

**Wpływ generacji na pracę
elektroenergetycznej automatyki
zabezpieczeniowej w systemie dystrybucyjnym.
Uwarunkowania i bariery prawne i techniczne.**

Wpływ generacji na pracę elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej w systemie dystrybucyjnym. Uwarunkowania i bariery prawne i techniczne.

Zdzisław Koszkuł – TAURON Dystrybucja

Streszczenie

Referat podejmuje tematykę wpływu generacji na pracę elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej uwzględniając w swych rozważaniach wiele aspektów pracy zabezpieczeń i automatyzacji sieciowych. Referat systematyzuje układy pracy sieci z przyłączonymi źródłami rozproszonymi i wskazuje konkretne ryzyka błędnego działania lub braku działania EAZ w określonych układach sieciowych i w określonych warunkach.

Autor podejmuje też próbę wskazania rozwiązań, które mogą wspierać pracę EAZ

1. Wstęp

Świat nabiera rozpędu z każdym dniem i niemal w każdej dziedzinie. Jedną z nielicznych pewności dzisiaj jest to, że należy być nieustannie przygotowanym na zmiany. Wiele na przestrzeni ostatnich lat mówi się o przeobrażaniu jakimś podlega obecnie energetyka.

Nawet Konferencja, w której uczestniczymy właśnie jako temat przewodni podjęła transformację rozumianą jako zmianę z jednej rzeczywistości w inną.

Problemem dzisiejszych czasów nie jest jednak sam fakt zmiany oblicza energetyki tylko to, że zmiana ta jest permanentna. Nie zdążyliśmy się przyzwyczaić do oblicza dnia wczorajszego, a dzień dzisiejszy ujawnia nam już zupełnie nowe. To oczywiście alegoria. Przenosząc ją jednak na nasz grunt, jeszcze nie skończyliśmy rozmawiać o tym jak dostosować się do coraz większego udziału źródeł wytwórczych rozproszonych w systemie elektroenergetycznym, do odwracania się kierunków przepływów, a już musimy rozmawiać o nowej rzeczywistości jaką niesie choćby 'sztuczna inteligencja' czy coś bardziej namacalnego, tj. 'cyfrowy bliźniak'.

Ten referat jednak podejmuje próbę oceny wpływu przyłączanych źródeł wytwórczych w różnych konfiguracjach sieciowych na pracę automatyki zabezpieczeniowej. Podejmuje też próbę określenia barier, których pokonanie w opinii autora stanowi poważne wyzwanie techniczne i finansowe dla operatorów systemu elektroenergetycznego, ale i dla właścicieli tych źródeł.

Postaram się również dowieść, że czasem wystarczy tak niewiele, by owym wyzwaniom sprostać przynajmniej w pewnej ich części.

2. Wprowadzenie

Jako się rzekło, dynamiczny wzrost liczby modułów wytwarzania energii (MWE) przyłączanych do sieci dystrybucyjnych — w szczególności źródeł inwerterowych, farm fotowoltaicznych, magazynów energii oraz nowoczesnych farm wiatrowych — diametralnie zmienia warunki pracy systemu elektroenergetycznego. Sieć, która przez dziesięciolecia charakteryzowała się jednoznacznym kierunkiem przepływu mocy i wysokim poziomem mocy zwarciowej węzłów, staje się obecnie strukturą z dużym udziałem generacji rozproszonej i wieloma lokalnymi źródłami zasilania.

Zmieniający się profil systemu wymusza dostosowanie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej (EAZ), której zadaniem jest szybka i selektywna identyfikacja zakłóceń oraz ich eliminacja.

Praca EAZ staje się jednak coraz trudniejsza wskutek przeobrażeń takich jak:

- zmiana kierunków przepływów mocy,
- niska i dynamicznie zmieniająca się moc zwarciowa w wyniku pracy nowych źródeł,
- ograniczenia prądowych źródeł inwerterowych,
- ryzyko pracy wyspowej,
- zjawiska niesynchronicznych załączeń po działaniu automatyzacji sieciowych taki w szczególności jak SPZ i SZR.

Do tego wszystkiego dochodzi widmo, w całkiem niedalekiej przyszłości, znacznego obniżenia mocy zwarciowej w systemie elektroenergetycznym pochodzącej od źródeł synchronicznych, charakteryzujących się dużą masą wirującą.

Powyższe aspekty stanowią dziś jedno z najistotniejszych wyzwań w prowadzeniu ruchu sieci dystrybucyjnych oraz wyzwań którym musi stawić czoła elektroenergetyczna automatyka

zabezpieczeniowa. Niezmienną bowiem powinna być zasada, że to EAZ dostosowuje się do warunków pracy systemu elektroenergetycznego, nieodwrotnie.

3. Dokumenty determinujące pracę modułów wytwarzania w polskim systemie elektroenergetycznym

- **Kodeks sieciowy NC RfG**

Jest to kodeks dotyczący wymogów w zakresie przyłączania jednostek wytwórczych do sieci elektroenergetycznej. To podstawowy dokument, w którym zawarto wymagania odnośnie zachowania MWE w określonych stanach systemu elektroenergetycznego. Kodeks ten określa cztery kategorie generacji rozproszonej A, B, C i D w zależności od ich mocy maksymalnej oraz wartości napięcia w punkcie przyłączenia do sieci.

- **Wymogi ogólnego stosowania**

Jest to dokument, którego obowiązek opracowania dla Operatorów systemu elektroenergetycznego wynika z art. 7 ust. 4 Kodeksu NC RfG.

W tym dokumencie zdefiniowano kształty charakterystyk regulacyjnych dla MWE i wymagania im stawiane podczas różnych zakłóceń pojawiających się w systemie elektroenergetycznym w tym m.in.:

- wymagania stabilności częstotliwościowej,
- warunki automatycznego przyłączania MWE do sieci,
- wymagania w zakresie generowania przez MWE szybkiego prądu zwarciovego podczas wystąpienia zwarć poza instalacją wewnętrzną modułu.

- **Norma PN-EN 50549 Wymagania dla instalacji wytwórczych przeznaczonych do równoległego przyłączania do publicznych sieci dystrybucyjnych**

Norma ta określa wymagania techniczne dla funkcji zabezpieczeń i zdolności operacyjnej instalacji wytwórczych, przeznaczonych do pracy równoległej z sieciami dystrybucyjnymi nN (część 1) i z sieciami dystrybucyjnymi SN (część 2).

- **Rozporządzenie MKiŚ z dnia 22.03.2023 r. ws. szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego**

Jest to jeden z najważniejszych dokumentów techniczno-prawnych dla sektora energetycznego i kluczowy akt wykonawczy do 'Prawa energetycznego', w którym określono ogólne wymagania dotyczące elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej w sieciach NN i WN (załącznik 1, rozdział 2) i sieci SN (załącznik 1, rozdział 3).

- **Instrukcje Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej i Dystrybucyjnych**

Instrukcje te są opracowywane przez poszczególnych operatorów systemu, które muszą być zatwierdzone przez Prezesa URE.

- **Standardy techniczne**

Są to dokumenty, w których każdy z operatorów systemu określa szczegółowe wymagania techniczne i jakościowe dla urządzeń, układów i rozwiązań, których spełnienie determinuje zastosowanie ich w sieci danego operatora.

- **Bank nastaw dla inwerterów MWE kategorii A i B**

Nie sposób nie wspomnieć tu o tym dokumencie. Jego głównym celem jest zdefiniowanie nastaw dla poszczególnych kryteriów regulacyjnych i zabezpieczeniowych. 'Bank' ten określa jednocześnie wymagania w zakresie dostępnych funkcji, charakterystyk regulacyjnych i zakresów kryteriów zabezpieczeniowych implementowanych w inwerterach współpracujących z MWE.

Niestety analizując powyższe dokumenty można łatwo dostrzec niespójność w zakresie wymagań zawartych w różnych dokumentach. Wystarczy porównać podejście do spełnienia wymogu dotyczącego 'zdolności do pozostania w pracy' podczas zwarcia, opisane w tabelach oraz zaprezentowane na charakterystykach FRT (Fault Ride Through). Nie jest to jednak przedmiotem tego referatu.

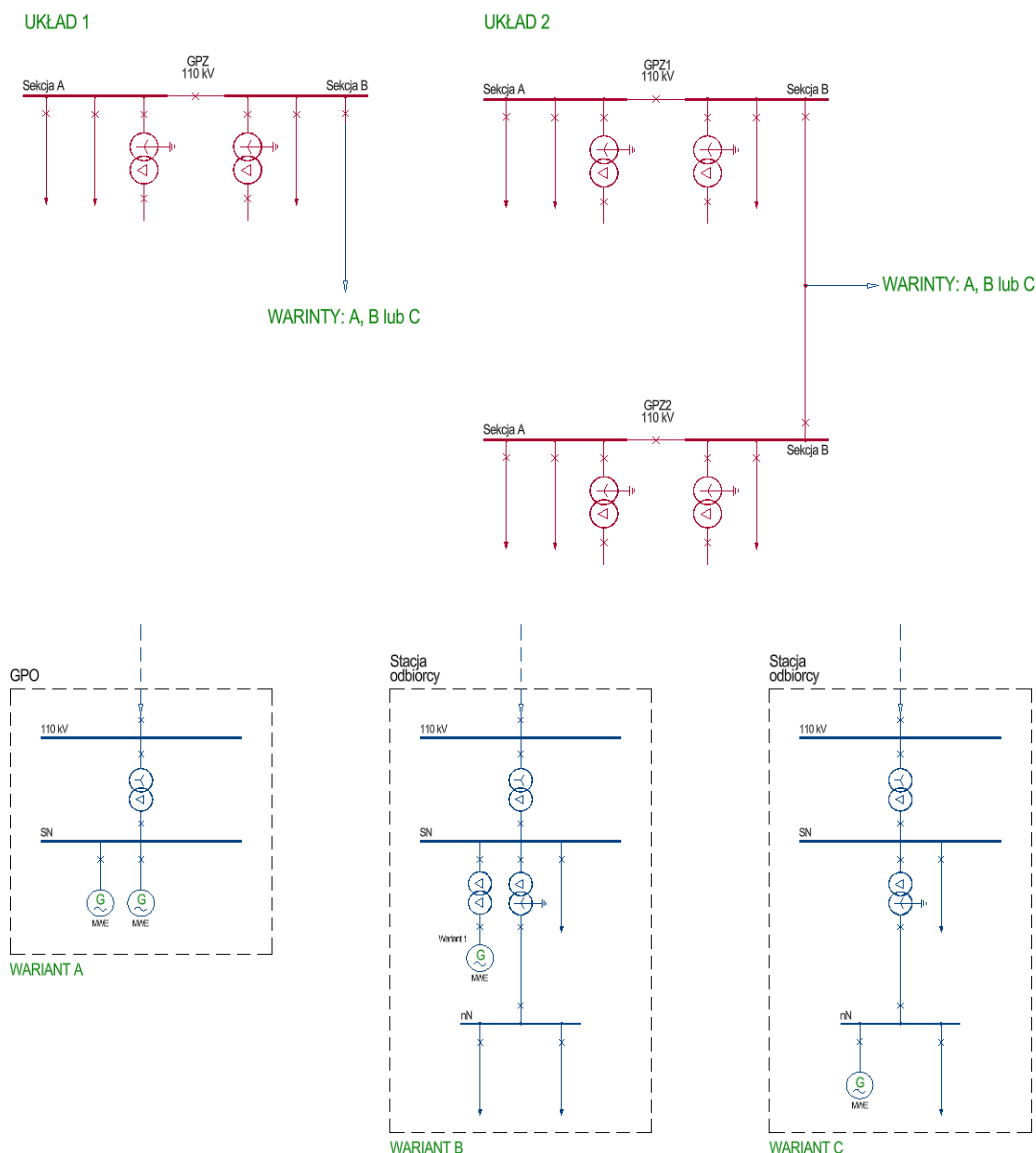
4. Układy przyłączeń MWE do sieci dystrybucyjnej

Wymagania stawiane MWE ubiegającemu się o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej określone są przez operatorów systemu w 'warunkach przyłączenia'. Wymagania te determinowane są mocą MWE oraz napięciem sieci, do której ma być on przyłączony. Wyjątkiem od tej zasady jest przyłączenie instalacji prosumenckiej. W tym przypadku operator systemu nie ma wpływu na miejsce przyłączenia a jedynie na wyegzekwowanie przez nią określonych wymagań technicznych.

4.1. Przyłączenia do sieci dystrybucyjnej 110 kV

W sieci 110 kV można wyróżnić dwa rodzaje układów przyłączy:

- Pierwszy (UKŁAD 1) linią kablową lub napowietrzną bezpośrednio do stacji MWE zwanej GPO (WARINT A). Miejscem przyłączenia są tu zwykle szyny zbiorcze, ogólnie ujmując, rozdzielni 110 kV stacji Operatora. A więc linia 110 kV należy do właściciela MWE. Układ ten jest stosowany do nowych przyłączy, najczęściej instalacji wytwórców;
- Drugi (UKŁAD 2) w odczepie od linii napowietrznej 110 kV. Miejscem przyłączenia jest słup odczepowy linii napowietrznej 110 kV. Wówczas przeważnie linia w całości stanowi majątek operatora systemu. Jest to układ ze wszech miar niepożądany z uwagi na jego wady zarówno ruchowe jak i eksploatacyjne. Przyłączenie MWE realizowane na takiej zasadzie, dopuszczane jest tylko w sytuacji, gdy istniejący odbiorca drugiej grupy przyłączeniowej zechce doposażyć swoją instalację w źródło wytwórcze (najczęściej WARIANTY B i C). Najczęściej taki układ jest też obwarowany warunkiem czasowym i koniecznością jego późniejszej przebudowy.

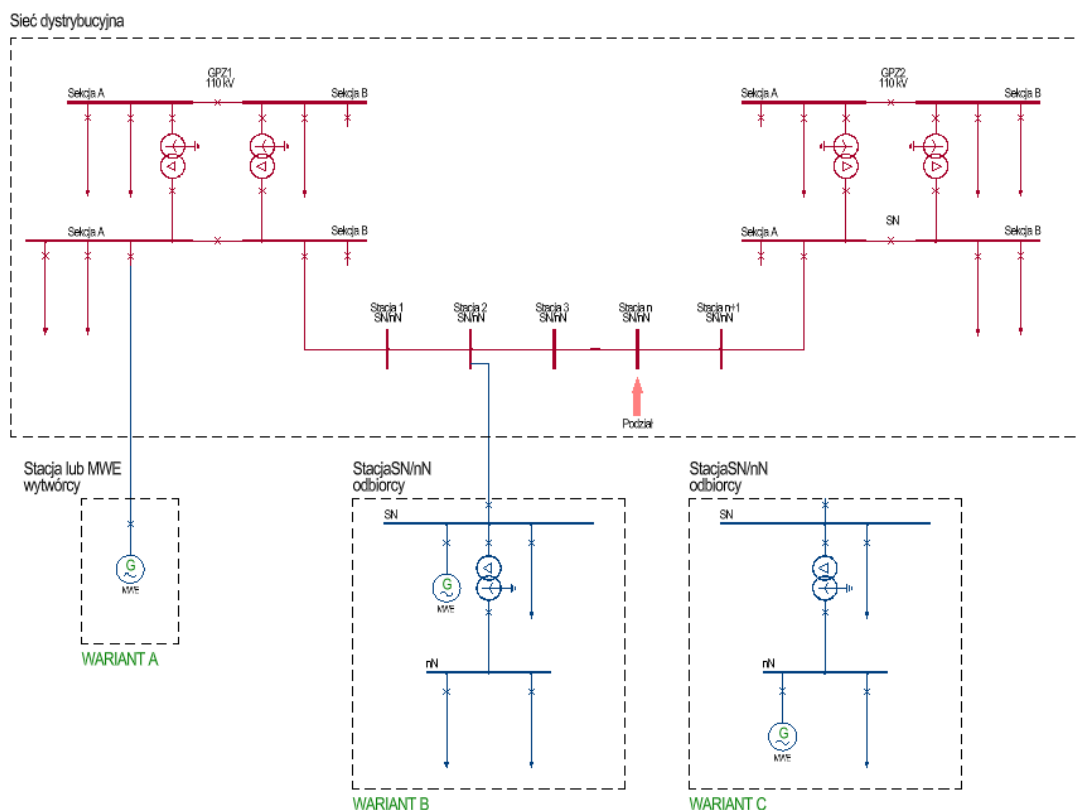


Rys. 1. Układy i warianty przyłączy MWE do sieci dystrybucyjnej 110 kV

4.2. Przyłączenia do sieci dystrybucyjnej SN

W sieci SN, podobnie jak w sieci 110 kV można wyróżnić dwa rodzaje układów przyłączy, choć możliwości jest tutaj znacznie więcej. Wyróżniając bowiem trzy charakterystyczne warianty, tj.: przyłączenie wytwórcy i przyłączenie źródła wytwórczego w stacji odbiorcy, każdy może być realizowany

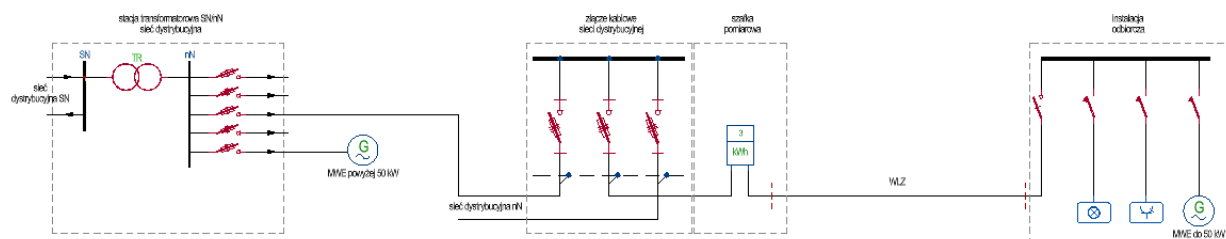
bezpośrednio do szyn rozdzielnic SN w GPZ, RS, stacji transformatorowej SN/nN, złącza kablowego SN czy w głębi sieci SN, w odgałęzieniu od linii kablowej lub napowietrznej.



Rys. 2. Układy i warianty przyłączy MWE do sieci dystrybucyjnej SN

4.3. Przyłączenia do sieci dystrybucyjnej nN

Jeśli chodzi o sieć dystrybucyjną nN, MWE o mocy przyłączeniowej powyżej 50 kW przyłączane są bezpośrednio do rozdzielnic nN w stacjach transformatorowych SN/nN. Mikroinstalacje ($P \leq 50$ kW) najczęściej stanowią element instalacji odbiorczej.



Rys. 3. Układy i warianty przyłączy MWE do sieci dystrybucyjnej nN

5. Praca EAZ w sieci z przyłączonymi modułami wytwarzania energii. Zjawiska powodujące utrudniania w pracy EAZ

Tylko z punktu widzenia systemu elektroenergetycznego praca źródeł rozproszonych ma wiele pozytywnych aspektów, rozpoczynając od tych środowiskowych – wykorzystanie odnawialnych źródeł energii pierwotnej, które są niewyczerpalne i w zasięgu ręki, ograniczenie gazów cieplarnianych po aspekty techniczne jak rozproszenie źródeł energii i brak konieczności przesyłu energii elektrycznej z centrów wytwarzania skupionych zwykle w pobliżu zasobów pierwotnych, co znacząco może wpłynąć na ograniczenie strat, a nawet na oszczędności materiałowe do budowy ciągów przesyłowych czy dystrybucyjnych,

Świat jednak nie jest czarno-biały, lecz jak zawsze istnieje cała paleta szarości. Te szarości to szereg negatywów widzianych z punktu widzenia pracy systemu elektroenergetycznego jak: duża

niestabilność pracy MWE z uwagi na zmienność generacji w zależności od warunków pogodowych, pory dnia czy pory roku.

Owa szarość to również różnorodność konstrukcyjna, którą można najogólniej sprowadzić do trzech rodzajów tych źródeł, tj.: generatory synchroniczne, generatory niesynchroniczne i źródła inwerterowe. Wszystko to sprowadza się do kłopotów z punktu widzenia EAZ. Te kłopoty to przede wszystkim niepoprawne działanie lub brak działania zabezpieczeń oraz niewłaściwe lub nieskuteczne działanie automatów sieciowych takich jak SCO, SPZ czy SZR.

5.1. Moc zwarciova generowana podczas zwarcia

Zacznijmy od tego co zawsze było parametrem najlepszym, charakterystycznym i bardzo łatwo rozpoznawalnym podczas detekcji zwarcia, zacznijmy od charakterystyki źródeł MWE pod kątem generacji prądów zwarcioowych. Typowe wartości tych prądów to:

- generatory synchroniczne: 5–10 In,
- generatory asynchroniczne: 5–10 In,
- inwertery: zwykle 1,1–1,2 In, krótkotrwałe piki do 2 In.

Bez zbędnego tłumaczenia osobom zajmującym się zawodowo EAZ, wiadomym jest, że w przypadku inwerterów proste kryteria oparte o prąd zwarcioowy czy nawet o pomiar impedancji nie są już wystarczające.

Tak niski poziom prądów zwarcioowych generowanych przez inwertery prowadzi nie tylko do problemów z detekcją zakłóceń zwarcioowych przez zabezpieczenia od strony MWE przez kryteria prądowe, ale wpływa też na detekcję zakłóceń przez zabezpieczenia zlokalizowane od strony systemu dystrybucyjnego w tym przede wszystkim do skrócenia zasięgów stref zabezpieczeń odległościowych, opóźnień lub niezadziałań zabezpieczeń nadprądowych.

Zważywszy, że od zawsze najważniejszymi cechami EAZ były czułość, selektywność działania i niezawodność, taki stan rzeczy jest na dłuższą metę niedopuszczalny.

5.2. Praca automatów sieciowych

▪ samoczynne częstotliwościowe odciążanie (SCO)

Choć przypadki niepoprawnej pracy automatyki SCO znane są od dawna, jednak coraz większe nasycenie MWE w sieci zwłaszcza SN częstość tych przypadków znacząco zwiększyły. Mają na to wpływ trzy aspekty.

- Pierwszy nie do końca rozumiały, to narzucone przez operatora systemu przesyłowego (który stanowi praktyczny zarząd nad automatyką) krótkich czasów działania tej automatyki. Autor oczywiście wyczuwa intencję OSP, jednak nie sposób oprzeć się wrażeniu 'wylewania dziecka z kąpielą'. Automatyka SCO pracuje w sieci SN od dekad i zawsze jej celem było wsparcie dla źródeł synchronicznych w przypadkach pogłębiającego się deficytu mocy w systemie elektroenergetycznym. Już w czasach przed MWE kryteria częstotliwościowe musiały być wspierane przez dodatkowe funkcje pozwalające odróżnić owy stan deficytu mocy w systemie od zjawisk charakterystycznych choćby dla zwarć doziemnych w sieci SN czy specyficznej pracy silników asynchronicznych 'podszywających' się tylko pod warunki wyglądające na deficyt mocy w see.
- Drugi, to detekcja pracy wyspowej źródeł wytwórczych zachodząca praktycznie zawsze przy odłączeniu awaryjnym źródła. Kryteria pozwalające na tę detekcję są dalece niedoskonałe, bo zachowanie MWE podczas utraty połączenia z see może być łudząco podobne do warunków przed backout'owych. Na to nakłada się jeszcze niejednoczesność działania zabezpieczeń 'wyspowych', często nawet w ramach jednego MWE powodując swego rodzaju kaskadę działania. Znane są przypadki, gdy ten czas został wydłużony nawet do 500 ms. Ale to może nie tyle niedoskonałość kryteriów, a raczej niedoskonałość samych terminali zabezpieczeniowych.
- Trzeci może wydać się dość prozaiczny, ale bez cienia wątpliwości jego wpływ na działanie SCO jest równie istotny. Chodzi o brak certyfikacji przekazników realizujących funkcję SCO w see. OSP określiło w IRIESP wymagania dla tych przekazników. OSD wymagania te przeniosło do swoich IRIESD. Niestety wymagania te są praktycznie nieweryfikowalne w laboratoriach, którymi dysponują OSD. Dodatkowo nie sposób dokonać tej weryfikacji podczas postępowań przetargowych. Konieczne jest opracowanie programu certyfikacji tych przekazników, tak, by badanie i ocena tak istotnych z punktu widzenia see przekazników, realizowana była w certyfikowanych jednostkach badawczych posiadających odpowiedni zakres akredytacji udzielonej przez krajową jednostkę akredytacyjną.

W celu zapobiegnięcia zbędnych i szkodliwych działań, w warunkach poprawnego działania automatyki SCO, należy stosować 'SCO kierunkowe', którego cechą charakterystyczną sprawdzanie kierunku przepływu mocy. Gdy przepływ jest w kierunku szyn zbiorczych stacji wyłączenie danego

pola jest blokowane. Jest to ważna funkcja, z uwagi na fakt, że w obecnej dobie zaczyna brakować w rozdzielni SN pól czysto odbiorczych.

- samoczynne ponowne załączenie (SPZ)

Celem automatyki SPZ jest ograniczenie trwałych wyłączeń elementów podczas zwarć przejściowych. Stare statystyki uczą, że w liniach napowietrznych takich zwarć jest ok. 70%. Oczywiście statystyka prawdziwa jest dla linii napowietrznych. W liniach kablowych, często też kablowo-napowietrznych automatyka ta nie jest stosowana. Warto też wspomnieć, że zwłaszcza w sieci SN są jeszcze automatyki, których działanie opiera się na wykorzystaniu czasu przerwy beznapięciowej SPZ. By jednak działanie tej automatyki (bez względu na poziom napięcia) było skuteczne w przypadkach zwarć przejściowych muszą istnieć warunki do dejonizacji przestrzeni połukowej w czasie przerwy beznapięciowej przed ponownym załączeniem wyłącznika.

Niestety w dobie MWE warunki tej dejonizacji uległy znacznemu pogorszeniu głównie z uwagi na skrócenie rzeczywistego czasu przerwy beznapięciowej przez odstawiające się w tym czasie moduły.

Dotychczas w zakresie SPZ stosowany był zapis:

'Dla generatorów synchronicznych lub asynchronicznych czas działania zabezpieczeń i czas własny łącznika sprzęgającego muszą być tak dobrane, aby wyłączenie generatora nastąpiło podczas zaników napięcia spowodowanych zadziałaniem automatyki SPZ. Podobnie zresztą w odniesieniu do automatyki SZR. Jest to jednak zapis chroniący generatory przed niesynchronicznym podaniem na ich zaciski napięcia.

Odstawianie MWE w czasie przerwy beznapięciowej automatyki SPZ powoduje skrócenie czasu na dejonizację przerwy połukowej. Dlatego należy wydłużyć czas przerwy beznapięciowej do minimum 1 sekundy – rekomendowany czas to 1,5 sekundy, tak aby w przerwie beznapięciowej MWE zostały pewnie wyłączone przez zabezpieczenia dodatkowe.

Zaś dla zwiększenia bezpieczeństwa MWE, SPZ w takich liniach z przyłączonymi modułami powinien zawierać układy synchrocheck z zaimplementowaną procedurą ponownego załączenia linii, uwzględniającą:

- kontrolę braku napięcia na wyłączonej linii od strony GPZ z mniejszą mocą zwarciovą,
- załączenie wyłącznika tylko w przypadku braku napięcia na linii,
- załączenie linii z drugiej strony przez układ kontroli synchronizmu (synchrocheck).

Stosowanie nastawy czasu przerwy beznapięciowej w liniach 110 kV o wartości 400 ms nie znajduje w opinii autora uzasadnienia, zaś jej wydłużenie do nawet 1,5 s nie wprowadza żadnego ryzyka dla stabilności see.

- samoczynne załączenie rezerwy (SZR)

Największym zagrożeniem w działaniu automatyki SZR jest niebezpieczeństwo niesynchronicznego załączenia MWE, którym takie załączenie może wywołać szkody niszczące w przypadku, gdy podobnie jak przy okazji działania automatyki SPZ, w czasie przerwy beznapięciowej MWE nie zostaną odłączone przez swoje zabezpieczenia dodatkowe. Stąd nie zaleca się stosowania automatyki SZR bez kontroli napięcia w gdy mamy do czynienia z pracującą generacją rozproszoną.

Z całą pewnością nie jest to skończony zbiór ryzyk związanych z wpływem obecności w see MWE na pracę automatów sieciowych. Dokładna analiza wymaga poświęcenia temu tematowi więcej miejsca.

Źródła wytwórcze często są przyłączane do stacji posiadających jedynie dwa powiązania z KSE – (stacja w układzie „H” w ciągu linii 110kV pomiędzy stacjami systemowymi). Praca automatów takich jak SPZ czy SZR realizujących w swym algorytmie przerwę beznapięciową, po której następuje samoczynne i automatyczne załączenie przerwanej linii 110 kV, bez jakichkolwiek warunków dodatkowych rodzi ryzyko nieudanego cyklu SPZ oraz znacznie poważniejszego w skutkach niesynchronicznego załączenia prowadzącego do wygenerowania niebezpiecznych prądów wyrównawczych zarówno z punktu widzenia MWE jak samej sieci dystrybucyjnej.

Stąd zalecenie, aby wszystkie stacje w ciągu 110 kV, gdzie pracują MWE wrażliwe na niesynchroniczne załączenie wyposażać w układy kontroli synchronizmu.



Do nieintencjonalnej pracy wyspowej może dojść przede wszystkim, gdy w wydzielonej mikrosieci znajdzie się źródło synchroniczne, a moce wytwarzane i pobierane stosunkowo się zrównoważą. W takim przypadku powszechnie stosowane kryteria od detekcji pracy wyspowej mogą nie mieć warunków do działania.

Rozporządzenie MKiŚ ws. szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego wprowadza pojęcie pola lub linii służącej do wyprowadzenia mocy. Pojęcie to występuje również IRIESD i IRIESP. Żaden z tych dokumentów nie podejmuje jednak próby zdefiniowania go. Pojęcie to zostało wprowadzone co najmniej kilkadziesiąt lat temu i odnosiło się do linii NN lub WN, które służyły wyprowadzeniu mocy z elektrowni 'konwencjonalnych', w których źródłem energii

elektrycznej był generator synchroniczny posiadający masę wirującą. Z oczywistych względów linia taka musiała być objęta szczególnym nadzorem ze strony nie tylko EAZ, ale i służb dyspozytorskich. Dzisiejsza rzeczywistość jest zgoła inna. Trudno bowiem zrównywać linię, która służy wyprowadzeniu mocy do see z elektrowni wyposażonej w generatory dysponujące masą wirującą czy nawet z GPO z linią, która podstawowo zasila stację odbiorczą nawet gdy ów odbiorca instaluje w niej MWE i okresowo lub nawet stale wprowadza wygenerowaną energię do see. Zatem można zadać pytanie: Czy linia 110 kV zasilająca stację odbiorcy, który na swoje potrzeby zainstalował MWE o mocy np. 500 kW jest linią służącą wyprowadzeniu mocy zgodnie z intencją autorów zapisów w 'rozporządzeniu systemowym', jeśli nawet ów odbiorca nadmiar wyprodukowanej energii wyprowadza do systemu dystrybucyjnego?

Pojęcie to powinno być zdefiniowane i dostosowane do potrzeb wynikających z oceny wpływu pracy MWE na bezpieczeństwo see i jego użytkowników oraz na działanie EAZ.

Wymaganie w takich jak opisany wyżej przypadkach czy nawet wymaganie w sieci dystrybucyjnej 110 kV dwóch niezależnych dróg komunikacji do celów zabezpieczeniowych w sytuacji, gdy w sieci tej nie stosuje się redundantnych układów EAZ naraża zarówno spółki dystrybucyjne jak i przyłączanych podmiotów na niepotrzebne i niebagatelne koszty.

8. Podsumowanie

Referat ten nie wyczerpuje tematu wpływu generacji na pracę EAZ, bo najzwyczajniej nie może. Jest to temat na dużo szerszą debatę. Może jednak stanowić zaczątek do bardziej intensywnych działań po stronie wszystkich tych, którzy w jakiejś mierze czują się za system elektroenergetyczny odpowiedzialni.

Nie chodzi tu o 'pracę u podstaw'. Problem integracji źródeł rozproszonych oraz ich wpływu na elektroenergetyczną automatykę zabezpieczeniową są całkiem dobrze rozpoznane.

MWE, szczególnie w sieciach dystrybucyjnych, mogą znacząco wpłynąć na rozkłady i charakter prądów obciążeniowych jak i zwarciovych, nawet w skrajnym przypadku zmieniając ich kierunek. Mnogość dostępnych rodzajów źródeł, ich wielkość i sposób ich przyłączenia do sieci znacznie komplikuje znalezienie prostych i uniwersalnych rozwiązań EAZ, które będą sobie radzić w każdym przypadku.

Stąd tradycyjne podejście do doboru i nastaw elementów automatyki zabezpieczeniowej może skutkować utratą koordynacji, nadmiarowymi zadaniami EAZ lub brakiem tych zadań. Sieci dystrybucyjne, które jeszcze całkiem niedawno były w dużej przewadze zasilane jednostronnie, dzisiaj muszą mierzyć się w miejscach zlokalizowanych całkiem w ich głębi z problem niepożądanego wpływu wypowei lub niesynchronicznych załączeń.

Literatura

- [1] Praca zbiorowa pod przewodnictwem prof. Marcina Habrycha z Politechniki Wrocławskiej: Wpływ generacji przyłączonej do sieci OSD na elektroenergetyczną automatykę zabezpieczeniową (EAZ)., 2026
- [2] Standardy techniczne TAURON Dystrybucja S.A.