść rozdziału mogłaby zyskać na wiarygodności dzięki bardziej szczegółowemu przedstawieniu metodyki zbierania danych oraz uwzględnieniu analiz koszt–efekt inwestycji (np. koszt kablowania 1 km sieci czy efektywność automatyzacji). Brakuje również odniesienia do wpływu magazynów energii i polityk unijnych, które coraz istotniej kształtują ramy rozwoju infrastruktury.

Pytania i uwagi do autorów

Autorzy powinni doprecyzować metodykę oraz rozważyć rozszerzenie analizy o koszty jednostkowe inwestycji i wpływ magazynowania energii. Warto też zaproponować konkretne scenariusze zmian prawnych usprawniających procedury inwestycyjne.

- Jakie źródła danych i kryteria doboru statystyk zostały wykorzystane oraz w jaki sposób przeprowadzono ich analizę porównawczą z danymi zagranicznymi?
- Jakie kryteria wielokryterialnej oceny efektywności inwestycji sieciowych (techniczne, ekonomiczne, środowiskowe, społeczne) autorzy uznają za kluczowe i w jaki sposób zaproponowaliby ich „wagowanie”?

- Czy autorzy dysponują danymi dotyczącymi kosztu kablowania kolejnych kilometrów sieci SN oraz wskaźnikami zwrotu z inwestycji w automatyzację stacji transformatorowych i łączników napowietrznych?
- Czy w pracach uwzględniono wpływ rozwoju magazynów energii na zmniejszenie presji przyłączeniowej w sieciach dystrybucyjnych oraz czy autorzy planują rozszerzyć badania o ten aspekt?
- Jakie zmiany legislacyjne (np. nowelizacje ustawy Prawo energetyczne, specustawy przesyłowej czy przepisów planistycznych) autorzy uznają za najbardziej obiecujące do przyspieszenia realizacji inwestycji liniowych?
- Czy autorzy rozważali model centralnej koordynacji rozwoju sieci dystrybucyjnych (np. utworzenie agencji rządowej) i jakie potencjalne korzyści lub zagrożenia widzieliby w takim rozwiązaniu?
- Na ile przytoczone wskaźniki (SAIDI, SAIFI, nakłady inwestycyjne) pozwalają ocenić efektywność poszczególnych OSD i czy mogą one posłużyć jako benchmark najlepszych praktyk?
- W jaki sposób autorzy proponują zachęcać władze lokalne do współpracy przy lokalizacji inwestycji energetycznych i jakie mechanizmy kompensacyjne uważają za najbardziej skuteczne?
- Jakie konkretne rekomendacje inwestycyjne i legislacyjne autorzy uznają za priorytetowe do wdrożenia w perspektywie najbliższych pięciu lat, aby zoptymalizować rozwój sieci dystrybucyjnych?

Rozdział Czy „starzenie się” paneli fotowoltaicznych może prowadzić do kolejnej transformacji w energetyce? porusza aktualny i istotny problem wpływu utraty sprawności paneli fotowoltaicznych na stabilną pracę i rozwój systemów energetycznych opartych na RZE. Autorzy słusznie rozszerzają klasyczne rozumienie „starzenia się” paneli poza degradację parametrów technicznych i analizują wielowymiarowe skutki ekonomiczno-regulacyjne, jakie mogą wynikać z wycofywania się prosumentów z rynku bliczu ujemnych cen energii. Przegląd literatury jest obszerny, od badań laboratoryjnych po raporty rynkowe, co pozwala autorom osadzić własne badania w szerszym kontekście. Należy wysoko ocenić wybór obszaru badawczego – instalacja na Politechnice Gdańskiej – oraz rzetelność zebranego materiału pomiarowego, choć zastosowane założenia kwalifikacji próbek okazały się trudne do utrzymania, co autorzy uczciwie opisali i skorygowali metodę analizy.

Ocena merytoryczna wskazuje na solidne podstawy techniczne i statystyczne, umożliwiające oszacowanie realnej rocznej utraty sprawności paneli na poziomie ok. 1,5% wyższym niż w testach laboratoryjnych. Dane majowe i lipcowe przybliżają charakter degradacji w realistycznych warunkach, choć odwołanie do wartości maksymalnych mocy ogranicza pełne wyeliminowanie wpływu zmiennych atmosferycznych czy stanu zabrudzenia. Pozytywnie należy ocenić próbę analizy konsekwencji ekonomicznych i rynkowych – spadku liczby instalacji prosumenckich po wygaśnięciu programów

wsparcia – oraz prognozę transformacji sektora w kierunku klastrów energetycznych i magazynów długoterminowych.

Pytania i uwagi do autorów

Prezentowane treści mogłyby zyskać na doprecyzowaniu metodycznym: warto byłoby przedstawić dokładniejsze informacje na temat liczby próbek, ostatecznych kryteriów odrzucania pomiarów odstających oraz sposobu ich usuwania, tak aby umożliwić replikację badań. Szczególną uwagę trzeba zwrócić na brak rozważań dotyczących wpływu praktyk eksploatacyjnych na tempo degradacji paneli. Regularne czyszczenie modułów, usuwanie zabrudzeń oraz kontrola szczelności obudów mają istotne znaczenie dla utrzymania deklarowanej sprawności i mogą znacząco obniżyć wskaźnik degradacji w terenie. Bez uwzględnienia tych działań trudno jest generalizować wyniki pomiarów maksimum mocy jako w pełni reprezentatywne dla wszystkich instalacji prosumenckich w Polsce. W treści rozdziału brakuje też scenariuszy dotyczących zakończenia życia użytkowego paneli – w kontekście zarówno kosztów i technologii ich wymiany, jak i możliwości odzysku surowców podczas recyklingu. Gdy panele osiągną koniec gwarancji (zazwyczaj 25–30 lat), kluczowe będzie określenie, czy opłaca się je przebudować, czy raczej wymienić na nowe moduły o wyższej sprawności, a także jakie odpady i jakie strumienie materiałowe pojawią się na rynku. Brak takich analiz sprawia, że ocena cyklu życia technologii PV pozostaje niepełna, a wyliczenia wpływu „starzenia się” uwzględniają jedynie pierwszą połowę etapu eksploatacji. Wreszcie przydałoby się szersze odniesienie do polityk unijnych i krajowych mechanizmów wsparcia prosumentów, które wpływają na opłacalność produkcji i tempo kolejnych transformacji.

- Czy rozważano uzupełnienie badań o analizę ekonomiczną (np. koszt/moc utraczonej efektywności PV w przeliczeniu na zł/kWh), która mogłaby zobrazować, kiedy „starzenie się” paneli zaczyna być nieopłacalne?
- Dlaczego zdecydowano się na analizę wyłącznie maksymalnych mocy chwilowych, a nie np. energii wyprodukowanej w ciągu dnia lub miesiąca, co mogłoby lepiej oddać realny wpływ degradacji na produkcję?
- Czy planowane są badania porównawcze z innymi instalacjami PV w Polsce (np. w innych rejonach klimatycznych), aby zweryfikować wnioski na większej próbie?
- Czy autorzy przeprowadzili analizę zmian otoczenia prawnego (np. systemu rozliczeń *net-metering* vs *net-billing*) w Polsce i jego wpływu na opłacalność zdecentralizowanego wytwarzania energii elektrycznej przez odbiorców końcowych?
- Jak autorzy definiują „kolejną transformację” w energetyce? Czy chodzi o powrót do centralizacji, rozwój magazynowania energii, czy może o coś jeszcze innego?
- Jakie są potencjalne scenariusze dla operatorów systemów dystrybucyjnych, gdyby rzeczywiście nastąpił masowy spadek aktywności prosumentów? Czy byłoby to korzystne, czy obciążające?

Rozdział *Dwukierunkowy przepływ energii w sieciach dystrybucyjnych niskiego napięcia* podejmuje aktualny i istotny temat dotyczący transformacji sieci niskiego napięcia (NN) w kontekście rosnącej liczby mikroinstalacji z wykorzystaniem OZE i wynikającej z tego dwukierunkowości przepływu energii. Autor skupia się bardziej na technicznych aspektach przepływu energii w sieciach NN, analizując konkretne rozwiązania i ich wpływ na parametry sieci. Trafnie identyfikuje jeden z kluczowych problemów – niesymetrię prądów prowadzącą do przekroczeń dopuszczalnych wartości napięcia fazowego – oraz wykazuje, że często pomijanym aspektem jest znaczący wpływ prądu przewodu neutralnego.

Analiza teoretyczna jest pogłębiona, zilustrowana przykładami i obliczeniami, które dobrze obrazują złożoność zachowań sieci z generacją rozproszoną. Przedstawiono ograniczenia pasywnych metod korekcji (takich jak przewymiarowanie linii, dodawanie transformatorów) oraz wskazano na ich wysokie koszty i ograniczoną skuteczność.

Szczególnie wartościowe jest omówienie nowoczesnych metod aktywnej regulacji parametrów sieci z wykorzystaniem energoelektroniki – źródeł napięcia i prądu opartych na nowoczesnych tranzystorach SiC. Przedstawienie topologii oraz możliwości regulacyjnych tych urządzeń świadczy o dużym zrozumieniu technologii i jej potencjału w praktyce.

Pytania i uwagi do autora

W rozdziale zabrakło odwołania do szczegółowych danych technicznych lub parametrów przedstawionych aktywnych regulatorów – np. konkretnych zakresów mocy, szybkości reakcji układów, przykładów wdrożeń.

- Czy rozważano wpływ wyższych harmonicznych w napięciu zasilającym na skuteczność działania aktywnego symetryzatora prądów?
- Jakie są orientacyjne koszty wdrożenia aktywnego regulatora napięcia w stosunku do rozwiązań pasywnych (np. wymiany przewodów)?
- Czy proponowane układy aktywne są odporne na przebiegi lub inne typowe zakłócenia w sieciach NN? Jak wygląda ich niezawodność w długoterminowej eksploatacji?
- Czy dostępne są dane z rzeczywistej eksploatacji (pilotażowej lub komercyjnej) takich urządzeń w polskich warunkach sieciowych?
- Jakie ograniczenia (techniczne, regulacyjne, ekonomiczne) mogą utrudniać powszechne wdrażanie tego typu energoelektronicznych układów w sieciach dystrybucyjnych?

Rozdział *Techniczne i ekonomiczne aspekty doboru elektrochemicznego magazynu energii dla farmy fotowoltaicznej zasilającej odbiorcę przemysłowego* prezentuje rzetelną i dobrze udokumentowaną analizę problematyki doboru parametrów technicznych i ekonomicznych magazynu energii współpracującego z dużą instalacją fotowoltaiczną zasilającą odbiorcę przemysłowego – w tym przypadku stację kolejową. Praca osadzona jest w kontekście rzeczywistego projektu badawczego realizowanego w ramach europejskiego

grantu FP4 – Rail4EARTH, co zwiększa wiarygodność opracowania i nadaje mu praktyczny charakter.

Pod względem merytorycznym treść rozdziału zasługuje na wysoką ocenę. Autorzy szczegółowo przedstawiają model matematyczny opisujący przepływ energii w systemie PV–magazyn–odbiorca, uwzględniając fizyczne ograniczenia ładowania, stan naładowania oraz charakterystyki użytkowe akumulatorów. Analiza została przeprowadzona w oprogramowaniu Matlab, co jest odpowiednim wyborem dla symulacji tego typu. Wyraźnie wskazano również założenia dotyczące parametrów wejściowych i przedziałów analizowanych wartości, co umożliwia czytelnikowi zrozumienie oraz ewentualną replikację obliczeń.

Istotnym elementem jest także wprowadzenie aspektu ekonomicznego poprzez wskaźniki SSR i LCOE, co pozwala ocenić nie tylko efektywność energetyczną, ale także opłacalność rozważanych rozwiązań. Autorzy umiejętnie łączą podejście inżynierskie z analizą finansową, dzięki czemu rozdział ma charakter interdyscyplinarny.

Pytania i uwagi do autorów

Warto zauważyć, że pomimo wysokiego poziomu analitycznego treść rozdziału miejscami jest trudna w odbiorze ze względu na gęstość zapisu matematycznego oraz brak szerszej interpretacji wyników symulacyjnych. Brakuje także bardziej rozwiniętej dyskusji na temat wpływu wybranych scenariuszy na konkretne profile odbioru energii – np. różnice w charakterystyce stacji kolejowej z różnorodnymi potrzebami dominującymi. Warto byłoby też rozważyć szersze omówienie ryzyk technologicznych i ekonomicznych związanych z degradacją akumulatorów – zwłaszcza w kontekście ich długoletniej eksploatacji oraz potencjalnych kosztów ich wymiany.

- Jakie kryteria przyjęto przy doborze zakresu wartości mocy i pojemności magazynu energii (100–1200 kW, 200–4000 kWh)? Czy były one uwarunkowane konkretnymi technologiami komercyjnymi, czy miały charakter orientacyjny?
- Czy przeprowadzono analizę wrażliwości wyników modelu na zmiany parametrów wejściowych, np. sprawności magazynu, kosztów CAPEX/OPEX, dynamiki cen energii czy stopy dyskontowej?
- W jaki sposób w modelu uwzględniono procesy degradacyjne akumulatora? Czy zakładają one liniowy spadek dostępnej pojemności w czasie, czy oparto się na konkretnych profilach eksploatacyjnych dla technologii litowo-jonowych?
- Na ile uśrednione koszty energii (LCOE) są czułe na zmienność SSR w badanym przedziale? Czy istnieje zauważalny próg, przy którym dalsze zwiększanie samowystarczalności przestaje być ekonomicznie uzasadnione?
- Czy rozważano zastosowanie innych technologii magazynowania energii – np. LFP, SIB, RFB – jako alternatywy dla akumulatorów litowo-jonowych? Jeśli nie, co było głównym powodem ich wykluczenia?

- Czy w ramach dalszych prac planowane jest modelowanie dynamiczne (czasowe) dla rzeczywistych profili nasłonecznienia i obciążenia stacji, czy analizowano jedynie dane roczne/ statystyczne?

Rozdział *Inwerter asymetryczny w instalacji prosumenta* porusza ważny i aktualny problem integracji RZE wykorzystujących OZE oraz magazynów energii w sieciach nn ze szczególnym uwzględnieniem roli prosumenta oraz możliwości zastosowania inwerterów asymetrycznych. Temat jest dobrze osadzony w kontekście wyzwań transformacji energetycznej, w tym rosnącego udziału źródeł rozproszonych oraz problemów wynikających z ich integracji z siecią elektroenergetyczną.

Autor w przejrzysty sposób identyfikuje kluczowe problemy techniczne zarówno po stronie operatorów sieci dystrybucyjnych (OSD), jak i po stronie użytkowników końcowych. Cenne jest ujęcie wielowymiarowe – od struktury sieci, poprzez aspekty zarządzania energią, po lokalne algorytmy sterowania. Szczególną wartością stanowi analiza przypadku zastosowania inwertera asymetrycznego w typowej instalacji prosumenckiej – z danymi dotyczącymi zużycia i generacji energii, przeprowadzona w sposób ilościowy i poparta ilustracjami.

Na uwagę zasługuje zastosowany algorytm sterowania asymetrycznego – jego efektywność w zakresie poprawy bilansu energetycznego oraz ograniczenia niesymetrii faz została udokumentowana wynikami symulacji. Porównanie z układem opartym na symetrycznym inwerterze trójfazowym wskazuje na istotne korzyści zastosowania sterowania asymetrycznego zarówno dla prosumenta (zwiększenie autokonsumpcji), jak i dla OSD (poprawa jakości napięcia w sieci).

Treść rozdziału stanowi wartościowy wkład w dyskusję nad rozwojem technologii prosumenckich i możliwościami ich integracji z systemem elektroenergetycznym. Podejście do problemu jest nowatorskie i praktyczne, a wnioski – dobrze uargumentowane.

Pytania i uwagi do autora

Brakuje szerszego odniesienia do stanu aktualnej wiedzy (literatury krajowej i zagranicznej) w zakresie asymetrycznego sterowania inwerterami i jego wpływu na sieci nn. Cytowania literaturowe są nieliczne, a niektóre zagadnienia (jak np. $P = f(U)$, $Q = f(P)$) zasługują na głębsze osadzenie w kontekście istniejących norm technicznych, badań empirycznych czy wdrożeń pilotowych.

Zastosowany model obciążenia prosumenta jest wartościowy jako ilustracja, lecz ogranicza się do jednego wariantu typowego gospodarstwa domowego. Brakuje analizy wrażliwości wyników na zmianę profilu odbiorczego, warunków nasłonecznienia czy charakterystyki instalacji PV. Uzupełnienie treści o statystyki lub symulacje porównawcze dla większej liczby przypadków mogłoby istotnie zwiększyć uniwersalność wniosków.

- Czy analizowany algorytm sterowania inwerterem asymetrycznym został zaimplementowany fizycznie (np. w formie prototypu lub instalacji testowej), czy jedynie zasymulowany w środowisku numerycznym? Jeśli przeprowadzono symulacje,

należy podać szczegóły dotyczące środowiska modelowania oraz założenia co do parametrów instalacji i profilu zużycia energii.

- Jakie są obecne ograniczenia formalno-prawne i techniczne dla stosowania inwerterów asymetrycznych w Polsce? Czy aktualne wytyczne OSD dopuszczają niezależne sterowanie fazowe mocy czynnej, czy konieczne są zmiany legislacyjne lub nowe interpretacje norm?
- Na ile proponowane rozwiązanie jest skalowalne i możliwe do wdrożenia w warunkach masowych – czy istnieją realne przeszkody (np. kosztowe, logistyczne lub operacyjne) dla implementacji asymetrycznych inwerterów w typowych instalacjach domowych?
- Czy możliwe byłoby rozszerzenie przedstawionego algorytmu o dynamiczne zarządzanie magazynem energii oraz odbiorami sterowanymi (DSM/DSR)? Jak zmieniłoby to wpływ na bilans energetyczny i profil mocy fazowej?
- Jakie byłyby skutki zastosowania inwertera asymetrycznego w większej skali (na poziomie ulicy lub osiedla) – czy zaobserwowalibyśmy dodatkowe efekty agregacyjne, np. w zakresie redukcji strat w sieci, poprawy jakości napięcia lub zmniejszenia przepływów odwrotnych?

Rozdział *Dobór lokalizacji transformatora regulacyjnego w sieci średniego napięcia* dotyczy zagadnienia doboru lokalizacji transformatora regulacyjnego (TR) w sieciach średniego napięcia (SN) w kontekście rosnącego zapotrzebowania na moc oraz zwiększonej liczby przyłączy, m.in. pomp ciepła, stacji ładowania pojazdów elektrycznych i instalacji fotowoltaicznych. Autor trafnie identyfikuje problem związany z niewystarczającą modernizacją infrastruktury sieciowej, która skutkuje zbyt niskimi lub zbyt wysokimi poziomami napięcia u odbiorców.

W rozdziale omówiono szczegółowo zasadę działania transformatorów regulacyjnych oraz ich zastosowanie w praktyce. Autor prezentuje inżynierską, uproszczoną metodę wyznaczania optymalnej lokalizacji transformatora na podstawie analizy profilu napięciowego ciągu zasilającego. Mocną stroną jest logiczne przedstawienie kolejnych warunków technicznych determinujących wybór optymalnej lokalizacji, a także uwzględnienie ograniczeń wynikających z charakterystyki sieci i zmienności obciążenia. Analiza profilu napięciowego sieci na konkretnym przykładzie z wykorzystaniem programu PowerFactory sprawia, że test jest praktyczny i łatwy do zastosowania przez inżynierów pracujących w energetyce. Zalety przedstawionego podejścia stanowią ograniczenie liczby wymaganych danych wejściowych oraz możliwość jego implementacji bez konieczności stosowania zaawansowanych algorytmów optymalizacyjnych.

Cennym wkładem jest praktyczny przykład, poparty obliczeniami i wizualizacjami napięcia w sieci, który ukazuje skuteczność opisywanej metody. Rekomendacja, aby transformator był zainstalowany w miejscu, gdzie napięcie spada do ok. $0,95U_n$, wydaje się dobrze uzasadniona i rozsądna z punktu widzenia zarówno efektywności regulacji, jak i bezpieczeństwa pracy sieci.

Autor uczciwie zaznacza ograniczenia swojej metody, zwracając uwagę, że nie uwzględnia ona przypadków nadmiernych napięć w wyniku generacji z RZE (OZE) przy niskim obciążeniu, co mogłoby być interesującym kierunkiem dalszych badań.

Pytania i uwagi do autora

W treści zabrakło scenariuszy uwzględniających wpływ dynamicznych warunków pracy RZE/OZE (np. dużej generacji przy niskim zapotrzebowaniu), choć autor wskazuje, że ten aspekt został pominięty ze względu na ograniczoną objętość rozdziału. Należy podkreślić, że otwartym pytaniem pozostaje, w jaki sposób skutecznie wyznaczyć poziom napięcia wtórnego transformatora regulacyjnego, aby uzyskać pozytywny wpływ na lokalne profile napięć w węzłach sieci. Mogą przecież istnieć sprzeczne funkcje celu, formułowane oddzielnie przez poszczególne węzły, zwłaszcza reprezentowane przez węzły odbiorcze lub węzły wytwarzające. Niezależnie od strategii kontroli napięcia należy stwierdzić, że wyjście regulacji w opisanym TR ma tylko jeden stopień swobody, tj. reguluje napięcie po stronie wtórnej TR, które wpływa na wszystkie węzły w sieci. W przypadku skomplikowanej sieci nn z dużym zasilaniem generacji rozproszonej i zmiennymi obciążeniami może się zdarzyć, że centralna regulacja napięcia w stacji TR nie będzie wystarczająco skutecznie oddziaływać na wszystkie węzły w sieci.

- Jakie algorytmy lub metody optymalizacji mogą być najbardziej odpowiednie do sformułowania innej strategii doboru lokalizacji i kontroli napięcia po stronie wtórnej transformatora regulacyjnego z wykorzystaniem pomiarów WAMS z kilku węzłów – i w jaki sposób uwzględnione byłyby zmienność topologii oraz dynamiczne obciążenia sieci?
- Czy przedstawiona metoda została już zastosowana w praktyce przez operatorów systemów dystrybucyjnych, a jeśli tak, to jakie były wyniki wdrożenia?
- Jakie są możliwości dalszego rozwoju metody w kontekście dynamicznie zmieniających się warunków pracy sieci, zwłaszcza przy zmiennej generacji RZE z OZE?
- Czy rozważano integrację opisanego podejścia z systemami SCADA lub systemami zarządzania energią (EMS), aby umożliwić automatyczne wskazywanie lokalizacji transformatora regulacyjnego?
- Czy autor przewiduje możliwość adaptacji metody do warunków miejskich, gdzie sieci są znacznie bardziej rozbudowane, a profile obciążeniowe silniej zróżnicowane?
- Jakie są szacowane koszty instalacji transformatora regulacyjnego w porównaniu z alternatywnymi metodami, takimi jak modernizacja przekrojów przewodów lub budowa nowych ciągów zasilających?
- Czy instalacja transformatora regulacyjnego może powodować inne problemy eksploatacyjne (np. z synchronizacją zabezpieczeń czy przepływami w stanach awaryjnych)?
- Jakie są ograniczenia techniczne i ekonomiczne instalacji transformatorów regulacyjnych w istniejących sieciach SN (np. wymagania przestrzenne, potrzeba przebudowy stacji)?

V.1. Czynniki hamujące rozwój sieci dystrybucyjnych w Polsce – studium przypadku

Jerzy Marzecki¹, Mariusz Drab²

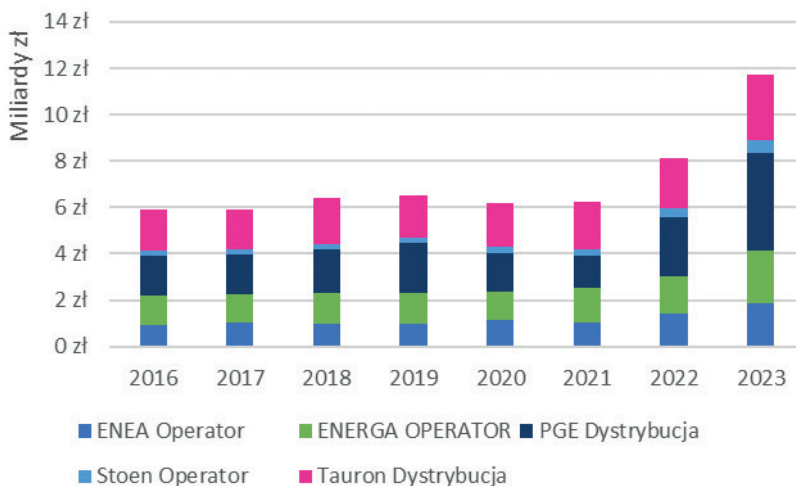
¹ Politechnika Warszawska, Wydział Elektryczny

² EMCA SA, Warszawa

Wprowadzenie

Operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD) od wielu lat prowadzą zintensyfikowane programy inwestycyjne umożliwiające przyłączanie nowych odbiorców, w tym prosumentów, przyłączanie odnawialnych źródeł energii (OZE) oraz poprawę stanu sieci, a tym samym jej niezawodności i pewności zasilania odbiorców. Działania te mają na celu nie tylko realizację obowiązków ustawowych czy tych wynikających z wymogów stawianych przez URE w ramach regulacji jakościowej, ale również wspieranie transformacji polskiego systemu elektroenergetycznego.

W latach 2016–2023 inwestycje pięciu największych OSD w Polsce wzrosły prawie dwukrotnie, z 5,9 mld do rekordowych 11,7 mld zł (rys. V.1.1).



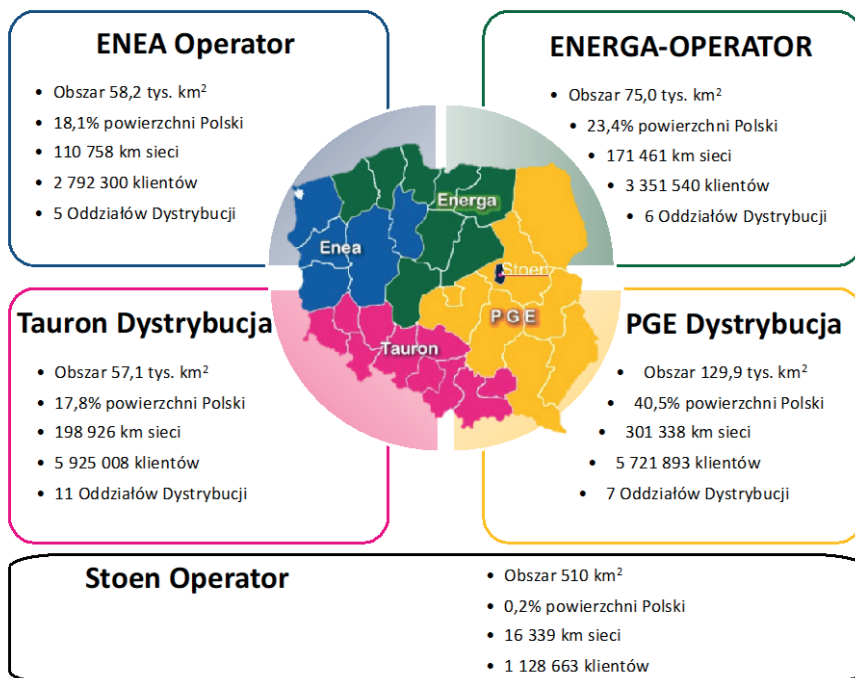
Rys. V.1.1. Nakłady inwestycyjne pięciu OSD w latach 2016–2023 [1]

Stan sieci dystrybucyjnych

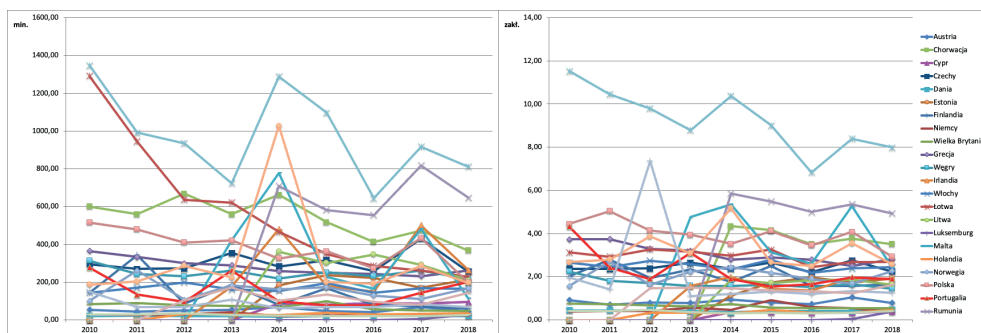
Elektroenergetyczne sieci dystrybucyjne w Polsce to według stanu na koniec 2023 r. ponad 869 tys. km linii WN, SN i nN, z czego niemal 800 tys. km należy do pięciu

głównych OSD [2, 3], którzy dostarczają energię elektryczną do 18 919 404 odbiorców (rys. V.1.2).

Biorąc pod uwagę dane o czasie trwania i częstości przerw za 2018 r., nasz kraj, z łącznym SAIDI (przerwy planowane i nieplanowane z katastrofalnymi) równym 199 minut i łącznym SAIFI równym 2,92 zakłócenia, plasuje się poniżej europejskiej średniej (odpowiednio: 189,08 minuty; 2,00 zakłócenia) i mediany (166,76 minuty; 1,90 zakłócenia). Spośród 27 państw w 2018 r. najkrótsze łączne SAIDI odnotowano w Danii – 20,80 minut, a najmniejsze łączne SAIFI w Niemczech – 0,35 przerw (rys. V.1.3).

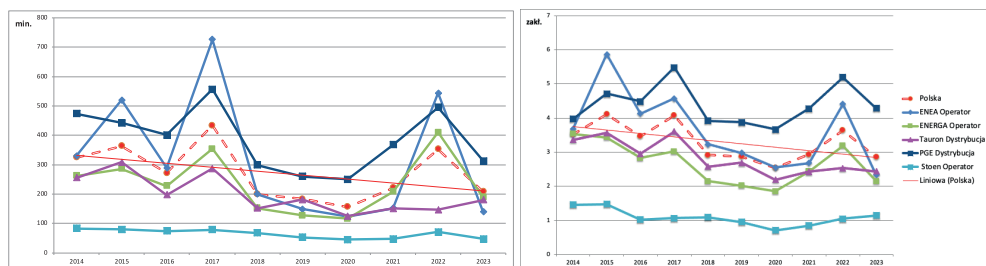


Rys. V.1.2. Charakterystyka głównych OSD w Polsce [2]



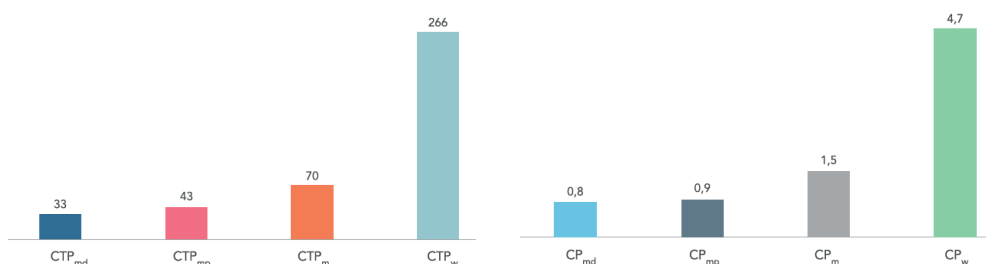
Rys. V.1.3. SAIDI (wykres lewy) i SAIFI (wykres prawy) w wybranych krajach europejskich w latach 2010–2018 [1]

Pomimo znacznej luki jakościowej pomiędzy polskim KSE a sieciami w państwach Europy zachodniej, których sieci charakteryzują się najniższymi wartościami wskaźników SAIDI i SAIFI, należy zwrócić uwagę, że średnioważony wskaźnik SAIDI w Polsce w latach 2014–2023 spadł z 325 do 208 minut, a SAIFI z 3,52 do 2,85 zakłócenia. Wskaźniki te uległy poprawie odpowiednio o 36,0% i 18,8% (rys. V.1.4).



Rys. V.1.4. SAIDI (wykres lewy) i SAIFI (wykres prawy) w Polsce w latach 2014–2023 [1]

Warto zwrócić uwagę na znaczne dysproporcje w czasie trwania przerw (CTP) i częstości przerw (CP) pomiędzy obszarami: duże miasto (md), miasto na prawach powiatu (mp), miasto (m) i wieś (w), określonymi dla celów regulacji jakościowej, tj. przerw w dostarczaniu energii elektrycznej odbiorcom końcowym, będących skutkiem wyłączeń w sieciach WN i SN (rys. V.1.5).



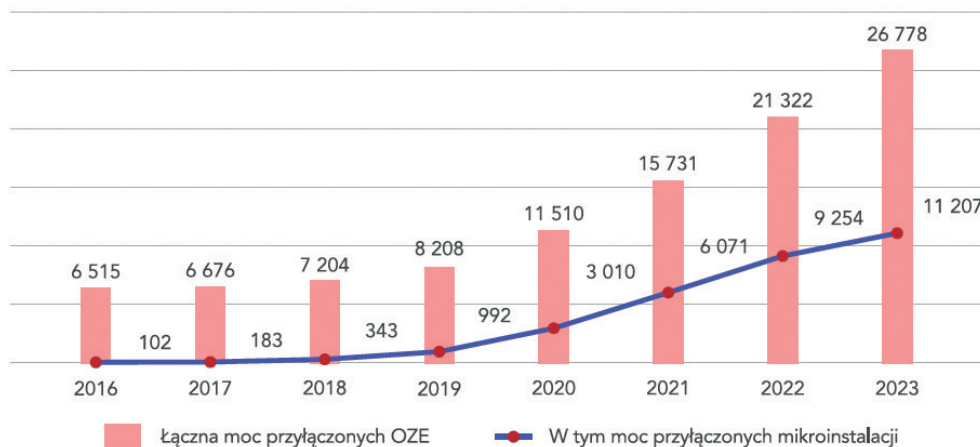
Rys. V.1.5. CTP (wykres lewy) i CP (wykres prawy) dla pięciu OSD w 2023 r. [2]

Jak widać na rysunku, na obszarach wiejskich wskaźniki CTP i CP są kilkukrotnie wyższe niż na obszarach miejskich. Wynika to przede wszystkim z wieloletniego niedoinwestowania sieci terenowych, zwłaszcza SN, które w głównej mierze odpowiadają za wysoki poziom tych wskaźników. Jedną z metod ograniczania nieplanowanych przerw jest kablowanie sieci, co z uwagi na koszty nie jest w sieciach terenowych powszechnie stosowane. Skablowanie sieci terenowych średniego napięcia jest na poziomie ok. 10%, przy średniej krajowej przekraczającej 30%.

Przylączenie odnawialnych źródeł energii do sieci dystrybucyjnych

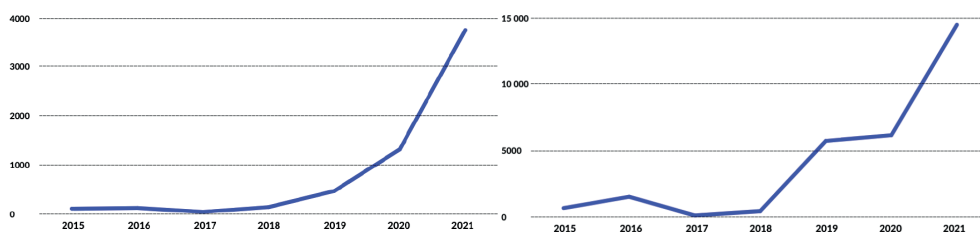
Pomimo intensywnego programu inwestycyjnego realizowanego przez polskich OSD zdolności przyłączeniowe sieci dystrybucyjnych maleją. Jest to związane z bardzo

intensywnym rozwojem OZE (rys. V.1.6), który znacznie przekracza możliwości inwestycyjne. Według danych na koniec 2023 r. łączna moc OZE przyłączonych do sieci dystrybucyjnych wyniosła prawie 27 GW, co stanowi ponad 40% wszystkich mocy wytwórczych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE). Należy również zwrócić uwagę na gwałtowny wzrost mocy w mikroinstalacjach przyłączonych do sieci dystrybucyjnych, które według stanu na koniec 2023 r. odpowiadały za 11 GW mocy zainstalowanych (prawie 17% mocy KSE). Udział mikroinstalacji w łącznej mocy OZE wzrósł z 1,57% w 2016 r. do 41,52% w roku 2023.



Rys. V.1.6. Moc przyłączonych OZE w latach 2016–2023, łącznie z mikroinstalacjami [MW] [2]

Jeszcze szybszym tempem wzrostu cechuje się jednak liczba wydanych odmów przyłączenia. W latach 2015–2021 OSD odmówili przyłączenia do sieci ponad 6 tysięcy instalacji wytwórczych (głównie OZE) o łącznej mocy ok. 30 GW (rys. V.1.7).



Rys. V.1.7. Liczba (wykres lewy) i moc [MW] (wykres prawy) jednostek wytwórczych, dla których odmówiono przyłączenia w latach 2015–2021 [1]

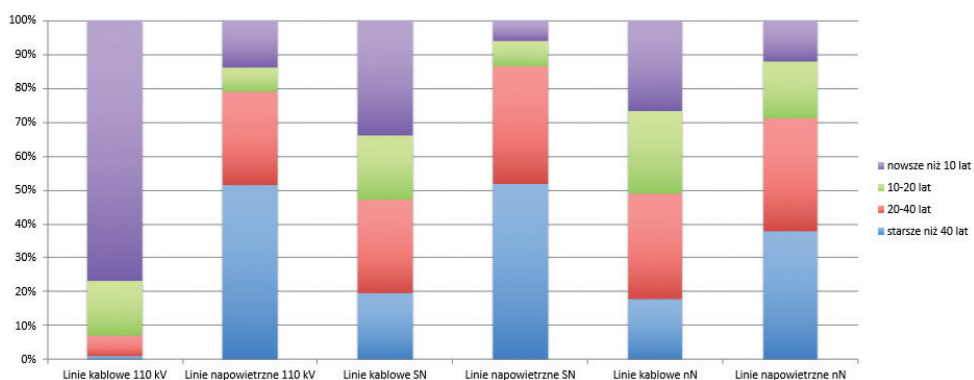
Jako główną przyczynę wydawanych odmów przyłączenia OSD wskazują brak technicznych warunków przyłączenia do sieci [2].

Rozwój sieci dystrybucyjnych

W latach 2016–2023 pięciu OSD wydało na rozwój sieci dystrybucyjnych ponad 57 mld zł, a mimo to poprawa wskaźników jakościowych oraz zwiększenie zdolności przyłączeniowych pozostają na niezadowalającym poziomie. Polski odbiorca energii elektrycznej w dalszym ciągu doświadcza przerw w dostawach energii elektrycznej kilkakrotnie dłużej i częściej niż odbiorcy duńscy czy niemieccy. Borykamy się również z problemami związanymi z przyłączeniem do sieci nowych źródeł rozproszonych, głównie źródeł odnawialnych.

Uwzględniając ten fakt oraz strukturę wiekową dystrybucyjnych linii elektroenergetycznych (rys. V.1.8), należy się spodziewać, że nakłady na rozwój sieci dystrybucyjnych będą w dalszym ciągu rosły. Mając na uwadze znacząco kapitałochłonność oraz czasochłonność inwestycji sieciowych, należy dążyć do maksymalizacji efektów uzyskiwanych z zainwestowanego kapitału.

Oczywistym kierunkiem rozwoju sieci jest maksymalizacja skablowania sieci SN oraz jej gęstości. Jednak i w tym wypadku należy podchodzić do takich inwestycji z pewną dozą ostrożności, gdyż jak dowodzą analizy oraz statystyki z innych europejskich rynków, nie zawsze daje to oczekiwane efekty. Oprócz zagęszczenia i kablowania sieci trzeba też dążyć do maksymalnej automatyzacji sieci. Automatyzowane stacje transformatorowe w sieci kablowej i łączniki w sieci napowietrznej należy wyposażać w układy zdalnego sterowania oraz wykrywania i sygnalizacji przepływu prądu zwarcowego. Sieć o wysokim poziomie automatyzacji pozwala na wdrożenie algorytmów umożliwiających lokalizację miejsca zwarcia i zmianę konfiguracji sieci, co spowoduje znaczny wzrost niezawodności dostaw energii do odbiorców. Dostępne w literaturze analizy wskazują, że w sieci kablowej w możliwość zdalnego sterowania powinna być wyposażona co trzecia stacja, natomiast w sieci napowietrznej – co piąty łącznik napowietrzny [4].



Rys. V.1.8. Struktura wiekowa dystrybucyjnych linii elektroenergetycznych [3]

Powyższą tezę potwierdza analiza wskaźników SAIDI i SAIFI w odniesieniu do skablowania i gęstości sieci SN dla wybranych krajów europejskich (tab. V.1.1). Według danych

za rok 2018 [5] Malta, która posiada skablowanie sieci SN na poziomie 94,38% oraz gęstość sieci SN na poziomie ponad 5 km/km², zanotowała SAIDI równe 113,38 minuty i SAIFI równe 2,42 zakłócenia, a więc były to wartości gorsze niż w przypadku Cypru, który posiada ponad dwukrotnie mniejszą sieć kablową i prawie pięciokrotnie mniej sieci SN na km². Warto też zwrócić uwagę, że nawet skablowana w 100% sieć w Holandii, pomimo stosunkowo gęstej sieci SN, nie zapewniła odbiorcom najbardziej niezawodnych dostaw w Europie.

Tab. V.1.1. Skablowanie sieci SN, gęstość sieci SN, SAIDI i SAIFI w wybranych krajach europejskich w 2018 r. (kolejność rosnąco wg SAIDI) [5]

Kraj	Skablowanie [%]	Gęstość [km/km ²]	SAIDI [minuty]	SAIFI [zakłócenia]
Dania	99,24%	1,413880611	20,80	0,47
Niemcy	81,74%	1,451934048	23,99	0,35
Szwajcaria	78,87%	1,084292116	27,00	0,40
Luksemburg	75,83%	1,580433101	28,10	0,38
Holandia	100,00%	2,543010391	34,32	0,45
Austria	63,49%	0,809141658	44,36	0,79
Finlandia	31,72%	0,448448629	59,63	1,65
Hiszpania	31,40%	0,549832479	68,10	1,26
Cypr	39,87%	1,068056426	94,00	0,38
Malta	94,38%	5,046202532	113,38	2,41
Szwecja	65,25%	0,450200424	142,67	1,63
Włochy	45,73%	1,306253786	163,50	2,45
Norwegia	42,39%	0,269356476	166,76	2,26
Słowenia	35,76%	0,888412017	195,93	2,57
Polska	26,61%	0,935688671	199,02	2,92
Portugalia	19,76%	0,792625228	200,86	1,90
Litwa	27,28%	0,844815008	209,59	1,63
Estonia	30,75%	0,64650932	213,73	1,92
Węgry	20,26%	0,722400082	217,23	1,45
Łotwa	22,16%	0,550263977	228,00	2,69
Grecja	9,82%	0,850996916	261,08	2,81
Irlandia	10,70%	1,333442432	263,92	1,90
Chorwacja	42,83%	0,737374987	368,23	3,51
Rumunia	25,05%	0,504674975	647,01	4,93
Serbia	26,52%	0,69103596	810,87	7,99

Widać zatem, że kablowanie i zagęszczanie sieci nie powinny same w sobie stanowić celu rozwoju sieci dystrybucyjnych. Choć można dostrzec pewną zależność pomiędzy gęstością sieci i poziomem jej skablowania a osiąganymi wskaźnikami SAIDI i SAIFI, to nie jest to jedyny czynnik zapewniający niezawodne dostawy energii elektrycznej do odbiorców końcowych.

Planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnych stanowi proces bardzo złożony i wymagający wielowariantowych oraz wielokryterialnych analiz, które powinny poprzedzać decyzje

inwestycyjne. Zadania wybierane do planu inwestycyjnego powinny podlegać kwalifikacji na podstawie benchmarku ich efektywności, a wagi przyjęte dla wielokryterialnej oceny efektywności powinny być spójne z długoterminową strategią rozwoju operatora. Tylko takie działania pozwolą na maksymalizację osiągniętego efektu przy określonych i zawsze ograniczonych do pewnego poziomu zasobach finansowych i kadrowych OSD.

Przykładowe problemy związane z rozwojem sieci dystrybucyjnych

Skoro rozwój sieci dystrybucyjnych ma tak kluczowe znaczenie dla nas wszystkich, to powstaje pytanie, dlaczego nie następuje on tak szybko, jakbyśmy sobie tego życzyli? Co hamuje rozwój polskich sieci elektroenergetycznych?

Okazuje się, że problemów, które znacząco opóźniają przygotowanie inwestycji liniowej do realizacji, tj. do uzyskania pozwolenia na budowę lub niezakwestionowanego zgłoszenia robót budowlanych, jest całkiem sporo, począwszy od sporów z właścicielami nieruchomości zlokalizowanych w pasie technologicznym linii, a na kwestiach urzędowych kończąc.

Problemy przy realizacji dystrybucyjnych obiektów liniowych mogą wystąpić już na samym początku, tj. w trakcie lokalizowania inwestycji w przestrzeni planistycznej. Jeżeli na terenie gminy obowiązuje miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego (mpzp), z którym planowana inwestycja jest sprzeczna, to okazuje się, że nie ma przepisu, który zmuszałby gminę do zmiany planu miejscowego w celu doprowadzenia go do zgodności z inwestycją. W przypadku, gdy gmina, na terenie której realizowana ma być inwestycja liniowa, jest takiej inwestycji przeciwna, nie zostanie ona zrealizowana. Przykładem może być sytuacja w jednej z podwarszawskich gmin, gdzie plan miejscowy dopuszczał przebudowę linii 110 kV jedynie w wariantie kablowym, co było, biorąc pod uwagę przebieg linii, nieuzasadnione ekonomicznie dla inwestora. Wnioski inwestora o zmianę mpzp, w których deklarowano częściowe kablowanie linii, gmina pozostawiała bez rozpoznania, oczekując skablowania linii w całym jej przebiegu, włącznie z terenami leśnymi. Brak alternatywnych rozwiązań umożliwiających lokalizację linii spowodował, że projekt zarzucono w 2019 r., po ok. roku przygotowań, i do dnia dzisiejszego nie doszło do jej przebudowy.

Najczęściej jednak inwestycje w sieciach dystrybucyjnych są opóźniane przez konieczność pozyskania prawa do dysponowania nieruchomością na cele budowlane. W przypadku braku zgody właściciela nieruchomości czy też nieuregulowanego stanu prawnego nieruchomości wykorzystanie ustawy o gospodarce nieruchomościami z art. 124 lub 124a tylko z pozoru umożliwia sprawne pozyskanie takiego tytułu. W przypadku inwestycji liniowych realizowanych na znacznej liczbie nieruchomości dochodzi do znacznych opóźnień w procedowaniu takich wniosków przez starostwa powiatowe. Postępowania trwają kilkanaście miesięcy, a w skrajnych przypadkach dochodzi do ich umorzenia. Jako przykład można tu przytoczyć postępowanie z art. 124a wszczęte w październiku 2023 r., które zostało umorzone w marcu 2025 r. z uwagi na uregulowanie stanu prawnego

nieruchomości, które to nastąpiło po niespełna 17 latach, tuż przed wydaniem decyzji, tj. w grudniu 2024 r. Takie celowe działanie spadkobierców spowodowało, że ewentualnej decyzji z art. 124 ustawy o gospodarce nieruchomościami można się spodziewać najwcześniej w okolicach października 2025 r., a więc po 2 latach od złożenia pierwotnego wniosku. Zmiany w stanie własności są najczęstszym działaniem podejmowanym przez właścicieli nieruchomości, które skutecznie utrudnia inwestorom pozyskiwanie tytułów prawnych w postępowaniu administracyjnym i może opóźnić inwestycję nawet o 2–3 lata.

Niestety nawet pozyskanie wszystkich niezbędnych do realizacji inwestycji tytułów prawnych nie gwarantuje, że dalszy proces inwestycyjny będzie przebiegać sprawnie i bezproblemowo. Kolejne trudności mogą mianowicie wynikać z działań urzędników, które opóźniają inwestycję o wiele miesięcy, a niejednokrotnie wynikają z błędnej interpretacji obowiązujących przepisów lub ich nieuzasadnionego wykorzystania.

Jednym z przykładów może być przypadek, gdy starosta zgłosił sprzeciw wobec zamiaru wykonywania robót budowlanych polegających na remoncie linii 110 kV, powołując się na art. 30 ust. 7 pkt 1 prawa budowlanego. Organ uznał, że zakres zamierzenia budowlanego może spowodować zagrożenie bezpieczeństwa ludzi lub mienia i jedynie procedura uzyskania pozwolenia na budowę zapewnia objęcie kierownictwa budowy przez osobę posiadającą uprawnienia, pomimo zapewnień inwestora o nałożeniu takiego obowiązku na wykonawcę nawet w przypadku procedury zgłoszeniowej. Sprzeciw oparto na całkowitej uznaniowości, bez wskazywania jakichkolwiek dowodów wskazujących na przywołane zagrożenia. Pomimo składanych przez inwestora oświadczeń o zapewnieniu nadzoru nad inwestycją przez osobę posiadającą stosowne uprawnienia oraz profesjonalnego charakteru jego działalności jako OSD wojewoda decyzję podtrzymał. Również WSA podtrzymał tę decyzję, powołując się na prawo organu do złożenia sprzeciwu na tej podstawie. Wszystko to sprawiło, że inwestycja opóźniła się o ponad 3 lata i dopiero zmiany kadrowe w starostwie, które nastąpiły w oczekiwaniu na rozpatrzenie sprawy przez NSA, umożliwiły dokonanie zgłoszenia robót.

Jako kolejny przykład można przywołać sytuację, w której starosta dokonał błędnej kwalifikacji zamierzenia budowlanego jako budowy nowego obiektu liniowego, wbrew dokonanej przez inwestora kwalifikacji jako przebudowy obiektu istniejącego. Mianowicie doszło do sytuacji, w której starosta uznał, że skablowanie jednego przęsła istniejącej linii napowietrznej prowadzi do powstania nowego obiektu liniowego, tj. nowej linii kablowej, i jako budowa nowej linii wymaga przygotowania pełnej dokumentacji budowlanej. W związku z tym starosta zgłosił sprzeciw do zgłoszenia zamiaru wykonania robót budowlanych i zażądał uzupełnienia dokumentacji. Pomimo odwołania do wojewody wskazującego bezzasadność decyzji starosty, co wynika wprost z definicji wskazanych w art. 3 ustawy – Prawo budowlane (pkt 3a) – obiekt liniowy, pkt 6 i 7a) – budowa i przebudowa), sprzeciw został utrzymany w mocy. Inwestor złożył skargę do WSA, jednak biorąc pod uwagę czas trwania takiego postępowania, podjęto decyzję o wykonaniu dodatkowej dokumentacji. Nieuzasadnione działania starosty zatem nie

tylko spowodowały 6-miesięczne opóźnienie w realizacji inwestycji, ale również znacząco zwiększyły ich koszt.

Podsumowanie

Planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnych stanowi bardzo złożone zagadnienie, z którym od wielu lat zmagają się polscy OSD. Jak dowodzą opracowania naukowe, jest to proces, który wymaga odpowiedniego przygotowania metodycznego i analiz, które pozwolą na maksymalizację efektów i minimalizację kosztów ponoszonych przez odbiorców [4, 6].

Aktualny stan sieci w połączeniu z wymaganiami stawianymi przez odbiorców i otoczeniem rynkowym pozwala sądzić, że nakłady na rozwój sieci dystrybucyjnych będą w dalszym ciągu rosły. Istotne jest zatem, aby środki te były wykorzystywane w optymalny z punktu widzenia odbiorców sposób. Niestety inwestycje w sieci elektroenergetyczne od lat borykają się z opóźnieniami, które w większości przypadków liczone są w latach. Sprawia to, że nie tylko nie osiągamy zamierzonych efektów, ale też generujemy dodatkowe koszty, które w ostatecznym rozrachunku ponoszą odbiorcy.

Jak pokazuje praktyka, za opóźnienia te odpowiedzialne są przede wszystkim bariery formalno-prawne, które wydłużają proces przygotowania inwestycji i uzyskania pozwolenia na budowę lub niezakwestionowanego zgłoszenia robót budowlanych. Niejednoznaczność przepisów oraz brak jednolitego orzecznictwa w tym zakresie, w połączeniu z zachowawczymi działaniami urzędników, skutkują znacznymi opóźnieniami lub wręcz przewlekłością postępowań administracyjnych. Prowadzi to do znacznych opóźnień w realizowaniu inwestycji, co musi się przekładać na ceny oferowane przez wykonawców dla OSD w postępowaniach przetargowych.

Warto podkreślić fakt, że ustawodawca z sukcesem wdrożył do polskiego prawodawstwa rozwiązania znacznie usprawniające realizację inwestycji w sieciach przesyłowych oraz – w pewnym stopniu – dystrybucyjnych 110 kV. Mowa oczywiście o specustawie przesyłowej, która diametralnie upraszcza i skraca prace związane z przygotowaniem inwestycji, w tym przede wszystkim lokalizacją linii i pozyskaniem prawa do dysponowania nieruchomościami na cele budowlane. Niestety takich rozwiązań brakuje w przypadku kluczowych z punktu widzenia wskaźników niezawodności sieci i przyłączania źródeł rozproszonych sieci średniego napięcia.

Brak przewidywalności terminów realizacji inwestycji rodzi dla OSD szereg problemów dotyczących przygotowywanych planów i strategii rozwoju sieci. Fakt ten jest o tyle istotny, że inwestycje sieciowe bardzo często nie są od siebie niezależne. Opóźnienie jednej inwestycji może skutkować wstrzymaniem, opóźnieniem lub ograniczeniem efektów realizacji innej. Ma to również negatywne konsekwencje w odniesieniu do pozyskiwania ich finansowania, w tym przede wszystkim dofinansowania w ramach programów unijnych.

Ogólnie rzecz biorąc, rozwój sieci dystrybucyjnych wymaga w dalszym ciągu systemowych rozwiązań prawnych, które umożliwią ich sprawną realizację bez dodatkowych opóźnień. Uwzględniając obecne potrzeby rozwojowe, rozszerzanie katalogu inwestycji w specustawie przesyłowej wydaje się rozwiązaniem, które możliwie najszybciej jest w stanie przynieść wymierne efekty. Wydaje się, że bez zniesienia barier formalno-prawnych hamujących rozwój sieci dystrybucyjnych nie będziemy w stanie odpowiednio szybko dostosować polskiej energetyki do zmieniających się realiów rynkowych, co będzie miało negatywny wpływ na konkurencyjność polskiej gospodarki.

Bibliografia

1. Modzelewski W. Sieci – Wąskie gardło polskiej transformacji energetycznej. ClientEarth, Prawnicy dla Ziemi. Warszawa, lipiec 2022.
2. PTPiREE. Energetyka, Dystrybucja, Przesył. Raport 2024. Poznań 2024; https://ptpiree.pl/wp-content/uploads/2024/08/raport_ptpiree_2024.pdf.
3. Agencja Rynku Energii SA. Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2023. Rocznik ARE. Warszawa 2024.
4. Dołęga W. Planowanie rozwoju infrastruktury elektroenergetycznej w obecnych uwarunkowaniach administracyjno-prawnych. Polityka Energetyczna 2012, 15(3), s. 51–63.
5. 7th CEER-ECRB Benchmarking Report on the Quality of Electricity and Gas Supply, Brussels 2022; <https://www.ceer.eu/wp-content/uploads/2024/04/7th-Benchmarking-Report-2022.pdf>.
6. Drab M. Planowanie rozwoju sieci terenowych średniego napięcia w świetle nowych rozwiązań technicznych oraz uwarunkowań prawnych. Rozprawa doktorska. Politechnika Warszawska, Wydział Elektryczny, Warszawa 2024.

V.2. Czy „starzenie się” paneli fotowoltaicznych może prowadzić do kolejnej transformacji w energetyce?

Justyna Kowalska¹, Piotr Miller², Łukasz Sienkiewicz³

¹ Szkoła Doktorska Politechniki Lubelskiej

² Politechnika Lubelska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki, Katedra Elektroenergetyki

³ Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki, Katedra Elektroenergetyki

Wprowadzenie

Panele fotowoltaiczne, podobnie jak inne technologie, podlegają procesowi starzenia. Z całą pewnością na ich wydajność negatywnie wpływają czynniki takie, jak intensywne wahania temperatury, nadmierna wilgotność czy uszkodzenia mechaniczne, w tym te spowodowane np. gradobiciem. W związku z tym w niniejszym rozdziale postawiono kluczowe pytanie dotyczące długoterminowej efektywności tych instalacji. Aby na nie odpowiedzieć, przeanalizowano parametry związane z produkcją energii przez instalację fotowoltaiczną zlokalizowaną na Politechnice Gdańskiej. Badania nie obejmowały analizy materiałów, z których wykonane są panele, w kontekście ich utylizacji, skoncentrowano się jedynie na porównaniu wydajności paneli w perspektywie ich 7-letniej eksploatacji. W tym celu zestawiono chwilowe wartości produkowanej mocy w zbliżonych warunkach temperaturowych i nasłonecznienia w badanym okresie. Postawiono hipotezę, że „starzenie się” paneli fotowoltaicznych może stanowić wyzwanie dla nowoczesnych systemów energetycznych opartych na OZE. Celem pracy było zbadanie, jaki wpływ na operatorów systemu dystrybucyjnego (OSD) mogłoby mieć zmniejszenie produkcji energii przez prosumentów oraz jak mogłaby przebiegać dalsza transformacja struktury wytwarzania energii. Należy podkreślić, że obecna sytuacja w krajowym sektorze energetycznym, charakteryzująca się wysoką mocą zainstalowaną ze źródeł PV, w połączeniu z nieprzewidywalnością warunków pogodowych, stanowi istotne wyzwanie dla efektywnego bilansowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE). W badaniach zastosowano metodę obserwacji opartą na analizie danych pomiarowych, metodę statystyczną oraz dedukcję opartą na aktualnym stanie technologii i zidentyfikowanych tendencjach.

Przegląd literatury

Zagadnienia dotyczące żywotności paneli fotowoltaicznych są dosyć często poruszane w literaturze zarówno krajowej, jak i zagranicznej [1]. Choć stanowią cenny wkład w dyskusję, to w ocenie trwałości paneli szczególnie istotne są badania laboratoryjne, które umożliwiają precyzyjną analizę procesów degradacyjnych. Zagadnienia te zostały szczegółowo przebadane w różnych krajach i klimatach. W publikacji [2] odniesiono się

do wniosków z dwustu różnych badań przeprowadzonych w czterdziestu różnych krajach. Doprowadziły one do uogólnienia, że spadek produkcji z panelu fotowoltaicznego w ciągu roku wynosi ok. 0,5%, czyli po 10 latach eksploatacji sprawność paneli fotowoltaicznych będzie wynosiła ok. 95% ich pierwotnej sprawności. Jest to hipoteza, która wymaga potwierdzenia i dalszych badań. Jednym z bardziej miarodajnych źródeł wiedzy na temat żywotności paneli PV są coroczne rankingi publikowane przez PV Evolution Lab (PVEL). Rzetelne rozwinięcie tego zagadnienia wymaga odwołania się do przeprowadzanych testów paneli oraz ich metodologii [3]:

- *Thermal Cycling (TC)* – test ocenia zdolność modułu fotowoltaicznego do wytrzymania zmian temperatury. Testy prowadzone są w miejscach, w których temperatury są znacznie niższe w nocy niż w ciągu dnia, takich jak środowiska pustynne i regiony wysokogórskie;
- *Damp Heat (DH)* – test ocenia wpływ ciepła i wilgotności na niezawodność modułu fotowoltaicznego. Oceniana jest podatność na wnikanie wilgoci, rozwarstwianie i korozję;
- *Mechanical Stress Sequence (MSS)* – test ma dwa podstawowe cele: określenie, czy ogniwa w modułach fotowoltaicznych są podatne na pękanie pod ciśnieniem oraz czy uszkodzenie ogniwa może spowodować utratę mocy lub doprowadzić do powstania gorących punktów (potencjalne zagrożenie bezpieczeństwa) w terenie. Dobre wyniki MSS są najważniejsze w lokalizacjach projektów, w których występują ekstremalne zjawiska i warunki pogodowe, w tym obfite opady śniegu i silne wiatry;
- *Potential-Induced Degradation (PID)* – test degradacji wywołanej wysokim indukowanym potencjałem;
- *Light-Induced Degradation (LID)* i *Light and Elevated Temperature-Induced Degradation (LETID)* – testy oparte na silnej ekspozycji na światło w wysokiej temperaturze;
- *PAN Files* – symulacje wydajności modułów fotowoltaicznych w różnych warunkach temperatury i natężenia promieniowania, wykorzystywane jako dane wejściowe dla modeli energetycznych;
- *Back sweet Durability Sequence (BDS)* – ocena podstawowych zagrożeń dla niezawodności arkuszy tylnych, w tym żółknięcia i pęknięcia;
- *Hail Stress Sequence (HSS)* – odwzorowanie energii uderzenia naturalnego gradu i symulacja warunków terenowych w celu oceny trwałości modułów fotowoltaicznych.

Także w Polsce można znaleźć przykłady badań laboratoryjnych nad żywotnością paneli fotowoltaicznych. Polska Akademia Nauk (PAN) zamieściła w swoich „Zeszytach Naukowych” kilka opracowań na ten temat. Pierwsza z nich, opublikowana w „Zeszytach Naukowych Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN” [4], prezentuje wyniki analizy rynku fotowoltaicznego w Polsce, uwzględniające dane

statystyczne dotyczące mocy zainstalowanej oraz tendencji rozwojowych. Szczególną uwagę poświęcono analizie cyklu życia paneli fotowoltaicznych oraz problematyce ich recyklingu po zakończeniu eksploatacji. Autorzy nie prowadzili własnych badań sprawdzających żywotność paneli. Badania takie zaprezentowane zostały w kolejnej pracy. Tym razem naukowcy z Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN poddali analizie dwie instalacje fotowoltaiczne zlokalizowane w Sinsheim w Niemczech, a wyniki tych badań opublikowali m.in. w serwisie Gramwzielone.pl [5]. Obie badane farmy eksploatowane były przez ponad 15 lat. Pierwsza, wybudowana w roku 2003, składała się z 252 modułów o mocy 150 Wp każdy (łączna moc to 37,8 kWp). Druga, zbudowana w 2004 r., składała się ze 112 modułów o mocy 165 Wp każdy (łączna moc to 18,48 kWp). W celu zbadania ich żywotności wykorzystano metodę HDKR [1] oraz oprogramowanie HOMER amerykańskiego Narodowego Laboratorium Energii Odnawialnej (NREL), którego głównym zadaniem było wyeliminowanie wpływu zmiennych warunków pogodowych na spadek produktywności paneli. Wnioski z prowadzonych badań wykazały, że żywotność paneli fotowoltaicznych może przewyższać wcześniejsze szacunki, sugerując dłuższą efektywną żywotność niż przewidywane wcześniej 25–30 lat. Średnia roczna degradacja mocy wyniosła bowiem 0,11% dla większej z farm oraz 0,2% dla mniejszej.

Podobne wnioski można wyciągnąć na podstawie innych źródeł. Artykuł [6] powołuje się na badania francuskiego stowarzyszenia Hespul, które poddało analizie pierwszą instalację PV podłączoną do sieci w 1992 r. Analizowano wydajność modułów po 31 latach eksploatacji, porównując uzyskane wyniki z deklaracjami producenta. Wynik – 79,5% pierwotnej wydajności po 31 latach eksploatacji – znacznie te deklaracje przewyższył. Źródło [7] powołuje się na badania prowadzone przez NREL, według których wskaźnik rocznej degradacji paneli fotowoltaicznych wynosi 0,5%, co oznacza, że pod 20 latami eksploatacji będą one mogły produkować ok. 90% pierwotnej mocy.

Artykuł [8] zwraca uwagę na kluczową rolę badań nad cyklem życia różnych typów paneli fotowoltaicznych. Analizie poddano w nim różne technologie wykonywania paneli (od pierwszej do trzeciej generacji), koncentrując się na ich wpływie energetycznym i środowiskowym w całym cyklu życia paneli. Analizę różnych technologii recyklingu paneli fotowoltaicznych opartych na krzemie zawarto w opracowaniu [9]. W pracy uwzględniono różne metody odzysku materiałów oraz ich efektywność, co zaowocowało wnioskiem, że średnią żywotność paneli PV, która wynosi ok. 25 lat, można wydłużyć nawet do 30 lat, stosując nowe materiały oraz efektywny recykling, który jest kluczowy dla rozwoju technologii wytwarzania paneli PV. Na wiodącą rolę nowych technologii, które przyczyniają się do zwiększenia efektywności i trwałości paneli fotowoltaicznych, zwracają uwagę autorzy publikacji [10].

Warto odnotować także przeciwne poglądy na temat trwałości paneli fotowoltaicznych. Artykuł [11] powołuje się na badania prowadzone przez zespół badaczy z indonezyjskiego uniwersytetu, które rzucają cień na trwałość paneli fotowoltaicznych. Obiektem

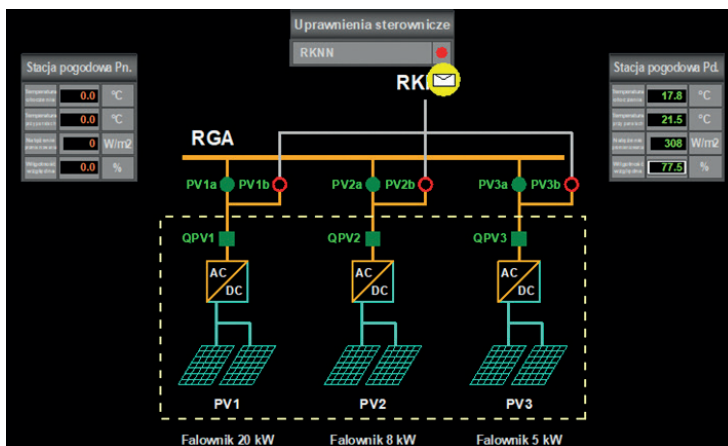
badan była farma PV zlokalizowana na Sumatrze, o łącznej mocy 24,9 MWp, która składała się z ośmiu mniejszych instalacji o mocach 2–4,2 MWp. Łącznie farma składała się z 64 140 paneli fotowoltaicznych. Badania wykazały wystąpienie poważnych defektów technicznych i operacyjnych wpływających na efektywność paneli po zaledwie 2 latach eksploatacji. Autorzy niniejszego rozdziału nie dotarli do oryginalnego źródła badań, dlatego traktują powyższe doniesienie jako głos w dyskusji.

Z kolei w publikacji internetowej [12] można przeczytać o tym, że nie tylko instalacje fotowoltaiczne, ale także całe sieci elektroenergetyczne mogą się stać celem ataków hakerskich. Opisany w publikacji eksperyment, przeprowadzony przez eksperta ds. cyberbezpieczeństwa, a zarazem hakera Vangelisa Stykasa, udowodnił, jak łatwo jest ominąć zapory sieciowe stosowane w instalacjach fotowoltaicznych na całym świecie.

Niejednoznaczność poglądów i hipotez na temat żywotności i trwałości paneli fotowoltaicznych skłoniła autorów do przeprowadzenia własnych badań.

Badania własne procesu starzenia się instalacji PV

Idąc w ślad za licznymi badaniami nad żywotnością paneli fotowoltaicznych, w ramach stażu badawczego, który pierwsza autorka rozdziału odbywała w laboratorium LINTE² w 2024 r., przeprowadzono badania instalacji testowej zainstalowanej na dachu laboratorium. Laboratorium LINTE² dysponuje łącznie trzema instalacjami PV o mocach kolejno 5, 8 oraz 20 kWp, które są podłączone do jednego systemu nadzorującego (rys. V.2.1). W trakcie trwania stażu analizie poddano instalację fotowoltaiczną o mocy 20 kWp (80 paneli MPE 250 PG 60 FA o mocy 250 Wp każdy). Producent paneli, firma Schüco, udziela 10-letniej gwarancji, zapewniając jednocześnie, że sprawność paneli nie spadnie poniżej 80% mocy nominalnej przez okres 25 lat. Ta część analizy opiera się na danych pozyskanych z systemu SCADA, które zostały zgromadzone w latach 2016–2023.



Rys. V.2.1. Układ sieci z systemu SCADA

W rozdziale omówiono i poddano analizie dane z dwóch miesięcy każdego roku: maja oraz lipca, które zostały zakwalifikowane jako reprezentatywne. Analiza opierała się na następujących założeniach:

- wybrano trzy poziomy natężenia promieniowania słonecznego: 1000 W/m^2 , 700 W/m^2 oraz 70 W/m^2 ;
- do analizy zakwalifikowano pomiary mocy instalacji, które odpowiadają zakładanym poziomom natężenia promieniowania słonecznego przy założeniu progu tolerancji w zakresie $\pm 5\%$ dla poziomów 1000 W/m^2 i 700 W/m^2 oraz $\pm 2,5\%$ dla poziomu 70 W/m^2 ;
- dodatkowym kryterium kwalifikacji pomiarów była zmierzona przez stację pogodową temperatura, którą dla maja ustalono na wartość $20^\circ\text{C} \pm 1^\circ\text{C}$, natomiast dla lipca – na wartość $25^\circ\text{C} \pm 1^\circ\text{C}$;
- analiza polegała na porównaniu średnich wartości mocy instalacji fotowoltaicznej wyliczonych dla każdego roku w okresie 2016–2023 dla dwóch miesięcy: maja i czerwca, na podstawie wartości próbek zakwalifikowanych w odniesieniu do powyższych kryteriów;
- dodatkowo założono, że zmierzone wartości mocy rażąco odbiegające od wartości średniej będą pomijane, co pozwoli na wyeliminowanie wpływu warunków środowiskowych, jak np. zabrudzenia paneli, na wynik analizy.

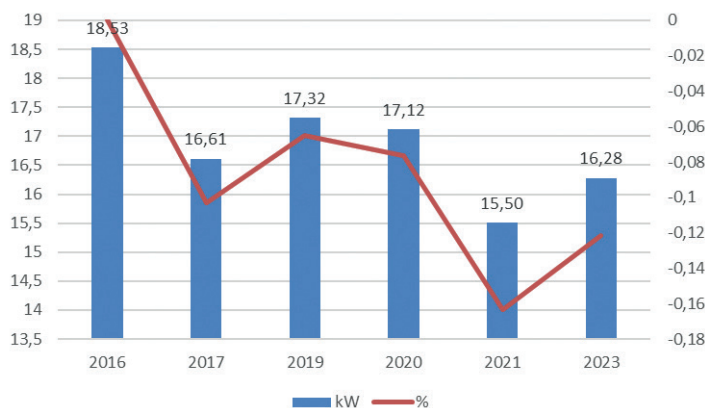
Niestety powyższe założenia okazały się trudne do spełnienia. W przypadku niektórych lat nie udało się znaleźć pomiarów spełniających wszystkie wymienione kryteria. Dlatego też ostatecznie zdecydowano się na poszerzenie zakresów dopuszczalnych temperatur. Zdecydowano również, że w kontekście analizy sprawności i żywotności paneli fotowoltaicznych bardziej miarodajne będzie operowanie wartościami maksymalnymi. Dlatego przeprowadzono analizę maksimów mocy chwilowej instalacji fotowoltaicznej w kolejnych latach przy wybranych poziomach natężenia oświetlenia.

Jako poziom odniesienia ustalono największą wartość mocy czynnej generowanej przez instalację fotowoltaiczną w 2016 r., równą $19,11 \text{ kW}$ przy natężeniu oświetlenia równym 1073 W/m^2 . W 2023 r. najwyższą moc zaobserwowano przy natężeniu oświetlenia 971 W/m^2 . W celu właściwego przebadania tendencji należało przyjąć do analizy możliwie jak największą liczbę próbek przy niewielkich różnicach natężenia oświetlenia. W przypadku danych lipcowych dla przedziału natężenia oświetlenia z zakresu $950\text{--}1000 \text{ W/m}^2$ wytypowano 24 próbki. Ze względu na zróżnicowane godziny rejestracji pomiarów, które wpływają na kąt padania światła słonecznego, a także na zróżnicowanie temperatury oraz stanu paneli fotowoltaicznych wynikającego ze stopnia ich zabrudzenia, wytypowano maksymalne wartości mocy i zestawiono je w tab. V.2.1.

Tab. V.2.1. Wartość maksymalna mocy w latach 2016–2023, pomiary lipcowe

Rok	Moc [kW]	%
2016	18,53	0,00%
2017	16,61	–10,33%
2019	17,32	–6,51%
2020	17,12	–7,62%
2021	15,50	–16,32%
2023	16,28	–12,13%

Na podstawie tak wytypowanych wartości wyliczono procentową utratę zdolności produkcyjnej odniesioną do roku 2016. Tak przeprowadzona analiza pokazuje, że w różnych latach procent ten wymyka się standaryzacji. W 2017 r. spadek mocy maksymalnej jest duży i utrzymuje się na poziomie 10,33%. Nie oznacza to oczywiście, że w takim procencie utylizowały się panele. W latach 2019 i 2020 obliczona w ten sposób wartość pozostawała relatywnie niska. W 2021 r. osiągnęła poziom 16,32%, natomiast w 2023 r. – 12,13%. Na podstawie przeprowadzonej analizy można przyjąć, że w okresie 8 lat średnioroczny wskaźnik utylizacji paneli fotowoltaicznych kształtował się na poziomie 1,52%. To znacznie więcej niż w badaniach laboratoryjnych przytoczonych w przeglądzie literatury. Dla lepszego zobrazowania tendencji dane przedstawiono na wykresie maksymalnej chwilowej mocy czynnej paneli (rys. V.2.2).



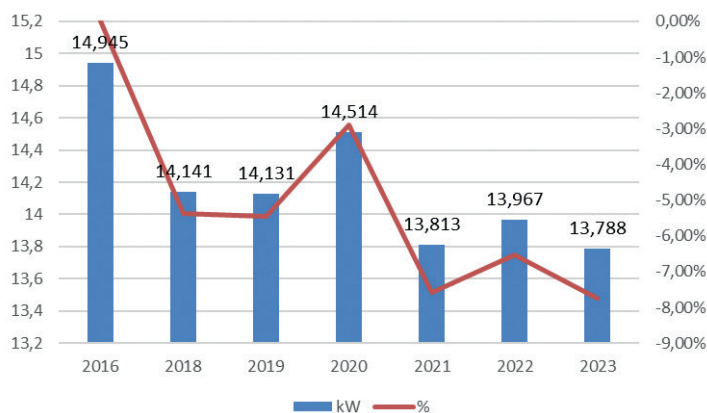
Rys. V.2.2. Wykres mocy chwilowej instalacji PV (wartości w % odniesione do roku 2016) – lipiec

Na wykresie widać, że w latach 2017 i 2021 maksymalna moc chwilowa była relatywnie niska, natomiast lata 2016, 2019, 2020 i 2023 uprawomocniają tezę, że utrata sprawności paneli jest nieduża. Podobne wnioski wynikają z analiz przeprowadzonych dla maja. W przypadku danych majowych dla przedziału natężenia oświetlenia z zakresu 750–760 W/m² wytypowano aż 70 próbek. Maksymalne chwilowe moce używane w latach 2016–2023 przedstawiono w tab. V.2.2.

Tab. V.2.2. Wartość maksymalna mocy w latach 2016–2023, pomiary majowe

Rok	Moc [kW]	%
2016	14,945	0,00%
2018	14,141	−5,38%
2019	14,131	−5,45%
2020	14,514	−2,88%
2021	13,813	−7,57%
2022	13,967	−6,54%
2023	13,788	−7,74%

Na podstawie tak wytypowanych wartości wyliczono procentową utratę zdolności produkcyjnej odniesioną do roku 2016. Tutaj również procent utraty mocy wymyka się standaryzacji. Jest mniejszy niż dla lipca. W 2023 r. procent utraty zdolności produkcyjnej odniesiony do roku 2016 wyniósł 7,74%, co w perspektywie 8-letniego okresu analizy daje wynik na poziomie 0,96%. Jest to wynik bliższy wynikom laboratoryjnym. Dane zobrazowano na wykresie na rys. V.2.3.



Rys. V.2.3. Wykres mocy chwilowej instalacji PV (wartości w % odniesione do roku 2016) – maj

Na wykresie można zaobserwować, że najmniejsze wartości maksymalnych mocy odnotowano w latach 2018, 2019, 2021, 2022, natomiast rzeczywistą tendencję utraty sprawności można określić na podstawie lat 2016, 2020 i 2023.

Przedstawione próbki stanowią jedynie przykłady. Niemniej jednak w analizowanym materiale badawczym zaobserwowano potwierdzenie ogólnej tendencji wskazującej, że pomiary z roku 2016, przeprowadzone w zbliżonych warunkach temperaturowych, wykazują średnio o ok. 10% wyższą produkcję, choć zdarzają się również przypadki, w których pomiar z 2023 r. wskazuje na wyższą wydajność. Na tej podstawie można sformułować wniosek, że czas eksploatacji paneli w tak krótkim okresie nie ma istotnego wpływu na wartość produkcji energii elektrycznej, szczególnie jeśli wziąć pod uwagę fakt, że analiza dotyczy instalacji, w której nie badano stopnia zanieczyszczenia paneli.

Wyniki studiów literaturowych, a także badań własnych wykazują, że proces starzenia się paneli fotowoltaicznych nie wywiera istotnego wpływu na rosnące zainteresowanie wytwarzaniem energii elektrycznej ze źródeł PV. W tym kontekście kluczową rolę może odgrywać czynnik ekonomiczny, determinowany zmianami w otoczeniu prawnym, w szczególności w związku z funkcjonowaniem rynku energii oraz stopniowym wycofywaniem programów wsparcia [13], a tendencja ta jest już zauważalna np. w Niemczech [14]. W związku z tym zasadne staje się pytanie, czy w Polsce istnieje ryzyko stopniowego znikania paneli fotowoltaicznych z krajobrazu oraz jakie konsekwencje mogłoby to mieć dla krajowego sektora energetycznego.

Aby uzyskać odpowiedź na tak postawione pytanie, zdecydowano się na przeprowadzenie dodatkowej analizy dotyczącej tendencji przyrostu liczby instalacji fotowoltaicznych oraz ich zainstalowanej mocy. Obszarem badawczym był obszar działania PGE Dystrybucja SA Oddział Lublin. Jest to obszar reprezentatywny dla całej Polski oraz dla krajów o podobnym nasyceniu sieci źródłami PV.

Analiza rozwoju energetyki PV na obszarze PGE Dystrybucja SA Oddział Lublin

Na potrzeby opracowania niniejszego tekstu przeprowadzono analizę ilościową oraz mocową badanego obszaru. Dane dotyczące prosumentów (tab. V.2.3) potwierdzają istotny związek pomiędzy wzrostem zainteresowania prosumpcją a korzystnymi uwarunkowaniami prawnymi. W latach 2015–2022 zaobserwowano dynamiczny wzrost liczby instalacji prosumenckich przyłączanych do sieci niskiego napięcia, co było wynikiem umów prosumenckich z atrakcyjnymi warunkami dotyczącymi magazynowania energii w sieci elektroenergetycznej. Podobną tendencję można zauważyć w przypadku dużych prosumentów przyłączonych do sieci średniego napięcia. Znaczący wpływ na wzrost liczby instalacji w latach 2020–2022 miały także programy dotacyjne finansowane z funduszy europejskich. Po roku 2022 nastąpiło zauważalne obniżenie zainteresowania prosumpcją, co jest wynikiem zakończenia korzystnych umów oraz przejścia na rynkowe zasady obrotu energią, a także wyczerpania dostępnych programów wsparcia z funduszy UE.

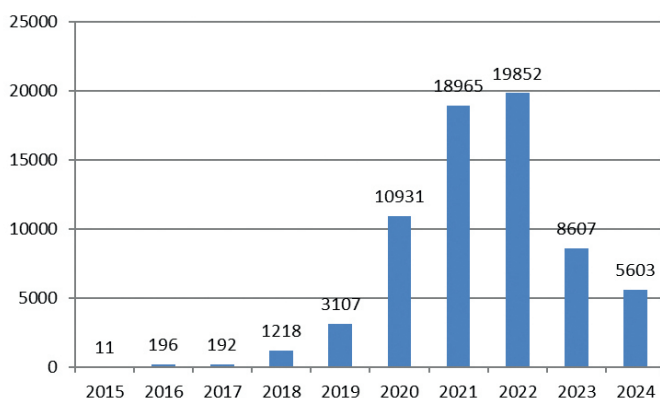
Tab. V.2.3. Dane dotyczące liczby i mocy instalacji prosumenckich przyłączonych do sieci nN [4]

Rok	Liczba instalacji	Moc [MW]
2015	11	0,1
2016	196	0,7
2017	192	1,0
2018	1218	5,8
2019	3107	18,3
2020	10 931	62,0

cd. tab. V.2.3

2021	18 965	123,1
2022	19 852	125,8
2023	8607	56,7
2024	5603	41,8
Suma końcowa	68 682	435,3

W przypadku nawet niewielkich instalacji prosumenckich ich bardzo duża liczba daje ogromną moc zainstalowaną, przekraczającą 435 MW, ale w kolejnych latach należy się spodziewać spadku wartości mocy instalowanych. Tendencję tę obrazuje wykres na rys. V.2.4.



Rys. V.2.4. Liczba instalacji prosumenckich przyłączonych do sieci nN

W przypadku utrzymania się obecnej tendencji istnieje ryzyko dla rynku prosumentów polegające na braku rentowności ekonomicznej utrzymania produkcji energii elektrycznej z paneli PV w sytuacji ujemnych cen na rynku. Można się wręcz spodziewać wyłączenia instalacji fotowoltaicznych w sytuacji zakończenia umów na magazynowanie energii w sieci, które mają charakter terminowy. Byłby to ogromny ubytek mocy zainstalowanej. Sytuacja na rynku komercyjnych producentów energii z OZE wygląda odmiennie, co dla wytwórców przyłączonych do sieci nN pokazano w tab. V.2.4.

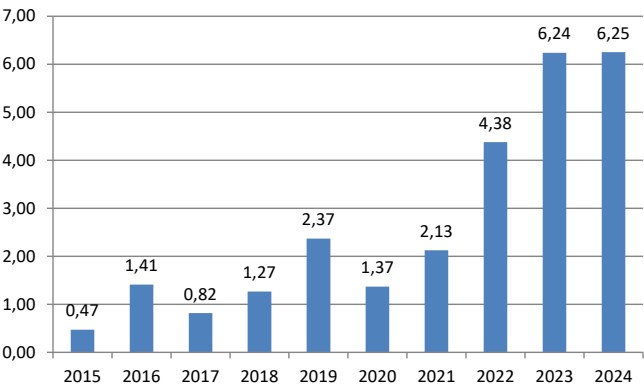
Tab. V.2.4. Dane dotyczące liczby i mocy instalacji wytwórców przyłączonych do sieci nN

Rok	Liczba instalacji	Moc [MW]
2015	71	0,473
2016	248	1,41379
2017	106	0,81938
2018	62	1,26908
2019	88	2,36882
2020	43	1,37139
2021	65	2,129165

cd. tab. V.2.4

2022	137	4,378268
2023	226	6,238018
2024	210	6,25245
Suma końcowa	1256	26,713361

W kolejnych latach rośnie moc zainstalowana tych instalacji. W roku 2024 osiągnęła ona sumaryczną wartość blisko 27 MW, co przedstawiono na rys. V.2.5.



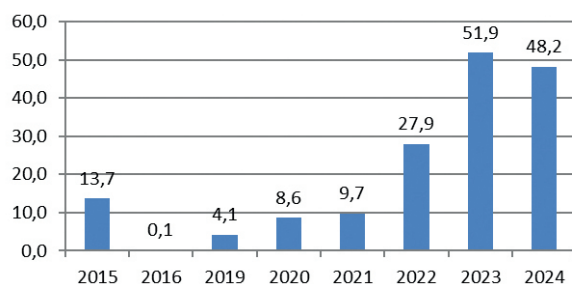
Rys. V.2.5. Moc zainstalowana instalacji wytwórczych przyłączonych do sieci nN [MW]

Analogiczną tendencję widać wśród wytwórców przyłączanych do sieci SN. Jest ich co roku coraz więcej i sukcesywnie rośnie moc zainstalowana (tab. V.2.5).

Tab. V.2.5. Dane dotyczące liczby i mocy instalacji wytwórców przyłączonych do sieci SN [4]

Rok	Liczba instalacji	Moc [MW]
2015	15	13,6902
2016	1	0,136
2019	6	4,08783
2020	10	8,6302
2021	14	9,685955
2022	54	27,933925
2023	77	51,866905
2024	79	48,181485
Suma końcowa	256	164,2125

W 2024 r. sumaryczna moc zainstalowana paneli fotowoltaicznych na badanym obszarze u wytwórców przyłączonych do sieci SN wyniosła ponad 164 MW. W tym wypadku warto się przyjrzeć wartościom mocy zainstalowanej (rys. V.2.6), ponieważ to moc, a nie liczba ma kluczowy wpływ na system elektroenergetyczny.



Rys. V.2.6. Moc zainstalowana instalacji wytwórczych przyłączonych do sieci SN [MW]

Należy oczekiwać, że zainteresowanie budową dużych farm fotowoltaicznych utrzyma się na wysokim poziomie. Jednocześnie z dużym prawdopodobieństwem sektor ten przejdzie transformację w kierunku rozwoju klastrów energetycznych opartych na jednoczesnym wykorzystaniu energii słonecznej i wiatrowej. W ramach tych klastrów nadmiar wytwarzanej energii będzie wykorzystywany poprzez jej konwersję na inne formy energii lub długoterminowe magazynowanie, np. w postaci wodoru czy biogazu.

Podsumowanie

Badania laboratoryjne, omówione w ramach przeglądu literatury, poparte gwarancją udzielaną przez producentów paneli fotowoltaicznych jednoznacznie wskazują, że żywotność paneli fotowoltaicznych wynosi co najmniej 25 lat, a w przypadku paneli nowej generacji sięga nawet 40 lat [2]. Tak przeprowadzone badania pozornie mogłyby prowadzić do wniosku, że starzenie się paneli fotowoltaicznych nie będzie stanowiło problemu dla współczesnej energetyki opartej na OZE. Okres eksploatacji tych technologii jest stosunkowo długi. Ponadto ceny paneli fotowoltaicznych wykazują systematyczny spadek, który w ciągu ostatnich lat wyniósł ok. 80% w porównaniu z początkowymi wartościami, a wraz z postępem technologicznym można się spodziewać dalszego obniżania kosztów oraz wydłużania czasu ich eksploatacji. Niemniej jednak postawioną w rozdziale hipotezę można łatwo obronić, ponieważ trzeba ją rozpatrywać w szerszym kontekście, uwzględniając wielowymiarowy charakter procesu „starzenia się” paneli fotowoltaicznych. Proces ten nie ogranicza się bowiem jedynie do konieczności wymiany urządzeń, które utraciły swoje parametry, co w kontekście postępu technologicznego jest stosunkowo proste i niedrogi. Należy tu jednak stosować szersze ujęcie, uwzględniając „starzenie się” całej koncepcji energetyki prosumenckiej, wynikające z ewolucji polityki wsparcia poprzez odejście od programu zachęt. W przypadku prosumentów, którzy dotychczas wykorzystywali sieć energetyczną do magazynowania nadwyżek wyprodukowanej energii, co umożliwiało im jej późniejsze wykorzystanie (np. na potrzeby ogrzewania budynków w okresie zimowym), zmiany w otoczeniu prawnym mogą wpłynąć na ich dalsze zainteresowanie wytwarzaniem energii, zwłaszcza w sytuacji, gdy nowe regulacje rynkowe będą skutkować obciążeniem produkcji energii z instalacji prosumenckich ujemnymi cenami. W okresach

szczytowej produkcji i minimalnego zapotrzebowania prosumenci mogą zrezygnować z aktywnej produkcji energii, co wpłynie na dynamikę rozwoju rynku OZE. Odpowiadając na pytanie o potencjalne skutki masowego wyłączania instalacji fotowoltaicznych w wyniku braku opłacalności produkcji, należy stwierdzić, że sektor energetyki zawodowej wciąż znajduje się na etapie adaptacji do trudnych warunków i „uczenia się” współistnienia z nieprzewidywalną produkcją energii elektrycznej ze słońca. Z perspektywy konieczności utrzymania prawidłowego bilansu mocy w systemie elektroenergetycznym zmniejszenie zaangażowania w produkcję energii z instalacji PV mogłoby prowadzić do znacznej poprawy sytuacji w Krajowym Systemie Energetycznym, ponieważ zmniejszyłoby to zmienność produkcji i ułatwiłoby planowanie produkcji energii w elektrowniach konwencjonalnych oraz adaptację do aktualnych warunków. Jednocześnie odpowiedź na pytanie o przyszłą transformację w sektorze energetycznym jest jednoznaczna – taka transformacja jest nieunikniona. Wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych, w tym energii słonecznej, pozostaje ekonomicznie uzasadnione, co wskazuje na konieczność dalszego rozwoju technologii OZE w celu integracji z systemem elektroenergetycznym i zapewnienia zrównoważonego rozwoju sektora. Transformacja sektora energetycznego musi się koncentrować na szeroko pojętym magazynowaniu energii, aby umożliwić jej późniejsze wykorzystanie w magazynach długoterminowych, takich jak systemy grawitacyjne, wodorowe itp. Należy przewidywać powstawanie konsorcjów wytwórców, które będą odpowiedzialne za efektywne zagospodarowanie nadprodukcji energii, eliminując konieczność jej przekazywania do sieci operatorów systemów dystrybucyjnych po niekorzystnych cenach. Dotyczy to głównie dużych i średnich producentów energii. W przypadku gospodarstw domowych problem ten może być bardziej złożony, ponieważ ujemne ceny energii mogą skłaniać prosumentów do wyłączania urządzeń w okresach, kiedy sprzedaż energii staje się nieopłacalna. Alternatywnie prosumenci mogą zwiększać konsumpcję energii, wykorzystując ją np. do zasilania systemów klimatyzacyjnych, które zyskują w Polsce na popularności, czy ładowania samochodów elektrycznych. Tak więc kolejna transformacja w sektorze energetycznym jest nieunikniona i będzie się skupiać na efektywnym zagospodarowywaniu oraz przetwarzaniu energii w okresach jej nadprodukcji, a także na wykorzystaniu zmagazynowanej energii w okresie niedoboru. W tym kontekście pojawia się koncepcja samobilansujących klastrów OZE, które składałyby się z farm fotowoltaicznych, instalacji wiatrowych oraz dodatkowych źródeł energii, opartych na biomasie, wodorze, systemach grawitacyjnych czy gazie. Tego typu układ mógłby działać jako stabilne i przewidywalne źródło energii. W kierunku tej transformacji powinno zmierzać wytwarzanie tzw. zielonej energii, co wiąże się z dalszym rozwojem OZE i stopniowym odchodzeniem od nieodnawialnych, nieekologicznych paliw kopalnych.

Bibliografia

1. Boyd M. Analytical model for solar irradiance near a planar vertical diffuse reflector – formulation, validation, and simulations. *Solar Energy* 2013, 91, 79–92; https://tsapps.nist.gov/publication/get_pdf.cfm?pub_id=912393.
2. Pukocz E. Żywotność paneli fotowoltaicznych w praktyce; <https://www.otovo.pl/blog/zywotnosc-paneli-fotowoltaicznych-w-praktyce/> [dostęp: 5 kwietnia 2025].
3. The 2022 PV Module Reliability Scorecard is here; <https://2022modulescorecard.pvel.com/methodology/> [dostęp: 5 kwietnia 2025].
4. Tora M., Karbowniczek M., Tora B. Fotowoltaika w Polsce. Stan aktualny i perspektywy. *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN* 2022, 110, s. 111–118.
5. Błoński R. Jaki jest stopień degradacji instalacji PV po 15 latach eksploatacji?; <https://www.gramwzielone.pl/energia-sloneczna/20147140/jaki-jest-stopien-degradacji-instalacji-pv-po-15-latach-eksploatacji> [dostęp: 30 marca 2025].
6. Sołtysiak M. Żywotność paneli słonecznych. Badania obalają mit; <https://www.benchmark.pl/aktualnosci/zywotnosc-paneli-slonecznych-badania-obalaja-mit.html> [dostęp: 30 marca 2025].
7. Kennedy R. How long do residential solar panels last?; <https://www.pv-magazine.com/2024/07/23/how-long-do-residential-solar-panels-last-2/> [dostęp: 30 marca 2025].
8. Muteri V., Cellura M., Curto D., Franzitta V., Longo S., Mistretta M., Parisi M.L. Review on life cycle assessment of solar photovoltaic panels. *Energies* 2020, 13(1), 252.
9. Preet S., Smith S.T. A comprehensive review on the recycling technology of silicon based photovoltaic solar panels: challenges and future outlook. *Journal of Cleaner Production* 2024, 448, 141661.
10. Nagaraja M.R., Biswas W.K., Selvan C.P. Advancements and challenges in solar photovoltaic technologies: enhancing technical performance for sustainable clean energy – a review. *Solar Energy Advances* 2025, 5, 100084.
11. Łysoń M. Zamontowali panele słoneczne w 2022 roku. Teraz przedstawiają światu prawdę; <https://www.chip.pl/2025/03/panele-sloneczne-trwalosc-instalacji-fotowoltaicznej-badanie> [dostęp: 30 marca 2025].
12. Panele fotowoltaiczne celem ataków hakerskich? Eksperci ostrzegają; <https://swiatoze.pl/panele-fotowoltaiczne-celem-atakow-hakerskich-eksperci-ostregaja/> [dostęp: 5 kwietnia 2025].
13. Niklewicz-Pijaczyńska M. Paradygmat prosumenta wobec aktualnych wyzwań transformacji energetycznej. *Folia Iuridica Universitatis Wratislaviensis* 2022 11(2), s. 84–101; <http://repozytorium.uni.wroc.pl/dlibra/publication/edition/135785>.
14. Bojanowicz R. Koniec boomu na fotowoltaikę w Niemczech? Część farm słonecznych straci dofinansowanie; <https://forsal.pl/swiat/niemcy/artykuly/9647165,koniec-boomu-na-fotowoltaike-w-niemczech-czesc-farm-slonecznych-strac.html> [dostęp: 5 kwietnia 2025].

V.3. Dwukierunkowy przepływ energii w sieciach dystrybucyjnych niskiego napięcia

Zbigniew Krzemiński

MMB Drives Sp. z o.o., Gdańsk

Wprowadzenie

Według PTPiREE [1] na koniec stycznia 2025 r. było w Polsce ponad 1547 tys. mikroinstalacji o łącznej mocy ponad 12,7 GW. Tak duża i ciągle zwiększająca się liczba mikroinstalacji powoduje, że w wielu liniach dystrybucyjnych pojawiają się problemy wynikające z obecności generacji rozproszonej w sieci niskiego napięcia (nN). W publikacji zamieszczonej na stronie PTPiREE [1] zidentyfikowano podstawowe przyczyny komplikacji we współpracy mikroinstalacji z siecią energetyczną:

- duża liczba mikroinstalacji podłączonych do jednego obwodu;
- duża odległość mikroinstalacji od stacji zasilającej SN/nn;
- duża rezystancja i reaktancja linii;
- małe zapotrzebowanie na energię w okresach największego nasłonecznienia.

Działania operatorów poprawiające współpracę mikroinstalacji z siecią energetyczną polegają na [1]:

- montażu transformatorów o mocy zwiększonej w stosunku do zapotrzebowania odbiorców;
- montażu/ wymianie przewodów na przewody o zwiększonych przekrojach;
- skracaniu (jeśli to możliwe) obwodów 0,4 kV;
- zmianie nastaw transformatorów;
- zapewnieniu możliwości sterowania pracą instalacji PV;
- montażu urządzeń kompensujących.

Przyczyny problemów występujących w sieciach niskiego napięcia zostały określone w sposób, którego podstawą jest prosta analiza sieci dystrybucyjnych zaprojektowanych do dostarczania energii do odbiorców końcowych. Przedstawione wnioski są słuszne, ale z punktu widzenia sieci o dwukierunkowym przepływie energii niekompletne.

Działania operatorów mające na celu zapewnienie prawidłowej współpracy mikroinstalacji z siecią dystrybucyjną wynikają ze znanych sposobów rozbudowy linii zasilających. Sposoby te są tylko częściowo skuteczne i prowadzą do wysokich kosztów modernizacji przy niewystarczających efektach.

W niniejszym rozdziale przeanalizowano przyczyny problemów występujących w sieciach dystrybucyjnych z mikroinstalacjami i metody ich redukowania. Pokazano, jakie

efekty uzyskuje się, stosując urządzenia energoelektroniczne do regulacji prądów i napięć w sieciach.

Analiza działania sieci dystrybucyjnej z dwukierunkowym przepływem energii

Obwód linii dystrybucyjnej obciążany jest odbiornikami energii i mikroinstalacjami. Spadki napięć wzdłuż linii zależą od mocy przyłączonych odbiorników oraz mikroinstalacji. W poszczególnych fazach obciążenie i generacje mogą być różne, ponieważ u odbiorców zainstalowanych jest wiele odbiorników jednofazowych. Wartości spadków napięć zależą od prądów przepływających przez przewody fazowe i przewód neutralny. Wypadkowe napięcia fazowe w analizowanym punkcie zależą od kierunku przepływu energii w poszczególnych fazach. Określenie ogólnych zależności do obliczania spadków napięć możliwych do wykorzystania dla dowolnej linii jest skomplikowane, stąd każdy przypadek należy analizować oddzielnie.

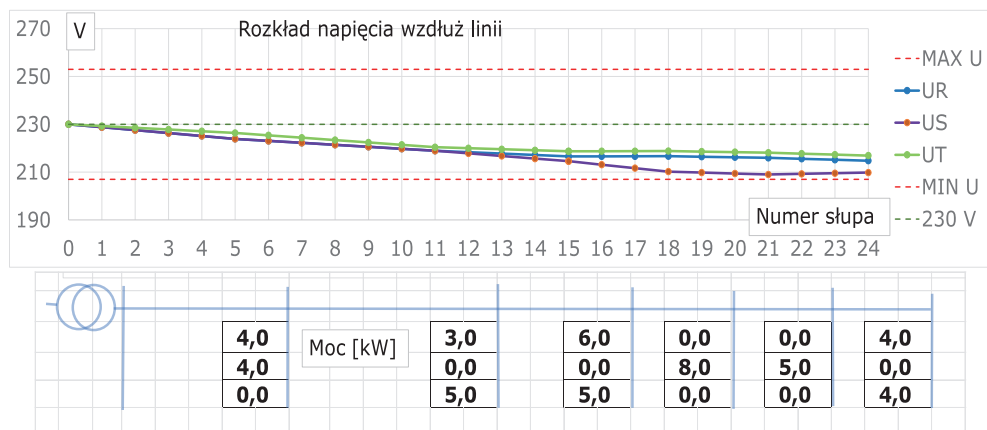
W celu wyjaśnienia efektów pojawiających się na linii dystrybucyjnej w arkuszu kalkulacyjnym przygotowano model, w którym zakładane są wartości mocy odbiorów i mikroinstalacji. Na rys. V.3.1–V.3.4 pokazano symbol linii z niesymetrycznymi odbiorami, dla których w celu porównywania sytuacji zmieniane są jedynie znaki przy pozostawieniu tej samej wartości. Obliczenia przeprowadzono dla modelu linii czteroprzewodowej z uwzględnieniem spadków napięcia na przewodzie neutralnym.

Na rys. V.3.1 i V.3.2 przedstawiono linie z obiektami o takich samych mocach podłączonych w tych samych miejscach ze zmienionymi kierunkami przepływu energii. Spadki napięcia wzdłuż linii mają te same wartości, ale przeciwne znaki. Limity napięć pokazane na rys. V.3.1 i V.3.2 nie są przekroczone. Działanie linii dystrybucyjnej przy jednakowym kierunku przepływu energii do podłączonych urządzeń jest – czego należało się spodziewać – takie samo, z zastrzeżeniem że przy generowaniu energii następuje wzrost napięć w fazach.

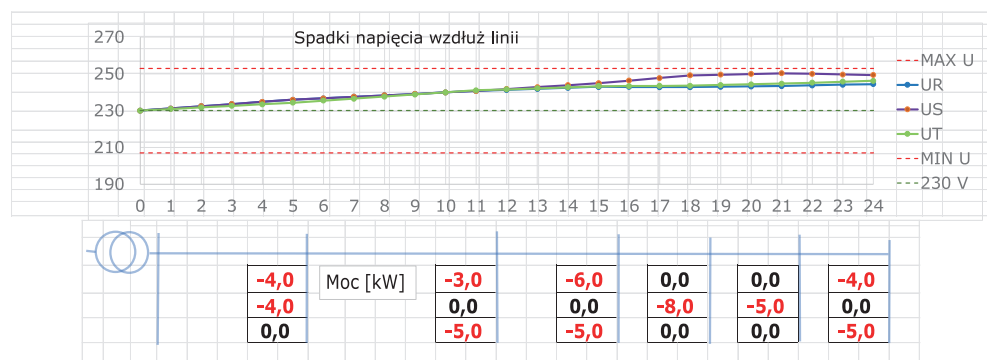
Ograniczenia przyłączania mikroinstalacji ze względu na wzrosty napięcia stanowią ich łączna moc i rozkład wzdłuż linii. Łączna moc mikroinstalacji będzie dużo mniejsza niż łączna moc zamówiona wzdłuż linii, ponieważ współczynnik jednoczesności przy generacji jest bliski 1, natomiast przy projektowaniu linii ze względu na obciążenie zwykle przyjmowany jest w granicach 0,1–0,4.

Problemy z przekraczaniem limitów napięć pojawiają się, jeżeli kierunek przepływu energii do poszczególnych odbiorów jest niejednakowy. Na rys. V.3.3 pokazano rozkład napięć wzdłuż linii z obciążeniami jak na rys. V.3.1 przy zmienionych znakach przepływu energii dla niektórych odbiorów. Układ obciążeń jest w tym przypadku niesymetryczny, a prąd w przewodzie neutralnym może osiągać wartości do 2 razy większe niż w przewodach fazowych. Powoduje to duże wartości spadku napięcia na przewodzie neutralnym

dodającego się geometrycznie do napięć fazowych. Przekroczenia limitów napięć na poszczególnych fazach są w górę lub w dół.

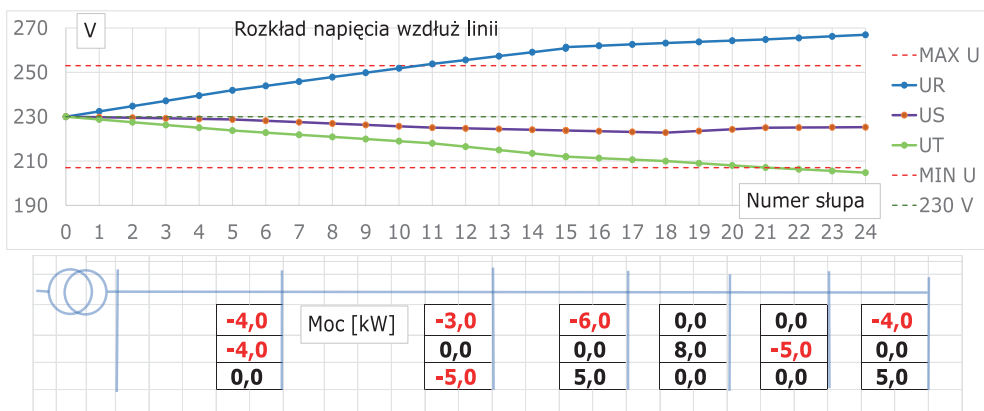


Rys. V.3.1. Rozkład napięć i moce dla obciążeń bez mikroinstalacji

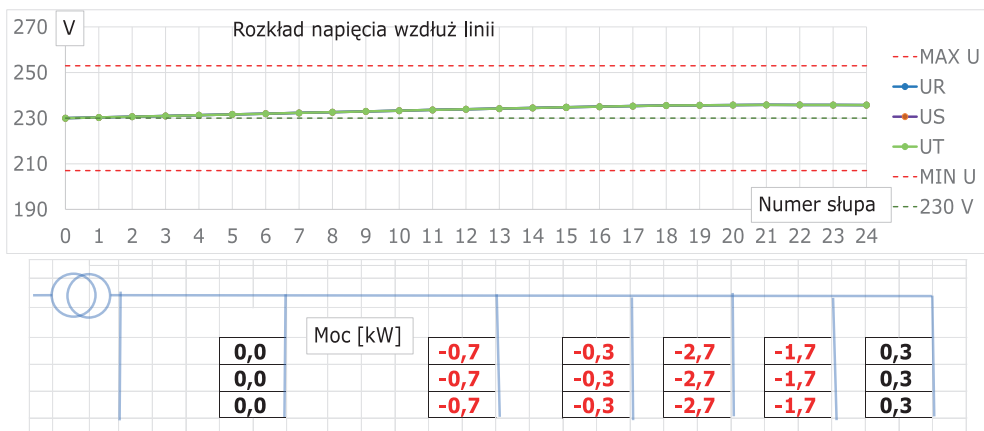


Rys. V.3.2. Rozkład napięć i moce dla mikroinstalacji bez odbiorników energii

Idealnym rozwiązaniem problemu pokazanego na rys. V.3.3 jest bilansowanie fazowe mocy na przyłączach przedstawione na rys. V.3.4. Dokładne bilansowanie fazowe nie jest realizowalne w rzeczywistych sieciach, ponieważ wymaga zastosowania dużej liczby urządzeń symetryzujących prądy. Ponadto wartości mocy przesyłanej linią mogą wymagać przepływu dużych prądów powodujących powstawanie dużych spadków napięcia. Takie przypadki wymagają zastosowania dodatkowych układów regulacji napięć fazowych.



Rys. V.3.3. Rozkład napięć i moce dla mikroinstalacji i odbiorników energii



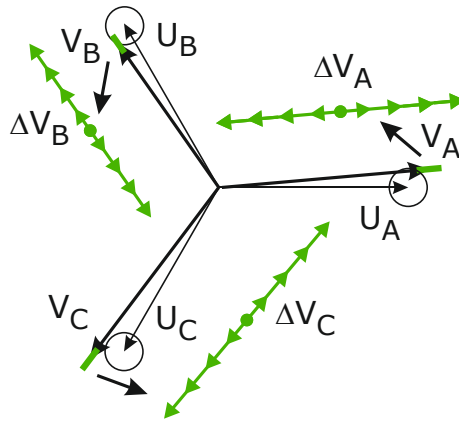
Rys. V.3.4. Rozkład napięć i moce dla mikroinstalacji i odbiorników energii po symetryzacji w punkcie podłączenia

Powyższa analiza pokazuje, że identyfikacja przyczyn problemów z przekraczaniem limitów napięcia jest niepełna, ponieważ nie jest wskazywana niesymetria prądów linii. Jest to ważna przyczyna przekraczania napięcia na jednej z faz, powodującego wyłączenie mikroinstalacji. Przy dużej liczbie mikroinstalacji włączonych do jednej linii nawet niewielka niesymetria prądów może doprowadzić do przekroczenia napięcia fazowego.

Pasywne sposoby modernizacji linii dystrybucyjnych niskiego napięcia

Modernizacja linii dystrybucyjnej nn z dużą liczbą mikroinstalacji powinna zapewnić przepływ energii od rozproszonych źródeł do transformatora. Kierunek przepływu energii może się zmieniać na tyle często, że stwarza to dodatkowe komplikacje. Sieć powinna zapewniać dwukierunkowy przepływ energii przy zachowaniu wysokich parametrów jakościowych. Spełnienie tych wymagań może być częściowo zapewnione przy

wykorzystaniu sposobów opartych na zależnościach znanych z elektrotechniki. Takie sposoby są tutaj nazwane pasywnymi w odróżnieniu od sposobów aktywnych, związanych z wykorzystaniem regulowanych energoelektronicznych źródeł prądu lub napięcia.



Rys. V.3.5. Korekcja napięć za pomocą przełączanych transformatorów dodawczych. U_A , U_B , U_C – symetryczne napięcia zadane; V_A , V_B , V_C – napięcia w punkcie podłączenia ARV; ΔV_A , ΔV_B , ΔV_C – wektory napięć dodawanych za pomocą transformatorów

Prostym technicznie sposobem zmniejszenia spadków napięcia jest wymiana przewodów na przewody o większym przekroju. Przy spadkach napięcia powodujących wyłączenia mikroinstalacji przekrój przewodów powinien być zwiększony co najmniej 2 razy. Na podstawie analizy przedstawionej powyżej za skuteczne rozwiązanie można uznać budowę oddzielnej linii dla mikroinstalacji, niezależnej od linii przeznaczonej do zasilania odbiorców. Wadę takiego rozwiązania stanowi bilansowanie energii pobieranej i generowanej przez różnych odbiorców dopiero na połączeniu linii.

Znanym sposobem regulacji napięcia są transformatory dodawcze przełączane tyrystorami, opisane w [2]. Zwykle stosuje się dwa transformatory dodawcze, dodające 1,5% i 4,5% napięcia fazowego, umożliwiające dodawanie 1,5%, 3%, 4,5% i 6% napięcia ze znakiem + lub –. Na rys. V.3.5 pokazano efekt dodawania napięć za pomocą transformatorów dodawczych. Zakres dodawanych napięć zaznaczono na zielono. Na końcach wektorów zadanych wprowadzono okręgi o promieniu równym 10%. Przyjęto, że końce wektorów napięć fazowych po korekcie napięciami dodawczymi powinny się znaleźć wewnątrz tych okręgów. Bez zmiany kąta dodawanego napięcia można, jak w przypadku fazy C, uzyskać zadaną amplitudę napięcia, ale nie ma oddziaływania na kąt.

Dodawanie napięć w fazie z napięciami fazowymi nie daje możliwości kompensacji spadków napięcia spowodowanych składowymi prądu kolejności zerowej i przeciwnej.

Na rynku dostępne jest urządzenie redukujące prąd w przewodzie neutralnym oparte na uzwojeniu transformatora połączonego w zygzak [3]. Prąd składowej zerowej płynie w niesymetrycznym obciążeniu, powodując spadek napięcia na przewodzie neutralnym. Włączenie urządzenia redukującego powoduje rozdzielanie części prądu składowej

zerowej płynącej w przewodzie neutralnym na trzy fazy. Każdy z trzech fazowych składników prądu składowej zerowej posiada ten sam kąt i dodaje się do prądu odpowiedniej fazy, powodując pojawienie się mocy bierniej. Prąd w przewodzie neutralnym jest redukowany z jednoczesną redukcją składowej kolejności zerowej. Układ z uzwojeniem transformatora połączony w zygzak nie wpływa na składową prądu kolejności przeciwniej. Wpływanie na wartość napięcia w sieci nn przez generowanie mocy bierniej nie prowadzi do istotnych efektów. Reaktancja w liniach nn jest mała w porównaniu z rezystancją. Spadek napięcia na reaktancji jest zbyt mały, żeby można było go wykorzystać do kompensacji wzrostów napięcia. Zadawanie mocy bierniej w falownikach skutkuje koniecznością redukcji mocy czynnej w celu zachowania dopuszczalnej mocy pozornej. Wystarczające jest korygowanie mocy czynnej w zależności od przyrostu napięcia. Ten sposób jest skuteczny, ale prowadzi do obniżenia energii elektrycznej wprowadzanej do sieci i wydłużenia czasu zwrotu nakładów inwestycyjnych na instalację.

Urządzeniem zapewniającym dopasowanie napięcia do przesyłu energii w kierunku transformatora SN/nn jest podobciążeniowy przełącznik zaczepów transformatora po stronie średniego napięcia. Pomijając skokowe działanie przełącznika, efekty wydają się wystarczające. Stosunkowo duży odstęp czasowy pomiędzy przełączeniami powoduje, że w pewnych przypadkach taki sposób regulacji napięcia nie jest akceptowalny. Skutkuje obniżeniem napięcia na transformatorze podczas wprowadzania dużej mocy do sieci i utrzymywaniem tej wartości przez pewien czas po zmianie warunków generacji. W tym czasie odbiorniki są zasilane obniżonym napięciem, co w przypadku silników indukcyjnych prowadzi do uszkodzeń z powodu przeciążenia prądem przy mocy wynikającej z obciążenia.

Aktywne urządzenia do regulacji parametrów sieci nn

Niewystarczające działanie urządzeń pasywnych służących do poprawy parametrów sieci nn przy wysokich kosztach inwestycyjnych powoduje, że ekonomicznie uzasadnione staje się stosowanie energoelektronicznych źródeł prądu lub napięcia. Pojawienie się w ostatnich latach tranzystorów z węgla krzemu wprowadziło nową jakość konstruowanych urządzeń. Osiągana jest znacznie większa sprawność ze względu na konstrukcję tranzystorów i małe straty na przełączanie oraz wyeliminowanie hałasu przez stosowanie dużej częstotliwości przełączania. Topologia przekształtników zapewnia uzyskanie właściwości regulowanego źródła napięcia lub źródła prądu. W obydwu przypadkach są to źródła energii, które muszą być zasilane, jeżeli generują energię czynną, lub nie wymagają zasilania, jeżeli generują tylko energię bierną. Zasilania nie wymaga również generowanie energii potrzebnej do kompensacji odkształcenia prądów, jeżeli napięcie sieci nie zawiera wyższych harmonicznych.

Energoelektroniczne źródła prądu włączane są do sieci równolegle, a źródła napięcia – szeregowo. Zastosowanie w pełni regulowanych źródeł prądu lub napięcia pozwala na

realizację funkcji niemożliwych do uzyskania przy zastosowaniu przedstawionych powyżej trzech sposobów i za pomocą urządzeń pasywnych.

Podstawowym sposobem zapewnienia dwukierunkowego przepływu energii przez sieć dystrybucyjną jest wymuszenie napięć o odpowiednich wartościach na początku lub na końcu linii. Za pomocą źródła napięcia włączonego w szereg z linią napięcie może być regulowane na początku linii przy transformatorze, na końcu linii blisko przyłączonych odbiorów oraz w wybranym punkcie linii. Każda konfiguracja zapewnia inne efekty.

Źródło napięcia włączone na początku linii regulowane jest na podstawie pomiarów lub danych uzyskanych z modelu, tak żeby zapewnić zachowanie założonego napięcia na końcu linii lub w innym punkcie. Napięcie wymuszane przez źródło blisko transformatora na początku linii zmienia się w celu kompensacji spadków napięć. Stopień wykorzystania linii jest duży ze względu na dopuszczalną różnicę napięć na początku i na końcu linii, wynoszącą do 20%. Napięcie na początku linii może być przy wprowadzaniu energii o 10% niższe od nominalnego, a jednocześnie na końcu linii o 10% wyższe od nominalnego. Podobne zależności występują przy odbiorze energii.

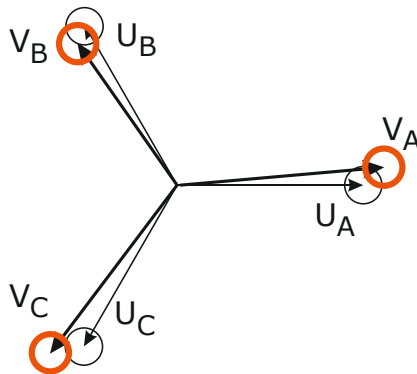
Źródło napięcia włączone na końcu linii umożliwia dopasowanie poziomu napięcia do wymagań odbiorników. Zaczepy na transformatorze ustawiane są na stałe na wartości nominalnej, a źródło napięcia dostosowuje jego poziom do zadanego przedziału na końcu długiej linii zasilającej. Przewód linii wykorzystany jest w dopuszczalnym zakresie zmian napięcia; jeżeli nie ma innych odbiorów blisko końca linii, to można dopuścić do przekroczenia założonych limitów napięcia w ograniczonym zakresie.

Włączenie regulowanego źródła napięcia w środkowym odcinku linii zapewnia dwukierunkowy przepływ energii. W skrajnych przypadkach źródło napięcia może dodawać lub odejmować do 20% nominalnego napięcia sieci.

W każdym przypadku szeregowego włączenia źródła napięcia w obwód linii regulacji podlegają niezależnie napięcia fazowe. Algorytm może zapewniać utrzymanie stałych wartości napięć fazowych albo dostosowane do prądów obciążenia, zwłaszcza jeżeli nie są jednakowe, a także zapewniać kompensację harmonicznych lub niepożądanych składowych napięcia.

Na rys. V.3.6 pokazano działanie korekcji napięć za pomocą przekształtników i transformatorów. Przy końcach wektorów zamieszczono czerwone okręgi, pokazując zakresy napięć dodawczych. W tym przypadku w każdej fazie okręgi przy napięciach zadanych i przy napięciach w sieci przecinają się, co oznacza, że możliwe jest uzyskanie napięć mieszczących się w zadanych granicach.

Źródła napięcia włączane w szereg z linią energetyczną wymagają zasilania. Z punktu widzenia realizacji obwodu energoelektronicznego źródłem zasilania jest obwód prądu stałego z kondensatorem o wymaganej pojemności. Kondensator może być zasilany z obwodu DC źródła prądu włączonego w tym samym punkcie sieci lub z oddzielnego źródła energii.



Rys. V.3.6. Korekcja napięć za pomocą regulowanego dodatkowego źródła napięcia. U_A, U_B, U_C – symetryczne napięcia zadane; V_A, V_B, V_C – napięcia w punkcie podłączenia LVAR

Źródła prądu włączane równolegle do sieci zasilają obwód DC źródła napięcia, symetryzują prądy lub napięcia fazowe, kompensują harmoniczne prądu i generują lub kompensują moc bierną. Dodatkowo umożliwiają wprowadzanie energii do sieci lub pobór energii. W zależności od miejsca zainstalowania włączane są odpowiednie funkcjonalności. Przy transformatorze konieczne są symetryzacja prądów i kompensacja mocy biernej oraz harmonicznych prądu. Podobnie jest w środkowym odcinku i na końcu linii. Szczególną funkcjonalność stanowi symetryzacja napięć w punkcie włączenia źródła prądu. Jeżeli niesymetryczne źródła lub odbiory są włączone blisko źródła prądu, to korzystne jest generowanie takich niesymetrycznych prądów trójfazowych, żeby zapewnić jednakowe napięcia fazowe w punkcie podłączenia regulowanego źródła prądu. Składowe kolejności zerowej i przeciwnej prądu generowane przez niesymetryczne odbiory płyną częściowo do transformatora i częściowo do regulowanego źródła prądu, co zmniejsza straty w linii. Wprowadzanie i odbiór energii stwarzają możliwość zastosowania magazynu energii do ograniczania napięć w sieci dystrybucyjnej.

Wybór lokalizacji źródeł napięcia i prądu w sieciach nn

Zastosowanie źródeł prądu i napięcia odpowiednio skonfigurowanych i włączonych w wybrane punkty sieci dystrybucyjnej zapewnia prawidłowe działanie sieci przy dwukierunkowym przepływie energii. Sieci nn wraz z odbiorami i mikroinstalacjami mają różną konfigurację i wymagają oddzielnej analizy, jeżeli występują problemy podczas przesyłu energii. Poniższe uwagi dotyczące doboru miejsca instalacji źródeł napięcia i prądu na linii są efektem analizy przebiegów prądów i napięć zarejestrowanych z rozdzielczością czasową wynoszącą 30 sekund w kilkudziesięciu sieciach z zainstalowanymi symetryzatorami prądów połączonymi z regulatorami napięcia lub bez regulatorów.

Uproszczona analiza sieci opiera się na jednofazowym modelu zastępczym linii. Obliczenia przeprowadzane są dla symetrycznego wprowadzania energii do sieci przy pominięciu

odbiorów, co jest dopuszczalne ze względu na wybór najgorszego przypadku. Z uwagi na wymagania podłączania instalacji fotowoltaicznych o mocy powyżej 3 kW za pomocą trójfazowych falowników takie uproszczenie jest w pełni uzasadnione. Obserwacja działania kilkudziesięciu linii wskazuje, że jeżeli w linii pojawia się generacja energii, to jest na tyle duża, że odchylenia od symetrycznych wartości prądów w fazach nie przekraczają 15%.

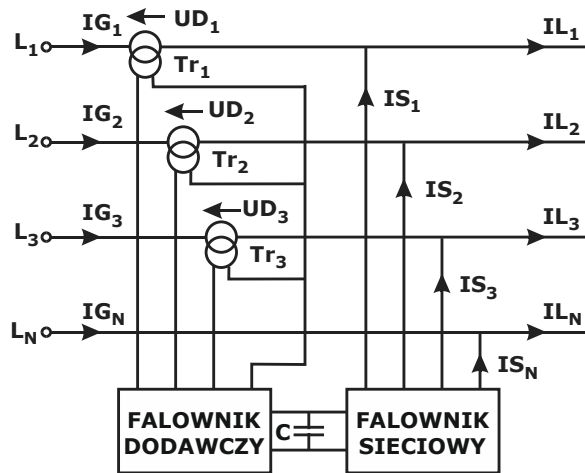
Szczególnie niekorzystne są sytuacje występujące w liniach o długości kilkuset metrów, wykonanych za pomocą przewodów o małych przekrojach. Suma mocy przyłączeniowych z uwzględnieniem współczynnika jednoczesności zapewnia przy odbiorze energii utrzymanie napięć w dopuszczalnych przedziałach, zwłaszcza przy kilkuprocentowym podwyższeniu napięcia na stacji transformatorowej SN/nn. Podłączanie mikroinstalacji do takiej linii powoduje przepływ niesymetrycznych prądów i podwyższanie napięcia na jednej z faz. Ustalenie miejsca zainstalowania regulacji napięć i symetryzacji prądów w takich liniach wymaga użycia dokładnego modelu z uwzględnieniem trójfazowych i jednofazowych odbiorników i mikroinstalacji.

Innym sposobem ustalania miejsca zainstalowania źródeł napięcia i prądu jest włączenie symetryzatora prądów w miejscu określonym na podstawie przybliżonych obliczeń. Monitorowanie napięć w miejscu podłączenia symetryzatora i ewentualnie w innym punkcie linii pozwala na uściślenie modelu i wybór zoptymalizowanej lokalizacji.

Operator systemu dystrybucyjnego ma możliwość monitorowania napięć i innych parametrów linii na podstawie odczytów z liczników zdalnego odczytu. Miejsce zainstalowania urządzeń regulacyjnych, wybrane na podstawie odczytów z liczników, zapewnia prawidłową pracę linii dwukierunkowej.

Uniwersalny regulator napięcia z symetryzatorem prądów

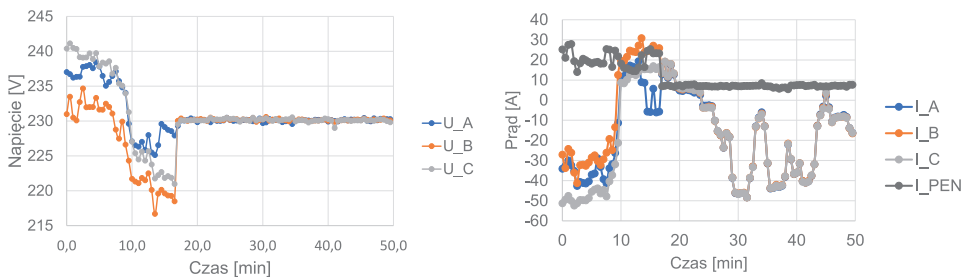
Schemat uniwersalnego regulatora napięcia i symetryzatora prądów przedstawiono na rys. V.3.7. Funkcję regulatora napięć pełni falownik dodawczy zasilający jednofazowe transformatory dodawcze. Falownik sieciowy zapewnia symetryzację prądów odbiorów podłączonych do linii. Włączenie symetryzatora po stronie odbiorów zapewnia redukcję obciążenia transformatorów dodawczych w porównaniu z włączeniem po stronie sieci. Po stronie odbiorów regulator realizuje algorytm stabilizacji napięć fazowych na zadanej wartości lub regulacji napięć fazowych w funkcji prądów fazowych. Po stronie sieci realizowany jest algorytm symetryzacji prądów albo symetryzacji napięć przez generowanie odpowiednich prądów fazowych.



Rys. V.3.7. Uniwersalny regulator napięcia z symetryzátorem prądów

Działanie wybranej instalacji z regulatorem napięcia

Na rys. V.3.8 przedstawiono wartości skuteczne napięć i prądów fazowych w sieci po włączeniu regulatora w 17. minucie zarejestrowanych przebiegów. Ujemne wartości prądów oznaczają przepływ mocy w fazie w kierunku sieci. Napięcia po stronie odbiorów stabilizowane są na stałej wartości równej 230 V. Prądy dopływające do regulatora od strony sieci są symetryzowane, a prąd w przewodzie neutralnym jest ograniczony do małej wartości.



Rys. V.3.8. Napięcia po stronie odbiorów i prądy sieci (włączenie regulatora w 17. minucie)

Podsumowanie

Sieci nn działają zwykle bez problemów przy jednokierunkowym przepływie energii. Zmiana kierunku przepływu energii wymaga w wielu przypadkach dostosowania warunków napięciowych. Szczególnym problemem jest niesymetria obciążeń, zwłaszcza inny kierunek przepływu energii w jednej fazie, a inny w dwóch pozostałych. W celu

zapewnienia prawidłowego działania sieci przy zmianie kierunku przepływu energii konieczne jest zastosowanie układów symetryzujących prądy i regulujących napięcia fazowe. Metody pasywnej korekcji prądów i napięć, oparte na prostych zależnościach znanych z elektrotechniki, nie zapewniają wymaganej jakości energii elektrycznej.

Wykorzystanie przekształtników energoelektronicznych, które tworzą regulowane źródła napięcia lub prądu, włączane niezależnie do każdej fazy, zapewnia generowanie dowolnych przebiegów korygujących zmienne sieciowe. Regulator energoelektroniczny jest urządzeniem efektywnie przekształcającym sieć jednokierunkową w sieć o dwukierunkowym przepływie energii.

Bibliografia

1. PTPiREE. Mikroinstalacje w Polsce, stan na 28 lutego 2025 roku; <https://ptpiree.pl/mikroinstalacje-w-polsce/> [dostęp: kwiecień 2025].
2. Szultka A., Szultka S., Czapp S., Karolak R., Andrzejewski M., Kapitaniak J., Kulling M., Bonk J. Voltage profiles improvement in a power network with PV energy sources – results of a voltage regulator implementation. *Energies* 2022, 15(3), 723.
3. Hurng-Liahng Jou, Jinn-Chang Wu, Kuen-Der Wu, Wen-Jung Chiang, Yi-Hsun Chen. Analysis of Zig-Zag transformer applying in the three-phase four-wire distribution power system. *IEEE Transactions on Power Delivery* 2025, 20(2), s. 1168–1173.

V.4. Techniczne i ekonomiczne aspekty doboru elektrochemicznego magazynu energii dla farmy fotowoltaicznej zasilającej odbiorcę przemysłowego

Agata Mielcarek, Jacek Roman, Robert Wróblewski, Bartosz Ceran
Politechnika Poznańska, Wydział Inżynierii Środowiska i Energetyki, Instytut Elektroenergetyki

Wprowadzenie

Podczas zachodzącej obecnie transformacji energetycznej, charakteryzującej się inwestycjami w nisko- i zeroemisyjne źródła energii elektrycznej, szczególnie dynamiczny rozwój prezentują elektrownie fotowoltaiczne. Na koniec pierwszego kwartału 2023 r. w Polsce funkcjonowało ponad 3400 farm fotowoltaicznych o łącznej mocy przekraczającej 3,3 GW, co stanowiło 26% całkowitej mocy zainstalowanej w fotowoltaice w kraju [1]. Przyrost liczby dużych farm fotowoltaicznych (o mocy zainstalowanej nie mniejszej niż 1 MW) znacząco wpływa na stabilność pracy systemu elektroenergetycznego. Coraz częściej zdarzają się sytuacje, w których operator systemu przesyłowego (Polskie Sieci Elektroenergetyczne) zleca redukcję generacji OZE ze względów bilansowych [2]. W związku z tym wzrosło zainteresowanie technologiami magazynowania energii elektrycznej. Spośród znanych technologii magazynowania w przypadku współpracy z instalacjami PV najczęściej rozpatruje się akumulatory litowo-jonowe. Mają one obecnie największy udział w rynku elektrochemicznych technologii magazynowania na cele elektroenergetyczne w dużej skali [3].

W niniejszym rozdziale omówiono wybrane techniczne i ekonomiczne aspekty badań prowadzonych w ramach europejskiego grantu FP4 – Rail4EARTH „Zrównoważone i ekologiczne systemy kolejowe”, a także analiz będących ich bezpośrednim następstwem. Realizowane zadania polegały m.in. na opracowaniu nowej metody doboru mocy i pojemności akumulatora do farmy PV zasilającej odbiorcę kolejowego w celu jak największego pokrycia potrzeb własnych przez źródła fotowoltaiczne. Opracowana metodologia ma pomóc odbiorcy przemysłowemu w wyborze takich parametrów jak moc i pojemność magazynu dla instalacji PV o zadanej mocy zainstalowanej w wybranej lokalizacji. Poruszone w niniejszym rozdziale zagadnienia dotyczą założeń ograniczających zakres doboru mocy i pojemności magazynu energii, modelowania zarządzania energią w systemie, określenia zasadności ekonomicznej zwiększania poziomu samowystarczalności oraz wpływu degradacji na parametry techniczno-ekonomiczne w ciągu lat eksploatacji. Implementacji opracowanych w ramach projektu algorytmów

i modeli matematycznych, a także symulacji dokonano z wykorzystaniem oprogramowania Matlab. Analizy przeprowadzono dla farmy fotowoltaicznej o mocy zainstalowanej równej 3,5 MW. Na podstawie opracowanego algorytmu uzysk energii z farmy PV oszacowano na poziomie 4521,95 MWh. Roczne zapotrzebowanie odbiorcy na energię elektryczną wynosi 3510 MWh z mocą szczytową równą 2,4 MW.

Zakres doboru mocy i pojemności magazynu energii

Dobór mocy i pojemności magazynu energii wymaga ustalenia zakresu tych parametrów podlegających analizie dotyczącej wymiarowania [4]. Konieczne jest zatem określenie minimalnych oraz maksymalnych wartości mocy oraz pojemności, a także kroków ich zmiany. Określone w ten sposób konfiguracje mocy i pojemności akumulatora tworzą przestrzeń poszukiwań podlegającą analizie. Jej zakres opiera się na założeniach opisanych poniżej.

- Magazyn jest przeznaczony do magazynowania nadmiaru energii elektrycznej wygenerowanej przez farmę PV i jej bieżącego zużycia przez odbiorcę w cyklu dobowym. Ponadto magazyn nie jest przeznaczony do oddawania zmagazynowanej energii do zewnętrznej sieci elektroenergetycznej. Założenie to determinuje górny limit zakładanej mocy i pojemności magazynu.
- Moc i pojemność akumulatora powinny być dobrane w sposób ograniczający natężenie prądu ładowania/ rozładowania. Założono, że wskaźnik szybkości ładowania/ rozładowania *C-rate* dla rozpatrywanego akumulatora litowo-jonowego nie przekracza wartości 0,5:

$$C\text{-rate} = I [A] / C [Ah] \leq 0,5 \rightarrow C^{\text{BAT}}_{\text{nom}} [Wh] \geq 2 \cdot P^{\text{BAT}}_{\text{nom}} [W] \quad (\text{V.4.1})$$

gdzie:

C-rate – wskaźnik szybkości ładowania/ rozładowania [h], *I* – natężenie prądu ładowania/ rozładowania [A], *C* – pojemność akumulatora [Ah], $P^{\text{BAT}}_{\text{nom}}$ – znamionowa moc akumulatora [W], $C^{\text{BAT}}_{\text{nom}}$ – znamionowa pojemność akumulatora [Wh].

Biorąc pod uwagę powyższe założenia, analizę przeprowadzono dla mocy znamionowych magazynu w zakresie 100–1200 kW z krokiem 100 kW, a pojemności – w zakresie 200–4000 kWh z krokiem 200 kWh.

Zarządzanie energią elektryczną w systemie

Algorytm doboru struktury elektrochemicznego magazynu energii oparto na równaniach opisujących alokację energii elektrycznej w systemie.

Nadwyżkę energii elektrycznej $E_{\text{EXC_PV}}(t)$ wygenerowanej przez farmę fotowoltaiczną w stosunku do zapotrzebowania odbiorcy opisano wzorami:

$$E_{\text{EXC_PV}}(t) = P^{\text{PV}}(t) \cdot \Delta t, \quad \text{gdy} \quad P^{\text{PV}}(t) > L(t) \quad (\text{V.4.2})$$

$$E_{\text{EXC_PV}}(t) = 0, \quad \text{gdy} \quad P_i^{\text{PV}}(t) \leq L_i(t) \quad (\text{V.4.3})$$

gdzie:

$E_{\text{EXC_PV}}(t)$ – nadwyżka energii elektrycznej generowanej przez farmę PV w stosunku do zapotrzebowania odbiorcy w chwili t [Wh], $P_i^{\text{PV}}(t)$ – moc generowana przez farmę PV w chwili t [W], $L_i(t)$ – zapotrzebowanie na moc odbiorcy w chwili t [W], Δt – krok symulacyjny [h].

Obliczona za pomocą wzorów (V.4.2) i (V.4.3) nadwyżka energii elektrycznej $E_{\text{EXC_PV}}(t)$ z farmy PV może zostać skierowana do magazynu energii. W pierwszej kolejności należy jednak wziąć pod uwagę fakt, że ładowanie odbywa się z mocą nie większą niż nominalna moc akumulatora. Kiedy moc generowana przez farmę PV $P_{\text{EXC_PV}}(t)$ jest nie większa niż nominalna moc akumulatora $P_{\text{nom}}^{\text{BAT}}$, nadwyżka energii $E_{\text{EXC_PV}}(t)$ generowanej przez farmę PV stanowi potencjał energetyczny do zmagazynowania $E_{\text{BAT_pot}}(t)$ zgodnie z równaniem:

$$E_{\text{BAT_pot}}(t) = E_{\text{EXC_PV}}(t), \quad \text{gdy} \quad P_{\text{EXC_PV}}(t) \leq P_{\text{nom}}^{\text{BAT}} \quad (\text{V.4.4})$$

gdzie:

$P_{\text{nom}}^{\text{BAT}}$ – moc nominalna akumulatora [W], $E_{\text{BAT_pot}}(t)$ – potencjał energetyczny możliwy do zmagazynowania w chwili t po uwzględnieniu ograniczenia ładowania mocą znamionową akumulatora [Wh].

Natomiast gdy moc generowana przez farmę PV $P_{\text{EXC_PV}}(t)$ jest większa niż nominalna moc akumulatora $P_{\text{nom}}^{\text{BAT}}$, potencjał energetyczny do zmagazynowania $E_{\text{BAT_pot}}(t)$ wyraża się wzorem:

$$E_{\text{BAT_pot}}(t) = P_{\text{nom}}^{\text{BAT}} \cdot \Delta t, \quad \text{gdy} \quad P_{\text{EXC_PV}}(t) > P_{\text{nom}}^{\text{BAT}} \quad (\text{V.4.5})$$

W tej sytuacji nadwyżka energii generowanej przez farmę PV $E_{\text{EXC_PV}}(t)$ pomniejszona o potencjał energetyczny do zmagazynowania $E_{\text{BAT_pot}}(t)$ stanowi energię wprowadzaną do sieci elektroenergetycznej i możliwą do sprzedaży $ES(t)$, zgodnie z równaniem:

$$E_{\text{EXC_PV}}(t) - E_{\text{BAT_pot}}(t) = ES(t), \quad \text{gdy} \quad P_{\text{EXC_PV}}(t) > P_{\text{nom}}^{\text{BAT}} \quad (\text{V.4.6})$$

gdzie:

$ES(t)$ – energia elektryczna wprowadzona do sieci elektroenergetycznej i możliwa do sprzedaży w chwili t [Wh].

Po uwzględnieniu ograniczenia ładowania wartością mocy nominalnej akumulatora $P_{\text{nom}}^{\text{BAT}}$ należy zweryfikować ograniczenie procesu wynikające z jego bieżącego stanu naładowania i dostępnej pojemności akumulatora $C_i^{\text{BAT}}(t)$.

Zmagazynowana w akumulatorze energia elektryczna $E_{\text{BAT}}(t)$ przyjmuje wartość potencjału energetycznego do zmagazynowania $E_{\text{BAT_pot}}(t)$, gdy ten jest nie większy niż aktualna dostępna pojemność akumulatora $C_i^{\text{BAT}}(t)$, zgodnie z równaniem:

$$E_{\text{BAT}}(t) = E_{\text{BAT_pot}}(t), \quad \text{gdy} \quad E_{\text{BAT_pot}}(t) \leq C_i^{\text{BAT}}(t) \quad (\text{V.4.7})$$

gdzie:

$E_{BAT}(t)$ – energia elektryczna zmagazynowana w akumulatorze w chwili t [Wh], $C_i^{BAT}(t)$ – dostępna pojemność akumulatora w chwili t [Wh].

Z drugiej strony zmagazynowana w akumulatorze energia $E_{BAT}(t)$ przyjmuje wartość bieżącej dostępnej pojemności akumulatora $C_i^{BAT}(t)$, gdy potencjał energetyczny do zmagazynowania $E_{BAT_pot}(t)$ jest od niej większy, zgodnie z równaniem:

$$E_{BAT}(t) = C_i^{BAT}(t), \quad \text{gdy} \quad E_{BAT_pot}(t) > C_i^{BAT}(t) \quad (V.4.8)$$

W tej sytuacji różnica pomiędzy potencjałem energetycznym do zmagazynowania $E_{BAT_pot}(t)$ a bieżącą dostępną pojemnością akumulatora $C_i^{BAT}(t)$ stanowi energię elektryczną wprowadzaną do sieci elektroenergetycznej i możliwą do sprzedaży $ES(t)$, zgodnie z równaniem:

$$E_{BAT_pot}(t) - C_i^{BAT}(t) = ES(t) \quad \text{gdy} \quad E_{BAT_pot}(t) > C_i^{BAT}(t) \quad (V.4.9)$$

Ostatecznie energia elektryczna zmagazynowana i przekazana odbiorcy $SC_i^{BAT}(t)$ (autokonsumpcja z magazynu energii) wyraża się wzorem:

$$SC_i^{BAT}(t) = E_{BAT}(t) \cdot \eta_{BAT} \quad (V.4.10)$$

gdzie:

$SC_i^{BAT}(t)$ – energia elektryczna zmagazynowana i przekazana odbiorcy (autokonsumpcja z magazynu energii) [Wh], η_{BAT} – sprawność ładowania akumulatora [–].

Zasadność ekonomiczna zwiększania poziomu samowystarczalności

Niezawodność analizowanego systemu wyrażono za pomocą wskaźnika samowystarczalności (*self-sufficiency ratio*, SSR) zgodnie z równaniem:

$$SSR = (E_{PV/BAT} - E_{TG}) / (E_{SC} + E_{FG}) \cdot 100\% = (E_{SC}/E_{LOAD}) \cdot 100\% \quad (V.4.11)$$

gdzie:

SSR – wskaźnik samowystarczalności [%], $E_{PV/BAT}$ – energia elektryczna wygenerowana przez instalację fotowoltaiczną oraz pochodząca z rozładowania akumulatora [kWh], E_{TG} – energia elektryczna oddawana do sieci [kWh], E_{SC} – energia elektryczna wygenerowana przez instalację fotowoltaiczną, pochodząca z rozładowania akumulatora i zużyta na potrzeby własne (stanowi ona różnicę $E_{PV/BAT} - E_{TG}$) [kWh], E_{FG} – energia pobrana z zewnętrznej sieci elektroenergetycznej [kWh], E_{LOAD} – całkowite zapotrzebowanie odbiorcy na energię elektryczną ($E_{LOAD} = E_{SC} + E_{FG}$) [kWh].

Wskaźnik samowystarczalności dla farmy PV bez magazynu energii, na podstawie wyników przeprowadzonych symulacji, wynosi 39,5%.

Jak wiadomo, wiele różnych konfiguracji mocy i pojemności akumulatora może zapewnić ten sam poziom samowystarczalności. Spośród konfiguracji zapewniających żądany poziom wskaźnika SSR jako najlepsze wybrano te rozwiązania, które charakteryzują

się najniższym uśrednionym kosztem energii elektrycznej (*levelized cost of electricity*, LCOE). Wskaźnik LCOE wyrażony jest równaniem:

$$LCOE_{PV/BAT} = \{CAPEX_{PV/BAT} + \sum_{t=1}^n [(OPEX_{PV/BAT}) / (1+r)^t]\} / \sum_{t=1}^n [E_{A_SC} / (1+r)^t] \quad (V.4.12)$$

gdzie:

$LCOE_{PV/BAT}$ – uśredniony koszt generacji energii elektrycznej przez instalację PV/BAT [zł/MWh], $CAPEX_{PV/BAT}$ – koszty inwestycyjne instalacji PV/BAT [zł], $OPEX_{PV/BAT}$ – roczne koszty eksploatacyjne instalacji PV/BAT [zł], E_{A_SC} – roczna autokonsumpcja energii elektrycznej z instalacji PV/BAT [MWh], t – rok eksploatacji [–], n – rozpatrywany okres inwestycji, lata eksploatacji łącznie [–], $n = 15$.

Innymi słowy, wskaźnik LCOE odgrywa rolę minimalizowanej funkcji celu, natomiast poziom samowystarczalności – ograniczenia. Wyboru dokonano dla kilku wartości poziomu wskaźnika SSR, ponieważ docelowo badany jest jego wpływ na zasadność techniczno-ekonomiczną instalacji PV/BAT. Dla badanego przedziału mocy i pojemności akumulatora najniższy osiągnięty poziom samowystarczalności instalacji PV/BAT wynosi 41%, a najwyższy – 64%. Wartości te przyjęto jako ograniczenia w procesie decyzyjnym. Dodatkowo wyboru najlepszych rozwiązań dokonano dla pośrednich wartości poziomu samowystarczalności: 45%, 50%, 55%, 60%. Opisane kryteria decyzyjne wyboru konfiguracji mocy i pojemności akumulatora do dalszej analizy opisano formułą:

$$SSR \rightarrow \min \quad \wedge \quad SSR \leq \{41\%, 45\%, 50\%, 55\%, 60\%, 64\%\} \quad (V.4.13)$$

Wybrane na podstawie wzoru (V.4.12) konfiguracje posłużyły do oceny zasadności techniczno-ekonomicznej zwiększania poziomu samowystarczalności z instalacji PV/BAT poprzez zwiększanie mocy i pojemności magazynu energii. Koszty, jakie ponosi odbiorca przemysłowy, można podzielić na opłaty związane z zakupem energii elektrycznej z zewnętrznej sieci elektroenergetycznej oraz koszty, zarówno inwestycyjne, jak i eksploatacyjne, związane z instalacją PV/BAT. Analizy dokonano w ujęciu rocznym.

Odbiorca przemysłowy zasilany z sieci SN o mocy umownej powyżej 40 kW, który kupuje energię elektryczną i usługę jej dystrybucji po stałej cenie niezależnie od pory dnia i roku, podlega rozliczeniom według taryfy oznaczonej jako B21. Bazując na ogólnych zasadach rozliczeń w ramach taryfy B21, za pomocą równania (V.4.14) można wyznaczyć roczny koszt zakupu energii elektrycznej, ponoszony przez odbiorcę przemysłowego:

$$CEG_A = (ce + dv + qc + CHPF + RESF) \cdot EG_A + (tc + dc) \cdot P_{max} \cdot 12 + (SF + DF + PF) \cdot 12 \quad (V.4.14)$$

gdzie:

CEG_A – roczny koszt zakupu energii elektrycznej z sieci ponoszony przez odbiorcę [zł], EG_A – ilość energii elektrycznej pobranej przez odbiorcę z sieci w ciągu roku [MWh], P_{max} – moc szczytowa [MW], ce – cena za energię elektryczną [zł/MWh], dv – składnik zmienny opłaty sieciowej [zł/MWh], qc – stawka jakościowa [zł/MWh], tc – opłata przejściowa [zł/MW/m-c], dc – składnik stały opłaty sieciowej [zł/MW/m-c], SF – abonament

[zł/m-c], CF – opłata handlowa [zł/m-c], CHPF – opłata kogeneracyjna [zł/MWh], RESF – opłata OZE [zł/MWh], PF – opłata mocowa [zł/m-c].

Ocenę ekonomiczną przedsięwzięć inwestycyjnych można przeprowadzić za pomocą kryterium kosztów rocznych. W formule dynamicznej kryterium kosztów rocznych, uwzględniającej zmianę wartości pieniądza w czasie, kluczowe jest przyjęcie momentu (roku), do którego sprowadzane są przepływy pieniędzy, poprzez ich dyskontowanie. Za moment ten przyjmuje się zakończenie procesu inwestycyjnego, po którym następuje eksploatacja. Równoważny koszt roczny instalacji PV/BAT wyraża się równaniem:

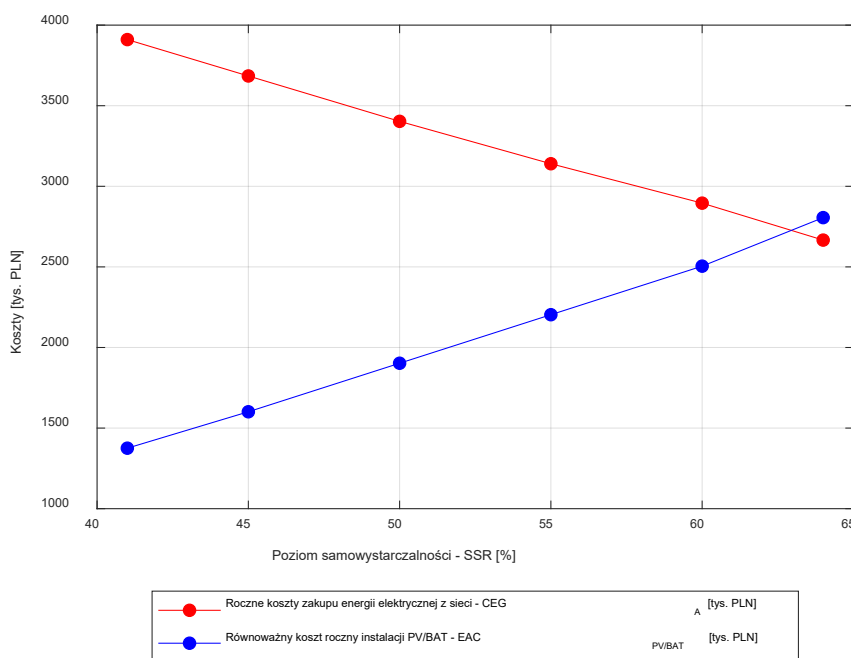
$$EAC_{PV/BAT} = r_{tr} \cdot (CAPEX_{PV/BAT} + \sum_{t=1}^n [OPEX_{PV/BAT} / (1+r)^t]) \quad (V.4.15)$$

gdzie:

$EAC_{PV/BAT}$ – równoważny koszt roczny instalacji PV/BAT [zł], $CAPEX_{PV/BAT}$ – koszty inwestycyjne instalacji PV/BAT [zł], $OPEX_{PV/BAT}$ – roczne koszty eksploatacyjne instalacji PV/BAT [zł], r – stopa dyskonta [–], $r = 0,07$, r_{tr} – rata rozszerzonej reprodukcji [–], t – rok eksploatacji [–], n – rozpatrywany okres inwestycji, lata eksploatacji łącznie [–], $n = 15$. Zatem dla wcześniej zdefiniowanych konfiguracji mocy i pojemności akumulatora zapewniających dany poziom samowystarczalności porównano roczny koszt zakupu energii elektrycznej z sieci CEG_A i równoważny koszt roczny instalacji PV/BAT – $EAC_{PV/BAT}$. Wyniki zaprezentowano w tab. V.4.1 oraz na rys. V.4.1.

Tab. V.4.1. Zestawienie rozwiązań mocy i pojemności akumulatora wraz z kosztami odbiorcy spośród badanego przedziału, zapewniających minimalny LCOE przy żądanym poziomie samowystarczalności SSR

SSR [%]	Uśredniony koszt energii elektrycznej instalacji PV/BAT SSR [zł/MWh]	Moc znamionowa magazynu energii w instalacji PV/BAT P_{nom}^{BAT} [kW]	Pojemność znamionowa magazynu energii w instalacji PV/BAT C_{nom}^{BAT} [kWh]	Roczny koszt zakupu energii elektrycznej z sieci CEG _A [tys. zł]	Równoważny koszt roczny instalacji PV/BAT $EAC_{PV/BAT}$ [tys. zł]
41	956,1	100	200	3910,2	1375,3
45	1011,4	400	800	3684,5	1601,2
50	1078,5	800	1600	3403,0	1902,3
55	1140,3	1200	2400	3140,0	2203,4
60	1198,9	1200	3200	2895,5	2504,6
64	1254,8	1200	4000	2666,25	2805,7



Rys. V.4.1. Zależność rocznych kosztów zakupu energii elektrycznej z sieci oraz równoważnych kosztów rocznych instalacji PV/BAT od osiąganego poziomu samowystarczalności poprzez zwiększanie mocy i pojemności magazynu energii

Jak można zaobserwować na rys. V.4.1, wyższy poziom samowystarczalności pociąga za sobą rosnące koszty jego zapewnienia. Innymi słowy, wzrost samowystarczalności osiągany poprzez zwiększanie mocy i pojemności magazynu energii wpływa na wzrost równoważnego kosztu rocznego instalacji PV/BAT. Z drugiej strony wyższy poziom samowystarczalności skutkuje malejącym kosztem energii elektrycznej z sieci, który w kontekście odbiorcy dążącego do samowystarczalności można rozpatrywać w kategorii „strat”. Zatem koszt energii elektrycznej z sieci to koszt wynikający z niezagwarantowanego poziomu samowystarczalności (niezawodności). Zestawienie ze sobą tych dwóch kategorii ekonomicznych prowadzi do określenia granicznego, racjonalnego i uzasadnionego ekonomicznie poziomu samowystarczalności. Równoważny koszt roczny instalacji PV/BAT przewyższa roczny koszt energii elektrycznej z sieci już dla wariantu zapewniającego samowystarczalność na poziomie 64%. Dalsze zwiększanie poziomu samowystarczalności prowadziłoby do nieadekwatnego wzrostu kosztów instalacji PV/BAT w stosunku do osiąganego ograniczania kosztów energii elektrycznej z sieci.

Wartości parametrów przyjęte w powyższej analizie ekonomicznej zestawiono w tab. V.4.2.

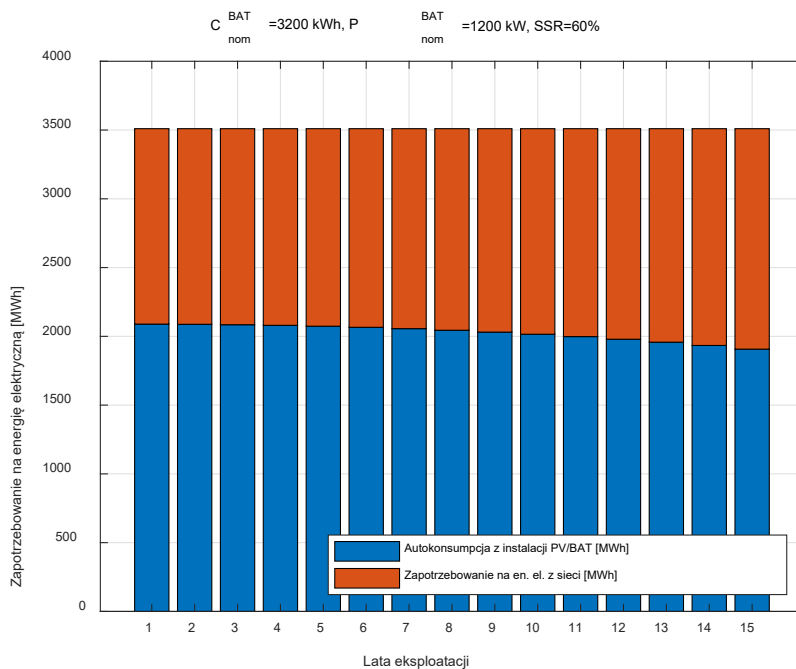
Tab. V.4.2 Wartości parametrów przyjęte w analizie ekonomicznej [5–7]

Parametr	Symbol	Jednostka	Wartość
Cena za energię elektryczną [6]	ce	[zł/MWh]	1457,60
Oplata handlowa [6]	CF	[zł/m-c]	207,00
Składnik stały opłaty sieciowej [5]	dc	[zł/MW/m-c]	23 296,00
Składnik zmienny opłaty sieciowej [5]	dv	[zł/MWh]	78,07
Stawka jakościowa [5]	qc	[zł/MWh]	24,21
Oplata przejściowa [5]	tc	[zł/MW/m-c]	190,00
Abonament [5]	SF	[zł/m-c]	14,59
Oplata kogeneracyjna [5]	CHPF	[zł/MWh]	4,96
Oplata OZE [5]	RESF	[zł/MWh]	0
Oplata mocowa [5]	PF	[zł/m-c]	13,35
Jednostkowe koszty inwestycyjne farmy PV [7]	$CAPEX^u_{PV}$	[zł/kW]	2700
Jednostkowe koszty inwestycyjne magazynu energii [7]	$CAPEX^u_{BAT}$	[zł/kWh]	2900
Jednostkowe roczne koszty eksploatacyjne farmy PV [7]	$OPEX^u_{PV}$	[zł/kW/rok]	75
Jednostkowe roczne koszty eksploatacyjne magazynu energii [7]	$OPEX^u_{BAT}$	[zł/kWh/rok]	58
Stopa dyskonta	r	[–]	0,07

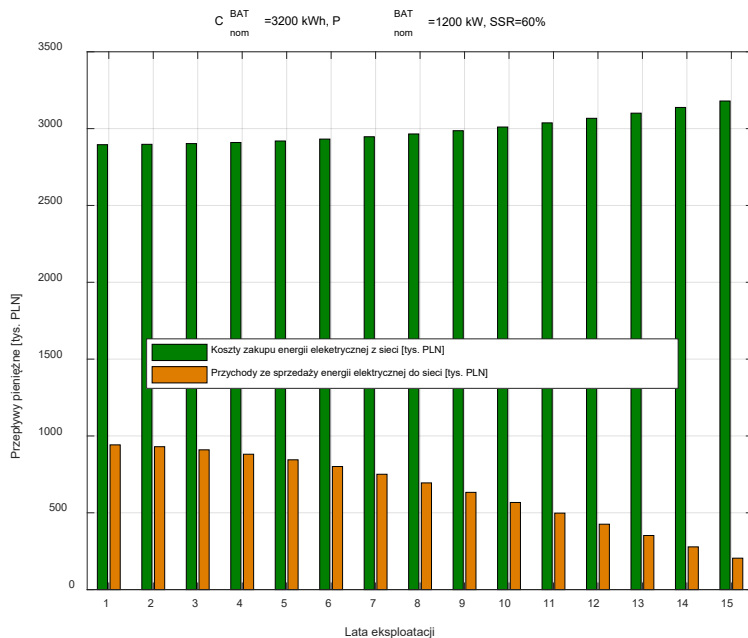
Wpływ degradacji na parametry techniczne i ekonomiczne

W ciągu lat eksploatacji maleje wydajność modułów fotowoltaicznych, które przy tej samej wartości nasłonecznienia są w stanie wygenerować mniejszą moc, a co za tym idzie – mniejszą ilość energii elektrycznej. Dodatkowo wzrost rezystancji wewnętrznej ogniwo elektrochemicznych powoduje, że spada sprawność ładowania i rozładowania akumulatora, a jego pojemność maleje wraz z liczbą przepracowanych liczby cykli ładowania i rozładowania. Coraz mniejsza ilość energii elektrycznej może zostać zmagazynowana i odzyskana z magazynu. Ilość energii elektrycznej z instalacji PV/BAT ma więc coraz mniejszy udział w pokrywaniu zapotrzebowania na energię elektryczną, a udział energii elektrycznej z sieci rośnie (rys. V.4.2). Jednocześnie samowystarczalność maleje w ciągu lat eksploatacji z początkowego poziomu ok. 60%, osiągając po 15 latach poziom ok. 54%. Różnice w bilansach energetycznych w ciągu lat eksploatacji przekładają się na przepływy pieniężne – coraz wyższy roczny koszt energii elektrycznej z sieci i coraz niższe przychody ze sprzedaży nadwyżek energii elektrycznej do sieci z instalacji PV (rys. V.4.3).

W przeprowadzonych analizach przyjęto utratę wydajności w odniesieniu do mocy znamionowej modułu PV na poziomie 0,05%/rok oraz spadek sprawności ładowania i rozładowania magazynu energii 1%/rok, przyjmując jako wartość początkową 90%. Model zakłada pracę akumulatora w zakresie 80% dostępnej pojemności (stan naładowania od 10% do 90% dostępnej pojemności). Dla założonego trybu pracy magazynu skorzystano z literaturowej, wyznaczonej eksperymentalnie, zależności utraty pojemności wraz z liczbą cykli ładowania i rozładowania, którą zaproksymowano na potrzeby symulacji [3]. Przyjęto 15-letni okres eksploatacji.



Rys. V.4.2. Wpływ degradacji na bilans zapotrzebowania na energię w układzie SSR = 60% (wartość początkowa), $P_{\text{BAT nom}} = 1200 \text{ kW}$, $C_{\text{BAT nom}} = 3200 \text{ kWh}$



Rys. V.4.3. Wpływ degradacji na przepływy pieniężne analizowanej inwestycji: SSR = 60% (wartość początkowa), $P_{\text{BAT nom}} = 1200 \text{ kW}$, $C_{\text{BAT nom}} = 3200 \text{ kWh}$ (przy założeniu ceny sprzedaży energii równej 400 zł/MWh [8])

Analiza starzeniowa, jako metoda kompleksowego zbadania wpływu spadku wydajności komponentów na bilanse energetyczne, przepływy finansowe oraz wskaźniki techniczno-ekonomiczne instalacji PV/BAT, jest realną pomocą dla inwestora przy planowaniu inwestycji oraz w procesie decyzyjnym.

Podsumowanie

W rozdziale scharakteryzowano i przeanalizowano problematykę doboru elektrochemicznego magazynu energii dla farmy fotowoltaicznej dużej mocy zasilającej odbiorcę przemysłowego. Analizy dokonano pod kątem wybranych aspektów zarówno technicznych, jak i ekonomicznych, uwzględniając:

- założenia ograniczające zakres doboru mocy i pojemności magazynu energii;
- modelowanie matematyczne zarządzania energią w systemie;
- zasadność ekonomiczną zwiększania poziomu samowystarczalności poprzez zwiększanie mocy i pojemności magazynu energii;
- wpływ degradacji na wskaźniki techniczne oraz ekonomiczne.

Powyższe kwestie stanowią istotne etapy w opracowanej metodyce doboru mocy i pojemności akumulatora do specyficznych potrzeb infrastruktury kolejowej, tak aby maksymalnie pokryć zapotrzebowanie na energię elektryczną źródłami fotowoltaicznymi przy zachowaniu opłacalności ekonomicznej. Zaproponowana metoda pozwala na analizę różnych wariantów rozwiązań i wybór najlepszego, który wykazuje pożądaną poziom samowystarczalności i najkorzystniejsze wyniki finansowe. W szczególności dla wybranego wariantu mocy i pojemności przeanalizowano wpływ spadku wydajności farmy fotowoltaicznej oraz zmniejszenia pojemności elektrochemicznego magazynu energii na skutek procesów degradacyjnych na wyniki energetyczne i ekonomiczne.

Proponowana metoda stanowi przydatne narzędzie do analizy studium wykonalności danego projektu, w tym analizy porównawczej wpływu różnych parametrów magazynowania elektrochemicznego na wyniki energetyczne i ekonomiczne. Analiza starzenia, która uwzględnia degradację komponentów w kolejnych latach eksploatacji systemu, pozwala inwestorowi urealnić szacunki techniczne i finansowe oraz dokładniej ocenić ryzyko związane z projektem. Jest to kompleksowa metoda planowania, będąca wsparciem dla inwestora w podejmowaniu świadomych decyzji w procesie inwestycyjnym.

Bibliografia

1. Instytut Energetyki Odnawialnej. Projekty fotowoltaiczne w Polsce. Warszawa, październik 2023.
2. <https://www.pse.pl/-/pse-polecily-redukcje-generacji-zrodel-oze-ze-wzgledow-bilansowych> [dostęp: 5 marca 2023].
3. International Renewable Energy Agency. Utility-scale batteries. Innovation landscape brief. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi 2019.

4. Wikner E., Björklund E., Fridner J., Brandell D., Thiringer T.: How the utilised SOC window in commercial Li-ion pouch cells influence battery ageing. *Journal of Power Sources Advances* vol. 8, April 2021, 100054.
5. Enea Operator Sp. z o.o. Taryfa dla usług dystrybucji energii elektrycznej. 17 grudnia 2022.
6. Enea SA. Taryfa dla energii elektrycznej dla klientów z grup taryfowych A, B, C, R. 7 czerwca 2022.
7. Instytut Energetyki Odnawialnej. Rynek fotowoltaiki w Polsce. XI edycja. Warszawa, maj 2023.
8. <https://tge.pl/en-home> [dostęp: 5 marca 2023].

V.5. Inwerter asymetryczny w instalacji prosumenta

Zbigniew Lubośny

Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki, Katedra Elektroenergetyki

Wprowadzenie

Wzrost nasycenia sieci elektroenergetycznych przez OZE i magazyny energii prowadzi do występowania problemów technicznych zarówno po stronie operatorów sieci dystrybucyjnych (OSD), jak i po stronie odbiorców energii (w tym prosumentów) [1, 2].

Problemy postrzegane przez OSD są następujące: wzrost obciążenia sieci, co implikuje wzrost strat mocy i energii; przepływy odwrotne mocy, co implikuje problemy z regulacją napięć transformatorami; wzrost wahań napięć; wzrost poziomu i niesymetrii napięć; wzrost niesymetrii prądów oraz pogorszenie jakości energii.

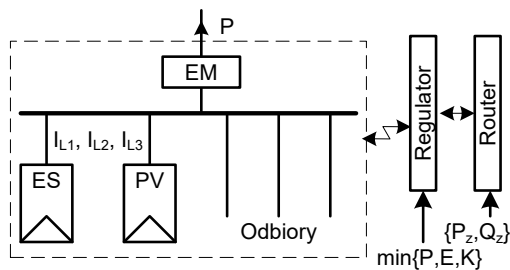
Problemy postrzegane przez odbiorców energii i prosumentów obejmują zaś: stosunkowo małe wykorzystanie energii z własnego źródła; wyłączanie się źródeł energii w wyniku działania zabezpieczeń nadnapięciowych inwerterów; wyłączanie OZE przez OSD w dni słoneczne, wietrzne i wolne od pracy.

Rozwiązań wymienionych problemów można poszukiwać w działaniach wskazanych poniżej.

- W zakresie struktury sieci i urządzeń:
 - funkcjonalne zamykanie pierścieni lub aktywna rekonfiguracja sieci;
 - podniesienie napięcia znamionowego wybranych (np. nowych) sieci nn do wyższego niż 0,4 kV;
 - stosowanie sieci prądu stałego (wybrane fragmenty);
 - stosowanie transformatorów symetryzujących (Zn lub energoelektronicznych);
 - stosowanie magazynów energii różnego typu (jest to główny czynnik który może wpłynąć na wzrost elastyczności pracy systemu elektroenergetycznego);
 - stosowanie *cable-pooling*.
- W zakresie zarządzania energią u prosumenta i ewentualnie odbiorcy:
 - wykorzystanie GSM w systemach sterowania w sieciach nn. System PLC, stosowany obecnie głównie dla potrzeb AMI, jest ciągle rozwijany. Nie jest jednak pewne, czy będzie w przyszłości nadawał się do ciągłego i szybkiego sterowania inwerterami źródeł i magazynów energii. Można przyjąć, że dla potrzeb sterowania w obrębie urządzeń prosumenta (w tym odbiorami typu lodówka, żelazko, pompa ciepła itp.) wykorzystywany będzie jednak GSM (Internet). System zarządzania energią będzie realizował różne funkcje dla potrzeb prosumenta (np. optymalizacja

kosztów energii), ale również będzie mógł realizować funkcje na rzecz OSD. System ten będzie się komunikował z urządzeniami bezprzewodowo (WiFi), a algorytm sterownika może być ulokowany na komputerze prosumenta lub na zewnętrznym serwerze (OSD lub innego podmiotu). Przykładową strukturę systemu przedstawiono na rys. V.5.1;

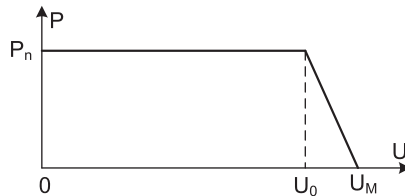
- profilowanie odbiorcy energii elektrycznej i prosumenta w celu efektywnego zarządzania OZE, magazynami energii i odbiorami przez OSD lub system sterowania prosumenta;
- wykrywanie uszkodzeń OZE, magazynów energii, hydrolizerów, ogniw paliwowych itd.;
- optymalizacja nastawień inwerterów OZE, magazynów energii, inwerterów i ogniw paliwowych;
- sterowanie odbiorami w sieci nn (DSM i DSR w tych sieciach).



Rys. V.5.1. Przykład struktury zdalnego sterowania w węźle nn prosumenta (EM – licznik energii, ES – magazyn energii, PV – źródło energii, P , Q – moc czynna i bierna, E – energia, K – koszt)

- W zakresie sterowania lokalnego urządzeniami odbiorcy energii lub prosumenta przez dostosowanie algorytmów implementowanych w inwerterach OZE i magazynach energii do lokalnego sterowania węzłem prosumenta:
 - zdalne wyłączanie źródeł lub ograniczanie generacji;
 - sterowanie prądem lub mocą niezależnie w każdej fazie (inwertery asymetryczne). Niezależne w każdej fazie sterowanie mocą czynną (prądem) inwertera pozwala zwiększyć konsumpcję własną prosumenta. Może być również wykorzystane przez OSD do sterowania rozpięciem mocy w sieci nn lub SN;
 - implementacja w inwerterach OZE i magazynów energii funkcji uzależniającej wartość mocy czynnej wprowadzanej przez inwerter do sieci od wartości napięcia w węźle jego przyłączenia $P = f(U)$ (np. takiej jak przedstawiona na rys. V.5.2). Funkcja taka umożliwi ograniczenie liczby bądź nawet eliminację wyłączeń inwerterów przez zabezpieczenia nadnapięciowe w dni o dużym nasłonecznieniu. Efektem pozytywnym byłoby tu ograniczenie poziomu wahań napięć, przy względnie małym ograniczeniu ilości energii wprowadzonej przez źródło do sieci [3];
 - implementacja możliwości pracy inwertera OZE lub magazynu energii w trybie regulacji napięcia albo mocy biernej lub współczynnika mocy, ewentualnie

implementacja funkcji uzależniającej wartość wprowadzanej do (pobieranej z) węzła sieci mocy biernej od wartości generowanej w danej chwili mocy czynnej $Q = f(P)$. Przykładowo funkcja $Q = -P/\operatorname{tg}\Psi$, gdzie Ψ jest kątem impedancji zwarciowej widzianej z punktu przyłączenia źródła energii do sieci, umożliwia skompensowanie wzrostu napięcia w węźle sieci (składową podłużną) wynikającego z wprowadzenia do węzła mocy czynnej [4, 5].



Rys. V.5.2. Przykład postulowanej funkcji $P = f(U)$ inwertera źródła i magazynu energii

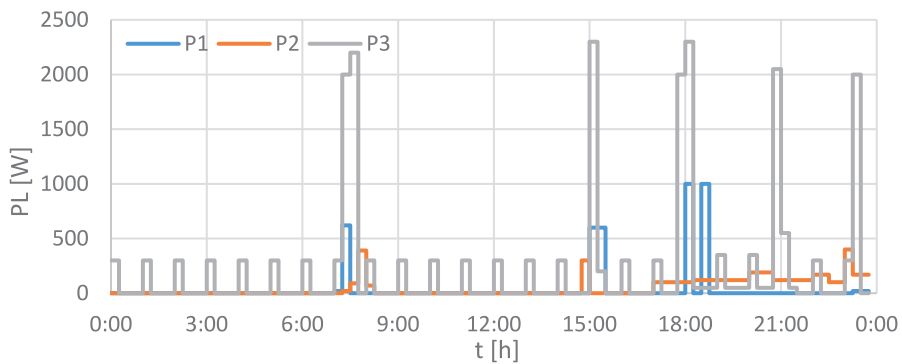
- W zakresie sterowania zdalnego przez OSD: realizacja różnych celów operatora, jak np. minimalizacja strat energii, symetryzacja prądów i napięć lub wartość i kierunek przepływu mocy (energii) w liniach i podsieciach, w transformatorach lub węzłach sieci, poprzez sterowanie rozplływem mocy bądź poziomami napięć niezależnie w każdej fazie. Sterowania te powinny być realizowane głównie za pomocą inwerterów prosumentów (OZE i magazyny energii) i urządzeń OSD (np. transformatory symetryzujące, OZE, magazyny energii), a w drugiej kolejności za pomocą odbiorców.

Inwerter asymetryczny w instalacji prosumenta

Sieci elektroenergetyczne w obszarze punktów przyłączenia odbiorców energii (liczników) w znakomitej większości (pomijając obwody oświetlenia ulic i przyłączenia jednofazowe) są sieciami trójfazowymi. Również źródła prosumentów przyłączonych do sieci trójfazowo w istotnej części są źródłami trójfazowymi. Trójfazowość sieci elektroenergetycznych oraz symetria rozplływów mocy będąca wynikiem symetrii źródeł energii skłaniają do stwierdzenia, że sterowanie w sieciach WN i SN nadal może być realizowane trójfazowo. Natomiast w przypadku sieci nn rozplwy mocy są dalekie od symetrycznych. Prowadzi to do takich problemów, jak: duże prądy w przewodach neutralnych, niesymetria napięć oraz duże straty mocy i energii (związane bardziej z wartością prądów niż niesymetrią).

Można zatem postawić pytanie, czy ze względu na niesymetrię rozplwy mocy w sieciach nn nie należy rozważyć niesymetrycznego sterowania obiektami, które w tych sieciach są i będą w przyszłości instalowane, tj. OZE i magazynami energii. Odpowiedź na to pytanie właściwie została udzielona. Efektem tego są dostępne na rynku inwertery asymetryczne dla OZE oraz dyskusja przedmiotowa w literaturze [6]. Wpisując się w ten nurt, poniżej przedstawiono rozważania na temat zasadności wykorzystania inwertera asymetrycznego w instalacji ze źródłem fotowoltaicznym.

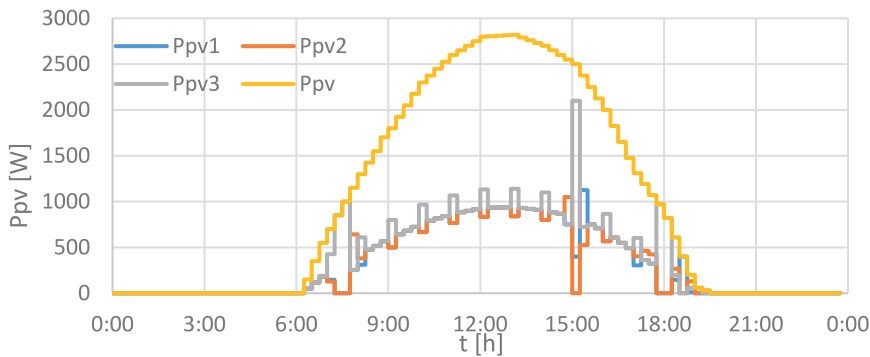
Dla prezentowanych rozważań przyjmijmy odbiorcę energii, którego dobowe zużycie energii w postaci mocy P_{L1} , P_{L2} , P_{L3} pobieranej w poszczególnych fazach przez odbiory ilustruje rys. V.5.3. Moce oznaczone jako P_1 , P_2 , P_3 są mocami w linii zasilającej odbiorcę energii. Dla uproszczenia przyjęto, że poszczególne urządzenia są załączane na 15-minutowe okresy. Wszystkie odbiory energii, tj. lodówka, pralka, kuchnia elektryczna, mikrofalówka, komputery, telewizor, źródła światła, żelazko itd., są odbiorami jednofazowymi. Podział odbiorów na poszczególne fazy jest względnie symetryczny. Rozważany jest tu pobór mocy w okresie jednej doby letniej przez rodzinę dwuosobową z osobami pracującymi np. w szkole. Roczny pobór energii elektrycznej jest równy ok. 3000–3500 kWh. Na rys. V.5.3 uwidoczniono załączanie się lodówki raz na godzinę, poranne przygotowania do śniadania i wyjścia do pracy ok. godziny 7:00, przygotowanie obiadu ok. godziny 15:00 oraz działania popołudniowo-wieczorne (od godziny 18:00), tj. użytkowanie telewizora, komputerów, przygotowanie kolacji, oświetlenie itd.



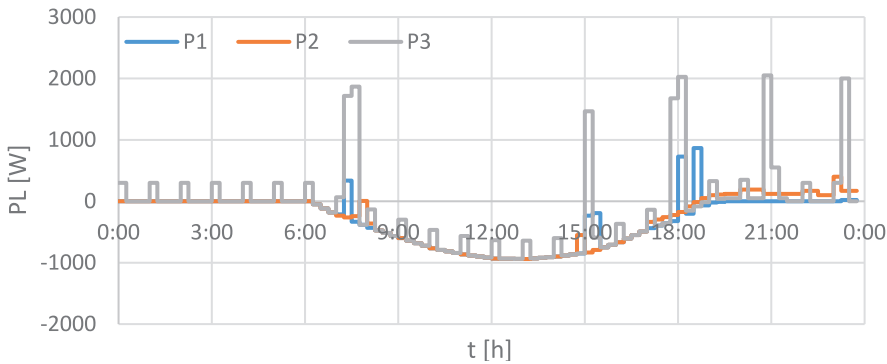
Rys. V.5.3. Dobowa zmienność obciążenia w poszczególnych fazach ($P_1 = P_{L1}$, $P_2 = P_{L2}$, $P_3 = P_{L3}$)

Założmy, że odbiorca energii doposażył się w fotowoltaiczne źródło energii (PV) o mocy znamionowej 3 kW, stając się prosumentem. Jeżeli falownik źródła jest falownikiem trójfazowym symetrycznym, to moc wprowadzana do sieci prosumenta rozkłada się równo w każdej fazie.

Przyjmijmy w rozważanym przykładzie, że generacja mocy przez źródło PV rozpoczyna się ok. godziny 6:00 i kończy ok. godziny 20:00, osiągając wartość maksymalną sięgającą 3 kW ok. godziny 13:00. Ilustruje to krzywa P_{PV} przedstawiona na rys. V.5.4, oznaczona kolorem żółtym. W tym przypadku przepływ mocy w punkcie przyłączenia prosumenta do sieci w poszczególnych fazach (moce P_1 , P_2 , P_3) w ciągu doby wygląda jak na rys. V.5.5. Dodatkowo wartości mocy oznaczają tu przepływy mocy z sieci operatora do sieci prosumenta, a ujemne – przepływy mocy z sieci prosumenta do sieci operatora. Widać, że niesymetria poboru mocy przez odbiory prosumenta w poszczególnych fazach nakłada się na symetryczną generację mocy przez źródło fotowoltaiczne, tj. poziom niesymetrii praktycznie nie ulega zmianie.



Rys. V.5.4. Moc pozyskiwana z instalacji PV (P_{PV}) oraz moce wprowadzane do węzła prosumenta przez inwerter asymetryczny w poszczególnych fazach (P_{PV1} , P_{PV2} , P_{PV3})



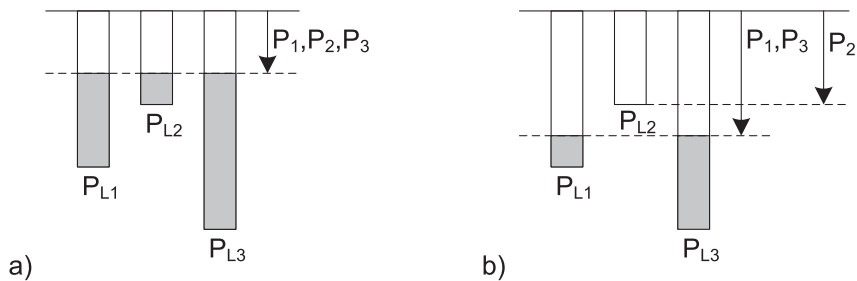
Rys. V.5.5. Moce fazowe w punkcie przyłączenia prosumenta do sieci operatora w wariancie z inwerterem trójfazowym symetrycznym

Rozważmy sterowanie inwerterem asymetrycznym polegające na symetryzacji mocy pobieranej z sieci (lub mocy wprowadzanej do sieci) w poszczególnych fazach. Algorytm sterowania ma w tym wypadku następującą postać:

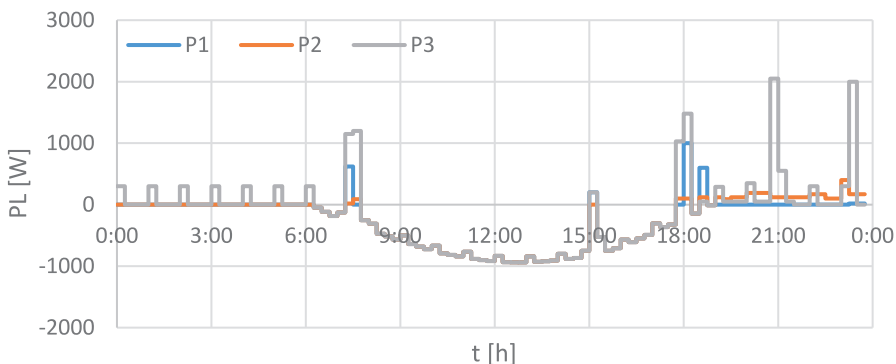
- Jeżeli moc generowana przez źródło PV jest równa sumarycznej mocy pobieranej przez odbiory prosumenta, tj. $P_{PV} = P_L = P_{L1} + P_{L2} + P_{L3}$, to regulator inwertera w każdej fazie wprowadza moc równą mocy pobieranej, tj. $P_{PV1} = P_{L1}$, $P_{PV2} = P_{L2}$, $P_{PV3} = P_{L3}$. Wówczas moc przesyłana w punkcie przyłączenia prosumenta w każdej fazie jest równa zero. Z punktu widzenia operatora sieci prosument nie pobiera i nie generuje energii i tym samym nie wprowadza niesymetrii.
- Jeżeli moc generowana przez źródło PV jest większa od sumarycznej mocy pobieranej przez odbiory prosumenta, tj. $P_{PV} > P_L = P_{L1} + P_{L2} + P_{L3}$, to regulator inwertera w każdej fazie wprowadza moc równą mocy pobieranej plus $1/3$ różnicy pobieranej, tj. $P_{PV1} = P_{L1} + \Delta P/3$, $P_{PV2} = P_{L2} + \Delta P/3$, $P_{PV3} = P_{L3} + \Delta P/3$, gdzie $\Delta P = P_{PV} - P_L$. Wówczas w punkcie przyłączenia prosumenta w każdej fazie moc wprowadzana do sieci operatora jest równa $\Delta P/3$. Prosument staje się symetrycznym źródłem energii.

- Jeżeli moc generowana przez źródło PV jest mniejsza od sumarycznej mocy pobieranej przez odbiory prosumenta, tj. $P_{PV} < P_L = P_{L1} + P_{L2} + P_{L3}$, to prosument jest lub przestaje być symetrycznym odbiorem energii. Pierwszy z przypadków ilustruje rys. V.5.6a, a drugi – rys. V.5.6b. Długość słupków na rysunkach oznacza moc pobieraną przez odbiory prosumenta w danej fazie. Długość słupka szarego oznacza moc generowaną przez źródło PV w danej fazie. Długość słupka białego oznacza moc pobieraną z sieci operatora w danej fazie. Należy zaznaczyć, że w tym drugim przypadku stopień niesymetrii również maleje w stosunku do układu z inwerterem sterowanym trójfazowo.

Zastosowanie powyższego algorytmu do asymetrycznego sterowania inwerterem źródła PV prowadzi do dobowej zmienności przepływu mocy w poszczególnych fazach w punkcie przyłączenia prosumenta do sieci operatora, takim jak przedstawiony na rys. V.5.7. Porównując przebiegi mocy z rys. V.5.7 z przebiegami mocy z rys. V.5.4, można stwierdzić, że w okresie pracy źródła PV widoczne są mniejsze wartości tych przepływów. Z punktu widzenia operatora sieci oznacza to zmniejszenie niesymetrii mocy wprowadzanej do sieci. Efekt ten wynika ze sterowania inwerterem źródła PV w poszczególnych fazach, tak jak ilustruje to rys. V.5.4 – przebiegi mocy P_{PV1} , P_{PV2} , P_{PV3} .

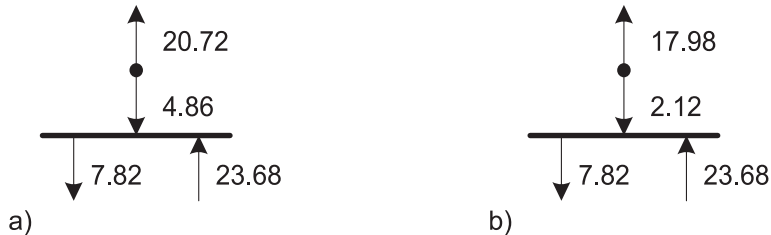


Rys. V.5.6. Idea sterowania inwerterem, w przypadku gdy moc generowana przez źródło PV jest mniejsza niż moc pobierana przez odbiory prosumenta; P_1 , P_2 , P_3 – moc pobierana w każdej fazie z sieci operatora; P_{L1} , P_{L2} , P_{L3} – fazowe moce odbiorów



Rys. V.5.7. Moce fazowe w punkcie przyłączenia prosumenta do sieci operatora w wariacie z inwerterem sterowanym asymetrycznie

Interesujący jest wpływ takiego sterowania na sumaryczne przepływy energii elektrycznej w punkcie przyłączenia. Ilustruje to rys. V.5.8. Energia pobrana przez odbiory prosumenta w okresie doby jest tu równa 7,82 kWh, a energia wprowadzona przez źródło PV jest równa 23,68 kWh.



Rys. V.5.8. Wymiana energii elektrycznej na styku prosumenta i operatora; sterowanie symetryczne (a); sterowanie niesymetryczne (b)

W wariantcie z inwerterem trójfazowym symetrycznym dwukierunkowy licznik energii (pomiar niezależny w każdej fazie, licznik oznaczony kropką) zmierzył energię płynącą do sieci prosumenta równą 4,86 kWh oraz energię płynącą do sieci operatora równą 20,72 kWh (rys. V.5.8a). W takim przypadku źródło PV pokryło zapotrzebowanie prosumenta na energię w stopniu równym $(7,82 - 4,86) / 7,82 = 0,38$. Natomiast w wariantcie z inwerterem sterowanym asymetrycznie licznik zmierzył energię płynącą do sieci prosumenta równą 2,12 kWh oraz energię płynącą do sieci operatora równą 17,98 kWh (rys. V.5.8b). W takim przypadku źródło PV pokryło zapotrzebowanie prosumenta na energię w stopniu równym $(7,82 - 2,12) / 7,82 = 0,73$.

Można to podsumować następująco:

- Zastosowanie inwertera asymetrycznego w rozważanym przypadku prawie dwukrotnie zwiększyło wykorzystanie energii produkowanej lokalnie, tj. przez źródło prosumenta.
- Ponad dwukrotnie zmniejszyła się energia pobrana przez prosumenta, co oznacza mniejsze koszty zakupu energii od operatora.
- Zmniejszyła się ilość energii wprowadzonej do sieci operatora, co oznacza zmniejszenie strat energii w sieci operatora oraz zmniejszenie nadwyżki energii w systemie, czego konsekwencją, w odpowiedniej skali, jest zmniejszenie liczby wyłączeń OZE w systemie. Zmniejszeniu ulega też niesymetria prądów i napięć w sieci operatora. Jednocześnie zmniejsza się przychód prosumenta ze sprzedaży energii. Przychód ten zależy od rynkowej miesięcznej ceny energii elektrycznej RCEm. W tab. V.5.1 zestawiono potencjalny bilans finansowy dla trzech wybranych wartości RCEm, przy założeniu że prosument kupuje energię elektryczną w cenie 1,049 zł/kWh (cena w taryfie G11, uwzględniająca tylko składniki zależne od ilości energii). Obliczenia wykonano dla 120 dni, jak rozważano powyżej, zakładając upraszczająco, że odpowiada to średniej rocznej.

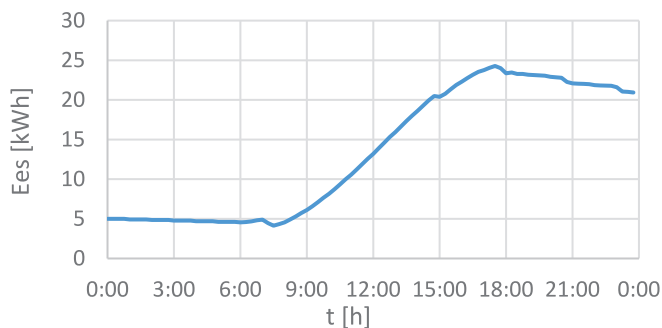
Jak wynika z danych przedstawionych w tabeli, sterowanie asymetryczne inwerterem zapewnia prosumentowi zysk w szerszym przedziale zmienności RCEm niż sterowanie symetryczne.

Tab. V.5.1. Uproszczony bilans współpracy źródła fotowoltaicznego w przypadku symetrycznego i asymetrycznego sterowania inwerterem

RCEm [zł/ kWh]	Sterowanie 3f (symetryczne)			Sterowanie 1f (asymetryczne)		
	Sprzedaż [zł]	Zakup [zł]	Saldo [zł]	Sprzedaż [zł]	Zakup [zł]	Saldo [zł]
0,48	1193	638	555	1036	279	757
0,33	820		182	712		433
0,22	546		-92	475		196

Jak wynika z rys. V.5.7 i V.5.8, w rozważanym przypadku energia wygenerowana przez źródło PV jest większa niż zużycie energii przez odbiory prosumenta. Energią tą można zarządzać z korzyścią dla prosumenta w przypadku zastosowania magazynu energii. Na rys. V.5.9 przedstawiono zmianę w czasie energii gromadzonej w magazynie energii E_{ES} przyłączonym do sieci prosumenta dla przypadku sterowania magazynem w taki sposób, aby przepływ mocy w punkcie przyłączenia prosumenta do sieci operatora był równy zero. Początkowy poziom naładowania magazynu energii przyjęto jako równy 5 kWh. Poziom ten przyjęto jako większy niż zero, ponieważ w początkowym okresie doby prosument *per saldo* jest odbiorcą energii, co w przypadku bilansowania mocy w punkcie przyłączenia na poziomie zera oznacza konieczność wprowadzania energii (zasilenia odbiorów) z magazynu. Widać to na rys. V.5.9 jako rozładowywanie się magazynu energii w okresie do ok. godziny 8:30. Rozładowywanie się magazynu energii widoczne jest również od godziny ok. 18:00, kiedy to pobór mocy przez odbiory jest większy niż generacja mocy przez źródło PV.

Jak wynika z rys. V.5.9, magazyn energii w ciągu rozważanej doby jest w stanie zgromadzić 15,86 kWh energii (jest to różnica energii pomiędzy końcem a początkiem doby). Energia ta w danej lub kolejnej dobie może zostać wprowadzona przez prosumenta do sieci w okresach zapotrzebowania systemu lub w okresach wysokiej ceny energii elektrycznej.



Rys. V.5.9. Poziom naładowania magazynu energii w okresie rozważanej doby

Powyższe rozważania pokazują w pewnym uproszczeniu, co może zyskać prosument, stosując inwerter sterowany asymetrycznie zamiast typowego, stosowanego obecnie, sterowanego symetrycznie.

Natomiast efekty, jakie może uzyskać operator systemu dystrybucyjnego, opisano poniżej.

- Zmniejszenie niesymetrii obciążenia sieci. W rozważanym przypadku asymetrię obliczano w punkcie przyłączenia prosumenta, wykorzystując zależność:

$$\bigwedge_{P_{1i}^2 + P_{2i}^2 + P_{3i}^2 > 0} \alpha_i = \frac{(P_{1i} - P_{2i})^2 + (P_{2i} - P_{3i})^2 + (P_{3i} - P_{1i})^2}{P_{1i}^2 + P_{2i}^2 + P_{3i}^2}, \quad \alpha = \sqrt{\sum_{i=1}^{96} \alpha_i}$$

gdzie P_i są mocami w poszczególnych fazach linii zasilającej prosumenta.

Wartości współczynnika asymetrii dla odbiorcy energii bez źródła PV, prosumenta ze źródłem PV sterowanym symetrycznie i prosumenta ze źródłem PV sterowanym asymetrycznie są równe odpowiednio: $\alpha_L = 9,29$, $\alpha_{3f} = 8,28$, $\alpha_{1f} = 7,34$. Widać tu istotną (11,4%) poprawę jakości (w sensie asymetrii) energii wprowadzanej do sieci operatora w przypadku asymetrycznego sterowania inwerterem w stosunku do sterowania symetrycznego. Warto przy tym pamiętać, że na uzyskany wynik istotnie wpływa obciążenie w okresach, w których źródło PV nie generuje mocy.

- Zmiana w mocy zarówno pobieranej, jak i oddawanej z/do sieci (patrz rys. V.5.8) oprócz symetryzacji rozplywu mocy powinna prowadzić do zmniejszenia strat energii w sieci. Rozważono tu uproszczony przypadek, w którym do linii nn składającej się z pięciu odcinków linii o długości 100 m każdy i przewodów aluminiowych o przekroju 70 mm² przyłączono pięciu prosumentów. Założono przy tym identyczną w czasie zmienność obciążenia. W takiej strukturze straty energii w ciągu doby wyniosły: w sieci z odbiorcami energii bez źródeł PV: $\Delta E_L = 0,42$ kWh, w sieci z prosumentami ze źródłami PV sterowanymi symetrycznie: $\Delta E_{3f} = 1,0$ kWh, a w sieci z prosumentami ze źródłami PV sterowanymi asymetrycznie $\Delta E_{1f} = 0,88$ kWh. Wzrost strat energii w sieci ze źródłem PV jest niejako oczywisty ze względu na zwiększone przepływy mocy. Równie oczywiste jest zmniejszenie się strat w przypadku asymetrycznego sterowania inwerterem. Zmiana ta (o 12%, tj. o 0,12 kWh) jest niewielka, ale w przypadku dziesiątek tysięcy kilometrów linii nn potencjalnie przeradza się w dużą.

Podsumowanie

Wzrost elastyczności systemu elektroenergetycznego musi być realizowany nie tylko z wykorzystaniem urządzeń podległych operatorom sieci elektroenergetycznych, tj. elementów sieci od liczników energii wwyż (w sensie napięcia sieci), ale również przy wykorzystaniu urządzeń odbiorcy energii/ prosumenta (włączając w to przyłączone magazyny energii). Aktywnemu sterowaniu podlegać muszą zarówno źródła, magazyny energii, jak i odbiory tych podmiotów.

W celu uzyskania efektywnego sterowania tymi urządzeniami w stosunkowo krótkim czasie operatorzy systemów dystrybucyjnych już obecnie powinni zmodyfikować wymagania dla przyłączanych urządzeń (źródeł energii i magazynów energii przyłączanych do sieci poprzez inwertery), w tym wprowadzić wymogi:

- stosowania wyłącznie układów trójfazowych, co dotyczy źródeł, magazynów energii oraz zasilaczy chemicznych zasobników energii (np. hydrolizerów);
- posiadania i egzekwowania aktywacji wbudowanych funkcji uzależniających wartość mocy wprowadzanej do sieci od napięcia w miejscu przyłączenia lub pozyskiwanego z innego węzła sieci, tj. $P = f(U)$, oraz od częstotliwości $P = g(f)$, z możliwością zdalnej konfiguracji nastawień;
- zdolności pracy źródła i magazynu energii w trybie regulacji napięcia, mocy biernej lub współczynnika mocy, z możliwością zdalnej zmiany trybu pracy;
- zdolności regulacji mocy wprowadzanej do sieci (a w przypadku magazynów energii również mocy pobieranej z sieci) niezależnie w każdej fazie;
- zdolności zdalnej komunikacji przewodowej i/lub bezprzewodowej w zakresie modyfikacji parametrów wbudowanych funkcji oraz możliwości sterowania wartością mocy czynnej i biernej wprowadzanej do sieci elektroenergetycznej.

Warto zaznaczyć, że modyfikacja wymagań w stosunku do inwerterów OZE i magazynów energii odnosić się będzie tylko do nowych instalacji. W okresie 10–15 lat obejmie również instalacje już pracujące, co wynika z ograniczonego czasu życia przekształtników meoelektronicznych, szacowanego na ok. 10 lat.

Bibliografia

1. Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2025–2034. Dokument główny. Grudzień 2024.
2. Opinia Komitetu Elektrotechniki Polskiej Akademii Nauk w sprawie zrównoważonej transformacji energetycznej w polskiej elektroenergetyce przyjęta uchwałą na plenarnym posiedzeniu w dniu 24.10.2024 roku. Komitet Elektrotechniki PAN, Warszawa 2024; http://www.mitel.uz.zgora.pl/CD/2025/files/Opinia_KE_PAN.pdf.
3. Lubośny Z. Farmy wiatrowe w systemie elektroenergetycznym. Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2016.
4. Hanzelka Z., Piątek K. (red. nauk.) Instalacje fotowoltaiczne w systemie elektroenergetycznym. Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2023.
5. Vrána M., Klusacek J., Dvořáček J., Moravek J., Drapela J., Mastny P., Wrtal M. Impact of three-phase inverter-based generating units with asymmetrical power redistribution on the low-voltage network operation. IET Conference Proceedings 2023, 2023(6), s. 3909–3913.
6. Fronius. Assymetric generation (unbalanced power supply). Application guide; SE_APG_Assymmetric_Production_Fronius_Inverters_EN.pdf [dostęp: 21 kwietnia 2025].

V.6. Dobór lokalizacji transformatora regulacyjnego w sieci średniego napięcia

Jacek Klucznik

Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki, Katedra Elektroenergetyki

Wprowadzenie

W ostatnich latach dużym zainteresowaniem operatorów sieci dystrybucyjnej cieszą się układy do regulacji napięcia [1–3], które są instalowane w sieciach średniego napięcia. Układy te pozwalają na zwiększenie elastyczności pracy sieci przez zapewnienie w nich właściwych poziomów napięcia. Sieci średnich napięć w Polsce osiągają, zwłaszcza na terenach o mniejszej gęstości zaludnienia, znaczne długości, a jednocześnie typowe przekroje przewodów stosowanych w tych liniach nie są duże. Zwyczajowo stosowane przekroje w liniach napowietrznych dochodzą maksymalnie do 120 mm^2 , a w liniach kablowych – do 240 mm^2 [4]. W efekcie obserwuje się zmiany napięcia wzdłuż linii powodowane spadkami napięcia na rezystancji i reaktancji linii, zależnymi od obciążenia linii.

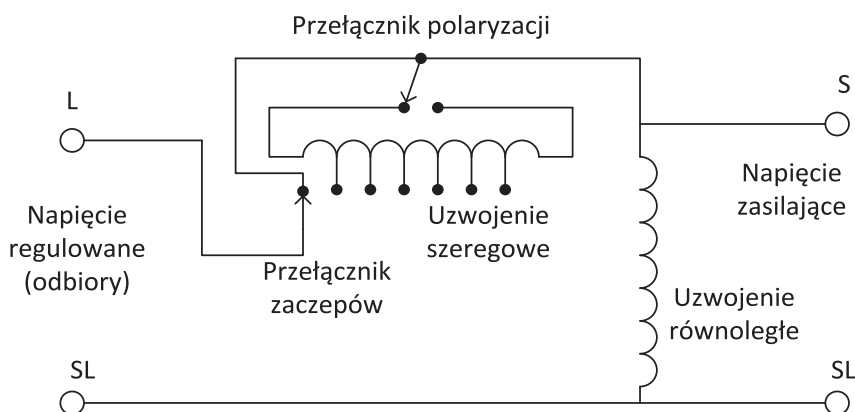
Przyłączanie do sieci nowych odbiorców, wzrost zapotrzebowania na moc odbiorców istniejących oraz przyłączanie odnawialnych źródeł energii, a zwłaszcza instalacji PV, przy braku modernizacji sieci może powodować występowanie u części podmiotów przyłączonych do sieci zbyt niskich lub zbyt wysokich poziomów napięć. Chcąc przeciwdziałać takiej sytuacji, a jednocześnie ograniczając kosztowne przebudowy samych linii elektroenergetycznych, w sieciach SN coraz powszechniej instaluje się transformatory regulacyjne pozwalające na uzyskanie wymaganego poziomu napięcia.

Problemem pozostaje taki wybór lokalizacji transformatora regulacyjnego, aby zapewnić uzyskanie pożądanego efektu.

Transformatory regulacyjne

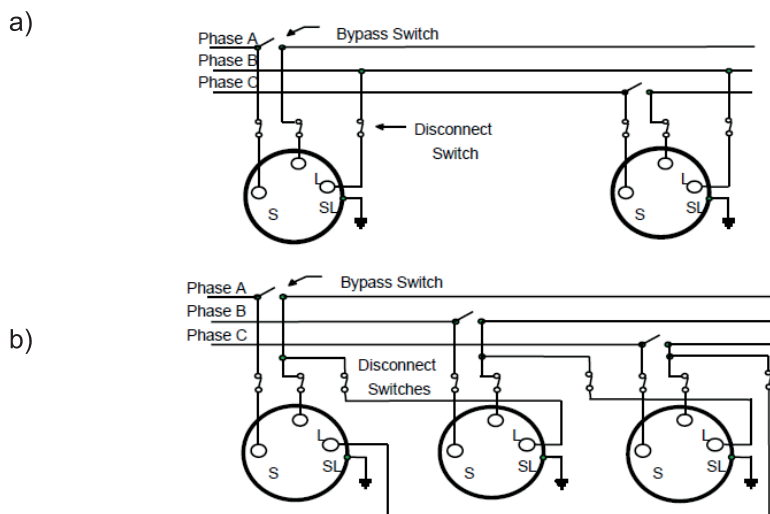
Transformatory regulacyjne, nazywane często w nomenklaturze handlowej po prostu regulatorami napięcia, zwyczajowo są budowane z jednostek jednofazowych [2, 5], składających się z uzwojenia równoległego (zasilanego) oraz uzwojenia szeregowego (dodawczego) wyposażonego w odczepy pozwalające na regulację napięcia. Schemat idei działania takiego układu przedstawiono na rys. V.6.1. Uzwojenie równoległe zasilane jest napięciem sieciowym w miejscu instalacji (strona S). Powoduje to indukowanie się napięcia w uzwojeniu szeregowym, które jest dodawane do lub odejmowane od napięcia zasilającego, w zależności od położenia przełącznika polaryzacji. Dodatkowo uzwojenie szeregowe jest podzielne i połączone z przełącznikiem zaczepów pozwalającym na wybór

liczby czynnych zwojów. W ten sposób napięcie wyjściowe (strona L) może być zwiększone lub zmniejszone względem napięcia zasilającego. Spotykane są również rozwiązania z uzwojeniem równoległym umieszczonym po przeciwnej stronie transformatora (L).



Rys. V.6.1. Schemat ideowy transformatora regulacyjnego

Typowe rozwiązania pozwalają na uzyskanie zmienności napięć dla układu jednofazowego w zakresie $\pm 10\%$. Do pracy w trójfazowej sieci napięcia średniego dwie jednostki jednofazowe są łączone w układ otwartego trójkąta (rys. V.6.2a) lub trzy jednostki łączone są w układ pełnego trójkąta (rys. V.6.2b). W pierwszym przypadku uzyskuje się zakres regulacji w układzie trójfazowym $\pm 10\%$, a w drugim przypadku zakres wzrasta do $\pm 15\%$ [2].



Rys. V.6.2. Schemat połączeń transformatora regulacyjnego w układzie trójfazowym: a) w otwarty trójkąt; b) w pełny trójkąt [2]

Przełączanie zaczeptów może się odbywać mechanicznie [1–4, 6], co jest najczęściej spotykanym rozwiązaniem, lub z wykorzystaniem układu energoelektronicznego [5, 7].

Transformator regulacyjny jest zintegrowany z regulatorem napięcia, który pozwala na automatyczne utrzymanie zadanego poziomu napięcia po stronie odbiorczej. Dodatkowo istnieje możliwość uzależnienia wartości zadanej napięcia od aktualnego obciążenia. Jest to znana z regulatorów transformatorów WN/SN funkcja kompensacji prądowej.

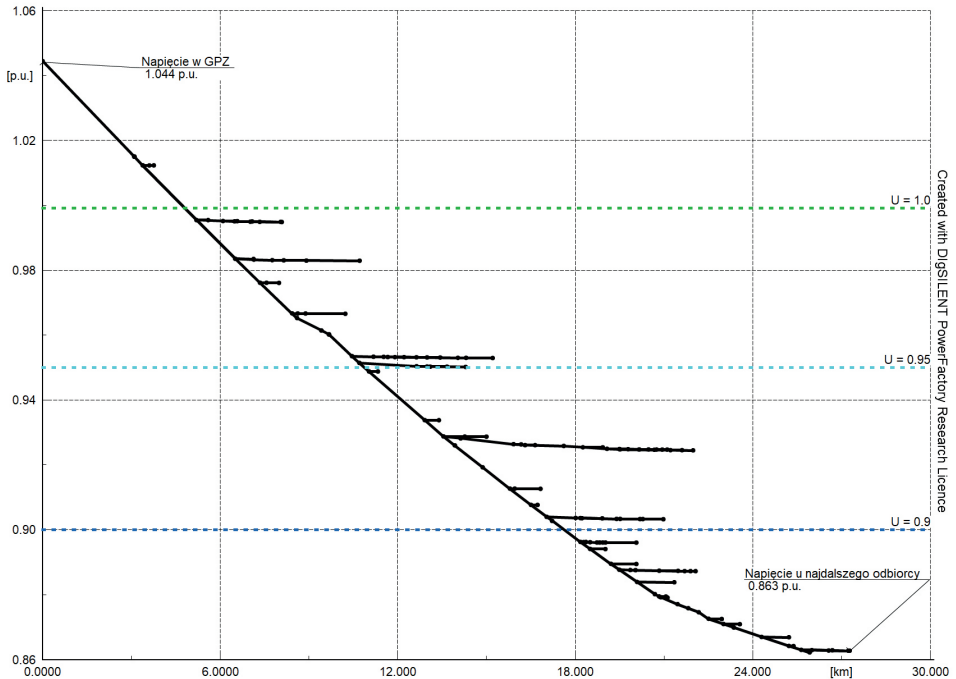
Dobór lokalizacji transformatora regulacyjnego

Dobór lokalizacji transformatora regulacyjnego ma zapewnić, dla szerokiego spektrum obciążeń (i ewentualnie generacji, jeżeli w rozpatrywanej sieci występują OZE), uzyskanie dla każdego z węzłów sieci napięć nieprzekraczających zakresu $0,9-1,1 U_n$. Biorąc pod uwagę powyższe ograniczenie, a także ograniczony zakres regulacji transformatora regulacyjnego, można stwierdzić, że w ogólności dla analizowanej sieci można wskazać pewien obszar lokalizacji, gdzie cel instalowania układu zostanie osiągnięty.

Należy zauważyć, że w literaturze można znaleźć różne metody optymalizacji lokalizacji transformatora regulacyjnego, czego przykładem są publikacje [8, 9]. Jednak proponowane metody wymagają zaawansowanego aparatu matematycznego, a jednocześnie znacznej ilości danych wsadowych dla poprawnego działania algorytmu optymalizacyjnego. Celem niniejszego rozdziału jest przedstawienie metody inżynierskiej, łatwiejszej do implementacji i wymagającej mniejszej ilości danych wejściowych.

Czynnikami wpływającymi na wybór lokalizacji będą topologia sieci (układ połączeń, typy i długości linii wchodzących w skład rozpatrywanej sieci) oraz rozkład obciążeń i generacji w tej sieci. Znając wszystkie te czynniki, można, posługując się modelem matematycznym sieci, znaleźć optymalną lokalizację regulatora. Jednak obserwowalność sieci średniego napięcia jest ograniczona i zazwyczaj nie ma możliwości pozyskania długoterminowych profili wszystkich obciążeń przyłączonych do danej sieci, które byłyby jednocześnie skorelowane ze sobą w czasie. Pozostaje więc możliwość wykorzystania uproszczonych danych w celu określenia profili napięciowych wzdłuż ciągów zasilających. Operatorzy systemów dystrybucyjnych znają zazwyczaj łączne obciążenie danego ciągu liniowego wychodzącego ze stacji GPZ. Na bazie takich danych można określić obszar sieci, w którym występują problemy napięciowe, a następnie dokonać wyboru lokalizacji do zainstalowania transformatora regulacyjnego.

Warunkiem niezbędnym dla zastosowania proponowanej metody jest określenie profilu napięciowego wzdłuż ciągu zasilającego. Profil taki można wyznaczyć, posługując się w zasadzie dowolnym programem przeznaczonym do obliczeń rozptylowych. W niniejszej pracy wykorzystano w tym celu program PowerFactory i posłużono się schematem przykładowej sieci SN ograniczonej w tym przypadku do jednego ciągu zasilającego biegnącego od szyn SN stacji GPZ do najdalej ulokowanego w sieci odbiorcy, znajdującego się w odległości ok. 27 km od stacji GPZ. Na rys. V.6.3 przedstawiono uzyskany dla analizowanej sieci profil obciążenia.



Rys. V.6.3. Profil napięciowy ciągu zasilającego przy maksymalnym obciążeniu

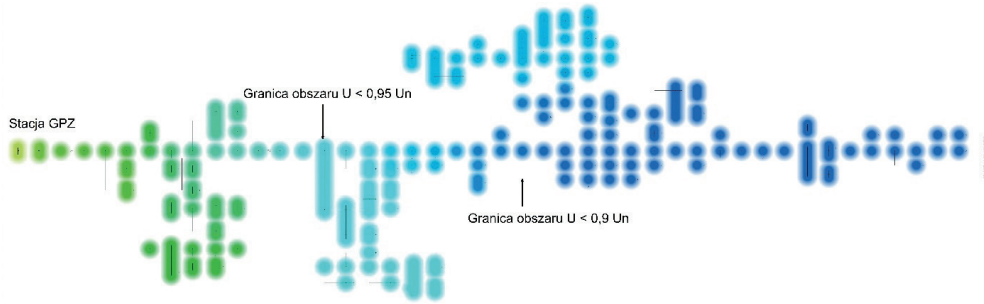
Widoczny na rysunku profil napięciowy uzyskano przy założeniu maksymalnego obciążenia ciągu wynoszącego 160 A oraz przyjmując, że w sieci występuje jeden duży odbiorca umiejscowiony w odległości ok. 25 km od stacji zasilającej. Dla wszystkich 82 odbiorców (stacji transformatorowych SN/nn) umiejscowionych w sieci przyjęto współczynnik mocy $\cos\phi$ wynoszący 0,98 oraz pobór mocy czynnej proporcjonalny do mocy znamionowych zainstalowanych transformatorów SN/nn, skalując obciążenie tak, aby uzyskać założoną wartość prądu na początku ciągu zasilającego. Przyjęto, że napięcie w stacji zasilającej GPZ jest bliskie wartości $1,05U_n$.

Rozkład napięć na schemacie sieci przedstawia rys. V.6.4. Kolory węzłów reprezentują wartość napięcia, a skala kolorów odpowiada poziomom napięć z rys. V.6.3 (zielony $U = 1,0U_n$; cyan $U = 0,95U_n$; granatowy $U = 0,90U_n$).

Takie obciążenie sieci powoduje, że dla wszystkich odbiorców ułożonych dalej niż 10 km od stacji zasilającej napięcia wynoszą mniej niż $0,95U_n$. Można zauważyć, że najmniejszy akceptowalny dla sieci poziom napięcia ($0,9U_n$) występuje w odległości 17,6 km od stacji zasilającej (rys. V.6.3, V.6.5). Jest to zatem najdalszy punkt, dla którego instalacja transformatora regulacyjnego pozwoli zapewnić w całej sieci wymagany przepisami poziom napięcia. Warunek ten można zapisać matematycznie jako:

$$U(l) > 0,9 \quad (\text{V.6.1})$$

gdzie $U(l)$ jest napięciem w miejscu instalacji transformatora regulacyjnego.



Rys. V.6.4. Poziomy napięcie w sieci przy maksymalnym obciążeniu

Kolejne ograniczenie dotyczące lokalizacji i sposobu pracy regulatora wynika z maksymalnego poziomu napięcia w sieci. Formalnie maksymalne dopuszczalne napięcie wynosi $1,1U_n$, ale operatorzy sieci dystrybucyjnej zazwyczaj utrzymują napięcie nie wyższe niż $1,05U_n$ (tak typowo nastawiane są regulatory transformatorów zasilających WN/SN). Można zatem sformułować kolejne ograniczenie dotyczące lokalizacji:

$$U(l) + \Delta U_l < 1,05 \quad (\text{V.6.2})$$

gdzie ΔU_l jest zwiększeniem napięcia przez regulator.

Warunek (V.6.2) oznacza, że niezależnie od miejsca zainstalowania regulatora przyrost napięcia powodowany działaniem regulatora ΔU_l nie może doprowadzić do przekroczenia maksymalnego poziomu napięcia w sieci. Można tu od razu zauważyć, że instalacja regulatora w miejscu cechującym się wyższymi wartościami napięć będzie wymuszała ograniczanie przyrostów napięć przez regulator (wykorzystanie możliwości regulacyjnych w mniejszym zakresie).

Trzeci warunek definiujący lokalizację transformatora z regulacją napięcia wynika ze spadku napięcia wzdłuż ciągu, od miejsca zainstalowania regulatora do punktu o najniższym napięciu. Można to zapisać następująco:

$$U(l) + \Delta U_l - \Delta U_{\min} > 0,9 \quad (\text{V.6.3})$$

gdzie ΔU_l jest spadkiem napięcia na linii od miejsca zainstalowania regulatora $U(l)$ do punktu o najniższym napięciu w sieci $U_{\min}$:

$$\Delta U_l = U(l) - U_{\min} \quad (\text{V.6.4})$$

Łącząc równania (V.6.3) i (V.6.4), uzyskuje się warunek określający, ile powinien wynieść minimalny zakres regulacji transformatora regulującego napięcie w sieci:

$$\Delta U_l > 0,9 - U_{\min} \quad (\text{V.6.5})$$

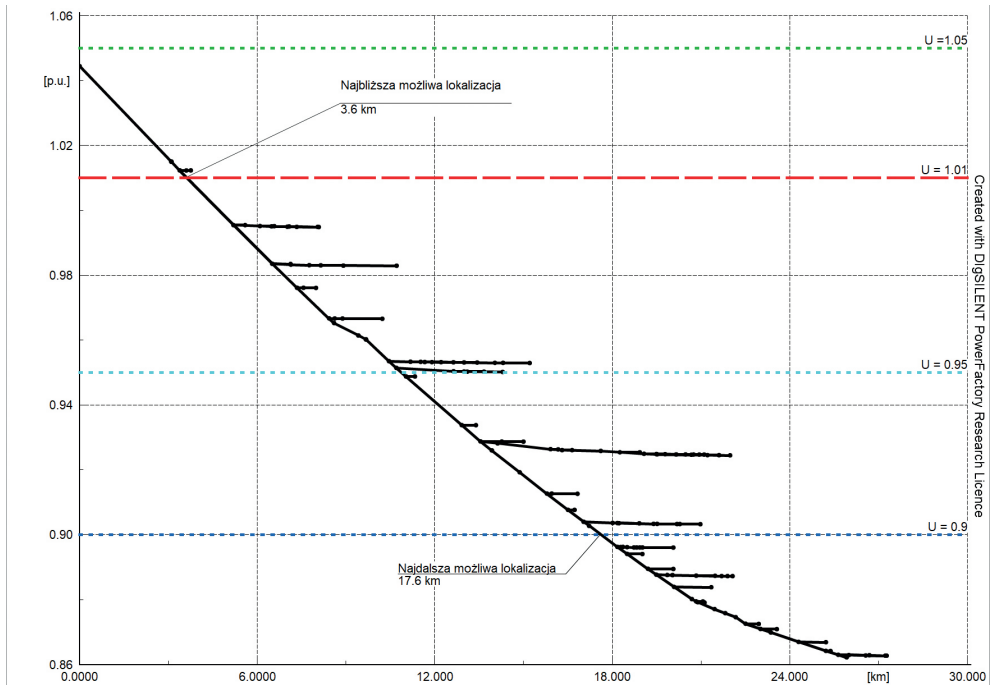
Zaobserwowany najniższy poziom napięcia w rozpatrywanej sieci wynosi $U_{\min} = 0,863U_n$ i przypada on w najbardziej odległym węźle sieci (rys. V.6.3). Zatem dla analizowanej sieci uzyskuje się minimalny wymagany zakres regulacji transformatora wynoszący:

$$\Delta U_t > 0,9 - 0,863 \rightarrow \Delta U_t > 0,037 \quad (\text{V.6.6})$$

Przyjmując zakres regulacji ΔU_t wynoszący przynajmniej 0,04, z warunku (V.6.2) otrzymujemy, że napięcie w miejscu zainstalowania nie powinno być wyższe niż:

$$U(l) < 1,05 - \Delta U_t \rightarrow U(l) < 1,01 \quad (\text{V.6.7})$$

Uzyskany poziom napięcia w potencjalnym miejscu lokalizacji regulatora, zgodnie z uzyskanym profilem napięciowym (rys. V.6.5), wskazuje, że najbliższym miejscem w ciągu zasilającym pozwalającym na uzyskanie stanu pracy sieci w zakresie napięć $0,9-1,05U_n$ jest miejsce odległe o 3,6 km od stacji zasilającej. Jeżeli zainstaluje się tam transformator regulacyjny i podniesie on napięcie o $\Delta U_t = 0,04$, to uzyska się zwiększenie napięcia do maksymalnej wartości wynoszącej $1,05U_n$, a jednocześnie w najbardziej oddalonym węźle sieci napięcie osiągnie poziom wyższy niż $0,9U_n$ i profil napięciowy przesunie się do góry o wartość w przybliżeniu wynoszącą ΔU_t , co pokazano na rys. V.6.5.

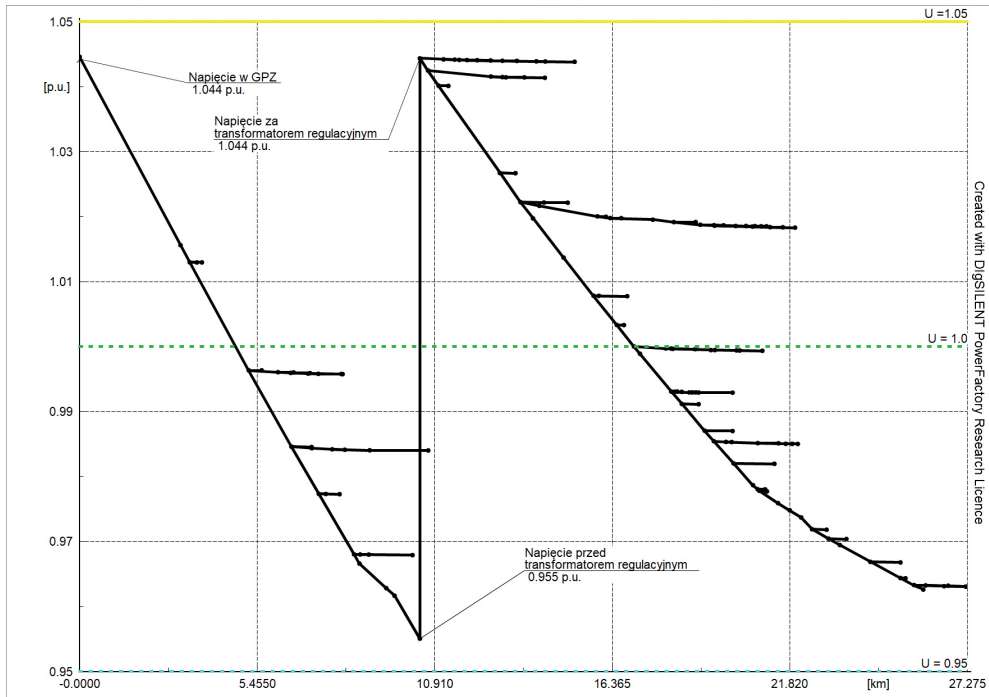


Rys. V.6.5. Określenie zakresu lokalizacji transformatora regulacyjnego

Jednak prezentowane w powyższym przykładzie podejście i instalacja transformatora regulacyjnego w jednej z dwóch skrajnych lokalizacji mają pewne wady. Dla najbliższej możliwej lokalizacji wykorzystywany jest bardzo mały zakres możliwości regulacyjnych transformatora, wynoszący zaledwie 4% z 15% możliwych. Niesie to ryzyko, że przy nieco większym obciążeniu sieci napięcie w węzłach oddalonych osiągnie zbyt niskie wartości i nie będzie możliwości jego zwiększenia z powodu zbyt wysokich poziomów napięć

bezpośrednio za transformatorem regulacyjnym. Z kolei zainstalowanie transformatora blisko potencjalnej najdalszej lokalizacji wiąże się z ryzykiem, że przy niedoszacowanym obciążeniu sieci napięcia w sieci przed zainstalowanym transformatorem regulacyjnym uzyskają zbyt małe wartości i nie będzie możliwości ich zwiększenia. Dlatego rekomendowane jest wybieranie lokalizacji zainstalowania transformatora odsuniętej od skrajnych lokalizacji określonych profilem napięciowym. Proponuje się instalowanie transformatora w lokalizacji, dla której napięcie osiąga wartość ok. $0,95U_n$.

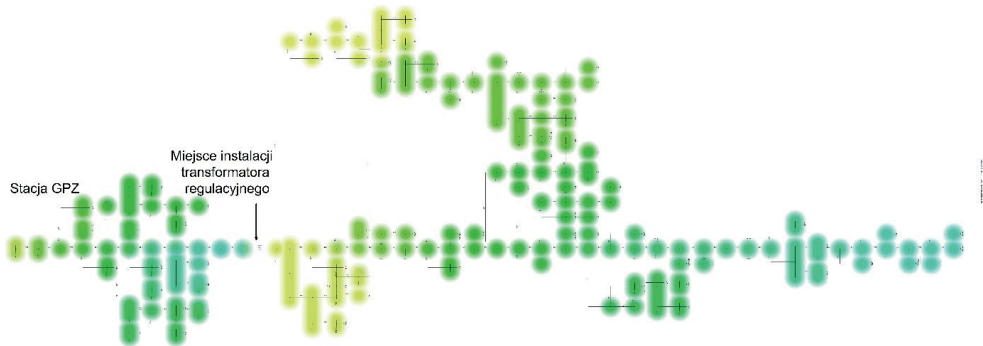
Przyjęcie arbitralnej wartości 0,95 na profilu napięciowym wskazuje na lokalizację w odległości ok. 10,7 km od stacji (rys. V.6.5). Zaletami przyjęcia takiej lokalizacji są możliwość zwiększenia napięcia u znacznej liczby odbiorców, większe wykorzystanie możliwości regulacyjnych i zachowanie marginesu bezpieczeństwa związanego z niepewnością szacowania obciążenia w sieci. Warto zauważyć, że postulowana wartość napięcia dla optymalnej lokalizacji transformatora jest w tym przypadku wartością średnią z poziomu maksymalnego i poziomu minimalnego napięcia w sieci.



Rys. V.6.6. Profil napięciowy ciągu zasilającego przy maksymalnym obciążeniu, po zainstalowaniu transformatora regulacyjnego

Na rys. V.6.6 zaprezentowano profil napięcia po instalacji transformatora regulacyjnego w odległości ok. 10,5 km od stacji GPZ. Przyjęto, że wartość zadana napięcia regulatora wynosi $1,05 U_n$. Z kolei rozkład napięć na schemacie sieci przedstawia rys. V.6.7. Przyjęto, że kolory węzłów reprezentują wartość napięcia, a skala kolorów odpowiada

poziomom napięć z rys. V.6.6 (żółty $U = 1,05$; zielony $U = 1$; cyan $U = 0,95$). Oba rysunki wskazują na uzyskanie właściwych napięć w całej sieci. Minimalna wartość napięcia w sieci występuje bezpośrednio przy transformatorze regulacyjnym, po stronie sieci zasilającej. Zwiększenie poziomów napięć w całej sieci ma też inny pozytywny skutek w postaci zmniejszenia strat mocy czynnej w sieci, które obniżają się o ok. 10% względem układu bez transformatora regulacyjnego.



Rys. V.6.7. Poziomy napięć w sieci przy maksymalnym obciążeniu, po zainstalowaniu transformatora regulacyjnego

Podsumowanie

Przedstawiona w rozdziale metodyka doboru lokalizacji transformatora regulacyjnego dla sieci SN opiera się na określeniu profilu napięciowego i zakresu zmienności napięć w sieci. Dla większości typowych sieci średniego napięcia z przewagą odbiorców za optymalną lokalizację dla transformatora regulacyjnego można uznać miejsce w głównym ciągu zasilającym, gdzie wartość napięcia przy największym spodziewanym obciążeniu sieci obniży się do ok. 0,95 wartości znamionowej napięcia.

Problemem nieporuszonym w niniejszym rozdziale, z racji jego ograniczonej objętości, są sieci z przyłączonymi farmami fotowoltaicznymi, gdzie przy małym obciążeniu i znacznej generacji mogą występować nadmierne poziomy napięć. Analizowane transformatory regulacyjne będą skutecznym środkiem zaradczym również dla takich problemów, pomagając łagodzić wzrosty napięcia. W takim przypadku za optymalne miejsce lokalizacji należy przyjmować punkt, w którym profil napięcia zaczyna przekraczać wartość ok. $1,05U_n$. Warto też zauważyć potencjał kompensacji prądowej w układach regulacji transformatorów instalowanych w głębi sieci SN. Zmiana kierunku przepływu mocy czynnej może wpływać na sposób działania regulatora, który w sieci charakteryzującej się przewagą odbiorów powinien podwyższać napięcie, a przy występowaniu znacznej generacji powinien obniżać napięcie. Problematyka ta będzie celem dalszych analiz.

Bibliografia

1. Eaton. Voltage regulators: fundamentals of power distribution voltage regulators; <https://www.eaton.com/us/en-us/products/medium-voltage-power-distribution-control-systems/voltage-regulators/voltage-regulators--fundamentals-of-voltage-regulators.html> [dostęp: 9 kwietnia 2025].
2. Rockwell Electric Group. Basic knowledges of step voltage regulator; <https://www.cnrockwill.com/technical/basic-knowledges-of-step-voltage-regulator> [dostęp: 9 kwietnia 2025].
3. Cooper. How step-voltage regulators operate. Cooper Power Systems Bulletin 77006; <https://www.eaton.com/content/dam/eaton/products/medium-voltage-power-distribution-control-systems/cooper-power-series-historical-literature/voltage-regulators/how-step-voltage-regulators-operate-77006.pdf> [dostęp: 9 kwietnia 2025].
4. Standardy techniczne w Energa-Operator SA. Wydanie trzydzieste drugie z dnia 6 listopada 2024 roku.
5. Licari J., Staines C.S., Micallef A., Hoppert S. Experimental validation of a low-voltage regulator model – a case study of a Maltese low-voltage feeder. *IET Renewable Power Generation* 2024, 18, s. 679–689.
6. Gallego L.A. Padilha-Feltrin A. Voltage regulator modeling for the three-phase power flow in distribution networks. 2008 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America. Bogota, Colombia 2008, s. 929–934.
7. Wang Y., Zhao T. A hybrid voltage regulator with arcless tap change and stepless voltage regulation functions. 2020 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), Detroit, MI, USA 2020.
8. de Nunes J.U.N., Bretas A.S. Voltage regulators allocation in power distribution networks: a tabu search approach. 19th International Conference on Intelligent System Application to Power Systems (ISAP). San Antonio, TX, USA 2017.
9. Nakadomari A., Shigenobu R., Senjyu T., Optimal control and placement of step voltage regulator for voltage unbalance improvement and loss minimization in distribution system. 2020 IEEE Region 10 Conference (TENCON), Osaka, Japan 2020.

VI Nowe technologie w systemie elektroenergetycznym

Wstęp

Sławomir Cieślik

Politechnika Bydgoska, Wydział Telekomunikacji, Informatyki i Elektrotechniki, Zakład Elektrotechniki i Elektroenergetyki

Temat nowych technologii w systemie elektroenergetycznym jest aktualny i cieszy się dużym zainteresowaniem wszystkich interesariuszy transformacji polskiego systemu energetycznego. Niestety do tej sekcji na XXI Konferencji Naukowej „Aktualne Problemy w Elektroenergetyce” zgłoszono tylko pięć referatów, a jedynie dwa bezpośrednio odpowiadają na kluczowe wyzwania przyszłości w zakresie przełomowej transformacji polskiego systemu energetycznego.

Rozdział *Grid Forming Capability* – *idea, definicja, motywacja stosowania* prezentuje pojęcie *Grid Forming Capability* (GFC) określające ogólnie zdolność do utrzymania pracy sieci (systemu) elektroenergetycznej. W szczególności chodzi o wykorzystanie szybko rozwijających się nowych źródeł energii elektrycznej, które uzupełnione magazynami energii przyłączane są do sieci (systemu) przez przekształtniki energoelektroniczne (*inverter based resources*, IBR). Autorzy rozdziału skoncentrowali się na wykorzystaniu tej zaawansowanej zdolności technicznej do stabilizowania warunków pracy obecnego systemu elektroenergetycznego, w którym wykorzystuje się odnawialne źródła energii, magazyny energii i systemy HVDC. Jest to odpowiedź na często podnoszoną kwestię potrzeby utrzymania konwencjonalnych jednostek wytwórczych opartych na generatorach synchronicznych dużej mocy z naturalną inercją. Słusznie dochodzi się do wniosku, że trudno (choć nie jest to niemożliwe) będzie w tym kontekście, w obecnych rozległych systemach elektroenergetycznych, zastąpić IBR-ami klasyczne generatory synchroniczne z wirującymi ogromnymi masami. Jest jednak wartość użyteczna wynikająca z prac naukowych w tym temacie, zarówno w krótkim horyzoncie czasowym, jak i w długim, sięgającym systemu docelowego (umowny rok 2050).

Po pierwsze, należy właściwie zinterpretować przyczyny występujących w ostatnich latach blackoutów, z których ostatni wystąpił w Hiszpanii i Portugalii (28 kwietnia 2025 r.). Techniczne i niekiedy naukowe wywody wielu specjalistów od systemów elektroenergetycznych XX w. potwierdzają, co prawda nie wprost, że podstawową przyczyną tych zjawisk jest upór trwania przy strukturze i funkcjonowaniu obecnych systemów elektroenergetycznych, tak jakbyśmy nie zauważali, że aktualnie występują nowe

warunki, które nie były uwzględniane przy projektowaniu struktury i funkcjonowania tych systemów. Struktura i funkcjonowanie obecnych systemów były planowane dla warunków stabilnej i centralnie sterowanej (dysponowanej) pracy jednostek wytwórczych energii elektrycznej. Stąd wprost wynika konieczność pracy nad nową strukturą i nowym funkcjonowaniem współczesnych i przyszłych systemów elektroenergetycznych, nieskuteczne są zaś uporczywe próby blokowania rozwoju nowych technologii pozyskiwania energii elektrycznej. Dlatego omawiane w rozdziale możliwości są interesujące w kontekście zastosowania w obecnych systemach elektroenergetycznych, pracujących w okresie przejściowym, w czasie transformacji m.in. polskiego systemu elektroenergetycznego.

Po drugie, wiadomo że przyszłe systemy elektroenergetyczne (gdy do celów energetycznych nie będą już wykorzystywane paliwa kopalne) będą się charakteryzować decentralizacją wytwarzania energii, z istnieniem obszarów lokalnie bilansowanych pod względem mocy i energii. Jednak na poziomie sieci przesyłowej niezbędne będzie koordynowanie pracy nielicznych, elastycznych jednostek dużej mocy.

Pytania i uwagi do autorów

- Jak autorzy postrzegają wykorzystanie omawianego rozwiązania właśnie w warunkach nowych, przyszłych systemów energetycznych?

Rozdział *Wykorzystanie zasobników energii do świadczenia wybranych usług elastyczności na rzecz operatora sieci dystrybucyjnej* omawia wykorzystanie instalacji i urządzeń klienta do świadczenia usług elastyczności na rzecz realizacji obowiązków operatora, które jest zagadnieniem znanym, ale jeszcze rzadko stosowanym przez operatorów. Ustawowy obowiązek operatora stanowi zapewnienie właściwego rozwoju i funkcjonowania dystrybucyjnych sieci elektroenergetycznych. Nagminną praktyką operatorów jest wymuszanie (bez stosowania zasad usług elastyczności) ustawiania określonej wartości napięcia w zabezpieczeniu nadnapięciowym przekształtników energoelektronicznych (inwerterów) w mikroinstalacjach prosumenckich, po to aby pomagać operatorowi w utrzymaniu właściwej wartości napięcia w węzłach sieci. Jest to jawny przypadek wykorzystywania infrastruktury prywatnej odbiorcy końcowego (prosumenta) do wypełniania ustawowych zadań operatora, ale kosztem tego odbiorcy, bez żadnej umowy na partnerskich zasadach usług elastyczności.

W rozdziale omówiono koncepcję mikrosieci jako elementu struktury miejskiej sieci elektroenergetycznej. Wspomniano o analizach możliwości świadczenia usług elastyczności z wykorzystaniem magazynów energii będących własnością odbiorcy końcowego. Przedstawiono kilka rysunków, na których pokazano przykładowe przebiegi jako wyniki symulacji komputerowych. Brak znaczników z przypisanymi wartościami czasu uniemożliwia właściwy odbiór istoty opisywanego problemu. Zamiast kilku przykładowych przebiegów warto by przedstawić przebiegi kilku charakterystycznych wielkości fizycznych dla przykładowego przypadku.

Pytania i uwagi do autorów

- W proponowanym rozwiązaniu wskazuje się na pracę wyspową (autonomiczną, wydzieloną) fragmentu dystrybucyjnej sieci elektroenergetycznej niskiego napięcia. Jakie warunki muszą być spełnione w kontekście zarówno samej sieci, jak i mikroinstalacji prosumenckiej do umożliwienia pracy wyspowej? Jaka funkcjonalność muszą mieć przekształtniki energoelektroniczne (inwertery) i jak wpływa to na cenę takiego przekształtnika w stosunku do stosowanych w obecnych mikroinstalacjach prosumenckich?
- Należy rozwinąć i uzasadnić wniosek, że „przy nadmiernie skoncentrowanych w wybranych obszarach źródłach fotowoltaicznych zastosowania zasobników energii stają się koniecznością w celu zapobieżenia wzrostowi napięcia”. Jeżeli jest to konieczność, to czy jest to jedyny sposób techniczny regulacji napięcia w elektroenergetycznych sieciach dystrybucyjnych niskiego napięcia?

W rozdziale *Ocena rozwiązań parametrów konstrukcyjnych słupów z poprzecznikami izolatorowymi i stalowymi dla linii 110 kV* omówiono wyniki analizy kryteriów poziomu natężenia pola elektrycznego oraz magnetycznego w przestrzeni przęsła linii 110 kV wykonanej z zastosowaniem innowacyjnych kratowych konstrukcji słupowych wyposażonych w poprzeczniki izolatorowe. Kryteria akceptowalności i oceny przydatności proponowanego innowacyjnego rozwiązania rozszerzono o dodatkowe parametry konstrukcji słupowych, takie jak: masa, powierzchnia malowania i wymagana szerokość pasa technologicznego. Są to wyniki prac zespołu autorskiego w ramach projektu PYLON 2, którego rezultatem było opracowanie sześciu nowych rodzajów konstrukcji, trzy dla rozwiązania jednotorowego i trzy dla dwutorowego. Dodatkowo powstały cztery konstrukcje uzupełniające potrzeby rynku, łączące funkcję słupa linii wysokiego napięcia z możliwością zainstalowania anteny telekomunikacyjnej, która może być zasilana bezpośrednio z linii WN. Uwaga została skupiona na zaletach nowych konstrukcji w kontekście rozkładów pól elektrycznego i magnetycznego w miejscu najniższego położenia przewodów w stosunku do ziemi oraz w otoczeniu konstrukcji słupa. Odniesieniem do wniosków były wyniki zastosowania tradycyjnych słupów z poprzecznikami stalowymi. Autorzy stwierdzili, że „w odniesieniu do danych ekonomicznych związanych z transformacją energetyczną oczekuje się, że w Polsce do 2030 r. operatorzy energetyczni powinni wybudować lub zmodernizować ok. 5,1 tys. km linii wysokiego napięcia, składających się z ok. 15 tys. słupów”.

Pytania i uwagi do autorów

- Jakie dane źródłowe wskazują na wspomniane oczekiwanie?
- Czy autorzy zgłębili zakres rzeczywistej potrzeby (uzasadnienie biznesowe) rozbudowy i modernizacji linii wysokiego napięcia (110 kV) w kontekście dążenia do uzyskania obszarów lokalnie bilansowanych pod względem mocy i energii?

Rozdział *Natężenie pola elektrycznego i magnetycznego w otoczeniu linii 110 kV ze słupem wyposażonym w system łączności* dotyczy wyników analiz natężenia pól elektrycznego

i magnetycznego w układzie przestrzennym dla przęsła linii 110 kV ze słupem z poprzecznikami stalowymi i układem łączności. Proponuje się konstrukcję słupa z zainstalowanym na jego wierzchołku urządzeniem będącym elementem układu łączności. Jest to połączenie funkcji słupa w sieciach elektroenergetycznej oraz telekomunikacyjnej.

Pytania i uwagi do autorów

- Czy proponowane rozwiązanie, a jeżeli tak, to w jakim zakresie, spełnia wymagania stawiane systemom łączności, w tym również konstrukcji i ogólnej infrastruktury w kwestii bezpieczeństwa infrastruktury krytycznej?
- Czy takie rozwiązanie, łączące obie wskazane funkcje, jest dopuszczalne w zakresie bezpieczeństwa?

Rozdział *Prognozowanie emisji NOx w turbinach gazowych z zastosowaniem uczenia maszynowego* dotyczy poszukiwania odpowiedniego narzędzia, w tym adekwatnego modelu, do analizy emisji tlenków azotu (NOx) z przemysłowej turbiny gazowej. Autorka omawia wyniki uzyskane przy wykorzystaniu modeli uczenia maszynowego.

Pytania i uwagi do autorki

- Jakie jest uzasadnienie zastosowania uczenia maszynowego do prognozowania emisji NOx w turbinach gazowych? Należałoby się odnieść szczegółowo do innych, nazwijmy to: klasycznych, metod i wskazania ich niedostatków lub ograniczeń, które skłaniają do sięgnięcia po techniki uczenia maszynowego.
- Autorka porównała skuteczność modeli *Random Forest*, *XGBoost* i *MLP* w rozwiązywaniu problemu prognozowania emisji. Wskazała, że najlepsze wyniki uzyskano dla modelu *XGBoost*, podając wymierne wartości $R^2 = 0,894$ oraz $MAE = 2,205$. W tym miejscu następne pytanie: jakie są wnioski interpretacyjne w ujęciu fizycznym, w kontekście trafności i skuteczności prognozowania emisji, uzyskiwanych wskaźników skuteczności rozpatrywanych trzech modeli regresyjnych, gdy wartości tych wskaźników wynoszą kolejno: MAE : 2,280, 2,205 i 2,516; $RMSE$: 3,563, 3,424 i 3,929 oraz R^2 : 0,885, 0,894 i 0,860?

Podjęte w rozdziale zagadnienie jest istotne w kontekście wykorzystania gazu w polskim systemie elektroenergetycznym w okresie transformacji. Wartość praktyczna prezentowanych wyników może być bardzo wysoka, oczywiście po głębszej interpretacji wskaźników związanych z trzema analizowanymi modelami, ponieważ autorka wykorzystuje w swoich badaniach rzeczywiste dane eksploatacyjne z 5-letniego okresu pracy turbiny.

VI.1. *Grid Forming Capability* – idea, definicja, motywacja stosowania

Piotr Rzepka¹, Mateusz Szablicki¹, Robert Trębski²

¹ Politechnika Śląska, Wydział Elektryczny, PSE Innowacje Sp. z o.o., Warszawa

² Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA, Konstancin-Jeziorna

Wprowadzenie

Transformacja systemu elektroenergetycznego (SEE) w kierunku technologii nisko- i zeroemisyjnych [1] w ostatnim okresie znacząco przyspieszyła. Odnawialne źródła energii (OZE), takie jak lądowe i morskie farmy wiatrowe, farmy fotowoltaiczne, stają się coraz bardziej powszechne i zaczynają odgrywać kluczową rolę w krajowym miksie energetycznym. Prognozuje się, że w nieodległej perspektywie upowszechnią się także magazyny energii. Wymienione obiekty, w literaturze często określane mianem IBR (*inverter based resources*), w znaczący, wręcz skokowy sposób, zastępują konwencjonalne, synchroniczne jednostki wytwórcze [2].

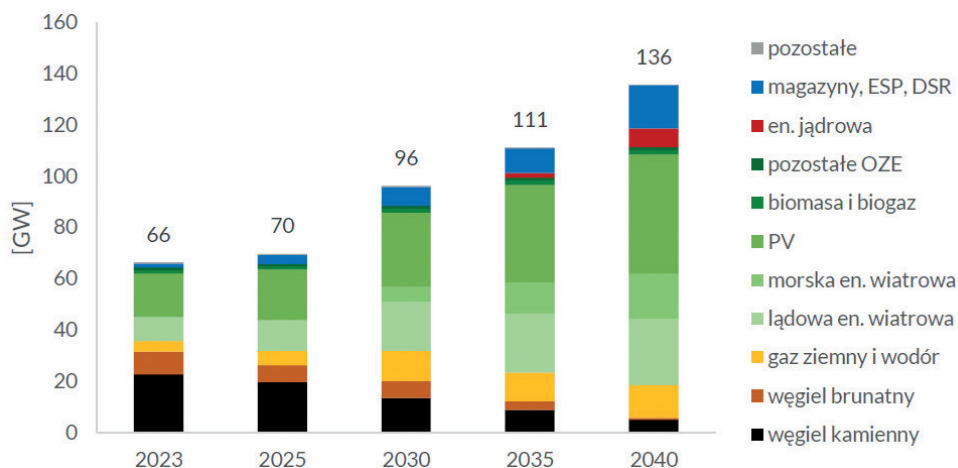
Dotychczas upowszechnione rozwiązania IBR cechują się istotnymi ograniczeniami względem konwencjonalnych jednostek wytwórczych. Przede wszystkim IBR nie wykazują „naturalnych” zdolności do wspierania SEE w stanach przejściowych (zakłóceniovych) w takim zakresie, jak mogą to realizować jednostki konwencjonalne [3, 4]. Dlatego rozwój IBR prowadzi często do pogorszenia stabilności SEE, m.in. wskutek obniżenia inercji i mocy zwarciowej oraz wzrostu dynamiki stanów przejściowych.

Jednym z podejść rozwijanych na świecie, które powinno się przyczynić do wzrostu bezpieczeństwa funkcjonowania SEE o dużym nasyceniu IBR, jest GFC (*Grid Forming Capability*). W myśl idei GFC obiekty elektroenergetyczne bazujące na technologiach przekształtników energoelektronicznych mogą oddziaływać na stany zakłóceniovowe w SEE i towarzyszące im stany przejściowe w sposób zbliżony do „naturalnego zachowania” konwencjonalnych, synchronicznych jednostek wytwórczych [5–8]. W praktyce jest to realizowane dzięki wykorzystaniu zaawansowanych algorytmów sterowania przekształtników, odpowiednich cech konstrukcyjnych oraz zdolności do wykorzystania krótkookresowego oddawania/ pobierania energii elektrycznej gromadzonej w strukturze danego obiektu z GFC. Dzięki takim zdolnościom IBR z GFC mogą dostarczać właściwości potrzebne dla SEE, w tym inercję, szybki prąd zwarciowy, tłumienie oscylacji itp. Z perspektywy operatorów sieci przesyłowych (OSP) GFC postrzegana jest obecnie jako kluczowa zdolność techniczną dotyczącą IBR, która pozwala na kształtowanie parametrów pracy SEE, niezbędnych do zapewnienia jego stabilnej i bezpiecznej pracy [5–24].

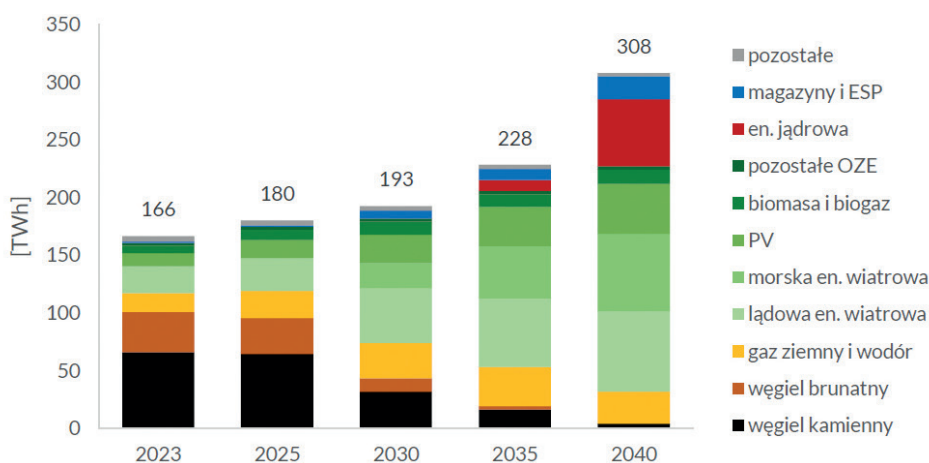
Dlatego wiele OSP zakłada, że wdrożenie i wykorzystanie GFC jest warunkiem umożliwiającym dalsze znaczące zwiększenie udziału OZE i magazynów energii w strukturze SEE.

Również w KSE przewiduje się, że IBR będą dominujące w strukturze sektora wytwórczego [2, 3]. Przykładową prognozę wzrostu mocy w KSE zawartą w Projekcie Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. przedstawiono na rys. VI.1.1. Natomiast na rys. VI.1.2 pokazano zawartą w tym dokumencie prognozę produkcji energii elektrycznej brutto.

Analizując dane zaprezentowane na rys. VI.1.1 i VI.1.2, można wnioskować, że dominacja IBR w strukturze wytwórczej KSE może nastąpić w stosunkowo bliskiej perspektywie czasu. W szczególności będzie to dotyczyć okresów, w których wystąpią jednocześnie sprzyjające warunki atmosferyczne i stosunkowo niewielkie zapotrzebowanie na energię elektryczną. Dlatego PSE, jako OSP odpowiadający za stabilną pracę KSE, dostrzega konieczność ścisłego monitorowania rozwoju GFC, intensyfikacji prac badawczych i rozwojowych oraz rozważenia potrzeby stopniowego wdrażania tej zdolności w IBR przyłączanych do KSE. Stanowisko to jest motywowane skalą i dynamiką transformacji SEE, która wiąże się z ogromnymi wyzwaniami technicznymi w zakresie zapewnienia bezpiecznych i stabilnych warunków funkcjonowania KSE. Podkreśla się, że przyszła struktura KSE będzie wymagać ciągłego udoskonalania i wykorzystywania wszystkich dostępnych technologii oraz ich funkcjonalności. Wdrożenie GFC powinno mieć miejsce w obiektach przyłączanych zarówno do sieci przesyłowej, jak i do sieci dystrybucyjnej i solidarnie angażować dostępne zasoby wszystkich użytkowników KSE.



Rys. VI.1.1. Prognoza wzrostu mocy osiągalnej netto [3]



Rys. VI.1.2. Prognoza produkcji energii elektrycznej brutto [3]

Idea wdrożenia GFC

Idea stojąca za wdrożeniem zdolności technicznej GFC polega na umożliwieniu zasobom IBR, takim jak OZE, magazyny energii itp., aktywnego przyczyniania się do zachowania odpowiedniego poziomu stabilności i niezawodności SEE, przy naśladowaniu działania konwencjonalnych jednostek wytwórczych, takich jak elektrownie węglowe, gazowe i jądrowe. Jednostki te, bazując na generatorach synchronicznych (połączonych z turbinami parowymi), posiadają duże wirujące masy, które są bezpośrednio sprzężone z siecią elektroenergetyczną za pomocą pola magnetycznego. Tego typu maszyny podczas pracy dostarczają szereg funkcjonalności, np. inercję, która pomaga w stabilizacji parametrów elektrycznych sieci (np. częstotliwości) podczas nagłych zmian obciążenia lub zakłóceń w tej sieci.

Odnawialne źródła energii, takie jak farmy wiatrowe i fotowoltaiczne, zazwyczaj wykorzystują przekształtniki energoelektroniczne dużej mocy, które przekształcają energię elektryczną z jednej formy na inną, o parametrach umożliwiających połączenie ich z siecią SEE. Przekształtniki te obecnie są realizowane w technologii *grid following*, która niejako pasywnie oddziałuje na sieć, podążając „bezwładnie” za zmianami parametrów elektrycznych występujących w SEE. W praktyce skutkuje to m.in. stosunkowo dużym (kilkudziesięcio- lub kilkusetmilisekundowym) opóźnieniem oddziaływania na zmiany warunków pracy SEE w stanach przejściowych.

W rezultacie obecne IBR nie wykazują zdolności stabilizujących parametry sieci (np. nie dostarczają tzw. inercji syntetycznej). Dlatego w latach 2000–2010 operatorzy cechujący się dużym rozwojem OZE zaczęli identyfikować pewne ryzyka w funkcjonowaniu SEE. W odpowiedzi na te ryzyka zaczęto opracowywać zaawansowane algorytmy sterowania i rozbudowane struktury przekształtników, które pozwalają na dostarczanie niezbędnych

właściwości wspierających funkcjonowanie SEE również w stanach przejściowych. Zdolności techniczne umożliwiające takie oddziaływanie określono jako GFC.

Pierwsze pilotaże GFC w rzeczywistych obiektach elektroenergetycznych dużych mocy przyłączanych do SEE zaczęto realizować z początkiem bieżącej dekady. Przykładowo w Australii duże systemy magazynowania energii, takie jak Hornsdale Power Reserve, zaczęły wykorzystywać GFC do stabilizacji sieci i dostarczania usług wspierających stabilność SEE. W ostatnich latach również europejscy OSP, w szczególności National Energy System Operator GB (Wielka Brytania), będący prekursorem wdrażania tej zdolności w Europie, zintensyfikowali działania zmierzające do wprowadzenia GFC jako wymagań dla IBR przyłączanych do SEE. Efekty tych działań znalazły swoje odzwierciedlenie w stosowanych instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci oraz – co istotniejsze – na poziomie kodeksów sieci. Obecnie w propozycjach aktualizacji NC RfG 2.0 oraz NC HVDC 2.0 zostały zamieszczone bezpośrednie wymagania dotyczące GFC.

Należy podkreślić, że aktualnie już bardzo wielu OSP działających na terenie Europy i świata rozpoczęło szeroko zakrojone działania nad wprowadzeniem wymagań dotyczących GFC dla poszczególnych rodzajów IBR.

Definicja i funkcjonalność GFC

Choć można wyróżnić jedną główną ideę GFC, w literaturze przedmiotu [4–30] występuje wiele definicji GFC o zróżnicowanym podejściu do założeń bazowych. Pierwsza grupa definicji określa GFC w sposób bardzo ogólny, wskazując, że jest to zdolność techniczna umożliwiająca IBR pełnienie funkcji „formujących sieć”, co oznacza, że mogą one aktywnie wpływać na kształtowanie parametrów pracy SEE, w tym napięcia i częstotliwości, podobnie jak konwencjonalne jednostki wytwórcze. Druga grupa definicji ma charakter techniczny i wskazuje, że GFC to zdolność wykorzystująca zaawansowane algorytmy sterowania przekształtników energoelektronicznych, dzięki którym IBR mogą dostarczyć niezbędne właściwości sieci, takie jak inercja, stabilność częstotliwości oraz zdolność do szybkiego reagowania na zakłócenia w SEE.

Z perspektywy bezpieczeństwa funkcjonowania SEE istotne jest, w jaki sposób OSP podchodzą do definicji GFC. Z przeprowadzonych studiów literaturowych wynika, że różni OSP potrafią definiować GFC w różny sposób oraz oczekiwać w ramach tej zdolności różnych funkcjonalności. Jedni OSP podkreślają, że IBR z GFC powinien wykazywać cechy wirtualnej maszyny synchronicznej i tym samym imitować zachowanie konwencjonalnej jednostki wytwórczej, natomiast inni OSP wskazują na potrzebę zachowania się IBR z GFC jak idealnego źródła napięcia. To drugie podejście znalazło odzwierciedlenie w propozycji aktualizacji kodeksów sieci NC RfG [30] i NC HVDC [31]. Przykładowo propozycja wymagań GFC dla modułów parku energii zamieszczona w NC RfG 2.0 wskazuje, że moduł parku energii musi być w stanie zapewnić GFC w punkcie przyłączenia, jak wskazano poniżej, z uwzględnieniem – w stosownych przypadkach – podprzejściowego charakteru wielkości fizycznych.

- a) W ramach limitów prądu i energii modułu parku energii moduł parku energii musi być w stanie zachowywać się na zaciskach poszczególnych jednostek jako źródło napięcia za impedancją wewnętrzną (źródło Thevenina, rys. VI.1.3) w normalnych warunkach pracy (niezakłócone warunki sieciowe) i po wystąpieniu zakłócenia sieci (w tym zakłócenia napięcia, częstotliwości i kąta fazowego napięcia). Źródło Thevenina charakteryzuje się amplitudą napięcia wewnętrznego, kątem fazowym napięcia, częstotliwością i impedancją wewnętrzną.
- b) Po wystąpieniu zakłócenia w sieci i o ile możliwości modułu parku energii oraz wartości graniczne prądu nie są przekroczone, chwilowa charakterystyka napięcia przemienne wewnętrznego źródła Thevenina zgodnie z pkt a) musi być w stanie nie zmieniać swojej amplitudy i kąta fazowego napięcia, podczas gdy w punkcie przyłączenia występują skoki kąta fazowego napięcia o dodatniej sekwencji lub skoki amplitudy napięcia. Prąd wymieniany między modułem parku energii a siecią musi przepływać w sposób naturalny zgodnie z impedancjami jednostki (jednostek) danego modułu parku energii generującej energię elektryczną i przekształtnika oraz różnicą napięcia między wewnętrznym źródłem Thevenina a napięciem w punkcie przyłączenia.
- c) Po wystąpieniu zakłócenia w sieci w zakresie wielkości napięcia, częstotliwości lub kąta fazowego napięcia, w ramach możliwości modułu parku energii, w tym ograniczeń prądowych i nieodłącznych (inherentnych) możliwości magazynowania energii każdej jednostki, zastosowanie będą miały następujące kwestie:
 - właściwy operator systemu w porozumieniu z OSP określa czasowe parametry dynamiczne dotyczące stabilności napięciowej;
 - w przypadku gdy konieczne jest ograniczenie prądu, właściwy operator systemu w porozumieniu z właściwym OSP może określić dodatkowe wymagania dotyczące udziału mocy czynnej i biernej w punkcie przyłączenia;
 - moduł parku energii musi być zdolny do stabilnej pracy po osiągnięciu granicznych wartości prądu modułu parku energii, bez przerw, w sposób ciągły i powracając do zachowania opisanego w pkt b), gdy tylko ograniczenia przestaną być aktywne. W przypadku osiągnięcia wartości granicznej prądu zachowanie sieciowe musi zostać utrzymane dla reakcji określonych w pkt b) dla zakłóceń, które wymagają zmiany prądu w kierunku przeciwnym do ograniczenia prądu.

Inherentnie (naturalnie) zmagazynowana energia oznacza rezerwę energii dostępną w fizycznych elementach modułu parku energii, która niekoniecznie została zaprojektowana w taki sposób, aby odpowiadała wymogom w zakresie GFC w NC RfG, ale może być wykorzystywana do takich celów bez wpływu na konstrukcję fizycznych elementów składowych poszczególnych jednostek.

Zasadniczo z perspektywy operatora systemu GFC można zdefiniować w następujący sposób: jest to zdolność przyłączonego do sieci elektroenergetycznej obiektu lub zespołu obiektów elektroenergetycznych IBR (np. modułu parku energii, magazynu energii,

systemu HVDC, STATCOM-u itp.) do aktywnego kształtowania napięcia i częstotliwości w punkcie przyłączenia oraz do stabilnego funkcjonowania w warunkach słabej sieci, a nawet sieci pozbawionej konwencjonalnych jednostek wytwórczych. Oznacza to, że IBR z GFC:

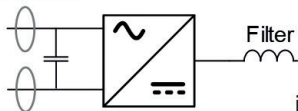
- powinien się zachowywać jak źródło napięcia (rys. VI.1.3) wyrażone poprzez źródło Thevenina, które dąży do utrzymywania referencyjnej częstotliwości i wartości napięcia w punkcie przyłączenia do SEE (najczęstsze podejście, rzadziej stosowane podejście to wirtualna maszyna synchroniczna);
- nie polega wyłącznie na zewnętrznym sygnale napięcia i częstotliwości z sieci, ale sam aktywnie je tworzy i utrzymuje. W przeciwieństwie do IBR z *grid following*, który synchronizuje się z SEE w tzw. sposób nadążny, IBR z GFC może pracować autonomicznie i jako „źródło napięcia i częstotliwości”;
- wykazuje zdolność do szybkiego i stabilnego reagowania na zmiany warunków pracy sieci, takie jak zwarcia, nagłe zmiany obciążenia czy odłączenia innych jednostek wytwórczych. Może się przyczyniać do tłumienia oscylacji, poprawy stabilności systemu oraz poprawy jakości energii elektrycznej;
- może wspomagać proces odbudowy SEE po dużej awarii systemowej – czyli świadczyć usługę *black start*. Dzięki zdolności do autonomicznego „tworzenia” napięcia i częstotliwości IBR z GFC – o ile jest wyposażony w zasobnik energii – może inicjować rozruch konwencjonalnych jednostek wytwórczych i aktywnie uczestniczyć w procesie odbudowy SEE;
- zapewnia większą elastyczność i niezależność pracy sieci niż IBR wykorzystujący technologię *grid following* – w szczególności dotyczy to SEE o wysokim udziale OZE.

W podejściu praktycznym wskazuje się, że IBR z GFC powinien imitować, w zakresie swoich zdolności technicznych, zachowanie konwencjonalnych jednostek wytwórczych, które zapewniają stabilizację warunków pracy SEE.

Moduł parku energii z GFC

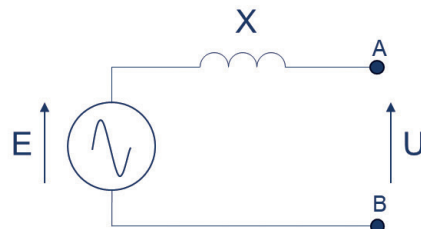
W przekształtniku z GFC ustalany jest własny wewnętrzny przebieg napięcia odniesienia który **imituje źródło napięciowe**

Sieć DC



Zastępcze źródło napięciowe

Idealne źródło napięcia E ($E = \text{const.}$, $f = \text{const.}$) plus impedancja Z (głównie X dla dużych mocy)



Rys. VI.1.3. Reprezentacja idei GFC dla IBR jako zastępczego źródła napięcia

Podkreśla się, że kształtowanie pożądanego zachowania IBR z GFC to bardzo złożone zagadnienie, gdyż na GFC składa się wiele funkcjonalności cząstkowych. Podejścia do oczekiwanej funkcjonalności GFC z perspektywy różnych operatorów i organizacji przedstawiono w tab. VI.1.1.

Funkcjonalności cząstkowe GFC często klasyfikuje się jako podstawowe i dodatkowe. Funkcjonalności podstawowe GFC należy interpretować jako funkcjonalności priorytetowe, które każdy IBR przyłączony do SEE powinien mieć możliwość dostarczenia. Natomiast funkcjonalności dodatkowe GFC należy interpretować jako funkcjonalności, które mogą być wymagane w zależności od potrzeb występujących w danej lokalizacji SEE [13–22].

Do podstawowych funkcjonalności GFC zwykle zalicza się:

- zdolność do pracy w trybie źródła napięciowego;
- zdolność zapewnienia prądu zwarciovego;
- zdolność zapewnienia inercji SEE;
- zdolność do tłumienia oscylacji;
- zdolność do współpracy z siecią słabą;
- zdolność do minimalizacji niekorzystnych interakcji pomiędzy IBR.

Do dodatkowych funkcjonalności GFC można zaliczyć:

- zdolność do poprawy jakości energii elektrycznej, w tym ograniczenie udziału harmonicznych lub kompensację i symetryzację napięć;
- zdolność do odbudowy SEE, w tym świadczenia usługi *black start*;
- zdolność do chwilowej pracy w przeciążeniu.

Należy również podkreślić, że niektóre funkcjonalności GFC ideowo pokrywają się z ogólnie znanymi funkcjonalnościami *grid following* – np. wymóg dotyczący udziału IBR w prądzie zwarciovym, dostarczania inercji podczas zakłócenia częstotliwości w SEE, tłumienia oscylacji itp. Jednak kluczowa różnica dotyczy jakości odpowiedzi, tzn. krótszego czasu uruchomienia tej odpowiedzi i dużo większej jej dynamiki. Zatem unikalną cechą IBR z GFC jest natychmiastowa proaktywna odpowiedź takiego IBR na zmianę warunków pracy w SEE, zamiast dotychczasowej odpowiedzi opóźnionej (reaktywnej) pozyskiwanej z IBR z *grid following*.

Ogólnie oczekuje się, że wymienione zdolności GFC powinny być dostarczane przez wszystkie typy IBR niezależnie od zastosowanych rozwiązań technologicznych, tj. źródeł wiatrowych (lądowych i morskich), źródeł fotowoltaicznych, magazynów energii i innych obiektów SEE, takich jak systemy HVDC i urządzenia STATCOM. Wprowadzenie GFC wymaga zastosowania zaawansowanych algorytmów sterowania, skorzystania z energii zgromadzonej w strukturze IBR w celu umożliwienia przekształtnikom energoelektronicznym pełnej kontroli parametrów napięcia i częstotliwości (w zakresie ograniczeń technicznych obiektu). Dlatego wskazuje się, że zapewnienie zdolności GFC przez każdy z wymienionych typów IBR powinno się odbywać z poszanowaniem ograniczeń technologicznych specyficznych dla aplikacji i związanych z tym kosztów [29, 30].

Tab. VI.1.1. Przykładowe funkcjonalności GFC rozpatrywane przez różnych operatorów w ujęciu obejmującym podział na funkcjonalności podstawowe i dodatkowe

Typ	4-TSO (DE)	NG ESO (GB)	AEMO (AUS)	Unifi (USA)	Fingrid (FIN)
Podstawowa	Tworzenie napięcia systemowego	Zachowanie/ praca jako źródła napięcia	Zachowanie/ praca jako źródło napięcia	Autonomiczne wsparcie dla sieci	Aktywna kontrola mocy i częstotliwości
	Udział w poziomie zwarcia	Pozostawanie w synchronizacji przy kącie obciążenia 0–90 stopni	Odpowiedź w dziedzinie częstotliwości	Dyspozycyjność mocy wyjściowej	Szybkość zmian częstotliwości
	Zapewnienie inercji systemu	<i>Grid Forming Active Power</i>	Odpowiedź inercyjna	Tłumienie oscylacji napięcia i częstotliwości	Możliwość zdalnego sterowania
	Zapobieganie interakcjom sterowania	<i>Active Control Based Power</i>	Przetrawanie utraty ostatniego połączenia synchronicznego	Podział mocy czynnej i biernej pomiędzy zasoby wytwórcze	Automatyczne połączenie
	Stabilność sterowania	<i>Active Damping Power</i>	Praca przy słabej pracy sieci i wspieranie pracy systemu	Działanie w sieciach słabych o niskiej wartości <i>system strenght</i>	Zdolność przejścia przez zwarcie
		<i>Active Inertia Power</i>	Tłumienie oscylacji	Bilansowanie napięcia	Wstrzykiwanie prądu zwarcowego
		<i>Active Phase Jump Power</i>		Zachowanie przejścia przez zwarcie	Odzyskiwanie mocy czynnej po zakłóceniu napięcia
		<i>Active ROCOF Response Power</i>		Reakcja na asymetryczne zakłócenia	Wymagania dotyczące stabilności
		<i>Control Based Reactive Power</i>		Reakcja na nieprawidłową częstotliwość	Jakość zasilania
		<i>GBGF Fast Fault Current Injection</i>		Reakcja na skoki fazy i zmiany napięcia	
	Ograniczenie udziału harmonicznych	Zdolność do odbudowy systemu	Rezerwa mocy i bufor energii	Możliwość <i>black start</i> oraz odbudowy systemu	Zdolność do <i>black start</i> i pracy wyspowej

cd. tab. VI.1.1

Dodatkowa	Regulacja składowej przeciwnej		Obciążalność prądowa powyżej wartości znamionowej ciągłej	Regulacja harmonicznych napięcia	
	Zapewnienie dodatkowej inercji		Zdolność do <i>black start</i>	Komunikacja pomiędzy operatorem systemu a źródłem GFM IBR	
	Zdolność do <i>black start</i>		Poprawa jakości zasilania	Sterowanie poprzez wtórny sygnał sterujący	
				Krótkotrwały prąd znamionowy IBR	

Motywacja stosowania

Wprowadzenie GFC jest motywowane wieloma czynnikami, które mają kluczowe znaczenie zarówno dla procesu transformacji SEE, jak i dla operatorów SEE. Główne przesłanki, dla których przedmiotowa zdolność IBR może być traktowana jako niezbędna w nowoczesnych SEE, można podsumować następująco:

- Poprawa stabilności i niezawodności sieci

Zgodnie z przewidywaniami głównym celem wdrożenia GFC jest poprawa stabilności i niezawodności SEE nasyconego OZE. Dzięki tej zdolności OZE i inne IBR mogą dostarczać niezbędne właściwości systemowe, w tym inercję i stabilność częstotliwości, co pozwala na uzyskanie oczekiwanej odpowiedzi od tego typu obiektów w stanach przejściowych występujących w SEE, w tym w stanach zakłóceń. W rezultacie wdrożenie i wykorzystanie GFC powinno zagwarantować, że SEE przy rosnącym nasyceniu IBR będzie się cechował poziomem niezawodności nie gorszym niż w przypadku SEE z dużym udziałem konwencjonalnych jednostek wytwórczych.

- Umożliwienie zwiększenia udziału OZE

Poprawa integracji OZE z SEE umożliwi zwiększenie ich wolumenu przy zachowaniu określonego poziomu stabilności. Konwencjonalne jednostki wytwórcze dostarczają niezbędne właściwości, kluczowe dla bezpiecznego działania SEE. Dlatego GFC, która w pewien sposób pozwala imitować działania konwencjonalnych, synchronicznych jednostek wytwórczych, powinna umożliwiać lepszą integrację OZE bez skokowego zwiększania nakładów na utrzymanie oczekiwanej stabilności SEE.

- Osiągnięcie celów związanych z redukcją negatywnego oddziaływania sektora elektroenergetycznego na środowisko

Wprowadzenie GFC jest również motywowane potrzebą redukcji emisji gazów cieplarnianych i ochrony środowiska. Zwiększenie udziału OZE w SEE ma kluczowe znaczenie dla osiągnięcia celów związanych z redukcją emisji CO₂. GFC umożliwia efektywną integrację OZE, co przyczyni się do zmniejszenia zależności od paliw kopalnych i obniżenia emisji gazów cieplarnianych.

- Zwiększenie bezpieczeństwa elektroenergetycznego w stanach krytycznych

Wprowadzenie GFC powinno ułatwić realizację procesu odbudowy SEE następującego po dużych awariach systemowych, np. po wystąpieniu blackoutów. IBR wyposażone w GFC powinny wzmacniać stabilność SEE we wszystkich stanach jego pracy, w tym niektóre typy, np. magazyny energii dużej mocy, powinny być wyposażone w funkcję *black start*.

- Optymalizacja kosztów operacyjnych i zwiększenie efektywności

Wprowadzenie GFC pozwala na optymalizację kosztów operacyjnych wynikającą z możliwości bardziej elastycznego zarządzania zasobami energetycznymi w celu zapewnienia odpowiednich wskaźników stabilności SEE oraz jakości energii elektrycznej. Dzięki tej technologii operatorzy SEE mogą lepiej zarządzać zasobami energetycznymi, co prowadzi do obniżenia kosztów operacyjnych i zwiększenia efektywności energetycznej. Jedną z funkcjonalności GFC stanowi również poprawa parametrów jakości energii elektrycznej, co jest szczególnie istotne w kontekście występującej decentralizacji produkcji energii elektrycznej.

Mimo licznych przedstawionych korzyści można wskazać także szereg wyzwań związanych z wdrożeniem GFC. GFC to zdolność bazująca na stosunkowo nowej technologii, która wymaga w szczególności standaryzacji podejścia oraz zmian legislacyjnych. Dodatkowo w dalszym ciągu występuje potrzeba prowadzenia badań i testów w celu zapewnienia jej niezawodności i skuteczności.

Podsumowanie

GFC to innowacyjna zdolność techniczna, która umożliwia IBR dostarczanie niezbędnych właściwości sieci, takich jak inercja i stabilność częstotliwości. IBR z GFC powinny pracować stabilnie nawet w tzw. słabych sieciach lub w trybie wyspowym, przyczyniając się do zwiększenia stabilności i niezawodności SEE, zwłaszcza przy wysokim udziale IBR. Dlatego z perspektywy OSP GFC jest identyfikowana jako kluczowe narzędzie umożliwiające znaczące zwiększenie udziału OZE w SEE oraz optymalizację kosztów związanych z zapewnieniem odpowiedniego poziomu stabilności SEE. Mimo licznych wyzwań związanych z jej wdrożeniem identyfikowane kierunki rozwoju tej technologii są obiecujące.

Przedstawione w niniejszym rozdziale informacje powinny przybliżyć interesariuszom SEE potrzeby i korzyści związane z wdrożeniem GFC oraz zachęcić do proaktywnego podejścia do wdrażania tej zdolności. Duża liczba nowych IBR (w tym OZE)

przylączanych do KSE na wszystkich poziomach napięcia już w nieodległej przyszłości może prowadzić do problemów z utrzymaniem stabilnych warunków jego pracy. Dlatego podkreśla się potrzebę pilnego rozpoczęcia prac nad wymaganiami dla GFC dla KSE.

Prowadzony obecnie proces aktualizacji kodeksów sieci [30, 31] spowoduje konieczność zdefiniowania szczegółowych wymagań dla GFC. W związku z tym rekomenduje się uwzględnienie GFC w IBR planowanych do przyłączenia do KSE, w szczególności dla tych obiektów, dla których definiuje się założenia inwestycyjne. Należy podkreślić, że w przypadku niektórych IBR implementacja GFC nie powinna prowadzić do znaczącego wzrostu nakładów inwestycyjnych.

Problem malejącej stabilności pracy dotyczy wszystkich SEE, w których występuje rosnące nasycenie IBR (OZE). Zdolność techniczna GFC jest aktualnie poddawana szczegółowym analizom przez praktycznie wszystkich operatorów krajów wysoko rozwiniętych. Również wiodący producenci urządzeń mają świadomość zwiększających się potrzeb systemowych i już teraz są w stanie zapewnić produkty wyposażone w zdolność techniczną GFC. Zakłada się, że GFC to przełomowa technologia, która będzie wspierać właściwy przebieg transformacji energetycznej.

Bibliografia

1. European Commission. Communication from the Commission to the European Parliament, the European Council, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. The European Green Deal. COM(2019) 640 final. Brussels 2019.
2. Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023–2032 (Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego). Listopad 2022.
3. Ministerstwo Klimatu i Środowiska. Projekt Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. – wersja do konsultacji publicznych z 10.2024 r. wraz z prognozą oddziaływania na środowisko z 02.2025 r.; <https://www.gov.pl/web/klimat/projekt-krajowego-planu-w-dziedzinie-energii-i-klimatu-do-2030-r--wersja-do-konsultacji-publicznych-z-102024-r>.
4. ENTSO-E. High penetration of power electronic interfaced power sources and the potential contribution of grid forming converters. Technical report. Brussels 2020; https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/SOC/High_Penetration_of_Power_Electronic_Interfaced_Power_Sources_and_the_Potential_Contribution_of_Grid_Forming_Converters.pdf.
5. ENTSO-E. Project Inertia – Phase II: Updated Frequency Stability Analysis In Long Term Scenarios, Relevant Solutions And Mitigation Measures. 8 November 2023; https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/sdc-documents/231108_Project_Inertia_Phase_II_First_Report_FOR_PUBLICATION_clean.pdf.
6. Heising C. et al. Need for grid-forming converter-control in future system-split scenarios. 18th Wind Integration Workshop. Dublin, October 2019.
7. ENTSO-E. Grid-forming capabilities: towards system level integration. 31 March 2021; https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/RDC%20documents/210331_Grid%20Forming%20Capabilities.pdf.
8. ENTSO-E. Grid forming capability of power park modules. First Interim report on technical requirements. 3 May 2024; https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/SOC/20240503_First_interim_report_in_technical_requirements.pdf.

9. Australian Energy Market Operator. Black system South Australia 28 September 2016: final report. AEMO 2017.
10. CIGRE. Grid Forming Energy Storage System addresses challenges of grids with high penetration of renewables (A case study). Cigre Session Materials 2020.
11. Massive InteGRation of power Electronic devices 2019; <https://cordis.europa.eu/project/id/691800>.
12. Matevosyan J., Badrzadeh B., Prevost T. et al. Grid-forming inverters: are they the key for high renewable penetration? IEEE Power and Energy Magazine 2019, 17(6), s. 89–98.
13. ENTSO-E. Expert group: advanced capabilities for grids with a high share of power park modules. GC-ESC EG ACCPM draft final report version 0.9. 7 April 2023; https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Network%20codes%20documents/GC%20ESC/GC%20ESC%20MEETING%20DOCS/2023/ACCPM_Report_Draft_0.9_.pdf.
14. National Grid ESO. Workgroup Consultation GC0137 Minimum Specification Required for Provision of GB Grid Forming Capability. 31 March 2021; <https://www.neso.energy/document/189381/download>.
15. ESO. Great Britain Grid Forming Best Practice Guide. April 2023; <https://www.neso.energy/document/278491/download>.
16. 50Hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW. 4-TSO Paper on Requirements for Grid-Forming Converters 2022; https://www.netztransparenz.de/xspproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/zuordnung_unklar/grundlegende-anforderungen-an-netzbildende-umrichter/220504_-_4-tso_paper_on_requirements_for_grid-forming_converters.pdf.
17. NERC. Grid Forming Technology Bulk Power System Reliability Considerations. December 2021; https://www.nerc.com/comm/RSTC_Reliability_Guidelines/White_Paper_Grid_Forming_Technology.pdf.
18. ESIG. Grid Forming Technology in Energy Systems Integration. March 2022; <https://www.esig.energy/wp-content/uploads/2024/10/ESIG-GFM-report-2022.pdf>.
19. UNIFI Consortium. Specifications for Grid-Forming Inverter-Based Resources. Version 1, 2022; <https://www.energy.gov/sites/default/files/2023-09/Specs%20for%20GFM%20IBRs%20Version%201.pdf>.
20. AEMO. Voluntary specification for Grid-Forming Inverters. May 2023; <https://www.aemo.com.au/-/media/files/initiatives/primary-frequency-response/2023/gfm-voluntary-spec.pdf>.
21. AEMO. Transition to Fewer Synchronous Generators in South Australia. Assessment of Grid Reference. February 2023; https://www.aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/security_and_reliability/congestion-information/related-resources/sa-transition-to-fewer-synch-gen-grid-reference.pdf?rev=5698d0f834ae4e17a8114f6a73a0b57e&sc_lang=en.
22. NERC. White Paper: Grid Forming Functional Specifications for BPS-Connected Battery Energy Storage Systems. September 2023; NERC. White Paper: Grid forming functional specifications for BPS-Connected Battery Energy Storage Systems, 2023.
23. Fingrid. Grid Code Specifications for Grid Energy Storage Systems 2023; <https://www.fingrid.fi/en/grid/grid-connection-agreement-phases/grid-code-specifications/grid-energy-storage-systems/>.
24. Scottish Power Renewables. Black-Start Capability – A Global first for ScottishPower Renewables. 2022; <https://www.scottishpowerrenewables.com/onshore/innovation>.
25. Musca R., Vasile A., Zizzo G. Grid-forming converters. A critical review of pilot projects and demonstrators. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Elsevier 2022, vol. 165(C).

26. Murray C. RWE to deploy grid-forming BESS in Netherlands. 9 September 2024; <https://www.energy-storage.news/rwe-to-deploy-grid-forming-bess-in-netherlands/>.
27. Final Report Summary – IGREENGRID (Integrating Renewables in the European Electricity Grid); <https://cordis.europa.eu/project/id/308864/reporting>.
28. Mittelstaedt M. First Grid-Forming 300 MVar STATCOM in Germany. 4 June 2024; <https://www.esig.energy/first-grid-forming-300-mvar-statcom-in-germany/>.
29. ENTSO-E Research, Development & Innovation Roadmap 2024–2034. 10 July 2024; <https://www.entsoe.eu/news/2024/07/10/entso-e-research-development-innovation-roadmap-2024-2034/>.
30. Aktualizacja Kodeksu Sieci RfG – Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci. Dz.U. L 112 z 27.4.2016, s. 1–68.
31. Aktualizacja Kodeksu Sieci HVDC – Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1447 z dnia 26 sierpnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci określający wymogi dotyczące przyłączenia do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego. Dz.U. L 241 z 8.9.2016, s. 1–65.

VI.2. Wykorzystanie zasobników energii do świadczenia wybranych usług elastyczności na rzecz operatora sieci dystrybucyjnej

Łukasz Sosnowski¹, Paweł Kaszuba², Jacek Kozyra³

¹ Stoen Operator Sp. z o.o., Warszawa

² ENERGA Operator SA, Gdańsk

³ Uniwersytet Radomski, Wydział Transportu, Elektrotechniki i Informatyki, Katedra Elektrotechniki i Energetyki

Wprowadzenie

Przejście od przewidywalnych wzorców popytu i podaży do bardziej zdecentralizowanych i niestabilnych przepływów energii w wielu kierunkach radykalnie zmieni kształt sieci dystrybucyjnych. W chwili obecnej obserwujemy dynamiczną zmianę funkcjonowania sieci elektroenergetycznych od tradycyjnych sieci przesyłowych dostarczających energię odbiorcom do sieci skupiających różne źródła jej wytwarzania oraz przesyłu w różnych kierunkach i przy różnych poziomach napięć. Sytuacja ta wymaga budowy nowych i modernizacji istniejących sieci, wyposażania ich w możliwości zdalnego sterowania, zmiany układów oraz bieżącego monitorowania poziomów napięć w różnych punktach sieci, nie tylko w punktach zasilania. Będzie to również wymagało transformacji tradycyjnego modelu biznesowego operatora systemu dystrybucyjnego (OSD), po to by sprostać rosnącym oczekiwaniom klientów i umożliwić udział wszystkim typom stron rynkowych. System elektroenergetyczny w nowej postaci, łączącej tradycyjne źródła wytwarzania energii w postaci konwencjonalnych elektrowni i coraz większej liczby różnych typów źródeł energii odnawialnej, a także wzrastającej liczby magazynów energii, powinien dążyć do ich wzajemnego uzupełniania. Wobec coraz większej liczby przyłączonych do sieci OZE coraz częściej niezbędne będzie ograniczanie wytwarzania energii w elektrowniach konwencjonalnych. Rozwijanie usług elastyczności jest również zadaniem wielu inicjatyw i projektów badawczych realizowanych przez OSD.

Obecnie zapotrzebowanie na moc szczytową ze strony odbiorców Stoen Operator w Warszawie to ok. 1400 MW, przy rocznym zużyciu energii elektrycznej na poziomie 7,3 TWh. Zapotrzebowanie na moc stolicy i innych dużych miast będzie nadal rosło, i to dynamicznie [1]. Na podstawie już podpisanych umów przyłączeniowych z odbiorcami prognozuje się, że do 2030 r. zapotrzebowanie w Warszawie podwoi się i wzrośnie do ok. 2800 MW. Na koniec maja 2024 r. w Polsce działało 6910 ogólnodostępnych punktów ładowania pojazdów elektrycznych (wzrost +37% r/r), w tym 4898 punktów AC (+28% r/r) i 2012 punktów DC (+64% r/r). Ładowarki o mocy do 22 kW stanowiły 61% całej

infrastruktury, jednak liczba szybkich stacji DC przekraczających 50 kW dynamicznie rośnie, osiągając wartość 1468. Miasto z najlepiej rozwiniętą infrastrukturą umożliwiającą podłączenie do ładowania pojazdów elektrycznych to Warszawa z 631 punktami [2].

W nowym modelu funkcjonowania rynku energii coraz większą rolę będzie odgrywał odbiorca. W celu zapewnienia pożądanych zachowań odbiorcy przez OSD należy stosować impulsy pobudzające do korzystania z energii w okresach, kiedy w systemie jest jej nadmiar, i ograniczenia poboru przy spadku jej dostępności. Dodatkowo rozwój sieci elektroenergetycznej pod kątem wykorzystania magazynów energii powinien być traktowany jako istotny element transformacji energetycznej. Może to być dodatkowy czynnik umożliwiający integrację odnawialnych źródeł energii (OZE), redukcję emisji CO₂ oraz zwiększenie stabilności i efektywności systemu dystrybucji energii elektrycznej. Należy jednak dążyć do instalowania magazynów w punktach sieci, gdzie mogą one poprawić jakość oraz niezawodność dostaw energii elektrycznej. Budowa magazynów w głębi sieci energetycznej może pozwolić na ograniczenie wzrostu napięcia podczas intensywnej generacji przez źródła odnawialne podczas ładowania magazynu. Z drugiej strony może ograniczyć spadek napięcia w długich ciągach liniowych przy braku generacji energii ze źródeł energii podczas rozładowania magazynu. W skrajnych przypadkach magazyn może być źródłem zasilania, np. w obiektach o dużym znaczeniu podczas braku zasilania z sieci komunalnej. Zgodnie z ustawą Prawo energetyczne operator systemu elektroenergetycznego nie może budować, posiadać, obsługiwać magazynów energii ani nimi zarządzać [3]. Jednym z wyjątków od tej zasady jest sytuacja, kiedy Prezes URE, na wniosek operatora, w drodze decyzji uzna magazyn energii za w pełni zintegrowany element sieci.

Możliwość wykorzystania usług elastyczności przez OSD

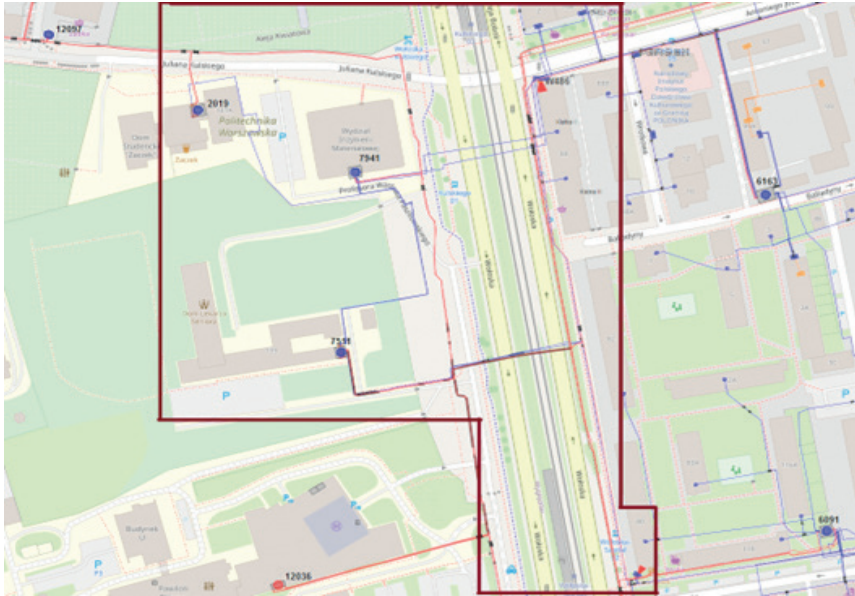
Usługi elastyczności polegają na dostosowywaniu zużycia energii elektrycznej do bieżących potrzeb i możliwości systemu elektroenergetycznego. Zadaniem systemu elektroenergetycznego jest jego zdolność do utrzymania ciągłego funkcjonowania przy ciągle zmieniających się zakresach generacji i poboru energii. Elastyczność jest definiowana jako modyfikacja wzorców generacji i/lub zużycia, często w reakcji na sygnał zewnętrzny, w celu zapewnienia usługi dystrybucji w ramach systemu elektroenergetycznego lub utrzymania stabilnej pracy sieci [4]. Parametry wykorzystywane do scharakteryzowania elastyczności mogą obejmować: stopień modulacji mocy, prognozy generacji, czas trwania, tempo zmian, czas reakcji i lokalizację. Dostarczana usługa powinna być niezawodna i przyczyniać się do bezpieczeństwa systemu. OSD może korzystać z różnych źródeł elastyczności, takich jak magazyny energii, elektrownie rozproszone, zarządzanie popytem i inne technologie, tak aby utrzymać równowagę między produkcją energii elektrycznej a popytem na energię. Jedną z kluczowych usług elastyczności jest usługa polegająca na zarządzaniu ograniczeniami spowodowanymi przekroczeniami granicznych wartości termicznych, napięciowych lub stabilności takich elementów, jak linie, kable lub transformatory [5]. Usługa zarządzania ograniczeniami jest wykorzystywana

do zmniejszenia ryzyka powstania zagrożenia przekroczenia wartości granicznych, tak by sieć elektroenergetyczna funkcjonowała zgodnie z instrukcją ruchu.

OSD mogą wykorzystywać tego rodzaju usługi poprzez współpracę z odbiorcami energii, tak aby zmniejszać lub zwiększać zużycie energii w odpowiedzi na sygnały z rynku lub potrzeby systemu. Niezbędne w tym przypadku jest wykorzystanie magazynów energii, zarówno tych będących w posiadaniu OSD, jak i magazynów fleksumentów świadczących usługi systemowe związane z kompensacją mocy biernej w miejscu przyłączenia lub wzrostu/ redukcji produkcji z OZE. Dzięki temu OSD może optymalizować zarządzanie siecią i zapewniać stabilność dostaw energii. Jest to szczególnie ważne w okresach zmniejszonego zapotrzebowania na energię i korzystnych warunków atmosferycznych sprzyjających generacji energii przez źródła rozproszone przyłączone do systemu. Brak możliwości elastycznego zarządzania lub wyczerpanie jego możliwości powoduje konieczność wyłączenia części źródeł przyłączonych do systemu.

Koncepcja

W ramach prac badawczych powstała koncepcja stworzenia na terenie OSD zautomatyzowanej sieci uwzględniającej lokalne źródła energii w postaci mikrosieci w celu zapewnienia stabilności zasilania odbiorców energii. Obszar ten przedstawiono na rys. VI.2.1 i obejmuje on swoim zakresem ok. 300 odbiorców. W ramach założeń obszar ten ma zmniejszyć ryzyko mechanizmu nierynkowego ograniczania wytwarzania odnawialnej energii elektrycznej, ale również zastosowanie rozwiązań związanych z rynkiem mocy określającym bilans zapotrzebowania na energię elektryczną względem produkcji, w tym pokrywanie jej deficytów. Celem jest także gromadzenie energii w okresach nadprodukcji oraz oddawanie jej do sieci w okresie zwiększonego zapotrzebowania, co sprawia, że dana sieć jest bardziej autonomiczna i elastyczna w odpowiedzi na zachowania systemu w danej chwili. Oznacza to wykorzystanie rozproszonego (zdecentralizowanego) modelu sieci z lokalnym źródłem energii, będącym własnością prosumenta, którą będzie można wykorzystać do równoważenia popytu i podaży energii elektrycznej przy odciążeniu spółki dystrybucyjnej. W konsekwencji zamiast centralnie zarządzanego systemu operatora dystrybucyjnego sieć elektroenergetyczna będzie mogła samodzielnie się bilansować, w porę reagując na wahania w zużyciu energii elektrycznej. Z punktu widzenia transformacji energetycznej kluczowe znaczenie ma zrozumienie współpracy między siecią dystrybucyjną a mikrosiecią. Ważnymi aspektami są identyfikacja korzyści i wyzwań związanych z integracją mikrosieci z istniejącą infrastrukturą elektroenergetyczną, a także wpływ mikrosieci na prowadzone badania i wdrażanie technologii *Smart Grid*, zwłaszcza w kontekście wyłączników i pomiarów. Badanie elastyczności energetycznej obejmie analizę danych pozyskanych z pomiarów-terenowych, co ułatwi ocenę możliwości wdrożenia technologii *Smart Grid*, a także optymalizację wykorzystania magazynów energii dla zwiększenia elastyczności systemu.



Rys. VI.2.1. Obszar projektu *Smart Grid*

W ramach wdrożenia technologii *Smart Grid* przeprowadzone zostaną badania terenowe w celu rozpoznania aktualnego stanu wiedzy na temat wprowadzanej nowej technologii. Ocena wydajności wyłączników oraz implementacja zaawansowanych systemów pomiarowych będą bazować na danych pozyskanych z badań terenowych, monitorujących przepływ energii w sieci dystrybucyjnej oraz mikrosieci i zarządzających nim.

Badania symulacyjne wykorzystania magazynów energii na potrzeby świadczenia usług elastyczności

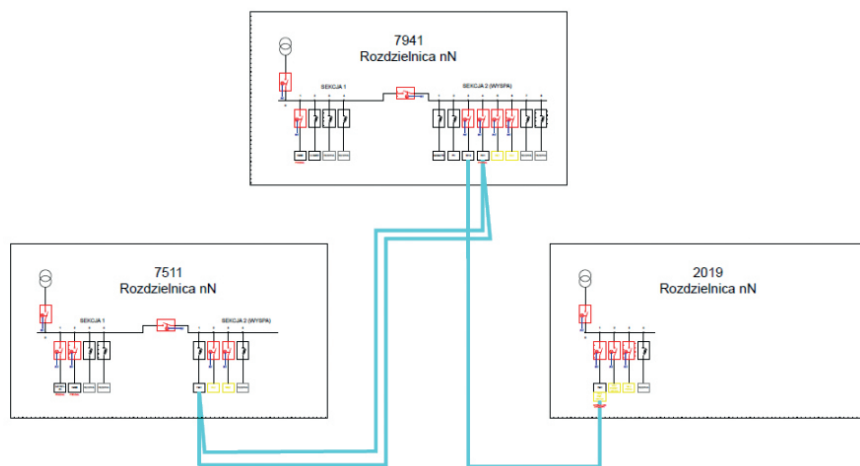
W ramach prac przygotowawczych do wdrożenia przeprowadzono komputerową analizę sieci nN w programie PowerFactory. Model został stworzony na podstawie informacji zawartych na schemacie przedstawionym na rys. VI.2.2 oraz na mapie poglądowej (długości i typy kabli) i obejmował:

- trzy transformatory SN/nN;
- dwa magazyny energii;
- piętnaście odcinków linii kablowych nN;
- czternaście odbiorów energii elektrycznej;
- jeden system PV.

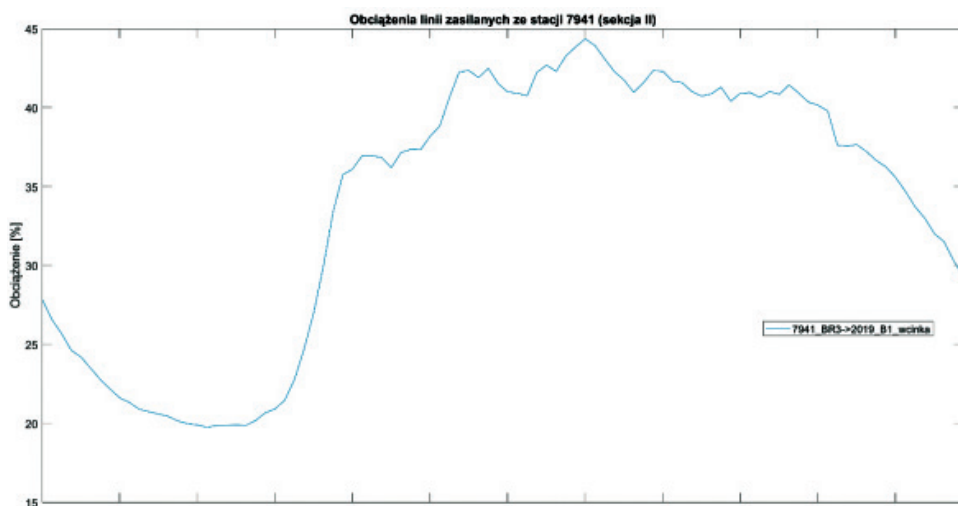
Główne założenia pracy zasobników energii obejmują tryb wygładzania obciążeń szczytowych (*peak shaving*) i tryb bilansujący. Wygładzanie obciążeń polega na wyznaczeniu profilu mocy magazynu energii w zależności od sumy mocy obciążenia transformatorów w stacjach SN/nN. Profile zasobnika mogą się różnić w zależności od sezonu obliczeniowego, profilu obciążenia stacji i tego, czy pracuje system PV. Tryb bilansujący polegał

na ustawieniu zasobnika należącego do OSD (150 kW/200 kWh) jako zasobnika bilansującego, a zasobnik odbiorcy (100 kW/700 kWh) pracował z proporcjonalnie większą mocą (względem pojemności zasobnika) w stosunku 200/700.

Podczas wykonywania symulacji bazowano na rzeczywistych danych pomiarowych z liczników bilansujących operatora zlokalizowanych na stacjach SN/nN. Symulacje obejmowały warianty lato i zima wraz z podwariantami dotyczącymi załączania i wyłączania zarówno magazynów energii, jak i instalacji PV. W trakcie symulacji nie odnotowano przekroczeń dopuszczalnych poziomów napięć węzłowych. Dodatkowo linia relacji 7941 → 2019 ulega przeciążeniu o ok. 1,5% na okres ok. 30 minut w zimie. Przykładowy przebieg obciążenia stacji SN/nN przedstawiono na rys. VI.2.3.

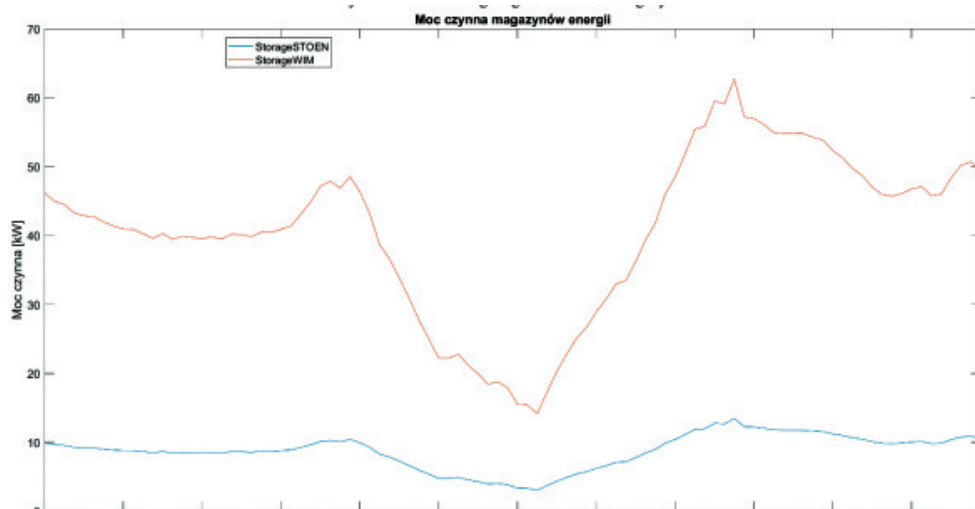


Rys. VI.2.2. Schemat sieciowy



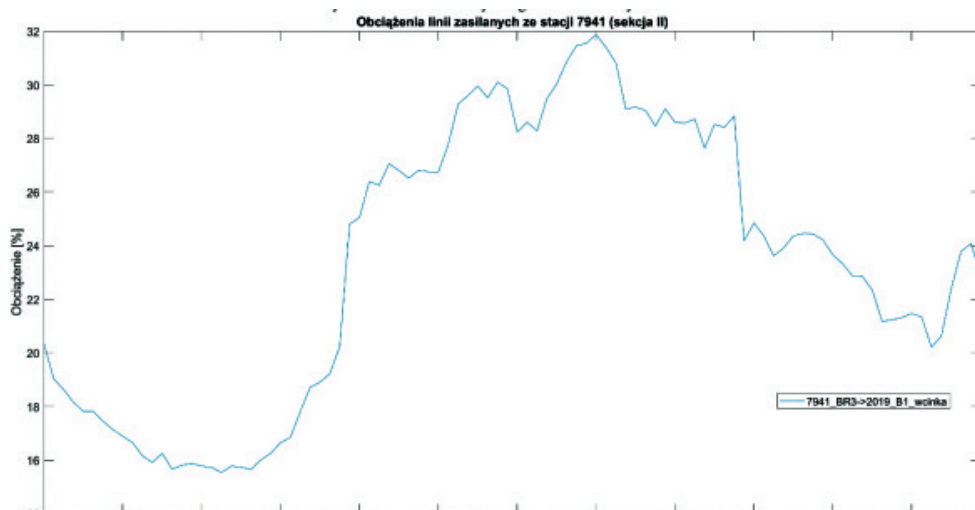
Rys. VI.2.3. Przykładowy przebieg obciążenia dla założonego średniego obciążenia stacji SN/nN [6]

Natomiast przebieg obciążenia magazynów energii z załączoną instalacją PV u odbiorcy zaprezentowano na rys. VI.2.4.



Rys. VI.2.4. Przykładowy przebieg obciążenia magazynów energii dla wariantu średniego obciążenia stacji SN/nN z załączoną instalacją PV odbiorcy [6]

Na rys. VI.2.5 przedstawiono przebieg obciążenia linii wychodzących z załączoną instalacją PV u odbiorcy.



Rys VI.2.5. Przykładowy przebieg obciążenia linii wychodzących dla wariantu średniego obciążenia stacji SN/nN z załączoną instalacją PV odbiorcy [6]

Dodatkowo zbadano możliwość pracy wyspowej sieci *Smart Grid*. Jako pracę wyspową założono odłączenie jej od sieci zasilającej SN i stworzenie takich warunków konfiguracji, aby zasilonych zostało jak najwięcej odbiorców. Symulacja wykazała, że istnieje

techniczna możliwość pracy przy założeniu współpracy z odbiorcą posiadającym instalację PV i własny magazyn.

Podsumowanie

Zasobniki energii i ich zastosowanie w sieciach dystrybucyjnych to istotne z punktu widzenia operatora systemu dystrybucyjnego zagadnienie biznesowe, naukowe i aplikacyjne. Aktualnie, przy nadmiernie skoncentrowanych w wybranych obszarach źródłach fotowoltaicznych, wykorzystanie zasobników energii staje się koniecznością w celu zapobieżenia wzrostowi napięcia. Zastosowanie zasobników energii w stacjach energetycznych należących do operatora systemu dystrybucyjnego na bazie rozważań zawartych w niniejszym rozdziale pozwala wnioskować, że zlokalizowane w stacjach SN/nN jednostki są w stanie realizować szereg funkcji zależnych od typów zastosowanych paneli fotowoltaicznych oraz układów sterowania. Wykorzystanie zgromadzonej energii do bilansowania pracy sieci przy użyciu rozwiązań magazynowania pozwoli na efektywne realizowanie bilansowania technicznego polegającego na wygładzaniu obciążeń szczytowych lub przesuwaniu obciążenia do dolin obciążeniowych.

Takie podejście przyczyni się do znaczącej poprawy parametrów jakościowych sieci, pozwoli obniżyć koszty związane z niedotrzymaniem wymaganych parametrów w tym obszarze, a także zapobiegnie automatycznemu wyłączaniu inwerterów u odbiorców. Magazyny energii pozwolą na poprawę wskaźników związanych z przerwami w dostawie energii dzięki możliwości skrócenia czasu trwania przerw oraz zmniejszenia ich liczby (SAIDI, SAIFI), zwłaszcza podczas awarii zasilania stacji po stronie średniego napięcia, gdzie do zasilania odbiorców będzie można wykorzystać energię zgromadzoną w zasobniku.

System taki będzie wymagał zainstalowania odpowiedniej automatyki, która w sytuacji braku zasilania stacji z linii średniego napięcia umożliwi przełączenie na zasilanie z zasobnika. Kluczowe przełączenie musi nastąpić automatycznie, bezprzerwowo, bez konieczności ingerencji zespołu pogotowia energetycznego. Warto podkreślić, że metodologia wyliczania wskaźników niezawodności opiera się na rejestracji zdarzeń trwających dłużej niż 3 minuty. Dobrze rozlokowane w sieci dystrybucyjnej zasobniki dadzą możliwość wykonania przełączeń lub interwencji zespołu pogotowia energetycznego w sposób niezwiększający tego wskaźnika.

Odpowiednia pojemność zasobników pozwoli na wykonanie niezbędnych działań w sieci, minimalizując ich wpływ na czas trwania zakłóceń. Nie bez znaczenia jest też możliwość podtrzymania zasilania dla kluczowych odbiorców. Właściwy dobór parametrów elementów składowych zasobnika oraz opracowanie i zweryfikowanie algorytmu sterowania to zadanie czasochłonne i trudne. Jednak odpowiednio dobrany i zlokalizowany zasobnik energii elektrycznej zapewnia też możliwość pracy autonomicznej (wyspowej), co stanowi istotną zaletę w przypadku zaniku napięcia. Takie rozwiązanie zwiększa niezawodność systemu i pozwala na utrzymanie ciągłości zasilania w sytuacjach awaryjnych.

Bibliografia

1. Zagrajek K., Paska J., Sosnowski Ł., Gobosz K., Wróblewski K. Framework for the Introduction of Vehicle-to-Grid Technology into the Polish Electricity Market; *Energies* 2021, 14(12), 3673.
2. Polish EV Outlook Index PEVO Index; stan na maj 2024; <https://polishevoutlook.pl/>.
3. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne. Dz.U. 1997 nr 54, poz. 348 z późn. zm.
4. Mataczyńska E., Sikora M., Lewandowski W., Wykorzystanie usług elastyczności przez Operatora Systemu Dystrybucyjnego. XXV Konferencja Naukowo-Techniczna „Rynek Energii Elektrycznej REE 2019”; https://www.cire.pl/pliki/2/2019/wyk_uslug_elastycz.pdf.
5. European Comission. Communication from the Commission. A Clean Planet for all. A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy COM(2018)773 final. Brussels 2018.
6. Sosnowski Ł., Rasolomampionona D., Biczal P. Wyznaczanie lokalizacji zasobników energii w stacjach SN/nN na przykładzie warszawskiej sieci dystrybucyjnej. Materiały konferencyjne I-Mitel 2023.

VI.3. Ocena rozwiązań parametrów konstrukcyjnych słupów z poprzecznikami izolatorowymi i stalowymi dla linii 110 kV

Marek Olesz¹, Arkadiusz Żak¹, Mikołaj Nowak¹, Leszek Litzbarski¹, Paweł Szwarczewski²

¹ Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki, Katedra Elektroenergetyki

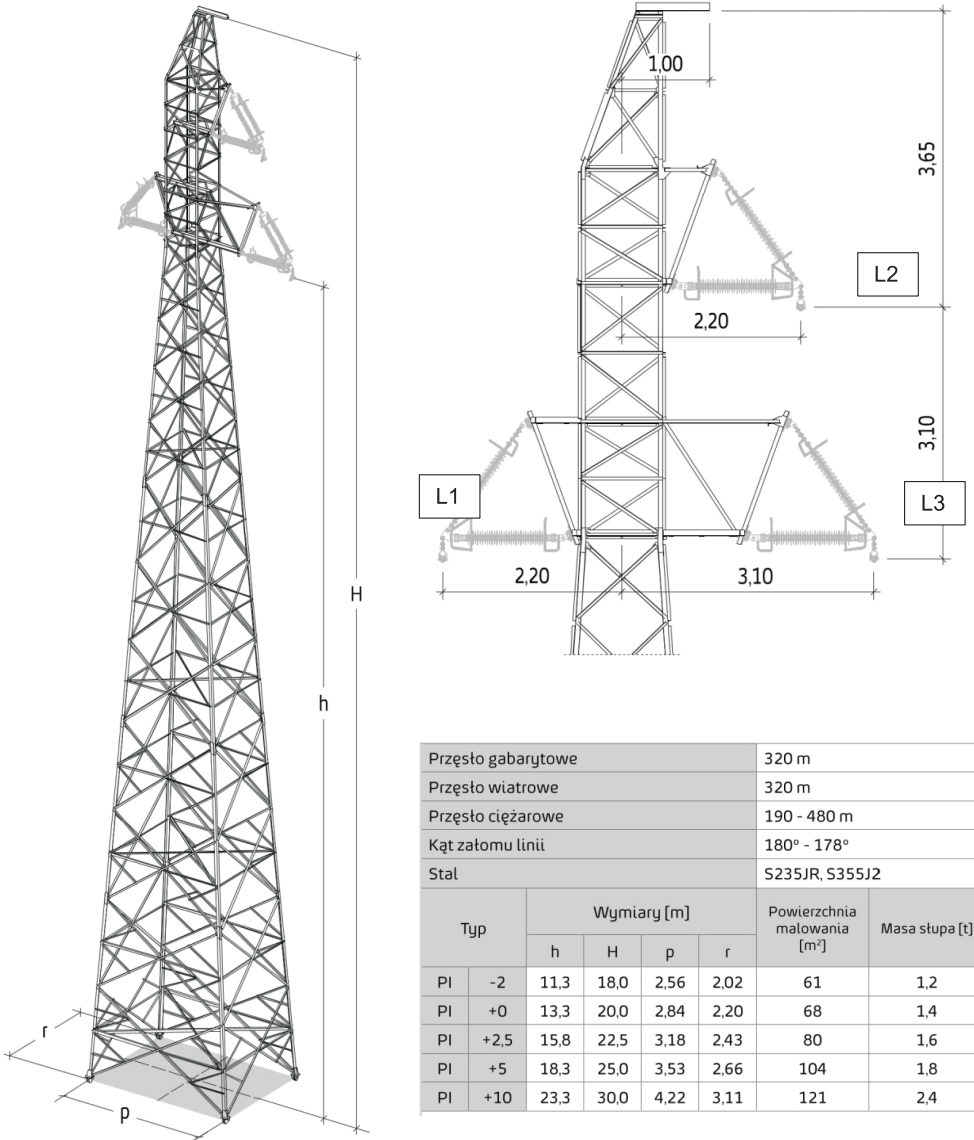
² ORLEN Projekt SA, Gdańsk

Wprowadzenie

Rosnące zapotrzebowanie na konsumpcję energii elektrycznej wynikające ze zmian klimatycznych i wzrostu mocy zainstalowanej w źródłach odnawialnych powoduje wzrost zainteresowania zwiększeniem mocy przesyłanych zarówno liniami kablowymi, jak i napowietrznymi. W związku z tym prowadzi się prace proponujące sposoby przebudowy istniejących linii, tak aby zwiększyć ich obciążalność prądową. Ze względu na aspekty środowiskowe i trudności w akceptacji konstrukcji słupowych przez społeczeństwo prace te są ukierunkowane również na skonstruowanie nowych słupów energetycznych, które będą mniejsze gabarytowo, lżejsze, zapewnią niższe natężenia pola elektrycznego i magnetycznego w obszarze przyziemnym i otoczeniu słupa oraz będą wymagać węższego pasa technologicznego wynikającego z wymiarów konstrukcji słupowych [1–3]. Działania tego rodzaju realizowano w latach 2020–2023 w ramach projektu PYLON 2, o nazwie „Nowatorskie konstrukcje specjalnego przeznaczenia jedno- i dwutorowych słupów dla linii wysokich napięć wraz z układem łączności zasilanym bezpośrednio z linii wysokiego napięcia”. W ramach projektu (konsorcjum Energa Invest – aktualnie ORLEN Projekt SA – i Politechnika Gdańska, dofinansowanie z Programu Operacyjnego Inteligentny Rozwój 2014–2020 za pośrednictwem Narodowego Centrum Badań i Rozwoju – POIR.04.01.04-00-0060/20) opracowano sześć konstrukcji słupów z poprzecznikami izolatorowymi i cztery z poprzecznikami stalowymi z możliwością wprowadzenia systemu antenowego (tzw. słupy telekomunikacyjne) zasilanego poprzez opracowany układ z przekładnikiem napięciowym i zasilaczem napięcia gwarantowanego [4]. Zaproponowane konstrukcje słupowe zestawiono w tab. VI.3.1 z podaniem wymiarów, które w dalszej części prac zostaną wykorzystane przy obliczeniach rozkładów pola elektrycznego i magnetycznego.

System oznaczeń konstrukcji słupowych podaje w kolejności liczbę torów linii (1 lub 2), strefę obciążenia oblodzeniem (strefy S1 i S2 oznaczone odpowiednio przez 1 i 2) oraz strefę obciążenia wiatrem (strefy W1 i W2 oznaczone odpowiednio przez 1 i 2). Przykładowo typ słupa PLN222 PI oznacza konstrukcję przeznaczoną dla linii dwutorowej

mogącej pracować w strefie obciążenia oblodzeniem S2 oraz wiatrem W2. Wszystkie konstrukcje są wzmocnione mechanicznie w taki sposób, aby umożliwiać budowę relatywnie długich przęseł z uwzględnieniem wymagań środowiskowych i normatywnych [5, 6]. Przykład konstrukcji słupa typu PI i jego wymiarów pokazano na rys. VI.3.1.



Rys. VI.3.1. Przykład konstrukcji PLN111 PI z wysięgnikami izolacyjnymi z podaniem charakterystycznych wymiarów oraz oznaczeniem kolejności faz stosowanej podczas obliczeń rozkładów pola [4]

Zaprojektowane konstrukcje przewidziano do pracy z przewodami klasycznymi wyposażonymi w linkę stalową aluminiową 236-AL1/40-ST1A (AFL-6 240 mm²) oraz o lepszych parametrach mechanicznych i elektrycznych 311-A1F/32-ST1A (AFLs-10 310 mm²) i 311-A1F/32-20SA (AFLse-10 310 mm²). W liniach zaproponowano dwa rodzaje przewodów odgromowych rodzaju AFL-1,7 o przekroju 70 lub 95 mm² lub inne przewody skojarzone ze światłowodem (OPGW). Przewody fazowe w przypadku słupów typu PI z poprzecznikami izolatorowymi wyposaża się w poprzeczniki izolatorowe o wymiarach: dolny pracujący poziomo – 1,6 m, górny łączący słup z końcem poprzecznika dolnego – 1,8 m [4]. W przypadku słupów telekomunikacyjnych na poprzecznikach stalowych są mocowane łańcuchy izolatorowe typu LP, LP2 i LPV2/1, przy czym odległość zawieszenia przewodu do konstrukcji słupa wynosi 1,6–2,1 m.

Analiza wymiarów konstrukcji słupowych i pasów służebności

Opracowane w projekcie rodzaje słupów typu PI – słup z poprzecznikami izolatorowymi – oraz PLNxxx T – słup telekomunikacyjny z poprzecznikami stalowymi – zestawiono w tab. VI.3.1 [4]. W tab. VI.3.2 wprowadzono klasyczne konstrukcje słupów z poprzecznikami stalowymi PLNxxx P zaprojektowane przez Energa Invest [5] w celu ich porównania z rozwiązaniami innowacyjnymi. W tab. VI.3.1, VI.3.2 dla analizowanych typów słupów podano współrzędne zawieszenia przewodów kolejnych faz L1–L3 przy założeniu współrzędnej (0,0) w środku konstrukcji przęsła oraz na wysokości dolnego poprzecznika. Dane te są konieczne do analizy wartości natężenia pola elektrycznego i magnetycznego, które określono przy założeniu minimalnej wysokości 5,85 m zawieszenia najniżej położonych przewodów nad ziemią.

Tab. VI.3.1. Zestawienie współrzędnych dla zawieszenia przewodów na analizowanych innowacyjnych konstrukcjach słupowych [4]. Rzędna $y = 0$ oznacza najniżej zawieszony przewód jednej z faz linii

Typ słupa	Strefa	Faza L1, współrzędne w [m]	Faza L2, współrzędne w [m]	Faza L3, współrzędne w [m]	Odległość między skrajnymi przewodami [m]		
Słupy jednotorowe z poprzecznikami izolatorowymi (grupa 1T – IZO)							
PLN111 PI	S1 W1	(−2,2; 0)	(2,2; 3,1)	(3,1; 0)	5,3		
PLN121 PI	S2 W1	(−2,2; 0)	(2,2; 3,25)	(3,1; 0)	5,3		
PLN122 PI	S2 W2	(−2,2; 0)	(2,2; 3,25)	(3,1; 0)	5,3		
Słupy dwutorowe z poprzecznikami izolatorowymi (grupa 2T – IZO)							
PLN211 PI	S1 W1	(−2,2; 0) (3,1; 3,1)	(−2,2; 6,2)	(2,2; 6,2)	(−3,1; 3,1)	(2,2; 0)	6,2
PLN221 PI	S2 W1	(−2,2; 0) (3,1; 3,25)	(−2,2; 6,5)	(2,2; 6,5)	(−3,1; 3,25)	(2,2; 0)	6,2

cd. tab. VI.3.1

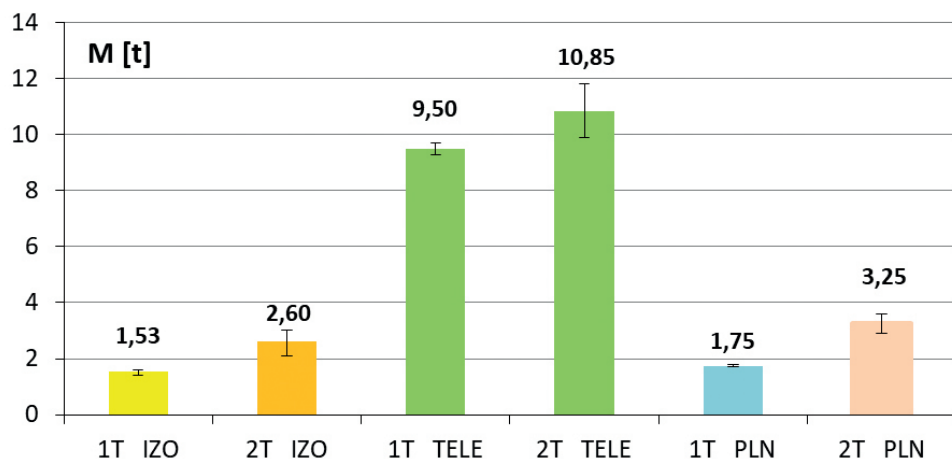
PLN222 PI	S2 W2	(-2,2; 0)	(3,1;3,25)	(-2,2; 6,5)	(2,2; 6,5)	(-3,1;3,25)	(2,2; 0)	6,2
Słupy jedno- i dwutorowe z poprzecznikami stalowymi z możliwością instalacji systemu antenowego i układu jego zasilania z linii 110 kV (grupa 1T TELE oraz 2T TELE)								
PLN111 T	S1 W1	(3,6; 4,3)		(2,75;0)		(6,63; 0)		6,63
PLN122 T	S2 W2	(3,65; 4,4)		(2,5;0)		(6,65; 0)		6,65
PLN211 T	S1 W1	(-3,25; 0)	(4,05; 3,8)	(-3,25; 7,6)	(3,25; 7,6)	(-4,05; 3,8)	(3,25; 0)	8,1
PLN222 T	S2 W2	(-3,25; 0)	(4,05; 4)	(-3,25; 8)	(3,25; 8)	(-4,05; 4)	(3,25; 0)	8,1

Obliczenie szerokości pasa przesyłu podają zalecenia PTPIREE [7], które wypracował zespół przedstawicieli dystrybutorów energii elektrycznej w Polsce. Minimalizacja tego pasa ma istotne znaczenie w przypadku konieczności właściwego korzystania z urządzeń będących własnością OSD, które umieszczono lub dla których są planowane lokalizacje na terenie nieruchomości nienależących do operatora przesyłowego lub dystrybucyjnego. Pas służebny, rozumiany jako teren niezbędny do posadowienia lub eksploatacji (również przebudowy i rozbudowy w ramach tego pasa) linii i stacji elektroenergetycznych w przypadku linii o napięciu 110 kV, oblicza się jako odległość między skrajnymi przewodami fazowymi powiększoną o odległość 2 m od skrajnych przewodów fazowych (rzut na powierzchnię terenu). Wykorzystując dane geometryczne, obliczono według powyższych zaleceń szerokości pasa służebności (pas technologiczny), które podano tab. VI.3.3, z której wynika, że rozwiązania z poprzecznikami izolatorowymi pozwalają uzyskać pas węższy o 1,9–2,3 m dla konstrukcji jednotorowych oraz o 1,2–2,4 m dla rozwiązań dwutorowych.

Tab. VI.3.2. Zestawienie współrzędnych dla zawieszenia przewodów na analizowanych typowych konstrukcjach słupowych z poprzecznikami stalowymi [5]. Rzędna $y = 0$ oznacza najniżej zawieszony przewód jednej z faz linii

Typ słupa	Strefa	Faza L1, współrzędne w [m]	Faza L2, współrzędne w [m]	Faza L3, współrzędne w [m]	Odległość między skrajnymi przewodami [m]			
Wybrane słupy jednotorowe z poprzecznikami stalowymi – klasyczne konstrukcje (grupa 1T PLN)								
PLN121 P	S2 W1	(−3,2; 0)	(3,2; 4,0)	(4,0; 0)	11,2			
PLN122 P	S2 W2	(−3,4; 0)	(3,4; 4,0)	(4,2; 0)	11,6			
Wybrane słupy dwutorowe z poprzecznikami stalowymi – klasyczne konstrukcje (grupa 2T PLN)								
PLN221 P	S2 W1	(−3,3; 0)	(4,1; 3,8)	(−3,3; 7,6)	(3,3; 7,6)	(−4,1; 3,8)	(3,3; 0)	11,4
PLN222 P	S2 W2	(−3,5; 0)	(4,3; 4)	(−3,5; 8)	(3,5; 8)	(−4,3; 4)	(3,5; 0)	12,6

W celu analizy wpływu proponowanych konstrukcji na masę słupa i powierzchnię malowania w tab. VI.3.3 zestawiono dane z katalogów Orlen Projekt SA [4, 8] z uwzględnieniem masy słupów telekomunikacyjnych, które z racji przenoszonych obciążeń są wyposażone w poprzeczniki stalowe. Z analizy masy słupów (rys. VI.3.2) wynika, że konstrukcje z poprzecznikami izolatorowymi przy podobnych rozpiętościach przęsła – na poziomie 300 m – dla przęseł gabarytowego i wiatrowego są na podstawie porównania wartości średnich o ok. 13% i 20% lżejsze od odpowiednich typowych rozwiązań dla linii jedno- i dwutorowych.



Rys. VI.3.2. Porównanie średniej masy słupów dla konstrukcji tradycyjnych z poprzecznikami w stosunku do rozwiązań izolatorowych. Oznaczenia: 1T – linia jednotorowa, 2T – linia dwutorowa, PLN – poprzeczniki stalowe, IZO – poprzeczniki izolatorowe, TELE – słup telekomunikacyjny

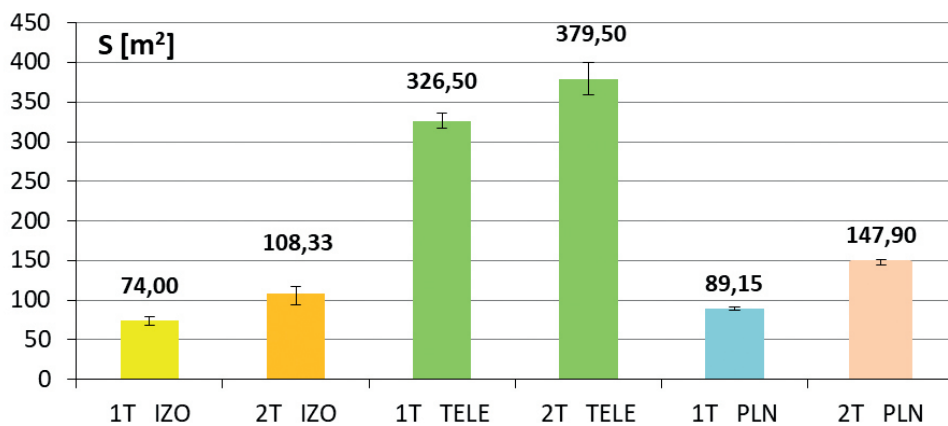
Z danych zawartych w tab. VI.3.3 oraz na rys. VI.3.3 wynika, że innowacyjne konstrukcje jednotorowe mają o 17% mniejszą powierzchnię malowania, a dwutorowe już o 27% w stosunku do rozwiązań z poprzecznikami stalowymi. Należy zwrócić uwagę, że wprowadzone do porównania powierzchnie słupów telekomunikacyjnych mają poprzeczniki stalowe i znaczne gabaryty. Wynika to z założenia umieszczenia na konstrukcji słupa anteny oraz systemu zasilania. Na skutek znacznej masy konstrukcji powierzchnia tych słupów jest nawet trzykrotnie większa w porównaniu z rozwiązaniami przelotowymi.

Tab. VI.3.3. Zestawienie mas, powierzchni malowania oraz szerokości pasa służebności dla omawianych konstrukcji

Typ słupa	Masa [t]	Powierzchnia malowania [m ²]	Szerokość pasa służebności [m]
PLN111 PI	1,4	68	9,3
PLN121 PI	1,6	75	9,3
PLN122 PI	1,6	79	9,3
PLN211 PI	2,1	94	10,2
PLN221 PI	2,7	114	10,2

cd. tab. VI.3.3

PLN222 PI	3	117	10,2
PLN111 T	9,3	336	8,63
PLN122 T	9,7	317	8,65
PLN211 T	9,9	359	12,1
PLN222 T	11,8	400	12,1
PLN121 P	1,7	87	11,2
PLN122 P	1,8	91,3	11,6
PLN221 P	2,9	144,5	11,4
PLN222 P	3,6	151,3	12,6



Rys. VI.3.3. Porównanie średniego pola powierzchni malowania słupów dla konstrukcji tradycyjnych z poprzecznikami stalowymi (PLN, TELE) w stosunku do rozwiązań izolatorowych (IZO).

Oznaczenia: 1T – linia jednotorowa, 2T – linia dwutorowa, PLN – poprzeczniki stalowe, IZO – poprzeczniki izolatorowe, TELE – słup telekomunikacyjny

Zestawione parametry masy i powierzchni słupów nie tylko pozwolą uzyskać oszczędności materiału, ale również skrócą czas konieczny do budowy nowych linii z uwagi na szybszy i łatwiejszy montaż poszczególnych elementów. Opracowane konstrukcje spełniające aktualne normy europejskie [5, 6] wychodzą naprzeciw zapotrzebowaniom krajowym i zagranicznym. W odniesieniu do danych ekonomicznych związanych z transformacją energetyczną oczekuje się, że w Polsce do 2030 r. operatorzy energetyczni powinni wybudować lub zmodernizować ok. 5,1 tys. km linii wysokiego napięcia, składających się z ok. 15 tys. słupów.

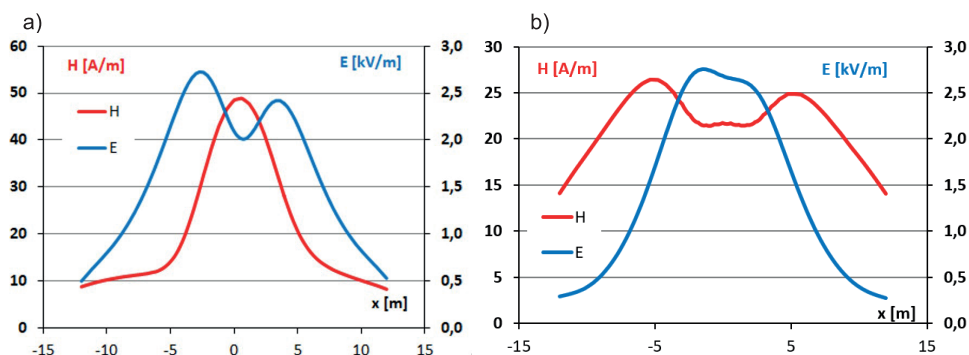
Pole elektryczne i magnetyczne w środku przęsła linii

Obliczenia rozkładów natężenia pól elektrycznego i magnetycznego w otoczeniu linii i słupów wykonuje się w celu określenia obszarów występowania krytycznych wartości pola podanych w odpowiednich dokumentach dla środowiska ogólnego [9] i pracy [10]. W pierwszym etapie obliczenia numeryczne prowadzone w ANSYS Maxwell 3D z licencją dla użytkownika komercyjnego dotyczyły rozkładów natężenia pól elektrycznego i magnetycznego w środku przęseł dla wskazanych konstrukcji. W takich przypadkach

pominięto wpływ konstrukcji słupowych, pozostających w oddaleniu od środka przęsła, co pozwoliło znacznie uprościć analizę, sprowadzając ją do analizy dwuwymiarowej. Dodatkowo harmoniczna zmienność pól elektrycznego i magnetycznego w czasie z częstotliwością 50 Hz pozwala przyjąć, że rozpatrywane zagadnienie ma charakter stacjonarny (okresowy i wolnozmienny). Umożliwia to również analizę wybranych chwil czasowych przebiegu zmienności pól elektrycznego i magnetycznego oraz późniejsze uśrednienie wyników obejmujących jeden okres napięcia, tj. 20 ms (przykład wyników obliczeń rozkładu natężenia pola elektrycznego E i magnetycznego H przedstawiono na rys. VI.3.4).

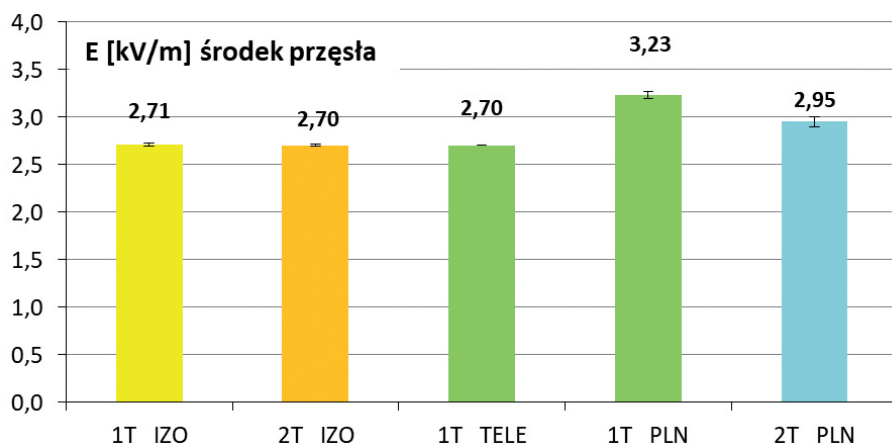
W obliczeniach założono maksymalny dopuszczalny (krytyczny) zwis przewodów prowadzący do ich zawieszenia na wysokości 5,85 m nad płaską powierzchnią gruntu, wartości natężenia pola elektrycznego i magnetycznego wyznaczano zaś w osi poziomej na wysokości 2 m nad ziemią dla założonych wartości skutecznych napięcia i prądu w linii, wynoszących odpowiednio 123 kV (napięcie międzyfazowe) oraz 1065 A.

Jako kryterium poprawności uzyskanych wyników numerycznych przyjęto błąd względny energii pola elektrycznego bądź magnetycznego wynoszący 0,001% w kolejnych krokach adaptacyjnych poprawiania siatki elementów skończonych, co zapewnia oczekiwaną poprawność numerycznego rozwiązania zadanego problemu. Adaptacyjne poprawianie modelu dyskretnego w celu minimalizacji błędów obliczeń numerycznych jest rozwiązaniem standardowym w przypadku pakietu obliczeniowego ANSYS Maxwell 3D, którą określa się metodą wykorzystującą trójkątne (2D) lub czworościenne (3D) elementy skończone.

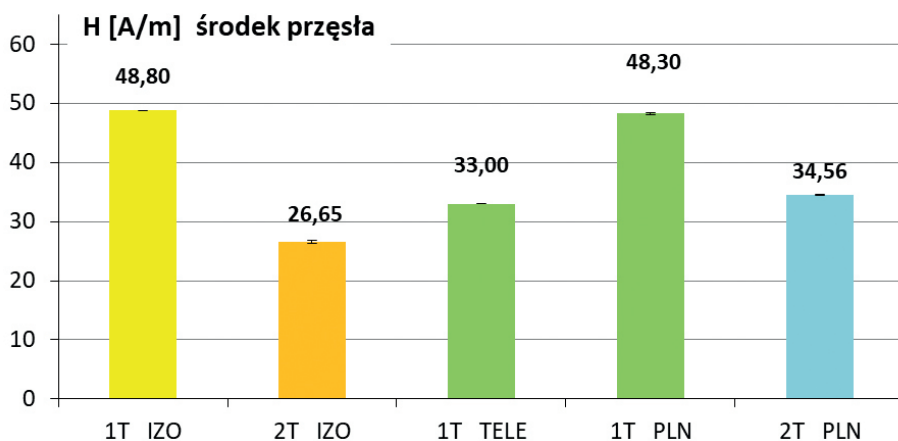


Rys. VI.3.4. Przykłady rozkładu natężenia pola elektrycznego i magnetycznego w środku długości przęsła przy zastosowaniu geometrii słupów: a) PLN111 PI; b) PLN221 PI

Przedstawione na rys. VI.3.5 i VI.3.6 wyniki symulacji numerycznych metodą elementów skończonych pozwalają stwierdzić, że dla przyjętych konfiguracji przewodów konstrukcji słupowych serii PLNxxx PI maksymalne wartości natężenia pól elektrycznego i magnetycznego dla miejsc dostępnych dla ludzi w ograniczonym czasie przebywania nie przekraczają wartości dopuszczalnych określonych przepisami [9, 10] i wynikających z norm, tj. $IPNp-E = 10 \text{ kV/m}$ oraz $IPNp-H = 60 \text{ A/m}$.



Rys. VI.3.5. Obliczone i uśrednione dla wybranych kategorii słupów maksymalne poziomy pola elektrycznego występujące w środku przęsła. Oznaczenia: 1T – linia jednotorowa, 2T – linia dwutorowa, IZO – słupy z poprzecznikami izolacyjnymi, TELE, PLN – poprzeczniki stalowe



Rys. VI.3.6. Obliczone i uśrednione dla wybranych kategorii słupów maksymalne poziomy pola magnetycznego występujące w środku przęsła. Oznaczenia: 1T – linia jednotorowa, 2T – linia dwutorowa, IZO – słupy z poprzecznikami izolacyjnymi, TELE, PLN – poprzeczniki stalowe

W rozważanych konstrukcjach słupowych największe natężenie pola elektrycznego charakteryzowało słup serii PLN222 PI i wynosiło 2,78 kV/m w odniesieniu do wartości wypadkowej pola. W odniesieniu do składowej pionowej największe natężenie pola elektrycznego również dotyczyło słupa serii PLN222 PI, a wartość natężenia tej składowej pola elektrycznego wynosiła 2,71 kV/m.

W przypadku natężenia pola magnetycznego największa wartość charakteryzowała dwa słupy: serii PLN111 PI i PLN122 PI. Wypadkowa wartość natężenia pola magnetycznego wynosiła 48,9 A/m, a wartość składowej pionowej pola magnetycznego 48,8 A/m.

Należy zauważyć, że w przypadku natężenia pola elektrycznego wyznaczone wartości składowej pionowej pola nie przekraczają 27,1% wartości dopuszczalnej przepisami,

a w odniesieniu do natężenia pola magnetycznego osiągają one poziom 81,3% wartości dopuszczalnej. Porównanie wyników obliczeń dla słupów z poprzecznikami izolatorowymi i stalowymi wskazuje, że te ostatnie charakteryzują się nieznacznie większą wartością natężenia pola elektrycznego (10–20%) dla środka przęsła linii energetycznej (rys. VI.3.5).

Uzyskane na wysokości 2 m nad ziemią wartości natężenia pól elektrycznego i magnetycznego w środku przęsła są znacznie większe w stosunku do wartości występujących na tej samej wysokości w obszarze przy konstrukcji słupa linii 110 kV. Stalowa konstrukcja słupa z uwagi na ekranujące działanie względem obiektów występujących blisko powierzchni ziemi powoduje, że poziom natężenia pola elektrycznego nie przekracza 1 kV/m, a magnetycznego 4 A/m. Dodatkowo w środku przęsła występuje ustalona odległość przewodów względem ziemi na poziomie 5,85 m, znacznie mniejsza w stosunku do typowych wysokości ich zawieszenia na konstrukcjach słupowych.

Podsumowanie

Spółka Orlen Projekt SA wspólnie z Politechniką Gdańską opracowała dwa typy innowacyjnych konstrukcji do budowy linii wysokiego napięcia. Dzięki zastosowaniu rozwiązań izolatorowych dla typów przesyłowych uzyskano konstrukcje lżejsze o 13% (linia jednotorowa) i o 20% (linia dwutorowa) w stosunku do poprzeczników stalowych. Zmniejszenie masy redukuje także powierzchnię malowania oraz koszt słupa.

Poprzeczniki izolatorowe dzięki uzyskaniu mniejszych odległości międzyfazowych są bardziej przyjazne dla środowiska niż dotychczasowe rozwiązania z uwagi na ograniczenie poziomu pól elektrycznego i magnetycznego pod linią elektroenergetyczną. Ich wykorzystanie pozwoli na zmniejszenie pasa technologicznego pod linią o 10–20%, co może ułatwić pozyskanie zgód od właścicieli gruntów.

Obliczone wartości natężenia pól elektrycznego i magnetycznego dla wszystkich proponowanych nowych konstrukcji słupowych na wysokości 2 m nad ziemią, w dowolnym miejscu na obszarze przęsła i pasa służebności, są znacznie niższe od wartości dopuszczalnych długotrwale, które wynoszą 10 kV/m oraz 60 A/m.

Podczas realizacji projektu opracowano również słupy typu II [4], które pozwolą na wykorzystanie jednej konstrukcji do dystrybucji energii elektrycznej i realizacji usług telekomunikacyjnych. Zabudowany na konstrukcji przekładnik napięciowy pozwala zasilac systemy telekomunikacyjne bezpośrednio z linii wysokiego napięcia (bez konieczności prowadzenia linii niskiego napięcia).

Bibliografia

1. Skomudek W., Szpindler P. Rozkład składowych pola elektromagnetycznego wokół przewodów linii napowietrznych wysokich napięć wykonanych na słupach pełnościennych. *Pomiary Automatyka Kontrola* 2013, 59(7), s. 728–732.

2. Szafrowski D., Bieńkowski P., Gumiela J. Ograniczenie natężenia pola elektrycznego pod linią napowietrzną 110 kV poprzez dedykowaną konfigurację geometryczną przewodów roboczych. *Przegląd Elektrotechniczny* 2017, 93(12), s. 171–174.
3. Olesz M. Ograniczanie natężenia pola elektrycznego w otoczeniu linii 110 kV. *Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej* 2017, 56, s. 63–66.
4. Energa. Grupa Orlen. Katalog słupów kratowych specjalnego przeznaczenia dla linii 110 kV; <https://projekt.orlen.pl/content/dam/internet/orlen-projekt/pl/pl/oferta/obrazy/Katalog%20Pylon%202.pdf.coredownload.pdf> [dostęp: kwiecień 2025].
5. PN-EN 50341-1:2013-03 – Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 1 kV – Część 1: Wymagania ogólne – Specyfikacje wspólne.
6. PN-EN 50341-2-22:2016-04 – Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 1 kV – Część 2-22: Krajowe Warunki Normatywne (NNA) dla Polski.
7. Wytyczne określania powierzchni służebności przesyłu niezbędnej do właściwego korzystania z urządzeń. PTPiREE, Poznań 2017.
8. Energa. Katalog słupów kratowych dla linii 110 kV; projekt.orlen.pl/content/dam/internet/orlen-projekt/pl/pl/oferta/obrazy/Katalog.pdf.coredownload.pdf [dostęp: kwiecień 2025].
9. Rozporządzenie Ministra Zdrowia z dnia 17 grudnia 2019 r. w sprawie dopuszczalnych poziomów pól elektromagnetycznych w środowisku. *Dz.U.* 2019, poz. 2448.
10. Rozporządzenie Ministra Rodziny, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 12 czerwca 2018 r. w sprawie najwyższych dopuszczalnych stężeń i natężeń czynników szkodliwych dla zdrowia w środowisku pracy. *Dz.U.* 2018, poz. 1286.

VI.4. Natężenie pola elektrycznego i magnetycznego w otoczeniu linii 110 kV ze słupem wyposażonym w system łączności

Marek Olesz¹, Mikołaj Nowak¹, Leszek Litzbarski¹, Paweł Szwarczewski²

¹ Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki, Katedra Elektroenergetyki

² ORLEN Projekt SA, Gdańsk

Wprowadzenie

W ramach projektu (konsorcjum Energa Invest – aktualnie ORLEN Projekt – i Politechnika Gdańska, dofinansowanie z Programu Operacyjnego Inteligentny Rozwój 2014–2020 za pośrednictwem Narodowego Centrum Badań i Rozwoju – POIR.04.01.04-00-0060/20) opracowano konstrukcje słupów z poprzecznikami izolatorowymi oraz stalowymi, przy czym te ostatnie (tzw. słupy telekomunikacyjne) wyposażono w opcję wprowadzenia systemu antenowego zasilanego poprzez opracowany układ z przekładnikiem napięciowym (110/1,73) kV / (0,4/1,73) kV i zasilaczem napięcia gwarantowanego. Słupy telekomunikacyjne zaprojektowano w celu ich wykorzystania do pokrycia terenów nieobjętych zasięgiem, łącząc funkcję słupa linii energetycznej z funkcją słupa łączności.

W jednym z etapów projektu przygotowano model słupa telekomunikacyjnego typu PLN111 T i przeprowadzono obliczenia dla przęsła linii 110 kV z uwzględnieniem rzeczywistych przekrojów oraz zwisu katastrofalnego. Cel wykonania tych obliczeń wynikał z konieczności sprawdzenia poziomów pól elektromagnetycznych z obowiązującymi przepisami w zakresie wartości dopuszczalnych [1, 2]. Wykonanie analizy tylko w zakresie oddziaływania częstotliwości sieci 50 Hz było uwarunkowane możliwością przebywania ludzi w otoczeniu tego rodzaju konstrukcji oraz prowadzenia prac naprawczych w obszarze infrastruktury telekomunikacyjnej.

Według rozporządzenia [1] wartości dopuszczalne pola o częstotliwości 0–50 Hz w środowisku ogólnym w miejscach dostępnych dla ludności wynoszą:

- dla pola magnetycznego o częstotliwości 0,5–50 Hz – 60 A/m;
- dla pola elektrycznego o częstotliwości 0,5–50 Hz – 10 kV/m, a w obszarach zabudowy mieszkaniowej – 1 kV/m.

Natomiast zgodnie z rozporządzeniem wprowadzonym w 2018 r. [2] poziomy graniczne pola elektrycznego i magnetycznego strefy pośredniej, czyli wartości pola, przy których pracownik może pracować w ciągu 8-godzinnej zmiany roboczej, wynoszą:

- dla pola magnetycznego o częstotliwości z zakresu 50–1000 Hz – dolna granica strefy pośredniej – $IP_{Nod-H} = 0,8 \cdot 10^5 / (3 \cdot f)$, dla $f = 50$ Hz, $IP_{Nod-H} = 533,3$ A/m;

- dla pola elektrycznego o częstotliwości z zakresu 50–100 Hz – dolna granica strefy pośredniej – IPNod-E dla $f = 50$ Hz, IPNod-E = 3,33 kV/m.

Analizy rozkładów pola elektromagnetycznego wokół konstrukcji linii elektroenergetycznych są tematem wielu publikacji [3–7], m.in. z uwagi na dopuszczalne przez prawo [1, 2, 8, 9] możliwości lokalizacji obiektów budowlanych nawet pod przewodami linii 110 kV, w sytuacji gdy występuje problem nie tylko wytrzymałości elektrycznej, ale też oddziaływania pola na organizmy żywe.

Metodyka obliczeń rozkładu pola dla słupa z układem łączności

Obliczanie trójwymiarowego natężenia pól elektrycznego oraz magnetycznego w obszarze pod linią wysokiego napięcia (a szczególnie w obszarze lokalizacji skomplikowanej konstrukcji słupowej) wymaga, nawet przy wykorzystaniu szybkich komputerów o znacznej zdolności obliczeniowej, dużego nakładu pracy i czasu na wykonanie analiz symulacyjnych. Czas obliczeń optymalizowano przy wykorzystaniu algorytmu iteracyjnej weryfikacji błędów oraz wykonując działania w dziedzinie zespolonej prądów i napięć linii elektroenergetycznej.

W celu realizacji numerycznych obliczeń symulacyjnych rozkładów pola opracowano na podstawie danych udostępnionych przez konstruktorów i zaimplementowano w oprogramowaniu numerycznym układ rzeczywistego słupa elektroenergetycznego PLN111 T z zainstalowanym na nim osprzętem łączności w postaci dookólnej anteny nadawczo-odbiorczej oraz dodatkowym układem elektroenergetycznym umożliwiającym bezpośrednie zasilanie z sieci 110 kV przez przekładnik napięcia współpracujący z projektowanym energoelektronicznym układem zasilania. W układzie analizowanego słupa (rys. VI.4.1, VI.4.2) obecność przewodów jednotorowej linii elektroenergetycznej z jednej strony słupa pozwala ograniczyć oddziaływanie pola (zarówno składowej elektrycznej, jak i magnetycznej) na układ antenowy oraz zminimalizować wartości rejestrowane pod konstrukcją słupową.

Obliczenia przeprowadzono za pomocą oprogramowania numerycznego wykorzystującego metodę elementów skończonych Opera 3D Simulia ze zintegrowanym front-endem (nakładką na oprogramowanie) CST Studio 2022, korzystającą z modułu obliczeń elektrycznych i magnetostatycznych w dziedzinie zespolonej. Model 3D przęsła opracowano we wbudowanym do oprogramowania module Modeller. Weryfikacji błędów obliczeniowego dokonano na podstawie algorytmu minimalizacji błędów obliczeń w trakcie kolejnych iteracji obliczeń jądra modelu.

Założenia obliczeniowe były następujące:

- przedmiotem symulacji było pojedyncze przęsło z jednym słupem typu PLN111 T w wersji przelotowej oraz dwoma odcinkami linii WN 110 kV (napięcie maksymalne 123 kV) o trójkątnym układzie przewodów;
- przyjęto wartość maksymalną zwisu przewodów fazowych, lokalizując najbliższe zawieszone przewody na wysokości 5,85 m nad ziemią;

- wprowadzono minimalną długość przęsła linii, tj. 180 m;
- uwzględniono zamocowanie anteny dookólnej na szczycie konstrukcji słupa.

W ramach badań zrealizowano następujące prace:

- zdefiniowano wymagania do założeń obliczeniowych, pozyskano dane wejściowe;
- zbudowano model 3D słupa PLN111 T, jak najbardziej zbliżony do konstrukcji rzeczywistej, na podstawie dostarczonej dokumentacji – dostarczone modele 3D posłużyły jedynie do weryfikacji parametrów geometrycznych, gdyż ze względu na stosowane formaty rysunków 3D typu kreskowego (.dwg) nie były kompatybilne z wymaganiami preprocesora oprogramowania obliczeniowego korzystającego z metody elementów skończonych;
- przeprowadzono obliczenia rozkładów składowej elektrycznej oraz składowej magnetycznej natężenia pola elektromagnetycznego dla modelu przęsła.

W badaniach symulacyjnych założono odzwierciedlenie zbliżonych do istniejących w rzeczywistości warunków odniesienia dla modelu obliczeniowego, umiejscowionego w wydzielonym obszarze obliczeniowym równym wielkości przęsła linii WN z uwzględnieniem pasa wokół linii o szerokości 30 m. Rejestracji pola dokonywano na wysokości 2 m nad ziemią według wytycznych [10], uwzględniając podstawową harmoniczną (50 Hz) przebiegów napięciowo-prądowych zasilających rozpatrywaną linię elektroenergetyczną z możliwością wyodrębnienia rozkładu pól elektrycznego i magnetycznego dla dowolnej chwili czasu lub dowolnego kąta fazowego.

W tab. VI.4.1 i VI.4.2 zawarto zestawienie parametrów technicznych oraz wymiarów modelu słupa, linii fazowych oraz odgromowych, a także zestawienie parametrów napięciowo-prądowych linii. Założono maksymalne napięcie dopuszczalne $U_{\max} = 123$ kV (RMS), a także maksymalną obciążalność prądową linii typu 311-A1F/ 32-20SA na poziomie $I_{\max} = 1065$ A (RMS) (założenia: okres zimowy, temperatura przewodu $+80^{\circ}\text{C}$, temperatura otoczenia 0°C).

Tab. VI.4.1. Parametry i konfiguracja linii 110 kV – parametry techniczne i geometryczne

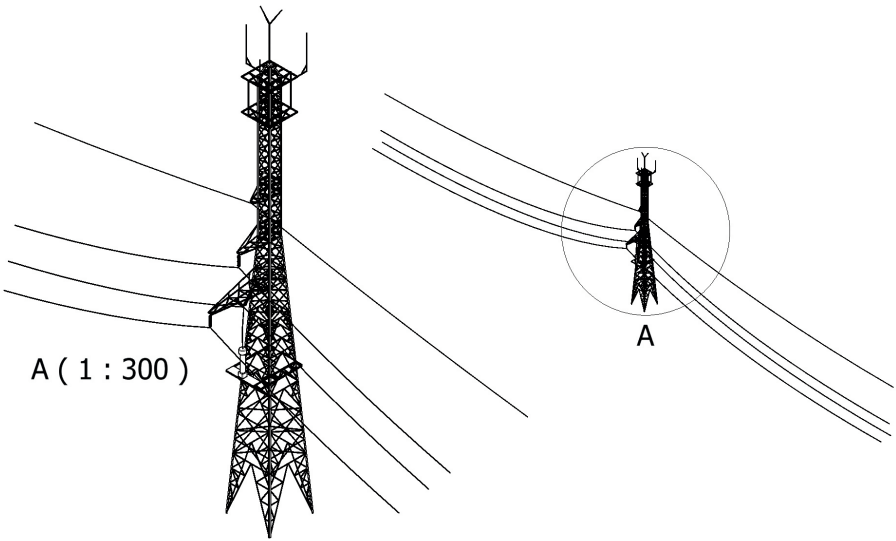
Lp.	Przewód	Typ przewodu	Przekrój przewodu [mm ²]	Odległość od osi słupa [m]	Wysokość zawieszenia [m]	Wysokość w najniższym zwisie linii [m]
1	L1	311-A1F/ 32-20SA	342,25	3,6	20,5	10,2
2	L2	311-A1F/ 32-20SA		2,75	16,5	5,85
3	L3	311-A1F/ 32-20SA		6,6	16,5	5,85
4	Przewód odgromowy	61-A1/ 36-ST1A	97,03	2,25	27,3	16,5

Tab. VI.4.2. Parametry i konfiguracja linii 110 kV – parametry elektryczne

Lp.	Przewód/ element czynny	Napięcie (wartość skuteczna napięcia fazowego) [kV]	Maksymalny prąd roboczy linii (wartość skuteczna) [A]
1	L1	$71e^{j0deg}$	$1065e^{j0deg}$
2	L2	$71e^{j120deg}$	$1065e^{j120deg}$
3	L3	$71e^{-j120deg}$	$1065e^{-j120deg}$
4	Przewód odgromowy	0	Prąd indukowany (~0 A)
5	Przekładnik Górny zacisk	$71e^{j120deg}$	0
6	napięciowy Dolny zacisk	0	0

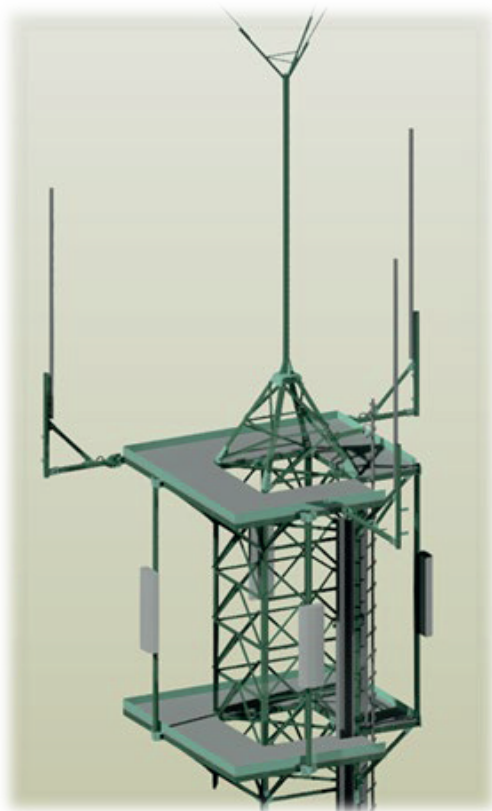
Antenę dookólną umieszczoną na szczycie modelu słupa odseparowano od konstrukcji przewodzącej słupa, jednak ze względu na nieokreślony rozkład potencjału wykonano podłączenie do konstrukcji za pomocą znacznej rezystancji o wartości ok. 100 MΩ, co stanowi wartość zbliżoną do impedancji wspólnej wzmacniacza oraz symetryzatora antenowego.

Na rys. VI.4.1–VI.4.3 przedstawiono model geometryczny przęsła badanej linii WN ze słupem PLN111 T wraz z założonymi wymiarami geometrycznymi słupa i długością przęsła (180 m).

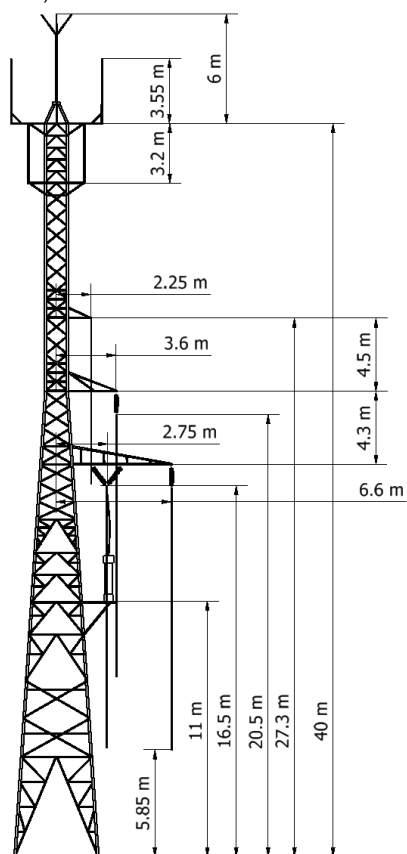


Rys. VI.4.1. Model geometryczny słupa PLN111 T – model bryłowy z uwzględnieniem osprzętu elektroenergetycznego oraz rzeczywistej konstrukcji kratownicowej (widok na półprzęsło)

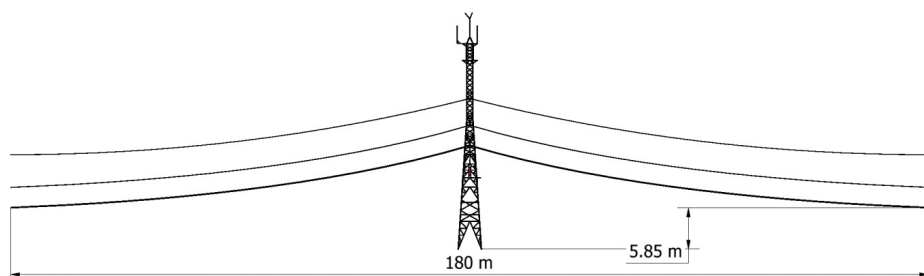
a)



b)



Rys. VI.4.2. Antena zamontowana na słupie linii 110 kV (a); model geometryczny słupa PLN111 T z uwzględnieniem osprzętu elektroenergetycznego oraz rzeczywistej konstrukcji kratownicowej – podano wymiary charakterystyczne, oznaczono fazowanie przewodów, liniami przerywanymi wskazano profile obliczeniowe – w poprzek osi linii (linia pozioma) oraz wzdłuż konstrukcji słupa (linia pionowa) (b)



Rys. VI.4.3. Model geometryczny słupa PLN111 T w przekroju – fazowanie oraz wymiary charakterystyczne przy najniższym zawieszeniu przewodów dolnych – fazy L2 i L3 (PO – przewód odgromowy)

Korzystając z oprogramowania symulacyjnego, dokonano przypisania materiałów (tab. VI.4.3), potencjałów linii i innych elementów czynnych, prądów roboczych w liniach oraz określenia warunków brzegowych typu otwartego II rodzaju (na składową styczną natężenia pola elektrycznego $E_t = 0$ w płaszczyźnie ziemi oraz wpływu i wypływu linii z obszaru obliczeniowego oraz warunku otwartego asymptotycznego w płaszczyźnie prostopadłej). Zdefiniowano również niemagnetyczną i półprzewodzącą płaszczyznę „ziemi” o zadanym potencjale odniesienia $V = 0$.

Tab. VI.4.3. Parametry materiałowe modelu

Element	Materiał	Parametr materiałowy
Linie fazowe i odgromowe	Aluminium	Przewodność $\gamma = 35 \times 10^6$ S/m
Słup i konstrukcje wsporcze	Stal konstrukcyjna	Przewodność $\gamma = 10 \times 10^6$ S/m Przenikalność magnetyczna względna $\mu_r = 1000$
Materiały izolacyjne	Tworzywo sztuczne	Przenikalność elektryczna $\epsilon_r = 4$
Płaszczyzna ziemi	Ziemia odniesienia	Przewodność $\gamma = 50 \times 10^{-3}$ S/m Przenikalność magnetyczna: $\mu_r = 1,02$

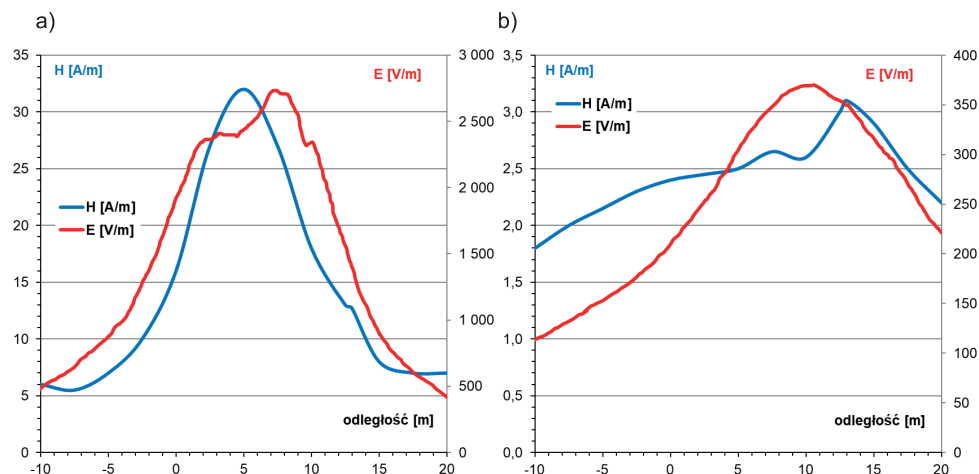
W trakcie definiowania geometrii modelu obliczeniowego dokonano aproksymacji krzywej łańcuchowej zwisania linii przy pomocy funkcji typu *spline*. Błąd bezwzględny położenia linii w osi pionowej popełniony w kierunku bezpiecznym wynosi nie więcej niż 1 m. Wartość błędu maleje do zera wraz ze wzrostem odległości od konstrukcji słupa. Błąd rozkładu pól elektrycznego i magnetycznego osiąga wartość maksymalną w odległości 4 m od konstrukcji słupa, przy czym występuje w kierunku bezpiecznym, a jego wartość nie przekracza 5%, co wynika z ekranującego wpływu konstrukcji słupa.

Pole elektryczne i magnetyczne w otoczeniu słupa telekomunikacyjnego

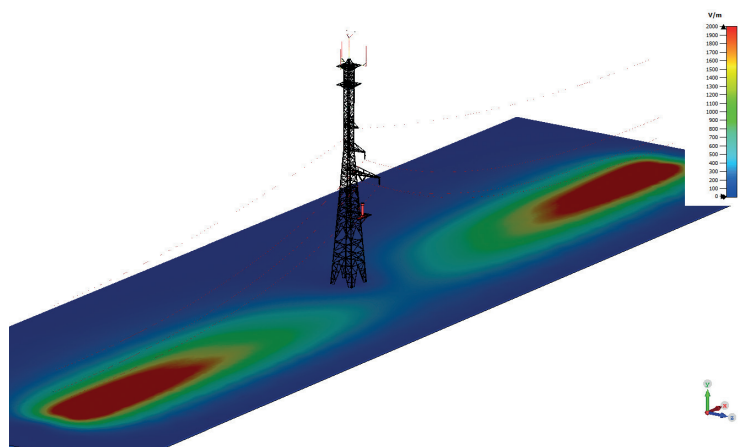
Na podstawie obliczeń symulacyjnych rozkładu natężenia pól elektrycznego oraz magnetycznego w obszarze obliczeniowym składającym się z linii WN oraz konstrukcji słupowej PLN111 T na obszarze całego przęsła (o długości minimalnej 180 m) określono, że w dowolnym punkcie wartość natężenia pola elektrycznego E , jak również magnetycznego H nie przekracza długotrwale wartości dopuszczalnych [1, 2]. Na podstawie wyników obliczeń można stwierdzić, że innowacyjna konstrukcja słupa PLN111 T wykazuje korzystne cechy ekranujące dla częstotliwości podstawowej harmonicznej i umożliwia umiejscowienie systemów radiokomunikacji na szczycie konstrukcji.

Opracowana metoda obliczeniowa umożliwiła uzyskanie zadowalających wyników rozkładów pól elektrycznego i magnetycznego w znacznym obszarze obliczeniowym zawierającym liczne obiekty w różnej skali w stosunku do wymiaru charakterystycznego obszaru obliczeniowego. Średnia wielkość charakterystyczna siatki elementów skończonych na powierzchni słupa wyniosła ok. 0,1 m, natomiast w przestrzeni obliczeniowej swobodnej ok. 0,4 m. W objętości modelu ok. 420 tys. m³ ostatecznie zastosowana, optymalna liczba węzłów siatki elementów skończonych wyniosła ok. 17,2 mln.

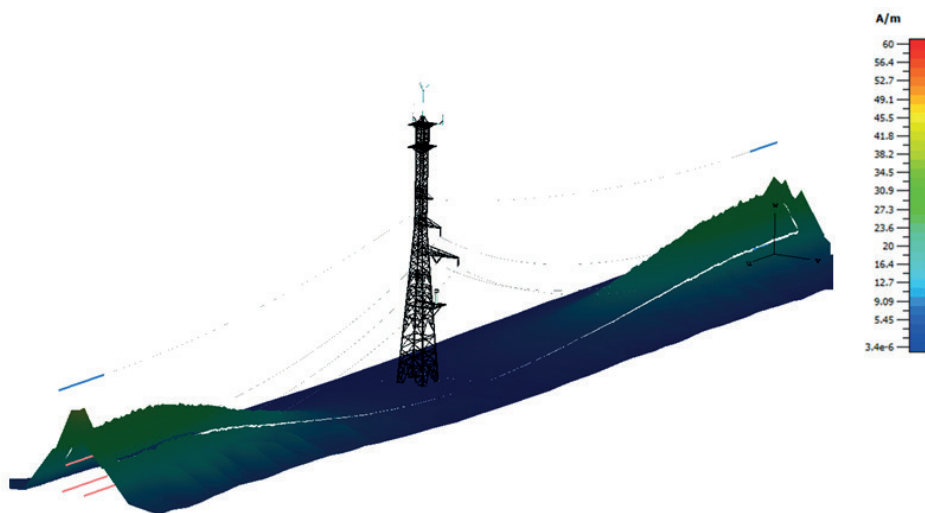
Dla danego modelu obliczeniowego po optymalizacji procesu obliczeń udało się osiągnąć już po 140 iteracjach błąd numeryczny rzędu 10^{-6} wartości względnej potencjału skalarnego lub wektorowego, co stanowi wartość całkowicie akceptowalną (w praktyce oznacza to błąd procentowy wartości pól E oraz H poniżej 1%).



Rys. VI.4.4. Wartości natężenia pól elektrycznego i magnetycznego 2 m nad powierzchnią ziemi w kierunku poprzecznym do osi linii: a) w środku przęsła; b) w otoczeniu słupa



Rys. VI.4.5. Rozkład wartości skutecznej RMS (za okres napięcia sieciowego) natężenia pola elektrycznego E pod modelem słupa na wysokości 2 m nad ziemią

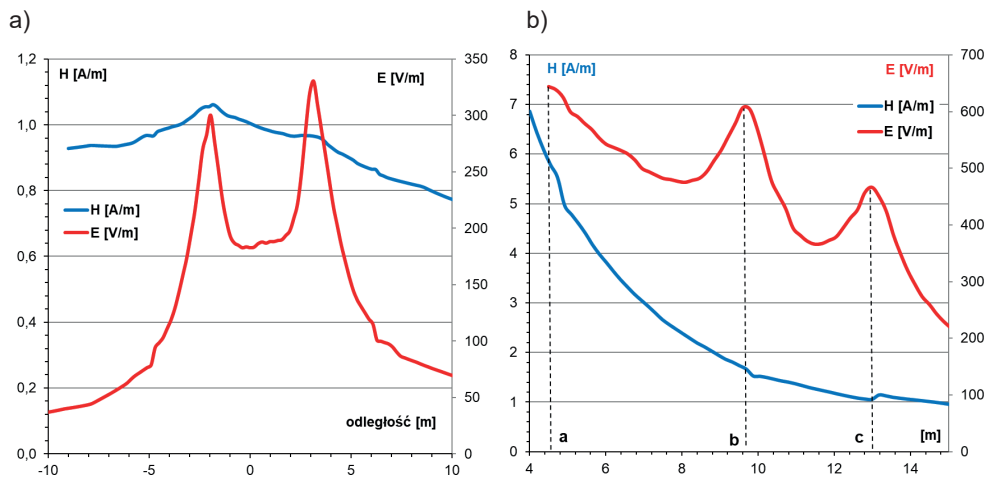


Rys. VI.4.6. Wizualizacja rozkładu wartości skutecznej RMS (za okres napięcia sieciowego) natężenia pola magnetycznego H na wysokości 2 m nad poziomem ziemi – histogram

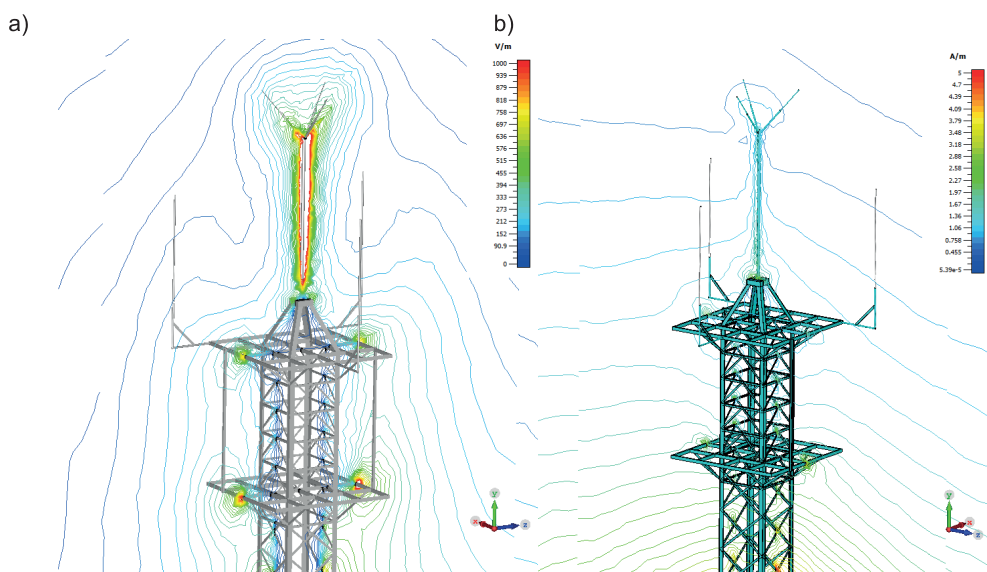
Poziomy pól elektrycznego i magnetycznego o częstotliwości 50 Hz dla konstrukcji z układem łączności charakteryzują się następującymi parametrami:

- wartości maksymalne natężenia pól elektrycznego i magnetycznego w obszarze przyziemnym w obszarze największego zwisu wynoszą odpowiednio $E = 2720$ V/m i $H = 32$ A/m (rys. VI.4.4);
- w obszarze przysłupowym 2 m nad ziemią wartości pól elektrycznego i magnetycznego nie przekraczają odpowiednio 380 V/m oraz 3,2 A/m (rys. VI.4.5, VI.4.6);
- lokalne wzrosty natężenia pola elektrycznego tuż przy konstrukcji słupa są związane z występowaniem ostrych krawędzi konstrukcji stalowej, co nie powoduje przekroczenia wartości dopuszczalnych;
- w obszarze anteny dookólnej składowe natężenia pól E i H nie przekraczają w bliskim sąsiedztwie anteny (400 mm) odpowiednio wartości 700 V/m oraz 7 A/m (rys. VI.4.7, VI.4.8).

Obliczone wartości natężenia pól elektrycznego i magnetycznego w obu przypadkach – zarówno wokół anteny, jak i na wysokości 2 m nad ziemią, w miejscu dowolnym na obszarze przęsła i pasa służebności – są niższe od wartości dopuszczalnej długotrwale, która wynosi 10 kV/m i 60 A/m w środowisku ogólnym oraz $IPNod-E = 3,33$ kV/m i $IPNod-H = 533,3$ A/m w środowisku pracy.



Rys. VI.4.7. Poziom pól E i H w obszarze anteny: a) prostopadle do osi linii elektroenergetycznej wzdłuż profilu X z rys. VI.4.2; b) 40 cm od anteny głównej wzdłuż profilu Y z rys. VI.4.2, a – 4 m, b – 9 m, c – 13 m



Rys. VI.4.8. Rozkład wartości skutecznej RMS (za okres napięcia sieciowego) natężenia pola elektrycznego E oraz magnetycznego H w przekroju słupa PLN111 T – mapa izolinii (zbliżenie na antenę)

Podsumowanie

Obliczone wartości natężenia pola magnetycznego dla nowej konstrukcji słupowej wyposażonej w system łączności wraz z zasilaniem – na wysokości 2 m nad ziemią,

w miejscu dowolnym na obszarze przęsła i pasa służebności – są znacznie niższe od wartości dopuszczalnych długotrwale, które wynoszą 10 kV/m oraz 60 A/m [1].

Obliczone wartości natężenia pola magnetycznego w obszarze układu antenowego nie przekraczają wartości dopuszczalnych długotrwale, które dla obszaru pracy 8-godzinnej zdefiniowano jako dolny próg strefy zagrożenia dla środowiska pracy: IPNod-E = 3,33 kV/m oraz IPNod-H = 533,3 A/m [2].

Podczas realizacji projektu opracowano słupy, które pozwolą na wykorzystanie jednej konstrukcji do dwóch celów – dystrybucji energii elektrycznej i realizacji usług telekomunikacyjnych. Zabudowany na konstrukcji przekładnik napięciowy pozwala zasilać systemy telekomunikacyjne bezpośrednio z linii wysokiego napięcia (bez konieczności prowadzenia linii niskiego napięcia).

Bibliografia

1. Rozporządzenie Ministra Zdrowia z dnia 17 grudnia 2019 r. w sprawie dopuszczalnych poziomów pól elektromagnetycznych w środowisku. Dz.U. 2019, poz. 2448.
2. Rozporządzenie Ministra Rodziny, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 12 czerwca 2018 r. w sprawie najwyższych dopuszczalnych stężeń i natężeń czynników szkodliwych dla zdrowia w środowisku pracy. Dz.U. 2018, poz. 1286.
3. Ahsan M., Baharom M.N.R., Zainal Z., Khalil I.U. Measuring and simulation of magnetic field generated by high voltage overhead transmission lines. *Results in Engineering* 2024, 23, 102688.
4. Litzbarski L.S., Olesz M., Redlarski G., Tojza P.M., Żak A., Gifuni E., Cieślukowska Z., Czapliński M. The assessment of the influence of low-frequency electromagnetic fields originated from the power infrastructure on humans' health. *Applied Sciences* 2024, 14(21), 9668.
5. Kochanowicz K., Nowak W., Tarko R. Analiza możliwości wykorzystania pasów technologicznych elektroenergetycznych linii przesyłowych do rozbudowy sieci dystrybucyjnych. Wydawnictwa AGH, Kraków 2024.
6. Gumiela J., Kocielski A., Szafrowski D. Analiza zmian rozkładu pola elektromagnetycznego generowanego przez napowietrzne linie elektroenergetyczne spowodowanych oddziaływaniem wiatru. *Przegląd Elektrotechniczny* 2022, 98(12), s. 309–312.
7. Park K.S. Biological effects of electricity and electromagnetic field. [W:] Park K.S. *Humans and electricity. Understanding body electricity and applications*. Springer, Cham 2023, s. 377–400.
8. PN-EN 50341-1:2013-03 – Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 1 kV – Część 1: Wymagania ogólne – Specyfikacje wspólne.
9. PN-EN 50341-2-22:2016-04 – Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 1 kV – Część 2-22: Krajowe Warunki Normatywne (NNA) dla Polski.
10. Obwieszczenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 21 listopada 2022 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu rozporządzenia Ministra Klimatu w sprawie sposobów sprawdzania dotrymania dopuszczalnych poziomów pól elektromagnetycznych w środowisku, Dz.U. 2022 r., poz. 2630.

VI.5. Prognozowanie emisji NOx w turbinach gazowych z zastosowaniem uczenia maszynowego

Alicja Lenarczyk

Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki, Katedra Elektroenergetyki

Wprowadzenie

W obliczu rosnących wymagań środowiskowych oraz zaostrzających się norm emisji zanieczyszczeń gazowych szczególnego znaczenia nabierają monitorowanie i redukcja emisji tlenków azotu (NOx) w elektrowniach opartych na turbinach gazowych [1]. NOx należą do głównych zanieczyszczeń powietrza, odpowiedzialnych m.in. za powstawanie smogu fotochemicznego, kwaśnych deszczów i wtórnego pyłu zawieszonego, a ich emisja podlega ścisłym regulacjom krajowym oraz unijnym [2, 3]. Optymalizacja środowiskowa pracy turbin wymaga zatem skutecznych narzędzi predykcyjnych, pozwalających na bieżące śledzenie i przewidywanie emisji w zależności od zmiennych warunków eksploatacyjnych [4].

W literaturze przedmiotu dominują podejścia bazujące na absolutnych wartościach parametrów pracy turbiny (takich jak temperatura otoczenia, ciśnienie czy energia wyjściowa), jednak nie oddają one w pełni złożonej dynamiki procesu spalania i mogą być podatne na zmienność warunków atmosferycznych oraz technicznych. W niniejszym rozdziale zaproponowano wykorzystanie wskaźników względnych – zmiennych objaśniających, skonstruowanych jako relacje między podstawowymi parametrami eksploatacyjnymi turbiny gazowej. Wskaźniki względne pozwalają na ujęcie złożonych zależności fizykochemicznych w sposób bardziej informatywny niż ich bezpośrednie odpowiedniki absolutne, a ponadto mogą pośrednio odzwierciedlać stan techniczny jednostki w czasie rzeczywistym [5]. Pomimo ich wysokiego potencjału diagnostycznego i predykcyjnego zmienne relacyjne tego typu są nadal rzadko stosowane w literaturze [6], co podkreśla innowacyjny charakter zaproponowanego podejścia.

W niniejszej analizie uwagę poświęcono przede wszystkim praktycznym aspektom eksploatacyjnym, ze szczególnym uwzględnieniem parametrów o potwierdzonej istotności statystycznej w odniesieniu do emisji NOx. Na podstawie analizy macierzy korelacji wyeliminowano cechy nadmiarowe lub słabo skorelowane, pozostawiając do dalszego modelowania wyłącznie najbardziej informatywne zmienne. Tak zawężony zbiór cech pozwala się skupić na parametrach o rzeczywistym znaczeniu operacyjnym, a jednocześnie zwiększyć przejrzystość modeli predykcyjnych. Weryfikacja ich wpływu na emisję NOx z wykorzystaniem nowoczesnych algorytmów uczenia maszynowego (*Machine*

Learning, ML) może stanowić cenną podstawę dalszego rozwoju predykcyjnych systemów wspomagania decyzji.

Uczenie maszynowe oferuje zaawansowane techniki analizy danych, które umożliwiają modelowanie skomplikowanych, nieliniowych relacji pomiędzy zmiennymi wejściowymi a odpowiedzią systemu. Modele takie jak lasy losowe (*Random Forest*), *XGBoost* czy model sieci neuronowej typu *Multi-Layer Perceptron* (MLP) charakteryzują się wysoką zdolnością do generalizacji oraz odpornością na zakłócenia, co czyni je szczególnie przydatnymi w zastosowaniach przemysłowych. Dzięki zdolności do automatycznego wykrywania wzorców w danych modele ML pozwalają na precyzyjne prognozowanie emisji w zmiennych warunkach operacyjnych, nawet przy niepełnych lub zaszumionych danych sensorycznych.

Klasyczne metody prognozowania emisji NOx, oparte na modelowaniu fizykochemicznym lub regresji liniowej, często zawodzą w warunkach rzeczywistych z uwagi na uproszczenia modelu, brak elastyczności wobec nieliniowości oraz trudności w skalowaniu do zmiennych warunków eksploatacyjnych [7]. Modele fizyczne wymagają szczegółowych danych wejściowych i kosztownych kalibracji, a ich trafność szybko maleje w przypadku degradacji sprzętu lub sezonowych zmian warunków pracy. W przeciwieństwie do nich techniki uczenia maszynowego wykazują wysoką zdolność adaptacji do złożonych i nieliniowych zależności między parametrami operacyjnymi a emisją zanieczyszczeń, bez konieczności modelowania procesu spalania od podstaw. Ponadto ML pozwala na automatyczne uwzględnienie interakcji między zmiennymi, które w klasycznych metodach są trudne do uchwycenia. To sprawia, że ML jest bardziej odporne na zmienność danych oraz stanowi użyteczne narzędzie w przemysłowych warunkach pracy turbiny.

W niniejszym rozdziale porównano skuteczność modeli ML wykorzystujących cechy absolutne wzbogacone o zmienne względne. Tego rodzaju analiza umożliwia ocenę wpływu nowego podejścia na jakość predykcji i może się przyczynić do identyfikacji dotąd niedocenianych wzorców operacyjnych. Co istotne, całość analizy została przeprowadzona na rzeczywistym zbiorze danych z pracy turbiny gazowej, co nadaje badaniu istotny walor praktyczny oraz zwiększa jego użyteczność z punktu widzenia zastosowań przemysłowych.

Do realizacji badania wybrano trzy popularne modele uczenia maszynowego: *Random Forest*, *XGBoost* oraz sieć neuronową typu *Multi-Layer Perceptron* (MLP). *Random Forest* został wybrany ze względu na swoją odporność na przeuczenie oraz łatwość interpretacji wyników, szczególnie ważną w zastosowaniach przemysłowych. Algorytm *XGBoost*, uznawany za jeden z najskuteczniejszych modeli predykcyjnych, zapewnia wysoką dokładność oraz efektywność działania, nawet w obecności skomplikowanych, nieliniowych zależności pomiędzy danymi. Z kolei MLP pozwala na elastyczne modelowanie złożonych zależności fizykochemicznych dzięki swojej architekturze, która efektywnie odwzorowuje złożone procesy spalania w turbinach gazowych.

W niniejszym opracowaniu wykorzystano zbiór danych dotyczących emisji związków azotu (NOx) i tlenku węgla (CO) pochodzący z pięcioletniego monitoringu eksploatacyjnego przemysłowej turbiny gazowej. Dane zostały udostępnione w ramach pracy [8] jako publiczny benchmark do rozwoju systemów predykcyjnego monitorowania emisji (PEMS). Szczegółowa charakterystyka danych, struktury zmiennych oraz umiejscowienie czujników pomiarowych zostały dokładnie opisane w artykule źródłowym. Zbiór danych objęty jest licencją CC BY 4.0, która umożliwia ich swobodne wykorzystywanie i adaptację. Zbiór zawiera 36 733 rekordy, rejestrowane w odstępach godzinnych, opisujące warunki pracy turbiny gazowej zasilanej gazem ziemnym. Pomiary obejmują dziewięć zmiennych operacyjnych oraz dwie zmienne wyjściowe związane z emisją zanieczyszczeń. Parametry i ich statystyki opisowe przedstawiono w tab. VI.5.1.

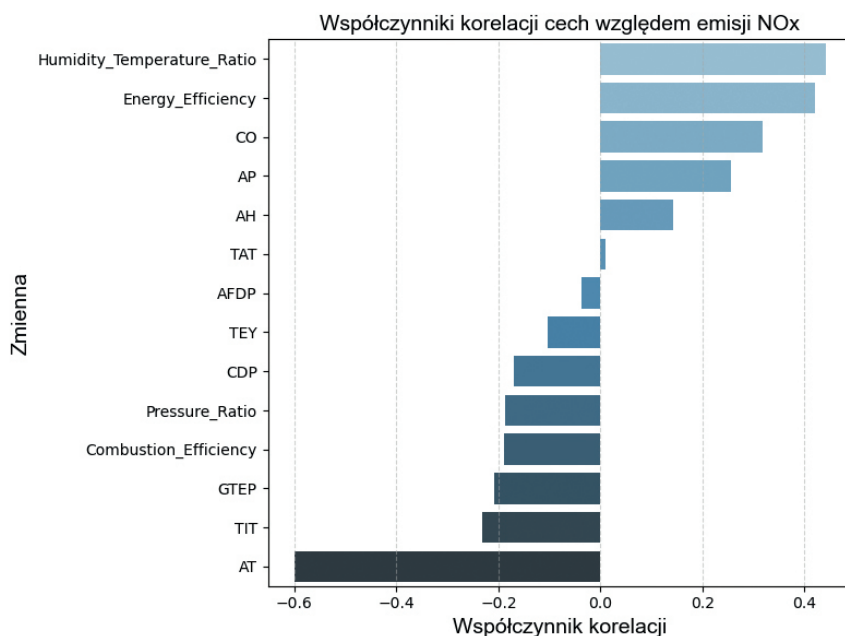
Tab. VI.5.1 Statystyki opisowe parametrów operacyjnych i emisji użytych w analizie

Parametr	Symbol	Jednostka	Min.	Max.	Średnia	Odch. std.
Temperatura otoczenia	AT	°C	0,52	34,93	17,76	7,57
Ciśnienie atmosferyczne	AP	mbar	985,85	1034,20	1013,20	6,41
Wilgotność względna powietrza	AH	%	30,34	100,20	79,12	13,79
Różnica ciśnień na filtrze	AFDP	mbar	2,09	7,61	4,20	0,76
Ciśnienie spalin za turbiną	GTEP	mbar	17,88	37,40	25,42	4,17
Temperatura przed turbiną	TIT	°C	1000,80	1100,80	1083,80	16,53
Temperatura za turbiną	TAT	°C	512,45	550,61	545,40	7,87
Wytworzona energia	TEY	MWh	100,17	174,61	134,19	15,83
Ciśnienie na wyjściu sprężarki	CDP	mbar	9,90	15,08	12,10	1,10
Tlenek węgla (emisja)	CO	mg/m ³	0,00	44,10	1,97	2,22
Tlenki azotu (emisja)	NOx	mg/m ³	27,77	119,89	68,19	10,47

Eksploracyjna analiza zmiennych wejściowych i ich zależności z emisją NOx

Przeprowadzona analiza eksploracyjna danych ujawniła zróżnicowane zależności pomiędzy wybranymi zmiennymi operacyjnymi a poziomem emisji NOx. Choć wizualizacje typu *pairplot* i *boxplot* nie zostały bezpośrednio przedstawione, ich interpretacja została uwzględniona w ocenie użyteczności poszczególnych cech w kontekście modelowania predykcyjnego.

Na rys. VI.5.1 pokazano wartości współczynników korelacji liniowej pomiędzy wybranymi parametrami operacyjnymi turbiny gazowej a emisją NOx. Korelacja służy do oceny siły i kierunku zależności liniowych między zmiennymi – wartości bliskie ± 1 wskazują na silne powiązania, natomiast wartości zbliżone do zera sugerują brak istotnej zależności liniowej. W kontekście modelowania emisji NOx istotne jest nie tylko wykrycie silnych korelacji, ale również unikanie nadmiarowości informacji (kolinearności) pomiędzy zmiennymi wejściowymi.



Rys. VI.5.1. Wartości współczynników korelacji liniowej pomiędzy parametrami operacyjnymi turbiny gazowej a emisją tlenków azotu (NOx)

Analiza wykazała, że najsilniejszy związek z emisją NOx wykazuje temperatura otoczenia (AT), dla której uzyskano współczynnik korelacji $r = -0,60$, co wskazuje na istotną ujemną zależność – wzrost temperatury otoczenia sprzyja obniżeniu poziomu emisji. Umiarkowaną dodatnią korelację zaobserwowano również dla emisji tlenku węgla (CO; $r = 0,32$), co może sugerować wspólne uwarunkowania procesowe, związane z niepełnym spalaniem. Ciśnienie atmosferyczne (AP) wykazuje słabszą korelację dodatnią ($r = 0,26$), potencjalnie odzwierciedlając wpływ warunków otoczenia na przebieg procesu spalania.

Wskaźniki względne, takie jak *Energy Efficiency* – TEY/GTEP ($r = -0,19$), *Humidity Temperature Ratio* – AH/AT ($r = 0,22$) oraz *Combustion Efficiency* – TIT – TAT ($r = -0,21$), mimo umiarkowanych wartości korelacji z NOx zostały uwzględnione w modelowaniu ze względu na ich wysoką interpretowalność fizyczną oraz zdolność do odzwierciedlania nieliniowych zależności operacyjnych, często niewidocznych przy analizie surowych zmiennych absolutnych.

Cechy takie jak temperatura za turbiną (TAT; $r = 0,01$), energia generowana przez turbinę (TEY; $r = -0,10$) oraz różnica ciśnień na filtrze (AFDP; $r = -0,04$) wykazują bardzo słabe korelacje z NOx, co wskazuje na brak bezpośredniego związku liniowego. Z kolei zmienne takie jak ciśnienie spalin (GTEP), temperatura wejściowa do turbiny (TIT) oraz ciśnienie sprężarki (CDP), mimo nieco wyższych wartości współczynników korelacji (od $-0,23$ do $-0,17$), nadal pozostają poniżej progu istotności operacyjnej. Ich wpływ na

emisję może mieć charakter pośredni, być nieliniowy lub zależny od interakcji z innymi cechami. Z tej przyczyny nie zostały one bezpośrednio uwzględnione w modelu predykcyjnym, lecz ich znaczenie mogło zostać częściowo odzwierciedlone przez zmienne syntetyczne.

Włączenie zarówno zmiennych absolutnych, jak i względnych pozwala na lepsze odwzorowanie złożonej natury procesu spalania. Zmienne absolutne (np. temperatura otoczenia, ciśnienie) opisują konkretne warunki operacyjne, lecz mogą być silnie uzależnione od sezonowości i zmian technicznych. Zmienne względne (takie jak stosunek temperatury do wilgotności czy różnica temperatur przed i za turbiną) oddają natomiast relacje dynamiczne i proporcjonalne, lepiej odzwierciedlając efektywność energetyczną lub sprawność procesu spalania. Uzupełniają się one, ponieważ zmienne absolutne dostarczają surowych danych pomiarowych, a względne – ich przekształceń o większej mocy diagnostycznej. Takie połączenie poprawia interpretowalność modelu i odporność na zakłócenia [9].

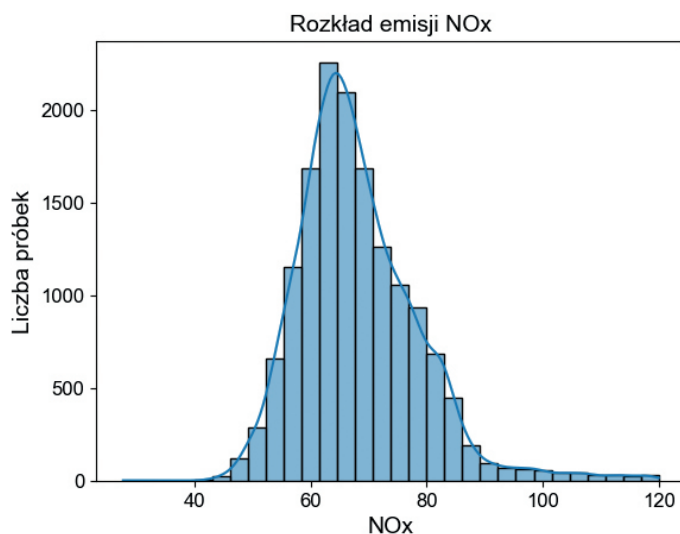
Na podstawie powyższej analizy do dalszego modelowania emisji NO_x wykorzystano zmienne przedstawione w tab. VI.5.2. Zmienna AT pozostaje kluczowym predyktorem. CO i AP wspierają model jako zmienne pomocnicze. Dodanie trzech wskaźników względnych pozwala wziąć pod uwagę bardziej złożone, nieliniowe i wielowymiarowe zależności fizyczne w obrębie procesu spalania. Co istotne, przeprowadzona analiza nie wykazała silnej kolinearności pomiędzy zmiennymi ujętymi w powyższym zestawie cech (wszystkie $|r| < 0,9$), co potwierdza, że każda z wybranych cech wnosi odrębną i istotną informację diagnostyczną. Na szczególną uwagę zasługuje *Combustion Efficiency*, której korelacja z pozostałymi zmiennymi nie przekracza 0,5, co czyni ją stabilnym składnikiem zestawu predykcyjnego. Z kolei wskaźniki względne, takie jak *Humidity Temperature Ratio* oraz *Energy Efficiency*, wspierają uogólnienie warunków eksploatacyjnych, eliminując wpływ sezonowej zmienności parametrów wejściowych i zwiększając odporność modelu na zakłócenia pomiarowe. Takie podejście łączy zalety interpretowalności z potencjałem predykcyjnym modeli ML, jednocześnie ograniczając wpływ redundancji informacyjnej i błędów pomiarowych.

Tab. VI.5.2. Przykładowy zestaw danych wejściowych wybranych do modelowania emisji NO_x

AT	CO	AP	<i>Energy Efficiency</i>	<i>Humidity Temperature Ratio</i>	<i>Combustion Efficiency</i>
4,59	0,33	1018,7	5,62	18,24	536,37
4,29	0,45	1018,3	5,62	19,62	536,05
3,90	0,45	1018,4	5,63	21,73	536,31
3,74	0,23	1018,3	5,65	22,82	536,33
3,75	0,27	1017,8	5,63	22,71	535,90

Rozkład emisji NO_x (rys. VI.5.2) ma charakter asymetryczny, z zauważalną skośnością w prawo – większość obserwacji skupia się wokół wartości 60–70 ppm, natomiast wartości przekraczające 100 ppm występują sporadycznie i mogą odpowiadać ekstremalnym warunkom pracy turbiny, anomaliiom spalania lub błędom pomiarowym. Obecność takich

obserwacji wskazuje na możliwość wpływu outlierów na klasyczne metryki regresyjne, takie jak RMSE. W związku z tym uzasadnione może być zastosowanie transformacji logarytmicznej zmiennej docelowej, użycie strat odpornych na wartości odstające lub modeli nieliniowych typu *XGBoost*. Skośność rozkładu sugeruje również ostrożność w przypadku potencjalnych zadań klasyfikacyjnych, gdzie konieczne może być dostosowanie progów lub wykorzystanie ważonych funkcji kosztu.



Rys. VI.5.2. Histogram emisji NOx w pełnym zbiorze danych

Podział danych

Zgodnie z dobrymi praktykami w analizie danych czasowych zbiorów danych został podzielony w sposób chronologiczny, odzwierciedlający rzeczywisty proces akwizycji danych operacyjnych z turbiny gazowej. Taki podział pozwala na realistyczną ocenę zdolności generalizacyjnych modeli predykcyjnych. Zastosowanie podziału chronologicznego, w przeciwieństwie do losowego, jest niezbędne w przypadku danych pochodzących z procesów przemysłowych o charakterze zmiennym w czasie. Pozwala to uniknąć zjawiska przecieku informacji (*data leakage*), zapewnia rzetelność oceny jakości predykcji i umożliwia bezpośrednie porównanie wyników z innymi badaniami, w tym z opracowaniem [7]. Zbiór treningowy (*train*) obejmuje dane z lat 2011–2012 i zawiera komplet cech wejściowych wraz z kolumną docelową NOx. Łączna liczba obserwacji wynosi 15 039. Zbiór ten wykorzystywany jest do trenowania modeli regresyjnych, tj. dopasowania parametrów modelu do obserwowanych zależności między zmiennymi wejściowymi a wartością emisji NOx.

Zbiór walidacyjny (*validation*) stanowią dane z roku 2013 (7152 rekordy); służy on do selekcji optymalnych wartości hiperparametrów (takich jak głębokość drzewa czy liczba

estymatorów w modelach zespołowych) oraz do wczesnego wykrywania zjawiska przeuczenia. Dane walidacyjne nie są bezpośrednio wykorzystywane w procesie trenowania modelu.

Zbiór testowy (test) zawiera dane z lat 2014–2015, w liczbie 14 542 przykładów, i służy wyłącznie do ostatecznej ewaluacji modelu. Mimo obecności kolumny NO_x wartości tej zmiennej nie są wykorzystywane podczas uczenia ani walidacji, a jedynie w fazie końcowej testowania. Jest to kluczowy etap weryfikacji zdolności modelu do uogólniania reguł na nowe sytuacje operacyjne. Zgodnie z zasadami dobrej praktyki w uczeniu maszynowym zbiór testowy powinien być wykorzystywany wyłącznie jednorazowo, po zakończeniu procesu trenowania i walidacji. Tylko wtedy zapewniona jest obiektywna i niezależna ocena wydajności końcowego modelu.

Metodologia analizy danych i zastosowanie uczenia maszynowego

W analizie emisji NO_x w turbinach gazowych zastosowano trzy modele uczenia maszynowego: *Random Forest*, *XGBoost* oraz wielowarstwową sieć neuronową (MLP). Każdy z modeli został przetestowany w jednolitym *Pipeline* przetwarzania danych, który obejmował selekcję cech, skalowanie, podział zbioru na dane treningowe i walidacyjne, optymalizację hiperparametrów oraz końcową ewaluację.

Regresor *Random Forest*

Regresor *Random Forest* zaimplementowano, wykorzystując moduł *sklearn.ensemble*, a jego konfiguracja została zoptymalizowana przy użyciu strategii *GridSearchCV*. Proces strojenia objął kluczowe hiperparametry decydujące o strukturze modelu, takie jak: liczba drzew, maksymalna głębokość, minimalna liczba próbek wymagana do podziału węzła oraz liczba obserwacji w liściu. Dane wejściowe zostały wcześniej poddane skalowaniu za pomocą transformacji *StandardScaler*, co zapewniło spójność z procedurami zastosowanymi dla innych modeli.

Łącznie przetestowano 108 konfiguracji, obejmujących trzy wartości liczby estymatorów (50, 100, 200), cztery poziomy głębokości (10, 20, 30, brak ograniczenia), a także różne ustawienia minimalnych progów podziału ($\text{min_samples_split} \in \{2, 5, 10\}$) oraz minimalnej liczby próbek w liściu ($\text{min_samples_leaf} \in \{1, 2, 4\}$). Najlepsze rezultaty osiągnięto dla konfiguracji: 100 estymatorów, głębokość drzewa równa 20, $\text{min_samples_split} = 5$, $\text{min_samples_leaf} = 2$.

Uzyskany model charakteryzował się bardzo dobrą jakością predykcji. Średni błąd bezwzględny (MAE = 4,87) wskazuje na wysoką precyzję dopasowania, przy czym poziom błędu mieści się w granicach akceptowalnych dla zastosowań przemysłowych. Wartość współczynnika determinacji $R^2 = 0,677$ potwierdza, że model skutecznie wyjaśnia znaczną część zmienności emisji NO_x, pomimo złożoności nieliniowych zależności charakterystycznych dla procesów spalania w turbinach gazowych.

Model *XGBoost* – implementacja z *Pipeline* i *GridSearchCV*

Do predykcji emisji NOx zastosowano model *XGBoost Regressor*, wykorzystujący mechanizm gradientowego wspomaganie drzew decyzyjnych (GBDT). Model ten znany jest z wysokiej skuteczności w zadaniach regresyjnych, szczególnie w kontekście danych o złożonej strukturze i nieliniowych zależnościach. W celu zapewnienia powtarzalnego przetwarzania danych oraz ułatwienia integracji procesu uczenia model osadzono w strukturze *Pipeline*, zawierającej komponent standaryzacji (*StandardScaler*) oraz regresor *XGBoost*. Choć algorytm nie wymaga skalowania cech w klasycznym ujęciu, operacja ta poprawia stabilność i efektywność procesu optymalizacji.

Strojenie hiperparametrów przeprowadzono przy użyciu *GridSearchCV* z pięciokrotną walidacją krzyżową, testując łącznie 36 konfiguracji parametrów. Uwzględniono zmienność liczby estymatorów (100, 200), głębokości drzewa (3, 6, 10), współczynnika uczenia (0,01, 0,1, 0,2) oraz proporcji próbkowania (0,8, 1,0). Kryterium oceny stanowiła minimalizacja średniego błędu bezwzględnego (MAE). Najlepsze rezultaty osiągnięto dla konfiguracji: 200 estymatorów, głębokość drzewa równa 3, współczynnik uczenia 0,2 i *subsampling* 0,8.

Ostateczny model uzyskał współczynnik determinacji $R^2 = 0,684$, co oznacza, że wyjaśnia on blisko 68,4% zmienności zmiennej celu. Niska wartość MAE = 4,81 świadczy o wysokiej dokładności predykcji. Dodatkowo mechanizmy regularyzacji oraz przycinania drzew wbudowane w *XGBoost* zapewniły skuteczną ochronę przed przeuczeniem, nawet przy obecności wskaźników syntetycznych oraz potencjalnych redundancji w zbiorze cech.

***Multi-Layer Perceptron* (MLP)**

W celu odwzorowania nieliniowych zależności pomiędzy parametrami operacyjnymi a emisją NOx zastosowano model sieci neuronowej typu *Multi-Layer Perceptron* (MLP). Architektura sieci składała się z dwóch warstw ukrytych: pierwszej z 32 neuronami oraz drugiej z 16 neuronami, obie z funkcją aktywacji ReLU. Warstwa wyjściowa była jednowymiarowa i nie zawierała aktywacji. Funkcją straty był błąd Hubera, co zapewniało większą odporność modelu na wartości odstające, a optymalizacja została przeprowadzona przy użyciu algorytmu Adam. Proces uczenia kontrolowano mechanizmem wczesnego zatrzymania (*EarlyStopping*) z tolerancją 50 epok, co pozwalało zakończyć trening w momencie stabilizacji błędu walidacyjnego.

Zarówno dane wejściowe, jak i zmienna docelowa zostały wcześniej przeskalowane z wykorzystaniem standaryzacji (*StandardScaler*), a po predykcji wartości zostały z powrotem przetransformowane do oryginalnej skali. Model osiągnął przyzwoite wyniki predykcyjne: MAE = 4,83, RMSE = 6,75, $R^2 = 0,685$. Mimo że rezultat ten jest nieco niższy niż w przypadku modeli zespołowych (*Random Forest*, *XGBoost*), model MLP wykazał zdolność do uogólniania struktury danych oraz możliwość uchwycenia nieliniowych zależności pomiędzy cechami operacyjnymi a emisją NOx. Krzywa uczenia

wskazywała na stopniową poprawę jakości predykcji i stabilizację metryk walidacyjnych bez przejawów przeuczenia.

Wybór najlepszego modelu

Zestawienie zawarte w tab. VI.5.3 obejmuje trzy modele: *Random Forest*, *XGBoost* i MLP, oceniane pod względem średniego błędu bezwzględnego (MAE), pierwiastka średniokwadratowego błędu (RMSE) oraz współczynnika determinacji (R^2).

Wyniki wskazują, że model *XGBoost* najlepiej odwzorowuje zależności pomiędzy parametrami eksploatacyjnymi a emisją NOx pod względem zarówno błędu predykcji, jak i stabilności. Model *Random Forest* charakteryzował się zbliżonymi wynikami, przy nieco większej interpretowalności. Z kolei model MLP, mimo solidnej architektury, wykazał podatność na różnice pomiędzy zbiorami treningowym i walidacyjnym.

Dodatkowa analiza wrażliwości modeli na zastosowanie cech względnych (np. relacji temperatury do wilgotności) wykazała poprawę ich odporności na zmienność danych wejściowych, szczególnie w warunkach dynamicznych oraz przy częściowych brakach danych sensorycznych.

Tab. VI.5.3. Porównanie skuteczności modeli regresyjnych w predykcji emisji NOx na podstawie parametrów eksploatacyjnych turbiny gazowej

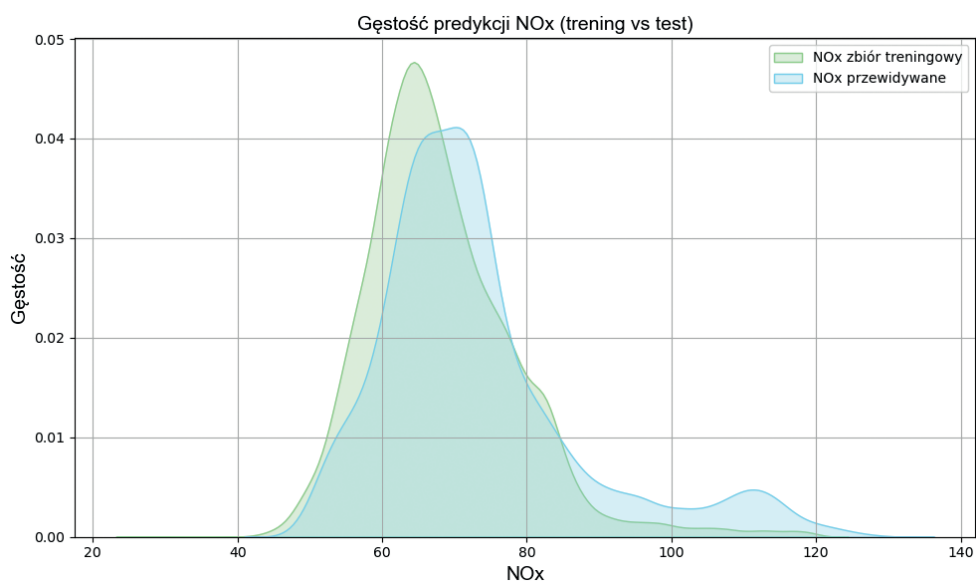
Lp.	Model	MAE	RMSE	R^2
0	<i>Random Forest</i>	4,867	6,852	0,677
1	<i>XGBoost</i>	4,807	6,768	0,684
2	MLP	4,834	6,758	0,685

Implementacja modeli i kod przetwarzania danych dostępne są na stronie: <https://github.com/AlicjaLena/ML4NOxPrediction>.

Różnice w uzyskanych wartościach MAE, RMSE i R^2 między analizowanymi modelami mają istotne znaczenie z punktu widzenia zastosowań przemysłowych. Na przykład uzyskany przez model *XGBoost* średni błąd MAE = 4,807 mg/m³ oznacza, że przeciętna różnica między prognozowaną a rzeczywistą wartością emisji NOx jest względnie niska i mieści się w zakresie akceptowalnym dla zastosowań operacyjnych. Różnice pomiędzy modelami (MAE: 4,807–4,867; RMSE: 6,758–6,852) przekładają się na stabilność predykcji – niższa wartość RMSE oznacza mniejszą podatność modelu na wpływ ekstremalnych wartości, co jest szczególnie ważne przy identyfikacji anomalii eksploatacyjnych [8]. Wartości współczynnika determinacji R^2 mieszczące się w przedziale 0,677–0,685 wskazują, że nawet w przypadku procesów silnie nieliniowych, takich jak spalanie w turbinie gazowej, modele ML są w stanie uchwycić znaczną część zmienności emisji na podstawie warunków operacyjnych. Z punktu widzenia operatora elektrowni oznacza to możliwość dynamicznego dostosowania parametrów pracy turbiny w czasie rzeczywistym, szybszego reagowania na stany odbiegające od normy oraz optymalizacji emisji bez konieczności dodatkowych kosztownych pomiarów lub ingerencji.

Predykcja emisji NOx na zbiorze testowym – model *XGBoost*

W celu oceny zdolności predykcyjnej wytrenowanego modelu *XGBoost Regressor* przeprowadzono predykcję emisji NOx na niezależnym zbiorze testowym, obejmującym dane z lat 2014–2015. Proces ten obejmował zarówno przygotowanie danych wejściowych, jak i ocenę jakości uzyskanych prognoz na podstawie analizy rozkładów statystycznych. Model zwrócił prognozowane wartości emisji NOx dla wszystkich obserwacji w zbiorze testowym. W celu oceny statystycznej poprawności predykcji przeprowadzono analizę porównawczą rozkładów. Na rys. VI.5.3 przedstawiono estymacje gęstości jądrowej (KDE) dla rzeczywistych wartości NOx z danych treningowych oraz wartości przewidywanych na zbiorze testowym.



Rys. VI.5.3. Porównanie rozkładów emisji NOx – dane rzeczywiste vs predykcja

Porównanie rozkładów wartości rzeczywistych (NOx zbiór treningowy) oraz przewidywanych (NOx przewidywane) wskazuje na dobre dopasowanie modelu regresyjnego. Oba rozkłady są podobnie ukształtowane, z dominującym pikiem w zakresie 60–70 ppm oraz ze zbliżonym zakresem wartości skrajnych. Widoczna niewielka różnica w szerokości rozkładu może wynikać z różnic w liczności próbek lub wpływu zmienności warunków eksploatacyjnych w zbiorze testowym. Niemniej jednak brak przesunięcia mod rozkładów sugeruje, że model nie wykazuje istotnego błędu systematycznego (bias) i prawidłowo odwzorowuje strukturę danych. Wskazuje to na wysoką zdolność generalizacji i potwierdza skuteczność przyjętego zestawu cech wejściowych.

Podsumowanie

Na podstawie przeprowadzonych analiz można jednoznacznie stwierdzić, że model *XGBoost*, wytrenowany i zoptymalizowany z użyciem *GridSearchCV*, charakteryzuje się wysoką stabilnością predykcijną również w odniesieniu do danych nieznanych – testowych. Dowodem na to jest zgodność rozkładu przewidywanych wartości emisji NO_x z rozkładem obserwowanym w zbiorze treningowym. Brak przeuczenia oraz powtarzalność statystyczna wyników świadczą o dobrej generalizacji modelu i jego wysokiej wiarygodności.

W związku z tym model może zostać bezpiecznie wdrożony do praktycznego zastosowania, np. w systemach predykcyjnych wspomagających zarządzanie emisją w elektrowniach gazowych. Jego predykcje mogą być integrowane z istniejącymi systemami monitoringu i sterowania, takimi jak SCADA, umożliwiając dynamiczne reagowanie na zmieniające się warunki pracy turbiny.

Zapisane wyniki predykcyjne oraz wizualizacje rozkładów (histogramy, krzywe gęstości) mogą stanowić solidną podstawę do dalszych analiz technicznych,

Model *XGBoost* dostarcza predykcji emisji NO_x z dokładnością na poziomie błędu bezwzględnego (MAE) ok. 4,81 jednostki, co w praktyce eksploatacyjnej może się zawierać wewnątrz marginesu błędu pomiarowego układów sensorowych. Taka dokładność pozwala na wykorzystanie wyników modelu w decyzjach operacyjnych, np. w prognozowaniu przekroczeń norm środowiskowych, optymalizacji parametrów pracy turbiny w czasie rzeczywistym oraz w zapobieganiu nadmiernej emisji przez wcześniejsze wykrywanie nieoptymalnych stanów pracy.

Zastosowanie uczenia maszynowego w predykcji emisji gazów cieplarnianych może przynieść szereg istotnych korzyści praktycznych, takich jak: optymalizacja pracy turbiny (lepsze dostosowanie parametrów spalania do warunków zewnętrznych), spełnienie norm emisji (wspomaganie utrzymania poziomu NO_x poniżej dopuszczalnych limitów), redukcja kosztów operacyjnych (zmniejszenie zużycia paliwa i liczby koniecznych interwencji serwisowych) oraz wsparcie decyzyjne (umożliwienie operatorom podejmowania decyzji na podstawie danych predykcyjnych).

Należy jednak podkreślić, że zaproponowane podejście cechuje się pewnymi ograniczeniami. Modele uczenia maszynowego, choć wykazują wysoką zdolność predykcijną, mogą wymagać okresowej rekaliibracji w przypadku istotnych zmian warunków operacyjnych lub wprowadzenia nowych typów turbin gazowych o odmiennych charakterystykach. Ponadto skuteczność modeli zależy od jakości i kompletności danych wejściowych. Potencjalne braki danych sensorycznych, ich degradacja lub błędy pomiarowe mogą wpłynąć na dokładność prognoz. W praktyce konieczne może być wdrożenie mechanizmów regularnego monitorowania jakości danych oraz aktualizacji modelu, po to by zapewnić stabilność i wiarygodność prognoz w dłuższym okresie eksploatacji.

W świetle powyższych rezultatów rekomenduje się integrację przedstawionego rozwiązania z istniejącymi strukturami technologicznymi oraz jego dalsze rozwijanie poprzez wzbogacenie o nowe zmienne wejściowe, mechanizmy wyjaśnialności (XAI) i monitorowanie w warunkach rzeczywistych. W celu praktycznej integracji wyników zaprezentowanego modelu predykcyjnego z istniejącymi systemami przemysłowymi, takimi jak SCADA, zaleca się realizację następujących kroków: po pierwsze, opracowanie specjalnego interfejsu programowego (API) do komunikacji między modelem ML a systemem monitorowania elektrowni; po drugie, wdrożenie automatycznego potoku danych (*Pipeline*) umożliwiającego zbieranie, czyszczenie oraz standaryzację danych wejściowych w czasie rzeczywistym; po trzecie, regularne uruchamianie modelu predykcyjnego w celu bieżącej prognozy emisji NOx oraz prezentacji wyników w formie łatwo interpretowalnych wizualizacji dostępnych dla operatorów elektrowni. Ostatecznie rekomenduje się okresową weryfikację oraz aktualizację modelu, co umożliwi długoterminowe utrzymanie jego wysokiej wydajności i zgodności ze zmieniającymi się warunkami eksploatacyjnymi.

Bibliografia

1. Pachauri N. An emission predictive system for CO and NOx from gas turbine based on ensemble machine learning approach. *Fuel* 2024, 366, 131421.
2. Driscoll C.T., Lambert K.F., Chen L. Acidic deposition: sources and ecological effects. [W:] Visgilio G.R., Whitelaw D.M. (red.). *Acid in the environment*. Springer US, Boston 2007, s. 27–58.
3. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola). *Dz.U. L 334* z 17.12.2010, s. 17–119.
4. Aslan E. Prediction and comparative analysis of emissions from gas turbines using random search optimization and different machine learning-based algorithms. *Bulletin of the Polish Academy of Sciences Technical Sciences* 2024, 72(6), e151956.
5. Lázaro R., Melero J.J., Yürüşen N.Y. A robust wind turbine component health status indicator. *Applied Sciences* 2024, 14(16), 7256.
6. Egware H.O., Kwasi-Effah C.C. A novel empirical model for predicting the carbon dioxide emission of a gas turbine power plant. *Heliyon* 2023, 9(3), e14645.
7. Huang J., Ji Y., Yu H. A deep learning model for NOx emissions prediction of a 660 MW coal-fired boiler considering multiscale dynamic characteristics. *Atmosphere* 2025, 16(5), 533.
8. Kaya H., Tüfekci P., Uzun E. Predicting CO and Nox emissions from gas turbines: novel data and abenchmark PEMS. *Turkish Journal of Electrical Engineering and Computer Sciences* 2019, 27(6), s. 4783–4796.
9. Kochueva O., Nikolskii K. Data analysis and symbolic regression models for predicting CO and NOx emissions from gas turbines. *Computation* 2021, 9(12), 139.

Indeks autorów

Abbas Muhammad Jamshed 253

Babś Adam 229

Barlik Tomasz 99

Brodzicki Michał 131

Ceran Bartosz 319

Cieślik Sławomir 349

Czapla Łukasz 45, 241

Dąbrowski Krzysztof 87

Drab Mariusz 285

Frącz Arkadiusz 131

Głaz Marek 229

Gorczyca-Goraj Anna 229

Gwóźdź Rafał 216

Jankowski Bolesław 216

Jankowski Robert 87

Jemielity Jacek 45, 118

Kałuża Sławomir 263

Kaszuba Paweł 366

Kąkol Andrzej 87

Klebba Maciej 131

Klucznik Jacek 20, 340

Klucznik Jarosław 33, 241

Kołodziej Dariusz 33, 45

Kowalska Justyna 295

Kozyra Jacek 366

Krzemiński Zbigniew 308

Krzysztošek Rafał 187

Kuczyński Rafał 99, 108

Lenarczyk Alicja 394

Lis Robert 253, 275

Litzbarski Leszek 374, 384

Lubośny Zbigniew 330

Łukaszewski Piotr 187

Machowski Jan 23

Maniara Rafał 58

Marzecki Jerzy 285

Mazur Mariusz 69

Mielcarek Agata 319

Miller Piotr 199, 295

Nocoń Adrian 58, 81

Nowak Mikołaj 374, 384

Ogryczak Tomasz 33, 241

Olesz Marek 374, 384

Opala Ksawery 33, 118

Pasiut Grzegorz 156

Paszek Stefan 58, 81

Patyk Dominik 145

Popiński Patryk 108

Przygodzki Maksymilian 167, 216, 263

Rączka Jarosław 145

Robak Sylwester 23, 141

Rodo Paweł 187

Roman Jacek 319

Rozenkiewicz Paweł 118, 241

Rzepka Piotr 353

Rzepakowska Adrianna 131

Sienkiewicz Łukasz 295
Słabicki Dawid 187
Smoter Jan 87
Sobczak Bogdan 87
Sochacki Eryk 178
Sosnowski Łukasz 366
Strójwąg Marek 156
Szablicki Mateusz 353
Szwarczewski Paweł 374, 384

Trębski Robert 353

Warzywoda Remigiusz 99
Wasilewski Jacek 145
Wilk Maciej 87, 99
Wróblewski Robert 319

Zaporowski Bolesław 206

Żak Arkadiusz 374
Żurek Szymon 167

WYDAWNICTWO POLITECHNIKI GDAŃSKIEJ

Wydanie I. Ark. wyd. 26,50, ark. druku 25,50, 297/1294

Druk i oprawa: Volumina.pl sp. z o. o.
ul. Księcia Witolda 7-9, 71-063 Szczecin, tel. 91 812 09 08