

XXV KONFERENCJA

AUTOMATYKA ELEKTROENERGETYCZNA
W DOBIE TRANSFORMACJI

14-16 maja 2025, Krynica-Zdrój





XXV
KONFERENCJA

SPIE Energotest

„Automatyka elektroenergetyczna
w dobie transformacji”

Hotel Belmonte

Krynica-Zdrój, 14-16 maja 2025 r.

PATRONAT HONOROWY:



PATRONAT MERYTORYCZNY:



ORGANIZATORZY:

Zespół w składzie:

Michał Kaźmierczak – główny organizator

Katarzyna Zych
Małgorzata Janoszek
Anna Zaleśny
Aleksandra Kielek
Agnieszka Mazurek
Anna Kuczerawy
Jakub Czekaj
Tomasz Kurek
Grzegorz Płocica
Karolina Skowrońska
Aleksandra Nowak
Sonia Świerczyna

Referaty w materiałach seminaryjnych zostały poddane korekcie językowej, natomiast nie zostały poddane korekcie merytorycznej i w tym znaczeniu są to referaty autorskie.

Kopiowanie całości lub części referatów zawartych w niniejszym dokumencie bez zgody SPIE Energotest jest niedozwolone.

Szanowni Państwo,

z radością oddajemy w Państwa ręce skrypt konferencji „Automatyka elektroenergetyczna w dobie transformacji”. Publikacja ta zawiera zestaw referatów prezentowanych podczas wydarzenia, które stanowią istotny głos w dyskusji na temat kierunków rozwoju automatyki elektroenergetycznej w kontekście zmian związanych z postępującą transformacją energetyczną.

Transformacja ta niesie ze sobą liczne korzyści, ale również potencjalne zagrożenia. Wymiana konwencjonalnych źródeł wytwórczych na odnawialne, przy jednoczesnym wzroście zapotrzebowania na energię, stawia przed systemem elektroenergetycznym liczne wyzwania. Tym większego znaczenia nabierają nowoczesne rozwiązania w zakresie automatyki, które mogą przyczynić się do zwiększenia efektywności, niezawodności i odporności systemu na zakłócenia. Tematy poruszane w niniejszym skrypcie – od perspektyw dekarbonizacji, przez cyfryzację systemów zabezpieczeń i sterowania, aż po techniczne aspekty współpracy źródeł rozproszonych – obrazują szeroki zakres zagadnień, z którymi mierzy się dziś branża elektroenergetyczna.

Serdecznie dziękujemy instytucjom, które objęły naszą konferencję patronatem:

- Ministerstwo Przemysłu
- Polskie Sieci Elektroenergetyczne
- Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie
- Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska
- Enea Operator

Ich wsparcie merytoryczne i organizacyjne znacząco wzbogaciło wartość wydarzenia. Jesteśmy przekonani, że publikacja ta będzie dla Państwa wartościowym źródłem wiedzy, inspiracji oraz punktem odniesienia w dalszej pracy zawodowej. Zachęcamy do uważnej lektury i refleksji nad prezentowanymi rozwiązaniami oraz koncepcjami.



Michał Kaźmierczak

Dyrektor Marketingu – SPIE Energotest

Przewodniczący Rady Programowej Konferencji:

„Automatyka elektroenergetyczna w dobie transformacji”

Rada programowa:



Andrzej Sidło
Radca Ministra
Ministerstwo Przemysłu



Marek Szymankiewicz
Prezes Zarządu
Enea Operator



Włodzimierz Mucha
Wiceprezes Zarządu
PSE



Janusz Kurpas
Wiceprezes Zarządu
Energoprojekt-Katowice



Krzysztof Jamróz
Wiceprezes Zarządu
ZPUE



Zbigniew Lubośny
Profesor
Politechnika Gdańska



Adrian Halinka
Profesor
Politechnika Śląska



Stanisław Pokora
Dyrektor Departamentu Standardów
Technicznych
PSE



Robert Trębski
Dyrektor ds. Bezpieczeństwa Pracy
Systemu
PSE



Paweł Woszczyk
Dyrektor Techniczny
TGPE



Jarosław Gandzel
Kierownik Wydziału Eksploatacji
PSE



Marek Głaz
Kierownik Wydziału
Automatyk Sieciowych
PSE



Michał Szewczyk
Politechnika Śląska



Tomasz Olszewski
Prezes Zarządu
SPIE Energotest



Leszek Goli
Prezes Zarządu
SPIE Energy Poland



Mariusz Talaga
Dyrektor Pionu Badawczo-
Rozwojowego
SPIE Energotest



Grzegorz Sodzawiczny
Dyrektor Pionu Projektowania
i Analiz
SPIE Energotest



Mateusz Szablicki
Politechnika Śląska
PSE Innowacje
Ekspert ds. Badań i Rozwoju



Piotr Rzepka
Politechnika Śląska
PSE Innowacje
Ekspert ds. Badań i Rozwoju



Michał Kaźmierczak
Dyrektor Marketingu
Przewodniczący Rady Programowej
SPIE Energotest

Spis referatów

1. Wyzwania dla automatyki elektroenergetycznej związane z transformacją.
Zbigniew Lubośny – Politechnika Gdańska
2. Perspektywy dekarbonizacji polskiej energetyki – aktualny status programu jądrowego — Coal to Nuclear.
Łukasz Sawicki – Ministerstwo Przemysłu, Tomasz Bury – Politechnika Śląska
3. Przyłączenia nowych obiektów do sieci przesyłowej w okresie transformacji energetycznej.
Robert Trębski, Marek Głaz, Łukasz Targoński, Marcin Krawczyk, Adrian Matuszewski – Polskie Sieci Elektroenergetyczne
4. Zebrane doświadczenia z techniki cyfrowej niezbędnej do realizacji koncepcji mostów szynowych.
Krzysztof Kulski, Jakub Skrupski, Cezary Bryczek, Andrzej Juszczak – GE Vernova
5. Przykłady wykorzystania WAMS dla potrzeb monitorowania on-line pracy systemu przesyłowego KSE.
Anna Gorczyca-Goraj – PSE Innowacje, Marek Głaz – Polskie Sieci Elektroenergetyczne, Adam Babś – Instytut Energetyki Gdańsk
6. Zabezpieczenie ziemnozwarciowe obejmujące 100% uzwojeń stojana generatora – doświadczenia z przeprowadzonych testów w Elektrowni Kozienice.
Zygmunt Kuran – Instytut Energetyki Warszawa, Michał Krzęcio, Marian Duży – ZAZ-En, Tomasz Rutkowski – ENEA Wytwarzanie-Elektrownia Kozienice
7. Perspektywa luki mocy w KSE do roku 2040.
Waldemar Szulc, Paweł Woszczyk – Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie
8. Profesjonalne usługi inżynierskie – rola ekspertów w realizacji projektów elektroenergetycznych.
Adam Talaga – SPIE Energotest
9. Synchroniczny kompensator mocy biernej – przykład projektu i aplikacji.
Andrzej Fulczyk, Ireneusz Piórkowski – Energoprojekt-Katowice
10. Perspektywy wykorzystania elektrowni szczytowo-pompowych w KSE.
Rafał Wasiak, Kamil Jabłoński, Sławomir Samek – Energoprojekt-Warszawa, Janusz Kurpas – Energoprojekt-Katowice
11. Czy użycie sformułowania „niestabilne źródła OZE” jest właściwe?
Mariusz Talaga – SPIE Energotest, Adrian Halinka – Politechnika Śląska
12. Problematyka analizy przyczyn uszkodzeń transformatorów stosowanych w farmach fotowoltaicznych.
Paweł Molenda – Energo-Complex
13. Grid Forming Capability – idea, definicja, motywacja stosowania.
Mateusz Szablicki, Piotr Rzepka PSE Innowacje, Robert – Trębski Polskie Sieci Elektroenergetyczne
14. Zagrożenie łukiem elektrycznym – wymagania, analiza, rozwiązania.
Marcin Ruta – MR Power Systems
15. Magazyny energii – bezpieczeństwo, zarządzanie i integracja w nowoczesnej energetyce.
Krzysztof Jamróz, Krzysztof Wybrański – ZPUE Włoszczowa
16. Centralny system zarządzania obiektami OZE – ECONTROLoZe.
Tomasz Szumski – SPIE Energotest
17. Integracja wielkoskalowych farm fotowoltaicznych z siecią elektroenergetyczną.
Wyzwania techniczne i regulacje prawne.
Artur Myca – SPIE Energotest
18. Zaawansowane aplikacje automatyki SZR w rozdzielniach wielowłaznikowych w oparciu o automat APZplus.
Rudolf Głowacz – SPIE Energotest

Wyzwania dla automatyki elektroenergetycznej związane z transformacją

Wyzwania dla automatyki elektroenergetycznej związane z transformacją

Zbigniew Lubośny – Politechnika Gdańska

Streszczenie

Transformacja sektora wytwarzania energii elektrycznej w kraju (jak i na świecie) wymusza zmiany w systemach elektroenergetycznych w obszarze sterowania, struktury sieci, jak i w obszarze automatyki regulacyjnej i zabezpieczeniowej. Artykuł koncentruje się na przedstawieniu potencjalnych kierunków zmian w systemach elektroenergetycznych, w sieci przesyłowej i sieciach dystrybucyjnych. Ponadto referat opisuje przykład sterowania węzłem prosumenta przy wykorzystaniu źródła PV z inwerterem 3-fazowym asymetrycznym.

1. Wstęp

System elektroenergetyczny jest strukturą, w której wyróżnić można podsystem wytwarzania energii elektrycznej, podsystem przesyłu energii oraz podsystem odbiorczy. Zaczynem i motorem transformacji systemu elektroenergetycznego jest podsystem wytwórczy. Zmiany technologii wytwarzania i magazynowania energii elektrycznej, a w tym związane z nimi zmiany geograficznego rozmieszczenia tych urządzeń wymusza zmiany w podsystemach: przesyłu energii i odbiorczym. Zmiany te w podsystemie przesyłu dotyczą głównie systemów sterowania, będąc wyzwaniem dla operatorów systemów, ale też mogą dotyczyć struktury sieci elektroenergetycznych. Zmiany w podsystemie odbiorczym dotyczyć będą w przyszłości systemów zintegrowanego sterowania odbiorami, źródłami i magazynami energii. W chwili obecnej to zintegrowane sterowanie ma charakter szcątkowy, tj. realizowane bywa tam gdzie oprócz źródła energii i odbioru (instalacje prosumenckie) zainstalowany jest magazyn energii.

W Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) transformacja podsystemu wytwórczego, wynikająca z upowszechniania się odnawialnych źródeł energii (OZE) oraz odchodzenia od paliw kopalnych (głównie węgla), i polega na [1, 2]:

- zmniejszeniu liczby bloków, i tym samym mocy zainstalowanej, elektrowni węglowych – południowa część KSE,
- częściowej kompensacji ubytku mocy w elektrowniach węglowych przez bloki gazowe i jądrowe (w tym może SMR) budowane po części w lokalizacjach wyłączanych elektrowni węglowych lub bliskich im (południowa część KSE), a w części w lokalizacjach nowych (cały kraj),
- zwiększeniu mocy zainstalowanej lądowych elektrowni wiatrowych – północno-zachodnia część KSE,
- przyłączeniu nowych i dużych, co do mocy znamionowej, źródeł jak: morskie elektrownie wiatrowe oraz elektrownia jądrowa w Choczewie – północna część KSE,
- istotnym zwiększeniu mocy zainstalowanej elektrowni fotowoltaicznych – quasi-równomierny rozkład geograficzny,
- zwiększeniu poboru energii elektrycznej – quasi-równomierny rozkład geograficzny,
- upowszechnieniu się w całym KSE magazynów energii. Magazyny energii, w zależności od ich mocy i pojemności znamionowej, przyłączane będą do sieci na wszystkich poziomach napięć. Spodziewać można się głównie magazynów bateryjnych lub opartych na superkondensatorach (technologie opanowane), a w dalszej przyszłości bazujących na wytwornicach wodoru, metanu lub amoniaku, współpracujących z różnymi źródłami energii elektrycznej, np. ogniwami paliwowymi (technologie obecnie rozwijane). W KSE spodziewać można się również co najmniej jednego nowego magazynu energii w postaci elektrowni szczytowo-pompowej.

Jak wynika z powyższego zestawienia, istotna zmiana w podsystemie wytwarzania polega (i polegać będzie) na zastępowaniu źródeł energii z generatorami synchronicznymi przez obiekty (źródła i magazyny energii) przyłączane do sieci elektroenergetycznej poprzez inwertery. Nie dotyczy to zresztą tylko krajowego systemu elektroenergetycznego.

Źródła energii z generatorami synchronicznymi to obiekty charakteryzujące się powolnymi procesami: termicznymi (minuty, godziny), elektromechanicznymi (sekundy i minuty) i nieco szybszymi elektromagnetycznymi (sekundy). Ich właściwości dynamiczne zależą od masy urządzeń, rodzaju czynnika roboczego (woda, para, gaz), fizyki zjawisk związanych z konwersją energii, itd. Urządzenia te są magazynami energii na tyle dużej, że w stanach przejściowych jej konwersja jest w stanie wpływać na przebieg procesu. Natomiast inwertery to urządzenia o stałych czasowych rzędu milisekund, których właściwości dynamiczne kształtuje praktycznie tylko algorytm sterowania inwertera, i praktycznie zerowym zapasie energii zgromadzonej w inwerterze. Determinuje to potencjalnie skrajnie różne zachowanie się tych obydwu typów urządzeń w systemie elektroenergetycznym. Te różnice można postrzegać jako wady lub zalety. W ogólności są wyzwaniami.

Prawie 100% źródeł i magazynów energii (*Inverter Based Resources - IBR*) pracujących w systemie elektroenergetycznym to instalacje z inwerterami typu GFL (*Grid Following Inverters*). Inwertery GFL to inwertery sterujące prądem wprowadzanym do sieci, wymagające do pracy zewnętrznego źródła napięcia

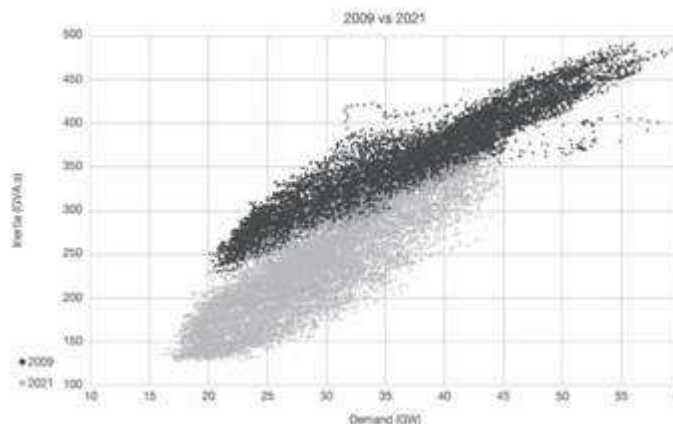
sinusoidalnego. Inwertery wymagane w systemie elektroenergetycznym do jego poprawnej pracy to inwertery typu GFM (*Grid Forming Inverters*). Inwertery te są źródłem napięcia sinusoidalnego i równocześnie programowo są w stanie realizować charakterystykę $f = f(P)$, (tak jak układy regulacji turbin) umożliwiającą regulację częstotliwości w systemie. Źródła i magazyny energii wyposażone, przynajmniej częściowo, w inwertery typu GFM wymagane są w danym systemie elektroenergetycznym w przypadku braku innych źródeł energii z generatorami synchronicznymi.

2. Transformacja systemu elektroenergetycznego wysokiego napięcia

Źródła i magazyny energii o dużej mocy znamionowej, przyłączane będą (już zresztą są) do sieci wysokiego napięcia (WN), zastępując po części obecne klasyczne duże jednostki wytwórcze. Znacząco wzrośnie liczba źródeł i magazynów energii przyłączanych do sieci 110 kV, co spowoduje pewne rozproszenie źródeł wytwórczych w stosunku do stanu obecnego (pomijając koncentrację mocy wprowadzanej do KSE przez budowane morskie elektrownie wiatrowe i przyszłą elektrownię jądrową w Choczewie). Jak należy domniemywać, zasada zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego w kraju nie ulegnie zmianie, zatem sieci WN, tj. sieci 400 kV, 220 kV i 110 kV pozostaną sieciami odczkowymi przy zachowaniu wymogu pełnej ich obserwowalności i sterowalności. Rozwój tych sieci będzie polegał na zwiększaniu się liczby linii i stacji elektroenergetycznych i rozwoju ich technologii.

Ze względu na znaczący przyrost liczby źródeł i magazynów energii istotnym modyfikacjom ulegną (ulegają) systemy zarządzania źródłami energii, a w tym rozpięciem mocy w sieci elektroenergetycznej.

Wzrost penetracji systemu elektroenergetycznego przez OZE w sieci WN, w okresach dużej generacji mocy przez te źródła, prowadzi do zmniejszenia liczby pracujących źródeł klasycznych, tj. z generatorami synchronicznymi. To z kolei powoduje zmniejszenie inercji systemu (zmniejszenie energii zgromadzonej w masach wirujących turbo- i hydrozespołów), Rys. 1. Dalej prowadzi to do wzrostu wahań częstotliwości w systemach elektroenergetycznych. Jednym z rozwiązań problemu jest tu stosowanie kompensatorów synchronicznych, szczególnie z odpowiednio dużymi masami wirującymi. Dodatkowo wsparciem może być tu tzw. sztuczna inercja, tj. odpowiednie algorytmy implementowane w układach sterowania przekształtnikami energoelektronicznymi w OZE i magazynach energii. Należy jednak pamiętać, że zmiana mocy inwertera z funkcją sztucznej inercji jest uruchamiana zawsze z pewnym opóźnieniem, zatem nie zastępuje w pełni inercji mas wirujących.



Rys. 1. Zmiana inercji w systemie brytyjskim w okresie 1 roku [7]

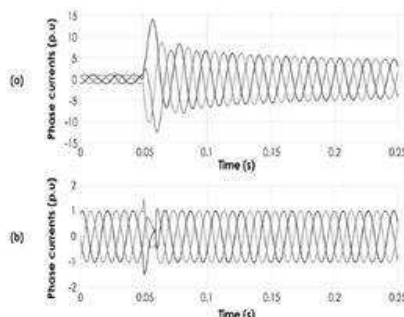
Zmniejszenie liczby źródeł energii z generatorami synchronicznymi na rzecz układów inwerterowych prowadzi do zmniejszenia wartości prądów zwarciovych. Przykład zmiany wartości prądów zwarciovych w systemie operatora brytyjskiego w kolejnych latach przedstawia Rys. 2. Widać tu powiększający się obszar systemu charakteryzujący się istotnie malejącymi wartościami prądu zwarciovego.



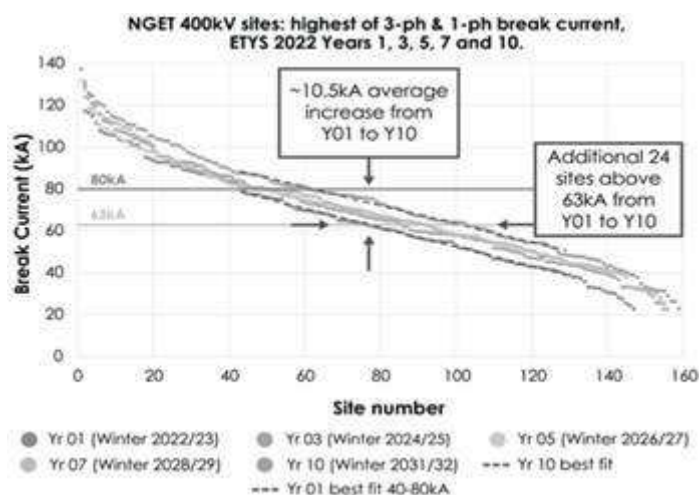
Rys. 2. Zmiana wartości prądów zwarciovych w systemie operatora brytyjskiego [7]

Zmniejszanie się wartości prądów zwarciovych w systemie elektroenergetycznym wynika ze zmiany charakteru prądu zwarciovego inwerterów (Rys. 3b) w stosunku do generatorów synchronicznych (Rys. 3a), co z kolei prowadzi do ograniczenia pewności działania zabezpieczeń elektroenergetycznych (EAZ). Dotyczy to szczególnie zabezpieczeń bazujących na kryterium prądowym lub impedancyjnych. Potencjalnie implikuje to konieczność modyfikacji algorytmów tych zabezpieczeń lub zastępowania ich przez np. zabezpieczenia różnicowe.

Z drugiej strony, zmiana rozłożenia geograficznego OZE i magazynów energii, pomimo mniejszych wartości prądów zwarciovych, sumarycznie może prowadzić do wzrostu wartości tych prądów w określonych węzłach systemu. Przykład powyższego przedstawia Rys. 4, pokazujący przewidywany wzrost wartości prądu zwarciovego wyłączeniowego w sieci 400 kV operatora brytyjskiego w latach 2022÷2032. Wzrost ten sięga 10,5 kA w istotnej liczbie węzłów.



Rys. 3. Porównanie prądów zwarciovych generatora synchronicznego (a) i źródła z inwerterem (b)



Rys. 4. Prądy zwarciove w węzłach sieci 400 kV systemu brytyjskiego [7]

Z kolei, wzrost nasycenia systemów OZE, i tym samym wprowadzanie mocy do węzłów ich przyłączenia, skutkuje wzrostem napięć w węzłach przyłączenia oraz w węzłach przylegających. Wzrost ten można skompensować poborem mocy biernej, co wymaga zastosowania układów kompensacji mocy biernej - najlepiej zintegrowanych ze źródłem energii.

Kolejnym zidentyfikowanym efektem transformacji systemów elektroenergetycznych są oscylacje subsynchroniczne. Ich przyczyna często nie jest identyfikowalna. Oscylacje te stanowią potencjalne zagrożenie dla stabilności systemu elektroenergetycznego. Przykłady zarejestrowanych oscylacji tego typu przedstawia Tab. 1.

Lp.	Rok	Lokalizacja	Częstotliwość oscylacji [Hz]	Przyczyna
1	2007	South Central Minesota	9,44	SSCI
2	2009	South Texas	20÷30	SSCI
3	2010	Oklahoma Gas & Electric (OG&E)	13	Weak grid
4	2011	Texas	4	Weak grid
5	2011-2014	BPA territory in Oregon	5÷14	Weak grid
6	2011-2012	OG&E reported two wind oscillations events	3	Weak grid
7	2012-2013	58+ oscillation events in North China	6÷9	SSCI
8	2014-2015	Xinjiang China	30	Weak grid
9	2015	Hydro One, Canada	20	Weak grid
10	2016	AEP footprint	Nieznana	Weak grid
11	2017	220 kV grid in northwest China	37 w napięciu, 63 w prądzie	Weak grid

12	2017	First Solar's solar farm in California	7	Weak grid
13	2017	South Texas	22+26	SSCI
14	2015-2019	Australia's West Murray zone	7	Weak grid

Tab. 1. Przykłady oscylacji subsynchronicznych w systemach elektroenergetycznych [8]

Podsumowując powyższe można stwierdzić, że zagrożenia dla pracy sieci WN można ograniczyć stosując opanowane obecnie technologicznie urządzenia i systemy. Ponadto, biorąc pod wzgląd cechy pozytywne tych sieci jak: odporność strukturalną i funkcjonalną (zapewnianą przez SCADA, a w przyszłości systemy WAMS), dużą sprawność transportu energii oraz długi czas życia, można przewidywać, że sieci elektroenergetyczne WN funkcjonalnie i strukturalnie w przyszłości nie będą istotnie różniły się od sieci współczesnych. Rozbudowane zostaną natomiast systemy SCADA i ich algorytmy, które będą musiały uwzględniać bardzo dużą liczbą źródeł i magazynów energii. Algorytmy zabezpieczeniowe częściowo przeniesione zostaną do systemów SCADA i WAMS. Zabezpieczenia różnicowe będą wypierały zabezpieczenia oparte o kryterium prądowe i impedancyjne.

3. Transformacja systemu elektroenergetycznego średniego i niskiego napięcia

Sieci elektroenergetyczne średniego (SN) i niskiego (nn) napięcia to obecnie sieci promieniowe lub pracujące promieniowo. Taka struktura i sposób pracy wynika z faktu, iż z punktu widzenia całego systemu elektroenergetycznego wyłączenie pojedynczej gałęzi sieci SN, a tym bardziej gałęzi sieci nn, nie niesie z sobą żadnych negatywnych konsekwencji dla bezpieczeństwa pracy systemu jako całości. Taka konfiguracja pracy sieci upraszcza automatykę zabezpieczeniową i redukuje koszty budowy i eksploatacji sieci ale prowadzi do braku jej odporności strukturalnej jak i funkcjonalnej. Sieci SN są obecnie w sporej części obserwowalne i częściowo sterowalne. Obserwowalność sieci nn jest natomiast bardzo ograniczona, pomimo rozwoju systemów AML, a sterowanie siecią nn nie jest praktycznie (poza niektórymi stacjami SN/nn) realizowane.

Transformacja w systemach średniego i niskiego napięcia będzie polegała na rozwoju OZE i magazynów energii. Wzrost nasycenia tych sieci przez OZE i magazyny energii już prowadzi do występowania problemów technicznych zarówno po stronie operatorów sieci dystrybucyjnych (OSD) jak i po stronie odbiorców energii (w tym prosumentów):

Problemy postrzegane przez OSD to:

- 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,
- pogorszenie jakości energii.

Problemy postrzegane przez odbiorców energii i prosumentów:

- małe wykorzystanie energii z własnego źródła,
- wyłączanie się źródeł energii w wyniku działania zabezpieczeń nadnapięciowych inwerterów,
- wyłączanie OZE przez OSD w dni słoneczne i wolne od pracy, zazwyczaj w kolejności: średnie a następnie duże co do mocy źródła energii (małe instalacje prosumenckie pozostają załączone),
- dyskusyjna dokładność pomiaru energii przez współczesne liczniki energii w przypadku dużego odkształcenia prądu lub napięcia [3].

Rozwiązania powyższych problemów można upatrywać w następujących działaniach, które można traktować jako przewidywane kierunki rozwoju sieci elektroenergetycznych SN i nN:

W zakresie struktury sieci i urządzeń:

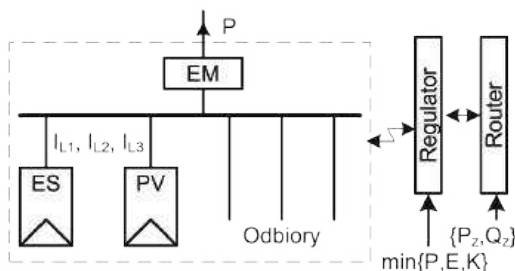
- funkcjonalne zamykanie pierścieni,
- podniesienie napięcia znamionowego wybranych (np. nowych) sieci nn do wyższego niż -0,4 kV,
- stosowanie sieci prądu stałego (wybrane fragmenty),
- stosowanie transformatorów symetryzujących (Zn lub energoelektronicznych),
- stosowanie magazynów energii różnego typu,
- stosowanie cable-pooling.

W zakresie zarządzania energią u prosumenta i ewentualnie odbiorcy:

- wykorzystanie internetu w systemach sterowania w sieciach SN i nn. System PLC, stosowany obecnie głównie dla potrzeb AML, nie nadaje się do ciągłego i szybkiego sterowania inwerterami. Chociaż operatorzy sieci pracują nad zwiększeniem pewności przesyłu danych w tym systemie. Można przyjąć, że dla potrzeb sterowania w obrębie urządzeń prosumenta (w tym odbiorami typu lodówka, żelazko, pompa ciepła itp.) wykorzystywany będzie 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 komunikował się 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. 5.

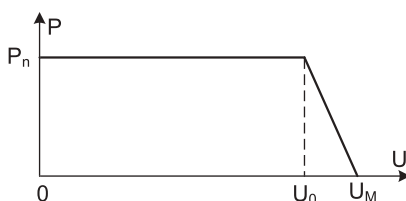
- profilowanie odbiorcy energii elektrycznej i prosumenta w celu efektywnego zarządzania OZE, magazynami energii i odbiorami przez OSD lub system sterowania prosumenta.
- wykrywanie uszkodzeń OZE, magazynów energii, hydrolizerów, ogniw paliwowych, itd.
- optymalizacja nastawień inwerterów OZE, magazynów energii, inwerterów i ogniw paliwowych.
- sterowanie odbiorami w sieci nn (w tym DSM, DSR).



Rys. 5. 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)

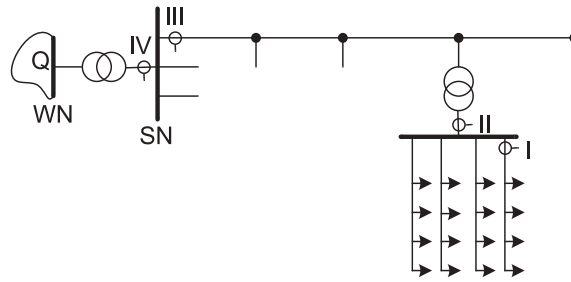
W zakresie sterowania lokalnego urządzeniami odbiorcy energii lub prosumenta przez dostosowanie algorytmów implementowanych w inwerterach OZE i magazynach energii do lokalnego sterowania węzłem prosumenta:

- zdalne wyłączenie 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 konsumpcją własną prosumenta. Może być również wykorzystane przez OSD do sterowania rozplływem mocy w sieci nn lub SN. Dyskutowane jest to w rozdziale 4,
- 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. jak przedstawiona na Rys. 6). Funkcja taka umożliwia 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. [4],
- implementacji możliwości pracy inwertera OZE lub magazynu energii w trybie regulacji napięcia albo mocy biernej albo współczynnika mocy. Ewentualnie implementacji funkcji uzależniającej wartość wprowadzanej do (pobieranej z) węzła sieci mocy biernej od wartości generowanej w danej chwili mocy czynnej $Q = f(P)$. Przykładowo, funkcja $Q = -P/\tan \psi$, 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. [5]



Rys. 6. Przykład postulowanej funkcji $P = f(U)$ inwertera źródła i magazynu energii

W zakresie sterowania zdalnego przez OSD. Realizacja różnych celów operatora, np. minimalizacja strat energii, symetryzacja prądów i napięć lub wartość i kierunek przepływu mocy (energii) w liniach i podsięciach, w transformatorach lub węzłach sieci, poprzez sterowanie rozplływem mocy lub poziomami napięć niezależnie w każdej fazie. Potencjalne punkty realizacji sterowania oznaczone są liczbami od i do IV na Rys. 7. Przykładowo, sterowanie w pkt. I i III odnosić się może do symetryzacji rozplwywu odpowiednio w gałęzi nn i SN. Natomiast sterowanie w pkt. II i IV odnosić się może do symetryzacji rozplwywu mocy, odpowiednio w podsięci nn i podsięci SN. Sterowania te realizowane powinny być głównie inwerterami prosumentów (OZE i magazyny energii) i urządzeniami OSD (np. transformatory symetryzujące, OZE, magazyny energii), a w drugiej kolejności odbiorami.



Rys. 7. Możliwości sterowania w sieci średniego i niskiego napięcia

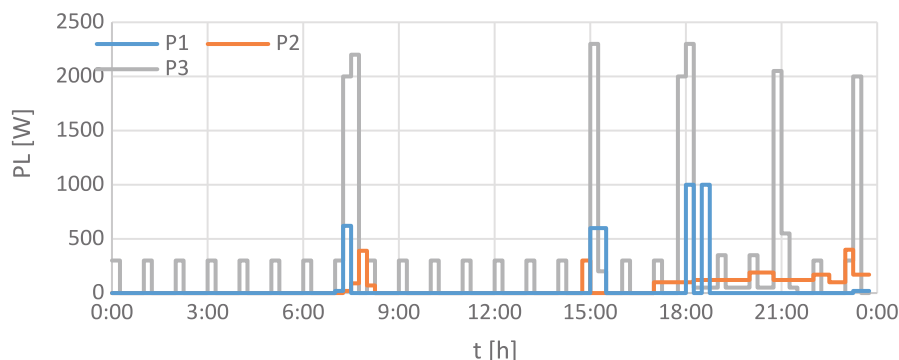
4. Transformacja instalacji prosumenta

Pewna część mocy czynnej (energii), obecnie dość duża, wytwarzana jest w sieciach nn. z punktu widzenia strat energii lokalizacja źródeł i magazynów energii przy odbiorach jest jak najbardziej uzasadniona.

Sieci elektroenergetyczne w obszarze do 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 również źródłami trójfazowymi. Trójfazowość sieci elektroenergetycznych oraz symetria rozplądów mocy będąca wynikiem symetrii źródeł energii skłania do stwierdzenia, że sterowanie w sieciach WN i SN nadal może być realizowane trójfazowo. Natomiast w przypadku sieci nn rozpląd mocy są dalekie od symetrycznych. Prowadzi to do problemów takich jak: duże prądy w przewodach neutralnych, niesymetria napięć oraz duże straty mocy i energii (bardziej związane z wartością prądów niż niesymetrią).

Można zatem postawić pytanie czy ze względu na niesymetrię rozplądu mocy w sieciach nn nie należy rozważyć niesymetrycznego sterowania obiektami, które w tych sieciach są i będą w przyszłości instalowane, tj. OZE i magazyny energii. Właściwie odpowiedź na to pytanie została udzielona. Efektem tego są inwertery asymetryczne dla OZE dostępne na rynku 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 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. 8. Moce oznaczone P_1 , P_2 , P_3 są mocami w linii zasilającej odbiorcę energii. Dla uproszczenia przyjęto, że poszczególne urządzenia załączane są 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 2-osobową z osobami pracującymi np. w szkole. Roczny pobór energii elektrycznej jest równy około 3000÷3500 kWh. Na Rys. 8 widoczne jest załączanie się lodówki raz na godzinę, poranne przygotowanie do śniadania i wyjścia do pracy około godziny 7-ej, przygotowanie obiadu około godz. 15-tej oraz działania popołudniowo-wieczorne (od godziny 18-tej), tj., telewizja, komputery, przygotowanie kolacji, oświetlenie, itd.

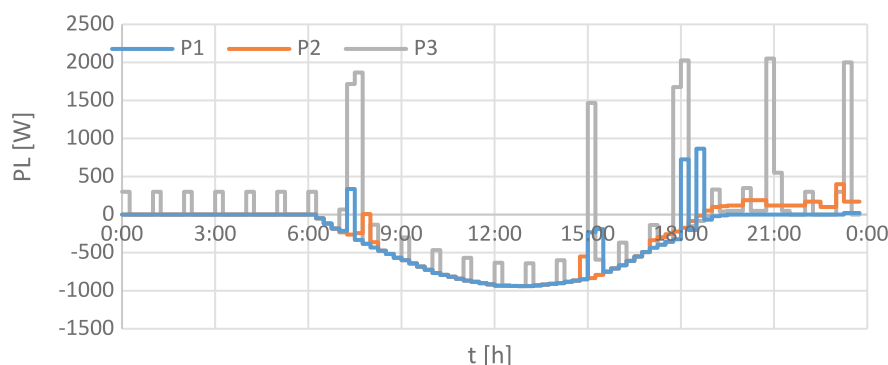


Rys. 8. Dobowa zmienność obciążenia w poszczególnych fazach ($P_1 = P_{L1}$, $P_2 = P_{L2}$, $P_3 = P_{L3}$)

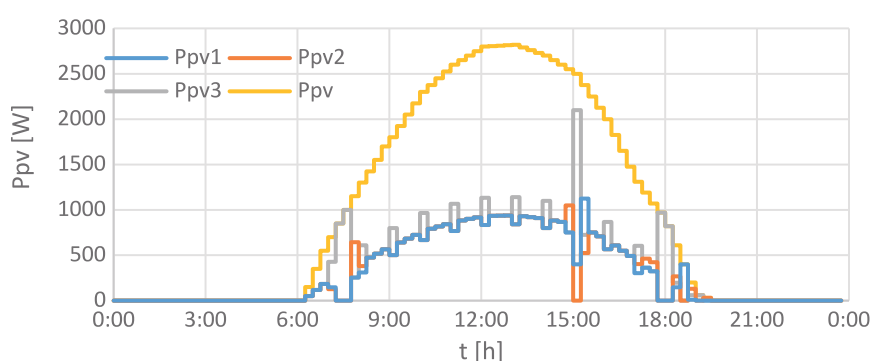
Załóżmy, że odbiorca energii doposażył się w fotowoltaiczne źródło energii (PV) o mocy znamionowej 3 kW stając się prosumentem. Jeżeli falownik źródła jest falownikiem trójfazowym symetrycznym to moc wprowadzane do sieci prosumenta rozkłada się równo w każdej fazie.

Przyjmijmy w rozważanym przykładzie, że generacja mocy przez źródło PV rozpoczyna się około godz. 6-tej i kończy około godziny 20-tej, osiągając wartość maksymalną sięgającą 3 kW około godz. 13-tej. Ilustruje to krzywa P_{PV} przedstawiona na Rys. 10 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. 9. Dodatkowo wartości mocy oznaczają tu przepływy mocy z sieci operatora do sieci prosumenta, a ujemne przepływ mocy z sieci prosumenta do sieci operatora. Widać tu, 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.



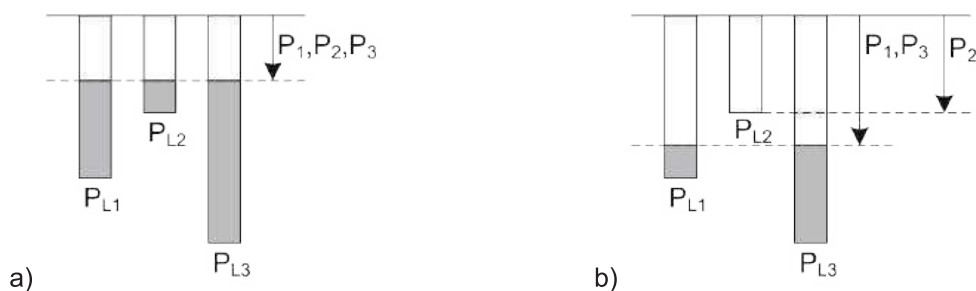
Rys. 9. Moce fazowe w punkcie przyłączenia prosumenta do sieci operatora w wariacie z inwerterem 3-fazowym symetrycznym



Rys. 10. 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})

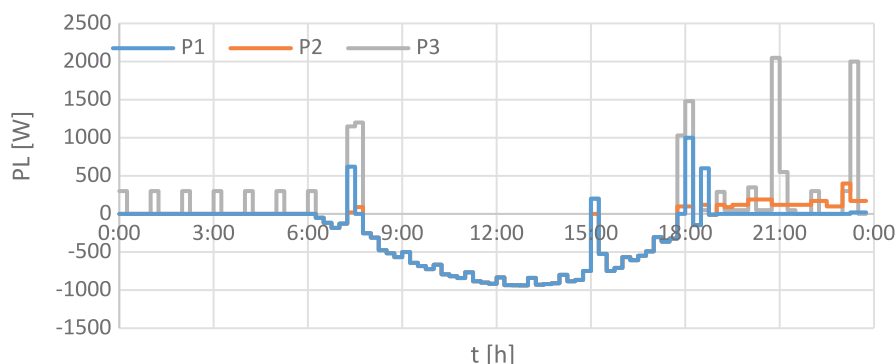
Rozważmy sterowanie inwerterem asymetrycznym polegające na symetryzacji mocy pobieranej z sieci (lub mocy wprowadzanej do sieci) w poszczególnych fazach. Algorytm sterowania ma tu następującą postać:

- 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 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 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. 1a, a drugi Rys. 11b. Długość słupka 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 tu zaznaczyć, że w tym drugim przypadku stopień niesymetrii również maleje w stosunku do układu z inwerterem sterowanym 3-fazowo.



Rys. 11. 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.

Zastosowanie powyższego algorytmu do asymetrycznego sterowania inwerterem źródła PV prowadzi do dobowej zmienności przepływu mocy poszczególnych fazach w punkcie przyłączenia prosumenta do sieci operatora jak przedstawiony na Rys. 12. Porównując przebiegi mocy z Rys. 12 z przebiegami mocy z Rys. 9 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. 9 – przebiegi mocy $P_{PV1}, P_{PV2}, P_{PV3}$.



Rys. 12. 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. 13. 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. 13. Wymiana energii elektrycznej na styku prosumenta i operatora; sterowanie symetryczne (a), sterowanie niesymetryczne (b)

W wariacie z inwerterem 3-fazowym symetrycznym dwukierunkowy licznik energii (pomiar niezależny w każdej fazie, licznik oznaczony kropką) zmierzył moc płynącą do sieci prosumenta równą 4,86 kWh oraz moc płynącą do sieci operatora równą 20,72 kWh (Rys. 13a), w takim przypadku źródło PV pokryło zapotrzebowanie prosumenta na energię w stopniu równym $(7,82-4,86)/7,82 = 0,38$. Natomiast w wariacie z inwerterem sterowanym asymetrycznie licznik energii zmierzył moc płynącą do sieci prosumenta równą 2,12 kWh oraz moc płynącą do sieci operatora równą 17,98 kWh (Rys. 13b). W takim przypadku źródło PV pokryło zapotrzebowanie prosumenta na energię w stopniu równym $(7,82-2,12)/7,82 = 0,73$.

Powyższe skomentować można następująco:

- stosowanie inwertera asymetrycznego w rozważanym przypadku prawie dwukrotnie zwiększa 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 źródeł 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. 2 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 rozważany powyżej, upraszczając zakładając, że odpowiada to średniej rocznej.

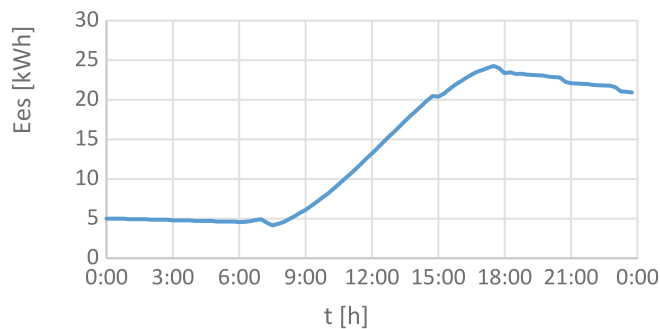
Jak wynika z danych przedstawionych w tabeli sterowanie asymetryczne inwerterem w szerszym przedziale zmienności RCEm zapewnia zysk prosumentowi niż sterowanie symetryczne.

RCEm [zł/kWh]	Sterowanie 3f			Sterowanie 1f		
	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

Tab. 2. Uproszczony bilans współpracy źródła fotowoltaicznego w przypadku sterowania inwerterem symetrycznego i asymetrycznego

Jak wynika z Rys. 12 i Rys. 13 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. 14 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 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 (zasilania odbiorów) z magazynu. Widać to na Rys. 14 jako rozładowywanie się magazynu energii w okresie do około godz. 8:30. Rozładowywanie się magazynu energii widoczne jest również od godziny około 18-tej, kiedy to pobór mocy przez odbiory jest większy niż generacja mocy przez źródło PV.

Jak wynika z Rys. 14 magazyn energii w rozważanej dobie jest w stanie zgromadzić 15,86 kWh energii. Energia ta, w danej lub kolejnej dobie, może być wprowadzona do sieci przez prosumenta w okresach zapotrzebowania systemu lub w okresach wysokiej ceny energii elektrycznej.



Rys. 14. Poziom naładowania magazynu energii w okresie rozważanej doby

Powyższe rozważania pokazują w pewnym uproszczeniu co może zyskać prosument, stosując inwerter sterowany asymetrycznie zamiast typowego obecnie sterowanego symetrycznie.

Natomiast efekty jakie uzyskać może operator systemu dystrybucyjnego są następujące:

- zmniejszenie niesymetrii obciążenia sieci. W rozważanym przypadku asymetrię obliczano w punkcie przyłączenia prosumenta wykorzystując zależność:

$$\text{jeśli } P_{1i}^2 + P_{2i}^2 + P_{3i}^2 > 0 \quad \alpha_i = \frac{(P_{1i} - P_{2i})^2 + (P_{2i} - P_{3i})^2 + (P_{3i} - P_{1i})^2}{P_{1i}^2 + P_{2i}^2 + P_{3i}^2}, \quad \alpha = \sqrt{\sum_{i=1}^{96} \alpha_i}$$

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 odpowiednio równe. $\alpha_{L-} = 9,29$, $\alpha_{3f} = 8,28$, $\alpha_{1f} = 7,34$. 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 czasu, w których źródło PV nie generuje mocy,
- zmiana w mocy zarówno pobieranej jak i oddawanej z sieci (patrz Rys. 4.6), oprócz symetryzacji rozprywu mocy powadzić powinna do zmniejszenia strat energii w sieci. Rozważono tu uproszczony przypadek, w którym do linii nn składającej się z 5 odcinków linii o długości 100 m każdy i przewodach aluminiowych o przekroju 70 mm², przyłączono 5 prosumentów jak rozważany powyżej. 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 dziesiątków tysięcy kilometrów linii nn potencjalnie przeradza się w dużą.

5. Podsumowanie

Podsumowując powyższe rozważania można stwierdzić, że w sieciach elektroenergetycznych wysokiego napięcia, tj. 400 kV, 220 kV i 110 kV zmiany będą miały charakter głównie strukturalny. Rozwój tych sieci będzie wynikał głównie z konieczności przesyłu mocy z północy na południe kraju. Funkcjonalnie, pełna obserwowalność jak i sterowalność tych sieci zostanie zachowana. Odpowiedzialność za pracę systemu, zapewniającą bezpieczeństwo energetyczne (bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej), pozostanie po stronie operatora systemu przesyłowego (lub jego odpowiednika).

Sieci średniego i niskiego napięcia strukturalnie ulegną również niewielkim zmianom. Spodziewać należy się pewnego wzrostu liczby fragmentów tych sieci pracujących z zamkniętymi pierścieniami oraz rozpowszechnienia się systemów rekonfiguracji sieci w przypadku wystąpienia zwarcia (FDIR). Aktywnemu sterowaniu podlegać będą źródła i magazyny energii jak i odbiory. Sterowanie realizowane będzie urządzeniami prosumentów jak i odbiorców energii.

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), a w tym wprowadzić wymóg:

Stosowania tylko układów trójfazowych, co dotyczy źródeł, magazynów energii oraz zasilaczy chemicznych zasobników energii (np. hydrolizerów).

- posiadania 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 możliwości zdalnej zmiany trybu pracy,
- zdolność regulacji mocy wprowadzanej do sieci (a w przypadku magazynów energii również mocy pobieranej z sieci) niezależnie w każdej fazie,
- zdolność 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 źródeł 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 energoelektronicznych, szacowanego na około 10 lat.

Literatura

- [1] PSE SA: Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2025-2034. Warszawa 2024
- [2] Lubośny Z., Zaporowski B., Paska J.: Opinia Komitetu Elektrotechniki Polskiej Akademii Nauk w sprawie zrównoważonej transformacji energetycznej w polskiej elektroenergetyce. PAN Warszawa 2024
- [3] Leferink R., Keyer C., Melentjev A.: Static Energy meter errors caused by conducted electromagnetic interference. IEEE Electromagnetic Compatibility Magazine, No 5(4): 49-55, December 2017
- [4] Hanzelka Z., Piątek K.: Instalacje fotowoltaiczne w systemie elektroenergetycznym. PWN, Warszawa 2024
- [5] Lubośny Z.: Farmy wiatrowe w systemie elektroenergetycznym. WNT Warszawa 2016, 2024
- [6] Vrana M., Klusacek J., Dvoracek 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., 27th International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2023), Rome, Italy, 2023, pp. 3909-3913, doi: 10.1049/icp.2023.0533
- [7] Bialek J.: New Paradigm of Power System Operation and Control. Imperial College London 2024
- [8] Dutta S.: SSO events and Learnings. PES General Meeting 2023. SSCI- Sub-Synchronous Control Interactions

Perspektywy dekarbonizacji polskiej gospodarki – aktualny status programu jądrowego – Coal to Nuclear

Perspektywy dekarbonizacji polskiej gospodarki – aktualny status programu jądrowego – Coal to Nuclear

Łukasz Sawicki - Radca w Departamencie Energii Jądrowej w Ministerstwie Przemysłu
Tomasz Bury - Wydział Inżynierii Środowiska i Energetyki, Politechnika Śląska

Streszczenie

W pracy zebrano najważniejsze informacje dotyczące możliwości dekarbonizacji polskiej gospodarki z wykorzystaniem technologii jądrowych. Zidentyfikowano opcje wdrożenia energetyki jądrowej do krajowego miksu energetycznego. Scharakteryzowano aktualny status krajowego programu jądrowego. W końcowej części pracy przedstawiono kluczowe informacje związane z projektem badawczym dotyczącym ścieżki transformacji energetycznej Coal to Nuclear.

1. Wstęp

Dekarbonizacja krajowej gospodarki wymaga ustanowienia miksu energetycznego ograniczającego zdecydowanie udział źródeł energii użytecznej bazujących na paliwach kopalnych. Z uwagi na losowy charakter generacji mocy ze źródeł odnawialnych bazujących na energii Słońca oraz wiatru planowane jest wprowadzenie do systemu energetycznego jądrowych źródeł energii. Działania prowadzone w ostatnim okresie pozwalają zidentyfikować trzy opcje wprowadzenia energetyki jądrowej do krajowego systemu energetycznego:

- opcja 1, tzw. rządowa, zakłada zainstalowanie 6 ... 9 GWe w dwóch lub trzech dużych, zawodowych elektrowniach jądrowych bazujących na wielkoskalowych reaktorach jądrowych generacji III lub III+ [1],
- opcja 2, tzw. przemysłowa, zakłada wykorzystanie małych, modułowych reaktorów jądrowych w lokalizacjach energochłonnych zakładów przemysłowych,
- opcja 3, transformacja Coal to Nuclear, rozważa możliwość zastąpienia węglowych źródeł ciepła w istniejących elektrowniach i elektrociepłowniach za pomocą technologii jądrowych.

Opcja pierwsza została dokładniej scharakteryzowana w punkcie 2, a opcja 3 w punkcie 3 niniejszej pracy. Zmiany struktury wytwarzania elektryczności i planowane wprowadzenie do polskiego miksu energetycznego elektrowni jądrowych związane są przede wszystkim z regulacjami prawnymi w zakresie oddziaływania instalacji energetycznych na środowisko, które dotyczą również energetyki przemysłowej. Należy też pamiętać, że ciepło wydzielane w reakcji rozszczepienia jądra atomowego można wykorzystać nie tylko do zasilania obiegu Clausiusa-Rankine'a, lecz także do celów ciepłowniczych czy technologicznych. Między innymi z tego powodu zainteresowanie krajowego przemysłu skupia się na technologii małych, modułowych reaktorów jądrowych, tzw. Small Modular Reactors – SMR. Wspólną cechą jest nieduża moc cieplna i elektryczna w porównaniu z blokami energetyki zawodowej. Problemem jest fakt, że jednostki te w wielu przypadkach znajdują się we wczesnych fazach projektowania i tylko jeden reaktor z grupy SMR uzyskał dotąd licencję: Amerykańska Komisja Dozoru Jądrowego wydała w styczniu 2023 roku certyfikat [2] dla reaktora opracowanego przez firmę NuScale Power z USA [3], który jest jednostką typu iPWR (integrated PWR). W przypadku reaktora BWRX-300 proces uzyskiwania licencji jest w toku [4], aczkolwiek organizacje dozoru jądrowego w Kanadzie i Polsce, gdzie zainteresowanie tą technologią jest bardzo duże, wydały już oświadczenia o zgodności projektu z obowiązującymi wymogami bezpieczeństwa [5, 6].

2. Status programu jądrowego

W styczniu 2009 roku ogłoszono uruchomienie drugiego Programu Polskiej Energetyki Jądrowej (PPEJ). Pierwszy program zaczęto realizować w latach 80. ubiegłego wieku, ale budowę elektrowni jądrowej w Żarnowcu przerwano po katastrofie w Czarnobylu. Obecny PPEJ był kilka razy aktualizowany i zakłada budowę sześciu energetycznych bloków jądrowych o mocy rzędu od 6 do 9 GWe [1]. W listopadzie 2022 roku rząd Polski formalnie wskazał technologię reaktorów jądrowych dla polskich elektrowni jądrowych – reaktory wodne ciśnieniowe (Pressurized Water Reactor – PWR). Ogłoszono również dostawcę technologii, którym ma być amerykańska firma Westinghouse, oferująca reaktor AP1000 [7]. Realizacja inwestycji związanej z pierwszą elektrownią jądrową w lokalizacji Lubiatowo-Kopalino jest w toku.

Założenia aktualizacji PPEJ przewidują rozpoczęcie intensywnych prac nad projektem drugiej elektrowni jądrowej (EJ2). Wstępne założenia projektu obejmują:

- wybór partnera strategicznego w sposób zintegrowany w trybie konkurencyjnym,
- ofertę finansową partnera strategicznego obejmującą zarówno finansowanie dłużne, jak i udział kapitałowy oferenta przynajmniej na etapie budowy,
- jak najszerze zaangażowanie polskiego przemysłu w proces budowy i eksploatacji elektrowni (tzw. *local content*),
- umożliwienie udziału odbiorców końcowych we własności elektrowni.

Postępowanie konkurencyjne na wybór technologii będzie obejmowało wymóg złożenia kompleksowych (zintegrowanych) ofert, które powinny obejmować:

- technologię,
- ofertę finansową mogącą obejmować udział kapitałowy oraz finansowanie dłużne,
- wsparcie w budowie kadr i kompetencji,
- jak najszerze zaangażowanie polskiego przemysłu w proces budowy i eksploatacji elektrowni (tzw. *local content*),
- transfer technologii,
- powiązane inwestycje (tzw. *offset*).

Ministerstwo Przemysłu zakłada, że do postępowania dopuszczeni będą wyłącznie oferenci dysponujący odpowiednio dojrzałymi technologiami opartymi o reaktory wodne (PWR, BWR, PHWR) generacji III/III+.

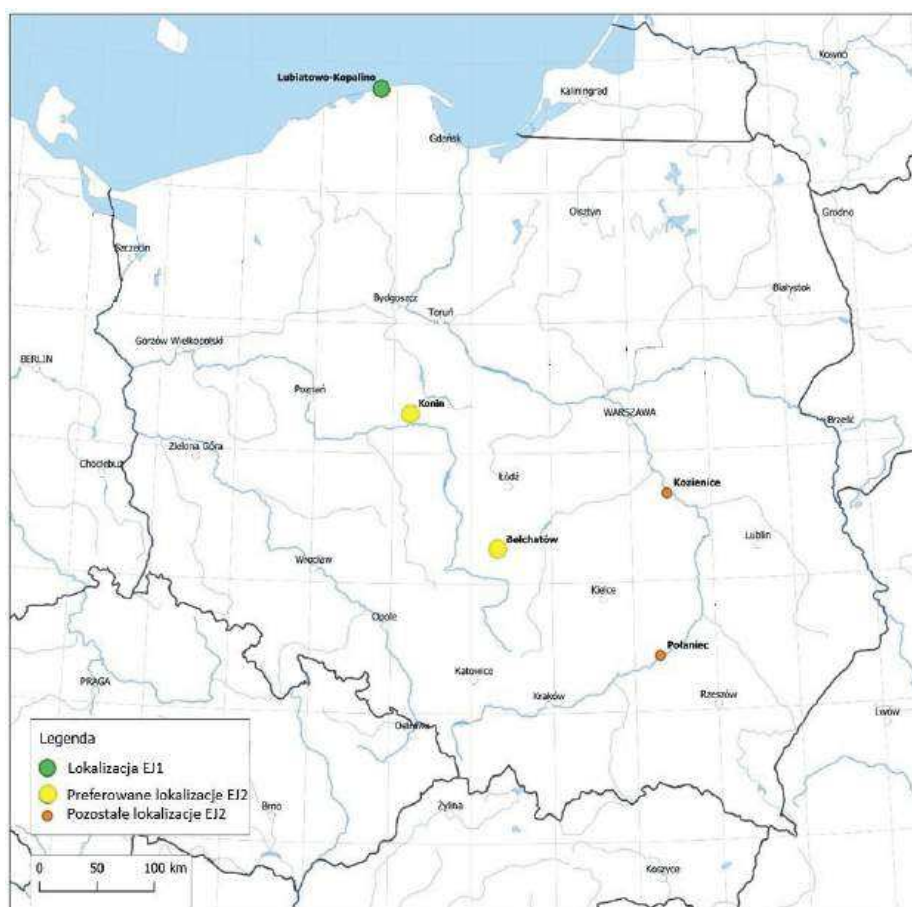
Projekt aktualizacji PPEJ zakłada budowę EJ2 w jednej z czterech lokalizacji: Bełchatów, Konin, Kozienice, Połaniec, przy czym dwie pierwsze są lokalizacjami preferowanymi.

W odniesieniu do kolejnych EJ projekt dokumentu przewiduje w pierwszej kolejności przeprowadzenie prac analitycznych określających docelową niezbędną moc zainstalowaną w elektrowniach jądrowych. Kolejne EJ będą mogły być budowane w lokalizacjach, które do tej pory nie były uwzględnione w PPEJ, w szczególności w lokalizacjach powęglowych. Tu można będzie uwzględnić efekty prac wykonanych w ramach projektu DESIRE przez konsorcjum, w którego składzie jest m.in. Politechnika Śląska i Energoprojekt Katowice.

Nowa wersja *Programu* będzie zobowiązywała rząd do monitorowania postępu projektów pozaprogramowych (w tym SMR), ich koordynacji z PPEJ oraz potencjalne uwzględnienie w kolejnych aktualizacjach dokumentu. Dla technologii SMR zostanie przygotowany dedykowany dokument tzw. *Mapa drogowa dla SMR w Polsce*.

Ostatnim istotnym założeniem aktualizacji PPEJ jest uwzględnienie wykorzystania energetyki jądrowej w ciepłownictwie (również w przypadku obecnie realizowanych projektów).

Ramowy harmonogram projektu EJ2 prezentuje *Tab. 1*.

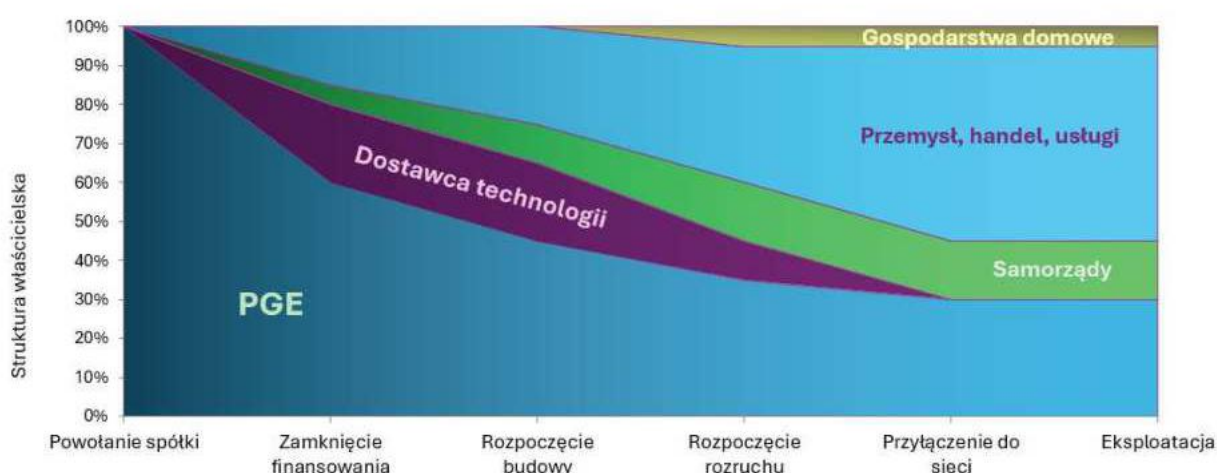


Rys. 1. Potencjalne lokalizacje EJ2 wskazane w aktualizacji PPEJ

2025	- Przeprowadzenie wstępnego screeningu lokalizacji - Rozpoczęcie postępowanie konkurencyjnego (wstępny dialog z potencjalnymi partnerami, ogłoszenie warunków postępowania) - Wystąpienie przez inwestora o decyzje zasadnicze dla potencjalnych lokalizacji
2026	- Wydanie decyzji zasadniczych - Rozpoczęcie badań lokalizacyjnych i środowiskowych - Wybór partnera strategicznego (technologii)
2027	- Ostateczne ustalenie modelu biznesowego oraz wystąpienie z wnioskiem notyfikacyjnym do KE - Złożenie wniosku o wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach (DŚU)
2028	- Wydanie DŚU - Zakończenie badań lokalizacyjnych - Decyzja o ustaleniu lokalizacji
2029	- Złożenie wniosku o wydanie zezwolenia na budowę jądrowego przez Prezesa PAA - Rozpoczęcie prac przygotowawczych na terenie budowy
2031	Wydanie zezwolenia na budowę
2032	Rozpoczęcie budowy pierwszego bloku
2040	Zakończenie budowy pierwszego bloku i rozruch
2041	Zakończenie budowy drugiego bloku i rozruch
2042	Zakończenie budowy trzeciego bloku i rozruch
2043	Ruch grafikowy całej EJ2

Tab. 1. Ramowy harmonogram projektu EJ2

W dokumencie znajdzie się wskazanie przez rząd inwestora dla EJ2. W przypadku jeśli będzie to spółka PGE S.A., a dodatkowo jako lokalizacja wskazana zostanie ostatecznie okolica Elektrowni Bełchatów (PGE GiEK S.A. Oddział Bełchatów), istnieje możliwość zrealizowania EJ w ramach większego projektu o nazwie Centralny Okręg Przemysłowy 2.0 [8]. Zakłada on budowę dużej strefy przemysłowej w regionie bełchatowskim, częściowo opartej o infrastrukturę jeszcze istniejącej elektrowni węglowej, oraz zasilanie jej energią elektryczną z Elektrowni Jądrowej Bełchatów m.in. za pośrednictwem linii bezpośrednich. Bloki jądrowe byłyby zbudowane w Modelu SaHo [9] w wersji przygotowanej specjalnie dla tego projektu, a ich właścicielami oprócz PGE mogą być zarówno lokalni odbiorcy końcowi energii (przemysł, samorządy m.in. miasto Łódź), jak i odbiorcy energii z innych części Polski przyłączeni do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Linie bezpośrednie zapewnią najtańszą energię zarówno odbiorcom ulokowanym na terenach COP 2.0, jak i tym zlokalizowanym poza strefą, ale w niewielkiej odległości.



Rys. 2. Przebieg zmian struktury właścicielskiej EJ Bełchatów w Modelu SaHo (przykładowy dla pojedynczego bloku).

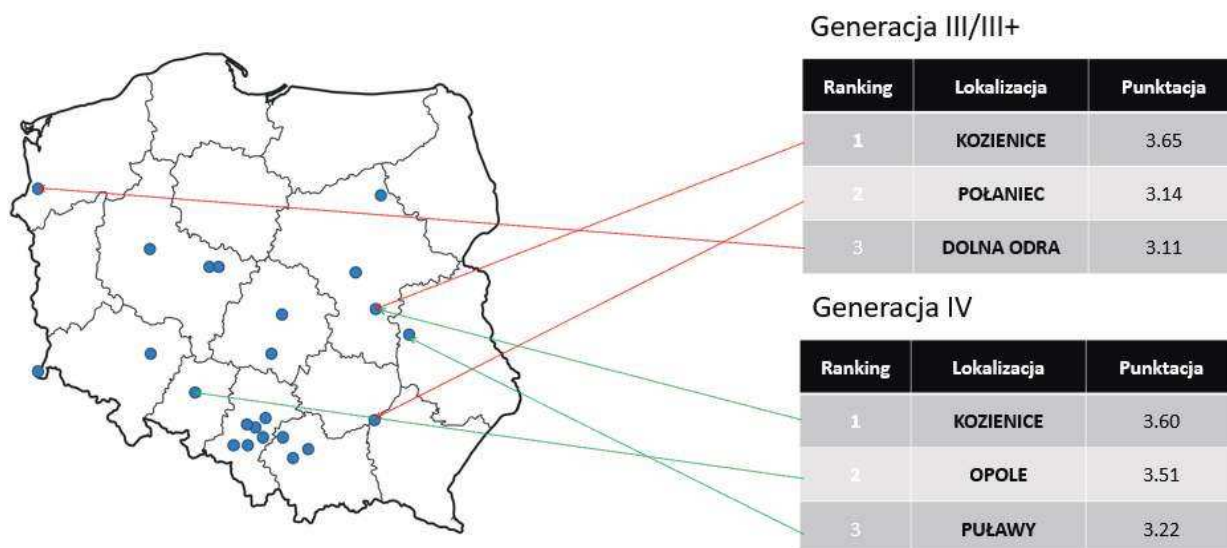
3. Transformacja Coal to Nuclear

Prezentowane w tej części pracy informacje są efektem prac badawczych wykonanych w ramach projektu DEsire, realizowanego w konsorcjum Politechnika Śląska, Ministerstwo Przemysłu, Instytut Chemii i Techniki Jądrowej, Energoprojekt Katowice, Instytut Sobieskiego. Projekt analizuje ścieżki transformacji energetycznej Coal to Nuclear (C2N) [5]. C2N to ścieżka inwestycyjna zakładająca budowę bloku jądrowego z częściowym wykorzystaniem infrastruktury istniejącego bloku węglowego jako elementu inwestycji. Argumentami za tym są: ograniczenie nakładów inwestycyjnych, ograniczenie czasu budowy (nie zawsze), wykorzystanie kapitału ludzkiego i aspekty społeczne, tj. zmniejszenie ryzyka recesji w regionach, w których prowadzona jest działalność energetyczna.

W ramach projektu DEsire rozważane są cztery ścieżki modernizacji elektrowni jądrowych: greenfield, brownfield, bezpośrednia i pośrednia. Pierwsze dwie ścieżki zakładają budowę elektrowni jądrowej w pobliżu (greenfield) bądź w miejscu (brownfield) likwidowanej elektrowni węglowej. Pozostałe ścieżki zakładają możliwość wymiany wyłącznie istniejącego kotła węglowego na reaktor jądrowy i bezpośrednie lub pośrednie sprzęgnięcie z wyspą turbinową. W projekcie rozważano możliwość zastosowania powyższych opcji transformacji do ponad stu istniejących bloków energetycznych w Polsce. W pierwszym etapie realizacji projektu przeprowadzono ocenę gotowości do modernizacji na podstawie szeregu zdefiniowanych kryteriów technicznych [6] i bezpieczeństwa [7]. Analiza uwzględniała możliwość zastąpienia istniejących elektrowni, elektrociepłowni bądź źródeł ciepła w takich zakładach reaktorami jądrowymi generacji III, III+ i IV.

Analiza bezpieczeństwa przeprowadzona przez Instytut Chemii i Techniki Jądrowej w Warszawie uwzględniała rozszerzone aspekty bezpieczeństwa specyficzne dla lokalizacji i reaktora jądrowego, w tym wymagania formalne i zalecenia (aktywność sejsmiczna, powódzie, kopalnie, lotniska, obiekty wojskowe), potencjalne zagrożenia jądrowe dla personelu jednostki i lokalnej ludności (gęstość zaludnienia), zastosowane rozwiązania systemów bezpieczeństwa samego reaktora, obieg cieplny turbiny parowej i infrastruktury pomocniczej, gospodarkę wypalonym paliwem jądrowym i odpadami radioaktywnymi.

Efektem realizacji fazy pierwszej projektu jest ranking rozważanych układów z uwagi na kryteria techniczne i bezpieczeństwa w dwóch grupach: retrofitu z wykorzystaniem dużych reaktorów generacji III i III+ oraz retrofitu za pomocą reaktorów generacji IV. Graficzną prezentację tych wyników pokazano na Rys. 3.



Rys. 3. Najwyżej oceniane lokalizacje pod względem możliwości transformacji Coal to Nuclear

W drugiej fazie projektu dla najwyżej ocenionych pozycji z list opracowywane są wstępne studia wykonalności, obejmujące również ogólne analizy bezpieczeństwa na płaszczyźnie formalno-prawnej i technicznej. Wyniki realizacji pierwszej fazy projektu w zasadzie pozwoliły wykluczyć z dalszych analiz bezpośrednią i pośrednią ścieżkę transformacji C2N i opracowania dotyczą ścieżki brownfield. W wielu przypadkach możliwość wykorzystania istniejącej infrastruktury jest mocno ograniczona, typowo do terenu i infrastruktury transportowej, ujęcia wody do chłodzenia skraplaczy turbin i ewentualnie układów wyprowadzenia mocy. Szacowane początkowo na nawet kilkanaście procent ograniczenie kosztów inwestycyjnych w związku z tym nie będzie aż tak istotne i na tym etapie realizacji projektu ocenia się, że nie przekroczy 5%.

4. Podsumowanie

Dekarbonizacja krajowej gospodarki z wykorzystaniem technologii jądrowych jest procesem długotrwałym, trudnym i kosztownym, jednak zdecydowanie potrzebnym. Proces ten wymaga planowania i ustanowienia ram prawnych, i w tym zakresie można zaobserwować pozytywne działania wykorzystujące doświadczenia międzynarodowe, ale też efekty realizowanych prac badawczych, czy to w obszarze wyboru lokalizacji, czy też w zakresie modelu finansowania inwestycji.

Każda z rozważanych opcji wiąże się z istotnymi redukcjami emisji substancji szkodliwych związanych ze spalaniem paliw kopalnych. Z drugiej strony należy wziąć pod uwagę odpady promieniotwórcze, a w szczególności wypalone paliwo jądrowe.

Rozważany w ramach projektu DEsire retrofit jądrowy z pewnością jest bardzo interesującą opcją, aczkolwiek potencjalne ograniczenie kosztów inwestycyjnych związane z możliwością wykorzystania zastanej infrastruktury jest zdecydowanie mniejsze niż pierwotnie szacowano.

Literatura

- [1] Program Polskiej Energetyki Jądrowej – Załącznik do uchwały nr 141 Rady Ministrów z dnia 2 października 2020 r. Monitor Polski, poz. 946, Warszawa, 16.10.2020.
- [2] United States Nuclear Regulatory Commission: NuScale Small Modular Reactor Design Certification. Federal Register, Vol. 88, No. 12, 19.01.2023. Rules and Regulations, 3287–3311.
- [3] NuScale Power LLC: NUSCALE Small Modular Reactor. Fact sheet, 2022 (dostępny na <https://www.nuscalepower.com/-/media/nuscale/pdf/fact-sheets/smr-fact-sheet.pdf>).
- [4] <https://www.nrc.gov/reactors/new-reactors/smr/licensing-activities/pre-application-activities/bwrx-300.html> [dostęp: 14.04.2025].
- [5] <https://www.gevernova.com/news/press-releases/ge-hitachi-bwrx-300-small-modular-reactor-achieves-pre-licensing-milestone-in-canada> [dostęp: 14.04.2025].
- [6] <https://www.gov.pl/web/paa/ogolna-opinia-prezesa-paa-w-sprawie-reaktora-bwrx-300> [dostęp: 30.05.2024].
- [7] Uchwała nr 215 Rady Ministrów: Uchwała w sprawie budowy wielkoskalowych elektrowni jądrowych w Rzeczypospolitej Polskiej. Monitor Polski, poz. 1124, Warszawa, 28.11.2022.
- [8] <https://sahomodel.pl/model-saho-w-belchatowie/>
- [9] <https://sahomodel.pl/>
- [10] N. Haneklaus, S. Qvist, P. Gładysz, Ł. Bartela, Why coal-fired power plants should get nuclear-ready, Energy, 280, 128169, 2023
- [11] J. Tuka, Analysis of Polish coal-fired power plants from perspective of modernization potential with nuclear reactors, including SMRs, International Conference on Development and Applications of Nuclear Technologies NUTECH 2023, 20-22 September 2023, Kraków, Book of Abstracts, p. 102
- [12] D. Chmielewska-Śmietanko, A. Miśkiewicz, T. Smoliński, G. Zakrzewska-Końtuniewicz, A. Chmielewski, Selected Legal and Safety Aspects of the “Coal-To-Nuclear” Strategy in Poland, Energies, 17(5), 1128, 2024

Przyłączanie nowych obiektów do sieci przesyłowej w okresie transformacji energetycznej

Przylączanie nowych obiektów do sieci przesyłowej w okresie transformacji energetycznej

Marek Głaz, Marcin Krawczyk, Adrian Matuszewski, Łukasz Targoński, Robert Trębski – PSE S.A.

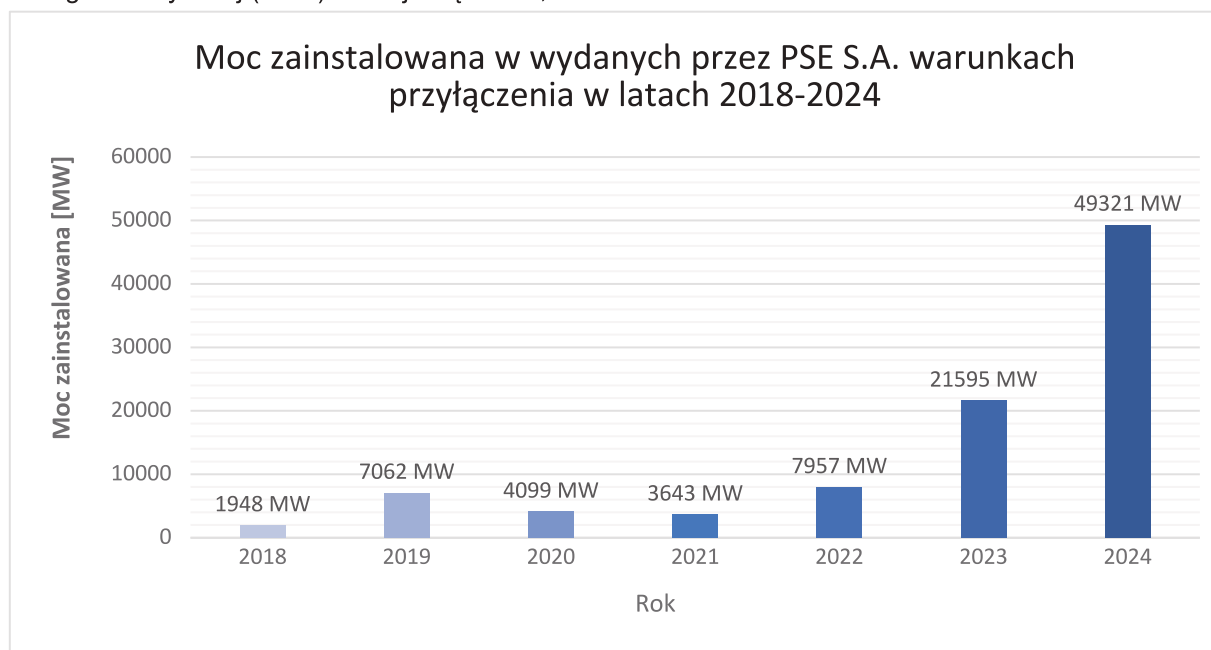
Streszczenie

Trwająca transformacja energetyczna prowadzi do zmiany szeregu aspektów funkcjonowania systemu energetycznego począwszy od zmian regulacyjnych, środowiskowych, rynkowych i technologicznych. Z perspektywy Operatora Systemu Przesyłowego (OSP) bardzo dynamiczne zmiany obserwuje się w obszarze przyłączeniowym. W referacie przedstawiono rozwiązanie techniczne tzw. mostu szynowego, które wychodzi narzeciw oczekiwaniom deweloperów i inwestorów składających wnioski o warunki przyłączenia do sieci przesyłowej.

1. Wstęp – Wyzwania dla procesu przyłączeniowego OSP

Obecnie w KSE zainstalowanych jest 32,5 GW źródeł OZE, z czego tylko 1,8 GW w sieci przesyłowej (sieć 400 kV, 220 kV oraz rozdzielnie 110 kV należące do PSE S.A.).

Stan ten w kolejnych latach ulegnie diametralnej zmianie. W perspektywie roku 2030 (zgodnie ze stanem na 28.02.2025 r) planowanych do przyłączenia jest 26,3 GW w instalacjach OZE obejmujących morskie i lądowe farmy wiatrowe oraz instalacje fotowoltaiczne. Z kolei wolumen przyłączanych Magazynów Energii Elektrycznej (MEE) szacuje się na 29,4 GW.



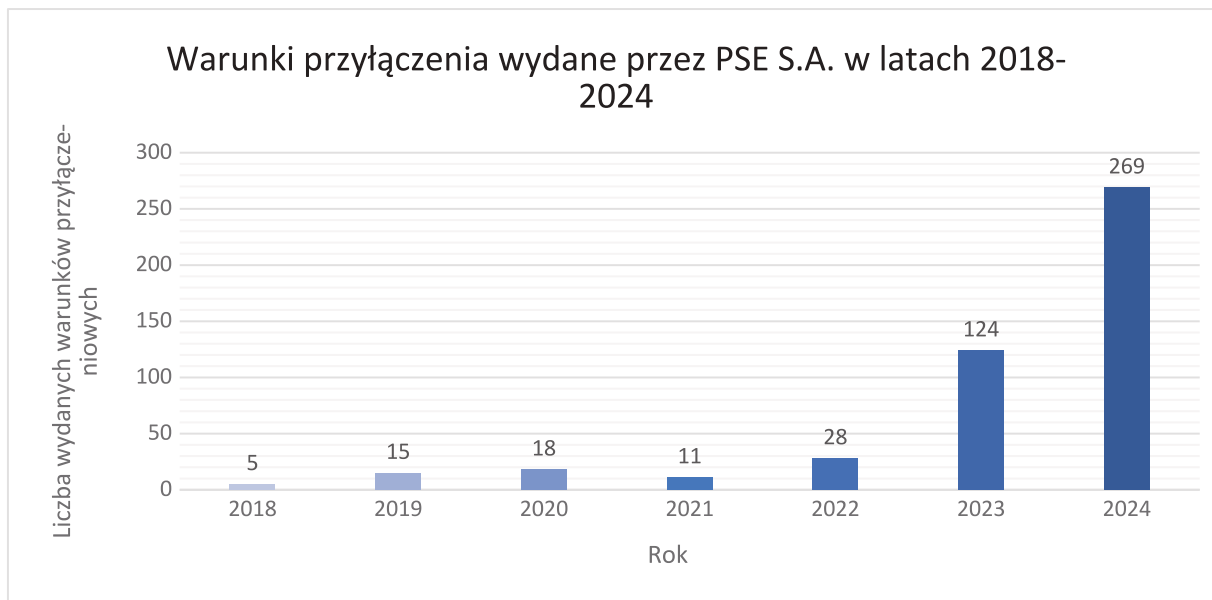
Wykres 1. Moc zainstalowana w wydanych przez PSE S.A. warunkach przyłączenia w latach 2018-2024 (opracowanie własne)

Duża skala przyłączeń zarówno w wymiarze mocy zainstalowanej (Wykres 1) jak i pojedynczych przyłączeń stanowi potężne wyzwanie dla pracy sieci przesyłowej, podejmowanych działań inwestycyjnych oraz planowania rozwoju sieci przesyłowej.

Należy mieć również na uwadze trwający równolegle proces przyłączeń OZE w sieci dystrybucyjnej, gdzie do roku 2030 przewiduje się przyłączenie 29 GW mocy w źródłach odnawialnych oraz 13 GW w MEE. To z kolei niesie za sobą jeszcze większą potrzebę skoordynowanego rozwoju połączeń sieci przesyłowej i dystrybucyjnej.

Tak wielka liczba przyłączanych obiektów wytwórczych uwzględniając również mitygujące działanie MEE przy równoczesnej generacji OZE, musi być skonfrontowana z możliwością wyprowadzenia mocy zarówno w istniejącej jak i planowanej sieci (zatwierdzony przez Prezesa URE PRSP), a także dostępnością fizycznych miejsc przyłączenia.

Przyłączenia nowych obiektów zawsze były elementem rozwoju sieci przesyłowej, jednakże w ostatnich dwóch latach wzrost jest na tyle dynamiczny, że wyczerpały się możliwości przyłączeń do możliwości posiadanych rezerw pól w stacjach OSP oraz możliwości ich rozbudowy (Wykres 2).



Wykres 2. Warunki przyłączenia wydane przez PSE S.A. w latach 2018-2024 (opracowanie własne)

Jedną z przyczyn tak dużej zmiany jest dostępność nowych technologii wytwórczych/magazynowych, znacznie krótszy okres inwestycyjny i budowlany, dostęp do źródeł finansowania, co znacznie obniżyło bariery wejścia na rynek dla inwestorów czy deweloperów. Z drugiej strony ocenia się, że uregulowania prawne nie są dostosowane do obecnej sytuacji.

W konsekwencji dla OSP oznacza to, że proces wydawania warunków przyłączenia do sieci przesyłowej staje się coraz mniej wydolny i obciążony ryzykami z uwagi na:

- dużą liczbę projektów nierealizowanych i niezrealizowanych (blokowanie mocy przyłączeniowych),
- niskie ryzyko dla podmiotów blokujących moce przyłączeniowych - zbyt niskie zaliczki,
- brak możliwości realnej oceny wiarygodności wnioskodawcy i projektu przy bardzo dużej liczbie składanych wniosków o określenie warunków przyłączenia,
- niejednakowe wymagania dot. wniosków o określenie warunków przyłączenia (możliwość ominięcia konieczności składania dokumentów planistycznych i wpłaty zaliczki),
- długie terminy weryfikacji i rozpatrywania wniosków wynikających z liczby równolegle procedowanych spraw,
- ryzyko wydania odmowy określenia warunków przyłączenia dla realnych projektów,
- utrudnione planowanie rozwoju sieci.

Mając powyższe na uwadze OSP widzi potrzebę zmian regulacyjnych w obszarze przyłączeniowym i zgłasza inicjatywy legislacyjne usprawniające proces przyłączenia nowych obiektów do sieci w okresie transformacji energetycznej. Ponieważ trudno oczekiwać takich zmian w krótkim czasie, koniecznym było wypracowanie rozwiązań technicznych, które zwiększyłyby możliwości przyłączeniowe bez ponoszenia nadmiernych kosztów i ryzyk inwestycyjnych. Głównym wyzwaniem było znalezienie odpowiedniej liczby pól w rozdzielniach PSE S.A. lub też miejsca na ich wybudowanie. Naprzeciw wyszła idea tzw. cable pooling, dająca możliwość przyłączania instalacji hybrydowych do jednego punktu przyłączeniowego, co w połączeniu ze skalą napływających wniosków o przyłączenie, było impulsem do powstania koncepcji tzw. Mostu Szynowego. Tego typu rozwiązanie z założenia pozwala znacząco zwiększyć możliwą liczbę podmiotów przyłączonych do jednego pola rozdzielni PSE S.A.

2. Most Szynowy dla przyłączenia obiektów do OSP

2.1. Powstanie koncepcji

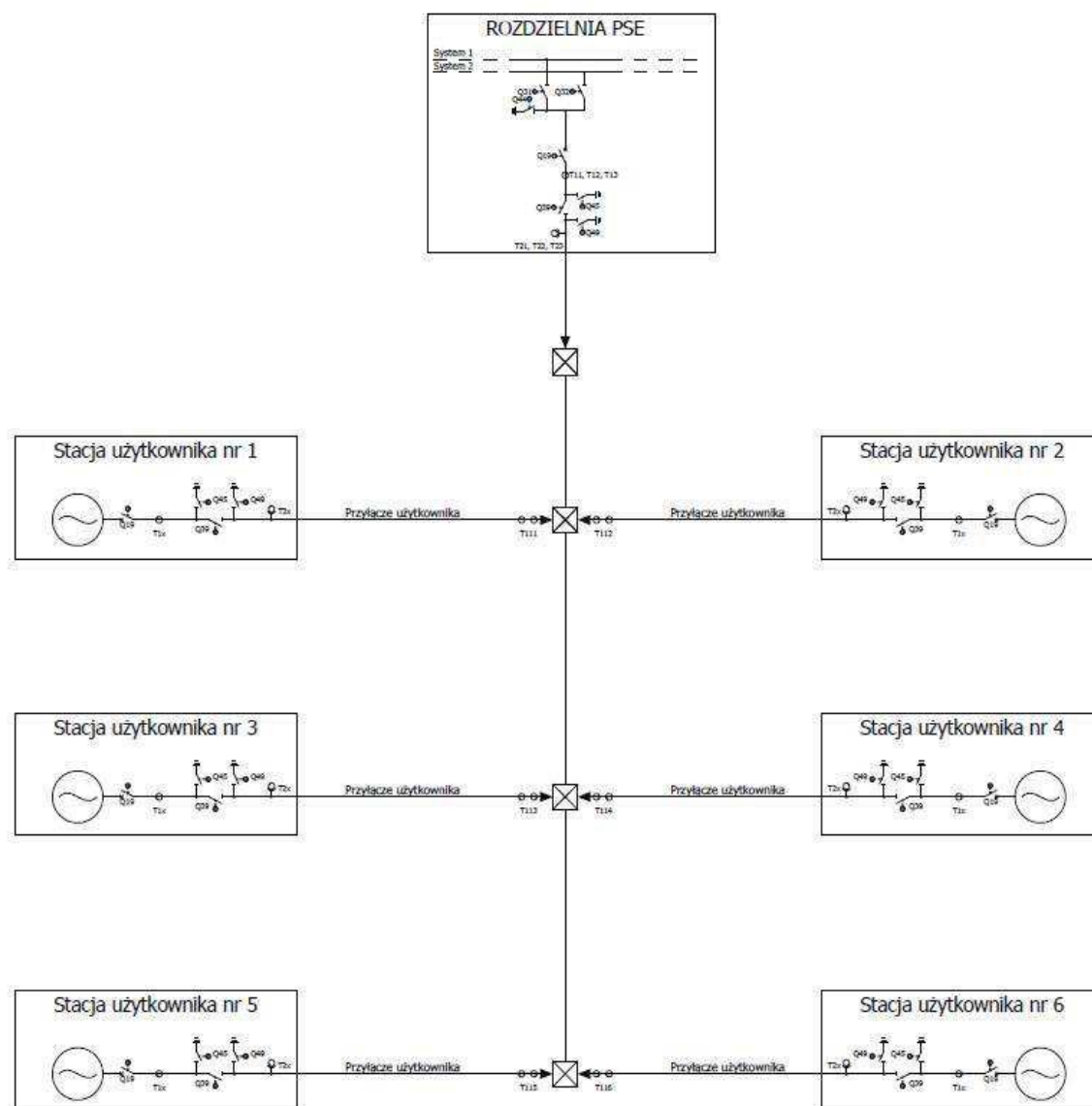
Przed OSP stawia się nadrzędny cel jakim jest szeroko pojęte zadanie udostępniania sieci przesyłowej dla innych użytkowników. Pojawienie się w przestrzeni nowego rozwiązania wymagało zdefiniowania wytycznych do realizacji takiego przedsięwzięcia z powodu braku standardów technicznych oraz braku realizacji podobnych rozwiązań u innych operatorów.

Pierwszym głównym problemem, który się pojawił był odpowiedni wybór technologii, aby zapewnić bezpieczeństwo pracy KSE. Pierwotnie rozważana była technologia oparta na klasycznych przekładnikach prądowych, zabezpieczeniach odcinkowych wielokońcowych oraz dokonywania pomiarów rozliczeniowych w stacjach obiektów przyłączanych i wprowadzenie odpowiedniego algorytmu kompensującego straty w liniach przyłączeniowych. Takie rozwiązanie powodowało w przypadku awarii problem identyfikacji, w którym odczepie mostu szynowego doszło do zakłócenia, pociągając za tym odpowiednio długi czas na weryfikację, a także zidentyfikowanie miejsca oraz przyczyny wystąpienia.

Powyższe wyłączenie pociągałoby za sobą odstawienie wszystkich podmiotów przyłączonych do mostu szynowego do czasu odłączenia miejsca będącego źródłem zakłócenia.

Czynnikiem powodującym powyższy problem był brak pomiarów prądów w każdej z przyłączanych linii. Zastosowanie niekonwencjonalnych przekładników prądowych (LPIT – low power instrument transformer), które to są elementami pasywnymi i nie wymagają zasilania, umożliwiło wyniesienie tych urządzeń bezpośrednio do odczepów mostu szynowego i uzyskanie indywidualnych pomiarów dla każdej linii przyłączanego obiektu.

Takie rozwiązanie dało początek do podjęcia decyzji w zakresie zastosowania rozwiązania jakim jest wykorzystanie LPIT i normy IEC 61850 w zakresie szyny procesowej. Na Rys. 1 przedstawiono schemat jednokreskowy mostu szynowego. Jest to rysunek poglądowy mający na celu zobrazowanie omawianego rozwiązania.



Rys. 1. Schemat jednokreskowy mostu szynowego (opracowanie własne)

2.2. Obwody pierwotne

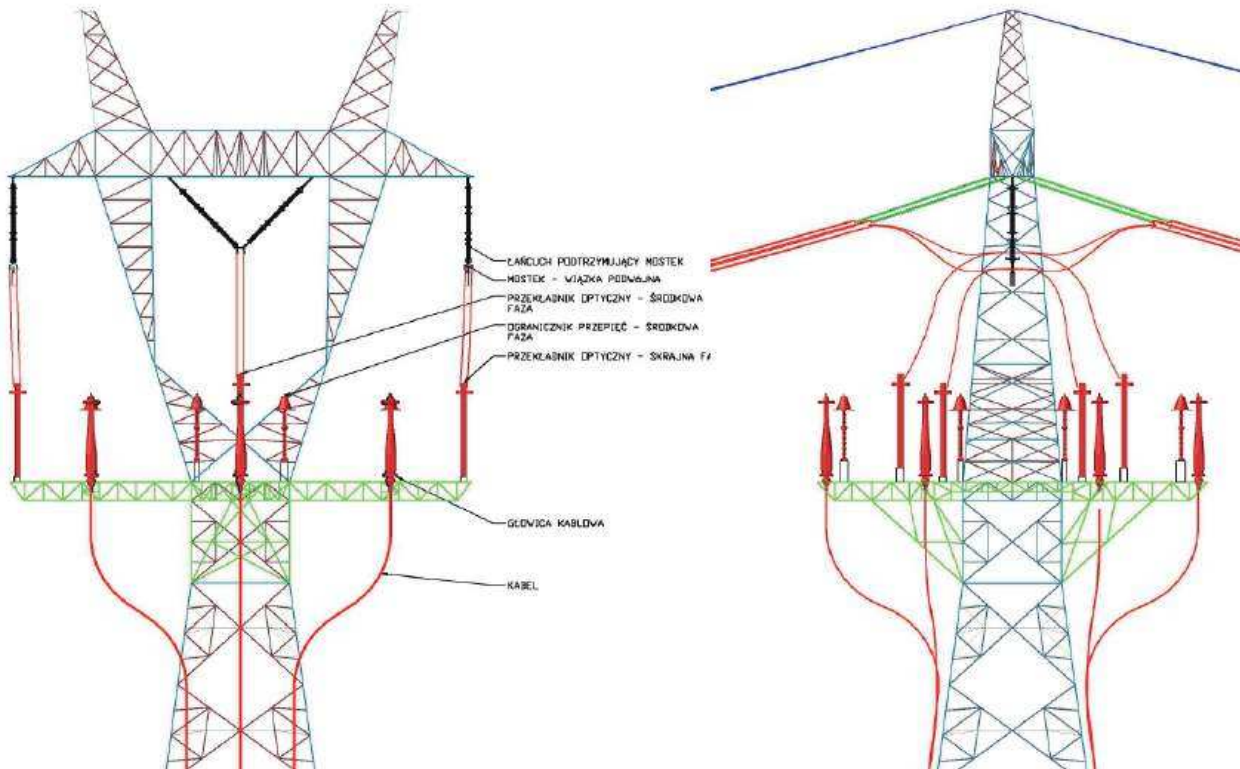
Most szynowy przewidziany jest do zastosowania w rozdzielniach o napięciu 400 kV, 220 kV oraz 110 kV. Do mostu szynowego przyłączone będą podmioty, dla których niezbędne jest prowadzenie pomiarów rozliczeniowych z odpowiednią klasą dokładności. Wybrana koncepcja i przegląd dostępnych rozwiązań na rynku wprowadziło pierwsze ograniczenia do projektu.

W celu dochowania przez LPIT klasy dokładności na poziomie 0.2S, dostępne rozwiązania ograniczyły maksymalną odległość między przekładnikiem optycznym a urządzeniem aktywnym (MU – Merging unit) do maksymalnie 1 km. Odległość w głównej mierze wynika z dopuszczalnej maksymalnej tłumienności toru pomiarowego. Sama tłumienność wynika z długości światłowodu, wykonywanych spawów na światłowodzie oraz wejść światłowodowych w urządzeniu aktywnym.

Kolejnym ograniczeniem była maksymalna moc przyłączeniowa do jednego pola mostu szynowego na poziomie 1100 MW przy napięciu 400 kV oraz odpowiednio niższe przy 220 kV oraz obciążalność prądowa szyn rozdzielni jak również pola do którego przyłączany jest most szynowy.

W związku z powyższymi aspektami, w założeniach mostu szynowego uwzględniono dwa główne ograniczenia:

- ograniczono liczbę przyłączanych podmiotów do maksymalnie sześciu,
- ostatni słup kablowy nie może znajdować się w odległości większej niż 500 metrów od bramki liniowej.



Rys. 2. Koncepcja słupa przyłączeniowego dla mostu szynowego 400 kV (opracowanie własne)

Na Rys. 2 przedstawiono maksymalny wariant mostu szynowego. Składa się z jednego słupa krańcowego na przedpolu stacji umożliwiającego dostosowanie odpowiednich kątów załomu linii oraz trzech słupów kablowych. Projekt przewiduje dwa typy słupów kablowych 400 kV oraz 220 kV.

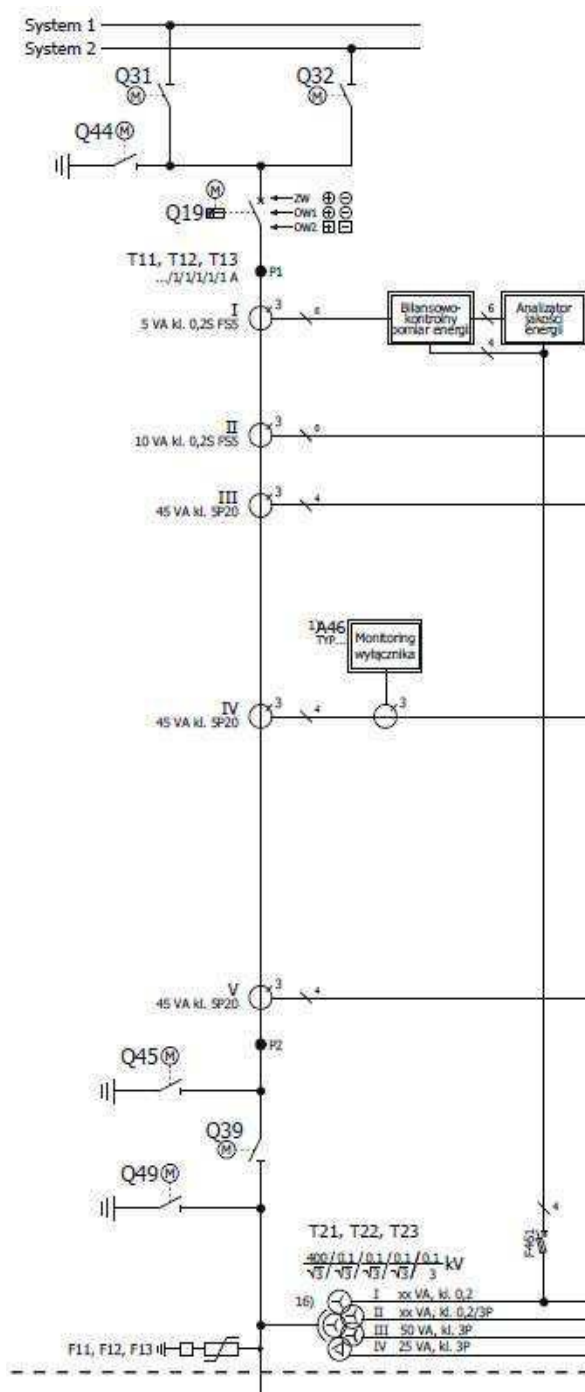
Słup przyłączeniowy, przedstawiony na Rys. 3 musi umożliwiać wprowadzenie 2 linii kablowych, które na słupie zostaną wprowadzone na wspólny tor linii napowietrznej. Jako przewody odgromowe przewidziano dwa przewody OPGW (po jednym na każdą wieżyczkę odgromową), które to zostaną wykorzystane m.in. do połączenia LPIT z MU zabudowanymi w pomieszczeniu obwodów wtórnych na stacji PSE S.A. na bramce liniowej oraz na każdym słupie należy zlokalizować mufy światłowodowe oraz wieszaki zapasu osobne dla każdego przewodu OPGW. Na słupie znajdować się będzie platforma, na której dla każdej linii kablowej, zabudowane zostaną głowice kablowe, ograniczniki przepięć oraz optyczne przekładniki prądowe LPIT.

Na Rys. 4 znajduje się schemat pokazujący standardowe wyposażenie pola najwyższych napięć (NN) w rozdzielniach PSE S.A. w koncepcji pola mostu szynowego przewidziano aparaturę łączeniową oraz klasyczne przekładniki prądowe i napięciowe zgodnie z wymaganiami istniejących rozdzielni. Aparatura pierwotna dla pola musi być dostosowana dla prądów ciągłych, nie mniejszych niż:

- 2500 A dla 400 kV,
- 3150 A dla 220 kV,
- 4000 A dla 110 kV.

W przypadku obecności na rozdzielni szyny obojętnej, nie przewiduje się współpracy pola mostu szynowego z polem łącznika szyn (zastępowanie/rezerwowanie).

Przewidujemy instalację kompletu optycznych przekładników prądowych dla każdego podmiotu przyłączanego. Każdy przekładnik musi posiadać minimum 2 pomiarowe cewki optyczne (ang. sensing coils) w celu zapewnienia redundancji. Przekładniki zostaną zabudowane na słupach kablowych mostu szynowego. Urządzenia aktywne (ang. Merging Unit) będą znajdować się na terenie stacji PSE S.A. Pomiaru będą przesyłane do stacji poprzez włókna światłowodowe kabli światłowodowych oraz przewodów OPGW. Przekładniki optyczne mają być wykonane zgodnie z normą IEC 61869. Merging Unit będzie urządzeniem aktywnym odpowiedzialnym za wysyłanie i odbieranie sygnałów z i do przekładników prądowych znajdujących się na słupach kablowych mostu szynowego oraz ich przetwarzanie w postaci cyfrowej, zgodnej z normą IEC 61850-9-2LE lub IEC 61869-9. Dla każdego kompletu cewek optycznego przekładnika prądowego (faza L1-L3) należy zainstalować niezależny Merging Unit (2 sztuki dla jednego podmiotu przyłączanego). Redundantne Merging Unit będą zasilone z osobnych rdzeni przekładnika napięciowego.



Rys. 3. Część stacyjna pola mostu szynowego (opracowanie własne)



Rys. 4. Schemat funkcjonalny mostu szynowego (opracowanie własne)

Główne wymagania dla Merging Unit zintegrowanego z przekładnikiem optycznym:

- strumienie SV publikowane przez urządzenia Merging Unit powinny zawierać komplet prądów i napięć (czyli 4xU i 4xI) w celu zachowania integralności w dziedzinie czasu sygnałów prądowych i napięciowych,
- układ przekładnika optycznego i urządzenia Merging Unit powinien zapewnić klasę dokładności 0,2S/5P20,
- Merging Unit powinien publikować jednocześnie dwa osobne strumienie SV, pierwszy dla urządzeń pomiarowych a drugi dla zabezpieczeń,
- synchronizacja czasu powinna odbywać się poprzez porty Ethernet z wykorzystaniem protokołu PTP, zgodnie z IEC/IEEE 61850-9-3,
- redundantne zasilacze 220 V DC.

2.3. Obwody wtórne

Konieczność zastosowania normy IEC 61850 w zakresie szyny procesowej zdeterminowało potrzebę opracowania wymagań dla układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej (EAZ). Standardy Techniczne PSE S.A. nie opisują tego typu rozwiązań. Specyfika mostu szynowego wymusiła opracowanie wymagań z zakresu struktury komunikacyjnej jak i funkcjonalnej urządzeń.

Idea wyposażenia pola mostu szynowego jest identyczna z dotychczasowym podejściem PSE S.A., czyli wymagana jest redundancja każdego elementu, aby awaria jakiegokolwiek urządzenia nie prowadziła do konieczności odstawienia pola z ruchu. Standardowe wyposażenie pola mostu szynowego przedstawiono w Tab. nr 1.

Mosty szynowe w założeniu będą wyposażone w aparaturę do przyłączenia kilku podmiotów. Wykorzystanie normy IEC 61850 i jej elastyczność powinno umożliwić łatwiejszą integrację kolejnych przyłączanych podmiotów oraz przeniesienie większej ilości prac na poziom przygotowania konfiguracji układu, poza obiektem i przełożyć się na mniejszą liczbę i czas wyłączeń, które to będą miały bardzo duże znaczenie w tego typu rozwiązaniu.

Wykaz urządzeń zainstalowanych w polu mostu szynowego	Ilość
Zabezpieczenie węzła mostu szynowego nr 1 (Główna funkcja różnicowa – 87B) – 1 szt.	1 kpl.
Zabezpieczenie węzła mostu szynowego nr 2 (Główna funkcja różnicowa – 87B) – 1 szt.	
Moduł wyłącznikowy (Główna funkcja kontroli synchronizmu – 25, funkcja SPZ – 79) – 1 kpl. (ilość zależna od istniejących rozwiązań na stacji oraz od wybranego dostawcy)	
Polowy moduł sygnalizacyjny (Główna funkcja sygnalizacji awaryjnej – PMS) – 1 kpl. (ilość zależna od istniejących rozwiązań na stacji oraz od wybranego dostawcy)	
Szafy, aparaty i urządzenia pomocnicze – 1 kpl.	
Merging Unit – 1 kpl. (ilość zależna od istniejących rozwiązań na stacji oraz od wybranego dostawcy)	
Urządzenia szyny procesowej (tj.: przełączniki sieciowe, zegary czasu rzeczywistego itp.) – 1 kpl.	
Zabezpieczenie linii podmiotu przyłączanego nr 1 (Główne funkcje: różnicowa – 87L, funkcja odległościowa – 21, funkcja zerowo-prądowa kierunkowa, dwustopniowa – 67N, funkcja telezabezpieczenia – TZ) – 1 szt.	Ilość kompletów uzależniona od ilości przyłączanych podmiotów
Zabezpieczenie linii podmiotu przyłączanego nr 2 (Główne funkcje: różnicowa – 87L, funkcja odległościowa – 21, funkcja zerowo-prądowa kierunkowa, dwustopniowa – 67N, funkcja telezabezpieczenia – TZ) – 1 szt.	
Szafy, aparaty i urządzenia pomocnicze – 1 kpl.	
Merging Unit zintegrowany z przekładnikiem optycznym – 2 szt.	
Urządzenia szyny procesowej (tj.: przełączniki sieciowe itp.) – 1 kpl.	

Tab. 1. Lista urządzeń EAZ na stacji PSE w polu mostu szynowego

2.3.1. Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa

Wprowadzenie mostu szynowego wymagało zdefiniowania nowego rodzaju urządzenia jakim jest zabezpieczenie węzła mostu szynowego. Terminal zabezpieczeniowy opiera się w głównej mierze na wymaganiach jakie stawiane były w PSE S.A. zabezpieczeniom szyn zbiorczych. Działanie urządzenia może być oparte na jednym bądź kilku terminalach (układ rozproszony). Zabezpieczenie węzła mostu szynowego będą zasilanie pomiarami prądów poprzez szynę procesową z przekładników w polu mostu szynowego (dopuszcza się bezpośredni pomiar z konwencjonalnego przekładnika w polu, jeżeli urządzenie wspiera takie rozwiązanie) oraz z optycznych przekładników prądowych znajdujących się na słupach kablowych. Wymagana jest możliwość subskrypcji do siedmiu strumieni pomiarowych (SV – sampled value). Strefą swojego działania obejmuje most szynowy, a granica jego działania wyznaczona jest przez miejsce zainstalowania przekładników optycznych i przekładnika prądowego w polu mostu szynowego.

Strefy pomiarowe mogą być realizowane z wykorzystaniem następujących funkcji:

- różnicowo-prądowa (87B),
- porównawczo-fazowa/różnicowo-prądowa (87BPC/87B).

Ze względów na wymagania stawiane przez normę IEC 61850, oraz wymagania stawiane przez PSE S.A. dotyczące m.in. redundancji urządzeń oraz wymagań cyberbezpieczeństwa w PSE S.A., zabezpieczenia węzła mostu szynowego wyposażone będzie w co najmniej sześć portów komunikacyjnych:

- dwa przeznaczone do wymiany danych poprzez szynę procesową,
- dwa przeznaczone do komunikacji z system sterowania i nadzoru (SSiN),
- jeden przeznaczony do zdalnego nadzoru urządzenia poprzez łącze inżynierskie,
- jeden przeznaczony do podłączenia podręcznego komputera PC.

W celu zabezpieczenia linii podmiotów przyłączanych przewidujemy zastosowanie urządzeń opartych na stosowanych w PSE S.A. terminalach wielofunkcyjnych realizujących standardowe funkcje t.j. funkcja różnicowa linii 87L, odległościowa 21 oraz zerowo-prądowa 67N. Dodatkowo urządzenia będą realizować funkcję dotychczasowo stosowanych telezabezpieczeń i odpowiadać za wymianę informacji z drugim końcem. Terminale będą dostosowane do obsługi strumieni pomiarowych SV, co również determinuje zastosowanie rozbudowanych kart komunikacyjnych, wyposażonych w minimum sześć portów komunikacyjnych, analogicznie jak przy zabezpieczeniu węzła.

Półkomplet zabezpieczenia linii podmiotu przyłączanego, instalowany na drugim końcu linii przyłączonej do mostu szynowego będzie mógł być wykonany w dowolnej technologii. Dopuszcza się rozwiązanie, zakładające pomiary z wykorzystaniem konwencjonalnego przekładnika prądowego, z zastrzeżeniem, że dostawca danego zabezpieczenia wymaga w celu prawidłowego działania również pomiaru prądu w oparciu o sampled value (SV). Wtedy wymagane będzie również instalowanie urządzenia aktywnego MU po drugiej stronie.

Most szynowy wyposażony jest w ograniczoną liczbę urządzeń aparatury pierwotnej. Wyłączniki, które to jako jedyne mają możliwość wyłączania prądów roboczych i zwarciovych, znajdują się wyłącznie w polu mostu szynowego oraz w stacjach sąsiednich. w związku z tym należało wprowadzić odpowiednią logikę wyłączania. w stanach zakłóceń, podczas identyfikacji przez którekolwiek urządzenie EAZ nastąpi wyłączenie wszystkich wyłączników podmiotów przyłączonych do mostu szynowego jednocześnie. w celu realizacji takiego wyłączenia wykorzystane zostaną półkomplety zabezpieczeń liniowych. Każdy półkomplet zabezpieczenia linii oraz zabezpieczenie węzła, zostaną ze sobą skomunikowane. Jako możliwe sposoby komunikacji dopuszcza się dwa rozwiązania: wykorzystanie wejść i wyjść binarnych w urządzeniach i przesyłanie sygnałów wyłączających drogą stykową lub wykorzystanie szyny komunikacyjnej i wymianę informacji poprzez IEC 61850 - GOOSE.

2.3.2. Synchronizacja czasu i teledinamika

Wytyczne w zakresie struktury sieci komunikacyjnej są standardowe dla komunikacji przy użyciu IEC 61850 na poziomie sieci przesyłowej. Szyna procesowa jako główna struktura wymiany danych musi cechować się wysoką niezawodnością, a czas przełączania między sieciami musi być bezprzerwow. w celu zapewnienia niezawodnej i nieprzerwanej komunikacji urządzeń szyny procesowej musi ona być wykonana w topologii redundantnej gwiazdy, z wykorzystaniem protokołu PRP (parallel redundancy protocol) w rozumieniu IEC 62439-3 (mechanizm redundancji równoległej dla sieci gwiazdowych). Redundantne sieci telekomunikacyjne PRP w stanie normalnej pracy powinny mieć identyczną architekturę. Urządzenia wskazane w Tab. 1 powinny, co do zasady, być zdolne do przyłączenia do redundantnych szyn procesowych z wykorzystaniem redundantnych interfejsów komunikacyjnych.

Kontrola i zarządzanie ruchem na szynie procesowej jest również niezbędna w celu zapewnienia odpowiedniej niezawodności. Wszelka komunikacja musi być odpowiednio posegregowana, aby nie dopuścić do zbyt dużego obciążenia sieci i danych portów komunikacyjnych. Przy dochodzeniu do limitu wydajności danego połączenia, opóźnienie komunikacji i jitter nie może wykroczyć poza maksymalne

dopuszczalne klasy dokładności opisane m.in. w IEC 61850-90-1. Nie jest możliwe określenie dokładnego opóźnienia jakie wystąpią w sieci teleinformatycznej. Można natomiast dążyć do zminimalizowania prawdopodobieństwa zaistnienia takiej sytuacji. W tym celu komunikację należy odpowiednio posegmentować przy użyciu techniki VLAN. Każdy pakiet informacji (SV, GOOSE, PTP) powinien zawierać odpowiednią etykietę VLAN.

W celu monitorowania jakości wymiany komunikatów szyna procesowa będzie wyposażona w urządzenie do monitorowania ruchu. Urządzenie to musi umożliwiać monitorowanie w sposób ciągły komunikatów SV, GOOSE, PTP przez cały cykl życia stacji. Dane otrzymane z tych urządzeń oprócz komunikowania, że pojawiają się stany niepożądane w sieci, pozwolą sprawdzić limity wydajności przy których parametry takie jak opóźnienia, błąd synchronizacji czasu, jitter mieszczą się w wymaganych wartościach i pokazać maksymalne obciążenie sieci.

Kolejnym ważnym elementem prawidłowej pracy mostu szynowego jest niezawodny system synchronizacji czasu. Zgodnie z założeniem normy IEC 61850 maksymalna niedokładność synchronizacji czasu przy takiej aplikacji jak SV wynosi poniżej 1 mikrosekundy. W tym celu synchronizacja czasu realizowana będzie z wykorzystaniem protokołu PTP (precision time protocol) z profilem PUP (power utility profile) zgodnego z IEC 61850-9-3. System synchronizacji czasu składać się będzie z dwóch niezależnych zegarów GNSS z niezależnymi antenami. Serwery czasu powinny być wieloczęstotliwościowe i multisystemowe, tj. powinny obsługiwać różne systemy satelitarne. W dobie aktualnej sytuacji na świecie, dostępności urządzeń zagłuszających, system synchronizacji powinien być odporny na jamming i spoofing. Ataki takie przeprowadza się głównie z poziomu ziemi, także serwery czasu powinny mieć możliwość bezpiecznej pracy oraz mieć odpowiednio długi czas podtrzymania czasu w przypadku utraty sygnału z któregośkolwiek systemu satelitarnego.

2.3.3. System sterowania i nadzoru

System sterowania i nadzoru dla pola mostu szynowego będzie standardowym rozwiązaniem dla obiektów PSE S.A. Akwizycja sygnałów alarmowych i zdarzeniowych dla urządzeń EAZ powstałych na potrzeby mostu szynowego będzie zrealizowana zarówno drogą cyfrową jak i drogą stykową według zasad zawartych w standardach technicznych PSE S.A. Wymiana informacji drogą cyfrową będzie realizowana zgodnie z IEC 61850. W przypadku obiektów istniejących, na których nie zakłada się modernizacji SSiN, dopuszcza się realizację komunikacji poprzez dodatkowe urządzenia/konwertery.

Główną różnicą od dotychczasowych rozwiązań stosowanych w SSiN będzie rozbudowany system blokad łączeniowych wynikający ze specyfiki mostu szynowego. Blokad logiczne obejmą:

- sterowanie uziemnikami liniowymi w zależności od stanu odłączników liniowych w stacjach podmiotów przyłączonych do mostu,
- sterowanie odłącznikiem liniowym w zależności od stanu uziemników liniowych w stacjach przyłączonych podmiotów,
- blokada załączania wyłącznika mostu szynowego od obecności napięcia od strony podmiotów przyłączonych.

2.3.4. System pomiarowy

W ramach budowy mostu szynowego, konieczne jest zainstalowanie systemu pomiarowego, który musi składać się z:

- podstawowego i rezerwowego układu pomiarowo-rozliczeniowego energii elektrycznej,
- układu pomiaru bilansowo-kontrolnego pola mostu szynowego na potrzeby PSE S.A.,
- analizatora jakości energii elektrycznej pola mostu szynowego w punkcie przyłączenia, o klasie pomiarowej A zgodnie z normą PN-EN 61000-4-30.

Układ bilansowo-kontrolny oraz analizator jakości energii elektrycznej zasilone będą z przekładników tradycyjnych znajdujących się w polu, natomiast układy pomiarowo-rozliczeniowe wykorzystają pomiary z zainstalowanych przekładników optycznych na słupach kablowych oraz przekładnika napięciowego w polu mostu szynowego.

Specjalnie dla tych układów przewidziane są redundantne strumienie SV o wyższej częstotliwości próbkowania, które zapewnią utrzymanie wymaganej klasy dokładności. Strumienie pomiarowe będą publikowane przez te same urządzenia aktywne MU, co strumienie pomiarowe o niższej częstotliwości próbkowania dla potrzeb zabezpieczeń. Możliwe jest to dzięki szerokiemu zakresowi dokładności przekładnika optycznego, który w jednym torze pomiarowym jest w stanie realizować obie wymagane klasy dokładności, 0,2S dla pomiarów oraz 5P20 dla zabezpieczeń, w przeciwieństwie do klasycznego przekładnika wymagającego osobnych rdzeni pomiarowych.

2.4. Testowanie urządzeń mostu szynowego

Dla przedmiotowego układu przewiduje się przeprowadzenie zarówno testów FAT (Factory Acceptance Test) jak również testów SAT (Site Acceptance Tests). Testy FAT są pierwszymi z testów odbiorczych

przeprowadzanych przez dostawcę u producenta na nowo wyprodukowanym urządzeniu zanim zostanie wysłane na obiekt celem weryfikacji określonych parametrów i wymagań a także czy działanie jest zgodne z projektem i założeniami. Kolejnym etapem weryfikacji będą testy SAT które zostaną przeprowadzone w docelowym miejscu instalacji w rzeczywistych warunkach eksploatacyjnych.

W ramach budowy mostu szynowego zakłada się przeprowadzenie dodatkowych testów FAT:

- szyny procesowej,
- całego układu mostu szynowego.

W ramach testów FAT szyny procesowej testowane będą przełączniki sieciowe oraz zegary GNSS. Testy będą głównie dotyczyły części sieciowej oraz przygotowania procedur do testów na stacji w oparciu o wytyczne raportu technicznego IEC 61850-90-4.

Kolejnym etapem będą testy FAT całego układu mostu szynowego. w ramach tych testów zapewniona będzie pełna konfiguracja mostu szynowego z całym przekrojem urządzeń, poczynając od optycznych przekładników prądowych, merging unitów, urządzeń sieciowych, zabezpieczeń, zegarów GNSS, a kończąc na układach jakości i pomiarów energii.

3. Powiązania nadrzędnej automatyki regulacyjnej z regulatorami źródeł przyłączonych do mostu szynowego.

Wyprowadzenie mocy z kilku źródeł za pośrednictwem mostu szynowego i jednego pola w rozdzielni stacji wymagało opracowania nowej koncepcji układu regulacji napięcia i mocy biernej ARST. Koncepcja ta polega na zainstalowaniu dodatkowego układu nazwanego koncentratorem ARST, pełniącego rolę agregatora zasobów i możliwości użytkowników przyłączonych do mostu szynowego. Koncentrator ARST powoduje to, że zagregowani użytkownicy widziani są jako pojedyncze źródła mocy biernej. Pole mostu szynowego stanowi odpowiednik miejsca przyłączenia podobnie jak dla pojedynczej farmy wiatrowej z tą różnicą, że rolą koncentratora jest dystrybucja sygnałów sterowniczych na poszczególnych użytkownikach. Regulacja odbywa się w zakresie dostępnej mocy biernej będącej sumarycznym zakresem obliczonym w koncentratorze na podstawie danych dostarczonych przez wszystkich użytkowników.

Koncentrator ARST umożliwia regulację użytkowników przyłączonych do mostu szynowego w trybie autonomicznym lub skoordynowanym z układem ARST. w trybie regulacji autonomicznej sterowanie zasobami użytkowników odbywa się według jednego z wybranych kryteriów regulacji:

- regulacja napięcia w polu mostu szynowego zgodnie z charakterystyką statyczną,
- regulacja mocy biernej (generowanej lub pobieranej) w polu mostu szynowego,
- regulacja współczynnika mocy $\cos\varphi$ w polu mostu szynowego.

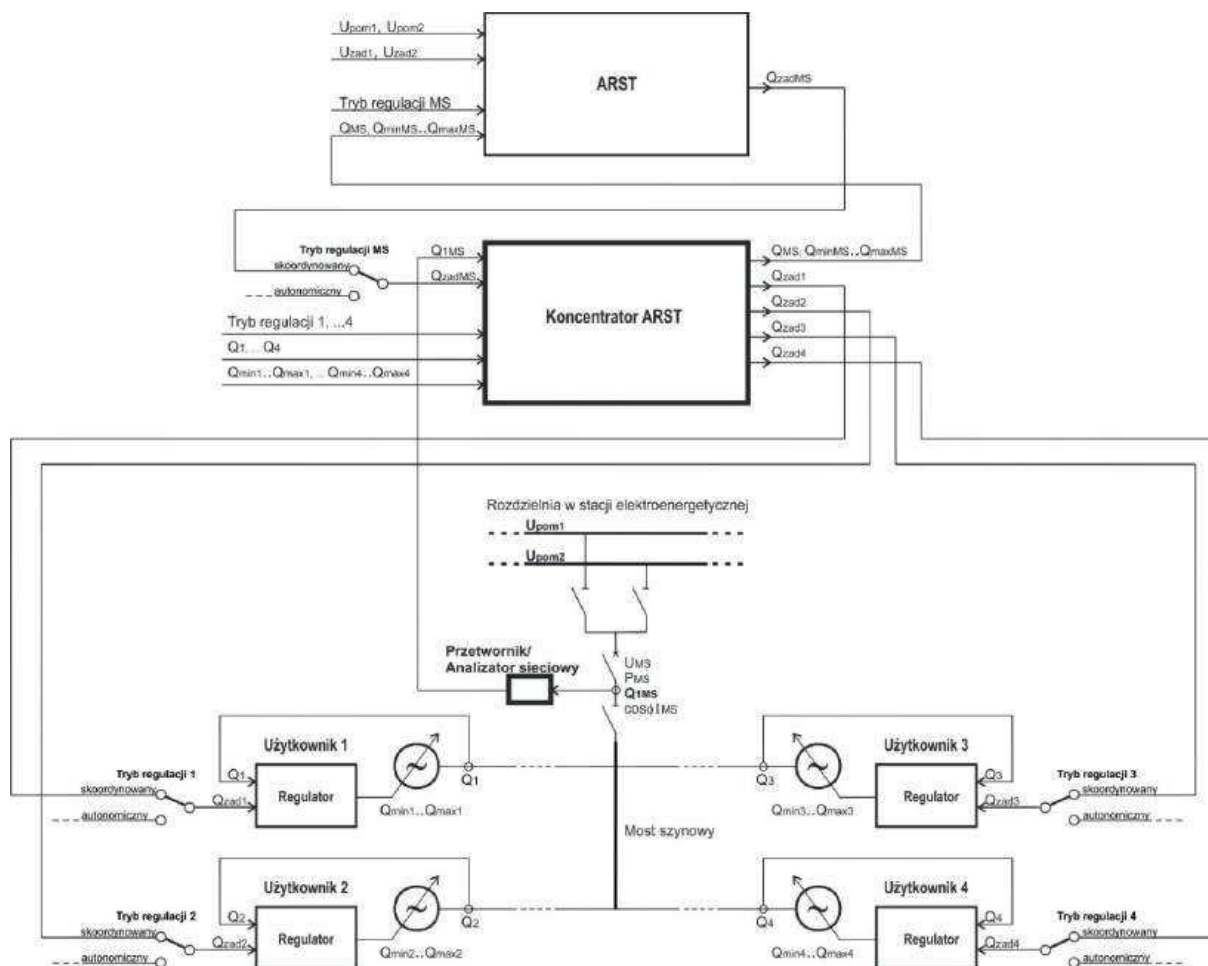
W trybie autonomicznym regulacja realizowana jest względem punktu odniesienia w polu liniowym stacji abonenckiej zgodnie z wybranym przez użytkownika kryterium regulacji i wartością zadaną. w trybie skoordynowanym koncentrator ARST staje się układem wykonawczym dla nadrzędnego układu regulacji ARST. Na skutek zmiany u danego użytkownika trybu na skoordynowany, koncentrator ARST wysyła do niego rozkaz wymuszający zmianę kryterium regulacji na tryb mocy biernej. Układ ARST wysyła do koncentratora zadaną moc bierną wspólną dla wszystkich użytkowników przyłączonych do mostu szynowego. Następnie koncentrator ARST dokonuje dystrybucji rozkazów zmiany mocy biernej do poszczególnych użytkowników. w trybie skoordynowanym wykorzystywane jest tylko kryterium regulacji mocy biernej z uwagi na liniowy charakter zależności zmiany mocy biernej i napięcia. Normalnym stanem pracy użytkowników będzie regulacja skoordynowana z koncentratorem ARST a tryb autonomiczny będzie wykorzystywany w celach diagnostycznych do sprawdzania działania indywidualnego ich regulatorów, w oderwaniu od regulacji grupowej lub w przypadku awarii koncentratora ARST.

Koncentrator umożliwia także realizację dodatkowej funkcji związanej z ograniczaniem mocy czynnej generowanej przez poszczególnych użytkowników.

Powyższy Rys. 5 przedstawia ideowo koncepcję układu ARST w stacji elektroenergetycznej, w której do jednego z pól dołączony został most szynowy.

Cechą charakterystyczną koncepcji obejmującej wszystkie źródła energii przyłączonych za pomocą mostu szynowego jest wspólny pomiar napięcia U_{MS} dla częstotliwości podstawowej 50 Hz, realizowany przez zainstalowany w polu mostu szynowego dedykowany analizator sieciowy. Analizator sieciowy odpowiada także za pomiar sumy mocy czynnych P_{MS} , sumy mocy biernych Q_{1MS} oraz współczynnika mocy $\cos\varphi_{1MS}$.

Układ ARST w oparciu o bieżący pomiar napięcia U_{pom} na szynach stacji odpowiada za utrzymanie zadanej wartości napięcia U_{zad} poprzez żądanie zmiany mocy biernej przez źródła przyłączone do mostu szynowego, odpowiednio do wartości Q_{zadMS} przesłanej do koncentratora ARST.



Rys. 5. Schemat koncepcyjny układu ARST z powiązaniem z regulatorami źródeł przyłączonych do mostu szynowego (opracowanie własne)

Koncentrator ARST prowadzi regulację grupową dla użytkowników przyłączonych do mostu szynowego. Punktem odniesienia dla regulacji grupowej jest pole, z którego wyprowadzony jest most szynowy (pomiar: U_{MS} , P_{MS} , Q_{MS} , $\cos\phi_{MS}$). Na podstawie otrzymywanych danych od użytkowników obliczany jest dostępny sumaryczny zakres mocy bierniej $Q_{minMS}...Q_{maxMS}$ dla grupy źródeł pracujących w trybie skoordynowanym z koncentratorem ARST. Koncentrator powoduje że poszczególne współpracujące źródła są obciążane mocą bierną proporcjonalnie do aktualnie dostępnego dla nich zakresu mocy bierniej. Poszczególni użytkownicy posiadają układ regulacji odpowiedzialny za regulację mocy bierniej w punkcie odniesienia jakim jest pole liniowe w swojej stacji abonenckiej. Regulacja odbywa się według wartości zadanych Q_{zad1} , ..., Q_{zad4} wyznaczonych przez koncentrator ARST. Z uwagi na brak przekładników napięciowych na odcinkach mostu szynowego i możliwości zainstalowania indywidualnych analizatorów sieciowych, pętle regulacji mocy biernych poszczególnych źródeł energii zamykają się w ich punktach odniesienia (pomiar Q_1 , ..., Q_4). Źródła w trakcie pracy wyznaczają na bieżąco dostępne w danych warunkach zakresy mocy biernych $Q_{min1}...Q_{max1}$, ..., $Q_{min4}...Q_{max4}$ jakie mogą być wykorzystane do regulacji.

4. Podsumowanie

Transformacja energetyczna, szukanie alternatyw do konwencjonalnych węglowych źródeł wytwarzania, coraz powszechniejszy i tańszy dostęp do zasobników energii, spowodowała wzrost potencjalnych inwestorów i deweloperów zdeterminowanych do inwestowania w OZE w Polsce. Efektem tego jest dzisiejszy stan przed którym stoi OSP czyli wydanie blisko 300 warunków przyłączenia do sieci przesyłowej dla instalacji OZE i MEE. Taka sytuacja wymusiła na OSP znalezienie sposobu spełnienia oczekiwań rynku. Zastosowanie nowoczesnych rozwiązań jak optyczne przekładniki prądowe i protokół komunikacyjny IEC 61850 pozwoliły na znalezienie rozwiązania w postaci koncepcji tzw. mostu szynowego, a tym samym na zaspokojenie potrzeb rynku i dalszy dynamiczny rozwój OZE w KSE. Mosty szynowe stanowią ogromne wyzwanie dla PSE S.A. pod względem inwestycyjnym jak i eksploatacyjnym, ale wydają się aktualnie najlepszym rozwiązaniem, które pozwoli sprostać potrzebom rynku i utrzymać tempo rozwoju OZE w Polsce.

Zebrane doświadczenia z techniki cyfrowej niezbędnej do realizacji koncepcji mostów szynowych

Zebrane doświadczenia z techniki cyfrowej niezbędnej do realizacji koncepcji mostów szynowych

Krzysztof Kulski, Jakub Skrupski, Cezary Bryczek, Andrzej Juszczyk – GE Vernova

Streszczenie

Stacje Cyfrowe oparte na technologii IEC 61850, wykorzystują zarówno komunikaty SV (wartości analogowe) jak i GOOSE (stany dwustanowe). Najpóźniej zostały zdefiniowane przez IEC 61850 komunikaty SV (Sampled Value -12 lat temu). Początkowo tą technikę cyfrową wdrażano w ramach prac badawczo-rozwojowych (projekty pilotowe). Obecnie, w niektórych krajach (np. w Islandii), jest już standardowo stosowana na stacjach spółek el-en.

Wzrost implementacji IEC 61850 na stacjach el-en WN i NN spowodował, że producenci aparatury el-en opracowali niekonwencjonalne przekładniki prądowe: sensory + elektronika (Merging Units - MU), które na portach komunikacyjnych MU, publikują w postaci cyfrowej wartości chwilowe wielkości analogowych - nazwane SV. Poprzednio tę rolę, tzn. zamianę wielkości analogowych na postać cyfrową, wykorzystywaną przez algorytmy pomiarowe, realizowały przetworniki A/D zespołów zabezpieczeniowych i pomiarowych. Przesunięcie procesu cyfryzacji bliżej aparatury pierwotnej WN/NN, stwarza nowe możliwości w obwodach wtórnych systemów el-en. Korzystają z nich szczególnie firmy wcześniej zaznajomione ze standardem IEC 61850, a więc dostrzegające, jak wiele korzyści płynie z jego implementacji na stacjach el-en. Przykładem mogą być podziemne stacje el-en na Ukrainie, czy też najnowsze projekty w Polsce związane z przyłączaniem OZE na mostach szynowych utworzonych na słupach linii transmisyjnej.

W sieciach SN, gdzie jest mniej korzyści związanych ze stosowaniem komunikatów SV, coraz częściej wdraża się jedynie komunikaty GOOSE, które pozwalają uprościć obwody wtórne, znacznie zredukować ilość połączeń miedzianych między urządzeniami obwodów wtórnych, zwiększając pewność przekazywania informacji. Korzystanie z GOOSE zmniejsza ograniczenia w wymianie informacji między zespołami zabezpieczeń (IED), dotychczas ograniczone ilością wejść i wyjść dwustanowych. Pozwala to zaprojektować bardziej wyrafinowane, skuteczniejsze i niezawodne układy automatyki EAZ. Szczególnie z tych możliwości korzystają firmy, w których potencjalne awarie w obwodach wtórnych mogą powodować zakłócenia produkcji, a więc duże straty. Przykładem może być największa, strategiczna spółka w Polsce, która od 2018r wdrożyła wymianę informacji opartą na GOOSE na ponad 26 rozdzielniach: 6kV i 30kV. Uzyskiwane korzyści sprawiły, że jest to wymagana technika przy każdej modernizacji czy budowie nowej rozdzielni SN lub WN.

To czy technika cyfrowa IEC 61850 zostanie przyjęta jako standardowe, wymagane rozwiązanie w danej firmie, zależy od tego, jak zostanie ona zaimplementowana. Czy partner wdrażający ją ma duże doświadczenie oraz zapewnia wsparcie dla klienta w początkowym okresie eksploatacji. Czy zespoły zabezpieczeń IED mają odpowiednie cechy, dużą ilość konfigurowalnych komunikatów na ekranie, z edycją ich treści, które odwzorowują stan sygnałów cyfrowych. Dostęp do informacji powinien być szybki, ułatwiać eksploatację, a IED posiadać funkcje niezbędne, aby obwody wtórne zostały uproszczone i zoptymalizowane, przy jednoczesnym wzroście pewności i niezawodności działania, dzięki technice cyfrowej i redundancji komunikacji np. w topologii PRP. Służby eksploatacji nie powinny być zmuszone do zaznajamiania się ze szczegółami działania standardu IEC 61850. Powinna im wystarczyć tylko ogólna wiedza, a podejście eksploatacyjne powinno być maksymalnie zbliżone do eksploatacji urządzeń wykorzystywanych obecnie w układach EAZ.

1. Technika cyfrowa na stacjach elektroenergetycznych

Wprowadzanie nowych rozwiązań zawsze stanowi wyzwanie, a więc trafia na opór. Aby go przełamać musi być do tego motywacja, czyli istotne korzyści z ich wdrożenia. Podobnie jest z wprowadzeniem techniki cyfrowej na stacjach el-en. Można się zastanawiać, dlaczego już tak dużo firm weszło na tą drogę? Nie bez znaczenia jest odpowiedź na pytanie: czy nowa technika jest w fazie dojrzałej, czy są dostępne dopracowane narzędzia przy niej stosowane?

Projekt standardu IEC 61850 został po raz pierwszy opublikowany w marcu 1999r, przez 26 lat technika cyfrowa oparta na IEC 61850 rozwijała się. Opracowano protokół MMS (Manufacturing Message Specification) do wymiany informacji poprzez sieć Ethernet pomiędzy urządzeniami IED (Intelligent Electronic Device), a podmiotami wyższego rzędu, takimi jak np. SSiN. MMS jest częścią normy IEC 61850 dotyczącej technologii komunikacyjnej dla stacji el-en i umożliwia dostęp do serwera poprzez jego adres IP, w celu zapisu/odczytu danych i wymiany plików. Następnie wprowadzono protokół GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event), który wykorzystuje szybkie i niezawodne mechanizmy do grupowania w zestaw (ramkę) dowolnego formatu danych (status, wartość) i wysyłania go przez sieci komunikacyjne Ethernet dla sygnałów wyłącz, szybkich automatów czy blokad. Standard IEC 61850 nałożył na producentów wymagania, aby nie było dowolności w tym zakresie. Zdefiniował ten czas dzieląc go na klasy związane z aplikacją, np. wyłączenia i blokady są określone poprzez klasę czasu transferu

(transfer time class): TT6 i dla niego wymaga czasu transferu (transfer time): <3ms. Natomiast np. dla wolnych automatów stacyjnych klasa czasu transferu to TT3 i dla tej klasy wymagany czas transferu: <100ms. Wiele lat temu, jak definiowano te klasy, to procesory obsługujące komunikację, były znacznie wolniejsze niż obecnie. Producenci urządzeń i jednocześnie implementujący w przekaźniku zabezpieczeniowym komunikaty GOOSE, mogą do tych wielkości nawiązywać, jeśli chcą zapewnić niższą cenę urządzenia, przy jednoczesnym zapewnieniu w danych technicznych, że jest ono zgodne z IEC 61850.

Norma IEC 61850-5 Edition 2 wprowadziła inny opis powyższych czasów, tzn. zdefiniowała aplikację (typ) np. 1A (komunikaty krytyczne czasowo) i czas przetwarzania, np. P1 tzn. przyjęcia komunikatu po pojawieniu się w sieci i odesłania go do sieci (co odwzorowuje przekazanie informacji z jednego IED do drugiego). P1 i 1A odpowiada TT6 (tzn. <3ms). Obecnie np. w przekaźnikach zabezpieczeniowych Multilin produkcji GE, nie różnicuje się czasu transferu dla wysyłanych komunikatów GOOSE, bo moc procesora komunikacyjnego jest tak duża, że wszystkie GOOSE mogą być w klasie TT6, tzn. P1 typ 1A (<3ms). Jeśli jednak pierwsza informacja wysłana jako GOOSE nie dotrze do subskrybenta (w Ethernet tak może się zdarzyć), wówczas następna może zostać wysłana za 1ms (min. wartość nastawy w Multilin to 1ms), co łącznie daje <4ms. Porównując czas przekazu informacji między IED poprzez połączenia miedziane (wyjścia przekaźnikowe i wejścia dwustanowe: ok. 12ms) można stwierdzić, że technika GOOSE jest znacznie szybsza (<4ms), bardziej niezawodna i posiada wbudowaną szybką autodiagnostykę przekazywania informacji (połączenia komunikacyjnego, a nawet stan obecności publikującego). Ponieważ komunikacja działa na zasadzie publikujący (publisher) komunikat GOOSE – odbierający (subscriber), ten sam publikowany GOOSE może odbierać w tym samym czasie wiele IED (tak jak przy połączeniach miedzianych). Komunikatami GOOSE można zarządzać w przełącznikach sieciowych (tzn. definiować na jakich jego portach mają się pojawiać i jak szybko przez niego mają być przetwarzane), poprzez umieszczoną w ramce GOOSE informację VLAN ID oraz priorytet definiujący stan ważności informacji (tagowanie IEEE 802.1Q). Nadawanie priorytetów pozwala, aby IED subskrybujący GOOSE najpierw otrzymał i przetwarzał informację, która pojawiła się w przełączniku sieciowym, i była o wyższym priorytecie. Jest to istotne w przypadku, gdy na porty przełącznika sieciowego przychodzi dużo więcej informacji w zbliżonym czasie. Natomiast technika VLAN nawiązuje do tego co znamy z połączeń miedzianych na listwach zaciskowych.

Komunikat GOOSE posiada również wbudowaną informację o tym, czy IED publikujący go jest w stanie testu, więc IED subskrybujący może z tej informacji skorzystać, chroniąc wykonujących pracę na rozdzielni przed skutkami pomyłki podczas prac na rozdzielni.

Najpóźniej zostały zdefiniowane przez standard komunikaty SV: IEC 61850-9-2LE -12 lat temu. Protokół SV ulegał rozwojowi i została wprowadzona w jego miejsce norma: IEC 61869-9. Komunikaty SV służą do przesyłania co zdefiniowany czas (np. 80 lub 256 próbek na okres), zsynchronizowanych wartości chwilowych np. kompletu napięć (4) i prądów (4).

2. Nowe możliwości wynikające z wprowadzenia techniki cyfrowej

Wprowadzenie techniki cyfrowej opartej na wymianie poprzez łącza światłowodowe informacji:

- analogowych dla potrzeb pomiarowych i zabezpieczeniowych (SV),
- dwustanowych, a nawet analogowych (np. do wizualizacji) (GOOSE),
- pozwala zwiększyć pewność i niezawodność działania obwodów wtórnych.

Jak już wspomniano powyżej, może być to realizowane poprzez:

- redundancję połączeń komunikacyjnych przy wymianie informacji pomiędzy IED (np. MU, przekaźnik pomiarowy, przekaźnik zabezpieczeniowy, itd.) opartą na PRP lub HSR. Na zrealizowanych Stacjach Cyfrowych, powszechnie stosuje się PRP (Parallel Redundancy Protocol), pomimo, że HSR ma zalety w obszarze ekonomicznym. Redundancja oparta na pierścieniach HSR wprawdzie pozwala zredukować/wyeliminować przełączniki sieciowe związane z obwodami wtórnymi, ale odbywa się to kosztem aspektów/zalet eksploatacyjnych oraz przejrzystości układu. Zdaniem autorów to właśnie aspekty eksploatacyjne zdecydowały, że dominującym i lepszym rozwiązaniem dla stacji WN, NN, a nawet dla typowych rozdzielni SN jest redundancja oparta na protokole PRP,
- ciągły i bardzo szybki (z punktu widzenia EAZ) monitoring sprawności działania układów przekazujących informację między IED zainstalowanymi na Stacji Cyfrowej. Stan nieobecności może być dostępny w logice IED i powodować także zmianę jego zachowania (np. zmiana grupy nastaw, zmiana źródła informacji z podstawowego na rezerwowego, zmiana logiki działania, odstawienie funkcji, np. zabezpieczeniowych, itp.). Wynika to z faktu, że, tak jak to jest w świecie analogowym, źródło informacji wysyła ją ciągle (w przestrzeni cyfrowej: bardzo często okresowo), nawet, jeśli wartości nie ulegają zmianie. Okres jest albo zadany - jak w SV (wynikający z częstotliwości próbkowania w MU), albo definiowany przez konfigurującego urządzenie IED (GOOSE: retransmisja szybka – po zmianie i wolna – brak zmian w przesyłanych informacjach).

3. Korzyści uzyskiwane w EAZ poprzez wykorzystanie techniki cyfrowej

3.1. Większa pewność i niezawodność działania

Zwiększenie pewności i niezawodności uzyskane dzięki zastosowaniu IEC 61850:

- IED mogą korzystać z rezerwowych źródeł informacji (SV czy też GOOSE), jeśli podstawowe zawiodą (np. uszkodzi się IED, który jest źródłem). IED subskrybujący informację wie, że nie ma nadawcy (SV publikują informację w sposób ciągły, a komunikaty GOOSE w ramach retransmisji wolnej lub szybkiej). Dodatkowo nadawca, jeśli jest na tyle „sprawny”, przesyła informację, że ma jakieś problemy (flagi dotyczące jakości). Ma to oczywiście miejsce przy sprawnej komunikacji IEC 61850. Jeśli taka sytuacja wystąpi, to odbiorca (subskrybent informacji) korzystając ze swojej logiki programowalnej, może przełączyć się na rezerwowe źródło informacji (zarówno SV jak i GOOSE). Należy zauważyć, że taka możliwość zależy od funkcji dostępnych w IED. Możliwości te nie są obligatoryjne, ale urządzenia Multilin UR produkcji GE posiadają taką funkcjonalność. Co więcej, ich karta szyny procesowej ma 8 niezależnych portów dla tej szyny, które mogą być izolowane. Na szynie procesowej Multilin UR, każdym z tych 8 izolowanych od siebie portów, może subskrybować komunikaty SV, równocześnie publikować i subskrybować komunikaty GOOSE. Może też być źródłem czasu lokalnego PTP, co unieważnia układ EAZ na utratę zegara GPS. w przypadku gdy na szynie stacyjnej będzie podłączony do Multilin UR zegar GPS wysyłający komunikaty PTP, wówczas Multilin UR może być źródłem czasu globalnego dla szyny procesowej, np. jako rezerwa dla zegara GPS synchronizującego szynę procesową, lub jako zegar podstawowy czasu globalnego. Należy zauważyć, że dla działania zabezpieczeń w ramach rozdzielni, wystarczy czas lokalny, który może dostarczać dany Multilin w ramach redundancji funkcjonalnej (jeśli nie było zegara lub sygnału GPS). Powyżej nie opisano wszystkich możliwości jakie w tym zakresie oferuje stacja cyfrowa i sama rodzina Multilin. Warto na etapie projektowania nad tym się zastanowić, aby nie kopiować rozwiązań nawiązujących do tradycyjnych stacji, które nie są w stanie powyższego realizować,
- w analogowym świecie dany przekątnik zabezpieczeniowy (Main 1 i Main 2) jest podłączony do swojego rdzenia przekładnika prądowego i napięciowego. Ciekawą funkcją dostępną w Multilin UR, jest możliwość subskrypcji komunikatów SV zarówno ze swojego MU (swoich przekładników), jak i przekładników (rdzenia) przewidzianych dla drugiego przekątnika zabezpieczeniowego (jak to było dotychczas). Możemy sobie wyobrazić, że jeśli jedno źródło SV ulegnie awarii (np. MU dla Main 1), to przekątnik zabezpieczeniowy Main 1, który utracił przypisane do niego komunikaty SV, może bezzwłocznie zacząć korzystać z komunikatów SV tych samych, co przekątnik zabezpieczeniowy Main 2. Utrata jednego źródła SV, nie wpływa na pracę przekątników zabezpieczeniowych – oba działają. Ale ten stan jest sygnalizowany i przekazywany do systemu nadzoru, aby służby eksploatacji spokojnie, w zaplanowanym przez siebie czasie, usunęły awarię,
- redundancję już na poziomie wymiany informacji, np. poprzez zalecaną przez autorów: PRP (Parallel Redundancy Protocol). Awaria/niesprawności w obwodach komunikacji (np. przełącznika sieciowego, połączenia światłowodowe, port w IED, itd.) nie wpływa na skuteczność przesyłania informacji między urządzeniami IED. Jej fakt jest wiadomy odbiorcy informacji, więc może sygnalizować ten problem (w logice programowalnej IED taka informacja powinna być dostępna), aby służby eksploatacji w dogodnym czasie i na spokojnie zajęły się tematem,
- autodiagnostyka całego układu EAZ – możliwość znacznego ograniczania zakresu przeglądów jak i okresu między przeglądami. Odbiorca informacji – IED, jest świadomy braku źródła informacji i ta świadomość jest dostępna w jego logice programowalnej, więc może być przekazywana dalej do systemu i sygnalizowana lokalnie na stacji el-en oraz w ośrodkach nadrzędnych.

3.2. Nowe możliwości aplikacyjne dostępne dzięki realizacji Stacji Cyfrowej

Poniżej przedstawiono wybrane korzyści, które wynikają z samej techniki cyfrowej:

- możliwość zaprojektowania bardziej wyrafinowanych, skuteczniejszych i bardziej niezawodnych układów automatyk EAZ. Motywacja do ich tworzenia może wynikać np. ze zdarzeń podczas eksploatacji stacji, specyficznych warunków lub zmian w strukturze sieci el-en. Jest bowiem brak praktycznych ograniczeń wymiany informacji między urządzeniami IED, jeśli korzysta się z komunikatów GOOSE,
- możliwość dokonywania znacznych zmian, już po uruchomieniu układu EAZ (jeśli taka konieczność się pojawi, np. na skutek zdarzeń podczas eksploatacji sieci), gdyż zmiany wówczas dotyczą konfiguracji, a nie warstwy sprzętowej,
- szybsze diagnozowanie potencjalnych problemów przez obsługę stacji (a nie ekspertów EAZ), pod warunkiem, że IED posiada dużą ilość konfigurowalnych graficznie/tekstowo informacji na ekranie (funkcja sygnalizatora, przy dużych wymiarach ekranu IED). Urządzenia serii Multilin produkcji GE takie cechy posiadają,
- szybsze, bezpieczniejsze testowanie zabezpieczeń. GOOSE i SV mają flagę testu, więc odbiorca informacji może dysponować taką wiedzą w jego logice programowalnej, tzn., że informacja pochodzi

z IED, które jest testowane. Pozwala to zmienić logikę jego działania, chroniąc obsługę przed skutkami pomyłki,

- mniejszy koszt przyszłej wymiany IED (mniej połączeń miedzianych – mniej kart z wejściami/wyjściami dwustanowymi) i szybsza instalacja oraz proces uruchamiania (testowanie),
- łatwiejsza, bezpieczniejsza eksploatacja stacji (np. przed otwarciem obwodów wtórnych przekładnika prądowego, potencjalnym kontaktem z obwodami miedzianymi będącymi pod napięciem, niebezpiecznym dla osób fizycznych, itd.),
- połączenia światłowodowe powodują znaczne ograniczenie połączeń miedzianych. Połączenia miedziane mogą rozprzodzać w obwodach wtórnych indukowane zakłócenia (tradycyjny układ obwodów wtórnych). Szczególną korzyścią jest brak zjawiska pojawiającego się przy braku ciągłości obwodu strony wtórnej przekładnika prądowego na skutek awarii (np. na listwach zaciskowych) lub przez pomyłkę podczas prac na rozdzielni. Nie bez znaczenia jest bezpieczeństwo sprzętu IED i wydłużenie ich czasu pracy (wyładowania i zakłócenia pojawiające się w połączeniach miedzianych skracającą czas życia elektroniki IED, a światłowody rozwiązują ten problem).



Rys. 1. Stacja Cyfrowa 110kV (2016r) – diagnostyka, szybsza reakcja i tańsza eksploatacja, szybszy montaż obwodów wtórnych, mniej czasu na uruchomienie pola

3.3. Wpływ zastosowanej techniki na komunikację ze służbami eksploatacji

Część z powyższych korzyści wynika z samej techniki cyfrowej, a część z cech IED, które są związane z nią. Istotny jest więc fakt czy konstruktorzy IED, mając świadomość nowych możliwości, które wynikają z tej techniki, uwzględniają je w ich funkcjach, czy też kopiują dotychczasowe rozwiązania obwodów EAZ.

Jeśli obsługa Stacji Cyfrowej (gdzie IED, subskrybują GOOSE) ma mieć ułatwiony odczyt przyjmowanych przez urządzenie IED informacji dwustanowych, w taki sposób, aby nie musiała korzystać z żadnych dodatkowych narzędzi, i szybko orientowała się w sytuacji dotyczącej obwodów wtórnych EAZ, dobrze jest, aby urządzenia IED posiadały duży graficzny ekran z funkcją sygnalizatora. Przekazniki Multilin UR posiadają taką funkcję, tzn. konfigurowalne graficznie/tekstowe informacje dostępne na jego ekranie. Można do nich swobodnie przypisać jakiejkolwiek informacje dwustanowe pozyskiwane np. poprzez komunikaty GOOSE z innych IED na stacji. Mogą być one wizualizowane na np. 8 ekranach sygnalizatora, a na każdym z nich 12 informacji dwustanowych. Daje to w sumie aż 96 informacji, które można na tych 8 ekranach sygnalizatora umieścić (Rys. 2).

Uszkodzen wskaznika napięcia	Uszk w obw napięcia +2	Uszk w obw napięcia +3	Poziom SF6 1 stopien
Uszk w obw nap 100VAC pom en IA	Uszk w obw nap 100VAC pom en IIA	Uszk w obw nap 100VAC L90 s. IA	Uszk w obw nap 100VAC L90 s. IIA
Uszk w obw napięcia +4 Q21	Uszk w obw napięcia +4.1 Q11	Uszk w obw napięcia +4.2 Q12	Uszk w obw napięcia +4.3 Q42

Rys. 2. Przykład prezentujący jeden z 8 ekranów sygnalizatora, dostępnych w Multilin UR (inf. dla Up)

Jak widać na Rys.2, dla każdej z tych 96 informacji, np. pozyskiwanej przez GOOSE, można przypisać dowolny opis składający się z 3 linii po 10 znaków oraz określić kolor, jaki ma pojawić się, jeśli ta informacja będzie miała stan wysoki (można ją także zanegować w logice programowalnej – wtedy stan niski). Jest możliwość

zadecydowania, czy ma ona być z podtrzymaniem do skasowania, czy też nie. Taki system jest bardzo przejrzysty dla obsługi. Przy tradycyjnej technice miedzianej, aby sprawdzić, czy na listwie zaciskowej dla danego sygnału jest stan wysoki czy niski, trzeba dysponować przyrządem pomiarowym oraz dokumentacją, aby wiedzieć jaka informacja jest pozyskiwana na tym zacisku (lub listwie zaciskowej).

Zwykle w komunikatach GOOSE przesyłane są informacje dwustanowe. Ale standard opisujący GOOSE przewidział przesyłanie także wartości analogowych. Można je także umieszczać na poszczególnych elementach sygnalizatora dając im opisy podobnie jak dla informacji dwustanowych i umieszczając subskrybowane z innych pól wartości analogowe, które są istotne w polu, w którym jest zainstalowany IED subskrybujący informacje z IED zainstalowanych np. w innych polach rozdzielni. Można też zmieniać kolor na pozycji z wyświetlaną wartością analogową innego pola, a ta zmiana może być aktywowana przez dowolną informację dwustanową.

Multilin UR posiada 16 ekranów prezentujących wielkości pomiarowe, a na każdym z nich: 24 pola. Podobnie jak na ekranach sygnalizatora, można na nich umieszczać wielkości analogowe pozyskiwane z innych pól poprzez komunikaty GOOSE. Dodatkowo można je skonfigurować, aby taki ekran się pojawił w sytuacji, gdy jakaś wartość dwustanowa jest w stanie wysokim (np. subskrybowana informacja dwustanowa zawarta w GOOSE z dowolnego pola na rozdzielni).

Imped L1-N Modul	0.00 Om	Imped L1-N Kat	0.0 deg
Imped L2-N Modul	0.00 Om	Imped L2-N Kat	0.0 deg
Imped L3-N Modul	0.00 Om	Imped L3-N Kat	0.0 deg
Imped L1-L2 Modul		Imped L1-L2 Kat	0.000 deg
Imped L2-L3 Modul		Imped L2-L3 Kat	0.000 deg
Imped L3-L1 Modul		Imped L3-L1 Kat	0.000 deg

Rys. 3. Przykład prezentujący jeden z 16 ekranów sygnalizatora pomiarów, dostępnych w Multilin UR

Jak można zauważyć, przy rozwiązaniach dostępnych w Multilin i korzystaniu z techniki GOOSE istnieją ogromne możliwości aplikacyjne, ograniczone kreatywnością projektującego Stację Cyfrową i jego doświadczeniem.

Jeśli technika cyfrowa jest optymalnie zaimplementowana, oparta na IED z elastycznym i zaawansowanym HMI, daje ona użytkownikowi bardzo dużo korzyści. Pozwala na szybkie zorientowanie się obsługi w sytuacji panującej na Cyfrowej Stacji el-en., dużo szybciej niż przy tradycyjnej technice. Jeśli projektujący nie ma dużego doświadczenia w realizacji Stacji Cyfrowej, wówczas warto skorzystać z doświadczeń firm, które już zrealizowały takie projekty, a jednocześnie były w nie bardziej zaangażowane (tzn. zależało im na ułatwieniu obsługi Stacji Cyfrowej, choć wiąże się to ze zwiększeniem ich kosztów – poświęconego czasu).

4. Nowe technologie dostępne w przekładnikach, dzięki przejściu na „świat cyfrowy” IEC 61850

Wprowadzenie techniki cyfrowej na stacji el-en umożliwiło wprowadzenie nowych technologii w samych przekładnikach el-en. Ale stosowanie ich nie jest obligatoryjne na Stacji Cyfrowej. Można pozostać przy przekładnikach tradycyjnych lub wykonać ich mix z nowymi. Wszystko zależy od tego jakie cele chcemy uzyskać w konkretnej aplikacji, jakie korzyści widzimy z zastosowania nowych technologii. Najwięcej korzyści z nowych technologii uzyskuje się w przekładnikach prądowych.

Urządzenia dokonujące digitalizacji wielkości pomiarowych do formatu Sampled Value (SV), zwykle mają wejścia analogowe dla podłączenia przekładników napięciowych, aby publikowały komplet informacji w ramach jednego komunikatu SV (4 prądy i 4 napięcia). Zwykle dotyczy to także MU niekonwencjonalnych przekładników prądowych (posiadają analogowe wejścia napięciowe), ale nie jest to regułą.

Przy stosowaniu niekonwencjonalnych przekładników prądowych zwiększa się znacznie dynamika pomiaru i jednocześnie wzrasta dokładność pomiaru. Brak rdzenia, sprawia, że nie ma zjawiska nasycenia się przekładników (znanego z konwencjonalnych przekładników prądowych), a brak konieczności jego magnesowania zwiększa dokładność, która jest szczególnie istotna w jego dolnej części.

Obecnie są do dyspozycji między innymi następujące rozwiązania w zakresie pomiaru prądu i napięcia:

- tradycyjne przekładniki prądowe, których obwody wtórne są podłączone do przetworników analogowo-cyfrowych, tzn. Merging Unit (MU). Urządzenie MU może być zainstalowany w szafce kablowej przy aparaturze pierwotnej pod warunkiem, że spełnia warunki środowiskowe. Są również dostępne rozwiązania, w których jeden MU może posiadać dwa zestawy wejść analogowych do podłączenia strony wtórnej przekładników prądowych zarówno pomiarowej jak i zabezpieczeniowej. Dodatkowo może posiadać wejścia i wyjścia, także do bezpośredniego sterowania aparaturą pierwotną (mocne

szybkie). Wobec powyższego dwa MU, mogą już przy aparaturze pierwotnej całkowicie digitalizować obwody wtórne pola, związane z aparaturą pierwotną, tak aby z szafki kablowej powiązania między aparaturą pierwotną a wtórną (2xSV+GOOSE), było poprzez redundantne łącza światłowodowe (PRP). Przykładem takiego rozwiązania może być MU320E z firmy GE. Posiada dwie karty wejść analogowych dla kompletu wielkości analogowych: 4xI + 4xU z wyborem, czy jest to karta dla celów pomiarowych (zakres i klasa pomiarowa 0,2s, 256 próbek/okres) czy zabezpieczeniowych (dokładność dla $> 0,2xI_n$: $<1\%$ z P40, 80 próbek na okres). Posiada także 4 karty wejść/wyjść (opcje zamówieniowe: 16wej lub 6wej + 4wyj typu C + 2 wyj typu A lub 6wej + 8 wyj mocnych szybkich lub 6wej + 8 wyj typu A). Takie rozwiązanie, oparte na MU320, było wdrożone już w 2016r przez nasz zespół na stacji 110kV Vidiskai w Litwie. Wówczas MU320 posiadał mniejszą ilość wejść/wyjść, stąd niezbędna była instalacja w szafce kablowej dodatkowego urządzenia IED (SCU) na potrzeby zapewnienia niezbędnej ilości wejść/wyjść w celu monitorowania i sterowania aparaturą pierwotną. Obecnie MU320E eliminuje tę konieczność. Zaletą w odniesieniu do tradycyjnych EAZ jest fakt, że obwody wtórne przekładników prądowych są obciążone krótszymi przewodami, co jest korzystne ze względów pomiarowych - zwiększa ich liczbę przetężeńiową, a także uprasza te obwody i samą eksploatację, poprzez funkcje autodiagnostyki i redundancji,

- rozwiązanie oparte na cewce Rogowskiego oraz konstrukcyjnym dzielniku pojemnościowym podłączonych do przetwornika analogowo-cyfrowego - stosowany np. w rozdzielnicach typu GIS. Ich ogromną przewagą nad tradycyjnymi przekładnikami prądowymi, jest bardzo szeroki zakres pomiarowy przy bardzo dużej dokładności. Przykład rozwiązania z firmy GE Vernova, opartego na tej technologii, zaprezentowano na Rys.4. Prąd znamionowy może być wybrany z zakresu: 100A – 4000A, pomiary zapewniają dokładność klasy 0,1, a liniowość jest utrzymana do 200kA. Napięcie znamionowe (izolator) do 1100kV. Oznacza to, że może być stosowany jako źródło informacji zarówno dla urządzeń pomiarowych, jak i zabezpieczeniowych. Składa się on z sensorów prądowych RECT i napięciowych CEVT podłączonych do przetworników analogowo-cyfrowego PC12 (PC12-3I oraz PC12-3U), które współpracują z MU: XMU800 (6 wejść do podłączenia PC12, z których każdy digitalizuje 3 wielkości analogowe). XMU publikuje komunikaty SV, zarówno dla celów pomiarowych, jak i zabezpieczeniowych.

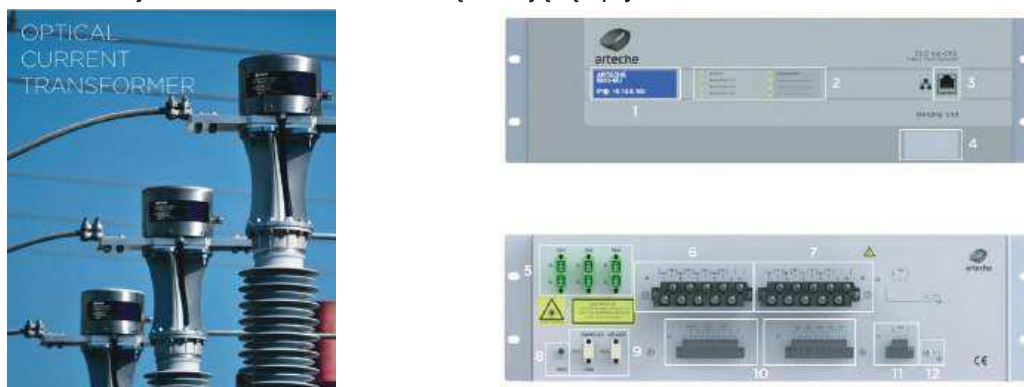


Rys. 4. Przykład prezentujący przekładnik prądowy oparty na cewce Rogowskiego (RECT) oraz przekładnik napięciowy na dzielniku pojemnościowym (CEVT) firmy GE Vernova przeznaczony do rozdzielni typu GIS

Stacja cyfrowa korzystająca z tej technologii, a uruchomiona w 2019r przez nasz polski zespół to Farma Wiatrowa Primorska 1 150kV o mocy 100MW. Jest to 11 połowa stacja oparta na modułach HYPact z redundantnym rozwiązaniem przekładników Rogoflex (PC12 i XMU00). Sprzęt obwodów wtórnych bazuje na ofercie GE Vernova. Zabezpieczenia: MiCOM P546, P446, P645, P740. Moduły peryferyjne są zbudowane w szafkach kablowych: MU320 oraz SCU. Pozostałe urządzenia to: przełączniki Ethernet: S20, rejestrator zakłóceń: RPV311, zegar GPS: RT-430, sterowniki połowe MiCOM C264, centralna sygnalizacja: Multilin C60. Dodatkowo w stacji zostały zainstalowane zabezpieczenia RED670 produkcji ABB (obecnie Hitachi), które zostały w pełni zintegrowane z technologią cyfrową (SV, GOOSE, Synchronizacja czasu PTP) dostarczoną przez GE. Dla inwestora liczył się: krótki czas wykonania inwestycji (w tym testowanie i rozruch stacji), duża dynamika pomiarów (0,1In – 100In) z dokładnością $<1\%$ w całym zakresie pomiarowym, brak nasycania się przekładników prądowych (selektywne działanie przy małych wartościach prądów znamionowych, i dużych prądów zwarciovych). Możliwość łatwego wprowadzania zmian i ulepszeń dla kryteriów działania przekładników zabezpieczeniowych i logiki ich działania.

Następna Farma Wiatrowa 150kV, budowana przez tego inwestora: Promorska 2, została zrealizowana w tej samej technologii.

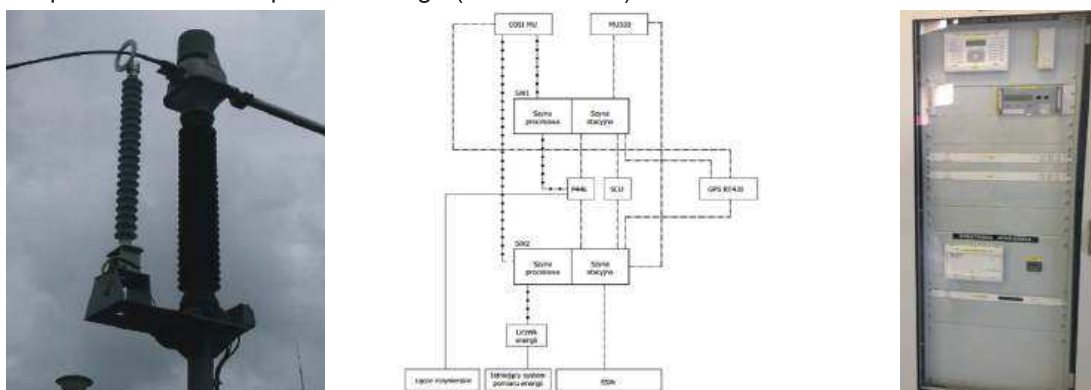
- przekładniki prądowe oparte na technologii optycznej (zjawisku Faradaya). Elementem pomiarowym są trzy pasywne sensory optyczne, które mogą być zainstalowane na liniach napowietrznych, na dowolnym poziomie napięcia (zależnie od konstrukcji izolatora, który ten sensor wspiera). Całość rozwiązania, tzn. optyczny przekładnik prądowy, składa się z elementów: trzech optycznych sensorów prądowych zabudowanych na izolatorach oraz elektroniki MU, która zabudowana w pomieszczeniu EAZ. MU oprócz przetwornika A/D, posiada lasery wysyłające światło o określonej długości fali do pasywnych sensorów prądowych. Zwykle przekładniki optyczne posiadają dodatkowo analogowe wejścia pomiarowe, aby podłączyć do MU przekładniki napięciowe, w celu publikowania kompletu prądów i napięć zgodnie IEC 61850-9-2LE lub IEC 61869 na jego portach Ethernet. Przykładem takiego rozwiązania jest optyczny przekładnik prądowy SDO-OCT firmy Artech (Rys.5), składający się: z trzech sensorów optycznych SDO ICT, w których mogą znajdować się (opcja) dwa redundantne optyczne „uzwojenia” oraz MU - elektroniką sterującą optycznie sensorami: SDO MU.



Rys. 5. Przykład prezentujący optyczny przekładnik prądowy SDO OCT firmy Artech przeznaczony dla rozdzielni napowietrznych WN i NN (do 550kV)

Izolator posiada izolację stałą, więc nie wymaga specjalnych zabiegów eksploatacyjnych. Prąd znamionowy ustalony przez użytkownika: do 4800A. Sensory mogą się znajdować w odległości do 1km od jego elektroniki (MU – Merging Unit), która jest podłączona do szyny procesowej, zachowując przy tym wysoką dokładność pomiaru: 0,2s/P20 (dla max wartości nastawionego prądu znamionowego), niezbędną dla np. liczników energii lub innych urządzeń IED pomiarowych (256 próbek na okres), a jednocześnie IED zabezpieczeniowych (80 próbek na okres). Urządzenie publikuje więc dwa strumienie SV z redundancją PRP i synchronizacją PTP. Jeśli przekładnik optyczny służy tylko do celów zabezpieczeniowych (mniejsze wymagania co do dokładności pomiaru niż 1%), wówczas ta odległość może wzrosnąć nawet do 10km. Otwiera to nowe możliwości aplikacyjne, np. montaż sensorów optycznych w zakładzie przemysłowym, a montaż elektroniki przekładnika optycznego SDO-OCT na drugiej rozdzielni, np. dla realizacji np. zabezpieczenia różnicowego linii, przy założeniu (np. ze względów eksploatacyjnych), że cała elektronika EAZ (MU, IED itd.) znajduje się na drugiej rozdzielni. Ze względu na pasywność działania sensorów optycznych i ich dużej odległości od MU, które steruje optycznie tymi sensorami (do 1km SV z klasą pomiarową oraz dynamiką zabezpieczeniową, do 10km z zabezpieczeniową liczbą przetężeniową oraz dokładnością <1%), istnieje możliwość ich wykorzystania w budowie mostów szynowych.

Pierwsze zastosowanie optycznego przekładnika prądowego w Polsce w sieci transmisyjnej, było na stacji Miłosna w 2016r. Wybrano przekładnik optyczny COSI firmy GE, który służył jako źródło informacji o wartościach chwilowych prądów zarówno dla licznika energii (ZMQ802 firmy Landis&Gyr) jak i przekaźnika zabezpieczeniowego (MiCOM P446).



Rys. 6. Przykład prezentujący implementację optycznego przekładnika prądowego: COSI firmy GE Vernova na rozdzielni 220kV Miłosna

5. Wpływ wdrożonej Stacji Cyfrowej na jej eksploatację

Jak już wspomniano powyżej, twórcy standardu IEC 61850 nad tym tematem się pochylili i wprowadzili w ramach komunikatów (GOOSE, SV), wymienianych pomiędzy urządzeniami IED, flagę testu. Służy ona do izolowania testowanego IED od innych urządzeń IED na stacji podczas jego testowania. Wystarczy wprowadzić IED w tryb testu, a powoduje to dodanie flagi testu do ramki komunikatu GOOSE oraz SV. Odbiorca informacji może więc tą informację odrzucić, co zabezpieczy inne urządzenia IED od nieprawidłowego (tzn. zbędnego zadziałania). Jeśli konfiguracja urządzeń IED na stacji będzie prawidłowo wykonana, tzn. przygotowując je na taki scenariusz, wówczas nie dojdzie do potencjalnej pomyłki, jak to może się zdarzyć przy wymianie informacji połączeniami miedzianymi. Daje to duży komfort służbom eksploatacji i potencjalnie, w ekstremalnych sytuacjach, umożliwia testowanie przekątnika zabezpieczeniowego (czy innego IED) podczas pracy pola (wyłączanie, lub załączanie w tym polu przez MU lub SCU będzie zablokowane – GOOSE będzie posiadał bit testu w stanie wysokim). Podobnie będzie z komunikatami SV wymuszonymi przez np. urządzenie CMC Omicron. Trzeba pamiętać, że CMC powinien być synchronizowany zegarem stacyjnym GNSS lub zewnętrznym zegarem synchronizowanym globalnie (GNSS). Powinno się również przygotować przełącznik sieciowy szyny procesowej na podłączenie CMC (na procedurę testowania).

Inną strategią przeprowadzania testów, jest izolacja IED, poprzez fizyczne odłączenie go od szyny procesowej i szyny stacyjnej i przeprowadzanie testów jak dla połączeń miedzianych, z tą różnicą, że nie trzeba będzie poświęcać dużo czasu na wpięcie CMC na zaciski testowanego przekątnika zabezpieczeniowego.

Decyzja jak testy mają być wykonywane, zależy od wprowadzonych w firmie procedur, które nawiązują do stosowanych aplikacji na rozdzielni.

W przekątnikach Multilin rozwinięto funkcjonalność dotyczącą testowania, zwłaszcza dla Stacji Cyfrowej. Odpowiednie ustawienia podczas testów pozwalają różnicować, jak ma się zachować nadawca i odbiorca informacji. Można wprowadzić Multilin w stan: „Test” lub „Test Blocked” co daje możliwość izolacji testowanego Multilin lub jednak przekazywania informacji innym IED z bitem testu, aby to one albo przetwarzały tą informację albo ignorowały, ale nie wprowadzając szumu informacyjnego dla obsługi (nie wysyłały ostrzeżeń, że nie przetwarzają). Wprowadzono dodatkowo w Multilin tryb symulacyjny („Simulation”), który pozwala z klawiatury panelu przedniego lub programu inżynierskiego do jego obsługi, wymuszać dane stany wejść lub wyjść. w ramce komunikatu GOOSE jest zawarta ta informacja, stąd odbierający mając świadomość, że nadawca znajduje się w trybie symulacyjnym, mogą ignorować informacje zawarte np. w komunikatach GOOSE, albo je przetwarzać, co pozwala sprawdzić działanie np. automatyki stacyjnej, opartej na wymianie informacji pomiędzy IED. Elastyczność tej funkcjonalności jest ogromna. Jeśli ustali się procedurę przeprowadzania testów danego IED, to wystarczy odpowiednio skonfigurować przekątniki Multilin, aby urządzenia zachowywały się w określony sposób, zmniejszając ryzyko niepotrzebnego zadziałania IED w innych polach. Co ciekawe w trybie „Test Blocked” można nawet aktualizować firmware, bez ryzyka niepotrzebnego wyłączenia lub zadziałania danej automatyki (wyjścia fizyczne nie sąysterowane, a komunikaty GOOSE też nie stanowią zagrożenia).

Jak już wcześniej wspomniano, przy dobrze zaprojektowanych przez R&D urządzeń IED, powinna istnieć możliwość takiego ich skonfigurowania, aby informacje wymieniane między nimi drogą cyfrową (komunikat GOOSE) były prezentowane na ich ekranie z etykietą (opisem co to za informacja w aplikacji i skąd pochodzi), tak aby nie trzeba było zaglądać do dokumentacji pola. Jak przedstawiono powyżej takie cechy mają urządzenia Multilin UR. Dzięki temu można łatwiej, szybciej i bezpieczniej weryfikować, czy dana informacja została skutecznie dostarczona do odbiorcy.

6. Podsumowanie

Jeśli podczas pierwszych projektów Stacji Cyfrowych, będzie wsparcie partnera, który ma już spore doświadczenie i zależy mu na tym, aby jak najbardziej wykorzystać IEC 61850 do zwiększenia pewności, niezawodności działania układu automatyk na stacji to podczas dialogu technicznego z użytkownikiem, zostaną wypracowane standardy rozwiązań, które to zapewnią. Technologia cyfrowa daje bardzo dużo możliwości, jest elastyczna, stąd dobrze jest się najpierw przeszkolić u takiego partnera, aby poznać jej możliwości (być ich świadomym). Ważne jest również, aby nie omówiona w tej publikacji, wizualizacja komunikatów GOOSE i SV w zakresie dokumentacji obwodów wtórnych, była tak wykonana, aby szybko orientować się w obwodach wtórnych pola czy też rozdzielni. Jak najbardziej zbliżona do tego co znamy z tradycyjnych stacji el-en. Przykłady wdrożeń realizowanych przez GE Vernova to potwierdzają.

Niekonwencjonalne przekładniki prądowe, rozwiązują wiele problemów, które dobrze znamy z tradycyjnych rozwiązań. Uzyskuje się dużo większą liniowość, dokładność, a obwody wtórne mogą być znacznie oddalone od urządzeń IED, bez wpływu na liczbę przetężeńiową przekładników prądowych. Dodatkowo, jeśli stosowane będą przekątniki Multilin UR firmy GE Vernova, zwiększy się odporność układu na utratę źródła komunikatów SV. Jeśli taka sytuacja się zdarzy, przekątnik zabezpieczeniowy

może zacząć korzystać z komunikatów SV, z których korzysta drugi przekaźnik w polu, więc służby eksploatacji będą mogły zająć się problemem w dogodnym dla nich terminie, bez presji czasu.

Podobnie może być z komunikatami GOOSE, jeśli wykorzysta się do tego logikę programowalną oraz informację o tym, że komunikaty GOOSE nie są dostarczane do obiorcy. Może się on przełączyć na alternatywne źródło informacji (np. tak jak opisano dla SV – na nadawcę GOOSE dla drugiego przekaźnika zabezpieczeniowego w polu).

Jak można zauważyć z powyższego ograniczenia przy stosowaniu techniki cyfrowej, w znacznej części wynikają z wyobraźni osób zajmujących się projektem oraz ich wiedzy, a nie z technicznych możliwości układu opartego na IEC 61850. Warto mieć tego świadomość, że dzięki poznaniu i zastosowaniu nowych technologii można rozwiązać problemy, z którymi borykamy się na co dzień.

Przykłady wykorzystania WAMS dla potrzeb monitorowania on-line pracy sytemu przesyłowego KSE

Przykłady wykorzystania WAMS dla potrzeb monitorowania on-line pracy systemu przesyłowego KSE

Anna Gorczyca - Goraj PSE Innowacje, Uniwersytet Ekonomiczny w Katowicach
Adam Babś - Instytut Energetyki O/Gdańsk,
Marek Głaz - PSE S.A.

Streszczenie

Wielkoobszarowe systemy monitorowania (*Wide Area Monitoring System*, WAMS) odgrywają obecnie coraz większą rolę w zarządzaniu nowoczesnymi systemami elektroenergetycznymi (SEE). Dzięki wykorzystaniu jednostek pomiarowych zsynchronizowanych czasowo (*Phasor Measurement Unit*) oraz dzięki wysokiej rozdzielczości rejestrowanych pomiarów, WAMS umożliwiają precyzyjne monitorowanie parametrów sieci w czasie rzeczywistym, co pozwala na szybkie wykrywanie i reagowanie na zakłócenia oraz anomalie. Ich wykorzystanie w operacyjnej pracy OSP przynosi wzrost świadomości o warunkach pracy systemu elektroenergetycznego, w którym fundamentalne zmiany, wynikające z transformacji energetycznej, doprowadziły do wzrostu złożoności w kontroli i prowadzeniu ruchu.

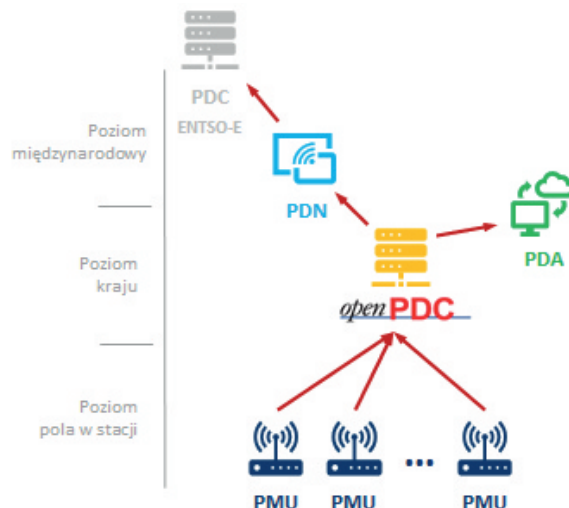
Wzrost udziału odnawialnych źródeł energii w miksie energetycznym, wiąże się z wyzwaniami dla OSP związanymi z niestabilnością i zmiennością produkcji energii. WAMS pomagają w zarządzaniu tymi wyzwaniami poprzez zwiększenie obserwowalności, a w powiązaniu z systemami automatyki zabezpieczeniowej (w wydaniu WAMPAC, *Wide Area Monitoring, Protection and Control*) również kontroli nad dynamicznymi stanami i sterowania SEE. Dzięki wdrożeniu WAMS, operatorzy systemów przesyłowych mogą działać proaktywnie, identyfikując potencjalne problemy zanim doprowadzą one do poważnych awarii. Systemy te wspierają również integrację odnawialnych źródeł energii, umożliwiając bardziej efektywne wykorzystanie istniejącej infrastruktury i minimalizując ryzyko blackoutów. W obliczu występujących zdarzeń systemowych powodujących wyłączenia w większych obszarach Europy, rekomendacją ENTSO-E jest rozwój WAMS w SEE zrzeszonych OSP. Dodatkowo, ENTSO-E wskazuje na potrzebę monitorowania zjawisk systemowych na poziomie pan-europejskim, co obecnie realizowane jest poprzez integrację krajowych WAMS z Europejską Platformą Ostrzegania o Zagrożeniach, EAS (*European Awareness System*).

Na tym tle w referacie przedstawiono architekturę wdrażanego w PSE systemu WAMS oraz podstawowe założenia funkcjonalne budowy takiego systemu. Opisano działania związane z wdrożeniem systemu i jego wykorzystaniem polegające m.in. na monitorowaniu próby systemowej awaryjnego zasilania systemu słowackiego z polskiego i odwrotnie oraz monitorowania w czasie rzeczywistym oscylacji międzyobszarowych. Ponadto, opisano wyniki analizy jakości danych pomiarowych synchronofazorów rejestrowanych w kilku stacjach NWN pod kątem oceny ich przydatności do wykorzystania przez zaawansowane aplikacje automatyki systemowej. Podano operacyjne sposoby kontroli i poprawy jakości danych pomiarowych otrzymywanych w postaci synchronofazorów. Wskazano na istotność dokładności pomiaru czasu zwłaszcza w sytuacji zakłóceń sygnału GNSS. Kolejne kroki rozwoju WAMS w GK PSE określone są jako kamienie milowe na mapie drogowej, co zostało opisane w referacie.

1. Architektura wdrażanego w PSE systemu WAMS

W obliczu zmian struktury sektora wytwórczego, powodujących odejście od konwencjonalnych jednostek wytwórczych w stronę źródeł odnawialnych, rosnącej roli prosumentów i świadomości odbiorców końcowych, przy rosnącym zapotrzebowaniu na energię elektryczną, SEE doświadcza zasadniczych zmian w sposobie zarządzania. Rosnące nasycenie OZE wraz ze zmniejszeniem inercji SEE i bardziej czułymi profilami napięciowymi, pociągają za sobą istotne zmiany w dynamice zachowania systemu. Jednocześnie, rozwój wielkoskalowych połączonych systemów elektroenergetycznych tworzących pracującą synchronicznie strefę ENTSO-E, które wykorzystują słabe linie łączące, dodatkowo zwiększył złożoność zachowania systemu.

Wdrożony obecnie w PSE system WAMS ma gwiazdową strukturę połączeń podstawowych komponentów jakimi są moduły PMU wraz z koncentratorem PDC, co zostało zeprezentowane na Rys. 1 wraz z ich lokalizacją logiczną w SEE. Zainstalowane w KSE moduły PMU (w liczbie 15) realizują pomiary synchronofazorów napięć i prądów z rozdzielczością rekomendowaną w strefie ENTSO-E o wartości 50 ramek na sekundę i przesyłają te dane za pośrednictwem sieci WAN do koncentratora PDC.



Rys. 1. Gwiazdowa struktura WAMS w PSE. Zastosowano koncentrator danych PDC pod nazwą openPDC, będący rozwiązaniem open-source. PDA – Phasor Data Analyzer, aplikacja przeznaczona do bieżącego i historycznego podglądu danych pomiarowych w celu estymacji i monitorowania warunków pracy KSE, PDN – Phasor Data Node - aplikacja przeznaczona do przekierowywania danych pomiarowych do innych PDC

Lokalizacja składników systemu WAMS w PSE zaprezentowana jest na Rys. 2. Koncentrator danych PDC został zbudowany na bazie rozwiązania openPDC, dostarczanego przez Grid Protection Alliance (GPA) w formie nieodpłatnej licencji softwarowej typu open-source. Koncentrator openPDC komunikuje się z PMU zgodnie ze standardem ISO/OSI C37.118. W PSE przyjętym protokołem połączenia między PMU a PDC jest UDP (User Datagram Protocol).

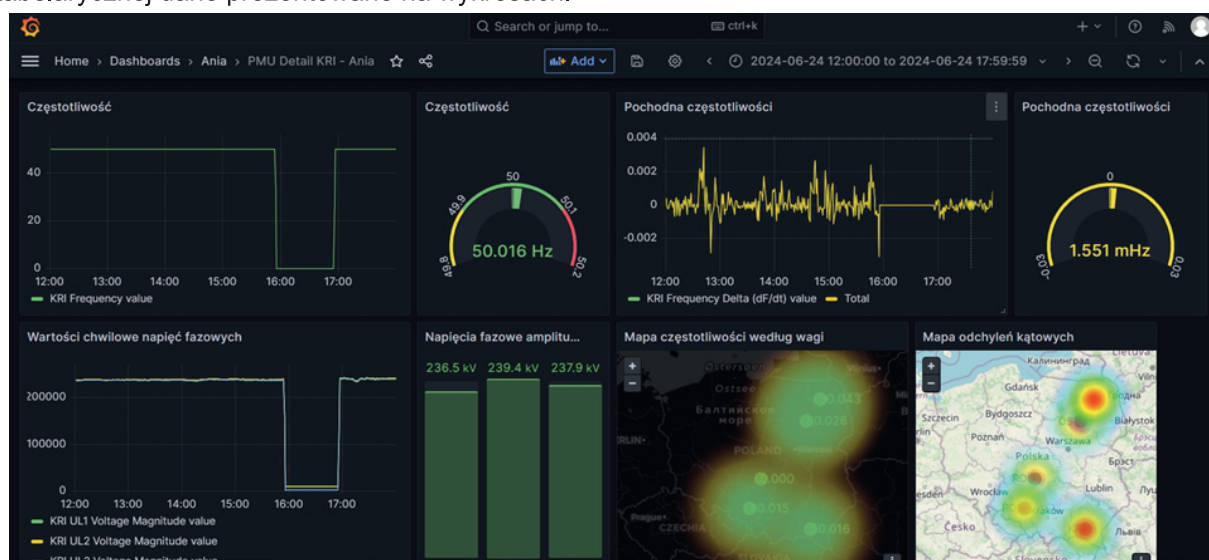


Rys. 2. Lokalizacja PMU w KSE

W celu zarządzania pomiarami przetwarzanymi przez koncentrator danych, jak również ich odpowiedniej archiwizacji, został opracowany archiwizator danych WAMS, współpracujący z openPDC.

Działanie archiwizatora WAMS odbywa się w tle innych aplikacji korzystających z danych z PMU i polega na cyklicznym przetwarzaniu plików eksportowanych z openPDC w archiwa godzinowe z plikami tekstowymi. Archiwizator odczytuje stopki czasowe nadchodzących ramek danych i szereguje pomiary zgodnie z rosnącą sekwencją czasu. Następnie kieruje strumień danych do baz danych InfluxDB i PostgreSQL. Baza InfluxDB gromadzi dane, oznaczone unikatowymi identyfikatorami zawartymi w ramach konfiguracyjnych, przesyłane z PMU do openPDC. Każdy z modułów PMU przesyła następujące dane pomiarowe oznaczone znacznikiem czasu zsynchronizowanym do sygnału GPS: moc czynna, moc bierna, częstotliwość systemowa, fazory (moduł i kąt) napięcia i prądu poszczególnych faz oraz wyliczone dla tych wielkości składowe. Natomiast w bazie PostgreSQL umieszczane są najnowsze próbki z modułów PMU skomunikowanych z openPDC oraz informacje zawierające ich nazwę, opis, adresację, aktywność i geolokalizację.

Baza InfluxDB wykorzystywana jest w celu umożliwienia prezentacji graficznej pomiarów z PMU. Front-end w tym przypadku stanowi inne oprogramowanie typu open-source udostępniane przez Grafana Labs o nazwie Grafana, uruchamiane w przeglądarce internetowej. Grafana jest narzędziem elastycznym, dającym użytkownikowi możliwość definiowania własnych paneli (*dashboard*), wspierających interaktywną wizualizację różnego rodzaju wykresów pomiarowych np. w formie tzw. map ciepła (*heatmap*) lub histogramów, a także wyświetlanie alarmów utworzonych na podstawie zdefiniowanych algorytmów obsługi pomiarów. Grafana oferuje również możliwość wykonywania prostych przeliczeń na wizualizowanych danych (Rys. 3). Jednocześnie jest narzędziem elastycznym, które pozwala na prezentowanie dowolnych wielkości, wyliczanych przez zewnętrzne silniki obliczeniowe, a dostarczane w postaci zdefiniowanych *datasource*ów, zapisywanych w bazie danych InfluxDB. Możliwości wizualizacyjne narzędzia Grafana są bogate i mogą być rozszerzone poprzez dodatkowe pakiety (również płatne). Grafana pozwala użytkownikowi powiększać wybrane dashboards, jak również oglądać w postaci tabelarycznej dane prezentowane na wykresach.



Rys. 3. Przykład wizualizacji skonfigurowanej w narzędziu Grafana w celu wsparcia realizacji próby systemowej dla linii Krosno Iskrzynia - Lemešany (prezentowane wielkości pochodzą z PMU w stacji Krosno Iskrzynia)

2. Jakość danych pomiarowych synchronofazorów

Poprawność danych pomiarowych z PMU jest kluczowa dla zapewnienia wiarygodnych wyników działania aplikacji użytkowych opracowywanych w ramach systemu WAMS dla PSE. W ramach prac przygotowawczych do wdrożenia aplikacji WAMS dokonano weryfikacji poprawności (kompletności i wiarygodności) danych pomiarowych gromadzonych przez PDC z rzeczywistych PMU zainstalowanych w stacjach NWN.

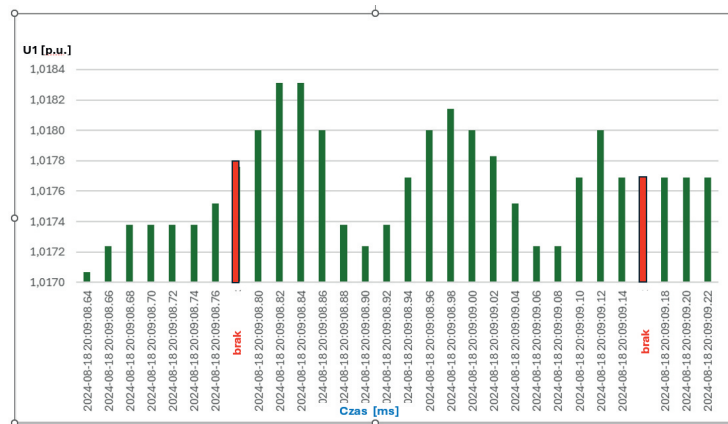
Podstawowymi wadami pomiarów, które mogą spowodować otrzymanie błędnych wyników są:

1. Niekompletność pomiarów rozumiana jako luki w ciągu czasowym trwająca od jednej do kilku okresów raportowania PMU (fs) ustalonym dla każdego PMU np. na 50 Hz tj. co 20 ms.
2. Niepoprawna wartość pomiarowa charakteryzująca się:
 - brak wartości pomiarowej, pomimo otrzymanego znacznika czasu, oznaczony jako „NaN” (*Not a Number*),
 - wartość pomiarowa poza granicami technicznymi,

- wartość pomiarowa znacznie odbiegająca od wcześniejszych pomiarów i sąsiednich późniejszych (pomiar odstający).

W zakresie danych dotyczących jakości pomiarów częstotliwości, dane uzyskane z różnych miejsc wskazują na wartości maksymalne i minimalne w tych samych czasach i o identycznych (w granicach błędu pomiarowego) wartościach.

Na Rys. 4 pokazano rzeczywistą sytuację braku dwóch pomiarów w minucie w dn. 18.08.2024 r. w czasie od 20:09:08,640 do 20:09:09,220 oraz przykład uzupełnienia danych średnią z pomiarów sąsiednich.



Rys. 4. Uzupełnianie brakujących danych PMU Stacja Ostrołęka linia Łomża Systemowa

Błędne dane mogą pojawiać się w postaci anomalii wartości, brakujących punktów danych (NaN) lub ciągłego strumienia brakujących danych. Powyższe usterki mogą występować w stanie ustalonym lub podczas zakłóceń.

Każdorazowe wykorzystanie danych pomiarowych z PMU w aplikacjach technologicznych powinno być powiązane z walidacją w czasie rzeczywistym pomiarów. w tym celu w większości przypadków wystarczające mogą być proste algorytmy zastępowania brakujących danych lub zastępowania niewiarygodnych wartości (dane odstające) wartościami estymowanymi. w skrajnych przypadkach działanie aplikacji powinno być zatrzymane z sygnalizacją błędu danych.

Dla zastosowań w czasie rzeczywistym a zwłaszcza takich aplikacji, których wynik jest obliczany na bieżąco na podstawie przesuwanego okna pomiarów o czasie od kilku do kilkudziesięciu sekund, zastosowanie zaawansowanych algorytmów korekcji danych może być nieuzasadnione. Jakość działania algorytmów wykorzystujących uczenie maszynowe (*Machine Learning*, ML) zależy w dużym stopniu od procesu uczenia się tych algorytmów. w przypadku danych dotyczących synchrofazorów trudno osiągnąć stan uczenia nadzorowanego (*Supervised Learning*, SL) a uczenie bez nadzoru (*Unsupervised Learning*, UL) może być znacznie utrudnione ze względu na nieprzewidywalność zdarzeń.

Wnioski z przeprowadzonej analizy jakości danych pomiarowych gromadzonych z 4 PMU przez okres 14 dni są następujące:

- rejestrowane pomiary synchrofazorów z urządzeń RZ-40/PMU są kompletne a wartości synchrofazorów napięcia, prądu i pomiar częstotliwości są poprawne,
- kompletność pomiarów w analizowanym okresie obliczona przy założeniu dopuszczalności utraty do 2 pomiarów w ciągu minuty wynosi nie mniej niż 99,45%,
- nie zaobserwowano okresowych ciągłych braków danych trwających wiele minut za wyjątkiem braku danych ze stacji Rogowiec Linia Płock (Se_Rog) trwającego od 18.08.2024 godz. 09:10 do 18.08.2024 godz. 16:40 (łącznie 451 minut).

3. Zastosowanie WAMS do monitorowania próby systemowej

Po wdrożeniu systemu WAMS w GK PSE jedną z możliwości wykorzystania operacyjnego potencjału synchrofazorów była próba odbudowy systemów polskiego oraz słowackiego, przeprowadzona w czerwcu 2024 roku. Pomiary z WAMS wraz z ich wizualizacją w narzędziu Grafana zostały udostępnione dyspozytorom odpowiedzialnym za realizację próby w celu zwiększenia świadomości sytuacyjnej o pracy polskiego SEE.

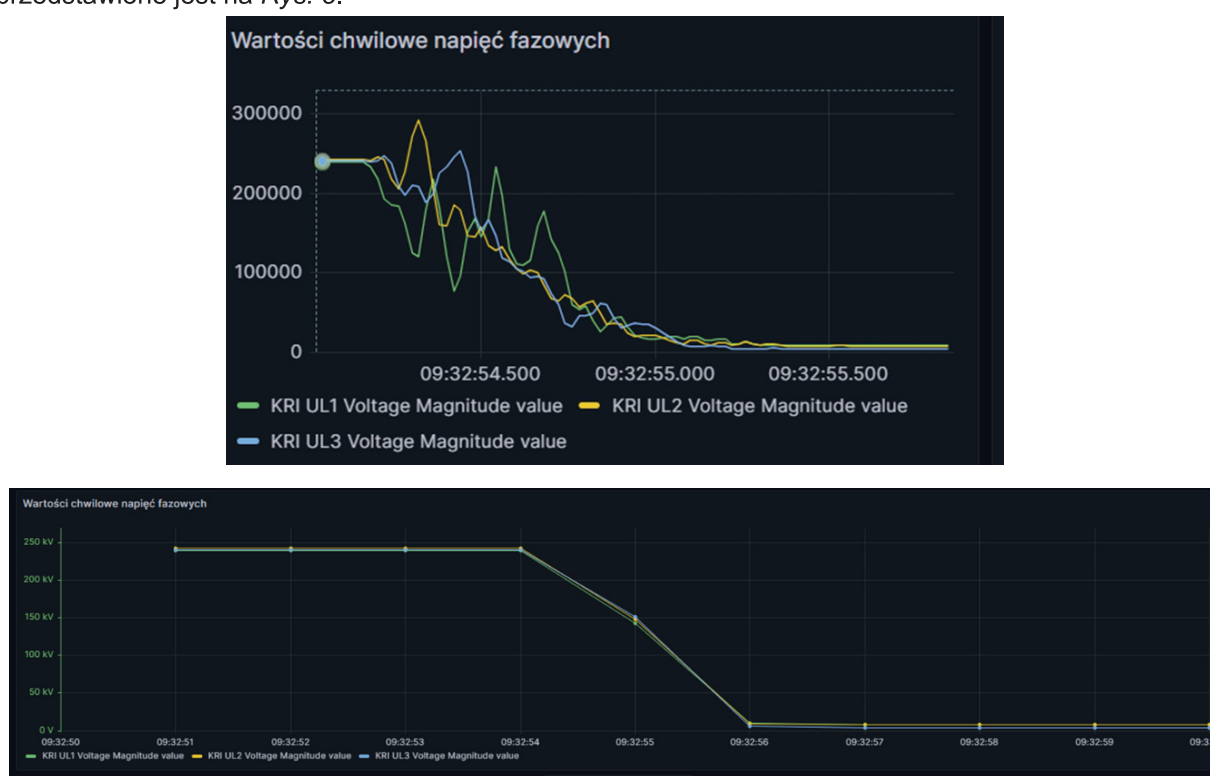
Próba została zrealizowana poprzez linię transgraniczną o napięciu 400 kV łączącą stacje po stronie polskiej Krosno Iskrzynia i słowackiej - Lemešany, po okresie modernizacji linii. Linia ta ma szczególne znaczenie dla stabilności polskiego systemu elektroenergetycznego. Dzięki połączeniom transgranicznym z krajami sąsiednimi możliwy jest eksportu i importu energii między Polską a krajami ościennymi, co wpływa na zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju.

Próbie systemową podzielono na dwa etapy, realizowane w innych dniach. Najpierw przeprowadzono próbę awaryjnego zasilenia systemu słowackiego z systemu polskiego (14.06.2024 r.). Zakres próby

przeprowadzonej w tym kierunku obejmował przygotowanie izolowanego obszaru sieci słowackiej, zasilenie tego obszaru z systemu polskiego i przywrócenie warunków normalnych. Kolejną próbą, ważniejszą z punktu widzenia Operatora polskiego, PSE, było zasilenie systemu polskiego od strony słowackiej, którą zrealizowano 24.06.2024 r. w tym kierunku celem próby systemowej było potwierdzenie możliwości przeprowadzenia uruchomienia bloku ciepłego 240 MW w Elektrowni Połaniec z wykorzystaniem napięcia i mocy rozruchowej, podanych wydzielonym torem rozruchowym w sieci 400 kV z systemu słowackiego, zarządzanego przez Operatora słowackiego SEPS.

Wsparcie pracy dyspozytorów narzędziami zwiększającymi świadomość sytuacyjną o stanie pracy SEE zostało zrealizowane poprzez udostępnienie na punkcie dyspozytorskim wizualizacji pomiarów z PMU, zainstalowanych w następujących stacjach 400 kV: Krosno Iskrzynia, Lemešany, Połaniec (PMU zainstalowane przez Podwykonawcę na czas przeprowadzenia próby).

Zebrane pomiary PMU tj. synchrofazory zarejestrowały zjawiska towarzyszące realizacji próby systemowej. Rozdzielczość czasowa tych pomiarów – 20 ms i ich synchronizacja z dokładnością do 1 μ s są nieosiągalne w konwencjonalnych systemach SCADA, oferujących rozdzielczość ok 1-sekundową. Dzięki takiej rozdzielczości zaobserwowane zostały m.in. silne stany przejściowe napięcia podczas wyłączenia linii, wynikające z rozładowania linii. Okres ich trwania uniemożliwiał obserwację w systemach SCADA. Porównanie oscylacji napięcia zaobserwowanych w pomiarach PMU ze stacji Krosno Iskrzynia w rozdzielczości oferowanej przez PMU oraz pomiarów prezentowanych z rozdzielczością 1-sekundową przedstawione jest na Rys. 5.



Rys. 5. Wizualizacja pomiarów z PMU zainstalowanego w SE Krosno Iskrzynia zarejestrowanych podczas wyłączenia linii. Górny panel prezentuje pomiary w rozdzielczości natywnej, oferowanej przez PMU, panel dolny – te same dane prezentowane w rozdzielczości 1-sekundowej

Obserwacje te mogą wyjaśniać np. konieczność częstszych serwisów wyłączników, czyli przynosić dodatkową wiedzę pod kątem ich eksploatacji. Wynika to z faktu, iż wyłączniki często dobierane są na parametry pracy „na styk”. Oscylacje napięć czy też inne odchylenia niewidoczne w SCADA mogą powodować niemożność wykonania operacji łączeniowych – z trudnych do zidentyfikowania przyczyn. Wzrost rozdzielczości obserwacji będzie dawał wgląd w przyczyny takich sytuacji.

Ze względów poznawczych szereg z obserwowanych zjawisk towarzyszących próbie systemowej wnosi cenną wiedzę wartą wykorzystania w kolejnych podobnych realizacjach. Dlatego też doświadczenia z zastosowania systemu WAMS do monitorowania próby uzasadniają potrzebę dalszego rozwoju tego systemu. z punktu widzenia pracy dyspozytora nie wszystkie informacje są ważne dla bezpieczeństwa pracy systemu i prowadzenia próby systemowej – dane z PMU o wysokiej rozdzielczości mogą wprowadzać „szum” dając efekt negatywny, rozprasający. Jak wynika z przeprowadzonej po próbie analizy, nie wszystkie zjawiska zaobserwowane podczas przebiegu próby, o czasie trwania poniżej sekundy, wymagały szczególnej uwagi dyspozytorów. Dlatego rekomendowane jest wprowadzenie systemu eksperckiego, który w przypadku zaistnienia stanu mogącego stanowić zagrożenie, zwróci uwagę dyspozytora na określone zjawiska zarejestrowane przez PMU i ten kierunek rozwoju WAMS obecnie jest

realizowany w PSE. Jednym z wniosków z wykorzystania pomiarów z PMU w przebiegu próby systemowej jest również fakt, iż obecny standard pomiarów PMU (w zakresie pomiaru pochodnej częstotliwości, ROCOF) nie niesie ze sobą informacji bezpośrednio użytecznej dla Dyspozytora.

Jednocześnie warto zauważyć, że nie wszystkie zmiany czy też oscylacje wielkości mierzonych przez PMU powinny zwracać uwagę dyspozytora. w SEE ciągle występują „naturalne” oscylacje napięć. Mają charakter okresowy i występują w dłuższym czasie, nie stanowią zagrożenia dla stabilności SEE, co dla dwóch zakresów czasu zaprezentowane jest na Rys. 6. Jednakże w przypadku wstępowania większych oscylacji, mogą one mieć wpływ na procesy synchronizacji i w tym kontekście pomiary PMU przynoszą wzrost świadomości sytuacyjnej.



Rys. 6. Wizualizacja pomiarów z PMU zainstalowanego w SE Krosno Iskrzynia prezentująca dwie perspektywy czasowe naturalnych oscylacji napięć w SEE

Dodatkowo, aby efektywnie wykorzystywać dane czasu rzeczywistego z PMU w procesie decyzji operatorskich, należy dostarczyć dyspozytorom odpowiedniej wiedzy jak interpretować dane z PMU tak, aby ich decyzje były podejmowane w odpowiednim momencie w oparciu o odpowiednio zdefiniowane kryteria. Obecną coraz powszechniej praktyką raportowaną w pracach CIGRE [10] jest konieczność uwzględnienia możliwości zintegrowania danych PMU/WAMS z narzędziami szkoleniowymi (tj. symulator), które wykorzystywane są do szkolenia operatorów SEE. Dlatego też pierwszą z rozwijanych aplikacji WAMS w GK PSE będzie zastosowanie PMU do monitorowania oscylacji międzyobszarowych, co będzie realizowane jako prototyp zintegrowany ze środowiskiem szkoleniowym Symulatora KSE. w ramach prowadzonych prac projektowych wspólne z dyspozytorami opracowano koncepcję wizualizacji i alarmowania o możliwości zaistnienia oscylacji.

4. Monitorowanie oscylacji międzyobszarowych

4.1. Przyczyny oscylacji międzyobszarowych

Przyczynami oscylacji mocy w systemach elektroenergetycznych są zazwyczaj takie zdarzenia jak nagła zmiana dużego obciążenia, przeciążenie linii przesyłowych czy niewłaściwe działanie regulatorów napięcia i stabilizatorów systemowych. Brak odpowiedniego tłumienia tych oscylacji był przyczyną w przeszłości kilku awarii systemowych na świecie. Szczegółowo analizowany jest w [8] przypadek wystąpienia w 2017 r. w systemie ENTSO-E oscylacji o częstotliwości 0,29 Hz i wartości amplitudy 300 mHz zarejestrowanej na południu Włoch. do podobnych zdarzeń może dojść w sytuacji małego obciążenia systemu (zwykle nocą i w święta) i dużych różnic kąta mocy pomiędzy różnymi częściami systemu.

Istotnym zagrożeniem dla stabilności systemu elektroenergetycznego są oscylacje niskoczęstotliwościowe częstotliwości i mocy (*Low-Frequency Oscillations*, LFO), ponieważ mogą prowadzić do stopniowego

pogarszania się warunków pracy systemu, a w skrajnych przypadkach do utraty synchronizmu i awarii sieci. W szczególności mogą być przyczyną takich niepożądanych zjawisk jak:

- utrata synchronizmu przez grupę generatorów co może skutkować wydzieleniem się wyspy lub odłączeniem od systemu [1] ,
- fluktuacje mocy czynnej i biernej, zmniejszające efektywność przesyłu energii na skutek wzrostu strat energii, w analizowanym w raporcie ENTSO-E [8] przypadku fluktuacje mocy miały wartość ± 200 MW,
- okresowe przeciążenia infrastruktury sieciowej (linie przesyłowe, transformatory) zwiększające ryzyko jej uszkodzenia lub odłączenia w wyniku działania zabezpieczeń [2] ,
- wzrost wahań napięcia i częstotliwości, co może negatywnie wpływać na odbiorców energii, zwłaszcza na wrażliwe urządzenia przemysłowe i elektroniczne, w przypadku [8] wahania napięcia miały wartość $0,01 \text{ p.u.} \div 0,03 \text{ p.u.}$,
- powstanie awarii kaskadowych (rozwijających się) spowodowanych zadziałaniem zabezpieczeń.

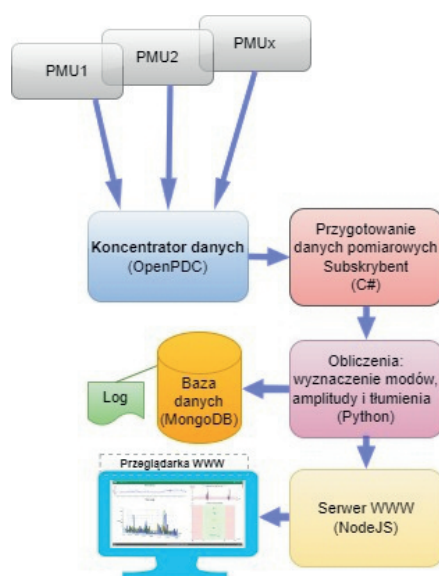
Przyjmuje się, że częstotliwości własne oscylacji niskoczęstotliwościowych (LFO) mieszczą się w zakresie $0,1 - 3,0$ Hz. Oscylacje te mają zasięg zarówno lokalny jak i ogólnosystemowy, przy czym częstotliwość oscylacji lokalnych przekracza wartość $0,7$ Hz a w przypadku oscylacji ogólnosystemowych zawiera się w paśmie od $0,1$ do $0,7$ Hz. Oscylacje lokalne są wynikiem wzajemnych oscylacji maszyn synchronicznych w podsystemach, a oscylacje ogólnosystemowe wynikają z oscylacji podsystemów lub grup generatorów względem siebie. Poziom tłumienia oscylacji w systemie elektroenergetycznym zależy zazwyczaj od aktywnej regulacji za pomocą regulatorów systemowych zainstalowanych w generatorach i może się znacznie różnić w zależności od charakterystyki prądowej generatora i jego obciążenia.

Monitorowanie i aktywna kontrola tłumienia oscylacji niskoczęstotliwościowych ma zatem duże znaczenie dla zapewnienia stabilności systemu elektroenergetycznego i zapobiegania poważnym awariom. Zgodnie z zapisami Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. [6] każdy OSP ma obowiązek uczestniczenia w skoordynowanej ocenie stabilności dynamicznej na poziomie obszaru synchronicznego ENTSO-E i udostępniania danych dla potrzeb takiej oceny. Ponadto obowiązek monitorowania zachowania dynamicznego systemu i wygenerowania alarmu, w przypadku wykrycia słabo tłumionych oscylacji i przekroczenia określonej wartości amplitudy oscylacji został nałożony na zakłady wytwarzania energii, poprzez zapisy w Rozporządzeniu Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. [7]

4.2. Praktyczne wykorzystanie analizy oscylacji niskoczęstotliwościowych

W ramach przygotowań do monitorowania procesu połączenia krajowego systemu z systemem litewskim opracowano i wdrożono w infrastrukturze informatycznej PSE aplikację dla identyfikacji kołysań międzyobszarowych (nazwa IKM). Służy ona do bieżącego monitorowania wystąpienia w określonym miejscu oscylacji częstotliwości rozumianych jako wolno zmienne (poniżej 1 Hz) oscylacje częstotliwości wokół częstotliwości 50 Hz. Przy wykorzystaniu tej aplikacji możliwa jest również analiza oscylacji na podstawie zarejestrowanych danych historycznych. Oscylacje są wykrywane na podstawie danych pomiaru częstotliwości z PMU zainstalowanego w wybranej stacji np. Ostrołęka Linia Łomża Systemowa, aczkolwiek możliwy jest wybór dowolnego źródła danych (stacji).

Oprogramowanie składa się z trzech wyodrębnionych modułów: subskrybent, moduł obliczeniowy i moduł wizualizacji (Rys. 7).



Rys. 7. Schemat aplikacji do wykrywania kołysań

Moduł Subskrybent

Podstawowym zadaniem subskrybenta jest przygotowanie danych pomiarowych dla kolejnych modułów poprzez ciągły odczyt tych danych z wykorzystaniem oprogramowania koncentratora danych openPDC, które jest zainstalowane w infrastrukturze informatycznej PSE. W tym celu subskrybent łączy się z serwisem openPDC, dokonuje subskrypcji wybranych danych dostępnych w koncentratorze a następnie w czasie rzeczywistym odczytuje te dane z zachowaniem ich synchronizacji czasowej. Wybór pomiarów dla subskrypcji polega na użyciu identyfikatorów tych pomiarów nadanych przez oprogramowanie openPDC. Subskrybowane dane są następnie przekazywane do modułu obliczeniowego z wykorzystaniem protokołu UDP oraz formatu danych JSON (*JavaScript Object Notation*). Dane te przesyłane są cyklicznie w paczkach zawierających stałą (konfigurowalną) liczbę pomiarów.

Moduł obliczeniowy

Podstawowym zadaniem modułu obliczeniowego jest wyodrębnienie z sygnału wejściowego sygnałów o częstotliwości w przedziale 0,1 do 1 Hz zwanych dalej modami oraz przekazanie wyników obliczeń do modułu wizualizacji. do wyodrębnienia modów wykorzystano jedną z metod dynamicznej dekompozycji modów – (DMD - *Dynamic Mode Decomposition*) – metodę Prony. Zastosowany algorytm DMD na podstawie informacji z sygnału próbkowanego wyznacza serię funkcji wykładniczych, z których każda funkcja składowa opisana jest zespoloną wartością amplitudy i zespolonym wykładnikiem. Pozwala to na wyznaczenie częstotliwości, amplitudy, fazy, tłumienia każdego sygnału składowego.

Wybór metody poprzedzono analizą kilku metod DMD takich jak: analiza falkowa dla falek Morleta i db4, matrix pencil oraz różne odmiany metody Prony [3] ,[4] [5] . Wyboru dokonano na podstawie interpretacji wyników z dwóch rejestracji pomiarów częstotliwości za 5 min: rzeczywistych danych z PMU w czasie, gdy w systemie europejskim następuje chwilowy zapad częstotliwości spowodowany planowym wyłączeniem generacji z powodów rynkowych oraz na podstawie danych symulowanych o znanej wartości modu dominującego. Istotnym argumentem wyboru tej metody był niski poziom szumu w analizowanych sygnałach, zarówno w sygnale z symulacji jaki i sygnale z rzeczywistego PMU. Poziom ten wyznaczony poprzez porównanie sygnału rzeczywistego z sygnałem odfiltrowanym (filtr Savitzky-Golay). Współczynnik SNR był znaczący większy niż 20 dB.

Istotnym czynnikiem poprawności analiz jest uwzględnienie faktu, że rozdzielczość pomiarowa rzeczywistych danych pomiarowych tj. danych z PMU, wynosi 1 mHz (0,000976563 Hz), a szumy są w dużym stopniu zredukowane przez algorytmy pomiaru częstotliwości zastosowane w PMU. Mierzony stosunek SNR zazwyczaj jest dużo większy niż 50 dB.

Dla wybranych przebiegów dokonano rekonstrukcji sygnału poprzez zsumowanie wyliczonych składowych (modów) oraz porównanie tej sumy z sygnałem wejściowym, osiągając zadowalającą zgodność.

Metoda TLS Prony wykorzystuje obliczanie całkowitych najmniejszych kwadratów (TLS - *Total Least Square*) i jest odmianą metody najmniejszych kwadratów, która uwzględnia błędy zarówno w zmiennych niezależnych, jak i zależnych.

Sygnał źródłowy podlegający analizie jest sprawdzany pod względem spójności czasowej danych i jeśli to konieczne to dokonywana jest rekonstrukcja danych, tj. uzupełnianie brakujących wartości.

Wstępne przetworzenie sygnału wejściowego polega na filtracji sygnału, redukcji częstości próbkowania (tzw. resampling) przy zachowaniu kształtu sygnału oraz eliminacji trendu. Wybierając rząd metody 12 uzyskano 6 modów częstotliwości składowych odpowiadających wartościom własnym.

Obliczenia wykonywane są co 5 s na podstawie danych z przesuwającego okna czasowego o długości 20 s z funkcją nakładania się (tzw. *window overlapping*). Dla każdego modu wyznacza się jego częstotliwość w Hz, amplitudę w mHz, współczynnik tłumienia w % oraz miarę energii (gęstość mocy widmowej) danego modu jako wartość średnią za 30 s w. Długość okna czasowego została wybrana jako kompromis między stabilnością wyników w czasie a szybką reakcją narzędzia monitorującego. Podobne długości okna stosowane są w oprogramowaniu dynamicznej dekompozycji modalnej DMD w innych systemach ENTSO-E [9] .

Moduł obliczeniowy został zaimplementowany w języku Python. Wejściem dla tego modułu jest interfejs UDP, do którego napływają dane w formacie JSON. Wyliczone dane są przekazywane do modułu wizualizacji z wykorzystaniem bazy danych typu MongoDB.

Moduł wizualizacji

Moduł wizualizacji służy do prezentowania dla użytkownika końcowego danych wejściowych oraz obliczeń związanych z identyfikacją kołysań międzyobszarowych. Moduł stanowi serwer WWW, udostępniający dedykowane strony internetowe. Dostęp do udostępnianych treści jest realizowany za pomocą przeglądarki WWW.

Strona (Rys. 8) składa się z górnego paska menu, obszaru prezentacji danych oraz paska statusu umieszczonego na dole strony.

Obszar prezentacji zawiera cztery wykresy. Pierwszy z nich umieszczony jest w górnej części okna i przedstawia przebieg sygnału wejściowego (szereg czasowy) na podstawie którego wykonywane są obliczenia. Wykres ten może być skalowany w osi czasu – funkcja powiększania (zooming).

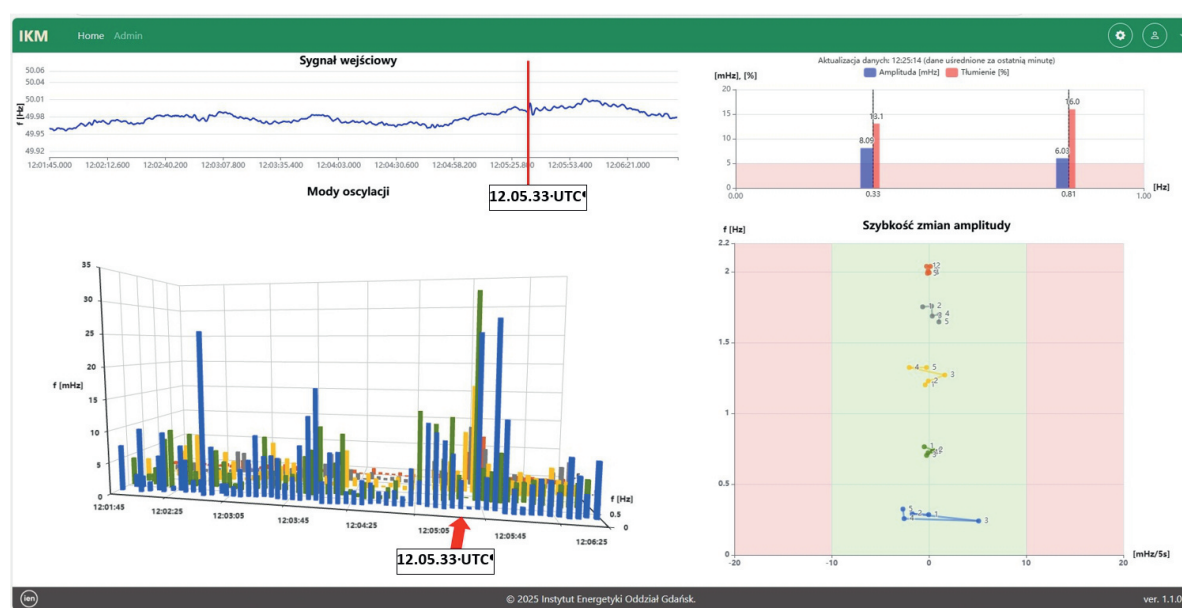
Obliczone mody częstotliwości wraz z ich amplitudami zmieniającymi się w czasie w oknie prezentacji obejmującym czas 5 minut, przedstawiono w postaci wykresu 3D aktualizowanego co 5s. Wykres ten można obracać w przestrzeni, przesuwając oraz skalować.

Wykres, umieszczony w prawym górnym rogu prezentuje minutowe wartości średnie częstotliwości, tłumienia oraz amplitudy dla dwóch dominujących modów z przedziału od 0,1 do 1 Hz.

Na wykresie umieszczonym po prawej stronie u dołu, pokazano dla każdego z modów (oś y) trajektorię pięciu ostatnich zmian amplitudy względem poprzedniej próbki w czasie ostatnich 30 s wyskalowaną w jednostkach mHz/5s (oś x). Zakres zmian względnych ± 5 mHz/5s zaznaczono kolorem zielonym przyjmując, że zmiany w tym zakresie nie są podstawą do sygnalizacji zagrożenia.

4.3. Wyniki rejestracji oscylacji podczas próby połączenia systemów

Na Rys. 8 przedstawiono widok ekranu w trakcie połączenia systemów polskiego i litewskiego. W momencie załączenia widoczny jest niewielki wzrost amplitudy modu o średniej częstotliwości 0,32 Hz. Nie zaobserwowano natomiast trwałej zmiany częstotliwości modu. Obserwowane zaburzenie odpowiada typowemu przebiegowi czasowemu częstotliwości podczas operacji łączeniowej.



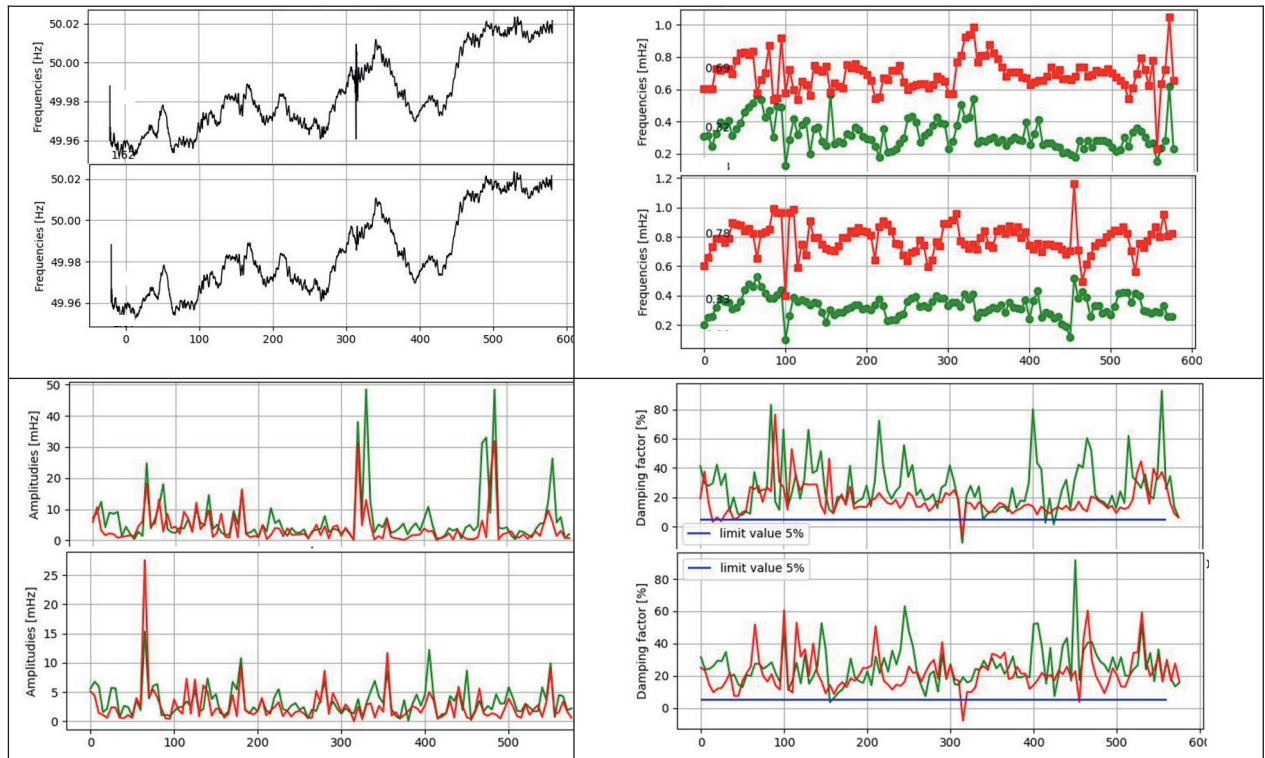
Rys. 8. Ekran wizualizacji zmian częstotliwości oraz modów niskoczęstotliwościowych ich amplitudy i tłumienia

Analiza danych z rejestracji danych z PMU mierzących częstotliwość w 6 lokalizacjach wykazała bardzo zbliżone wyniki do tych rejestrowanych w stacji Ostrołęka tj. w pobliżu miejsca połączenia z systemem litewskim. Wyniki analizy off-line za okres 10 min. w trakcie operacji połączenia systemów przedstawiono na Rys. 9. Wykresy górne dotyczą stacji Ełk, a dolne stacji Krosno Iskrzynia. Na wykresach pokazano przebieg częstotliwości dwóch modów: 0,32 Hz (kolor zielony) oraz 0,72 Hz (kolor czerwony) oraz odpowiadające im przebiegi amplitud i współczynników tłumienia.

Wartości średnie modów częstotliwości za okres 10 min obejmujące moment synchronizacji 9 lutego 2025 r. tj. okres od godz. 13:00 do 13:10 wynoszą od 0,320 Hz (stacja Ełk) do 0,329 Hz (Krosno Iskrzynia). We wszystkich analizowanych lokalizacjach tłumienie dla tej częstotliwości było na poziomie ok. 20% przy bezpiecznej wartości wynoszącej 5%. Wartości średnie amplitud dla tego modu wynosiły około 10 mHz i nie przekroczyły granicy 60 mHz zmienności pomiędzy wartością maksymalną i minimalną przez co najmniej 3 cykle. Tym samym w rozpatrywanym okresie nie było podstaw do generowania ostrzeżenia o zagrożeniu.

Analiza porównawcza przebiegu częstotliwości w poszczególnych lokalizacjach wskazuje, że w lokalizacji blisko położonej miejsca synchronizacji (Stacja Ełk) zaobserwowano zaburzenie częstotliwości o amplitudzie ok 40 mHz, podczas gdy w lokalizacjach oddalonych zaburzenie to było zdecydowanie mniejsze lub prawie nie zauważalne. Jest to zjawisko normalne świadczące o zaburzeniach wynikających z operacji łączeniowych.

Istotnym może być fakt, że wyznaczona w krajowym systemie wartość modu dominującego o częstotliwości 0,33 Hz znajduje się w przedziale częstotliwości modów wykrywanych w systemie europejskim [9] tj. przedziale 0,3 - 0,4 Hz.



Rys. 9. Wyniki analizy DMD dla dwóch lokalizacji: stacja Elk (panel górny) i Krosno Iskrzynia (panel dolny)

4.4. Kryteria identyfikacji stanu zagrożenia

Międzysystemowe oscylacje częstotliwości dotyczą wymiany mocy między grupami generatorów w różnych częściach systemu, wynikają z globalnego bilansu mocy w połączonych systemach i są wywołane nagłą zmianą obciążenia lub generacji. Istotnym jest ich odróżnienie od oscylacji lokalnych, które dotyczą zazwyczaj pojedynczego generatora lub małej grupy jednostek, oscylujących względem reszty systemu i są rozpoznawane głównie poprzez zmiany mocy i napięcia. Przebieg lokalnych oscylacji częstotliwości wywołanych zjawiskami łączeniowymi (jak opisane w poprzednim rozdziale) jest krótkotrwały.

Przyjmuje się, że oscylacje międzysystemowe występują w przedziale 0,1 do 0,7 Hz, a oscylacje lokalne od 0,7 do 3 Hz. Kryterium to może być pierwszym różnicującym charakter oscylacji. w przypadku wystąpienia dwóch modów w tym zakresie istotnym może być określenie modu dominującego na podstawie gęstości mocy widmowej S w zdefiniowanym przedziale czasu (np. 30 s) obliczonej wg (1) lub energii modu E_j wg (2)

$$S_N = 10 \log_{10} \left(\frac{\sum_{i=1}^N A_i^2}{f_{\max} - f_{\min}} \right) / N \left[\frac{dB}{Hz} \right] \quad (1)$$

gdzie:

S – gęstość mocy widmowej w [dB/Hz]; A – Amplituda sygnału w mHz; N – liczba próbek (długość sygnału); $f_{\max}$, $f_{\min}$ – maksymalna, minimalna częstotliwość w danym przedziale (szerokość pasma).

$$E_j = |b_j e^{\omega_j T}| \quad (2)$$

gdzie: E_j – energia modu j w rozpatrywanym okresie, b_j – amplituda, ω_j – wartości własne, T – analizowany okres (np. 30 s).

Jednym z kryteriów identyfikacji zagrożenia może być przekroczenie przez trzy kolejne okresy obliczeń wartości progowej amplitudy modu dominującego np. wartości 0,1 p.u. W rozpatrywanym przypadku dla modu dominującego 0,3 Hz maksymalna amplituda wyniosła ok. 40 mHz, co daje wskaźnik 0,125, ale wartość ta nie wystąpiła przez 3 kolejne okresy obliczeniowe.

Za objaw ciągłości trwania zagrożenia można uznać przekroczenie odchylenia częstotliwości międzyszczytowej o określoną wartość (np. 60 mHz) przez co najmniej 3 kolejne okresy przebiegu 50 Hz. Podczas próby połączenia systemów odchylenie częstotliwości wyniosło 197 mHz, ale trwało tylko jeden okres. w stanach ustalonych długookresowe odchylenia częstotliwości pomiędzy kolejnymi wartościami są poniżej 10 mHz.

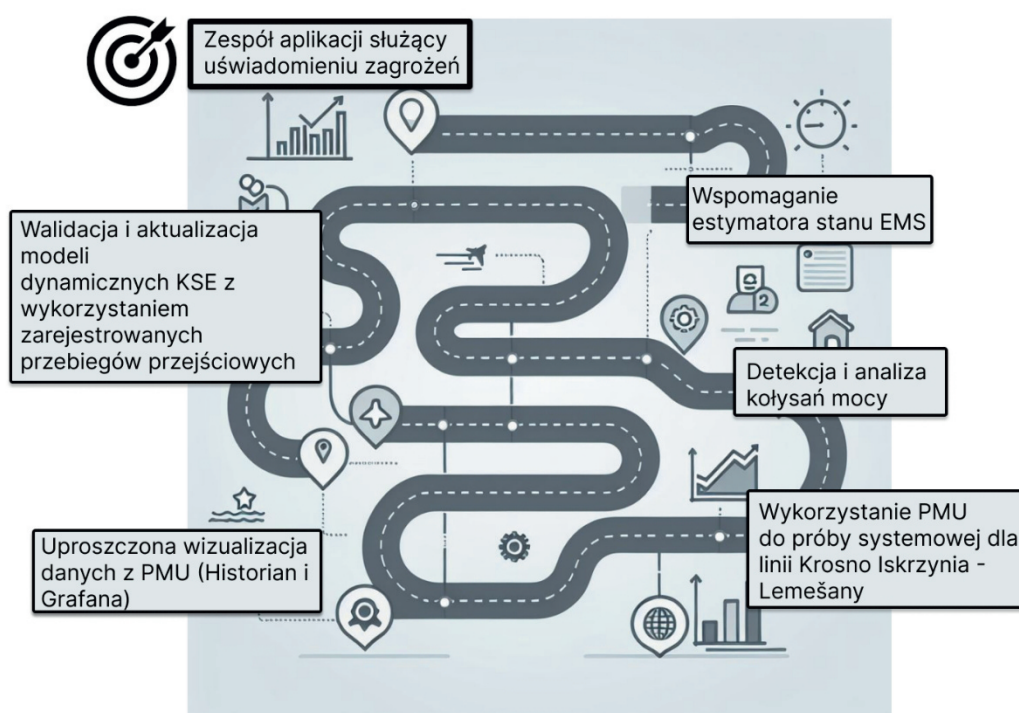
Łączne spełnienie powyższych kryteriów może być podstawą do sygnalizacji zagrożenia.

5. Dalszy rozwój WAMS w PSE

Kolejne etapy rozwoju WAMS w PSE realizowane będą zgodnie z opracowaną mapą drogową wdrażania funkcjonalności WAMS dedykowanych do budowania zwiększonej świadomości sytuacyjnej w KSE. Określenie kamieni milowych i horyzontu czasowego ich realizacji okazało się konieczne ze względu na zasięg awarii systemowych, jakie w ostatnich latach występowały w systemie synchronicznym ENTSO-E. PSE poprzez operacjonalizację mapy drogowej uzyskuje zdolność biznesową do monitorowania zjawisk dynamicznych w połączonym systemie Europy Kontynentalnej.

Mapa drogowa powstała w oparciu o doświadczenia OSP z wdrożeń WAMS w Europie i na świecie, jakie dostępne są dzięki działalności przedstawicieli PSE w ENTSO-E, a także w CIGRE. W procesie jej przygotowania dokonano przeglądu aktualnego stanu wykorzystania i planów rozwoju WAMS przez OSP/OSD w Europie i na świecie. Zidentyfikowano szeroki katalog funkcjonalności, który został poddany eksperckiej ocenie pod kątem przydatności dla Operatora polskiego. Nałożone na tę ocenę priorytety ze strony biznesu Operatora pozwoliły na sformułowanie ostatecznej postaci mapy drogowej. Realizacja kolejnych kamieni milowych będzie odbywała się w ramach prac badawczo-rozwojowej, jak i wdrożeniowych, w zależności od aplikacji WAMS, co jakościowo zaprezentowane jest na Rys. 10.

Pierwszą z obecnie rozwijanych aplikacji WAMS jest zastosowanie PMU do monitorowania oscylacji międzyobszarowych. Funkcjonalność ta realizowana jest w podejściu prototypu aplikacji, który zostanie wdrożony w środowisku szkoleniowym Symulatora KSE. Po okresie szkoleń dyspozytorów z wykorzystaniem prototypu aplikacji zostanie podjęta decyzja biznesowa o wdrożeniu aplikacji na punkcie dyspozytorskim. Zakłada się również możliwość dostosowania prototypu przed wdrożeniem w oparciu o informacje zwrotną zebraną podczas szkoleń.



Rys. 10. Obrazowe przedstawienie mapy drogowej wdrażania funkcjonalności WAMS w GK PSE

6. Podsumowanie

Doświadczenia PSE zebrane podczas realizacji próby odbudowy SEE, zrealizowanej przez Operatorów PSE i SEPS, z operacyjnego wykorzystania WAMS, wskazują na potencjał pomiarów synchrofazorowych potrzebnych do wdrożenia na punkcie dyspozytorskim. Proces ten przebiega od wykorzystania narzędzi zwiększenia świadomości sytuacyjnej o warunkach pracy SEE dostarczanych w postaci wizualizacji zaimplementowanych w Grafana aż do dedykowanych aplikacji przetwarzających dane z PMU wraz z systemem alarmowania. Ważnym aspektem rozwoju aplikacji WAMS jest dostosowanie warstwy

wizualizacyjnej do potrzeb wskazywanych przez dyspozytorów w trakcie warsztatów, prezentujących możliwości WAMS, zgodnie z podejściem UX/UI (*User Experience / User Interface*).

Działanie systemu WAMS, jak każdego systemu ICT współpracującego z rzeczywistymi urządzeniami, może podlegać czasowym zmianom. Jedną z rekomendacji po wykorzystaniu WAMS jako wsparcia dla realizacji próby systemowej jest konieczność okresowej weryfikacji konfiguracji PMU rozlokowanych w KSE i ich komunikacji z koncentratorem danych.

Doświadczenie z wdrożenia i wykorzystania podczas połączenia systemów Polski i Litwy monitorowania oscylacji niskoczęstotliwościowych potwierdziły potrzebę monitorowania oscylacji niskoczęstotliwościowych.

Monitorowanie oscylacji niskoczęstotliwościowych z wykorzystaniem prototypu opracowanej aplikacji IKM pozwoliło na zebranie doświadczeń w zakresie przetwarzania danych pomiarowych umożliwiających skuteczną analizę DMD z wykorzystaniem wybranej metody analizy. Planowane wdrożenie aplikacji monitorowania oscylacji w środowisku przemysłowym związane będzie z wykorzystaniem większej liczby punktów pomiarowych, wykorzystaniem bazy danych czasu rzeczywistego oraz opracowaniem uzgodnionego z dyspozytorami interfejsu HMI.

Literatura

- [1] Babś A, Pietrzak M,: Wykorzystanie techniki pomiarów synchronicznych do monitorowania obciążalności linii oraz wykrywania podziału systemu. XXVI Ogólnopolska konferencja 2024 „Zabezpieczenia przekładnikowe w energetyce” Warszawa, 23–25.10.2024 r
- [2] Babś A, Pietrzak M, Tarasiuk M.: Wykorzystanie stanowiska testowego RTDS do symulacji działania aplikacji WAMS Rok 2024 nr 9 DOI: 10.15199/74.2024.9.
- [3] Almunif A, Fan L, Miao Z. A tutorial on data-driven eigenvalue identification: Prony analysis, matrix pencil and eigensystem realization algorithm. Int Trans Electr Energ Syst. 2020; e12283. <https://doi.org/10.1002/2050-7038.12283>
- [4] Khazaei J. et al.: Distributed Prony analysis for real-world PMU data Electric Power Systems Research 133 (2016) 113–120
- [5] Krishna R., Shubhanga K. N.: A Comparison of SVD-Augmented Prony Algorithms for Noisy Power System Signals. DOI 10.1109/ACCESS.2023.0322000
- [6] Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (NC SOGL)
- [7] Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (NC RfG)
- [8] Oscillation Event 03.12.2017 System Protection and Dynamics WG March 2018 ENTSOE
- [9] 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, vol. 11, no. 3, May 2023 DOI: 10.35833/MPCE.2021.000509
- [10] CIGRE, Broszura techniczna nr 925. Operator training in electricity grids at different control levels and for different participants, actors in the new environment. C2: Power system operation and control. Marzec 2024

**Zabezpieczenie ziemnozwarciowe
obejmujące 100% uzwojeń
stojanageneratora
– doświadczenia z przeprowadzonych
testów w Elektrowni Kozienice**

Zabezpieczenie ziemnozwarciowe obejmujące 100% uzwojeń stojanageneratora – doświadczenia z przeprowadzonych testów w Elektrowni Kozienice

Zygmunt Kuran - Instytut Energetyki Warszawa

Michał Krzęcio, Marian Duży - ZAZ-En

Tomasz Rutkowski - ENEA Wytwarzanie, Elektrownia Kozienice

Streszczenie

Referat opisuje opracowanie i testy nowego zabezpieczenia ziemnozwarciowego stojana generatora, obejmującego 100% jego uzwojeń, przeprowadzonego w Elektrowni Kozienice. Klasyczne zabezpieczenia mają martwe strefy i nie działają przy niewzbudzonym generatorze, dlatego zastosowano rozwiązanie ze wstrzykiwaniem sygnału pomiarowego o częstotliwości 12,5 Hz. Przedstawiony w referacie przełącznik zabezpieczeniowy umożliwia dokładny pomiar rezystancji doziemnej w szerokim zakresie pracy generatora.

1. Wstęp

Zwarcia doziemne w obwodach stojanów generatorów są jednym z częściej występujących typów zakłóceń w pracy bloków wytwórczych [3].

W celu zmniejszenia ryzyka uszkodzenia żelaza rdzenia stojana (duże wartości prądu ziemnozwarciowego), punkt neutralny generatora zazwyczaj jest izolowany od ziemi. Wadą takiego rozwiązania jest wrażliwość układu na przebiegi ferorezonansowe. Dlatego generator jest często uziemiany przez rezystancję, np. $R=1000\ \Omega$. Ogranicza to prąd zwarcia doziemnego w uzwojeniach stojana generatora do bardzo małych wartości, przy czym wartość tego prądu zależy również od pojemności doziemnej obwodów bloku, w szczególności: pojemności uzwojeń stojana generatora, uzwojenia dolnego napięcia transformatora blokowego i pojemności dodatkowych zainstalowanych przy wyłączniku generatorowym.

Podstawowym zabezpieczeniem ziemnozwarciowym stojana generatora jest zabezpieczenie nadnapięciowe (59N lub 59GN), mierzące składową zerową z przekładnika napięciowego w punkcie neutralnym generatora lub na jego zaciskach [3]. Jest to jedno z podstawowych zabezpieczeń zaimplementowanych w zespołach rodziny iZAZ.

Jeśli zwarcie doziemne wystąpi w pobliżu punktu neutralnego, zmierzona składowa zerowa będzie niewielka, a w przypadku zwarcia w punkcie neutralnym równa zero.

W przypadku jednostek wytwórczych większej mocy, zwłaszcza tych z wodnym chłodzeniem uzwojeń, wymagane jest zapewnienie zabezpieczenia ziemnozwarciowego stojana obejmującego 100% jego uzwojeń. Doziemienie w okolicach punktu neutralnego nie stanowi istotnego zagrożenia dla pracy układu, ale ze względu na zagrożenie wystąpienia drugiego doziemienia nie dopuszcza się do takiej pracy.

Zabezpieczenie obejmujące 100% uzwojeń stojana jest uzyskiwane obecnie poprzez uzupełnienie zabezpieczenia 59N o człon reagujący przy doziemieniu w pobliżu punktu neutralnego generatora. Można w tym celu wykorzystać trzecią harmoniczną napięcia zerowego lub zastosować zabezpieczenie ziemnozwarciowe wprowadzające do układu dodatkowy sygnał o częstotliwości niższej od częstotliwości sieci [3]. Realizacja zabezpieczenia ziemnozwarciowego obejmującego swoim zakresem 100% uzwojeń stojana w przypadku wykorzystywania pomiaru trzeciej harmonicznej musi być uzupełniona o pomiar napięcia zerowego na zaciskach generatora, gdyż obie funkcje mają swoje własne martwe strefy. Zabezpieczenie ziemnozwarciowe stojana reagujące na trzecią harmoniczną napięcia może być trudne w zastosowaniu w związku ze zmiennością parametrów układu w zależności od aktualnego obciążenia oraz od stanu wyłącznika generatorowego. Ponadto, zastosowanie rezystora uziemniającego w znacznym stopniu obniża selektywność działania zabezpieczenia. Inną, istotną wadą jest to, że ta wersja zabezpieczenia nie działa przy niewzbudzonym generatorze.

Powyższych wad nie ma zabezpieczenie ziemnozwarciowe stojana wprowadzające do układu dodatkowy sygnał o częstotliwości niższej od częstotliwości sieci:

- zabezpieczenie takie powszechnie nazywane jest zabezpieczeniem ziemnozwarciowym ze wstrzykiwaniem (lub iniekcją) sygnału pomiarowego,
- realizację tego zabezpieczenia można w dużym uproszczeniu przyrównać do działania omomierza, przy czym nie można do pomiaru wykorzystać tylko prądu stałego, bo nie pozwalają nam na to przekładniki napięciowe. Ponadto musi to być sygnał o niskiej częstotliwości, żeby wymuszany prąd nie był bocznikowany przez pojemności doziemne, a dodatkowo musi być łatwy do odfiltrowania od składowej podstawowej 50 Hz,
- zwykle, dodatkowy sygnał pomiarowy jest napięciem sinusoidalnym lub prostokątnym o stosunkowo niewielkim potencjale (np. 100 V) i obniżonej częstotliwości np. 20 Hz,

- zabezpieczenie to może wykrywać osłabienie izolacji lub zwarcie doziemne również w przypadku, kiedy generator nie pracuje lub jest nie wzbudzony, oczywiście przy założeniu, że układ wstrzykiwania jest zasilany z zewnętrznego gwarantowanego źródła napięcia.

2. Opis nowego układu zabezpieczenia

W urządzeniach iZAZ przewidziano zastosowanie rozwiązania zabezpieczenia ziemnozwarciowego opartego na wstrzykiwaniu sygnału prostokątnego o częstotliwości 12,5 Hz i wartości ± 100 V. Ma to wiele zalet, obniża koszty urządzenia, ułatwia filtrację sygnałów, zwiększa dokładność. Pomysłodawcą powyższego rozwiązania jest dr Zygmunt Kuran z Instytutu Energetyki. Sposób działania algorytmu został opracowany przez Instytut Energetyki w Warszawie jako zgłoszenie patentowe P401220. W oparciu o tę ideę w firmie ZAZ-En zostało skonstruowane zabezpieczenie iZAZ-INJ.

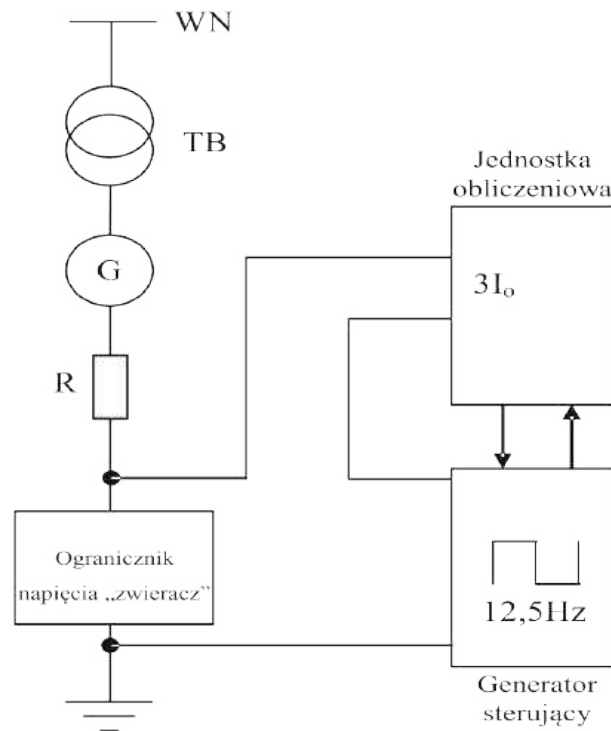
Podstawowym założeniem tej implementacji było stworzenie algorytmu o zwiększonej dokładności pomiaru rezystancji doziemnej oraz zwiększonej odporności na niekontrolowane wzrosty napięć, występujące w stanie zwarc doziemnych.

Ideą pomysłu jest wstrzykiwanie do układu naprzemiennie sygnału o napięciu dodatnim i ujemnym, z częstotliwością synchronizowaną z siecią w zakresie od 10 Hz do 15 Hz, dostosowaną do bieżącej częstotliwości mierzonego sygnału $3U_0$ jako czwarta subharmoniczna sygnału odniesienia.

Zasada działania nowego rozwiązania zabezpieczenia 100% przedstawiona jest na Rys.1. Podstawowa różnica, w stosunku do wcześniej stosowanych rozwiązań, polega na tym, że w układzie pomiarowym nie występuje filtr LC, a rezystor R dołączony jest do potencjału ziemi poprzez generator sterujący przebiegu prostokątnego 12,5 Hz.

Generator nie ma filtru, który by go osłaniał przed możliwym wysokim napięciem zwarcia doziemnego, taką osłonę stanowi rezystor R, który ogranicza prąd. Rozwiązanie to nie wykorzystuje również przekładnika napięciowego P_n , bo generator sterujący został zbudowany na częstotliwość 12,5 Hz, z którą taktują dwa silne klucze IGBT, przełączając wyjście generatora pomiędzy dwoma zasilaczami o napięciu plus i minus 100 V. Zasilacze zaopatrzone zostały w dodatkowe duże pojemności wyjściowe. Dzięki temu prąd zwarcia 50 Hz w równym stopniu rozładowuje i doładowuje te kondensatory, nie powodując wahan napięcia 100 V. Dla bezpieczeństwa, równolegle do generatora sterującego, włączono zwieracz tyrystorowy, który w każdych warunkach (np. uszkodzenie generatora sterującego), zapewni, że w miejscu dołączenia rezystora do ziemi nie pojawi się napięcie wyższe od 200 V. W związku z powyższym, jeśli rozpatrywać usytuowanie generatora sterującego w stosunku do rezystora R, można to rozwiązanie nazwać „szeregowym” w odróżnieniu do rozwiązań wcześniej stosowanych, które można nazwać „równoległymi”.

Podstawą obliczania rezystancji zwarcia doziemnego generatora G jest tylko prąd mierzony przez przekładnik prądowy Pp. Brak filtru LC powoduje, że wymuszany przebieg prądu 12,5 Hz nie ma kształtu sinusoidy i jest raczej zbliżony do prostokąta. Jednostkę obliczeniową zdecydowano się połączyć z generatorem sterującym i usytuować w pomieszczeniu wyprowadzenia zera generatora G. Uzyskuje się dużo korzyści - łatwo można wymieniać informacje pomiędzy tymi jednostkami, a ze względu na małe odległości maleją uchyby przekładnika prądowego Pp.



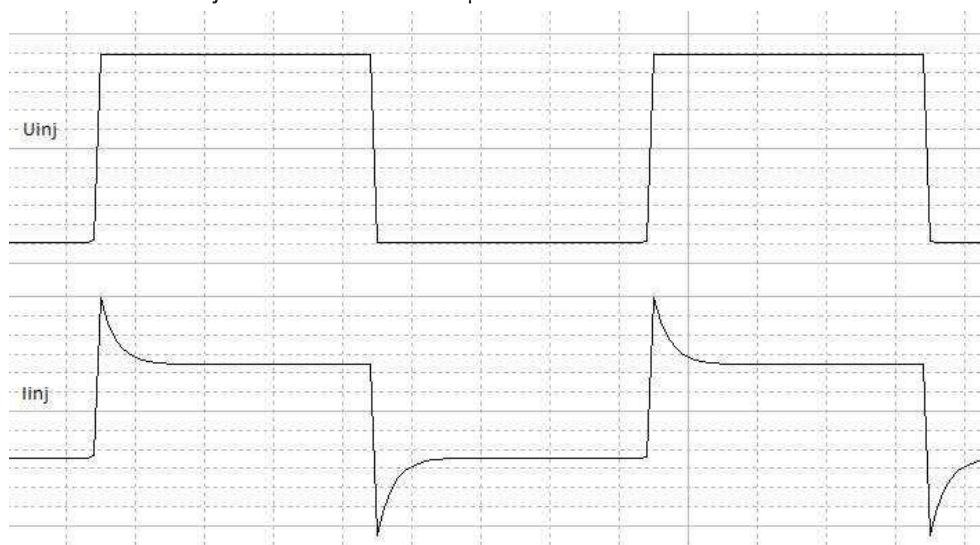
Rys. 1. Zasada działania nowego zabezpieczenia ziemnozwarciowego 100% uzwojeń stojana generatora

Algorytmy obliczeniowe sprowadzają się do analizy wartości prądu przekładnika P_p w czasie. Potrzebna jest jedynie eliminacja częstotliwości innych niż 12,5 Hz. Nie trzeba nawet uwzględniać wartości napięcia generatora sterującego, bo jest ono praktycznie stałe, nawet w czasie zwarcia doziemnego w generatorze G.

Opisane rozwiązanie zabezpiecza uzwojenie generatora i transformatora blokowego w stu procentach tylko wtedy, gdy generator jest nie wzbudzony. Natomiast przy zwarcu na zaciskach generatora wzbudzonego wzrost napięcia U_0 i prądu I_0 będzie tak jednoznaczny, że podstawowe zabezpieczenia ziemnozwarciowe zadziałają selektywnie.

Długi czas własny zabezpieczenia 100% w tym przypadku nie jest wadą, bo zwarcie doziemne w pobliżu zera generatora samo w sobie nie stanowi zagrożenia dla generatora, bardzo groźne jest natomiast drugie zwarcie.

Poniżej przedstawiono kształt napięcia U_{inj} i prądu i_{inj} wstrzykiwanego przy wykonywanych testach dla rezystancji zwarcia 1 k Ω . Pojemność w układzie 1 μF .

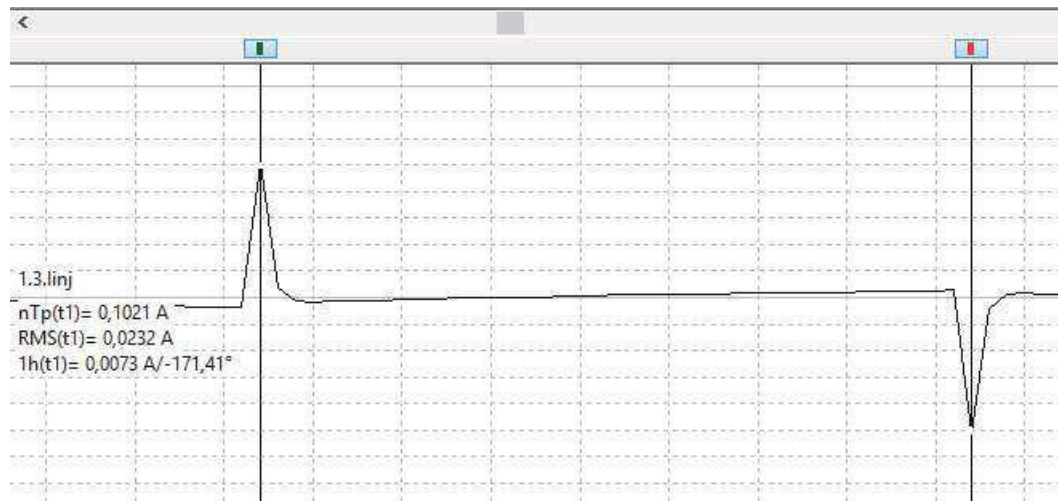


Rys. 2. Przebiegi sygnałów napięcia i prądu pomiarowego nowego zabezpieczenia

Jak widać na Rys.2 przełączenie polaryzacji napięcia powoduje przeładowanie pojemności układu i ustabilizowanie wartości mierzonego prądu. Uwzględniając specyficzne właściwości algorytmu, uzyskano stabilny wynik pomiaru rezystancji, odporny na krótkotrwałe zakłócenia w układzie oraz na znaczną zawartość prądu składowej podstawowej oraz trzeciej harmonicznej.

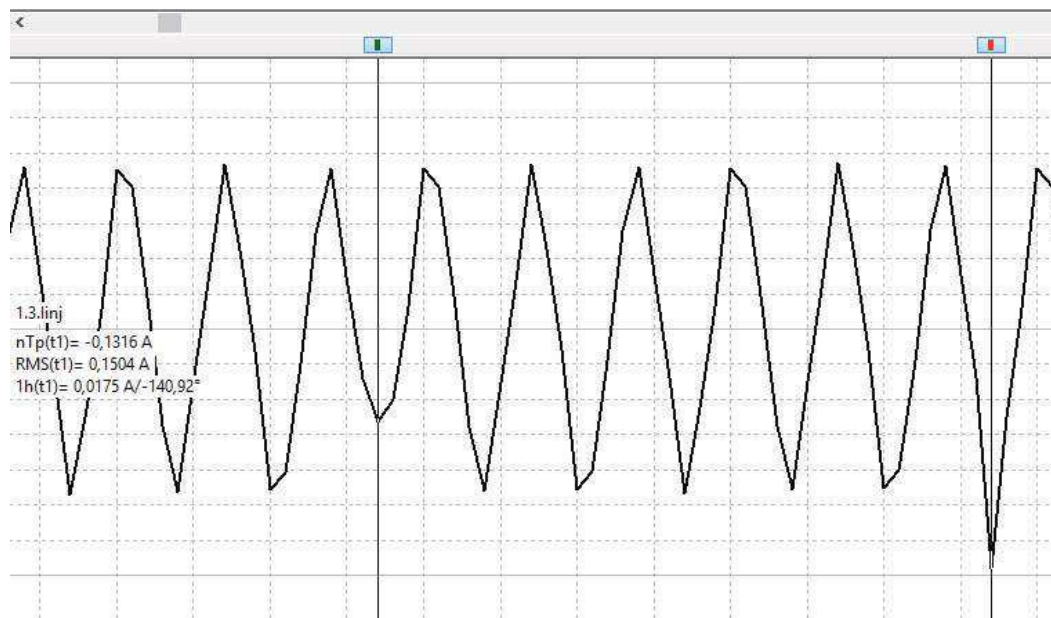
Poniżej przedstawiono przebieg prądu w układzie rzeczywistym przy nie wzbudzonym generatorze (Rys. 3).

Impulsy w sygnale prądowym odpowiadają przeładowaniu układu przy zmianie polaryzacji napięcia prostokątnego.



Rys. 3. Przebiegi prądu w układzie przy nie wzbudzonym generatorze

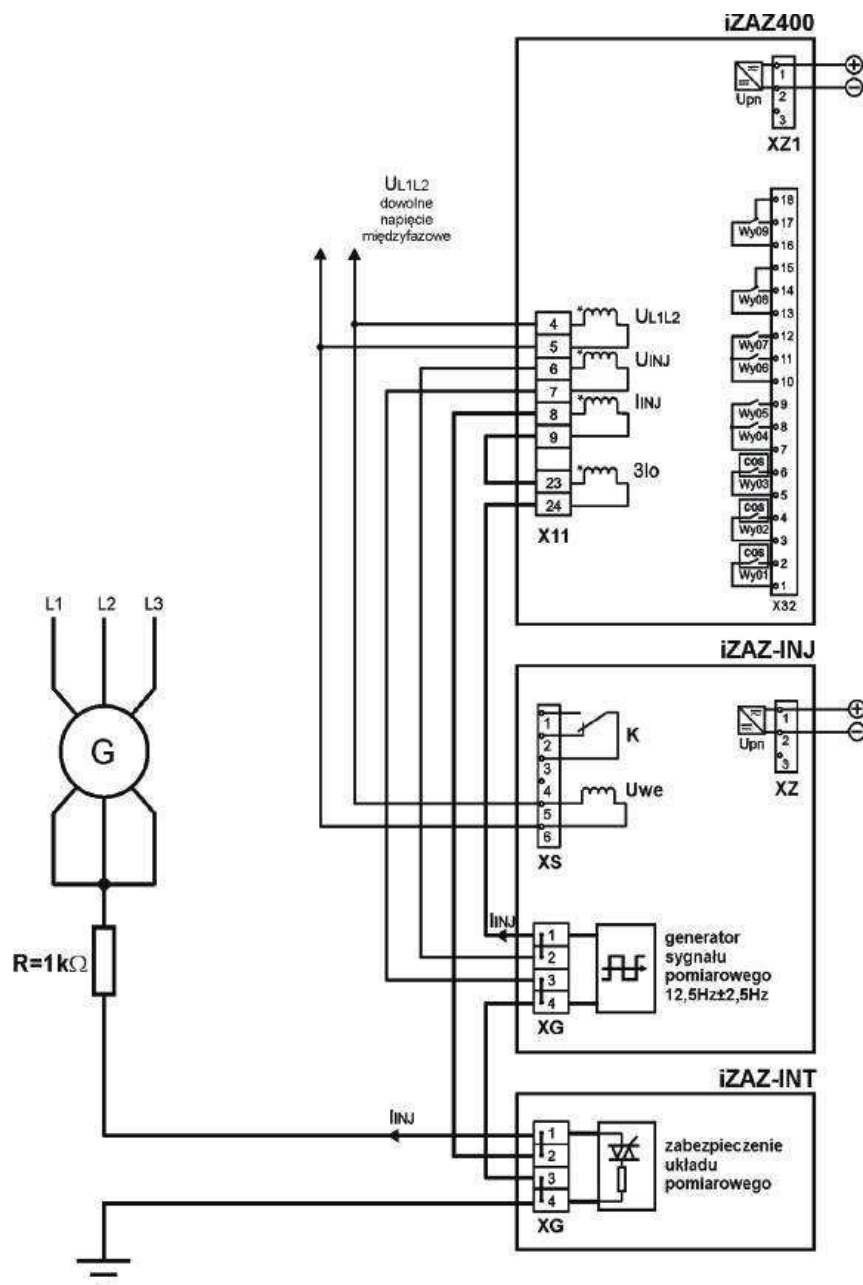
Przy wzbudzonym generatorze, w normalnym układzie pojawia się w prądzie mierzonym składowa prądu trzeciej harmonicznej (Rys. 4), która zamyka się przez rezystor uziemiający. Mimo to, algorytm stabilnie wyznacza rezystancję mierzoną układu. Wskaźniki określają jeden półokres wstrzykiwanego sygnału pomiarowego (40ms). W miejscach tych można również zauważyć nałożone impulsy przeładowania sygnału pomiarowego.



Rys. 4. Przebiegi prądu w układzie przy wzbudzonym generatorze

3. Testy działania nowego układu zabezpieczenia 100% stojana iZAZ-INJ produkcji ZAZ-En w Elektrowni Kozienice

Wykorzystując metodę realizacji zabezpieczenia ziemnozwarciowego, przedstawioną w pkt.1 wykonano prototypowe urządzenie, zainstalowane w Elektrowni Kozienice na bloku nr 5. Jako układ pomiarowy został wykorzystany w tym przypadku zespół iZAZ400.



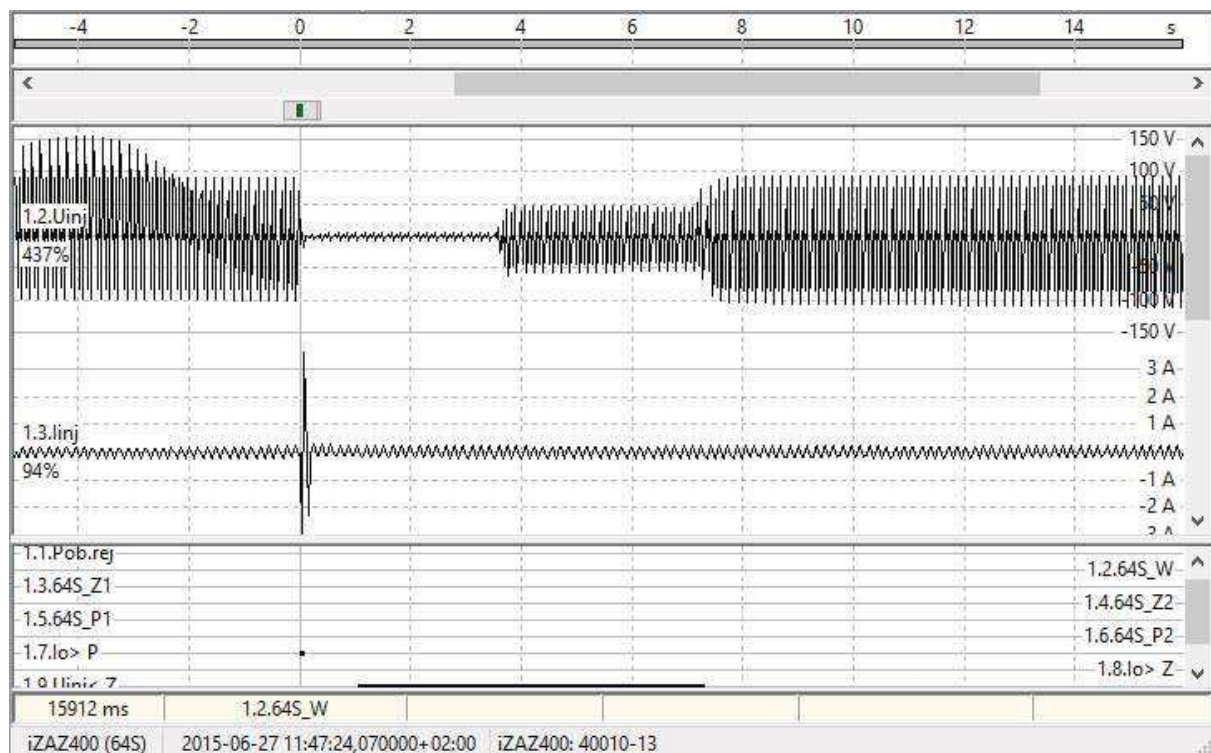
Rys. 5. Sposób przyłączenia układu pomiarowego zabezpieczenia 64S

Po rozmowach z pracownikami Elektrowni Kozienice i wprowadzeniu zalecanych modyfikacji w układzie iZAZ-INT zatwierdzono możliwość przeprowadzenia testów w rzeczywistym układzie.

Po zmodernizowaniu sugerowanych elementów zainstalowano prototyp urządzenia. Podczas pierwszego uruchomienia bloku z nowym układem pracownicy Elektrowni Kozienice wykryli nieprawidłowe zachowanie w/w układu i zdecydowali o natychmiastowym przywróceniu pierwotnego stanu układu uziemienia punktu gwiazdowego generatora. Po oględzinach i sprawdzeniach określono, że nastąpiło uszkodzenie jednego z elementów zabezpieczających, zainstalowanych w zwieraczu tyrystorowym zabezpieczenia układu pomiarowego – iZAZ-INT. Iskrownik, dodany w ostatniej fazie przygotowania prototypu, jako dodatkowe zabezpieczenie, uszkodził się ze względu na zbyt niski poziom dopuszczalnej mocy, powodując stałe zwarcie układu pomiarowego.

Po zdiagnozowaniu przyczyny i usunięciu uszkodzonego elementu, sprawny układ zabezpieczający iZAZ-INT został ponownie zainstalowany przez Elektrownię, włączony i wstępnie sprawdzony. Wykonano kilka prób działania zabezpieczenia po zainstalowaniu na obiekcie, poprzez podłączenie rezystancji do punktu neutralnego generatora.

Po około dwóch miesiącach pracy pojawiło się zakłócenie, które spowodowało zadziałanie układu przeciwprzepięciowego iZAZ-INT. W efekcie wystąpił zanik sygnału generowanego, a następnie samoczynny powrót układu do pracy. W kolejnych miesiącach pracy wykryto zadziałania układu zabezpieczenia przeciwprzepięciowego iZAZ-INT. W każdym z przypadków układ samoczynnie powrócił do pracy.

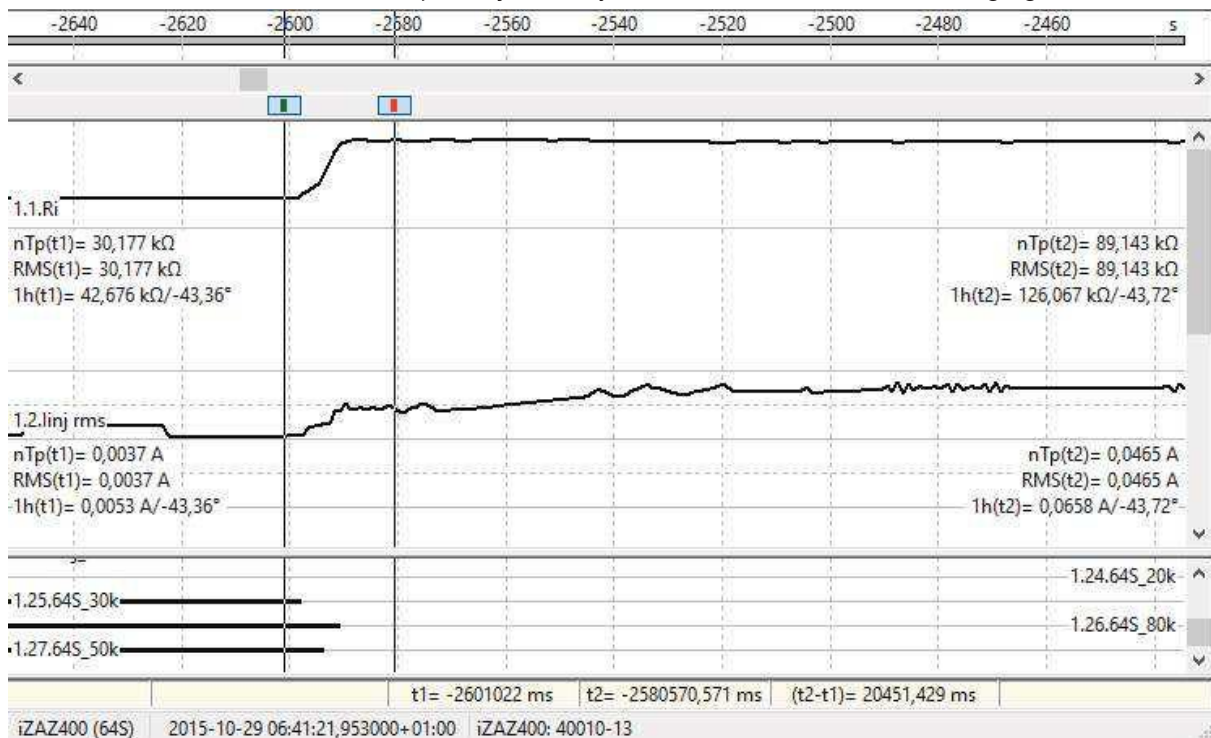


Po kolejnych miesiącach pracy zarejestrowano doziemienie metaliczne w układzie pracy generatora, trwające około 18 godzin. Elektrownia potwierdziła, że ze względu na odstawienie bloku w tym czasie zostały w układzie założone uziemiacze.

W celu poprawienia diagnostyki układu testowego w istniejącej konfiguracji wprowadzono modyfikacje, polegające na uaktywnieniu drugiego rejestratora wolnozmiennego oraz dodaniu kilku stopni zabezpieczenia od doziemień, ustawionych w różnych zakresach:

- 64S – dotychczasowe z nastawami 2k oraz 10k,
- 64S-20_30k – dodatkowa funkcja z nastawami progów 20k i 30k,
- 64S-50_80k – dodatkowa funkcja z nastawami progów 50k i 80k.

Wprowadzenie zmian w konfiguracji pozwoliło na zaobserwowanie obniżenia mierzonej izolacji z typowej wartości - około 100 kΩ do wartości poniżej 30 kΩ tylko w warunkach niewzbudzonego generatora.



Niestabilność w pomiarze rezystancji w układzie nie wzbudzonym wynika z właściwości magnetycznych układu RLC występującego w układzie, gdzie następuje oscylacja sygnału prądowego: