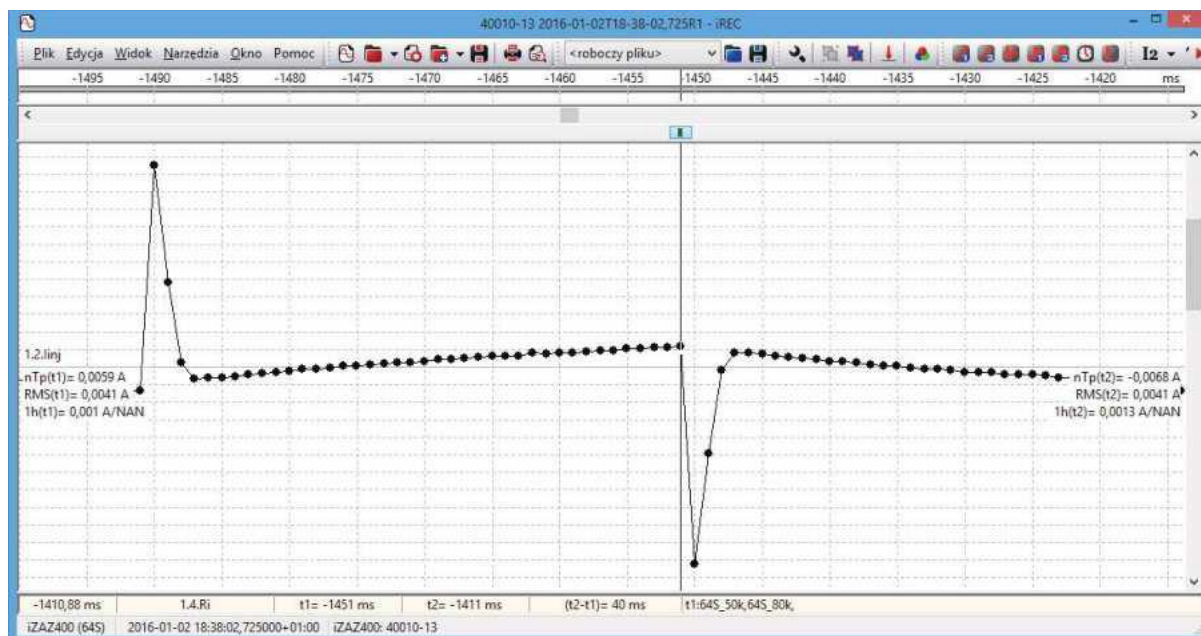




W kolejnych miesiącach miały miejsce pobudzenia i odwzbudzenia funkcji nadprądowej 3h w prądzie doziemnym. Elektrownia potwierdziła, że miały miejsce kolejne odstawienia i synchronizacje bloku z siecią, mające wpływ na przebieg zjawisk.

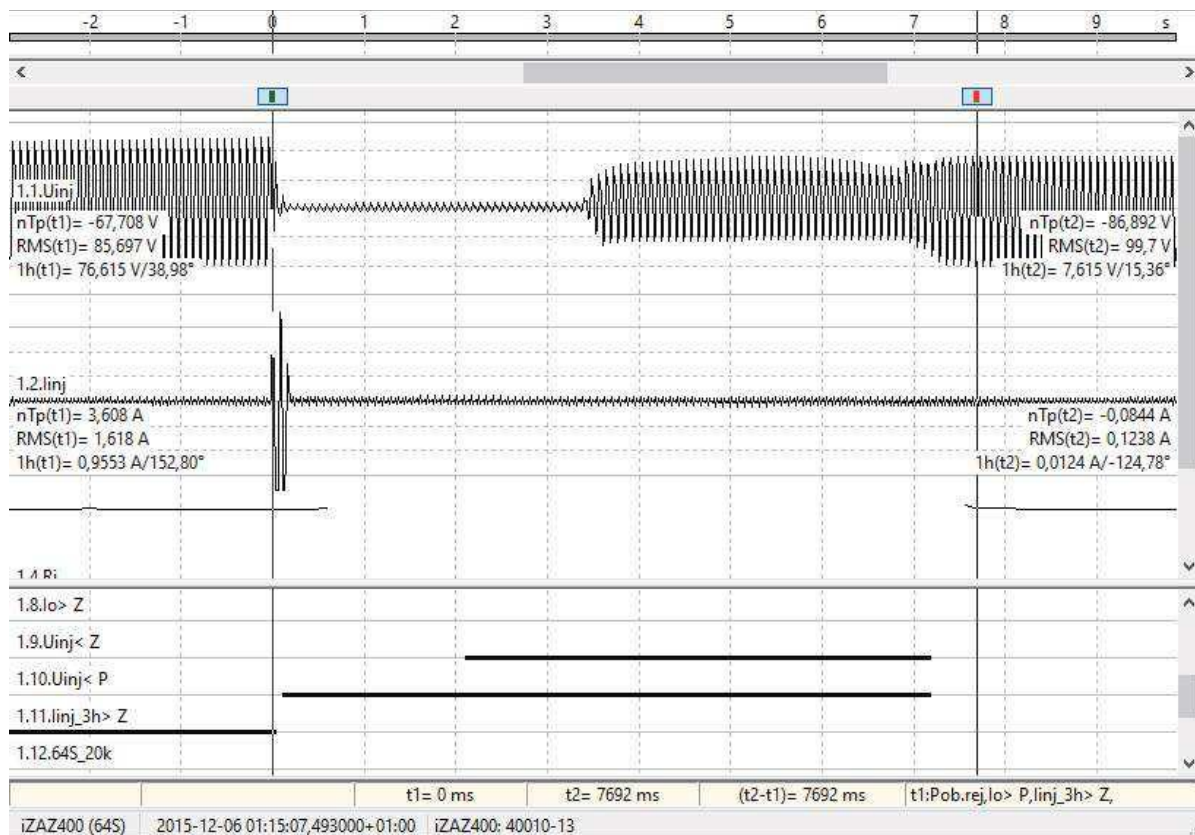
4. Wnioski

Najważniejszym wnioskiem z przeprowadzonych prób jest fakt, że nie nastąpiło żadne błędne zadziałanie zabezpieczenia ziemnozwarciowego stojana. Wszystkie zarejestrowane zadziałania były stabilne, długotrwałe i potwierdzone przez Elektrownię (zakładanie uziemiaczy podczas postoju bloku). Zostały wykryte i zdiagnozowane niedopracowania w testowanym układzie. Wszelkie spostrzeżenia i wnioski Elektrowni zostały wdrożone co przyczyniło się do pozytywnego przeprowadzenia testów, zdobycia nowych doświadczeń i rozwinięcia innowacyjnego zabezpieczenia 100% stojana generatora.

Data	[t-t0]	Zdarzenie		Komentarz
2016-01-05 14:35:29,255		64S_W	OFF	Wyłączenie od zabezpieczenia
2016-01-02 18:38:03,764		64S_W	ON	Wyłączenie od zabezpieczenia
2016-01-02 18:38:03,763		64S		Zabezpieczenie ziemnozwarci
dl	=	1,00 s		- czas trwania zakłócenia
R	=	-8 Ω		- rezystancja izolacji
2015-08-09 19:19:58,293		64S_W	OFF	Wyłączenie od zabezpieczenia
2015-08-08 00:43:09,902		64S_W	ON	Wyłączenie od zabezpieczenia
2015-08-08 00:43:09,901		64S		Zabezpieczenie ziemnozwarci
dl	=	1,00 s		- czas trwania zakłócenia
R	=	-10 Ω		- rezystancja izolacji
2015-04-26 14:28:35,941		64S_W	OFF	Wyłączenie od zabezpieczenia
2015-04-23 15:18:47,508		64S_W	ON	Wyłączenie od zabezpieczenia
2015-04-23 15:18:47,507		64S		Zabezpieczenie ziemnozwarci
dl	=	1,00 s		- czas trwania zakłócenia
R	=	-9 Ω		- rezystancja izolacji
2015-04-23 08:47:55,236		64S_W	OFF	Wyłączenie od zabezpieczenia
2015-04-23 08:47:44,516		64S_W	ON	Wyłączenie od zabezpieczenia
2015-04-23 08:47:44,515		64S		Zabezpieczenie ziemnozwarci
dl	=	1,00 s		- czas trwania zakłócenia
R	=	1225 Ω		- rezystancja izolacji
2015-04-23 08:47:25,986		64S_W	OFF	Wyłączenie od zabezpieczenia
2015-04-23 08:47:18,746		64S_W	ON	Wyłączenie od zabezpieczenia
2015-04-23 08:47:18,745		64S		Zabezpieczenie ziemnozwarci
dl	=	1,00 s		- czas trwania zakłócenia
R	=	1209 Ω		- rezystancja izolacji

Wartości ujemne rezystancji wynikają z metody obliczeniowej. W algorytmie zostanie wprowadzona poprawka, która matematyczne wyniki ujemne ograniczy do wartości 0 k Ω .

Podczas pracy układu wystąpiły trzy zakłócenia w układzie pomiarowym, na skutek zadziałania zabezpieczenia przeciwprzepięciowego w układzie iZAZ-INT. Układ ten, po wykryciu napięcia powyżej 120V powoduje samoczynne zwarcie w celu ochrony układu wstrzykiwania. Po czasie około 7 do 8 sekund układ powraca do pracy:



W związku z kilkukrotnym zadziałaniem tyrystorowego układu zabezpieczenia przeciwprzepięciowego podwyższono napięcie graniczne, powodujące uruchomienie w/w zabezpieczenia, a także wprowadzono zmian w sposobie sterowania układem tak, aby uniknąć zbędnego obciążenia zasilaczy przy planowym zwarcu układu, ograniczając się jedynie do odłączenia od generatora wstrzykującego sygnał pomiarowy.

W obecnym układzie po zwarcu przez iZAZ-INT, zasilacze również są zwierane, co powoduje zadziałanie ich wewnętrznych zabezpieczeń przeciwzwarciovych, zaś ponowne włączenie układu generacji wynika z inercji pracy zasilaczy impulsowych. W momencie, gdy odłączone zostanie wstrzykiwanie po wykryciu zakłócenia i zwarcu układu pomiarowego, będzie możliwe bezzwłoczne wrócenie do pracy po ustaniu przepięcia – które ma charakter krótkotrwały.

Przedmiotem dodatkowej analizy będzie zaobserwowana zmiana mierzonej rezystancji w zależności od stanu pracy układu.

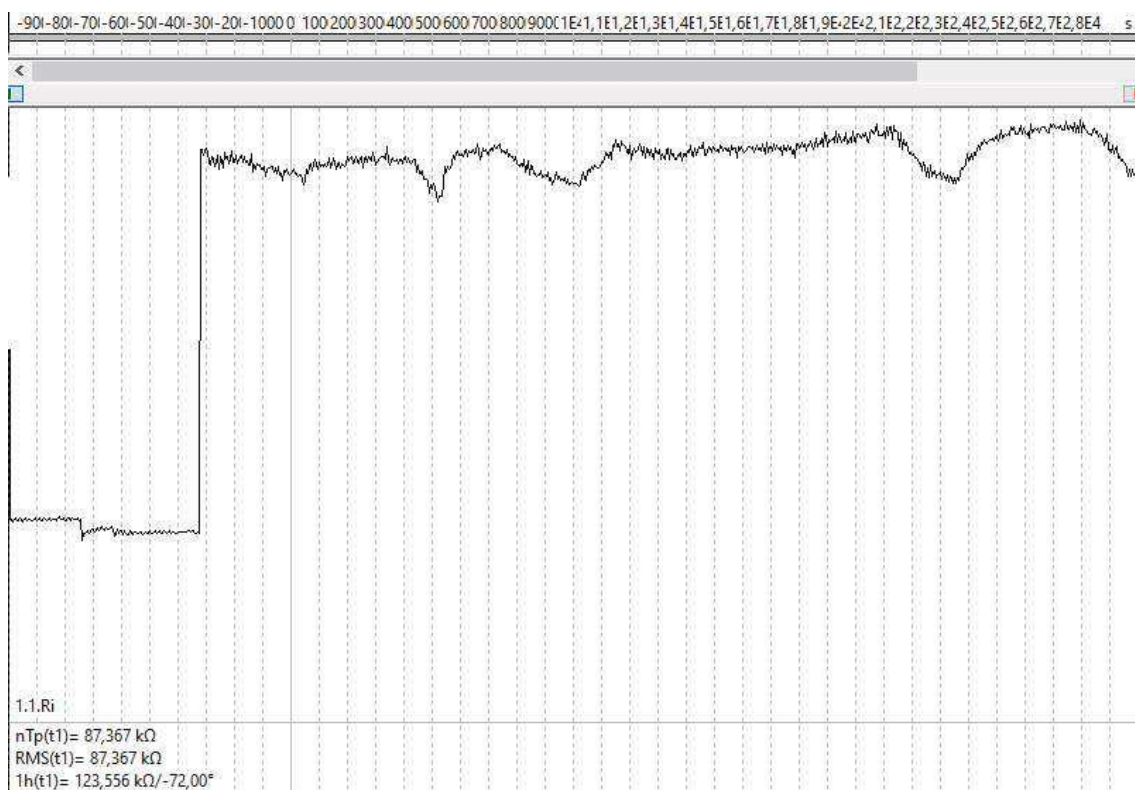
Jednak ze względu na poziom rezystancji zmiany te nie mają większego wpływu na sposób działania zabezpieczenia, gdyż jak wynika z dotychczasowych doświadczeń, nastawiana rezystancja wyłączenia zazwyczaj mieści się w granicach 1 do 5 k Ω , natomiast człon sygnalizacyjny działa w przedziale od 2 do 10 k Ω .

W badanym rozwiązaniu pomiar rezystancji realizowany jest w zakresie do 100 k Ω , co powoduje że konieczny jest pomiar bardzo małych wartości prądu, niestety obarczony względnie dużym błędem.

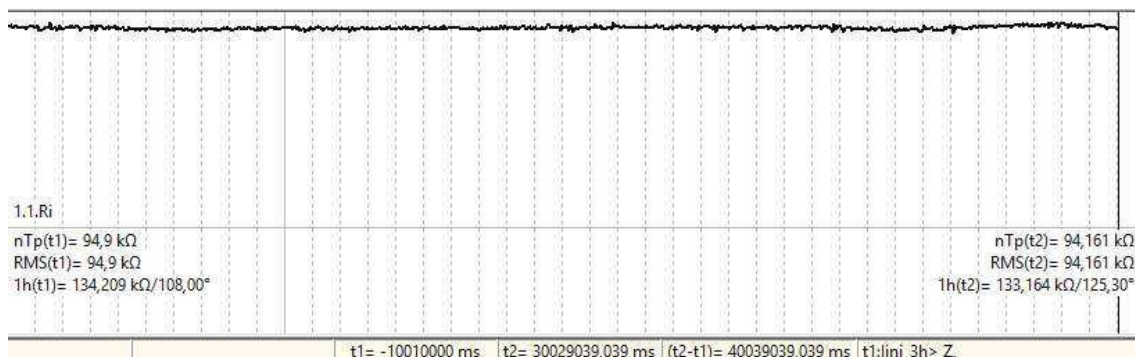
Pomimo tego podczas normalnej pracy układu uzyskiwano nadspodziewanie stabilny wynik pomiaru mierzonej rezystancji.

Poniższy rysunek przedstawia pomiar przy synchronizacji bloku z siecią.

Okres rejestracji ok. 11 godzin. W sieci pomiar rezystancji waha się od 84 do 94 k Ω .



Przy stabilnej pracy bloku przykład pomiaru z okresu 11 godz. – zakres zmian 9098 kΩ:



Docelowo produkowane rozwiązanie zabezpieczenia iZAZ-INJ zostało przygotowane tak, że działa jako niezależne zabezpieczenie, bez konieczności stosowania dodatkowego przekaźnika wykonawczego (jak iZAZ400 lub iZAZ600).

W celu umożliwienia opcjonalnej dodatkowej współpracy z głównym zabezpieczeniem bloku (iZAZ400 lub iZAZ600) przewidziano połączenie światłowodowe, którym przekazywane są sygnały analogowe pomiarowe oraz wielkości dwustanowe (stan pracy, pobudzenia, zadziałania oraz stan sprawności).

Podsumowując poniżej zestawiono zalety nowego rozwiązania proponowanego przez firmę ZAZ-En:

- obniżenie kosztów poprzez brak transformatora separującego i przekładnika napięciowego,
- zastosowanie jednocześnie alternatywnego kryterium podprądowego 3. harmonicznej prądu,
- adaptacja częstotliwościowa wstrzykiwanego sygnału pomiarowego zwiększająca odporność na zakłócenia od składowej podstawowej,
- zabezpieczenie realizowane jako indywidualne, bez konieczności stosowania dodatkowego urządzenia pomiarowego.

Obecnie zostały zrealizowane dwa wdrożenia: w Koksowni Radlin oraz w Elektrociepłowni Będzin.
Zabezpieczenie 100% stojana generatora iZAZ-INJ posiada certyfikat Instytutu Energetyki nr DZC.521.98.2.2024r.

Literatura

- [1] S.Wróblewska, W.Szweicer, H.Dytry: Aktualizacja algorytmów funkcji zabezpieczeniowych bloku generator-transformator blokowy – transformator odczepowy
- [2] Zgłoszenie patentowe P401220 „Sposób i urządzenie do zabezpieczenia przed zwarcieziem, synchronicznego generatora wielkiej mocy zwłaszcza synchronicznego generatora wielkiej mocy bloku zasilającego sieć elektroenergetyczną”
- [3] W. Winkler, A. Wiszniewski: Automatyka zabezpieczeniowa w systemach elektroenergetycznych, WNT, Warszawa 2004

Perspektywa luki mocowej w KSE do roku 2040

Perspektywa luki mocowej w KSE do roku 2040

Waldemar Szulc, Paweł Woszczyk - Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie

Streszczenie

Referat omawia zagrożenie wystąpienia luki mocowej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) do roku 2040. Wskazuje na potrzebę rozwoju nowych mocy dyspozycyjnych w obliczu rosnącego udziału niestabilnych źródeł OZE oraz planowanego wycofywania jednostek węglowych. Kluczowe znaczenie dla utrzymania bezpieczeństwa dostaw energii mają nowe inwestycje w źródła gazowe, jądrowe oraz przedłużenie eksploatacji części jednostek konwencjonalnych. Szczegółowo przeanalizowano scenariusze bilansowania mocy oraz znaczenie rynku mocy jako mechanizmu wspierającego transformację. Dokument kończy się wnioskami o konieczności pilnych działań mających na celu zwiększenie dostępnych mocy sterowalnych w systemie.

1. Wstęp

W obliczu dynamicznych zmian klimatycznych i rosnącego zapotrzebowania na energię elektryczną, transformacja Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) staje się jednym z kluczowych wyzwań strategicznych. Rosnący udział odnawialnych źródeł energii, choć korzystny dla środowiska, nie zapewnia stabilności mocy potrzebnej do niezawodnego funkcjonowania systemu. Warunkiem bezpieczeństwa energetycznego jest bowiem pokrycie zapotrzebowania na energię w czasie rzeczywistym. Tymczasem jednostki konwencjonalne, dotąd stanowiące podstawę bilansu mocy, są stopniowo wycofywane. Proces ten, zgodnie z dokumentami strategicznymi, może doprowadzić do powstania znacznej luki mocowej. Dla jej zniwelowania konieczne będzie nie tylko rozwijanie nowych mocy wytwórczych, ale również dostosowanie istniejących źródeł. Transformacja energetyczna obejmuje również inne sektory: przemysł, transport i ciepłownictwo. Elektryfikacja tych sektorów to wzrastające wyzwania dla sektora energetycznego. W niniejszym referacie przeanalizowano aktualne zagrożenia oraz możliwe scenariusze rozwoju w celu zapewnienia ciągłości dostaw energii do 2040 roku. Został on przygotowany na podstawie strategicznych dokumentów energetycznych:

- KPEiK, 10.2024,
- ocena wystarczalności zasobów na poziomie krajowym PSE 2025-2040, 11.2024,
- plan rozwoju sieci przesyłowych PSE, 12.2024,
- strategie polskich grup energetycznych,
- polityka Energetyczna Polski 2040, 02.2021,
- wyliczenia aproksymowane ekspercko przez zespół wewnętrzny TGPE.

2. Zmiany w KSE w kontekście postępującej transformacji energetycznej

Przyrost energii ze źródeł odnawialnych jest niezwykle potrzebny i ważny w kontekście dekarbonizacji, jednak źródła te nie mogą być uwzględniane jako gwarantujące pewność dostaw. Gwarantują produkcję energii elektrycznej w sposób zrównoważony środowiskowo, jednak nie gwarantują odpowiedniej ilości mocy dyspozycyjnej (sterowalnej). Przypomnijmy, że warunkiem bilansowania mocy systemu energetycznego jest zapewnienie, że energia jest produkowana w tym samym czasie, kiedy jest zużywana lub magazynowana. Zagospodarowanie nadwyżek energii, generowanej np. przez instalacje fotowoltaiczne czy turbiny wiatrowe, stanowi obecnie największe wyzwanie dla energetyki.

Czasu na transformację energetyczną mamy niewiele i nawet najnowocześniejsze i sprawnie budowane moce wytwórcze w energetyce nie są wystarczające dla skutecznej transformacji energetycznej. Już ze strategicznych dokumentów programowych (Krajowy Plan w dziedzinie Energii i Klimatu, Polityka Energetyczna Polski do 2040 r.) wynika wiedza o szerszym polu wyzwań transformacyjnych. Chodzi także bowiem o to, by równolegle następowały zmiany w przemyśle, transporcie i produkcji paliw. Postępująca elektryfikacja wielu dziedzin życia (transportu i mobilności, produkcji, ciepłownictwa i chłodnictwa) oznaczać będzie konieczność dostosowania podaży energii do zwiększającego się popytu oraz wprowadzenia mechanizmów efektywnego zarządzania jej zużyciem. Zgodnie ze strategią UE w dziedzinie klimatu, celem transformacji energetycznej jest dostarczenie niskoemisyjnych, niezawodnych i oszczędnych usług energetycznych przy zachowaniu możliwie najniższego kosztu dla społeczeństwa, co pozwoli także na obniżenie emisyjności całego systemu energetycznego.

Według projektu Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do końca 2030 roku Polska ma mieć 32,6% udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto. Na realizację tego celu składać się będzie zużycie OZE – łącznie – w elektroenergetyce, ciepłownictwie i chłodnictwie oraz na cele transportowe. Z kolei do 2040 r. udział OZE może wzrosnąć do 58,4%. Najszybciej proces będzie postępował w elektroenergetyce, zakłada się, że w 2030 r. udział OZE w tym segmencie może wynieść ponad 56%. Zrealizowanie niezbędnych inwestycji wymaga ogromnych środków, w tym na rozwój sieci, by była ona gotowa do przyłączania nowych źródeł.

W Polsce przez dekady podstawę produkcji energii elektrycznej stanowiły jednostki węglowe, które wraz z rozwojem źródeł odnawialnych, zmieniają swoją rolę w kierunku uzupełniania bilansu elektroenergetycznego. Sytuacja techniczna i ekonomiczna tych jednostek jest coraz trudniejsza i wymaga podjęcia działań i zastosowania narzędzi, które pozwolą zachować wyznaczone standardy bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Działania te muszą obejmować okres przejściowy do czasu uruchomienia sterowalnych jednostek niskoemisyjnych, w tym w szczególności elektrowni gazowych i jądrowych. Dla zapewnienia wystarczalności mocy konieczne jest istnienie sterowalnych jednostek wytwórczych wspierających pracę źródeł zeroemisyjnych.

3. Wskaźnik bezpieczeństwa energetycznego w Polsce

Wskaźnikiem który określa poziom bezpieczeństwa energetycznego jest (Loss of Load Expectation). Jest to wskaźnik oczekiwanego niedoboru mocy, stosowany w analizach niezawodności systemów elektroenergetycznych. Określa on liczbę godzin w roku, w których może wystąpić brak możliwości pokrycia zapotrzebowania na moc z dostępnych źródeł (przy uwzględnieniu rezerw).

Kluczowe cechy LOLE:

- wyrażany w godzinach na rok (np. LOLE = 3 h/rok),
- jest to wartość oczekiwana, czyli statystyczna, oparta na wielu scenariuszach pracy systemu z wielu lat,
- nie oznacza, że dojdzie do przerwy w dostawie energii – wskazuje jedynie na ryzyko jej wystąpienia,
- jest wykorzystywany m.in. do oceny bezpieczeństwa dostaw oraz w planowaniu wielkości niezbędnych dla systemu mocy,
- jest wykorzystywany dla wprowadzania mechanizmów finansowych zachęcających do utrzymania istniejących i budowy nowych mocy, jak np. rynek mocy.

„Standard bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych rozumiany jako dopuszczalny oczekiwany czas braku dostaw mocy elektrycznej do odbiorców końcowych wyznaczony zgodnie z metodyką zatwierdzoną przez ACER¹ został w Polsce ustanowiony w drodze Rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 13 września 2024 r. w sprawie wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz zawierania transakcji na rynku wtórnym. Zgodnie z ww. rozporządzeniem standard bezpieczeństwa (LOLE) wynosi 3 godziny na rok, przy czym przez godzinę zaliczaną do standardu bezpieczeństwa uznaje się godzinę, w której dopuszcza się wystąpienie braku możliwości zrównoważenia sumarycznej mocy osiągalnej netto jednostek wytwórczych przyłączonych do systemu z zapotrzebowaniem sieci, minimalną rezerwą zdolności wytwórczych oraz planowanym saldem wymiany międzynarodowej”.

Prognozowane wielkości LOLE przez PSE wskazuje poniższa tabela:

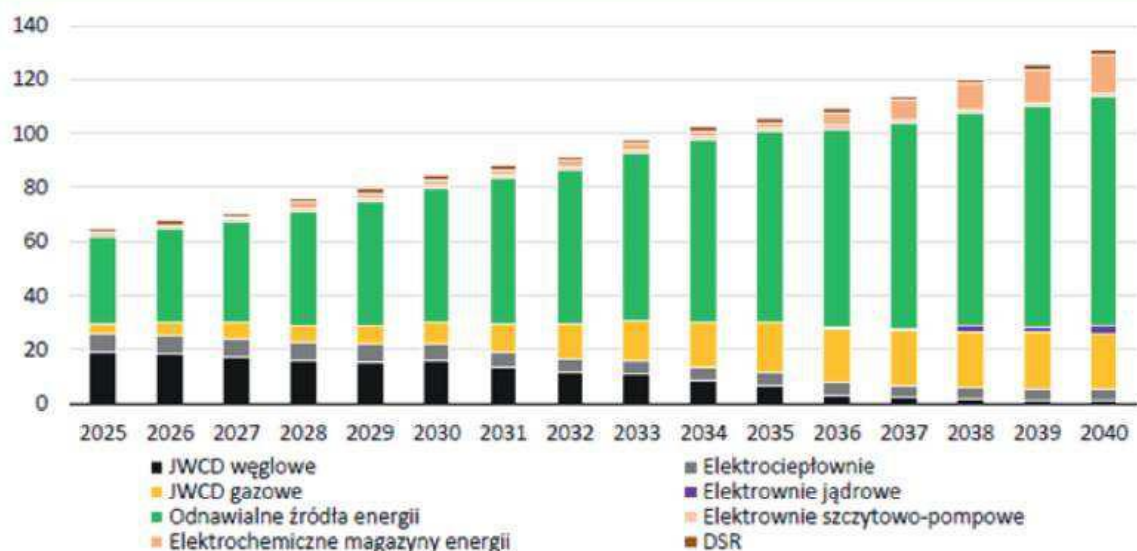
Rok		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
LOLE średnia	godz./rok	7,6	40,8	50,2	33,3	20,5	9,6	6,6	14,3	15,0	14,4	10,9	10,8	12,5	10,4	5,8	14,2
LOLE p95	godz./rok	21,0	79,8	82,8	68,7	45,8	25,2	21,6	36,0	39,3	35,0	28,4	32,1	30,8	30,6	22,1	42,6
EENS średnia	GWh/rok	5,8	40,6	54,4	52,1	31,8	13,8	9,4	22,7	24,3	23,6	18,1	23,5	25,3	23,3	13,5	33,6
EENS p95	GWh/rok	16,4	92,8	105,0	114,6	79,8	43,3	33,5	67,3	74,4	72,1	53,6	83,1	73,8	88,7	56,3	124,4

Tab. 1. Analiza wystarczalności systemu – LOLE i EENS – scenariusz bazowy

Źródło: PSE, Ocena wystarczalności zasobów na poziomie krajowym (NRAA) PSE 2025-2040, 11.2024

4. Wielkość i struktura mocy zainstalowanej w KSE

W kolejnych okresach 5-letnich struktura mocy zainstalowanej w polskim systemie elektroenergetycznym zmienia się znacząco. Zgodnie z NRAA do roku 2030 przewiduje się wycofanie kolejnych 4 GW, a do roku 2040 planowane jest wycofanie ok. łącznie 20 GW mocy wytwórczych, w tym ok. 15 GW w grupie jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych ciepłych. Sytuacja rynkowa może spowodować przyspieszenie wycofywania kolejnych mocy wytwórczych (zdecydowanie szybszy wzrost cen uprawnień do emisji CO₂ i mocy zainstalowanej w OZE). W KSE ubędzie znacząca część tzw. mocy wirującej, która poza produkcją mocy czynnej, dostarcza również do sieci moc bierną.

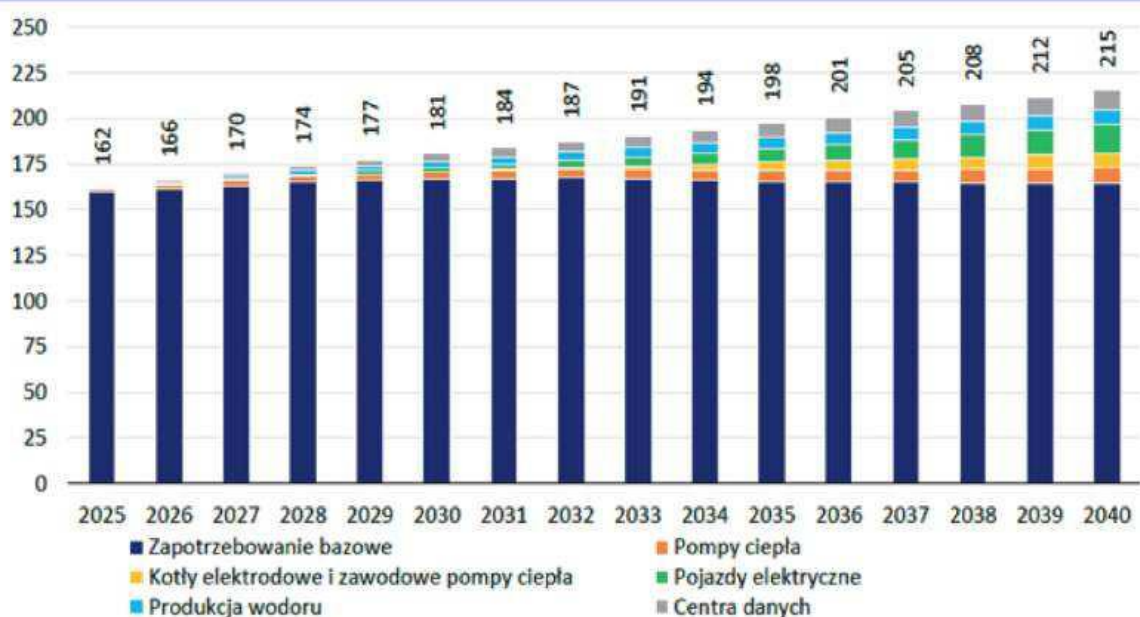


Rys. 1. Moc zainstalowana jednostek wytwórczych – wszystkie jednostki –scenariusz z mechanizmem zdolności wytwórczej [GW]

Źródło: PSE, Ocena wystarczalności zasobów na poziomie krajowym PSE 2025-2040, 11.2024

Konieczne jest dotrzymanie terminów budowy nowej mocy oraz utrzymanie wysokiej dyspozycyjności zarówno nowej mocy sterowalnych jak i starszych, głównie węglowych.

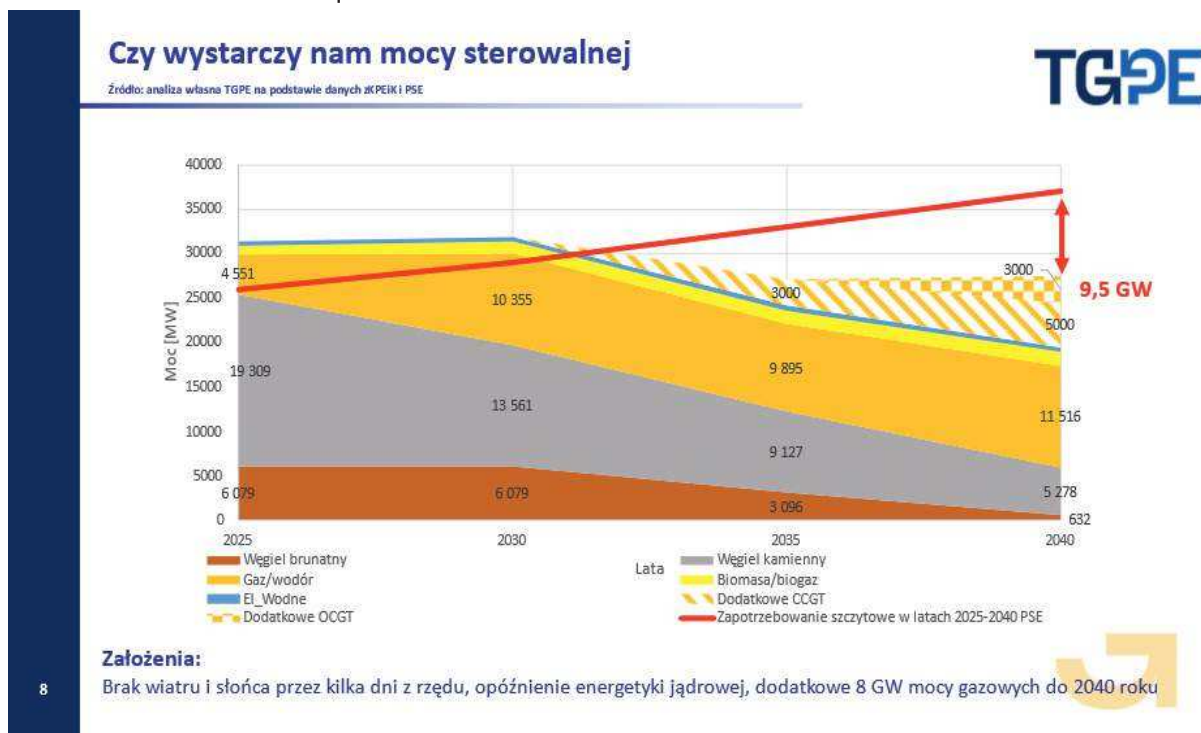
Zapewnienie wymaganego wolumenu mocy ze źródeł węglowych wymaga utrzymania odpowiednio wysokiej ich dyspozycyjności (obecnie dla źródeł węglowych wynosi ponad 90%) to konieczność utrzymania odpowiedniego stanu technicznego. Jednym z elementów możliwości finansowania kosztów utrzymania majątku wytwórczego jest rynek mocy. To mechanizm funkcjonujący w Polsce od 2021 roku (pierwszy rok dostaw mocy dyspozycyjnych), który ma na celu zachęcanie inwestorów do realizacji inwestycji modernizacyjnych w istniejących dyspozycyjnych jednostkach oraz do budowania nowych jednostek wytwórczych. Mechanizm jest neutralny technologicznie i dostępny również dla mocy zagranicznych, magazynów energii i jednostek redukcji poboru (DSR – Demand Side Response). Rynek mocy udowodnił swoją skuteczność umożliwiając zakontraktowanie 12.4 GW obowiązków mocowych w nowych jednostkach wytwórczych i magazynach (w latach dostaw 2021-2028). W przypadku DSR udział w aukcjach bierze ok. 1,5 GW mocy w każdym roku. Obecny system obejmuje funkcjonowanie rynku mocy do 2030 roku (tj. ostatnią aukcję główną na nowe moce w 2025 roku). W związku z tym, rynek mocy na stałe wpisał się w architekturę rynku energii i konieczne jest jego przedłużenie w nowej formule do 2040 roku z uwzględnieniem zmian technologicznych i regulacyjnych (w tym m.in. aukcji uzupełniających na lata 2025-2028 i aukcji dogrywkowych na lata 2029, 2030). Rekomendacje Rządu w tej sprawie zostały przyjęte i przekazane do Sejmu RP 18 lutego 2025.



Rys. 2. Prognoza rocznego zapotrzebowania netto na energię elektryczną w latach 2025-2040 [Twh]

Źródło: PSE, Ocena wystarczalności zasobów na poziomie krajowym PSE 2025-2040, 11.2024

Założenia do analizy TGPE: brak wiatru i słońca przez kilka dni z rzędu, opóźnienie energetyki jądrowej do 2040, ponad obecnie zaplanowane dodatkowe 8 GW nowej mocy gazowych do 2040 roku, dane na podstawie KPEiK 11.2024 i PSE NRAA 10.2024.



Należy mieć na uwadze, iż wymagana dodatkowa moc dyspozycyjna (luka mocowa) może być większa ze względu na następujące uwarunkowania:

- szybszy niż założono wzrost zapotrzebowania na energię i moc,
- wystąpienie skrajnie niekorzystnych warunków klimatycznych w przyszłych latach,
- niepewność co do terminowej realizacji inwestycji zakontraktowanych w ramach rynku mocy,
- ocenę faktycznej dostępności mocy z EJ i SMR,
- ocenę harmonogramu przygotowania, realizacji i dostępności z nowych dodatkowych mocy gazowych,
- konieczne warunki formalne i finansowe dla powstania nowych mocy gazowych,
- ocenę technicznych i ekonomicznych możliwości wydłużenia eksploatacji źródeł węglowych,
- konieczne warunki formalne i finansowe dla utrzymania źródeł węglowych,
- niepewność co do terminów trwałych odstawień istniejących jednostek wytwórczych biorących udział w mechanizmie centralnego bilansowania.

Z tego powodu dla zapewnienia spełnienia w przyszłości standardu bezpieczeństwa LOLE konieczne jest podjęcie pilnych działań prowadzących do utrzymania i zwiększenia dostępnych mocy dyspozycyjnych.

Źródłem takiej mocy dyspozycyjnej mogą być w szczególności:

- nowe elektrownie gazowe – ponad zakontraktowane dotychczas na rynku mocy , poprzez skuteczne aukcje dogrywkowe – wg oceny PSE S.A. na istotnie zaawansowanych etapach koncepcyjnych i przygotowawczych są obecnie projekty o łącznej mocy powyżej 3 GW,
- organizacji dodatkowych aukcji mocy uwzględniających jednostki niespełniające limitu emisji dla okresu od 1 lipca 2025 r. do 31 grudnia 2028 r.,
- przedłużanie eksploatacji części istniejących jednostek węglowych w formie Rezerwy Systemowej do czasu ich trwałego wyłączenia,
- nowy Rynek Mocy na lata 2030-2040.

2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1 400	4 200	2 200	800	4 200	4 800	6 400	7 200	8 400	9 400	11 600	15 400	17 000	17 400	17 800	18 000

Tab. 2. Wymagana dodatkowa moc dyspozycyjna netto w KSE [MW]

Źródło: PSE, Ocena wystarczalności zasobów na poziomie krajowym PSE 2025-2040, 11.2024

W przypadku konsekwentnej realizacji aktualnej polityki energetyczno-klimatycznej, energetyka konwencjonalna w przyszłości będzie niewystarczająca do spełnienia rosnących wymagań człowieka ze względu na oczekiwania osiągnięcia zero emisyjności energetyki. Dlatego konieczne są poszukiwania alternatywnych, odnawialnych źródeł energii i nowych technologii wielkoskalowego magazynowania energii.

5. Podsumowanie

- utrzymanie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w KSE do 2040 roku wymaga pilnych działań zapewniających wystarczającą dostępność mocy dyspozycyjnych,
- konieczne jest przedłużenie funkcjonowania rynku mocy na lata 2030-2040 w nowej formule z uwzględnieniem zmian regulacyjnych i technologicznych,
- konieczne jest pilne przygotowanie mechanizmów finansowych dla utrzymania niezbędnych źródeł węglowych niezbędnych dla zbilansowania KSE,
- niezbędne będą dodatkowe inwestycje w nowe moce gazowe jako substytucje wyłączanych mocy węglowych,
- utrzymanie wysokiej dyspozycyjności źródeł konwencjonalnych, zwłaszcza w okresie przejściowym, pozostaje kluczowe dla bilansowania systemu,
- należy kontynuować rozwój źródeł OZE, ale z jednoczesnym zapewnieniem odpowiedniego zaplecza mocy sterowalnych,
- spełnienie krajowego standardu bezpieczeństwa wymaga stabilnego otoczenia prawnego, skutecznego planowania inwestycyjnego i sprawnego wdrażania zapowiadanych projektów infrastrukturalnych.

Profesjonalne usługi inżynierskie - rola ekspertów w realizacji projektów elektroenergetycznych

Profesjonalne usługi inżynierskie - rola ekspertów w realizacji projektów elektroenergetycznych.

Adam Talaga – SPIE Enenergotest sp. z o.o.

Streszczenie

Referat zawiera omówienie kluczowej roli ekspertów inżynierskich w realizacji projektów elektroenergetycznych, ze szczególnym uwzględnieniem znaczenia ich wiedzy i doświadczenia w eliminowaniu błędów projektowych oraz optymalizacji kosztów inwestycji. Przedstawiono korzyści wynikające z zastosowania profesjonalnych usług inżynierskich, takie jak zwiększenie niezawodności, wdrażanie innowacyjnych rozwiązań oraz poprawa bezpieczeństwa i jakości realizowanych przedsięwzięć. Opisano wyzwania związane z zarządzaniem zasobami inżynierskimi, w tym problemy pozyskiwania wykwalifikowanej kadry oraz potrzebę ciągłego rozwoju kompetencji specjalistów w obliczu dynamicznych zmian technologicznych i regulacyjnych. Referat porusza również temat rosnącego znaczenia cyfryzacji i cyberbezpieczeństwa w elektroenergetyce oraz wymagań, jakie współczesna infrastruktura krytyczna stawia przed inżynierami.

1. Wstęp

Współczesne projekty elektroenergetyczne stają się coraz bardziej złożone, wymagając zaawansowanej wiedzy inżynierskiej oraz interdyscyplinarnych kompetencji. Kluczowym elementem skutecznej realizacji takich przedsięwzięć są specjaliści, którzy dzięki swojemu doświadczeniu potrafią efektywnie planować, zarządzać oraz optymalizować inwestycje, jednocześnie minimalizując ryzyko techniczne i finansowe. Niniejszy referat przedstawia rolę i znaczenie profesjonalnych usług inżynierskich w procesach inwestycyjnych branży elektroenergetycznej, zwracając uwagę na rosnące znaczenie innowacyjności, cyfryzacji oraz cyberbezpieczeństwa. Omówione zostaną również kluczowe wyzwania związane z pozyskiwaniem i rozwojem specjalistycznych zasobów kadrowych w warunkach dynamicznych zmian technologicznych oraz rynkowych.

2. Rola ekspertów w projektach elektroenergetycznych

Rola ekspertów w projektach jest nieoceniona, ponieważ wnoszą oni specjalistyczną wiedzę i doświadczenie, które umożliwiają skuteczne planowanie, realizację i zakończenie przedsięwzięć. W procesie inwestycyjnym kluczowe znaczenie ma doradztwo i konsultacje na etapie opracowywania specyfikacji oraz programów funkcjonalno-użytkowych, co stwarza podstawy do osiągnięcia sukcesu w realizacji projektu.

Dzięki doświadczeniu ekspertów możliwe jest eliminowanie wielu błędów oraz unikanie typowych pułapek projektowych. Dbają oni o to, aby projekt był realizowany zgodnie z najlepszymi praktykami branżowymi i standardami jakości.

Eksperci pomagają w analizie problemów, doradzają, jakie rozwiązania będą najbardziej efektywne w kontekście danego projektu, a także wnoszą swoją wiedzę w zakresie technologii, strategii, zarządzania i innych dziedzin specyficznych dla danej inwestycji.

Wspierają definiowanie potrzeb projektowych i szczegółowych wymagań, wskazując kluczowe aspekty, które należy uwzględnić podczas realizacji projektu, aby zapewnić zgodność z normami i regulacjami prawnymi.

Ekspert technologiczny ocenia dostępne narzędzia, technologie oraz metody pracy, rekomendując najlepsze rozwiązania. Może również wskazać innowacyjne technologie, które przyspieszą realizację projektu lub podniosą jakość końcowego produktu.

Dzięki doświadczeniu ekspertów możliwe jest eliminowanie wielu błędów oraz unikanie typowych pułapek projektowych. Dbają oni o to, aby projekt był realizowany zgodnie z najlepszymi praktykami branżowymi i standardami jakości.

Zatrudnienie profesjonalnej firmy inżynierskiej przynosi inwestorowi szereg korzyści, zarówno bezpośrednich, jak i pośrednich. Oto główne z nich:

- odpowiedzialne projektowanie zgodne z najnowszymi przepisami, standardami i normami, co zmniejsza ryzyko awarii, wypadków oraz roszczeń prawnych,
- profesjonalne biuro inżynierskie potrafi zaprojektować rozwiązania najbardziej efektywne kosztowo – nie tylko tańsze w budowie, ale także w utrzymaniu,
- zwiększenie niezawodności, bezpieczeństwa i innowacyjności rozwiązań, dzięki zastosowaniu sprawdzonych i nowoczesnych technologii,
- szybsze rozwiązywanie problemów i skuteczniejsze zarządzanie projektami dzięki doświadczeniu i wiedzy inżynierów,

- optymalizacja procesów technologicznych i projektowych pozwala na zmniejszenie zużycia zasobów i materiałów, a także unikanie kosztownych błędów projektowych i napraw.

Pozyskiwanie eksperckich zasobów inżynierskich, szczególnie w kontekście realizacji skomplikowanych projektów, stało się jednym z głównych wyzwań dla wielu firm w Polsce. Wzrost zapotrzebowania na wysoko wykwalifikowaną kadrę inżynierską oraz niedobór specjalistów w dziedzinach o wysokim stopniu skomplikowania powodują, że przedsiębiorstwa napotykają trudności w pozyskiwaniu odpowiednich ekspertów.

Firmy mogą współpracować z uczelniami technicznymi, organizować staże i programy praktyk, by pozyskać młodych inżynierów i wprowadzić ich w specyfikę swojej działalności. Niemniej jednak od wielu lat zauważa się spadek liczby studentów na kierunkach elektrotechnicznych, co powoduje, że popyt na wykształconych inżynierów przewyższa podaż, a to z kolei potęguje trudności w pozyskiwaniu odpowiednich zasobów.

Inżynierowie, szczególnie ci o wysokich kwalifikacjach, często zmieniają miejsca pracy w poszukiwaniu nowych wyzwań lub lepszych warunków zatrudnienia. Taka rotacja jest kosztowna, wiąże się z ciągłym procesem rekrutacji, a także wpływa na proces uczenia się organizacji, którego fundamentem jest wiedza i indywidualne doświadczenia członków zespołu projektowego.

Utrzymanie własnych, wyspecjalizowanych zasobów jest trudne i kosztowne, jednak w przypadku kumulacji prac, w zależności od priorytetów, pozwala na „przesunięcia” specjalistów między projektami. Wykorzystanie zasobów zewnętrznych w takich sytuacjach często bywa utrudnione.

Wobec ograniczeń w pozyskaniu nowych, wysokospecjalizowanych inżynierów, kluczowe staje się efektywne wykorzystanie posiadanych zasobów.

Dla firm wykonawczych dużym utrudnieniem w realizacji projektów są częste zmiany harmonogramów, które są powszechnym zjawiskiem. Mogą one wynikać z wielu czynników, takich jak zmiany wymagań klienta, problemy z koordynacją wyłączeń instalacji do prac, trudności technologiczne czy inne nieprzewidziane okoliczności, jak opóźnienia dostaw.

Zarządzanie dyspozycyjnością zasobów w takich warunkach wymaga dużej elastyczności, bieżącego monitorowania oraz, przede wszystkim, jasnej komunikacji. Kluczowe jest wczesne pozyskanie informacji o przesunięciach w harmonogramach, co umożliwia szybką reakcję i dynamiczne dostosowanie zasobów do nowych okoliczności.

Inny istotny czynnik wpływający na dostępność zasobów to odpowiednio wczesna decyzja o wyborze wykonawcy. Odsuwanie tej decyzji prowadzi do niepewności i ryzyka niewykorzystania czasu pracy specjalistów. z kolei konieczność ofertowania równolegle dla wielu klientów może prowadzić do ryzyka nakładania się prac w kilku projektach w tym samym czasie.

3. Nowe wyzwania dla inżynierów

Nowe technologie wymagają nowych umiejętności i specjalizacji, a tradycyjnie wykształceni inżynierowie muszą dostosować się do nowych narzędzi i procesów. Firmy muszą zatem inwestować w ciągłe kształcenie pracowników lub poszukiwać specjalistów z najnowszymi kompetencjami, co wiąże się z wieloma trudnościami.

Współczesna elektroenergetyka, obejmująca m.in. obiekty z jednostkami wytwórczymi i stacje elektroenergetyczne, a także przemysł, korzysta z rozwiązań informatycznych, które nieprzerwanie monitorują i kontrolują pracę układów elektroenergetycznych.

Nowoczesne technologie EAZ (Elektroenergetyczna Automatyka Zabezpieczeniowa) odgrywają kluczową rolę w zwiększaniu niezawodności, bezpieczeństwa i efektywności działania układów elektroenergetycznych. Współczesne układy zabezpieczeń, automatyki i monitoringu są zintegrowane z rozwiązaniami informatycznymi, co zapewnia ich wysoką efektywność i funkcjonalność.

Coraz częściej wprowadza się różnorodne detektory służące do bieżącego monitorowania stanu technicznego transformatorów, wyłączników i innych kluczowych komponentów. Dzięki dedykowanemu oprogramowaniu, umożliwiają one permanentną rejestrację danych oraz analizę predykcijną, co pozwala na identyfikację potencjalnych problemów zanim dojdzie do awarii. Taki system znacząco zwiększa bezpieczeństwo i niezawodność sieci oraz umożliwia bardziej efektywne planowanie konserwacji.

Systemy diagnostyczne coraz częściej są wspierane przez sztuczną inteligencję (AI) oraz uczenie maszynowe (ML), które potrafią wykrywać nie tylko klasyczne awarie (np. zwarcia), ale także bardziej subtelne problemy, takie jak niestabilność sieci, spadek jakości energii czy postępującą degradację łożysk silników, wykrytą na podstawie pomiarów elektrycznych.

Wraz z rosnącym wykorzystaniem technologii informacyjnych i automatyki, wzrasta także liczba zagrożeń. Coraz częstsze ataki cybernetyczne na infrastrukturę krytyczną wymagają większych inwestycji w nowoczesne technologie zabezpieczeń, a także w odpowiednie procedury zarządzania ryzykiem oraz reagowania na incydenty.

Kluczowe jest, aby nowoczesne systemy EAZ były projektowane z myślą o ochronie przed atakami hakerskimi. w tym kontekście istotne jest zastosowanie zasad zarządzania dostępem (np. uwierzytelnianie wieloskładnikowe), szyfrowanie danych oraz monitorowanie podejrzonej aktywności w czasie rzeczywistym. Decyzje te powinny być określone w specyfikacjach warunków zamówienia, a eksperci branżowi powinni uczestniczyć w tym etapie procesu, aby uchronić zamawiającego przed rozwiązaniami podatnymi na zagrożenia cybernetyczne.

Coraz częściej spotyka się wymóg przeprowadzenia analizy oceny bezpieczeństwa, np. przy wykorzystaniu metodyki OSSTMM 3.0. Wyniki pomiarów i dokumentacji analitycznej są następnie dołączane do dokumentacji jakościowej.

W dobie cyfryzacji i automatyzacji, obszary inżynierii elektroenergetycznej oraz cyberbezpieczeństwa stają się ze sobą nierozdzielnie powiązane. w miarę jak infrastruktura energetyczna staje się coraz bardziej zależna od nowoczesnych technologii informacyjnych, inżynierowie elektroenergetycy muszą posiadać solidne zrozumienie zagrożeń związanych z cyberbezpieczeństwem.

Specjaliści odpowiedzialni za konfigurację urządzeń i uruchamianie układów EAZ są coraz częściej zobowiązani do głębszego zaangażowania w zagadnienia komunikacji cyfrowej. Zaczynając od implementacji protokołu IEC 61850 (w tym obsługi sygnałów typu GOOSE), a kończąc na pełnej cyfryzacji stacji, gdzie takie aplikacje stają się już częścią krajowej energetyki.

W kontekście cyberbezpieczeństwa, inżynierowie elektroenergetycy muszą również zadbać o zgodność systemów z obowiązującymi normami i regulacjami dotyczącymi bezpieczeństwa IT w infrastrukturze krytycznej. Warto zaznaczyć, że SPIE Energotest wdrożyło system zarządzania bezpieczeństwem informacji zgodny z normą ISO 27001, co pomaga chronić wrażliwe dane i zapewnia odpowiednie środki ochrony. Ponadto firma posiada zdolność do ochrony informacji niejawnych, co zostało potwierdzone Świadectwem Bezpieczeństwa Przemysłowego wydanym przez ABW.

Nowe technologie wprowadzają nowe możliwości, ale równocześnie stawiają przed projektami szereg nowych wyzwań. w miarę jak technologia się rozwija, rosną wymagania, a projekty muszą uwzględniać oczekiwania wielu interesariuszy – zarówno wewnętrznych (np. menedżerów, pracowników), jak i zewnętrznych (np. klientów, regulatorów). Wymagania te mogą się różnić, a nawet zmieniać w trakcie realizacji projektu, co może prowadzić do konfliktów, które wymagają bieżącego rozwiązywania i efektywnego zarządzania.

Projekty stają się coraz bardziej zaawansowane, a ich realizacja wymaga specjalistycznej wiedzy, zwłaszcza w kontekście integracji z istniejącymi systemami, platformami i technologiami. Wzrost złożoności projektów wiąże się również z większym ryzykiem – zarówno technicznym, jak i operacyjnym. Projekty muszą spełniać bardzo wysokie standardy jakościowe i być realizowane terminowo, jednocześnie borykając się z nieprzewidywalnymi problemami dotyczącymi jakości, dostępności zasobów czy budżetu.

W polskiej energetyce prace często są realizowane przez zespoły rozproszone geograficznie, a ich członkowie mogą pochodzić z różnych stref czasowych, kultur i środowisk. Taka dystrybucja zespołów sprawia, że komunikacja staje się bardziej skomplikowana, a koordynacja działań i zarządzanie różnicami międzykulturowymi stają się dodatkowymi wyzwaniami. Wymaga to elastycznego podejścia, zarówno w kontekście zarządzania projektem, jak i w tworzeniu odpowiednich narzędzi do efektywnej współpracy.

Proces projektowy musi również działać w ramach określonych uwarunkowań prawnych, co wiąże się z koniecznością bieżącego śledzenia zmian w przepisach, normach i regulacjach. Nowe przepisy mogą wprowadzać dodatkową warstwę skomplikowania, wymuszając na zespole projektowym ciągłą aktualizację wiedzy i dostosowywanie projektów do nowych wymagań.

Złożoność projektów jest naturalnym efektem postępu technologicznego oraz zmieniających się potrzeb rynku. Aby skutecznie radzić sobie z tymi wyzwaniami, niezbędne jest odpowiednie zarządzanie zasobami. SPIE Energotest stawia na interdyscyplinarne zespoły, które integrują wiedzę różnych działów i specjalistów. Takie podejście pozwala na szybsze rozwiązywanie problemów oraz lepsze dostosowywanie projektów do dynamicznie zmieniających się warunków.

4. Miejsce SPIE Energotest w energetyce

SPIE Energotest sp. z o.o. od początku swej działalności uczestniczy w modernizacjach jednostek wytwórczych i z tą działalnością najczęściej był utożsamiany. Nasi inżynierowie uczestniczyli w modernizacjach i budowie niemal wszystkich dużych jednostek wytwórczych w polskich elektrowniach ciepłych, a także w wielu elektrowniach wodnych.

W tym okresie firma zbudowała solidne fundamenty wiedzy i stała się jedną z wiodących firm inżynierskich w kraju działającą na rynku generacji.

Z biegiem czasu firma rozwijała ofertę usług dla przemysłu oraz w zakresie przesyłu i dystrybucji energii. w ostatnich latach, wraz ze wzrostem znaczenia odnawialnych źródeł energii, również o obszar energetyki odnawialnej.

Renoma SPIE Energotest to efekt pracy wysoko wyspecjalizowanej kadry inżynierskiej oraz wieloletniego doświadczenia w obszarze infrastruktury elektroenergetycznej.

Korzystanie z własnych zasobów inżynierskich w trakcie realizacji prac sprawiło, że SPIE Energotest stał się swoistym centrum wiedzy, skupiającym inżynierów o ogromnym doświadczeniu projektowym i realizacyjnym. Dzięki wieloletniej pracy przy złożonych projektach firma zgromadziła unikalne kompetencje, które pozwalają nie tylko skutecznie realizować zadania, ale również dzielić się wiedzą i budować trwałą wartość dla klientów.

Łączenie wielu specjalistycznych kompetencji w ramach jednej organizacji umożliwia SPIE Energotest prowadzenie kompleksowych projektów obejmujących szeroki zakres usług i technologii. Dzięki temu firma może efektywnie zarządzać całym cyklem życia projektu – od wstępnych analiz koncepcyjnych i projektowania układów, poprzez realizację dostaw, nadzory montażowe i testy funkcjonalne, aż po pełne uruchomienie, odbiory końcowe oraz wsparcie serwisowe.

Takie podejście gwarantuje klientom spójność realizacji, pełną kontrolę nad jakością oraz wysoką efektywność operacyjną – niezależnie od stopnia złożoności projektu.

5. Inżynieria w pionie automatyki elektroenergetycznej SPIE Energotest

Działalność pionu automatyki elektroenergetycznej w SPIE Energotest prowadzona jest w dwóch głównych obszarach. Jednym z nich jest elektroenergetyka, obejmująca projektowanie, produkcję oraz uruchamianie układów wzbudzeń i regulacji napięcia generatorów oraz silników synchronicznych, a także układów rozruchowych silników asynchronicznych i regulatorów napięcia transformatorów. Obszar ten jest realizowany przez Dział Układów Energoelektronicznych, zlokalizowany głównie w Oddziale w Dobrzewinie.

Zakres tej działalności wymaga od specjalistów łączenia wielu interdyscyplinarnych kompetencji – w szczególności zaawansowanej wiedzy z zakresu energoelektroniki, automatyki oraz elektroniki, jak również umiejętności projektowania, testowania i obsługi zaawansowanych układów automatyki elektroenergetycznej.

Drugim kluczowym obszarem działalności pionu automatyki elektroenergetycznej jest kompleksowe uruchamianie układów elektroenergetycznych, obejmujących zarówno układy wyprowadzenia mocy, jak i systemy elektroenergetyczne stacji przyzakładowych, dystrybucyjnych oraz przesyłowych.

Prace te realizowane są przez specjalistów Działu Automatyki Elektroenergetycznej i obejmują pełen zakres działań – od analizy dokumentacji technicznej, przez wykonanie badań pomontażowych, konfigurację i sprawdzenie poprawności działania urządzeń EAZ, aż po przeprowadzenie prób funkcjonalnych, testów z użyciem prądu i napięcia pierwotnego oraz końcowych testów odbiorczych. Dział zapewnia również wsparcie serwisowe po zakończeniu uruchomień, gwarantując niezawodność i ciągłość pracy uruchomionych instalacji.

Działalność pionu automatyki elektroenergetycznej obejmuje wszystkie typy obiektów infrastruktury elektroenergetycznej – od wytwarzania i regulacji, przez przesył i dystrybucję, aż po końcowy odbiór energii elektrycznej. Każdy z tych obszarów wymaga specyficznych kompetencji oraz działań, które są kluczowe dla zapewnienia ciągłości dostaw energii, jej wysokiej jakości oraz zgodności z obowiązującymi normami i standardami technicznymi.

Ze względu na charakter naszej działalności, skoncentrowanej na infrastrukturze krytycznej, a także obowiązujące klauzule poufności i umowy o zachowaniu tajemnicy, prezentacja szczegółowego portfolio realizowanych projektów jest niemożliwa. W wielu przypadkach zapisy umowne uniemożliwiają nawet ujawnienie samego faktu uczestnictwa w danym przedsięwzięciu.

6. Doświadczenia kadry inżynierskiej SPIE Energotest

6.1. Elektrownie ciepłe i elektrociepłownie, bloki gazowo-parowe, generatory gazowe

Realizowaliśmy dostawy i prace na niemal wszystkich dużych elektrowniach i wielu elektrociepłowniach w kraju (ponad 50 obiektów, kilkaset realizacji), a także uczestniczyliśmy w modernizacjach elektrowni m.in. w: Estonii, Litwie, Bułgarii, Turcji, Francji, Grecji, Macedonii Północnej, Arabii Saudyjskiej. Zmodernizowaliśmy:

- ponad 130 układów wyprowadzenia mocy,
- ponad 200 układów synchronizacji,
- układy wzbudzenia i regulacji napięcia generatorów (Elektrownie, EC i EW),
- ponad 120 układów,
- setki regulatorów napięcia transformatorów dużej mocy,
- kilkaset układów przełączania zasilania.



Rys. 1. Elektrownie konwencjonalne i gazowe oraz elektrociepłownie

Dla wytwórców energii SPIE Energotest jest uznanym dostawcą cyfrowych układów wzbudzenia i regulacji napięcia typu ETW przeznaczonych do generatorów średniej i dużej mocy. Zawierają one wszystkie funkcje niezbędne do sterowania, regulacji i zabezpieczenia układu wzbudzenia generatora. Posiada również funkcje pozwalające na samoczynne dopasowanie się nieaktywnego trybu pracy do aktywnego. Współpracują z tradycyjnymi wzbudnicami oraz z wzbudnicami bezszczotkowymi.



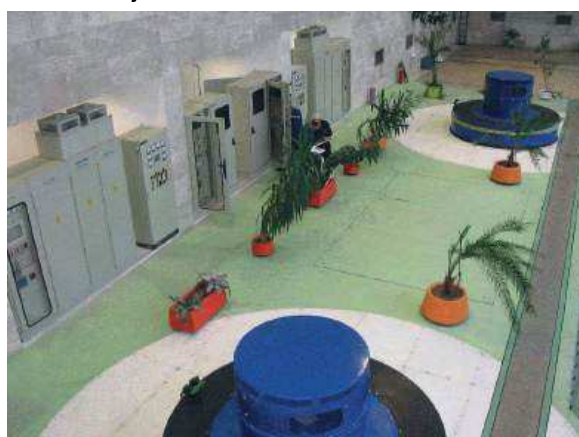
Rys. 2. Układy wzbudzeń generatorów

6.2. Elektrownie wodne

Doświadczenia zebraliśmy również w trakcie modernizacji blisko 80 hydrozespołów elektrowni przepływowych i szczytowo-pompowych, z czego ok. 30% poza granicami kraju (Turcja - 5 bloków, Macedonia Północna - 18 bloków). W ramach projektów zmodernizowaliśmy kilkadziesiąt układów wzbudzeń hydrozespołów. Podejmujemy się prac inżynierskich nie tylko w dużych elektrowniach zawodowych, ale również w małych elektrowniach generacji rozproszonej, gdzie – choć skala przedsięwzięć jest mniejsza – problemów technicznych nie brakuje.



Rys. 3. HPP Spilje – szafy EAZ pól 110 kV



Rys. 4. HPP Globocica – szafy EAZ bloków

6.3. Przemysł

Zrealizowano setki projektów w zakresie modernizacji układów zabezpieczeń, synchronizacji, rejestracji i przełączania zasilania w kilkudziesięciu dużych zakładach przemysłowych w branżach: chemicznej, hutniczej, samochodowej, cementowej i in..

SPIE Energotest od wielu lat dostarcza również układy rozruchu ETS i ETA dla silników dużej mocy, w sumie ponad 50 aplikacji. Rozwiązanie łączy w sobie układ sterowania i zabezpieczeń, panel operatorski, wzбудnicę tyrystorową z układem zabezpieczeń i styczniki. w przypadku układów ETA dla silników asynchronicznych w dodatkowej szafie (szafach) znajduje się rozrusznik rezystorowy (alternatywnie wiroprowdowy lub wodny)



Rys. 5. Układ rozruchowy typu ETR dla silnika dużej mocy



Rys. 6. Układ wzbudzenia silnika synchronicznego ETS

6.4. Przesył i dystrybucja

Od lat uczestniczymy w dziesiątkach modernizacji stacji elektroenergetycznych zarówno u krajowych Operatorów Systemów Dystrybucyjnych, jak i u Operatora Systemu Przesyłowego PSE, choć realizowaliśmy również zagraniczne dostawy szaf automatyki zabezpieczeniowej wraz z ich uruchomieniem na stacje wysokich napięć, np. dla TCN Transmission Company of Nigeria (Umahia, Alaoji) 132 kV, czy dla MEPSO Macedonian Electricity Transmission System Operator (Vrutok, Tikvesh, Globocica, Spilje) 220/110 kV.



Rys. 7. Nastawnia obsługująca m.in. rozdzielnię 110kV przed i po modernizacji

Posiadamy doświadczenia z uruchamianiem stacji z izolacją powietrzną i gazową GIS.



Rys. 8. Stacja Umahia 132 kV z izolacją powietrzną



Rys. 9. Rozdzielnia typu GIS

Bezpośrednio lub jako podwykonawca realizujemy prace na rzecz PSE oraz operatorów systemów dystrybucyjnych, dostarczając rozwiązania zgodne z obowiązującymi standardami technicznymi i najnowszymi wymogami cyberbezpieczeństwa. Eksperti SPIE Energotest doskonale znają te wymagania z praktyki, co pozwala skutecznie minimalizować ryzyko odrzucenia dokumentacji lub konieczności wprowadzania poprawek. w rezultacie proces uzyskiwania zgód, odbiorów i przełączeń przebiega sprawniej i szybciej.

6.5. Generacja fotowoltaiczna

Wraz z początkiem transformacji energetycznej i dynamicznym rozwojem OZE, SPIE Energotest aktywnie angażuje się w realizację projektów związanych z wyprowadzeniem mocy z farm fotowoltaicznych. Oferujemy kompleksową obsługę tych inwestycji – od opracowania projektu, przez dostawy i montaż, aż po uruchomienie instalacji i uzyskanie ostatecznych pozwoleń na eksploatację.

Jednym z takich przykładów jest kompleksowe wykonanie układu wyprowadzenia mocy z farmy fotowoltaicznej 500kW w ZM Łuków.



Rys. 10. Zakłady Mięsne Łuków



Rys. 11. Mikrosieć

Wspólnie z innymi pionierami zrealizowaliśmy również pilotażowy projekt mikrosieci, łączącej odnawialne źródła energii – farmę fotowoltaiczną i turbiny wiatrowe – z grupą lokalnych odbiorców. Stabilność tego wydzielonego obszaru zapewniają magazyn energii oraz agregat gazowy.

6.6. Usługi eksperckie

Ekspertka działalność inżyniera elektroenergetyka obejmuje szeroki zakres specjalistycznych usług technicznych i doradczych, które wspierają projektowanie, ocenę oraz prawidłowe funkcjonowanie systemów elektroenergetycznych.

Specjaliści SPIE Energotest realizują usługi eksperckie na różnych etapach cyklu życia inwestycji – od fazy projektowej, przez realizację, aż po eksploatację. W szczególności obejmują one:

Projektowanie i doradztwo

Kompleksowe opracowanie wielobranżowej dokumentacji projektowej obejmujące zarówno aspekty techniczne, jak i formalno-prawne, na każdym etapie realizacji inwestycji. W zakres tych prac wchodzi m.in. analizy zwarcia i rozprężowe oraz koordynacja zabezpieczeń.

Budowa i uruchomienia obiektów

- analiza projektów wykonawczych,
- weryfikacja poprawności działania automatyki EAZ, sterowania, rejestracji i sygnalizacji,
- ocena zgodności z normami (np. PN-EN, IEC) i przepisami prawa energetycznego,
- montaż i nadzór nad pracami montażowymi,
- pełnienie funkcji Inżyniera Kontraktu.

Testy odbiorowe i okresowe testy SGU

Kompleksowe opracowanie i uzgodnienie z operatorem systemu programów testów odbiorowych modułów wytwarzania energii. Wykonanie i nadzór nad realizacją testów.

W szczególności, w projektach związanych z przyłączeniem modułów wytwarzania energii do Krajowej Sieci Elektroenergetycznej kompleksowo realizujemy zadania:

- opracowanie i uzgodnienie programów prób i testów zgodnie z wymaganiami IRIESP i kodeksu sieciowego NC RfG,
- udział w próbach i testach na obiekcie w roli świadka potwierdzającego zgodność realizacji prób i testów z uzgodnionymi programami,
- rejestracja wybranych wielkości parametrów elektrycznych i udokumentowanie przebiegu prób i testów,
- opracowanie raportów z wykonanych prób i testów wraz z końcową oceną spełnienia wymagań.

Testów potwierdzających zdolność modułów wytwarzania energii do spełnienia wymagań stawianych w „Planie obrony systemu” lub „Planie odbudowy”.

Usługi posprzedażowe

Obsługa nowoczesnych zabezpieczeń cyfrowych wymaga wysokich kwalifikacji od osób odpowiedzialnych za ich eksploatację. Niestety, ograniczanie liczby służb technicznych Klienta prowadzi często do osłabienia ich efektywności. W takiej sytuacji praktycznym i skutecznym rozwiązaniem jest powierzenie tych zadań wyspecjalizowanym firmom inżynierskim.

Proces wsparcia ze strony SPIE Energotest nie kończy się wraz z oddaniem instalacji do eksploatacji. Usługi posprzedażowe stanowią kluczowy element budowania długofalowej relacji z klientem – co ma szczególne znaczenie w tak wymagającej branży, jak elektroenergetyka.

Po zakończeniu inwestycji klienci mogą nadal liczyć na dostęp do specjalistycznej wiedzy inżynierskiej, obejmującej m.in.:

- przeglądy okresowe oraz ocenę stanu technicznego urządzeń i instalacji elektroenergetycznych,
- analizę ewentualnych awarii i identyfikację ich przyczyn,
- bieżące wsparcie serwisowe realizowane w ramach zawartych umów serwisowych.

Regularne monitorowanie pracy przekładników, poawaryjna analiza danych zapisanych w rejestratorach zdarzeń i zakłóceń, a także sprawna sygnalizacja układów samokontroli znacząco zwiększają wykrywalność nie tylko awarii wewnętrznych przekładników, ale również usterek w obwodach zewnętrznych czy błędnych nastawień zabezpieczeń.

Doświadczenia SPIE Energotest pokazują, że awaryjność urządzeń automatyki zabezpieczeniowej (EAZ), zwłaszcza tych eksploatowanych dłużej niż 10 lat, może sięgać nawet kilku procent rocznie w stosunku do całkowitej liczby zainstalowanych urządzeń.

6.7. Podsumowanie

Zatrudnienie ekspertów w projekcie znacząco zwiększa szanse na jego powodzenie, szczególnie w przypadku skomplikowanych technicznie przedsięwzięć, obarczonych ograniczeniami czasowo-budżetowymi. Specjaliści zapewniają dostęp do najnowszej wiedzy i technologii, co przekłada się na innowacyjność, konkurencyjność oraz zgodność z aktualnymi normami branżowymi i regulacjami prawnymi.

Profesjonalne doradztwo techniczne minimalizuje ryzyko błędów projektowych, awarii oraz opóźnień, co w dłuższej perspektywie obniża koszty całkowite projektu. Eksperci wspierają również podejmowanie trafnych decyzji strategicznych i technicznych, co usprawnia zarządzanie projektem oraz poprawia komunikację z kluczowymi interesariuszami.

Dla zamawiającego obecność ekspertów to niższe ryzyko, szybsza realizacja, wyższa jakość oraz większe bezpieczeństwo inwestycji, zwłaszcza w relacjach z wymagającymi partnerami.

Współczesne inżynierowie branży elektroenergetycznej muszą dysponować szeroką wiedzą zarówno z zakresu elektroenergetyki, jak i technologii informacyjnych. Oprócz projektowania i utrzymywania niezawodnych systemów energetycznych, odpowiedzialni są także za ich bezpieczeństwo przed rosnącymi zagrożeniami cybernetycznymi. Ciągłe doskonalenie umiejętności technicznych oraz nadążanie za zmieniającymi się normami i regulacjami to kluczowe czynniki decydujące o bezpieczeństwie eksploatacji infrastruktury elektroenergetycznej.

Realizacja projektów z wykorzystaniem własnych zasobów inżynierskich, posiadających ogromne doświadczenie projektowe i realizacyjne, pozwala na budowanie wewnętrznej bazy wiedzy w organizacji. Łączenie wielu kompetencji przez SPIE Energotest umożliwia realizację kompleksowych projektów, obejmujących szeroki zakres usług i rozwiązań.

PS

Rolę inżynierów konsultantów nie tylko jako ekspertów technicznych, ale też jako filarów odpowiedzialnego rozwoju społecznego bardzo trafnie ujęto w Kodeksie Etycznym Międzynarodowej Federacji Inżynierów Konsultantów FIDIC, w którym podkreślono, że:

„...działalność zawodowa niezależnych inżynierów konsultantów jest warunkiem zrównoważonego rozwoju społeczeństwa i jego środowiska. Zatem aby inżynier pracował wydajnie nie tylko on sam musi stale podnosić poziom swojej wiedzy i umiejętności, ale również i społeczeństwo musi szanować uczciwość i zaufać osądowi przedstawicieli tego zawodu oraz wynagradzać ich godziwie.”

[Code of Ethics prepared by the International Federation of Consulting Engineers (FIDIC)]

Synchroniczny kompensator mocy biernej – przykład projektu i aplikacji

Synchroniczny kompensator mocy biernej – przykład projektu i aplikacji

Andrzej Fulczyk, Ireneusz Piórkowski – Energoprojekt Katowice S.A.

Streszczenie

W referacie przedstawiono projekt podłączenia synchronicznego kompensatora mocy biernej 48p+81i MVar do stacji 400/110 kV, jego układ elektryczny, cechy charakterystyczne oraz funkcje, jakie ma pełnić w SEE.

1. Wstęp

W 2023 roku EPK pozyskało zlecenie na projekt części elektrycznej oraz instalacji olejowej synchronicznego kompensatora mocy biernej o mocy 81 MVar dla zagranicznego operatora systemu przesyłowego. W ramach części elektrycznej zaprojektowaliśmy układ zabezpieczeń, synchronizacji oraz potrzeb własnych, jak również dokonaliśmy projektowej integracji dostaw układu wzbudzenia, układu rozruchowego, diesla awaryjnego, transformatorów itp.

2. Kompensator synchroniczny mocy biernej – co to jest i do czego służy?

Kompensator synchroniczny (synchronous condenser) jest to silnik synchroniczny lub generator synchroniczny pracujący bez obciążenia (na biegu jałowym), którego zadaniem jest kompensacja mocy biernej w systemie elektroenergetycznym. Regulacja współczynnika mocy odbywa się poprzez zmianę prądu wzbudzenia:

- w stanie niedowzbudzenia kompensator ma charakter odbiornika indukcyjnego,
- w stanie przewzbudzenia charakter odbiornika pojemnościowego,
- przy wzbudzeniu pośrednim charakter odbiornika rezystancyjnego.

Kompensatory synchroniczne o mocy kilku MVA spotyka się jeszcze czasami w zakładach przemysłowych, zwłaszcza tam gdzie wymagana jest płynna regulacja mocy biernej, często są to małe generatory, których niejako uboczną działalnością oprócz produkcji mocy czynnej jest wprowadzanie i regulacja mocy biernej w sieci zakładowej, które są jednak wypierane przez wielostopniowe baterie kondensatorów, a ostatnio przez rozwiązania energoelektroniczne – tak zwane STATCOMY. W zmienionych realiach transformacji energetycznej, przy coraz większym udziale źródeł odnawialnych w SEE, kompensatory synchroniczne przeżywają coś na kształt renesansu, ponieważ niektóre ich właściwości, wynikające z ich konstrukcji i zasady działania okazują się być bardzo przydatne.

- jako układ elektromaszynowy nie wprowadzają znaczących ilości wyższych harmonicznych do sieci,
- jako maszyna wirująca posiadają własną inercję, która może być znaczna po wyposażeniu ich w koło zamachowe.

Dzięki tej drugiej właściwości kompensatory synchroniczne uzyskały dodatkową funkcjonalność, która wręcz stała się ich podstawową zaletą i funkcją – dzięki dużej inercji są źródłem mocy zwarciorowej, którą mogą dostarczać przez kilka sekund, pozwalając na selektywną eliminację zwarć w systemie przez zabezpieczenia oraz zapobiegając rozpadnięciu się sieci zasilanej ze źródeł podłączonych przez falowniki.

3. Kompensator synchroniczny w stacji 400/110 kV

Pewien europejski OSP postanowił zainstalować kompensator synchroniczny o mocy 81 MVar w stacji 400/110 kV, w rejonie o niskiej gęstości zaludnienia, w pobliżu znajduje się jednak kilka farm wiatrowych, w tym farma składająca się z 26 turbin o mocy 3,3 MW każda. Kompensator został podłączony do rozdzielni 110 kV.

4. Podstawowe parametry techniczne kompensatora synchronicznego

Lp.	Parametr	Wartość	Jednostka
1.	Moc znamionowa pozorna S_n	Ok. 80	MVA
2.	Moc znamionowa bierna indukcyjna	Ok. 80	MVar
3.	Moc znamionowa bierna pojemnościowa	Ok.-50	MVar
4.	Napięcie znamionowe (+10,0% / - 10,0%) U_n	Ok. 15	kV
5.	Prąd fazowy znamionowy I_n	Ok. 3200	A
6.	Współczynnik mocy $\cos\varphi_n$	0,01	
7.	Prędkość znamionowa n_n	3000	rpm
8.	Napięcie znamionowe wzbudzenia	206	V

Lp.	Parametr	Wartość	Jednostka
9.	Prąd znamionowy wzbudzenia	987	A
10.	Współczynnik forsowania prądu wzbudzenia	2,5xI _n	
11.	Współczynnik forsowania napięcia wzbudzenia	2,5xU _n	
12.	Czas forsowania wzbudzenia	10	s
13.	Układ wzbudzenia statyczny		
15.	Moment znamionowy M _n	3	kNm
16.	Moment maksymalny M _{MAX}	Ok. 640	kNm
17.	Moment inercji J	Ok. 5600	Kgm ²
18.	Stała inercji H	3400	s
19.	Straty kompensatora (bez obciążenia)	Ok. 1050	kW
20.	Straty kompensatora (+81 MVar)	Ok. 1300	kW
21.	Straty kompensatora (-48 MVar)	Ok. 1000	kW
22.	Straty w stanie gotowości	40	kW
23.	Straty koła zamachowego na łożyskach	Ok. 300	kW
24.	Straty koła zamachowego w układzie wentylacji	Ok. 120	kW

Tab. 1. Parametry kompensatora synchronicznego



Rys. 1. Kompensator synchroniczny z kołem zamachowym na pierwszym planie

Lp.	Parametr	Wartość	Jednostka
1.	Moc znamionowa pozorna S _n	150	MVA
2.	Napięcie znamionowe GN/DN	Ok. 115 / 15	kV / kV
3.	Prąd znamionowy	734 / 6056	A / A
4.	Grupa połączeń	YNd1	
5.	Układ chłodzenia (60%*S _n / 100%*S _n)	ONAN / ONAF	
6.	Znamionowe napięcie zwarcia	5,12	%

Tab. 2. Parametry transformatora głównego

Należy zwrócić uwagę zwłaszcza na dwa spośród parametrów transformatora blokowego: moc znamionową prawie dwukrotnie większą od mocy pozornej kompensatora oraz wyjątkowo niskie jak na transformator tej wielkości napięcie zwarcia – zaledwie 5,12%. Taki dobór tych parametrów wraz ze zwiększonym do 250% pułapem forsowania wzbudzenia ma na celu zwiększenie prądu zwarcia dostarczanego przez kompensator przy jak najmniejszym spadku napięcia na elementach układu wprowadzenia mocy.

Lp.	Parametr	Wartość	Jednostka
1.	Transformator do wzbudzenia 15/0,4kV	645	kVA
2.	Statyczny układ wzbudzenia	987 206	A V
3.	Transformator do przetwornicy rozruchowej 15/3kV	6400	kVA
4.	Przetwornica rozruchowa $U_n=3kV$	6000	kW
5.	Transformator potrzeb własnych 15/0,4kV	800	kVA
6.	Transformator zasilania rezerwowego 20/0,4kV	800	kVA
7.	Agregat prądotwórczy 0,4kV	1000	kVA
8.	Rozdzielnica główna 0,4kV		
9.	Rozdzielnica technologiczna 0,4kV		
10.	Rozdzielnica zasilania awaryjnego 0,4kV		
11.	Rozdzielnica potrzeb pomocniczych 0,4kV		
12.	Rozdzielnica prądu stałego 220V DC		
13.	Baterie akumulatorowe (typ OPzS)	2 x 1200	Ah
14.	Rozdzielnica napięć gwarantowanych 230V AC		

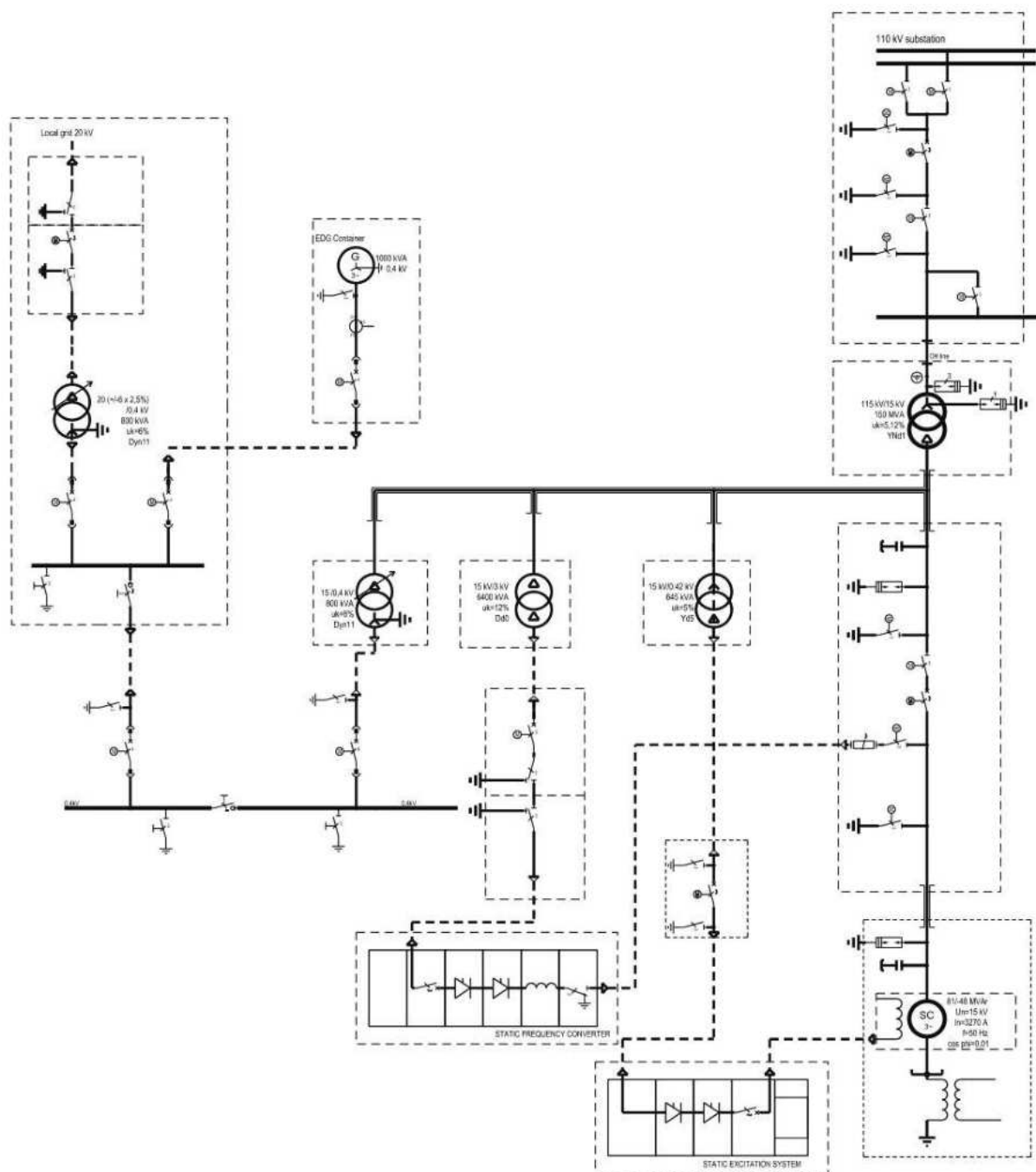
Tab. 3. Główne układy pomocnicze



Rys. 4. Widok na obiekty kompensatora synchronicznego

Budynek maszynowni zajmuje obszar o wymiarach $\sim 16 \times 31m$, budynek urządzeń elektrycznych i sterowni zajmuje obszar o wymiarach $\sim 12 \times 36m$. Cały obszar działki przeznaczony do zabudowy wszystkich obiektów kompensatora wraz z drogami dojazdowymi wynosi $\sim 120m \times 90m$.

5. Schemat zasilania i potrzeb własnych kompensatora synchronicznego



Rys. 5. Schemat zasilania kompensatora synchronicznego i jego potrzeb własnych

Zasilanie kompensatora synchronicznego realizowane jest ze stacji elektroenergetycznej 110kV linią napowietrzną ($L=250\text{m}$) poprzez transformator obniżający napięcie 115/15kV i wyłącznik kompensatora. Z odczepu szynoprzewodów głównego zasilania realizowane jest zasilanie transformatora wzbudzenia, transformatora układu rozruchowego oraz transformatora zasilania podstawowego potrzeb własnych. Statyczny układ wzbudzenia jest wyposażony w wyłącznik po stronie AC oraz wyłącznik po stronie DC. Przetwornica rozruchowa zasilana jest poprzez dwupolową rozdzielnicę SN z wyłącznikiem.

Zespół wyłącznika kompensatora jest typu generatorowego i wyposażony jest w standardowe łączniki jak wyłącznik, odłącznik liniowy, uziemniki od strony transformatora, uziemnik od strony kompensatora oraz odłącznik rozruchowy z bezpiecznikami do zasilania kompensatora podczas rozruchu z przetwornicy rozruchowej.

Układ zasilania potrzeb własnych oparty jest na głównej rozdzielnicy 0,4kV, podrozdzielnicy technologicznej 0,4kV, podrozdzielnicy potrzeb ogólnych 0,4kV, rozdzielnicy prądu stałego 220V DC

i rozdzielniczy zasilania gwarantowanego 230V AC. Układy zasilania gwarantowanego są redundantne oparte na dwóch bateriach akumulatorowych 220V DC o pojemności 1200Ah. Zasilanie rezerwowe potrzeb własnych jest realizowane z transformatora rezerwowego zasilanego z sieci operatora dystrybucyjnego oraz agregatu prądotwórczego z silnikiem Diesla. Oba źródła rezerwowe zasilają rozdzielnicę zasilania rezerwowego 0,4kV, z której zasilana jest główna rozdzielnica potrzeb własnych. Agregat prądotwórczy posiada trzy zasadnicze tryby pracy:

- praca awaryjna,
- praca testowa bez obciążenia,
- praca testowa z obciążeniem ze zwrotem energii do sieci dystrybucyjnej.

Agregat prądotwórczy wyposażony jest w automatykę automatycznego uruchomienia od zaniku napięcia na rozdzielnicy głównej 0,4kV, automatykę bezprzerwowego powrotu do zasilania sieciowego z trybu pracy awaryjnej, oraz automatykę synchronicznego przyłączenia do sieci dystrybucyjnej dla potrzeb testu z obciążeniem.

Rozdzielnica główna 0,4kV i rozdzielnica zasilania rezerwowego 0,4kV pracują w układzie rezerwy jawnej i wyposażone są automatyki SZR i PPZ realizowane na przekaźnikach zabezpieczeniowych typu Siprotec.

6. Układ synchronizacji i zabezpieczeń

Układ synchronizacji kompensatora synchronicznego nieco się różni od tradycyjnego, stosowanego w generatorach – wynika to z tego, że kompensator nie posiada własnego, regulowanego napędu. Rozruch kompensatora jest nieco zbliżony do uruchamiania turbozespołów gazowych – także tutaj występuje falownik rozruchowy o mocy 6 MW, który podłączony do kompensatora poprzez odłącznik startowy w wyłączniku generatorowym podaje napięcie o obniżonej wartości i zmiennej częstotliwości na zaciski wzbudzonej maszyny, powodując stopniowe rozpędzanie kompensatora. Tutaj jednak podobieństwa do uruchamiania turbin gazowych się kończą, ponieważ falownik rozruchowy rozpędza kompensator aż do prędkości nadsynchronicznej i dopiero wtedy się wyłącza. Wzbudzony kompensator dzięki dużej inercji zawartej w kole zamachowym stopniowo zmniejsza swoją prędkość obrotową, a synchronizator sprawdza warunki synchronizmu, mogąc regulować jedynie napięcie generatora. Kiedy kompensator zmniejszając swe obroty osiągnie prędkość synchroniczną i jeżeli zajądą przy tym zwykłe warunki do pracy synchronicznej – równość napięć, częstotliwości i odpowiedni kąt rozchyłu między wektorami napięcia sieci i kompensatora – zostaje wysłany sygnał zamknięcia wyłącznika i kompensator podejmuje pracę w systemie elektroenergetycznym. Jeżeli warunki synchronizmu nie zostają osiągnięte, a maszyna zmniejszy swą prędkość obrotową poniżej prędkości synchronicznej, proces rozpędzania za pomocą falownika rozruchowego musi zostać powtórzony. Aby do takich przypadków nie dochodziło zbyt często, nastawy synchronizatora są nieco bardziej liberalne niż w przypadku standardowych generatorów – zgodnie z wytycznymi producenta dopuszczalna różnica napięć między siecią a kompensatorem to 5%, a różnica częstotliwości – 0,5%, gdy koło zamachowe jest przyłączone i 1,1%, z kołem zamachowym wysprzęglonym, co przekłada się odpowiednio na 0,25 Hz i 0,55 Hz. Dopuszczalny kąt rozchyłu fazorów napięć wynosi 15°. Synchronizacja dokonuje się wyłącznie na wyłączniku generatorowym, ponieważ transformatory rozruchowy i wzbudzenia mogą być zasilone wyłącznie z sieci zewnętrznej 110 kV.

Układ zabezpieczeń kompensatora synchronicznego również jest zbliżony do typowego układu zabezpieczeń turbozespołu, mamy tu dwa redundantne systemy zabezpieczeń obejmujące m.in. zabezpieczenie różnicowe kompensatora, zabezpieczenie różnicowe transformatora blokowego, 100% zabezpieczenie ziemnozwarciowe stojana, zabezpieczenia nadnapięciowe i podnapięciowe, podobnie zabezpieczenia nad- i pod częstotliwościowe, od asymetrii obciążenia oraz od utraty wzbudzenia. Są też różnice. Z takich oczywistych to brak zabezpieczenia od mocy zwrotnej 32R – kompensator z racji braku napędu stale pobiera pewną moc z sieci. Nie ma tu też stopnia zabezpieczenia podimpedancyjnego sięgającego sieci – jest tylko jeden stopień z zasięgiem obejmującym 50% uzwojeń transformatora blokowego. Zabezpieczeniem chroniącym kompensator przed niewyłączonymi zwarciami zewnętrznymi jest zabezpieczenie nadprądowe zależne, przy czym nastawione jest ono w taki sposób, że przy przetężeniu na poziomie 4,1 In wyłączenie następuje dopiero po 10 sekundach – dzięki temu kompensator może pełnić swoją funkcję generowania mocy zwarciorowej dla sieci. Aby było to możliwe, zwiększone względem typowych wartości spotykanych w klasycznych generatorach są pułapy forsowania wzbudzenia – zarówno dla prądu jak i napięcia wzbudzenia wynoszą one 250%/10 s.

Odmienne od standardowego dla generatorów jest także impulsowanie zabezpieczeń – z oczywistych względów nie istnieje tu stan „Praca na potrzeby własne”, tak więc zabezpieczenia w zależności od rodzaju zakłócenia albo wyłączają sam kompensator poprzez otwarcie wyłączników generatorowego i wzbudzenia i pozostawiając zasilanie potrzeb własnych z sieci 110 kV, albo całość bloku, otwierając także wyłącznik w stacji 110 kV. Automatyka SZR zrealizowana przy pomocy sterowników polowych przełącza wówczas zasilanie potrzeb własnych na rezerwowe z sieci dystrybucyjnej 20 kV bądź w przypadku gdy napięcie to nie jest dostępne uruchamiany jest awaryjny agregat Diesla.

W skład zabezpieczeń układu wchodzi przekładniki serii Siprotec 5 – po dwa przekładniki typu 7UM85 jako zabezpieczenia generatorowe, dwa przekładniki 7UT86 dla transformatora blokowego oraz systemu szynoprzewodów, dwa przekładniki 7UT85 jako zabezpieczenie różnicowe transformatora rozruchowego 6,4 MVA oraz szereg przekładników typu 7SJ85, służących jako zabezpieczenia potrzeb własnych, układu wzbudzenia, a także wykorzystano je w roli telezabezpieczeń do wymiany rozkazów wyłączeń oraz blokad z polem wyłącznika 110 kV – Operator Systemu Przesyłowego uznał ich parametry za wystarczające.

Jako synchronizatory wykorzystano przekładniki zabezpieczeń generatora 7UM85 i dostępną tam funkcję „Synchronizing with balancing commands”.

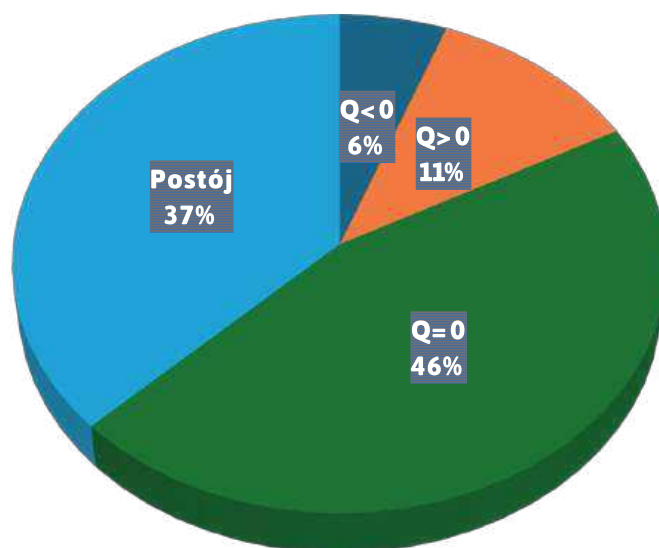
Pewną nowością dla nas, z którą jak dotąd nie spotkaliśmy się w Polsce był wymóg zainstalowania dodatkowego zabezpieczenia od oscylacji podharmonicznych – zainstalowano tu przekładnik typu S-PRO 4001 firmy ELR, dostarczony przez OSP Urządzenie to mierzy prąd i napięcie w wyłączniku blokowym od strony transformatora i w razie wystąpienia zbyt dużej zawartości podharmonicznych wyłącza kompensator.

7. Tryby pracy kompensatora

Zgodnie z założeniami do projektu, kompensator synchroniczny ma pracować następujących trybach:

- produkcja mocy pojemnościowej $Q < 0$ – przez 500 h w roku,
- produkcja mocy indukcyjnej $Q > 0$ – przez 1000 h w roku,
- praca bez kompensacji mocy biernej $Q = 0$ MVar – przez 4000 h w roku,
- postój w gotowości do załączenia oraz konserwacja – 3260 h w roku.

Udział poszczególnych trybów pracy kompensatora w przeciągu roku



Jak widać z powyższego zestawienia, najczęściej wykorzystywanym trybem pracy będzie praca bez kompensacji w gotowości do dostarczenia mocy zwarciowej do sieci.

8. Podsumowanie

W dobie wypierania tradycyjnych źródeł energii przez podłączone poprzez falowniki źródła OZE, swoisty renesans przeżywają kompensatory synchroniczne. Mają one szereg zalet – oprócz możliwości bezstopniowej regulacji produkowanej mocy biernej są także w stanie dostarczać do sieci moc zwarciową, pozwalając przez to na selektywne wyłączanie zwarć i chroniąc sieć przed rozpadem. Wady tych instalacji to wysoki koszt inwestycyjny oraz eksploatacyjny w porównaniu z konkurencyjnymi sposobami kompensacji mocy biernej, stosunkowo spora przestrzeń niezbędna dla ich zabudowy, rozbudowany układ potrzeb własnych oraz ciągły pobór mocy z sieci niezbędny do utrzymania ich w ruchu. W sieciach pozbawionych mas wirujących ich zalety są większe od ich wad, więc zapewne w miarę zwiększania się udziału OZE w produkcji energii elektrycznej kompensatory synchroniczne staną się częściej spotykanym elementem krajobrazu. Swoją drogą być może tanim sposobem na stworzenie kompensatora synchronicznego w Polsce byłoby wykorzystanie generatorów z wycofywanych bloków węglowych?

Perspektywy wykorzystania elektrowni szczytowo – pompowych w KSE

Perspektywy wykorzystania elektrowni szczytowo – pompowych w KSE

Rafał Wasiak, Kamil Jabłoński, Sławomir Samek – Energoprojekt-Warszawa SA
Janusz Kurpas – Energoprojekt-Katowice SA

Streszczenie

Referat przedstawia perspektywy wykorzystania elektrowni szczytowo-pompowych (ESP) w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE). Opisano ich rolę jako wielkoskalowych magazynów energii oraz urządzeń wspierających stabilność sieci. Scharakteryzowano budowę, typy i działanie ESP, ze szczególnym uwzględnieniem ich przydatności w kontekście wzrastającego udziału źródeł OZE. Zwrócono uwagę na funkcje retencyjne i przeciwpowodziowe zbiorników ESP. Omówiono zakres usług systemowych, które mogą być realizowane przez ESP, takich jak regulacja częstotliwości, napięcia czy praca wyspowa. Przedstawiono ograniczenia obecnych rozwiązań i potrzeby modernizacji istniejących obiektów. Zaprezentowano możliwe technologie zwiększające elastyczność pracy ESP.

1. Wstęp

Elektrownie szczytowo-pompowe (dalej: ESP) to wielkoskalowe magazyny energii, które oprócz magazynowania i oddawania energii pełnią także wiele istotnych funkcji w systemie elektroenergetycznym. Historia magazynowania energii przy pomocy ESP rozpoczęła się w latach 90. XIX wieku, a najstarsza elektrownia tego typu pracująca do dzisiaj w Engeweiher w Szwajcarii została zbudowana w 1907 r.; uznaje się ją więc za bardzo pewną i dojrzałą technologię. Przełom w tej technologii nastąpił w latach 30. XX wieku wraz z wynalezieniem odwracalnych turbin wodnych, a jej rozkwit w latach 70. XX wieku wraz z dynamicznym wzrostem zapotrzebowania na energię oraz rozwojem energetyki konwencjonalnej. Dołączane do sieci elektroenergetycznej kolejne ESP miały za zadanie wypląszczenie krzywej zapotrzebowania na energię generowaną w elektrowniach konwencjonalnych poprzez zwiększenie zapotrzebowania w dolinach krzywej (wykorzystując energię do pompowania) oraz zmniejszając szczyty zapotrzebowania (oddając zmagazynowaną energię). Od lat 70. XX wieku minęło ponad 50 lat, a obok postępu technologicznego w branży energetycznej związanego m.in. ze zwiększeniem elastyczności źródeł konwencjonalnych, transformacja energetyczna postawiła przed energetykami nowe wyzwanie, którym jest magazynowanie energii z odnawialnych źródeł energii cechujących się niestabilnością. Odpowiedzią na postawione wyzwanie jest budowa wielkoskalowych magazynów energii w postaci elektrowni szczytowo-pompowych, które od swoich starszych odpowiedników różnią się w zakresie rozwiązań wyposażenia technologicznego i możliwości świadczenia usług dla systemu elektroenergetycznego.

Przybliżając nieco układ technologiczny elektrowni szczytowo-pompowych, zgodnie z definicją zawartą w specustawie *O przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie elektrowni szczytowo-pompowych oraz inwestycji towarzyszących* (Dz. U. z 2025 r. poz. 264) elektrownia szczytowo-pompowa to „wyodrębniony zespół urządzeń wraz z obiektami powiązanymi z nimi technicznie lub funkcjonalnie dokonujący przemiany energii elektrycznej w energię potencjalną wody pompowanej do zbiornika górnego, a następnie przemiany energii potencjalnej wody magazynowanej w zbiorniku górnym (...) w energię elektryczną w wyniku spuszczenia tej wody do zbiornika dolnego”. Zgodnie z powyższym, ESP składa się z budowli hydrotechnicznych wraz z wyposażeniem elektrowni i tak, idąc w kierunku przepływającej wody podczas pracy generacyjnej elektrowni są to: ujęcie wody ze zbiornika górnego, derywacja rurociągową, elektrownia wraz z wyposażeniem oraz wylot do zbiornika dolnego wraz z niecką wypadową w dnie zbiornika. Przepływ wody w drugą stronę odbywa się poprzez te same budowle i urządzenia, które dostosowane do pracy w obu kierunkach pełnią wtedy odwrotną funkcję. Sercem każdej nowej elektrowni szczytowo-pompowej są hydrozespoły odwracalne, umożliwiające pompowanie wody (ładowanie magazynu) oraz generowanie energii (rozładowanie magazynu) przy pomocy jednego urządzenia o sprawności energetycznej cyklu sięgającej 70-85%. Elektrownie szczytowo-pompowe dzielimy na elektrownie w układzie zamkniętym, w którym przynajmniej jeden ze zbiorników nie ma dopływu naturalnego oraz elektrownie z dopływem naturalnym.

Łączna moc ESP w Polsce wynosi 1,8 GW, z czego ESP Żarnowiec (780 MW), ESP Porąbka-Żar (552 MW) oraz ESP Żydowo (165 MW) to elektrownie o obiegu zamkniętym, a pozostałe tj. ESP Solina (198 MW), ESP Dychów (90 MW) oraz ESP Czorsztyn-Niedzica (92 MW, obecnie nie pracująca w ruchu pompowym) to elektrownie z dopływem naturalnym.

Zbiorniki górne i dolne ESP mogą być zarówno naturalne jak i sztuczne, wybudowane na potrzeby inwestycji. Aktualnym trendem w tej dziedzinie energetyki jest poszukiwanie dogodnych lokalizacji umożliwiających wykorzystanie wzniesień przy istniejących zbiornikach pod budowę sztucznych, górnych zbiorników. Budowa nowych elektrowni szczytowo-pompowych w takich miejscach wymaga mniejszych nakładów pracy oraz znacznie zmniejszonego wpływu na środowisko. Liczne plany rekultywacji dawnych wyrobisk pokopalnianych oraz obecność w ich okolicy wysokich hałd powydobywczych, w sytuacji bardzo dużego zapotrzebowania na wielkoskalowe magazyny energii stanowią kolejne szanse na powstanie nowych elektrowni szczytowo-pompowych wykorzystujących sprzyjającą topografię terenu.

2. Zastosowanie zbiorników ESP w gospodarce wodnej i ochronie przeciwpowodziowej

Oprócz podstawowej roli elektrowni szczytowo-pompowych jako magazynów energii, ich zbiorniki mogą pełnić istotną funkcję w gospodarce wodnej, zwłaszcza w zakresie retencji i ochrony przeciwpowodziowej. Jest to szczególnie istotne w obliczu zmian klimatycznych, które skutkują wzrastającą częstotliwością ekstremalnych zjawisk hydrologicznych, takich jak gwałtowne opady czy długotrwałe okresy suszy.

Zbiorniki górne oraz dolne ESP zarówno w układzie zamkniętym, jak i z dopływem naturalnym, mogą być wykorzystywane do zarządzania przepływem wód powierzchniowych, ograniczania skutków powodzi oraz stabilizacji poziomu wód w okresach niedoboru. Dzięki sterowalnym procesom napełniania i opróżniania zbiorników, układy te mogą pełnić wiele funkcji, w tym retencyjną przyjmując nadmiar wody w okresach intensywnych opadów, co zmniejsza ryzyko powodzi w dolnym biegu rzeki. Z kolei w okresach suszy zgromadzona w dolnym zbiorniku woda może być stopniowo uwalniana, wspomagając utrzymanie przepływu ekologicznego oraz stabilizację poziomu wód gruntowych.

Przykładem wykorzystania zbiorników ESP do celów retencyjnych jest ESP Dychów (Polska), której dolny zbiornik jest częścią systemu zbiorników retencyjnych na rzece Bóbr, zapewniających ochronę przeciwpowodziową dla okolicznych terenów. Podobną funkcję pełni ESP Czorsztyn-Niedzica, gdzie zbiornik dolny został utworzony przez spiętrzenie rzeki Dunajec zaporą, która umożliwia regulację przepływu wody i ograniczanie skutków wezbrań rzeki.

Na świecie funkcje przeciwpowodziowe pełnią m.in. ESP Vianden (Luksemburg), której system zbiorników jest wykorzystywany do regulacji poziomu wód w dolinie rzeki Our, oraz ESP Goldisthal (Niemcy), gdzie zbiornik dolny wchodzi w skład systemu zabezpieczającego dolinę rzeki Schwarza przed powodzią. W Japonii ESP Okutataragi nie tylko magazynuje energię, ale także stabilizuje przepływ wód w systemie rzeczny Kansai, zmniejszając ryzyko powodzi i niedoborów wody.

Integracja elektrowni szczytowo-pompowych z krajową gospodarką wodną i systemem ochrony przeciwpowodziowej mogłaby stanowić istotny element strategii adaptacji do zmian klimatu. Budowa nowych ESP w lokalizacjach o wysokim ryzyku powodziowym, przy jednoczesnym projektowaniu zbiorników z uwzględnieniem funkcji retencyjnych, może znacząco zwiększyć bezpieczeństwo hydrologiczne i efektywność zarządzania zasobami wodnymi.

3. Potrzeby i oczekiwania KSE w zakresie usług regulacyjnych

W rozumieniu art. 3 Ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 roku z późniejszymi zmianami Prawo Energetyczne do zbioru usług systemowych zaliczamy:

podpunkt 23e) usługi systemowe – usługi świadczone na rzecz operatora systemu elektroenergetycznego niezbędne do funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, w tym usługi bilansujące i usługi systemowe niedotyczące częstotliwości, z wyłączeniem usług świadczonych w ramach zarządzania ograniczeniami sieciowymi aktywowanych poza zintegrowanym procesem grafikowania w rozumieniu art. 2 pkt 19 rozporządzenia 2017/2195;

podpunkt 23f) usługi systemowe niedotyczące częstotliwości – usługi systemowe wykorzystywane do:

- regulacji napięcia w stanach ustalonych,
- szybkiej iniekcji prądu biernego oraz regulacji mocy biernej,
- zapewnienia inercji w celu zachowania stabilności sieci lokalnej,
- dostarczania prądu zwarcowego,
- zapewnienia zdolności do uruchomienia bez zasilania z systemu,
- pracy w układzie wydzielonym oraz pracy wyspowej.

Zagadnienie usług systemowych podejmuje także Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 2 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, które w § 2, punkt 43 definiuje usługi systemowe jako usługi świadczone na rzecz operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, niezbędne do zapewnienia przez tego operatora prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, niezawodności jego pracy oraz utrzymywania parametrów jakościowych energii elektrycznej.

Kwestie te szczegółowo rozwinięte zostały w rozdziale „Bilansowanie Systemu i Zarządzanie Ograniczeniami Systemowymi” zawartym w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, zatwierdzonej decyzjami Prezesa URE nr DRR.WRE.4320.4.2023.LK z dnia 19 stycznia 2024 r. oraz nr DRR.WRE.4320.4.2023.LK z dnia 23 lutego 2024 r. W dokumencie tym określono szczegółowe zasady oraz wymagania dotyczące świadczenia usług systemowych.

4. Usługi systemowe

Katalog usług systemowych

OSP pozyskuje następujące usługi systemowe:

- usługę udziału w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej (dalej „usługa ARNE”),
- usługi systemowe w zakresie interwencyjnej dostawy mocy czynnej:
 - interwencyjną ofertową redukcję poboru mocy przez odbiorców (dalej „usługa IRP”),
 - interwencyjne ofertowe zwiększenie poboru mocy przez odbiorców (dalej „usługa IZP”),
- usługę w zakresie generacji wymuszonej względami systemowymi, zwaną również usługą
- dyspozycyjności jednostek wytwórczych (dalej „usługa GWS”),
- usługę pracy kompensatorowej (dalej „praca kompensatorowa”),
- usługę w zakresie odbudowy KSE.

Warunki techniczne i handlowe świadczenia usług systemowych są określone w IriESP i w umowie zawieranej pomiędzy OSP a dostawcą usług systemowych.

Energia elektryczna związana ze świadczeniem usług systemowych jest rozliczana na rynku bilansującym zgodnie z warunkami i zasadami zawartymi w TCM - warunki dotyczące bilansowania.

Jeżeli w wyniku realizacji procesu kontraktowania usług systemowych nie będzie możliwe pozyskanie zakresu usług wymaganych ze względu na zapewnienie bieżącego bezpieczeństwa pracy KSE, przy ograniczonych środkach na ten cel z taryfy OSP, wówczas OSP może wystąpić z wnioskiem do Prezesa URE o ustalenie warunków zakupu niezbędnego zakresu tych usług, w tym cen za ich świadczenie.

Koszty zakupu usług systemowych są pokrywane z przychodów z opłaty przesyłowej według stawki jakościowej taryfy OSP.

Dla poprawnej pracy systemu elektroenergetycznego szczególne znaczenie mają Warunki Dotyczące Bilansowania. Jest to dokument przygotowany przez Operatora Systemu Przesyłowego na podstawie art. 18 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania i opublikowany w dniu 14 września 2023 roku. WDB zostały zatwierdzone decyzjami Prezesa URE o znaku DRR.WRE.744.17.2023.ŁW z dnia 27 września 2023 r. oraz z dnia 26 stycznia 2024 r. Aktualny tekst jednolity uwzględnia zmiany wprowadzone w dniu 14 maja 2024 r. zatwierdzone decyzjami Prezesa URE o znaku DRR.WRE.744.5.2024.JKo1 z dnia 16 maja 2024 r. oraz z dnia 31 maja 2024 r.

Zgodnie z Warunkami Dotyczącymi Bilansowania wyróżnić można następujące usługi:

- rezerwę utrzymania częstotliwości (FCR) - regulacja pierwotna,
- rezerwę odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną (aFRR) - automatyczna regulacja wtórna:
 - rezerwę odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną typu bezpośredniego (mFRRd) - manualna regulacja wtórna,
 - rezerwę zastępczą (RR).

Za wdrożenie rezerw odpowiedzialny jest OSP zaś rolą źródeł wytwórczych jest zapewnienie i utrzymanie tych rezerw. Do celu tego wykorzystywać można ESP.

W świetle przywołanych powyżej przepisów elektrownię szczytowo-pompową możemy zaangażować do realizacji następujących przedsięwzięć:

Zarządzanie obciążeniem (load management)

Load (Peak) shifting - przesunięcie obciążenia to tymczasowe zmniejszenie zużycia energii w okresie wysokiego zapotrzebowania na moc i zwiększenie zużycia w okresie niskiego zapotrzebowania. Przesuwanie obciążenia jest typową strategią realizowaną przez systemy magazynowania energii, które w czasie wysokiego zapotrzebowania oddają moc do sieci, ładując się w okresie dolin obciążenia. Podczas zmiany obciążenia, całkowite zużycie energii elektrycznej pozostaje niemal takie samo (ze względu na sprawność instalacji), będąc jedynie „przesuniętym” na inny okres czasu.

Peak shaving – redukcja szczytów (obciążenia) to proces szybkiego zmniejszania zużycia energii przez krótki okres czasu, poprzez uruchomienie systemu wytwarzania energii w miejscu lokalizacji odbiorów lub tymczasowe zmniejszenie zapotrzebowania. Podczas „golenia szczytów” (shave – ang. golić) całkowite zużycie energii elektrycznej z sieci jest zmniejszone.

Daytrading na rynku energii – jest strategią, w której magazyn stanowi medium za pośrednictwem którego możliwe jest krótkoterminowe inwestowanie na rynku energii, zakup energii w okresie nadprodukcji przy niskiej cenie i sprzedaż w okresie dużego popytu i przy wysokiej cenie. Realizowanie strategii wymaga istnienia odpowiedniego rynku, na którym występują odpowiednie produkty (instrumenty). Daytrading jest formą strategii przesuwania obciążeń na obszarze całego rynku i ze sterowaniem rynkowym.

Generacja mocy biernej

Poprawa warunków napięciowych poprzez generację mocy biernej w ramach pracy automatyki ARNE stacji, do której ESP jest przyłączone oraz optymalizacja rozplływów mocy biernej poprzez kształtowanie rozplływów mocy biernej w funkcji ograniczania strat mocy czynnej w sieci.

Stabilizacja częstotliwości

Jest naturalną cechą źródeł synchronicznych. Generator synchroniczny posiada inercję elektryczną, co wynika z bezpośredniego powiązania częstotliwości w systemie elektroenergetycznym z prędkością kątową wirowania wirnika generatora. Ta cecha analizowanego źródła jest pożądana, przyczyniając się do poprawy stabilności częstotliwości w systemie. W przypadku zaburzenia częstotliwości, energia zgromadzona w masie wirującej hydrozespołu jest, w przypadku spadku częstotliwości, oddawana do systemu, a w przypadku wzrostu częstotliwości, pobierana, wpływając na zmniejszenie zaburzeń w bilansie mocy i ograniczając tym samym zmiany częstotliwości.

Zasilanie rezerwowe – praca wyspowa – odbudowa zasilania

Ze względu na charakter technologii, ESP ma możliwość udziału w obronie i odbudowie KSE w sytuacjach częściowego i pełnego blackout'u oraz potencjalną możliwość synchronicznej pracy wyspowej poprzez zasilanie wydzielonego fragmentu systemu lub pracy wyspowej celem podania napięcia na istniejącą elektrownię konwencjonalną o znacznych potrzebach własnych będącą w stanie beznapięciowym. W przypadku pracy wyspowej źródło musi wykazywać się bardzo szybką odpowiedzią dP/dt , df/dt , pozwalającą na bilansowanie zmienności obciążenia zasilanego obszaru. Istotną cechą ESP jest również zapewnienie obecności w systemie szybko uruchamianej rezerwy wirującej.

Aby elektrownia szczytowo-pompowa posiadała zdolność do realizacji przywołanych wcześniej usług należy ją, od strony technicznej, odpowiednio do tej funkcji przygotować.

5. Zwiększenie roli i wykorzystania Elektrowni Szczytowo-Pompowych [ESP]

Ciągle zwiększający się udział źródeł OZE (elektrownie wiatrowe i instalacje PV) charakteryzujących się produkcją niepowiązaną z aktualnym popytem na energię oraz dużą zmiennością i niestabilnością produkcji energii, wymusza poszukiwanie rozwiązań pozwalających na zapewnienie coraz większej elastyczności pracy innych źródeł energii oraz możliwości magazynowania energii w celu przesunięcia w czasie jej dostaw (pomiędzy okresem produkcji przez źródła OZE, a rzeczywistym zapotrzebowaniem odbiorców). Jako jeden ze sposobów sprostania powyższym wyzwaniom wskazać można wykorzystanie w tym celu elektrowni szczytowo-pompowych.

Do podstawowych zalet elektrowni szczytowo-pompowych zaliczyć można:

- wysoką sprawność cyklu pracy (do ok. 85%),
- krótkie czasy uruchomień i zmian trybu pracy (praca turbinowa/generatorowa, pompowa/silnikowa, kompensatorowa),
- możliwość magazynowania energii (duża i elastyczna pojemność magazynu energii),
- szybka reakcja na zaburzenia w sieci elektroenergetycznej,
- małe zużycie energii na potrzeby własne,
- długi „okres życia”.

Powszechnie stosowane obecnie w kraju rozwiązania ESP wiążą się jednak z różnymi ograniczeniami, a z punktu widzenia Krajowego Systemu Elektroenergetycznego [KSE] podstawowymi są:

- brak możliwości regulacji mocy w systemie pracy pompowej,
- ograniczony obszar regulacji mocy w systemie pracy generatorowej (w zakresie niskich obciążeń poniżej: 60% P_n – ESP Porąbka-Żar; ESP Żarnowiec; ESP Żydowo; ESP Solina; 20%-ESP Dychów),
- bardzo szybka skokowa zmiana obciążenia podczas uruchamiania i odstawiania z pracy pompowej,
- konieczność szybkiej zmiany obciążenia w zakresie niskich mocy przy pracy generatorowej ze względu na ograniczenia technologiczne (podwyższone drgania, zwiększona pulsacja ciśnienia).

W przeszłości elektrownie szczytowo-pompowe pracowały w stałych przedziałach czasowych w szczytach (praca turbinowa/generatorowa) i dolinach (praca pompowa/silnikowa) dobowego wykresu zapotrzebowania, co wiązało się z relatywnie małą liczbą uruchomień/odstawień w czasie doby (przeważnie 2 cykle). Obecne zapotrzebowanie systemu coraz częściej wymusza zmianę takiego reżimu pracy i dostosowanie się do szybkich zmian produkcji i zapotrzebowania na moc w systemie.

W związku z tym elektrownie szczytowo-pompowe coraz częściej muszą być przystosowane do:

- magazynowania energii (praca pompowa/silnikowa) w szczycie dostaw energii z elektrowni wiatrowych i PV,
- częstszego uruchamiania/zatrzymania i częstszych zmian trybu pracy w czasie doby,
- większego zakresu zmian obciążenia,
- krótszych jednorazowych czasów pracy w jednym cyklu uruchomienia/odstawienia (co wiąże się z niewykorzystywaniem pełnej dostępnej pojemności magazynu energii podczas pojedynczego cyklu pracy).

W celu realizacji powyższych wymagań związanych ze zwiększającym się udziałem źródeł OZE w miksie energetycznym podejmowane powinny być działania w kierunku zwiększenia elastyczności pracy elektrowni szczytowo-pompowych przy zachowaniu wysokiej sprawności cyklu pracy (generacja - pompowanie).

Może to być realizowane poprzez:

- rozszerzenie zakresu regulacji,
- skrócenie czasu reakcji elektrowni na zmieniające się warunki sieciowe,
- zwiększenie dopuszczalnej liczby cykli pracy w czasie doby.

W celu polepszenia regulacyjności pracy ESP, a co za tym idzie umożliwienia realizacji w szerszym zakresie usług systemowych, możliwe są do zastosowania następujące rozwiązania:

- przystosowanie hydrozespołów do większej liczby uruchomień/odstawień w ciągu doby,
- zastosowanie pracy w tzw. „zwarcu hydraulicznym”,
- zastosowanie hydrozespołów odwracalnych pracujących ze zmienną prędkością obrotową
- zastosowanie układów trójmaszynowych.

Większa liczba uruchomień/odstawień w ciągu doby

Zwiększenie liczby uruchomień/odstawień w czasie doby wiąże się głównie z większymi wymaganiami w zakresie wytrzymałości i trwałości mechanicznej dla elementów hydrozespołów i urządzeń pomocniczych (łożyska, pompy, wyłącznik generatorowy, itp.).

Jednocześnie jest to najprostsze do zastosowania rozwiązanie w planowanych do budowy elektrowniach szczytowo-pompowych. Na etapie kontraktacji dostaw i specyfikacji wymagań dla hydrozespołów należałoby określać gwarantowaną minimalną liczbę uruchomień/odstawień z pracy turbinowej i pompowej. Na dzień dzisiejszy wydaje się, że wartości te powinny być w granicach do 10 uruchomień/odstawień z każdego rodzaju pracy (turbiny i pompy) w czasie doby.

W już istniejących i eksploatowanych obiektach, które nie były projektowane na taki reżim pracy znaczne zwiększenie liczby cykli pracy w czasie doby wiąże się m.in. z możliwością częstszych awarii i odstawień oraz ze skróceniem okresów międzyremontowych ze względu na szybsze zużycie elementów co w konsekwencji oznacza skrócenie żywotności hydrozespołów.

Podczas planowanych prac modernizacyjnych takich obiektów należałoby postawić wymagania dla nowych hydrozespołów w zakresie zwiększenia liczby cykli pracy (tak jak w modernizowanej obecnie ESP Porąbka-Żar, gdzie wymagania co do liczby uruchomień/odstawień w czasie roku postawiono na poziomie 3600 dla pracy w kierunku generacji i 2000 w kierunku pompowania).

Praca hydrozespołów w systemie „zwarcia hydraulicznego”

Zwarcie hydrauliczne polega na jednoczesnej pracy hydrozespołów, jednego w kierunku pompowym a drugiego w kierunku turbinowym, przy czym oba hydrozespoły pracują na wspólne zbiorniki wody (górny i dolny).

Rozróżnia się dwa warianty zwarcia hydraulicznego: krótkiego obiegu i długiego obiegu. Zwarcie hydrauliczne w krótkim obiegu jest możliwe, gdy dwa hydrozespoły przyłączone do jednego wspólnego rurociągu mogą pracować jednocześnie w dwóch różnych kierunkach wirowania jeden turbinowym, a drugi pompowym. Wariant w długim obiegu dotyczy sytuacji, gdy hydrozespoły są przyłączone do oddzielnych rurociągów (obieg zamyka się poprzez zbiorniki górny i dolny).

W wyniku takiej pracy uzyskuje się zdolność regulacyjną elektrowni w szerokim zakresie zmian obciążenia (od mocy ujemnej pobieranej na pompowanie do mocy dodatniej generowanej i wprowadzanej do sieci). Ciekawym aspektem takiej pracy jest możliwość długotrwałej pracy z obciążeniem bliskim 0 MW. W sytuacji takiej pracy elektrownia jest w stanie błyskawicznie reagować na chwilowe zmiany obciążenia systemu zarówno w kierunku poboru jak i produkcji energii.

Praca w zwarcu hydraulicznym umożliwia ograniczenie lub wręcz wyeliminowanie częstych załączeń-wyłączeń, co wpływa na wydłużenie żywotności hydrozespołów i ich urządzeń pomocniczych.

W przypadku ESP eksploatowanych w Polsce, potencjalne zwiększenie zakresu regulacji mocy w związku z zastosowaniem systemu pracy w zwarcu hydraulicznym wynosi (w zależności od obiektu) od dwudziestu kilku do prawie osiemdziesięciu procent aktualnie dostępnego zakresu regulacji mocy dla każdej z istniejących elektrowni. Nadmienić należy, że są to wartości teoretyczne uwzględniające aktualnie

dostępne maksymalne zakresy regulacji w każdej z ESP oraz minima techniczne w pracy generatorowej. W celu potwierdzenia takiego poszerzenia zakresów regulacji należałoby oczywiście przeprowadzić pomiary, badania i testy praktyczne.

Istotnym aspektem pracy w zwarcu hydraulicznym jest fakt, że w celu zapewnienia regulacji mocy w trybie pracy pompowej wykorzystywane są co najmniej dwa hydrozespoły, tak więc w elektrowni szczytowo-pompowej gdzie każda z maszyn jest pompo-turbiną regulację mocy w pracy pompowej mamy realnie dostępną w tym samym momencie tylko na „co drugiej z nich”.

Jednoczesną regulację mocy w pracy pompowej na każdej z maszyn zapewnić może zastosowanie hydrozespołów pracujących ze zmienną prędkością obrotową lub układy trójmaszynowe.

6. Hydrozespoły odwracalne pracujące ze zmienną prędkością obrotową

W zakresie konstrukcji hydrozespołów pracujących ze zmienną prędkością obrotową wyróżnić można dwa rozwiązania:

- DFIM (Double Fed Induction Machine) – jest to maszyna asynchroniczna (indukcyjna) z podwójnym zasilaniem, wykorzystująca inwerter po stronie wirnika. Prędkość obrotowa regulowana jest w zakresie $\pm 10\%$. Wzbudzenie generatora realizowane jest prądem przemiennym podłączonym do trójfazowego uzwojenia wirnika. Ze względu na to, że są to maszyny asynchroniczne nie mogą one pracować na sieć wydzieloną. Ograniczenie to można wyeliminować poprzez zabudowę w elektrowni szczytowo-pompowej zarówno hydrozespołów zmiennoobrotowych DFIM jak i maszyn stałobrotowych wyposażonych w generatory synchroniczne. Rozwiązanie takie zastosowano np. w elektrowni szczytowo-pompowej Goldisthal w Niemczech. W elektrowni tej o mocy 1060 MW zainstalowane są dwa hydrozespoły odwracalne wyposażone w stałobrotowe generatory synchroniczne oraz dwa hydrozespoły odwracalne DFIM z układami zmiennoobrotowymi. Dzięki takiemu rozwiązaniu praca na sieć wydzieloną lub świadczenie usługi odbudowy systemu (black-start) możliwy jest do realizacji przez dwa hydrozespoły odwracalne z generatorami synchronicznymi (stałobrotowymi),
- SMFI (Synchronous Machine with Full power Inverter) - jest to maszyna synchroniczna, która wykorzystuje tyrystorowy przetwornik mocy (na pełną moc maszyny) po stronie stojana. Prędkość obrotowa regulowana jest w pełnym zakresie $\pm 100\%$.

Zastosowanie w elektrowniach szczytowo-pompowych hydrozespołów odwracalnych zmiennoobrotowych pozwala na osiągnięcie wysokiej elastyczności pracy i sprawności, poprzez:

- regulację mocy i wydajności w systemie pracy pompowej,
- możliwość pracy hydrozespołów przy większych wahaniami spadów co wiąże się z lepszym wykorzystaniem pojemności zbiornika górnego,
- przystosowanie hydrozespołu do szerszego zakresu zmian częstotliwości w sieci w systemie pracy pompowej,
- zwiększenie zakresu zmian obciążenia w systemie pracy generatorowej (nawet poniżej $10\%P_n$ – np. ESP Vianden w Luksemburgu),
- wzrost sprawności w trybie pracy generatorowej dla niskich mocy (do ok. 8% przy $10\%P_n$ – ESP Vianden),
- zwiększenie szybkości reakcji na zmianę zadanej mocy czynnej (reakcja praktycznie bezzwłoczna).

Powyższe cechy elektrowni szczytowo-pompowych wyposażonych w jednostki zmiennoobrotowe wydają się bardzo pożądane dla pracy KSE. Poprzez możliwość głębokiej regulacji mocy czynnej w systemie pracy generacyjnej/turbinowej możliwe jest wydłużenie czasu pracy elektrowni. Wiąże się to z wolniejszym wykorzystywaniem rezerwy wody (mocy) co z kolei zapewnia dłuższy czas dostępu do regulacji mocy. Z kolei regulacja mocy pobieranej w systemie pracy silnikowej/pompowej również zapewnia swobodny dostęp do regulacji mocy zmagazynowanej.

7. Układy trójmaszynowe

Rozwiązanie to obejmuje hydrozespół odwracalny złożony z umieszczonych na wspólnym wale (lub wałach sprzęgniętych sprzęgłami lub przekładniami hydrokinetycznymi) oddzielnie: pompy, turbiny i silnika/generatora. W odróżnieniu od hydrozespołów odwracalnych (stało- czy zmiennoobrotowych) wirniki hydrozespołów trójmaszynowych wirują w tym samym kierunku zarówno w pracy turbinowej jak i pompowej. Wiąże się to ze znacznym skróceniem czasów przejść pomiędzy poszczególnymi rodzajami pracy (postój-turbina; postój-pompa; turbina-pompa; pompa-turbina), a co za tym idzie zwiększeniem elastyczności pracy. Skrócenie czasów, o których mowa powyżej najbardziej widoczne jest dla trybów wymagających zmiany kierunku wirowania hydrozespołów stało- czy zmiennoobrotowych. W przypadku zmian turbina-pompa lub pompa-turbina jest to skrócenie nawet 10-cio krotne (z kilku minut do kilkudziesięciu sekund).

Ze względu na swoją konstrukcję hydrozespoły trójmaszynowe niejako automatycznie mają możliwość pracy w „zwarcu hydraulicznym”. W układzie takim uzyskuje się znacznie szerszy zakres regulacji niż

w przypadku zastosowania hydrozespołu zmienneobrotowego DFIM czy klasycznych hydrozespołów stałobrotowych.

Przykładowo dla hydrozespołu odwracalnego o mocy 150 MW w pracy turbinowej i 175 MW w pracy pompowej zakresy regulacji mocy w zależności od zastosowanego rozwiązania przedstawiają się następująco:

Rodzaj hydrozespołu	Pasma regulacji mocy czynnej w trybie pracy [MW]	
	pompowej	turbinowej
Hydrozespół trójmaszynowy	-175 – pompa -160..-25 – pompa+turbina [zwarcie hydrauliczne]	+15...+150 - turbina
Hydrozespół o zmiennej prędkości obrotowej DFIM	-175...-137 - pompa	+45...+150 - turbina
Hydrozespół o stałej prędkości obrotowej	-175 - pompa	+60...+150 - turbina

Tab. 1. Zakresy regulacji dla różnych rozwiązań konstrukcyjnych i różnych trybów pracy
[dane wg. VOITH Hydro]

8. Elektrownie szczytowo – pompowe a magazyny bateryjne

W ostatnim czasie pojawia się bardzo wiele głosów zachęających do porównywania elektrowni szczytowo – pompowych i magazynów bateryjnych pod kątem wyboru rozwiązania preferowanego. Jakkolwiek takie porównania są zasadne, to jednak każdorazowo powinny być prowadzone indywidualnie dla analizowanej lokalizacji. Uwzględnienie specyfiki miejsca może mieć kluczowe znaczenie dla wyboru rozwiązania optymalnego. Jest niewątpliwym faktem, że postęp techniczny pozwala projektować magazyny bateryjne zdolne do uczestniczenia w procesie regulacji pomimo iż nie zawierają żadnych elementów wirujących dających systemowi elektroenergetycznemu potrzebną inercję. Układy przekształtnikowe są w stanie powodować, że magazyn baterijny staje się źródłem mocy biernej, a procesy ładowania i rozładowywania mogą być inicjowane w dowolnym momencie, niezależnie od aktualnego poziomu naładowania baterii. Jeżeli ponadto zauważymy, że realizacja magazynu baterijnego przebiega szybciej aniżeli budowa elektrowni szczytowo – pompowej to mogłoby się wydawać, że przewaga tego pierwszego jest niemal oczywista. Nie jest to jednak teza do końca słuszna. Jeżeli porównamy pojemności energetyczne obu magazynów to bardzo łatwo dojdziemy do wniosku, że elektrownie szczytowo – pompowe charakteryzują się utrzymywaniem stałej pojemności przez cały okres eksploatacji, który może trwać nawet ponad 40 lat, czyli do momentu remontu kapitalnego, w przypadku wyposażenia technologicznego i zdecydowanie dłużej dla zbiorników, stanowiących najwyższą pozycję w zestawieniu kosztów inwestycyjnych. Pojemność energetyczna ESP-ów jest wymiarowana przez ilość wody jaką można zgromadzić w zbiorniku górnym, a ta pozostaje na praktycznie niezmiennym poziomie. Jeżeli zaś chodzi o magazyny bateryjne, to będziemy mieli do czynienia z ciągłą redukcją pojemności która rozpocznie się od pierwszego dnia eksploatacji. Oczywiście na początku będą to zmiany niewielkie, ale narastające z biegiem czasu. W konsekwencji będzie konieczne, po okresie eksploatacji rzędu 5-ciu lat, dokonanie wymiany znacznej części ogniw tworzących baterie. Biorąc pod uwagę możliwe kierunki dostaw musimy mieć świadomość, że rozpoczynająca się właśnie wojna handlowa stanowi duże zagrożenie dla płynnej odbudowy pojemności magazynu baterijnego. Nie ulega wątpliwości, że budowa elektrowni szczytowo – pompowej w dużej mierze opiera się na dostawach zagranicznych, ale są to zdecydowanie bardziej przewidywalne rynki, głównie europejskie.

Warto także zwrócić uwagę na utrzymanie i rozwój potencjału inżynierskiego w zakresie hydrotechniki. Budowa, w najbliższym czasie, nowej elektrowni szczytowo – pompowej z całą pewnością pozwoli na wykorzystanie wiedzy i doświadczenia osób, które, już w nieco odległej przeszłości, uczestniczyły w realizacji takich obiektów jak Żarnowiec, czy Porąbka – Żar. I jest to najprawdopodobniej ostatni moment kiedy taką sposobność mamy. W perspektywie roku, może dwóch wszyscy, którzy oprócz wiedzy teoretycznej mają także doświadczenie praktyczne, zarówno w projektowaniu jak i realizacji, przestaną być czynni zawodowo i będzie zdecydowanie trudniej osiągnąć ich poziom. Oby nie skończyło się to tym, że będziemy skazani w większości na kompetencje które będziemy musieli kupować za granicą.

Podsumowując wątek związany z porównywaniem elektrowni szczytowo – pompowych i magazynów bateryjnych należy zauważyć, że często rodzi się pokusa aby pochylić się nad kosztami inwestycyjnymi dla obu rozwiązań. Wydaje się jednak, że koncentrując się tylko na kosztach inwestycyjnych możemy stworzyć warunki prowadzące do podejmowania niewłaściwych decyzji. W przypadku baterii akumulatorów kluczowe znaczenie będą miały nakłady eksploatacyjne związane chociażby z sukcesywną wymianą ogniw. Dzisiaj nie jesteśmy przygotowani do wiarygodnego określania tych kosztów, ponieważ mamy zbyt

małą wiedzę o praktycznych zachowaniach wielkoskalowych magazynach baterijnych, które dopiero planujemy budować. Poczekajmy więc na wnioski z okresu użytkowania i wtedy spróbujmy stworzyć bazę do określania kosztów życia, a nie tylko kosztów inwestycyjnych. Ogół kosztów życia będzie zdecydowanie bardziej miarodajny dla podejmowania decyzji, których skutki będą miały charakter długofalowy.

Warto natomiast spojrzeć na porównanie istotnych aspektów technicznych, które pokazują co niesie ze sobą decyzja o wyborze rodzaju magazynu.

Parametr	Magazyn baterijny ^{*)}	Elektrownia szczytowo-pompowa
Sprawność [%]	60 ÷ 90	85
Ilość cykli ładowania i rozładowania w okresie eksploatacji	700 ÷ 6000	25 000 i więcej
Stosunek ilości energii zmagazynowanej przez czas życia do ilości energii niezbędnej do zbudowania	9 ÷ 32	704

Tab. 2. Wybrane parametry magazynów baterijnych i elektrowni szczytowo - pompowych^{*)} wartości uśrednione dla różnych rozwiązań w tym baterii litowo – jonowych

9. Podsumowanie

W referacie nie rozważano kwestii ekonomicznych związanych z zabudową poszczególnych typów wyposażenia elektrowni szczytowo-pompowych. Skupiono się na możliwościach technicznych szerszego wykorzystania elektrowni w KSE poprzez świadczenie szerszego zakresu usług i dostosowanie się do nowych wymagań zmieniającego się rynku.

Z przedstawionych pokrótce rozwiązań wynika możliwość coraz szerszego wykorzystywania pracy ESP w systemie do regulacji mocy czynnej i łagodzenia efektów dużego udziału źródeł OZE.

Najistotniejszymi kwestiami wydają się być:

- rozszerzenie zakresu regulacji mocy czynnej zarówno przy pracy generatorowej/turbinowej jak i pompowej,
- skrócenie czasu reakcji elektrowni na zmieniające się warunki sieciowe,
- zwiększenie liczby uruchomień/odstawień w czasie doby.

Osiągnięcie powyższych efektów możliwe wydaje się zarówno w już istniejących elektrowniach szczytowo-pompowych (np. poprzez modernizację lub próby zastosowania pracy w zwarcu hydraulicznym) jak i nowych planowanych do wybudowania obiektach.

Przedstawione powyżej rozwiązania uszeregować można ze względu na elastyczność (zakres regulacji) oraz czas reakcji i szybkość zmian obciążenia (od największej elastyczności i najszybszych zmian do najmniejszej elastyczności i najwolniejszych zmian) w następującej kolejności:

- hydrozespoły trójmaszynowe;
- hydrozespoły odwracalne pracujące ze zmienną prędkością obrotową SMFI,
- hydrozespoły odwracalne pracujące ze zmienną prędkością obrotową DFIM,
- klasyczne hydrozespoły odwracalne o stałej prędkości obrotowej pracujące w zwarcu hydraulicznym,
- klasyczne hydrozespoły odwracalne o stałej prędkości obrotowej.

Oprócz kluczowej roli w bilansowaniu systemu elektroenergetycznego, elektrownie szczytowo-pompowe mogą także wspierać gospodarkę wodną, pełniąc funkcje retencyjne i przeciwpowodziowe. Integracja tych aspektów w planowaniu nowych inwestycji pozwoliłaby na maksymalne wykorzystanie potencjału ESP zarówno w sektorze energetycznym, jak i hydrotechnicznym.

Literatura

- [1] Energy & Environmental Science *The energetic implications of curtailing versus storing solar- and wind-generated electricity*, 2013.

Czy użycie sformułowania „niestabilne źródła OZE” jest właściwe?

Czy użycie sformułowania „niestabilne źródła OZE” jest właściwe?

Mariusz Talaga - SPIE Energotest Sp. z o.o.
Adrian Halinka - Politechnika Śląska

Streszczenie

Referat odnosi się do posiłkowania się pojęciem niestabilności pracy odnawialnych źródeł energii (OZE). Często w opracowaniach spotyka się takie pojęcie szczególnie w kontekście oceny stabilności pracy systemów elektroenergetycznych (SEE), których takie źródła są składnikami. W literaturze dotyczącej tego tematu, termin „niestabilne źródło OZE” bywa używany w różnych kontekstach i dla różnych horyzontów czasowych, co może prowadzić do niejednoznaczności. Autorzy referatu proponują sformułowania i określenia, które mają na celu precyzyjniejsze określenie charakteru i warunków pracy tych źródeł w systemie elektroenergetycznym.

W referacie skoncentrowano się przede wszystkim na krótkookresowej obserwowalności zachowań OZE. Dla przyjętych analiz czasowych zaproponowano użycie wskaźników wykorzystujących sygnały pomiarowe, tj. napięcia, częstotliwość i moce. Pozwala to m.in. na monitorowanie warunków pracy sieci, podniesienie świadomości sytuacyjnej dla operatora, detekcji uszkodzeń lub błędnego działania sterowników OZE w nadzorowanej sieci elektroenergetycznej. Zaprezentowano przykładowe wyniki pomiarów i rejestracji dla małego źródła OZE.

1. Wstęp

Warunki pracy systemu elektroenergetycznego (SEE) a co za tym idzie jego struktura topologiczna i funkcjonalna ulega głębokim przemianom spowodowanym m.in. transformacją energetyczną w której akcentuje się znaczący udział w produkcji energii elektrycznej źródeł odnawialnych, w tym fotowoltaicznych i wiatrowych. Zgodnie z projektem strategii rozwoju polskiej energetyki do 2040 roku, opracowanym przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska transformacja energetyczna będzie opierać się na trzech filarach: sprawiedliwej transformacji, zeroemisyjności i dobrej jakości powietrza. Rynek energii elektrycznej będzie ulegał dalszej liberalizacji, m.in. poprzez wzmocnienie roli i aktywności w nim odbiorców, działań na rynku bilansującym i rynku usług systemowych oraz dalszy rozwój energetyki prosumenckiej (np. Program Mój Prąd). Konsekwencją tych działań będzie znaczący wzrost udziału odnawialnych źródeł energii w miksie energetycznym.

Projekt Polityki energetycznej Polski do 2040 roku zakłada dalszy wzrost udziału OZE - celem jest co najmniej 23 procent udziału OZE w finalnym zużyciu energii brutto już w 2030 r. Udział węgla w produkcji energii elektrycznej ma sukcesywnie spadać, aby w 2040 r. (przy scenariuszu wysokich cen uprawnień emisji CO₂) osiągnąć 11 procent [1]. Zwiększająca się liczba zdecentralizowanych jednostek generacyjnych w postaci odnawialnych źródeł energii (OZE), o zmiennej w czasie (zależnej od warunków pogodowych) produkcji energii elektrycznej powodują, że wzajemne interakcje elementów sieci elektroenergetycznej mają charakter bardziej złożony, co ma bezpośredni wpływ na zachowanie stabilności pracy takiej sieci czy całego systemu elektroenergetycznego. Rosnący udział energii elektrycznej pochodzącej z OZE w sieci dystrybucyjnej powoduje wzrost częstości występowania tzw. „backflow”, czyli przepływu zwrotnego energii w kierunku sieci przesyłowej, co może destabilizować pracę systemu elektroenergetycznego, a w konsekwencji prowadzić do lokalnych wyłączeń lub obniżenia jakości dostarczanej energii [2].

2. Stabilność systemu elektroenergetycznego

System elektroenergetyczny lub wyodrębniona z niego sieć elektroenergetyczna jest postrzegana jako układ nieliniowy dynamiczny. Ogólnie stabilność SEE jest rozumiana jako jego zdolność do utrzymania określonego stanu po wystąpieniu zakłócenia. Stan SEE jest określony wieloma zmiennymi stanu, a w szczególności wartościami modułu i argumentu napięć w węzłach sieci WN oraz wartością częstotliwości w SEE [3]. W zależności od przyjętych kryteriów wyróżnia się następujące rodzaje stabilności [3]:

- ze względu na wielkości elektryczne: stabilność kątową, częstotliwościową i napięciową,
- ze względu na wielkość zakłócenia: stabilność lokalną oraz stabilność globalną,
- ze względu na kryterium czasu zjawisk: stabilność krótkookresową oraz stabilność długookresową.

Badania, analizy i ocena stabilności pracy systemów elektroenergetycznych rozumianych jako wieloskalowe obszary połączone synchronicznie, np. obszar kontynentalnej Europy (ENTSO-E) czy wybrane obszary systemu (system krajowy, OSD itp.) koncentrują się przede wszystkim na ocenie [4]:

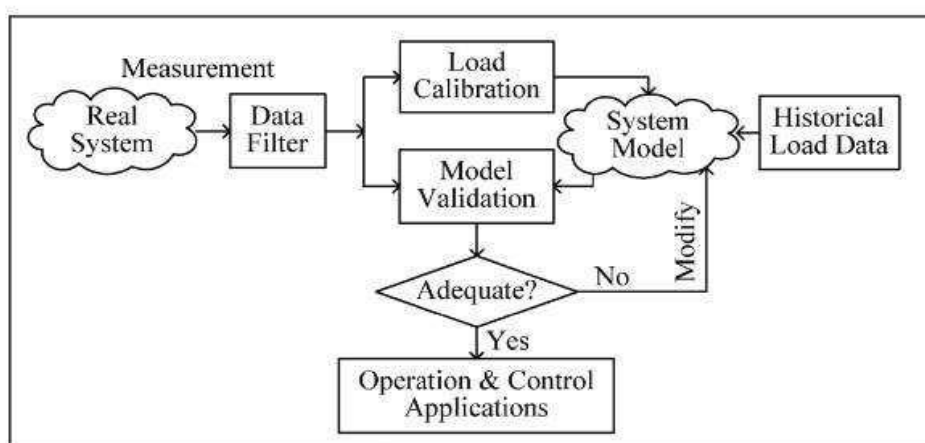
- stabilności częstotliwościowej – poprzez badania symulacyjne dynamiczne w dziedzinie czasu w zakresie stałych czasowych od pojedynczych milisekund z uwzględnieniem zjawisk i układów automatyki mających wpływ na zdolność systemu do utrzymania częstotliwości w zadanym przedziale dopuszczalnej zmienności,

- stabilności napięciowej – obejmujące symulacje statyczne i dynamiczne w dziedzinie czasu,
- stabilności przejściowej – obejmujące symulacje dynamiczne w dziedzinie czasu w zakresie stałych czasowych od pojedynczych milisekund. Badana jest zdolność do pozostawania w synchronizmie połączonych ze sobą generatorów synchronicznych. Problem stabilności kątowej związany jest z badaniami oscylacji elektromechanicznych. Wyznaczane są m.in. krytyczne czasy trwania zwarcia, pozwalające na określenie zapasu stabilności,
- stabilności małosygnałowej – obejmującej głównie symulacje dynamiczne w dziedzinie częstotliwości z wykorzystaniem zlinearyzowanego modelu badanego systemu elektroenergetycznego. W ramach tego typu analiz wyznaczane są tak zwane mody (oscylacje) o charakterze lokalnym oraz globalnym wraz z ich częstotliwością i współczynnikiem tłumienia oraz stopniem zaangażowania poszczególnych jednostek (lub całych obszarów).

Przytoczone treści wskazują, że pojęcie stabilności odnosi się do bardziej lub mniej złożonych układów elektroenergetycznych składających się z wzajemnie połączonych elektrycznie elementów współpracujących ze sobą w celu osiągnięcia zamierzonego, wspólnego celu. Zatem odnoszenie się po pojedynczych źródła OZE jako elementów stabilnych lub niestabilnych nie jest właściwe. Można odnosić się do stabilności obszaru sieciowego (systemu) zawierającego w swojej strukturze źródła OZE (o małym, średnim lub dużym nasyceniu), których obecność ma wpływ na zachowanie warunków stabilnościowych sieci elektroenergetycznej.

Obserwowany, rosnący udział produkcji energii elektrycznej w SEE z OZE zarówno na poziomie sieci dystrybucyjnej jak i przesyłowej generuje wyzwania związane z integracją takiej sieci, a co za tym idzie oceną warunków stabilnościowych jej pracy. Podejście tradycyjne, bazujące na uproszczonych modelach sieci w badaniach symulacyjnych stabilności w wielu przypadkach nie pozwala na odwzorowanie dynamiki zachowania układów energoelektronicznych (konwerterów) stosowanych w wieloskalowych źródłach OZE a co za tym idzie wzrasta niepewność oszacowania dynamiki zachowania SEE o dużym udziale takich źródeł. Wykorzystanie dokładniejszych symulacji pracy złożonych systemów (dużych sieci), opartych o elektromagnetyczne modele przejściowe wymagają dużych mocy obliczeniowych. Symulacje takie są złożone obliczeniowo i przy konieczności przeprowadzania setek scenariuszy dla każdego przypadku stają się niepraktyczne. Prowadzone są prace badawcze, m.in. w ramach projektu TenSyGrid (Tensors for System Analysis of Converter-dominated Power Grids) mające na celu opracowanie zestawu narzędzi symulacyjnych pozwalających na ocenę stabilności dużych sieci elektroenergetycznych przy użyciu modeli wieloliniowych, ujmujących złożoność dynamiki jej elementów i układów. Efektem badań w ramach projektu ma być wsparcie operatorów sieci w ocenie dużych sieci energetycznych zasilanych głównie energią odnawialną [5].

Wielka liczba źródeł typu OZE o zmiennej dostępności energii pierwotnej, często o nieznanym ustawieniach wewnętrznych regulatorów (szczególnie indywidualnych instalacji OZE) komplikuje opracowywanie modeli symulacyjnych. Zauważa się również potrzebę walidacji tych modeli [8] i/lub wyznaczania i bieżącego dostrajania ich parametrów na podstawie rejestracji synchronicznych pomiarów obszarowych z wykorzystaniem urządzeń PMU (Phasor Measurement Unit). w ramach badań których wyniki przedstawiono w artykule realizowano działania w zakresie modułu „Measurement” oraz „Historical Load Data” procesu przedstawionego na Rys. 1.



Rys. 1. Przykład procesu walidacji modeli sieci dystrybucyjnej [8].

Obserwowalna zmienność i fluktuacja produkcji energii elektrycznej, szczególnie z farm fotowoltaicznych i wiatrowych utrudnia pełne wykorzystanie potencjału energii odnawialnej. Kluczowe wydaje się właściwe zarządzanie produkcją energii z takich źródeł w kontekście zapewnienia stabilności pracy SEE.

3. Wyzwania związane z pracą OZE w SEE

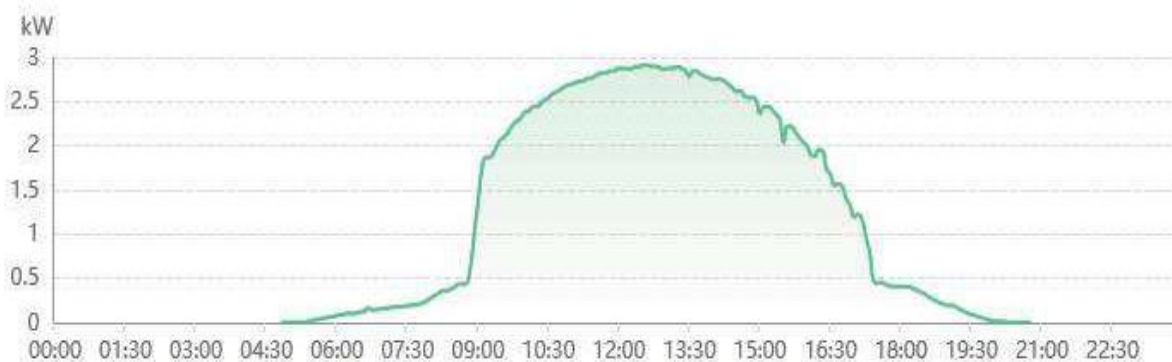
Jako podstawowe wyzwania związane z produkcją energii elektrycznej przez źródła OZE wymienia się: problem niezbalansowania wytworzonej energii w miejscu jej wyprodukowania (dotyczy szczególnie zagęszczenia na małym obszarze liczby mikroinstalacji) oraz problemy z ciągłością produkcji energii z użyciem OZE. Zagadnienia te mają duży wpływ na zachowanie warunków stabilnej pracy takich sieci. w literaturze [2] [5] [6] można spotkać szereg propozycji minimalizujących wymienione problemy.

Należy do nich, m.in.:

- magazyny energii, w tym technologie magazynowania energii w czasie rzeczywistym, takie jak cewki nadprzewodzące i superkondensatory,
- współpraca magazynów energii w ramach elastycznego zarządzania popytem (Demand Side Response). w mechanizmach DSR kluczową rolę pełnią wirtualne elektrownie (VPP), działając jako pośrednik między wytwórcami a odbiorcami energii. Dzięki zaawansowanemu zarządzaniu rozproszonymi źródłami energii oraz integracji magazynów energii, VPP znacząco wpływają na bilansowanie systemu elektroenergetycznego. Poprzez inteligentne zarządzanie zużyciem energii, VPP może wygładzać krzywą zapotrzebowania, „ścinając szczyty” w godzinach największego zapotrzebowania i „wypełniając doliny” w okresach mniejszego zużycia [2],
- rozwój sieci klasy smart,
- współdziałanie źródeł odnawialnych z konwencjonalnymi źródłami energii, w przyszłości wykorzystywanych jako źródła podszczytowe, tj. pracujące z ograniczoną mocą i częściej zatrzymywane, uruchamiane ponownie, kiedy rośnie zapotrzebowanie na moc w systemie,
- wykorzystanie źródeł kogeneracyjnych lub źródeł jądrowych o niskim śladzie węglowym,
- wykorzystanie układów CHP (Combined Heat and Power), umożliwiających osiągnięcie dużej elastyczności pracy przy zmiennym obciążeniu, zapewniając stabilne wsparcie dla źródeł odnawialnych. Istotne jest, że produkcja energii w takich jednostkach może odbywać się wykorzystując jako paliwo wodór czy biometan [6],
- modernizacja infrastruktury sieciowej.

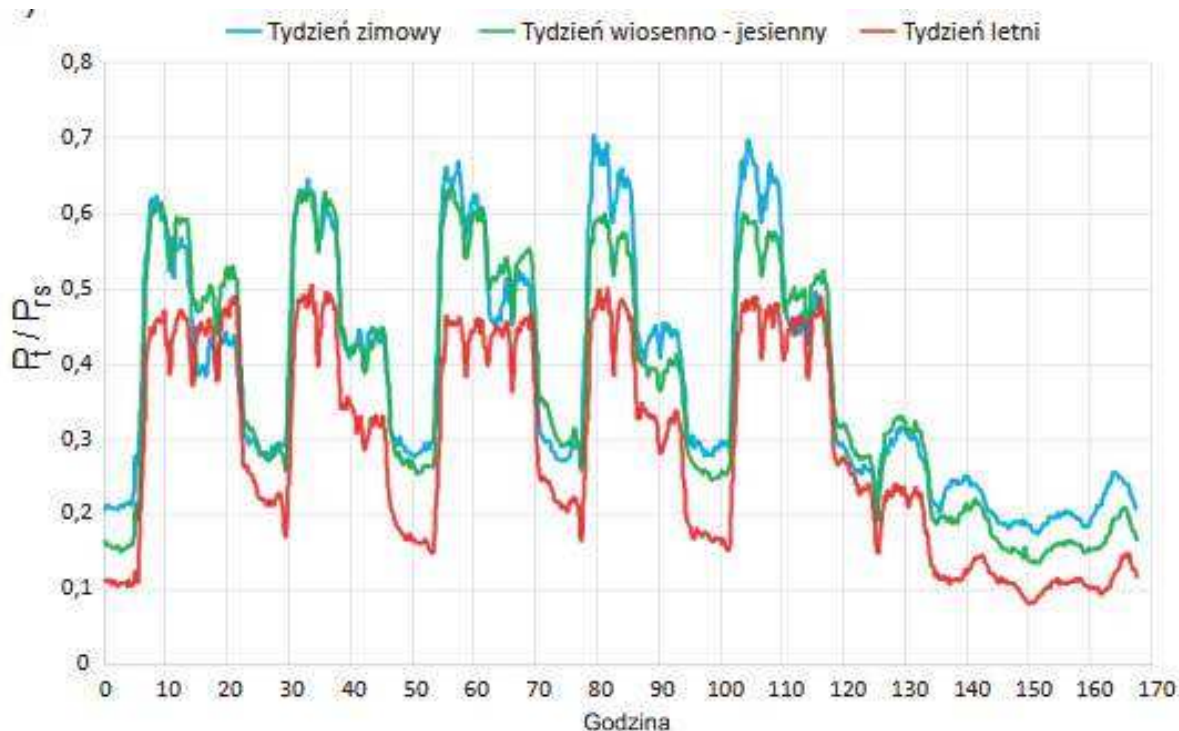
Przedstawione treści wskazują, że charakter pracy źródeł OZE stanowi duże wyzwanie dla zapewnienia stabilnej pracy SEE lub jego wyodrębnionych obszarów. Jednak częste poszukiwanie się sformułowaniu źródło niestabilne w kontekście źródeł odnawialnych, przede wszystkim w postaci farm wiatrowych lub fotowoltaicznych nie jest sformułowaniem właściwym. Cechy stabilnościowe, ich analiza i ocena są przypisane złożonym układom elektroenergetycznym a nie elementom jednostkowym.

Warunki pracy jak i lokalizacja zarówno źródeł konwencjonalnych jak i OZE mają różny wpływ na ocenę spełnienia warunków stabilnościowych pracy SEE. Zatem cechy stabilności nie można indywidualnie przypisać do samego źródła energii. Natomiast można zauważyć pewien wpływ generacji OZE na ogólne obniżenie stabilności SEE. Stosowanie przekształtników statycznych w OZE zmniejsza bowiem w sposób globalny stałą elektromechaniczną SEE traktowaną jako inercję.



Rys. 2. Przykładowa generacja z źródła PV o mocy znamionowej 3,1kW w słoneczny letni dzień

W powszechnym użyciu pojęcie niestabilności OZE zwykle dotyczy jednak innej cechy tego rodzaju źródeł. Mianowicie określenie to zazwyczaj wiąże się ze zmiennością dostępności energii pierwotnej wykorzystywanej przez OZE. W tym kontekście źródło to posiada właściwość ograniczonej mocy dyspozycyjnej zmiennej w czasie, a więc cechuje się zmiennością mocy generowanej (Rys. 2). Jednak należy zauważyć, że pewnego rodzaju zmienność jest również cechą właściwą po stronie odbiorców energii elektrycznej (Rys.3.)



Rys. 3. Tygodniowa zmienność obciążenia sieci SN zasilających odbiorców przemysłowych [7].

Zatem zmienność jest naturalną cechą SEE. Zmienność tą można rozpatrywać w różnych horyzontach czasu od długoterminowych (pory roku), poprzez tygodniowe i dzienne do sekundowych porównywalnych ze stałą czasową inercją SEE, a nawet milisekundowych odpowiadających czasom regulacji urządzeń energoelektronicznych.

Zmienność długoterminowa jest uwzględniona przez operatorów systemów, którzy odpowiednio reagują na zmiany zapotrzebowania po stronie popytowej zarządzając zasobami po stronie generacji w granicach mocy dysponowanej (dostępnej). w przypadku OZE dostępność energii pierwotnej jest przewidywalna w horyzoncie czasu rzędu dni, szczególnie na dużym obszarze.

Wskaźnik oparty na różnicy pomiędzy prognozą dostępności energii pierwotnej a rzeczywistą mocą dyspozycyjną może być wykorzystany do oceny jakości predykcji dostępności energii oraz charakteryzować dane OZE w miejscu zainstalowania. w analizie krótkoterminowej (interwały minutowe) do oceny zmienności proponuje się zastosować parametr określający fluktuację wielkości elektrycznych OZE. Można założyć, że wskaźnik ten będzie charakteryzował duże źródła jako te z mniejszą fluktuacją.

W przypadku małych OZE, szczególnie energetyki prosumenckiej operator nie ma wpływu na wielkość generacji, może to być powodem lokalnego przeciążenia systemu oraz wyłączeń OZE zwiększając wskaźnik fluktuacji dla tego źródła. Zmienność parametrów pracy małych źródeł jest dodatkowo spotęgowana poprzez lokalne zmiany warunków pogodowych. Zmienność krótkookresowa OZE zwykle nie jest postrzegana jako cecha istotna, wydaje się jednak, że może mieć wpływ na działanie różnego rodzaju automatyki i wpływać na stabilność lokalną konkretnej sieci.

4. Badania i analiza wyników

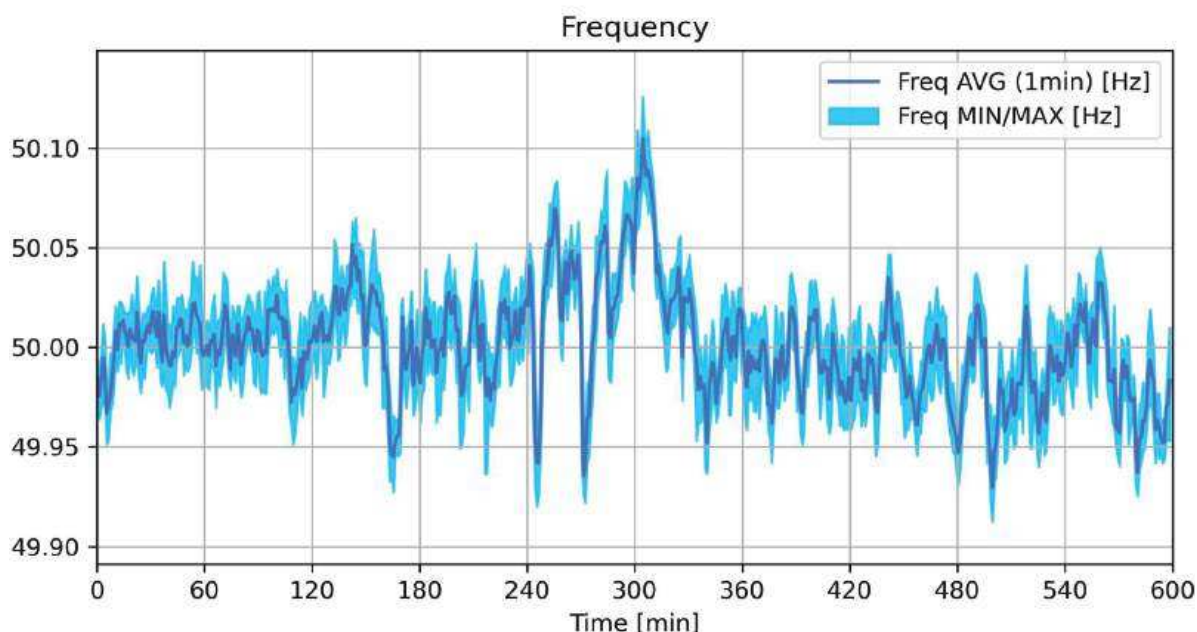
W dalszej części artykułu zostaną przedstawione i omówione wyniki badań (w oparciu o pomiary lokalne) wybranych „cech” elementu sieciowego zawierającego OZE, charakteryzujące się fluktuacją produkcji energii elektrycznej.

W ramach badań przeprowadzono powtarzalne rejestracje sygnałów pomiarowych napięć i prądów fazowych oraz wyznaczano wartości częstotliwości, mocy czynnej i biernej. W tym celu wykorzystano rejestrator RZ50 [9] dopuszczony do stosowania w stacjach PSE najwyższych napięć [10]. W urządzeniu aktywowano funkcję PMU oraz rejestrację permanentną strumienia danych. Częstość raportowania wyników sparametryzowano na 50 pomiarów w ciągu sekundy. Na podstawie uzyskanych danych wyznaczano przebieg czasowy wyznaczanych parametrów fazorów wielkości elektrycznych. Pomiary prądów i napięć, obliczenia mocy (czynnej i biernej) oraz częstotliwości realizowano dla układu źródła PV niskiego napięcia o mocy znamionowej 6,3kW przyłączonego do miejskiej sieci dystrybucyjnej.

Uzyskane przebiegi czasowe obserwowanych w różnych przedziałach czasowych wielkości elektrycznych poddano uśrednieniu, przyjmując różne interwały czasu t_{sr} wykorzystanego w procedurze uśredniającej. Ponadto dla danej chwili identyfikowano wartość maksymalną/minimalną wyznaczanej wielkości. Uzyskane wartości uśrednione, dla różnych czasów t_{sr} następnie wykorzystano w procesie wyznaczenia zależności obrazującej różnicowanie zmian tych wartości w kolejnych interwałach czasu.

Działania te, przy wykorzystaniu krótkich czasów t_{sr} (minutowych) pozwalają określić poziom fluktuacji zmian obserwowanych sygnałów w kolejnych przedziałach czasowych zaś wykorzystanie dłuższych czasów t_{sr} (godzinowych) obrazują zmiany produkowanej mocy oraz zmienność napięć i prądów źródła PV. Uzyskane rezultaty pozwalają, np. w przypadku mocy czynnej, częstotliwości, napięcia szacować poziom wpływu warunków pracy układów sieciowych ze źródłami PV lub samych źródeł odnawialnych (farmy PV) na zachowanie warunków stabilnościowych obszaru sieciowego zawierającego badane układy.

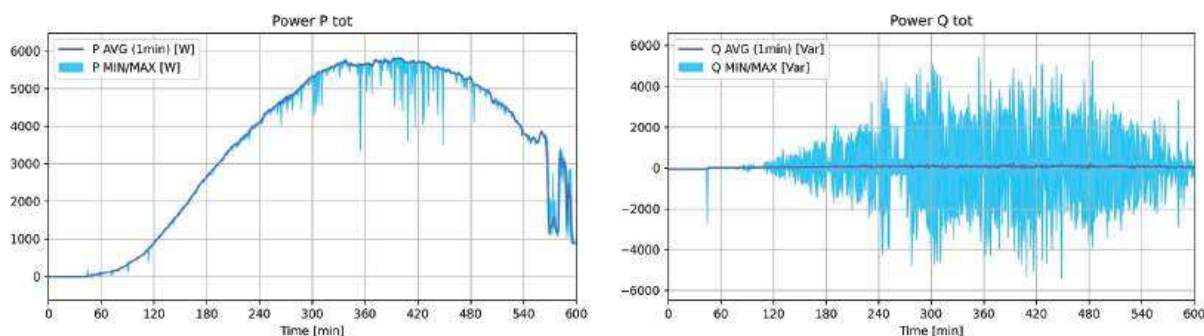
Dla przypadku obserwacji warunków pracy źródła PV niskiego napięcia wynoszącej 10 godzin, uzyskane rezultaty wartości chwilowych przedstawiono na Rys. 4, 5 i 6. Na rysunkach przedstawiono również przebieg czasowy obliczonych wartości średnich tych wielkości z wykorzystaniem uśredniania w interwałach 1 minutowych (uśrednianie pakietów 3000 danych pomiarowych). Przedstawione wyniki pokazują dużą fluktuację (dynamikę) w czasie produkowanej mocy czynnej (Rys. 5a) i napięć fazowych - różną dla każdej z faz (Rys. 6). Zaobserwowano również wielokrotne - o dużych wartościach skrajnych (max/min) - zmiany wielkości chwilowych. Stany nieustalone obserwowanych wielkości, są m.in. efektemysterowania prądów inwerterów źródeł PV charakteryzujących się szybką reakcją na zmiany napięć fazowych.



Rys. 4. Przebieg czasowy częstotliwości i jej wartości uśrednionej w interwałach 1 minutowych

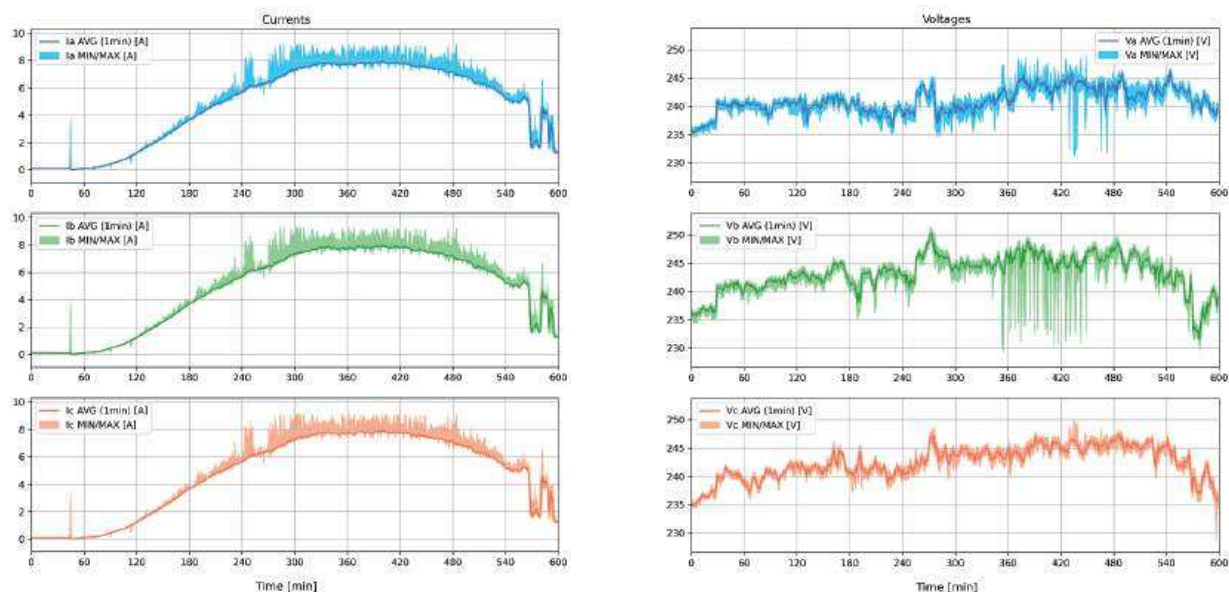
Obserwacja przebiegu częstotliwości (Rys. 4) wskazuje na dużą dynamikę prób zbilansowania mocowego (mocy czynnej) obserwowanej struktury sieciowej, dla zapewnienia stabilności jej pracy. Podobna sytuacja występuje w przypadku generacji mocy biernej. Przy obserwowanej dużej zmienności w czasie poziomu napięć fazowych w odpowiedzi występuje duża dynamika zmian produkowanej przez źródło PV energii biernej w szerokim zakresie wartości (Rys. 5b).

Mimo, że przebiegi zarejestrowanych napięć w poszczególnych fazach są różne, to obserwuje się praktycznie takie samoysterowanie prądów fazowych inwertera (Rys. 6a). Można również zauważyć ograniczenie prądów do ok. 9A na wyjściu inwertera w stanach nieustalonych. Przebiegi prądów również charakteryzują się powtarzalnymi stanami dynamicznymi, o krótkich czasach trwania i zróżnicowanej wartości.



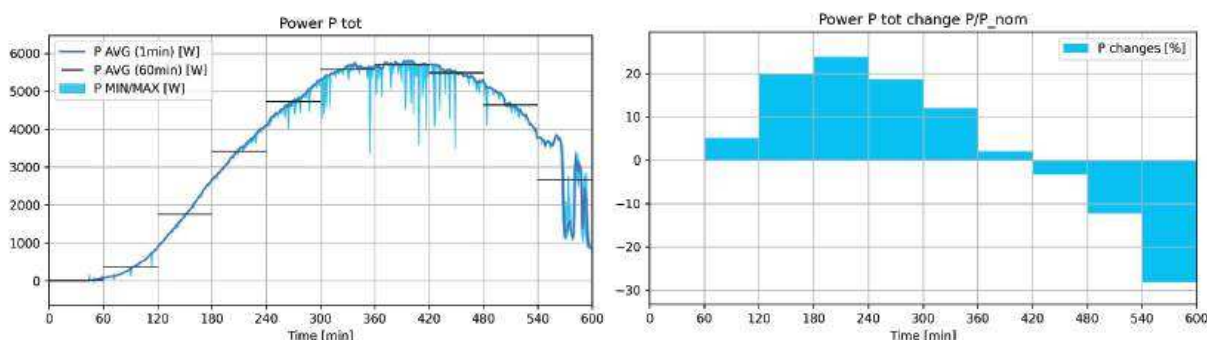
Rys. 5. Przebieg czasowy mocy czynnej (a) i biernej (b) oraz ich wartości uśrednionych w interwałach 1 minutowych

Kolejny pakiet badań koncentrował się na analizie i ocenie zmian produkowanej mocy czynnej i biernej źródła PV dla dłuższych czasów uśredniania, tj. godzinowych. Przebieg tych wielkości potwierdza duże zróżnicowanie produkowanej mocy w kolejnych interwałach co skutkuje zmienną dyspozycyjnością produkowanej energii. w celu zobrazowania tej zmienności zastosowano metodę różnicową wyznaczającą procentowe zmiany danej wielkości w kolejnych odstępach godzinowych odniesione do wartości znamionowych.



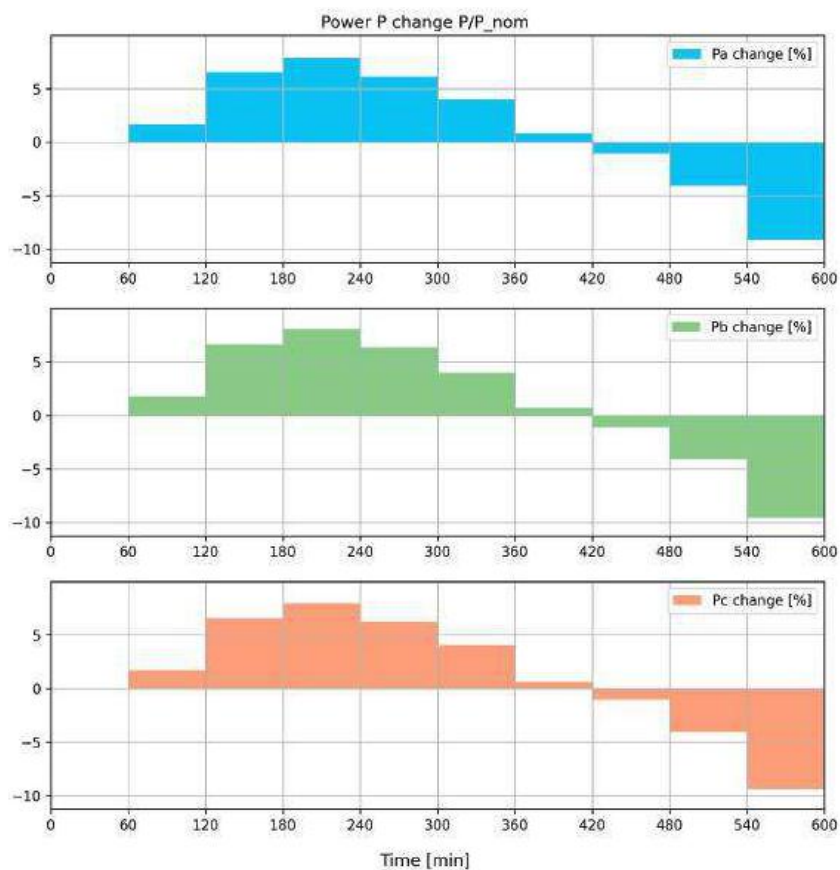
Rys. 6. Przebieg czasowy prądów (a) i napięć (b) fazowych oraz ich wartości uśrednionych w interwałach 1 minutowych

Przebieg czasowy uśrednionej mocy czynnej produkowanej przez źródło PV ma charakter schodkowy, nieregularny (o różnym skoku wartości). Największe skoki wartości (wysokości schodka) obserwowane są w godzinach przedpołudniowych, pomiędzy 180 a 240 minutą obserwacji oraz w przypadku prawdopodobnego pojawienia się zachmurzenia (pomiędzy 50 a 600 minutą rejestracji). Przebieg funkcji schodkowej dyspozycyjnej całkowitej mocy czynnej źródła PV dla godzinowej wartości t_{sr} zaprezentowano na Rys. 4a. Wykreślając funkcję schodkową procentowej zmiany mocy czynnej, odniesionej do mocy znamionowej w kolejnych interwałach czasu uśredniania można zauważyć zmiany produkowanej (dostępnej) mocy przekraczające 20 procent mocy znamionowej co sugeruje dużą zmienność pracy takiego źródła w kontekście jego mocy dyspozycyjnej. Na dyspozycyjność mają wpływ zdarzenia losowe, np. nagłe zachmurzenie pojawiające się w krótkim czasie, wywołujące zmianę na poziomie 30 procent, co zobrazowano na Rys. 7b.

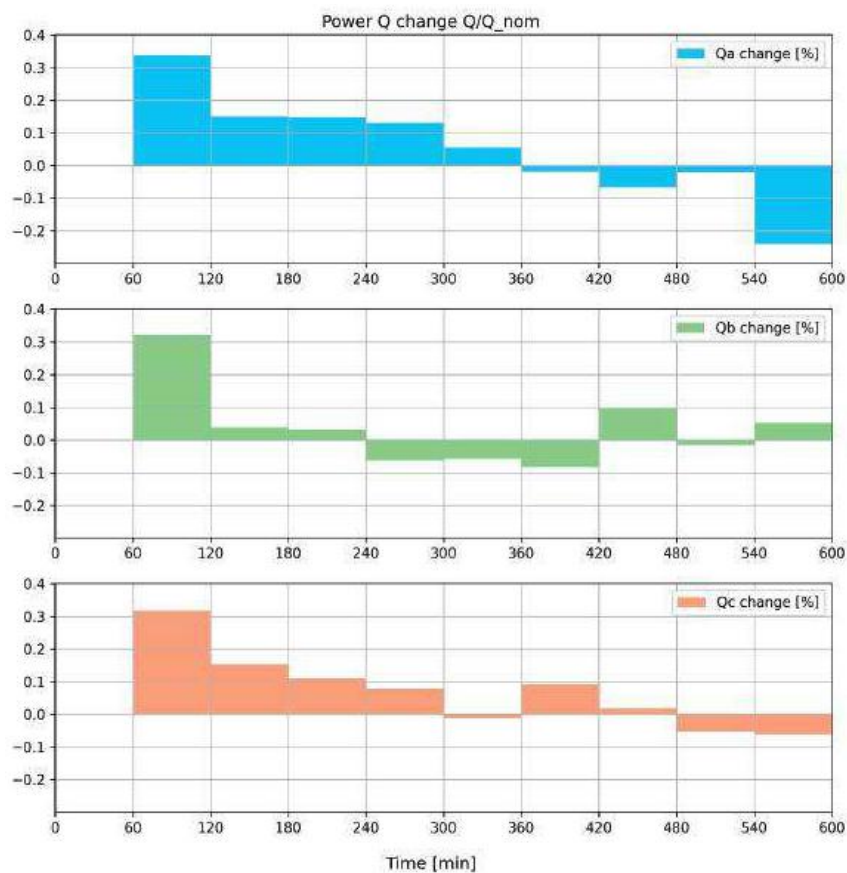


Rys. 7. Przebieg uśrednionej (godzinowo) mocy czynnej źródła PV (a) oraz jej funkcji różnicowej (b)

Obserwując funkcję różnicową mocy fazowych wyznaczoną jako różnice kolejnych wartości uśrednionych można zauważyć praktycznie ich symetryczność, co przedstawiono na Rys. 8. Obserwując przebieg zmian uśrednionej, produkowanej przez źródło PV mocy biernej, przedstawione na Rys. 9, można zaobserwować również występujące nieregularności, jednak zakres tych zmian jest znacznie mniejszy niż w przypadku mocy czynnej, co jest podyktowane niewielką zmianą poziomów napięć fazowych. Można również i w tym przypadku zauważyć różnicę zmian mocy biernej w poszczególnych fazach, co odzwierciedla niesymetrię napięć fazowych, jednak pewnym zaskoczeniem jest praktycznie takie samoysterowanie prądów fazowych. Sytuację symetrii prądów fazowych miała miejsce również przy obserwacji zachowań dynamicznych źródła PV, tj. przy uśrednianiu minutowym.



Rys. 8. Wykres zmian mocy czynnych fazowych źródła PV przy uśrednianiu godzinowym



Rys. 9. Wykres zmian mocy biernych fazowych źródła PV przy uśrednianiu godzinowym

5. Podsumowanie

Zarejestrowane parametry fazorów (z rozdzielczością 20 ms) wartości wielkości elektrycznych obrazujących zachowanie się źródła PV pracującego w sieci niskiego napięcia zostały wykorzystane do wyznaczenia skrajnych (maksymalnych/minimalnych) ich wartości, wskaźników uśredniających o różnym czasie uśredniania oraz zależności obrazującej różnicowanie zmian tych wartości w kolejnych interwałach czasu (funkcji różnicowej).

Prowadzenie rejestracji permanentnej umożliwia identyfikację pewnych cech (zachowań) badanego układu tj. źródła PV, inwertera i zaimplementowanych algorytmów regulacji.

Obserwacje dokonywane na badanym obszarze są realizowane z wykorzystaniem jednostek PMU usytuowanych w sposób rozproszony. Pomiary te są realizowane z rozdzielczością 20ms. Pozwala to w konsekwencji na badanie wzajemnych reakcji tego układu i sieci elektroenergetycznej na zachodzące w nich zmiany traktowane jako stany nieustalone. To z kolei może być wykorzystane do opracowywania wiarygodnych modeli elementów lub całych struktur sieciowych, jak i do weryfikacji poprawności modeli istniejących. Działania te mogą być m.in. użyte do symulacji współpracy OZE z SEE i oceny stabilności pracy takiej struktury.

Ze względu na dużą dynamikę zmian wartości mierzonych i wyznaczanych wielkości, oprócz obserwacji wartości fazorów zdecydowano się na obliczanie wartości uśrednionych i różnicy ich zmian w kolejnych interwałach czasu. Zdecydowano się na przyjęcie dwóch czasów uśredniania tśr. Pierwszy, jednominutowy pozwala obserwować fluktuacje dynamicznych zmian (stany nieustalone), m.in. produkowanej mocy czynnej oraz napięcia. Drugi wskaźnik uśredniania, godzinowy umożliwia śledzenie poziomu i różnicy produkowanej (dyspozycyjnej) mocy oraz zmienność napięć i prądów źródła PV.

Wyznaczone wskaźniki uśredniające i różnicowe rejestrowanych i obliczanych wielkości, mogą zostać wykorzystywane przez operatora sieci dystrybucyjnej do nadążnego szacowania cech stabilnościowych nadzorowanego obszaru sieciowego pracującego z przyłączanymi źródłami OZE. Pozwala to na ocenę wpływu obecności takich źródeł na warunki stabilnej pracy sieci elektroenergetycznej.

Uzyskane rezultaty wskazują jednoznacznie, że źródła OZE, w tym PV ze względu na dynamikę swojej pracy, niezależnie od przyjętego czasu obserwacji mają wpływ na zachowanie warunków stabilnościowych sieci, do której są przyłączone. Natomiast same w sobie jako autonomiczne obiekty funkcjonalne nie powinny być oceniane w kontekście „stabilnej” pracy.

Literatura

- [1] <https://www.enelx.com/pl/pl/aktualnosci/stabilizacja-systemu-elektroenergetycznego>
- [2] <https://energia.edu.pl/rola-magazynow-energii-w-stabilizacji-sieci-elektroenergetycznej-wyzwania-i-perspektywy-dla-rynku-energii-odnawialnej-w-polsce>
- [3] Machowski J., Lubośny Z.: Stabilność systemu elektroenergetycznego, WNT, Warszawa 2018
- [4] <https://www.ien.gda.pl/pl/ocena-stabilnosci-pracy-systemu-ow-elektroenergetycznych>
- [5] <https://balticwind.eu/pl/ocena-stabilnosci-sieci-energetycznych-z-wysokim-poziomem-energii-odnawialnej>
- [6] <https://elektronikab2b.pl/fotowoltaika/54243-pv-a-stabilnosc-systemu-elektroenergetycznego>
- [7] Chojnacki A. Ł.: Analiza dobowej, tygodniowej i rocznej zmienności obciążeń elektroenergetycznych w sieciach zasilających odbiorców komunalnych oraz przemysłowych. Przegląd Elektrotechniczny nr 6/2018, s. 59
- [8] Quanta Technology and Oak Ridge National Laboratory, Distribution Synchronized Measurements Roadmap, Final Report. 2021, s. 52.
- [9] Rejestrator RZ50, Instrukcja Użytkowania, SPIE Energotest, 2024
- [10] <https://www.spie-energotest.pl/aktualno%C5%9Bci/2024/10/09/rz-50,-produkcji-spie-energotest-dopuszczony-do-stosowania-na-objektach-pse-s.a/>

Problematyka analizy przyczyn uszkodzeń transformatorów stosowanych na farmach fotowoltaicznych

Problematyka analizy przyczyn uszkodzeń transformatorów stosowanych na farmach fotowoltaicznych

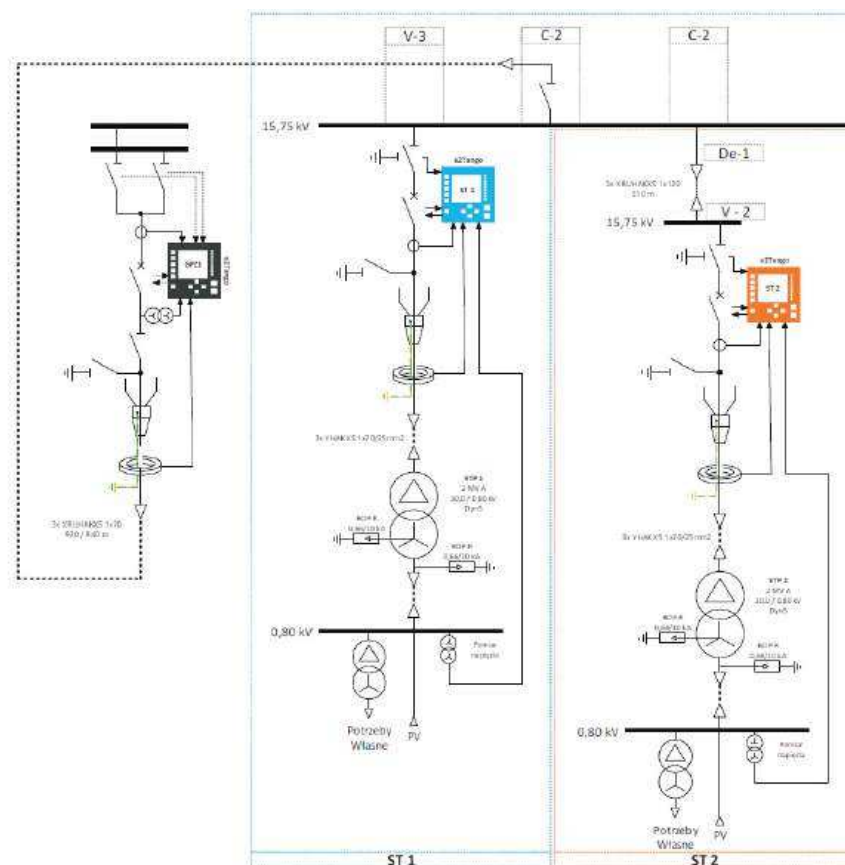
Paweł Molenda – Energo-Complex

Streszczenie

W artykule omówiono kluczowe wyzwania związane z dynamicznym rozwojem energetyki odnawialnej w kontekście decentralizacji systemów energetycznych. Wskazano na zagrożenia wynikające z niedostatecznej wiedzy technicznej oraz niedoprecyzowanych regulacji, które mogą prowadzić do awarii infrastruktury stacyjnej, niejednokrotnie niesłusznie przypisywanych producentom urządzeń.

1. Wstep

W dobie intensywnie postępującej transformacji energetycznej obserwujemy przesunięcie paradygmatu funkcjonowania systemów elektroenergetycznych — od modelu scentralizowanego, opartego na dużych jednostkach wytwórczych i centralnej dystrybucji, ku systemom rozproszonym, zasilanym przez lokalne źródła energii odnawialnej. Dostępność i koszt technologii, oraz korzystne finansowanie powoduje, że coraz więcej inwestorów decyduje się na budowę obiektów wytwarzających energię elektryczną. Ze względu na uwarunkowania ekonomiczne i wysokie tempo inwestycji, wiele z nich powstaje w warunkach braku kompleksowego planowania technicznego oraz przy niedostatecznym udziale specjalistów.



Rys. 1. Schemat jednej z rozpatrywanych stacji fotowoltaicznej

2. Uwarunkowania techniczne

W odróżnieniu od stacji elektroenergetycznych projektowanych dla klasycznych jednostek wytwórczych, instalacje towarzyszące farmom fotowoltaicznym, bardzo często pozbawione są podstawowej aparatury niezbędnej do monitorowania stanów pracy i rejestrowania stanów awaryjnych. Brakuje tu rejestratorów zakłóceń, systemów ciągłego monitoringu parametrów pracy (takich jak temperatura uzwojeń, napięcia, prądu czy przepięcia), co znacząco utrudnia identyfikację źródła uszkodzeń. W konsekwencji, po wystąpieniu awarii, możliwa jest jedynie ocena skutków, bez możliwości odtworzenia sekwencji zdarzeń prowadzących do incydentu.



Rys. 2. Brak zainstalowanych ograniczników przepięć po stronie GN transformatora

W trakcie przeprowadzania czynności diagnostycznych często pojawia się również problem braku zasilania stacji, wynikający z faktu, iż obiekty tego typu zasilane są wyłącznie podczas prawidłowej pracy instalacji. Taki stan rzeczy znacząco utrudnia prowadzenie jakichkolwiek badań w fazie budowy, podczas prac remontowych, a także w trakcie usuwania awarii. Dodatkowym problemem jest brak zapewnionego, niezawodnego zasilania dla urządzeń monitorujących pracę transformatora, co sprawia, że nie są one w stanie rejestrować danych w kluczowych momentach jego pracy, takich jak chociażby proces załączania jednostki, kiedy szczegółowe informacje diagnostyczne są szczególnie istotne.



Rys. 3. Zamontowane dla celów diagnostycznych przekładniki 30 kV

Dla osób zajmujących się diagnostyką transformatorów istotnym wyzwaniem stają się nowoczesne konstrukcje jednostek stosowanych w instalacjach fotowoltaicznych. Coraz częściej spotyka się transformatory olejowe, które jednak znacząco odbiegają od klasycznych rozwiązań tego typu. Zamiast tradycyjnej izolacji papierowo-olejowej wykorzystywana jest emalia, charakteryzująca się korzystnymi właściwościami elektroizolacyjnymi, lecz odmienną charakterystyką cieplną i procesami starzeniowymi. Tego rodzaju różnice technologiczne powodują poważne trudności interpretacyjne w ocenie wyników pomiarowych – jednostki te nie wpisują się bowiem jednoznacznie ani w kategorię transformatorów suchych, ani klasycznych olejowych, co utrudnia ich prawidłową klasyfikację i ocenę stanu technicznego.

3. Uwarunkowania prawno-organizacyjne

Opisane w drugim rozdziale trudności często spowodowane są niedostateczną wiedzą inwestorów na temat technicznych aspektów eksploatacji stacji energetycznych. Skupienie na wyborze paneli fotowoltaicznych i falowników, jako kluczowych elementów wpływających na wydajność farmy, prowadzi do marginalizacji kwestii związanych z transformatorami, monitoringiem oraz zabezpieczeniem infrastruktury przesyłowej. W praktyce oznacza to, że inwestorzy nie wymagają od projektantów i wykonawców stosowania zaawansowanej aparatury pomiarowej, co przekłada się na ograniczoną funkcjonalność obiektu.

Kolejnym istotnym czynnikiem wpływającym na taki stan rzeczy jest brak spójnych przepisów technicznych i norm projektowych, które uwzględniałyby specyfikę stacji dedykowanych dla farm fotowoltaicznych.

W odróżnieniu od klasycznych stacji elektroenergetycznych, brakuje tu wytycznych dotyczących minimalnego wyposażenia w aparaturę pomiarową, metodyki prowadzenia badań diagnostycznych, czy interpretacji wyników dla nowych typów transformatorów.

4. Podsumowanie

Diagnostyka transformatorów stosowanych w farmach fotowoltaicznych napotyka na szereg barier, których źródłem są zarówno braki techniczne, jak i organizacyjne oraz regulacyjne. Brak wymaganej aparatury pomiarowej, trudności z dostępem do urządzeń i energii, a także niedostateczna świadomość inwestorów skutkują ograniczoną zdolnością do prewencyjnego zarządzania stanem technicznym urządzeń. Problemатyczne są również nowe konstrukcje transformatorów, dla których brakuje dedykowanych norm i procedur diagnostycznych.

Zasadne wydaje się zatem opracowanie kompleksowych wytycznych normatywnych oraz programów szkoleniowych dla inwestorów i projektantów, które pozwoliłyby na podniesienie poziomu bezpieczeństwa oraz niezawodności infrastruktury towarzyszącej farmom fotowoltaicznym.

Grid Forming Capability – idea, definicja, motywacja stosowania

Grid Forming Capability – idea, definicja, motywacja stosowania

Piotr Rzepka - Politechnika Śląska, PSE Innowacje Sp. z o.o

Mateusz Szablicki - Politechnika Śląska, PSE Innowacje Sp. z o.o

Robert Trębski - Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.

Streszczenie

Grid Forming Capability to zaawansowana zdolność techniczna, która umożliwia wykorzystanie odnawialnych źródeł energii, magazynów energii i systemów HVDC do stabilizowania warunków pracy systemu elektroenergetycznego. Jest to „nowatorskie” użycie tych obiektów elektroenergetycznych w wymienionym zakresie. Zdolność ta jest szczególnie istotna w systemach elektroenergetycznych o wysokim udziale odnawialnych źródeł energii, w tym w takich systemach, w których wycofuje się konwencjonalne, synchroniczne jednostki wytwórcze, które niejako w sposób naturalny stabilizowały parametry pracy sieci. Dokonany przegląd ogólnosiwiatowy wskazuje, że Grid Forming Capability, z perspektywy operatorów sieci przesyłowej, zaczyna być traktowany jako niezbędna zdolność, która umożliwi integrację coraz większej liczby odnawialnych źródeł energii bez wzrostu ryzyka utraty odpowiedniego poziomu stabilności. W niniejszym artykule zamieszczono syntetyczne informacje dt. idei, definicji i motywacji stosowania Grid Forming Capability, a także wskazano podejścia do realizacji tej zdolności technicznej przez różne organizacje i operatorów sieci.

1. Wstęp

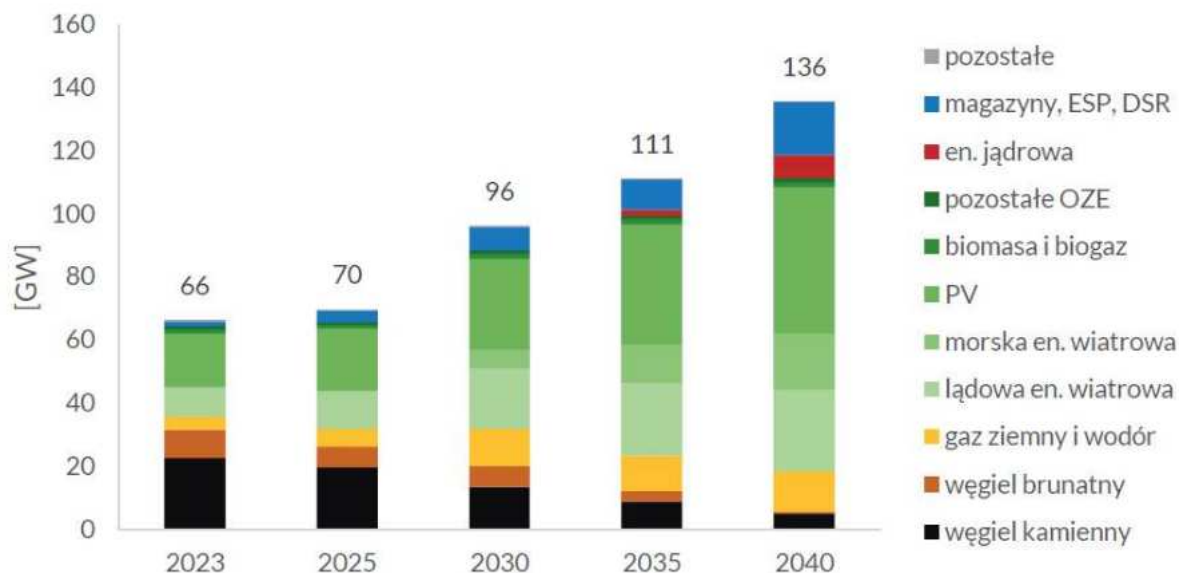
Transformacja systemu elektroenergetycznego (SEE) w kierunku technologii nisko- i zeroemisyjnych [1] znacząco przyspieszyła w ostatnim okresie. Odnawialne źródła energii (OZE), takie jak lądowe i morskie farmy wiatrowe, farmy fotowoltaiczne, stają się coraz bardziej powszechne i zaczynają odgrywać kluczową rolę w krajowym miksie energetycznym. Prowadzi to do znaczącego, wręcz skokowego zastępowania konwencjonalnych, synchronicznych jednostek wytwórczych, na wszystkich poziomach napięciowych Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) [2]. Prognozuje się, że w nieodległej perspektywie upowszechnią się także magazyny energii. Wymienione źródła i magazyny energii, z uwagi na to że bazują na technologiach przekształtników energoelektronicznych w literaturze ogólnie określa się mianem IBR (*inverter based resources*).

Dotychczas upowszechnione rozwiązania IBR posiadają istotne ograniczenia względem konwencjonalnych, synchronicznych jednostek wytwórczych. IBR nie wykazują „naturalnych” zdolności do wspierania SEE w stanach przejściowych (zakłóceniovych) w takim zakresie jak mogą to realizować jednostki konwencjonalne [4], [5], [6]. Dlatego rozwój IBR prowadzi często do pogorszenia stabilności SEE, m.in. wskutek obniżenia inercji i mocy zwarciowej tego systemu oraz wzrostu dynamiki stanów przejściowych.

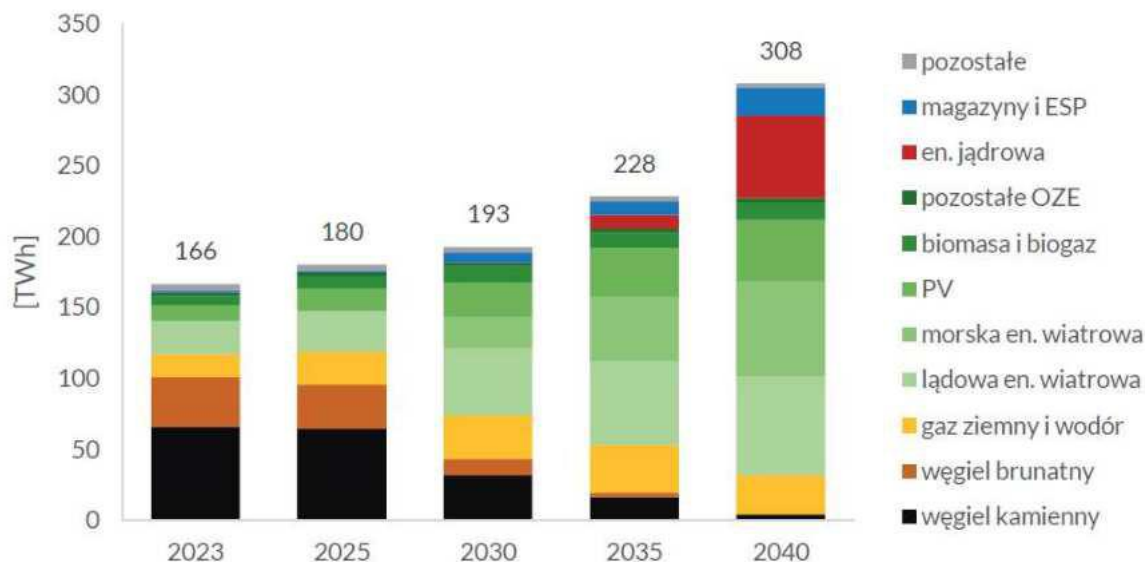
Jednym z podejść rozwijanych na świecie, które powinno przyczynić się do wzrostu bezpieczeństwa funkcjonowania SEE posiadającego duże nasycenie IBR, jest GFC (*Grid Forming Capability*). W myśl idei GFC, obiekty elektroenergetyczne bazujące na technologiach przekształtników energoelektronicznych mogą oddziaływać, na stany zakłóceniovowe w SEE i towarzyszące im stany przejściowe, w sposób zbliżony do „naturalnego zachowania” konwencjonalnych, synchronicznych jednostek wytwórczych [10-13]. W praktyce jest to realizowane dzięki wykorzystaniu zaawansowanych algorytmów sterowania przekształtników, odpowiednich cech konstrukcyjnych oraz zdolności do wykorzystania krótkoczasowego oddawania/pobierania energii elektrycznej gromadzonej w strukturze danego obiektu z GFC. Dzięki takim zdolnościami IBR z GFC mogą dostarczać właściwości potrzebne dla SEE, w tym inercję, szybki prąd zwarciowy, tłumienie oscylacji itp.

Z perspektywy operatorów sieci przesyłowych (OSP), GFC jest obecnie postrzegane jako kluczowa zdolność techniczna dedykowana IBR, która pozwoli na kształtowanie parametrów pracy SEE, niezbędna do zapewnienia jego stabilnej i bezpiecznej pracy [6-25]. W szczególności cechy te uwiadamniają się w stanach dynamicznych pracy SEE, zapewniając pożądane wsparcie SEE podczas zakłóceń i towarzyszących im stanów przejściowych. Ambitne podejście do GFC, forsowane przez niektórych OSP zakłada, że zdolność ta powinna zapewnić bezpieczne funkcjonowanie SEE nawet przy 100% nasyceniu SEE przez IBR, tzn. braku konwencjonalnych, synchronicznych jednostek wytwórczych. Dlatego wiele OSP zakłada, że powszechne wdrożenie i wykorzystanie GFC jest wręcz warunkiem umożliwiającym dalsze znaczące zwiększenie udziału OZE i magazynów energii w strukturze SEE.

Również dla KSE przewiduje się, że IBR będą dominujące w strukturze sektora wytwórczego [2], [3]. Przykładową prognozę wzrostu mocy w KSE zawartą w Projekcie Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r przedstawiono na Rys. 1. Natomiast na Rys. 2 przedstawiono prognozę produkcji energii elektrycznej brutto zawartą w tym dokumencie.



Rys. 1. Prognoza mocy osiągalnej netto wytwarzanie energii elektrycznej



Rys. 2. Prognoza produkcji energii elektrycznej brutto

Analizując dane przedstawione na Rys. 1 i 2 można wnioskować, dominacja IBR w strukturze wytwórczej KSE może wystąpić w stosunkowo bliskiej perspektywie czasu. W szczególności będzie to dotyczyć okresów, w których wystąpią jednocześnie sprzyjające warunki atmosferyczne i stosunkowo niewielkie zapotrzebowanie na energię elektryczną. Dlatego PSE S.A., jako OSP odpowiadający za stabilną pracę KSE, dostrzega konieczność ścisłego monitorowania rozwoju GFC, intensyfikacji prac badawczo-rozwojowych i rozważenia potrzeb stopniowego wdrażania tej zdolności w IBR przyłączanych do KSE. Motywacją tego stanowiska jest skala i dynamika transformacji SEE, które stawiają ogromne wyzwania techniczne w zakresie zapewnienia bezpiecznych i stabilnych warunków funkcjonowania KSE. Podkreśla się, że przyszła struktura KSE będzie wymagać ciągłego udoskonalania i wykorzystywania wszystkich dostępnych technologii i ich funkcjonalności. Wdrożenie GFC powinno wystąpić w obiektach przyłączanych zarówno do sieci przesyłowej, jak i sieci dystrybucyjnej, solidarnie angażując dostępne zasoby wszystkich użytkowników KSE.

2. Idea wdrożenia GFC

Idea stojąca za wdrożeniem zdolności technicznej GFC polega na umożliwieniu zasobom IBR takim jak OZE, magazyny energii itp., aktywnego przyczyniania się do zachowania odpowiedniego poziomu stabilności i niezawodności SEE, naśladując zachowanie konwencjonalnych jednostek wytwórczych,

takich jak elektrownie węglowe, gazowe i jądrowe. Jednostki te, bazując na generatorach synchronicznych (połączonych z turbinami parowymi), posiadają duże wirujące masy, które są bezpośrednio sprzężone z siecią elektroenergetyczną za pomocą pola elektromagnetycznego. Tego typu maszyny podczas pracy dostarczają szereg funkcjonalności (np. dostarczają inercję), która pomaga w stabilizacji parametrów elektrycznych sieci (np. częstotliwości sieci) podczas nagłych zmian obciążenia lub zakłóceń w tej sieci.

OZE, takie jak farmy wiatrowe i fotowoltaiczne, zazwyczaj korzystają z przekształtników energoelektronicznych dużej mocy, które przekształcają energię elektryczną z jednej formy na inną o parametrach umożliwiających połączenie ich z siecią SEE. Przekształtniki te obecnie są realizowane w technologii grid-following, która niejako pasywnie oddziałuje na sieć podążając „bezwładnie” za zmianami parametrów elektrycznych występujących w SEE. W praktyce skutkuje to m.in. stosunkowo dużym (kilkudziesięcio- kilkuset milisekundowym) opóźnieniem oddziałuje na zmiany warunków pracy SEE w stanach przejściowych.

W rezultacie obecne IBR nie wykazują zdolności stabilizujących parametry sieci (np. nie dostarczają tzw. inercji syntetycznej).

Dlatego w latach 2000-2010, operatorzy cechujący się dużym rozwojem OZE zaczęli identyfikować pewne ryzyka w funkcjonowaniu SEE. W odpowiedzi na te ryzyka, zaczęto opracowywać zaawansowane algorytmy sterowania i ozbudowane struktury przekształtników, które pozwalają na dostarczanie niezbędnych właściwości wspierających funkcjonowanie SEE również w stanach przejściowych. Zdolności techniczne umożliwiające takie oddziaływanie nazwano GFC.

Pierwsze pilotaże GFC w rzeczywistych obiektach elektroenergetycznych dużej mocy przyłączanych do SEE zaczęto realizować z początkiem lat 2020. Przykładowo, w Australii, duże systemy magazynowania energii, takie jak Hornsdale Power Reserve, zaczęły wykorzystywać GFC do stabilizacji sieci i dostarczania usług wspierających stabilność SEE. W ostatnich latach również europejscy OSP, w szczególności National Energy System Operator GB (Wielka Brytania) będący prekursorem wdrażania tej zdolności w Europie, zintensyfikowali działania zmierzające do wprowadzenia GFC jako wymagań dla IBR przyłączanych do SEE. Efekty tych działań znalazły swoje odzwierciedlenie w stosowanych instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci, oraz co istotniejsze na poziomie kodeksów sieci. Obecnie w propozycjach aktualizacji NC RfG 2.0 oraz NC HVDC 2.0 bezpośrednio zamieszczono wymagania dt. GFC.

Należy podkreślić, że obecnie już bardzo wielu OSP działających na terenie Europy i świata rozpoczęło szeroko zakrojone działania nad wprowadzeniem wymagań dt. GFC dla poszczególnych rodzajów IBR, z uwzględnieniem nietożsamości ich cech.

3. Definicja/e i funkcjonalności GFC

Choć można wyróżnić jedną główną ideę GFC, w literaturze przedmiotu [4-31] można wyróżnić wiele definicji GFC o zróżnicowanym podejściu do bazowych założeń. Pierwsza grupa definicji określa GFC w sposób bardzo ogólny, wskazując, że GFC to zdolność techniczna umożliwiająca IBR pełnienie roli "formujących sieć", co oznacza, że mogą one aktywnie wpływać na kształtowanie parametrów pracy SEE, w tym napięcia i częstotliwości, podobnie jak konwencjonalne jednostki wytwórcze. Druga grupa definicji ma charakter techniczny wskazujący, że GFC to zdolność wykorzystująca zaawansowane algorytmy sterowania przekształtników energoelektronicznych, dzięki którym IBR mogą dostarczyć niezbędne właściwości sieci, takie jak inercja, stabilność częstotliwości oraz zdolność do szybkiego reagowania na zakłócenia w SEE.

Z perspektywy bezpieczeństwa funkcjonowania SEE istotnym jest w jaki sposób OSP podchodzą do definicji GFC. Z przeprowadzonych studiów literaturowych wynika, że różni OSP w różny sposób potrafią definiować GFC oraz oczekiwać różnych funkcjonalności w ramach tej zdolności. Jedni OSP podkreślają, że IBR z GFC powinien wykazywać cechy wirtualnej maszyny synchronicznej i tym samym imitować zachowanie konwencjonalnej jednostki wytwórczej, natomiast inni OSP wskazują na potrzebę zachowania się IBR z GFC jak idealnego źródła napięcia. To drugie podejście znalazło odzwierciedlenie w propozycji aktualizacji kodeksów sieci NC RfG [32] i NC HVDC [31]. Przykładowo, propozycja wymagań GFC dla modułów parku energii zamieszczona w NC RfG 2.0 wskazuje, że:

Moduł parku energii musi być w stanie zapewnić zdolność do GFC w punkcie przyłączenia, jak wymieniono poniżej, z uwzględnieniem, w stosownych przypadkach, podprzejściowego charakteru wielkości fizycznych:

- w ramach limitów prądu i energii modułu parku energii, moduł parku energii musi być w stanie zachowywać się na zaciskach poszczególnych jednostek jako źródło napięcia za impedancją wewnętrzną (źródło Thevenina, Rys. 3), w normalnych warunkach pracy (niezakłócone warunki sieciowe) i po wystąpieniu zakłócenia sieci (w tym zakłócenia napięcia, częstotliwości i kąta fazowego napięcia). Źródło Thevenina charakteryzuje się amplitudą napięcia wewnętrznego, kątem fazowym napięcia, częstotliwością i impedancją wewnętrzną,
- po wystąpieniu zakłócenia w sieci o ile możliwości modułu parku energii i wartości graniczne prądu nie są przekroczone, chwilowa charakterystyka napięcia przemiennego wewnętrznego źródła Thevenina zgodnie z lit. a) musi być w stanie nie zmieniać swojej amplitudy i kąta fazowego napięcia, podczas gdy

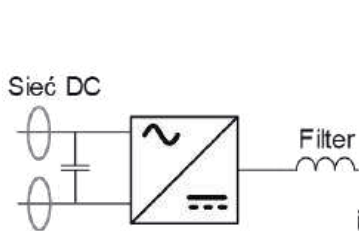
w punkcie przyłączenia występują skoki kąta fazowego napięcia o dodatniej sekwencji lub skoki amplitudy napięcia. Prąd wymieniany między modułem parku energii a siecią musi przepływać w sposób naturalny zgodnie z impedancjami jednostki/jednostek danego modułu parku energii generującej energię elektryczną i przekształtnika oraz różnicą napięcia między wewnętrznym źródłem Thevenina a napięciem w punkcie przyłączenia,

- po wystąpieniu zakłócenia w sieci w zakresie wielkości napięcia, częstotliwości lub kąta fazowego napięcia, w ramach możliwości modułu parku energii, w tym ograniczeń prądowych i nieodłącznych (inherentnych) możliwości magazynowania energii każdej jednostki, zastosowanie będą miały następujące kwestie:
 - właściwy operator systemu w porozumieniu z OSP określa czasowe parametry dynamiczne dotyczące stabilności napięciowej,
 - w przypadku gdy konieczne jest ograniczenie prądu, właściwy operator systemu w porozumieniu z właściwym OSP może określić dodatkowe wymagania dotyczące udziału mocy czynnej i biernej w punkcie przyłączenia,
 - moduł parku energii musi być zdolny do stabilnej pracy po osiągnięciu granicznych wartości prądu modułu parku energii, bez przerw, w sposób ciągły i powracając do zachowania opisanego w lit. b), gdy tylko ograniczenia przestaną być aktywne. W przypadku osiągnięcia wartości granicznej prądu, zachowanie sieciowe musi zostać utrzymane dla reakcji określonych w lit. b) dla zakłóceń, które wymagają zmiany prądu w kierunku przeciwnym do ograniczenia prądu.

Inherentnie (naturalnie) zmagazynowana energia oznacza rezerwę energii dostępną w fizycznych elementach modułu parku energii, która niekoniecznie została zaprojektowana w taki sposób, aby odpowiadała wymogom niniejszego artykułu w zakresie GFC, ale może być wykorzystywana do takich celów, bez wpływu na konstrukcję fizycznych elementów składowych poszczególnych jednostek.

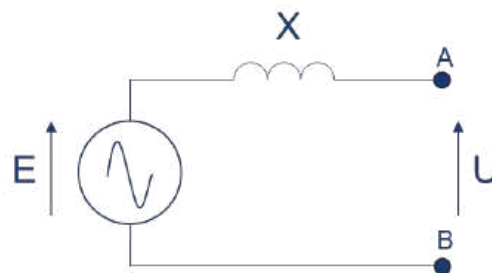
Moduł parku energii z GFC

W przekształtniku z GFC ustalany jest własny wewnętrzny przebieg napięcia odniesienia który imituje źródło napięciowe



Zastępcze źródło napięciowe

Idealne źródło napięcia E ($E = \text{const}$, $f = \text{const}$) plus impedancja Z (głównie X dla dużych mocy)



Rys. 3. Reprezentacja idei GFC dla IBR, jako zastępczego źródła napięcia

Generalnie, z perspektywy operatora systemu GFC można zdefiniować w następujący sposób. GFC to zdolność przyłączonego do sieci elektroenergetycznej obiektu lub zespołu obiektów elektroenergetycznych IBR (np. modułu parku energii, magazynu energii, systemu HVDC, STATCOM'u itp.) do aktywnego kształtowania napięcia i częstotliwości w punkcie przyłączenia oraz do stabilnego funkcjonowania w warunkach słabej, a nawet pozbawionej konwencjonalnych, synchronicznych jednostek wytwórczych sieci.

Oznacza to, że IBR z GFC:

- powinno zachowywać się jak źródło napięcia (Rys. 3) wyrażone poprzez źródło Thevenina, które dąży do utrzymywania referencyjnej częstotliwości i wartości napięcia w punkcie przyłączenia do SEE (najczęściej stosowane podejście, rzadziej stosowane podejście to wirtualna maszyna synchroniczna),
- nie polega wyłącznie na zewnętrznym sygnale napięcia i częstotliwości z sieci, ale samo aktywnie je tworzy i utrzymuje. W przeciwieństwie do IBR, które synchronizują się z SEE w tzw. sposób nadążny (*grid following*), IBR z GFC mogą pracować autonomicznie i stanowić "wirtualne źródło napięcia i częstotliwości",
- posiada zdolność do szybkiego i stabilnego reagowania na zmiany warunków pracy sieci, takie jak zwarcia, nagle zmiany obciążenia czy odłączenia innych jednostek wytwórczych. Może przyczyniać się do tłumienia oscylacji, poprawy stabilności systemu oraz poprawy jakości energii elektrycznej,
- może wspomagać proces odbudowy SEE po dużej awarii systemowej – czyli świadczyć usługę *black start*. Dzięki zdolności do autonomicznego „tworzenia” napięcia i częstotliwości, IBR z GFC - o ile jest wyposażony w zasobnik energii - może inicjować rozruch konwencjonalnych jednostek wytwórczych i aktywnie uczestniczyć w procesie odbudowy SEE,

- zapewnia większą elastyczność i niezależność pracy sieci niż IBR wykorzystujący technologię *grid following* - w szczególności dotyczy to SEE o wysokim udziale OZE.

W praktyce, w pewnym sensie oznacza to, że IBR z GFC powinien imitować, w zakresie swoich zdolności technicznych, zachowanie konwencjonalnych jednostek wytwórczych, które zapewniają stabilizację warunków pracy SEE.

Podkreśla się, że kształtowanie pożądanego zachowania IBR z GFC to bardzo złożone zagadnienie, gdyż na GFC składa się wiele funkcjonalności cząstkowych. Podejścia do oczekiwanej funkcjonalności GFC z perspektywy różnych operatorów i organizacji przedstawiono w Tab. 1.

Typ	4-TSO (DE)	NG ESO (GB)	AEMO (AUS)	Unifi (USA)	Fingrid (FIN)
Podstawowe	Tworzenie napięcia systemowego	Zachowanie/praca jako źródła napięcia	Zachowanie/praca jako źródło napięcia	Autonomiczne wsparcie dla sieci	Aktywna kontrola mocy i częstotliwości
	Udział w poziomie zwarcia	Pozostawanie w synchronizacji przy kącie obciążenia od 0 do 90 stopni	Odpowiedź w dziedzinie częstotliwości	Dyspozycyjność mocy wyjściowej	Szybkość zmian częstotliwości
	Zapewnienie inercji systemu	<i>Grid Forming Active Power</i>	Odpowiedź inercyjna	Tłumienie oscylacji napięcia i częstotliwości	Możliwość zdalnego sterowania
	Zapobieganie niekorzystnym interakcjom sterowania	<i>Active Control Based Power</i>	Przetwarzanie utraty ostatniego połączenia synchronicznego	Podział mocy czynnej i biernej pomiędzy zasoby wytwórcze	Automatyczne połączenie
	Stabilność sterowania	<i>Active Damping Power</i>	Praca przy „słabej” pracy sieci i wspieranie pracy systemu	Działanie w sieciach słabych o niskiej wartości „system strength”	Zdolność przejścia przez zwarcie
		<i>Active Inertia Power</i>	Tłumienie oscylacji	Bilansowanie napięcia	Wstrzykiwanie prądu zwarcowego
		<i>Active Phase Jump Power</i>		Zachowanie przejścia przez zwarcie	Odzyskiwanie mocy czynnej po zakłóceniu napięcia
		<i>Active ROCOF Response Power</i>		Reakcja na asymetryczne zakłócenia	Wymagania dotyczące stabilności
		<i>Control Based Reactive Power</i>		Reakcja na nieprawidłową częstotliwość	Jakość zasilania
		<i>GBGF Fast Fault Current Injection</i>		Reakcja na skoki fazy i zmiany napięcia	
Dodatkowe		<i>Voltage Jump Reactive Power</i>		Intencjonalna praca wyspowa	
	Ograniczenie udziału harmonicznych	Zdolność do odbudowy systemu	Rezerwa mocy i bufor energii	Możliwość black start'u oraz odbudowy systemu	Zdolność do black start'u i pracy wyspowej
	Regulacja składowej przeciwnej		Obciążalność prądowa powyżej wartości znamionowej ciągłej	Regulacja harmonicznych napięcia	
	Zapewnienie dodatkowej inercji elektrycznej		Zdolność do black start'u	Komunikacja pomiędzy operatorem systemu, a źródłem GFM IBR	
	Zdolność do black start'u		Poprawa jakości zasilania	Sterowanie poprzez wtóry sygnał sterujący	
				Krótkotrwały prąd znamionowy IBR	

Tab. 1. Przykładowe funkcjonalności GFC, rozpatrywane przez różnych operatorów w ujęciu obejmującym podział na funkcjonalności podstawowe i dodatkowe

Funkcjonalności cząstkowe GFC często klasyfikuje się jako podstawowe i dodatkowe. Funkcjonalności podstawowe GFC należy interpretować jako funkcjonalności priorytetowe, które każdy IBR przyłączony do SEE powinien mieć możliwość dostarczenia. Natomiast funkcjonalności dodatkowe GFC należy interpretować jako funkcjonalności, które mogą być wymagane w zależności od potrzeb występujących w danej lokalizacji SEE [14-23].

Do podstawowych funkcjonalności GFC zwykle zalicza się:

- zdolność do pracy w trybie źródła napięciowego,
- zdolność zapewnienia prądu zwarciovego,
- zdolność zapewnienia inercji SEE,
- zdolność do tłumienia oscylacji,
- zdolność do współpracy z siecią „słabą”,
- zdolność do minimalizacji niekorzystnych interakcji pomiędzy IBR.

Do dodatkowych funkcjonalności GFC można zaliczyć:

- zdolność do poprawy jakości energii elektrycznej, w tym ograniczenie udziału harmoniczných lub kompensacja i symetryzacja napięć,
- zdolność do odbudowy SEE, w tym świadczenia usługi *black start*,
- zdolność do chwilowej pracy w przeciążeniu.

Należy również podkreślić, że niektóre funkcjonalności GFC ideowo pokrywają się z ogólnie znanymi funkcjonalnościami *grid following* – np. wymóg dotyczący udziału IBR w prądzie zwarciovym, dostarczania inercji podczas zakłócenia częstotliwości w SEE, tłumienia oscylacji itp. Jednak kluczowa różnica dotyczy jakości odpowiedzi, tzn. krótszego czasu uruchomienia tej odpowiedzi i dużo większej jej dynamiki. Zatem unikalną cechą IBR z GFC jest natychmiastowa proaktywna odpowiedź takiego IBR na zmianę warunków pracy w SEE, zamiast dotychczasowej odpowiedzi opóźnionej (reaktywnej) pozyskiwanej z IBR z *grid following*.

Generalnie oczekuje się, że wymienione zdolności GFC powinny być dostarczane przez wszystkie typy IBR niezależnie od zastosowanych rozwiązań technologicznych, tj.: od źródeł wiatrowych (lądowych i morskich), źródeł fotowoltaicznych, magazynów energii i innych obiektów SEE, takich jak systemy HVDC i urządzenia STATCOM. Wprowadzenie GFC wymaga zastosowania zaawansowanych algorytmów sterowania, skorzystania z energii zgromadzonej w strukturze IBR, w celu umożliwienia przekształtnikom energoelektronicznym pełnej kontroli parametrów napięcia i częstotliwości (w zakresie ograniczeń technicznych obiektu). Dlatego wskazuje się, że zapewnienie zdolności GFC przez każdy z wymienionych typów IBR powinno odbywać się z poszanowaniem ograniczeń technologicznych specyficznych dla aplikacji i związanych z tym kosztów.

4. Motywacja stosowania

Wprowadzenie GFC jest motywowane wieloma czynnikami, które mają kluczowe znaczenie zarówno dla procesu transformacji SEE, jak i dla operatorów SEE. Dlatego w niniejszym punkcie przedstawiono główne powody, dla których przedmiotowa zdolność IBR może być traktowana jako niezbędna w nowoczesnych SEE:

- poprawa stabilności i niezawodności sieci
- zgodnie z przewidywaniami głównym celem wdrożenia GFC jest poprawa stabilności i niezawodności SEE nasyconego OZE. Dzięki tej zdolności OZE i inne IBR mogą dostarczać niezbędne właściwości systemowe, w tym inercję i stabilność częstotliwości, co pozwala na uzyskanie oczekiwanej odpowiedzi od tego typu obiektów w stanach przejściowych występujących w SEE, w tym w stanach zakłóceń. W rezultacie wdrożenie i wykorzystanie GFC powinno zapewnić, że SEE przy rosnącym nasyceniu IBR będzie posiadał nie gorszy poziom niezawodności, jak w SEE pracującym z dużym udziałem konwencjonalnych jednostek wytwórczych,
- umożliwienie zwiększenia udziału OZE,
- poprawa integracji OZE z SEE umożliwi zwiększenie ich wolumenu przy zachowaniu określonego poziomu stabilności. Konwencjonalne, synchroniczne jednostki wytwórcze dostarczają niezbędne właściwości kluczowe dla bezpiecznego działania SEE. Dlatego GFC, która w pewien sposób pozwala na imitację działania konwencjonalnych, synchronicznych jednostek wytwórczych, powinno umożliwić lepszą integrację OZE bez skokowego zwiększenia nakładów na utrzymanie oczekiwanej stabilności SEE.
- osiągnięcia celów związanych z redukcją negatywnego oddziaływania na środowisko sektora elektroenergetycznego,
- wprowadzenie GFC jest również motywowane potrzebą redukcji emisji gazów cieplarnianych i ochrony środowiska. Zwiększenie udziału OZE w SEE jest kluczowe dla osiągnięcia celów związanych z redukcją emisji CO₂. GFC umożliwia efektywną integrację OZE, co przyczyni się do zmniejszenia zależności od paliw kopalnych i obniżenia emisji gazów cieplarnianych.
- zwiększenie bezpieczeństwa elektroenergetycznego w stanach krytycznych,

- wprowadzenie GFC powinno ułatwić prowadzenie procesu odbudowy SEE występującego po dużych awariach systemowych np. po wystąpieniu blackout'ów. IBR wyposażone w GFC powinny wzmacniać stabilność SEE we wszystkich stanach jego pracy, w tym niektóre typy np. magazyny energii dużej mocy z GFC powinny być wyposażone w funkcję *black start*, która może być integralną funkcjonalnością tych IBR.
- optymalizacja kosztów operacyjnych i zwiększenia efektywności,
- wprowadzenie GFC pozwala na optymalizację kosztów operacyjnych wynikających z możliwości bardziej elastycznego zarządzania zasobami energetycznymi w celu konieczności zapewnienia odpowiednich wskaźników stabilności SEE oraz jakości energii elektrycznej. Dzięki tej technologii operatorzy SEE mogą lepiej zarządzać zasobami energetycznymi, co prowadzi do obniżenia kosztów operacyjnych i zwiększenia efektywności energetycznej. Jedną z funkcjonalności GFC jest również poprawa parametrów jakości energii elektrycznej, co jest szczególnie istotne w kontekście występującej decentralizacji produkcji energii elektrycznej.

Mimo licznych przedstawionych korzyści identyfikuje się szereg wyzwań związanych z wdrożeniem GFC. GFC to zdolność bazująca na stosunkowo nowej technologii, która wymaga w szczególności standaryzacji podejścia oraz zmian legislacyjnych. Dodatkowo identyfikuje się w dalszym ciągu potrzebę prowadzenia badań i testów w celu zapewnienia jej niezawodności i skuteczności.

5. Podsumowanie

GFC to innowacyjna zdolność techniczna, która umożliwia IBR dostarczanie niezbędnych właściwości sieci, takich jak inercja i stabilność częstotliwości. IBR z GFC powinny pracować stabilnie nawet w tzw. słabych sieciach lub w trybie wyspowym, przyczyniając się do zwiększenia stabilności i niezawodności SEE, zwłaszcza przy wysokim udziale IBR. Dlatego z perspektywy OSP, GFC jest identyfikowane jako kluczowe narzędzie umożliwiające znaczące zwiększenie udziału OZE w SEE oraz optymalizację kosztów związanych z zapewnieniem odpowiedniego poziomu stabilności SEE. Mimo licznych wyzwań związanych z jej wdrożeniem, identyfikowane kierunki rozwoju tej technologii są obiecujące.

Przedstawione w niniejszym referacie informacje powinny przybliżyć Interesariuszom SEE potrzeby i korzyści z wdrożenia GFC oraz zachęcić do proaktywnego podejścia do wdrażania tej zdolności. Duża liczba nowych IBR (w tym OZE) przyłączanych w KSE na wszystkich poziomach napięcia już w nieodległej przyszłości może prowadzić do problemów z utrzymaniem stabilnych warunków jego pracy, dlatego podkreśla się pilność potrzeby rozpoczęcia prac nad wymaganiami dla GFC dla KSE.

Należy podkreślić, że prowadzony obecnie proces aktualizacji Kodeksów Sieci [29, 30] spowoduje konieczność zdefiniowania szczegółowych wymagań dla GFC.

W związku z tym rekomenduje się uwzględnienie GFC w IBR planowanych do przyłączenia do KSE, w szczególności dla tych obiektów, dla których definiuje się założenia inwestycyjne. Należy podkreślić, że dla niektórych obiektów implementacja GFC nie powinna prowadzić do znaczącego wzrostu nakładów inwestycyjnych.

Podkreśla się, że problem malejącej stabilności pracy dotyczy wszystkich SEE w których występuje rosnące nasycenie IBR (OZE). Zdolność techniczna GFC jest dzisiaj szczegółowo analizowana praktycznie przez wszystkich operatorów krajów wysoce rozwiniętych. Również wiodący producenci urządzeń są świadomi zwiększających potrzeb systemowych i już teraz są w stanie zapewnić produkty posiadające zdolność techniczną GFC. Zakłada się, że GFC to przełomowa technologia, która będzie wspierać właściwy przebieg transformacji energetycznej.

Literatura

- [1] European Commission, "The European Green Deal," Brussels, 2019 r.
- [2] PSE S.A., Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023-2032, Listopad 2022 r.
- [3] Raport: Projekt Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. – wersja do konsultacji publicznych z 10.2024 r. wraz z prognozą oddziaływania na środowisko z 02.2025 r.
- [4] ENTSO-E, High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources and the potential contribution of grid forming converters, ENTSOE, 2019 r.
- [5] ENTSO-E Technical Group on High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources, "High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources and the Potential Contribution of Grid Forming Converters", 2020 r.
- [6] Australian Energy Market Operator, "Black system south Australia – Final report," tech. Rep., 2017 r.

- [7] S. Cherevatskiy, S. Sproul, S. Zabihi, R. Korte, H. Klingenberg, B. Buchholz, A. Oudalov. "Grid Forming Energy Storage System addresses challenges of grids with high penetration of renewables (A case study)", Technical Papers, CIGRE 2020, 2020 r.
- [8] Raport: MIGRATE, 2019 r.
- [9] Julia Matevosyan et al., "Grid Forming Inverters – Are they the Key for High Renewable Penetration?," IEEE PES Power & Energy magazine grudzień 2019 r.
- [10] ENTSO-E Project Inertia – Phase II: Updated Frequency Stability Analysis In Long Term Scenarios, Relevant Solutions And Mitigation Measures, 8 listopad 2023 r.
- [11] C. Heising et al., "Need for Grid-Forming Converter-Control in Future System-Split Scenarios," 18th Wind Integration Workshop, Dublin, październik 2019 r.
- [12] ENTSO-E: Grid-Forming Capabilities: Towards System Level Integration, 31 marzec 2021 r.
- [13] ENTSO-E, Grid Forming Capability Of Power Park Modules - First Interim Report On Technical Requirements, 3 maj 2023 r.
- [14] ENTSO-E, Expert Group: Advanced Capabilities for Grids with a High Share of Power Park Modules
- [15] National Grid ESO, GC0137 Minimum Specification Required for Provision of GB Grid Forming Capability, 2019 r.
- [16] National Grid ESO, National Grid: Great Britain Grid Forming Best Practice Guide
- [17] Netztransparenz: 4-TSO Paper on Requirements for Grid-Forming Converters, 2022 r.
- [18] NERC: Grid Forming Technology Bulk Power System Reliability Considerations
- [19] ESIG: Grid Forming Technology in Energy Systems Integration, 2022 r.
- [20] UNIFI: Specifications for Grid-Forming Inverter-Based Resources – Version 1, 2022 r.
- [21] AEMO: Voluntary specification for Grid Forming Inverters, 2023 r.
- [22] AEMO: Transition to Fewer Synchronous Generators in South Australia, 2023 r.
- [23] NERC: White Paper: Grid forming functional specifications for BPS-Connected Battery Energy Storage Systems, 2023 r.
- [24] Fingrid – Grid Codes Specification for Grid Energy Storage Systems, 2023 r.
- [25] Scottish Power Renewables: Black-Start Capability – a Global first for ScottishPower Renewables. 2022 r.
- [26] R. Musca, A. Vasile, G. Zizzo.: Grid-forming converters. a critical review of pilot projects and demonstrators. Elsevier Renewable and Sustainable Energy Reviews. September 2022
- [27] Portal Energy Storage News, RWE to deploy grid-forming BESS in Netherlands, 9 września 2024 r.
- [28] Final Report Summary - IGREENGRID (Integrating Renewables in the European Electricity Grid)
- [29] Portal EISIG, First Grid-Forming 300 MVar STATCOM in Germany, 4 lipca 2024 r.
- [30] ENTSO-E, Expert Group on Connection Requirements for Offshore Systems – Phase II (Proposal for the NC HVDC amendment), 2023 r.
- [31] ENTSO-E Research, Development & Innovation Roadmap 2024–2034, 10 lipca 2024 r.
- [32] Aktualizacja Kodeksu Sieci RfG – Kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączania jednostek wytwórczych do sieci (Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączania jednostek wytwórczych do sieci)
- [33] Aktualizacja Kodeksu Sieci HVDC – Kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego (Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1447 z dnia 26 sierpnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący przyłączenia systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego)

Zagrożenie łukiem elektrycznym

- wymagania, analiza, rozwiązania

Zagrożenie łukiem elektrycznym - wymagania, analiza, rozwiązania

Marcin Ruta – MR Power Systems Sp. z o.o.

Streszczenie

Łuk elektryczny stanowi jedno z najpoważniejszych zagrożeń w eksploatacji urządzeń i instalacji elektrycznych. Referat przedstawia kompleksowe omówienie problematyki związanej z zagrożeniami wynikającymi z występowania łuku elektrycznego, analizuje przyczyny powstawania zwarcć łukowych oraz ich skutki, zarówno dla urządzeń jak i dla ludzi. Opracowanie zawiera również przegląd norm, standardów i regulacji prawnych dotyczących bezpieczeństwa pracy przy urządzeniach elektrycznych w kontekście zagrożenia łukowego, a także omawia hierarchię metod kontroli zagrożeń zgodnie z międzynarodowymi standardami. Referat stanowi kompendium wiedzy przydatnej do właściwej identyfikacji zagrożeń, oceny ryzyka oraz wdrażania odpowiednich środków ochronnych minimalizujących ryzyko porażenia łukiem elektrycznym.

1. Wstęp – Zagrożenia elektryczne

Energia elektryczna stanowi podstawę funkcjonowania współczesnej cywilizacji. Jej wszechobecność w przemyśle, infrastrukturze oraz życiu codziennym powoduje, że rozumienie zagrożeń związanych z eksploatacją urządzeń elektrycznych jest kluczowe dla zapewnienia bezpieczeństwa personelu obsługującego oraz samych instalacji elektroenergetycznych.

1.1. Klasyfikacja zagrożeń elektrycznych

W kontekście bezpieczeństwa eksploatacji urządzeń elektrycznych można zidentyfikować następujące główne kategorie zagrożeń:

- porażenie prądem elektrycznym – bezpośrednie oddziaływanie prądu elektrycznego na organizm człowieka poprzez przepływ przez tkanki,
- poparzenie łukiem elektrycznym – oddziaływanie termiczne i falowe powstałe w wyniku zwarcia łukowego,
- pożary elektryczne – wywołane przez nadmierne nagrzewanie elementów przewodzących, łuk elektryczny lub inne zjawiska termiczne związane z przepływem prądu,
- wybuchy w strefach zagrożonych wybuchem (strefy Ex) – związane z zapłonem atmosfery wybuchowej przez źródła elektryczne,
- pole elektromagnetyczne – oddziaływanie pól elektromagnetycznych o różnych częstotliwościach na organizm człowieka,
- ładunki elektrostatyczne – gromadzenie się i wyładowania ładunków elektrostatycznych.



Rys. 1. Podsumowanie zagrożeń elektrycznych oraz piktogramy ISO/IEC

2. Zwarcie łukowe - charakterystyka zjawiska

2.1. Czym jest łuk elektryczny?

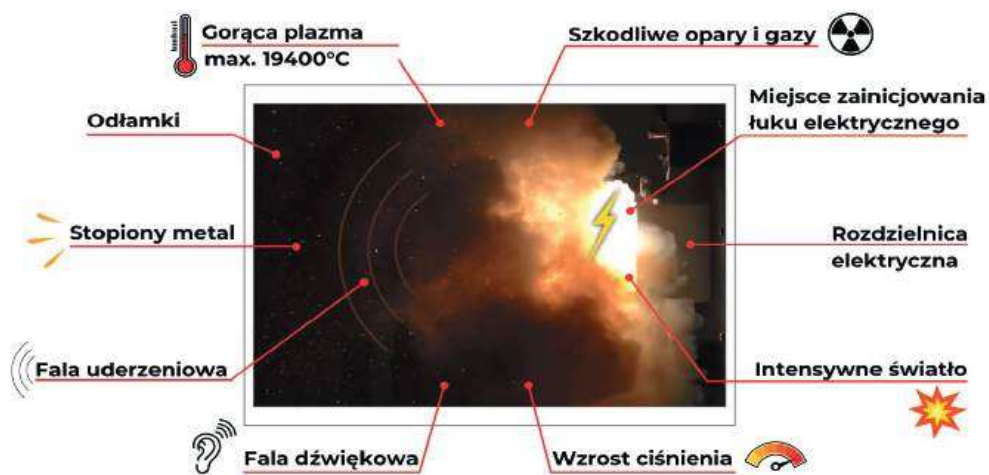
Łuk elektryczny - jest zjawiskiem fizycznym które polega na „przepływie” prądu przez zjonizowane powietrze (najczęściej powietrze, bo są też inne gazy). Dzieje się tak gdy pole elektryczne przekroczy „wytrzymałość” powietrza, następuje ruch elektronów w zjonizowanym gazie i powstaje widoczna plazma w formie łuku elektrycznego. I nie jest to nowe zjawisko.



Rys. 2. Przykład łuku elektrycznego zainicjowanego na linii napowietrznej SN

Charakterystycznymi cechami łuku elektrycznego są:

- bardzo wysoka temperatura dochodząca do $19\,400^{\circ}\text{C}$,
- intensywne promieniowanie świetlne (UVA/UVB),
- gwałtowny wzrost ciśnienia (fala uderzeniowa),
- jonizacja i podgrzanie otaczającego powietrza,
- emisja stopionego metalu,
- odłamki poruszające się nawet z prędkością do 1100 km/h ,
- fala dźwiękowa nawet do 160dB .



Rys. 3. Opis zjawisk powstających podczas zwarcia łukowego

2.2. Mechanizm powstawania zwarcia łukowego

Zwarcie łukowe może powstać w wyniku wielu sytuacji. Najczęściej powstaje na skutek błędu ludzkiego, uszkodzonej aparatury czy czynników środowiskowych. W przeciwieństwie do zwarcia metalicznego, gdzie impedancja jest bliska zeru, zwarcie łukowe charakteryzuje się pewną impedancją łuku elektrycznego co ma swoje konsekwencje w postaci:

- problemów z detekcją prądów zwarć łukowych,
- problemów z wyłączaniem prądów zwarć łukowych,
- wydłużonym czasem wyłączenia.

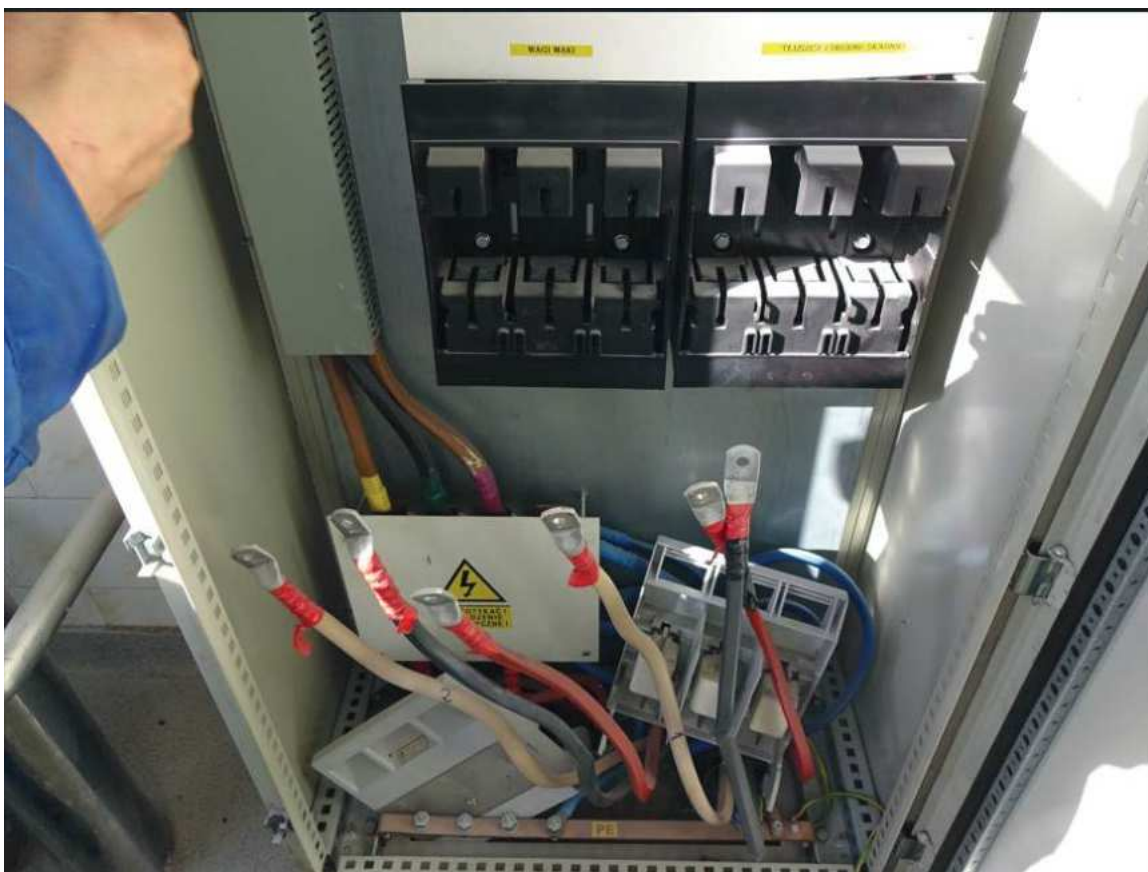
3. Przyczyny powstawania zwarć łukowych

Zwarcia łukowe mogą być wynikiem zarówno czynników ludzkich, jak i technicznych, związanych z samą infrastrukturą elektryczną. Czynniki można pogrupować jak poniżej.

3.1. Czynniki ludzkie

Wśród przyczyn związanych z czynnikiem ludzkim można wymienić:

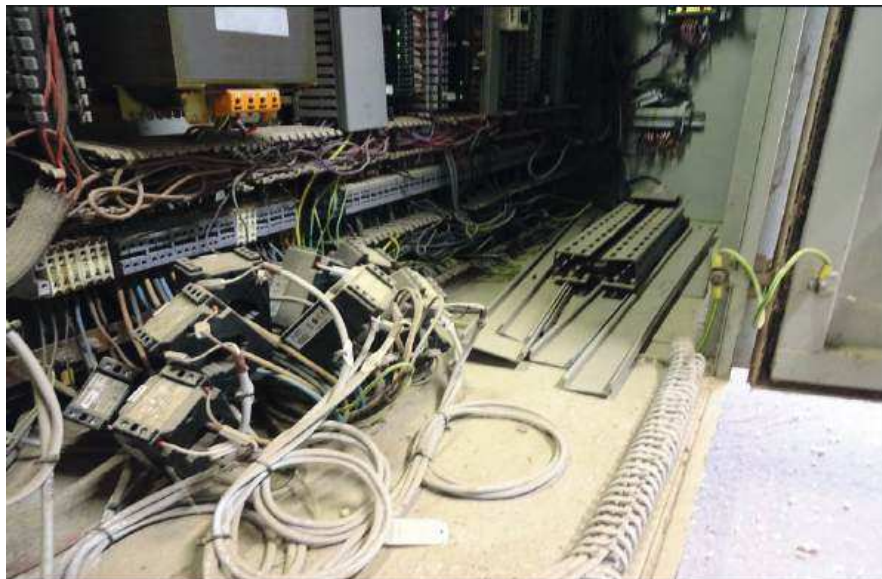
- błędy ludzkie podczas obsługi urządzeń elektrycznych,
- niewłaściwa organizacja pracy, w tym brak właściwych procedur bezpieczeństwa,
- niewłaściwa kultura pracy, ignorowanie zasad BHP,
- stosowanie niewłaściwych narzędzi do prac przy urządzeniach elektrycznych,
- nieprawidłowe wykonanie instalacji elektrycznej,
- prowadzenie prac pod lub w pobliżu napięcia (nie w technologii PPN).



Rys. 4. Przykład błędów instalacyjnych i braku dbałości o rozdzielnicę elektryczną

3.2. Czynniki środowiskowe

- obecność pyłu, wody lub kondensatu w urządzeniach elektrycznych,
- korozja elementów przewodzących,
- luźne połączenia elektryczne,
- wtargnięcie zwierząt do rozdzielnic i urządzeń elektrycznych,
- czynniki zewnętrzne, takie jak trzęsienia ziemi, powodzie czy inne zjawiska naturalne.



Rys. 5. Przykład zapalenia w rozdzielnicy elektrycznej

3.3. Czynniki mechaniczne

- uszkodzenia mechaniczne izolacji lub elementów przewodzących,
- przegrzanie elementów instalacji (np. w wyniku przeciążenia),
- przepięcia w sieci (atmosferyczne lub łączeniowe),
- brak regularnego serwisu i konserwacji,
- uszkodzona izolacja przewodów.

4. Skutki zwarć łukowych

Skutki zwarć łukowych można podzielić na dwie główne kategorie: skutki materialne związane z uszkodzeniami instalacji i obiektów oraz skutki zdrowotne dla osób narażonych na oddziaływanie łuku elektrycznego.

4.1. Uszkodzenia instalacji i obiektów

Zwarcia łukowe mogą prowadzić do poważnych uszkodzeń infrastruktury elektrycznej oraz obiektów. Wśród najpoważniejszych skutków należy wymienić:

- zniszczenie aparatury łączeniowej i rozdzielnic,
- pożary instalacji elektrycznych, które mogą rozprzestrzenić się na cały obiekt,
- eksplozje i wybuchy przy dużej energii łuku prowadzące do strukturalnych uszkodzeń ścian.



Rys. 6. Pole rozdzielnicy SN 20kV zniszczone po wybuchu łuku elektrycznego