

Analiza pracy automatyki FDIR na linii średniego napięcia

Streszczenie. W artykule przedstawiono analizę niezawodności automatyki odbudowy zasilania linii średniego napięcia zaimplementowanej w struktury systemu klasy SCADA. Analiza została przeprowadzona w oparciu o dwie rzeczywiste linie dystrybucyjne pracujące w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. Uzyskane wyniki potwierdzają konieczność wprowadzenia kolejnych etapów modernizacji systemów sterowania i nadzoru sieci średnich napięć oraz rozwój branży inteligentnych sieci elektroenergetycznych (ang. Smart Grid).

Abstract. This paper presents an analysis of the reliability of the automation module of recovery power supply of medium-voltage lines implemented in SCADA system. Analysis were based on two real-working distribution grid fragments of National Power System in Poland. The results confirmed the need of modernization of supervisory and control systems in medium-voltage distribution networks and proves the validity and usefulness of the development of Smart Grid branch. (**Analysis of the reliability of the FDIR automation system of medium-voltage lines**).

Słowa kluczowe: niezawodność, systemy odbudowy zasilania, sieć dystrybucyjna, automatyka zabezpieczeniowa.

Keywords: reliability, power restoration systems, power distribution network, protection power grid automation.

Wprowadzenie

Obowiązujący model regulacji jakościowej wprowadzony w 2016 roku w dalszym ciągu wymaga od spółek dystrybucyjnych kosztowych modernizacji sieci elektroenergetycznej. Dystrybucja energii elektrycznej przez ostatnie pięć lat zmieniła się diametralnie pod względem infrastruktury technologicznej oraz cybernetycznej w tym systemów sterowania i nadzoru. Znaczna rozbudowa sieci dystrybucyjnych oraz modernizacja urządzeń automatyki zabezpieczeniowej wymaga od Operatorów Systemów Dystrybucyjnych (OSD) wprowadzanie wysoce zaawansowanej automatyki wspomagającej pracę dyspozytorów OSD [1]. Systemy sterowania i nadzoru siecią elektroenergetyczną klasy SCADA¹ oraz automatyki zabezpieczeniowe zwiększają bezpieczeństwo, niezawodność oraz jakość pracy całego polskiego systemu elektroenergetycznego.

Problematyka niezawodności sieci elektroenergetycznych była już poruszana w wielu artykułach naukowych. Wiadome jest, że regulacja jakościowa jest niezwykle ważnym aspektem nowoczesnych systemów energetycznych bezpośrednio wpływającą na rozwój gospodarki kraju [3,4]. Zapewnienie ciągłości zasilania jest również kluczowym elementem składającym się na bezpieczeństwo ekonomiczne państw.

Nawiązując do opracowania [5], przedstawiającego dane pochodzące od operatorów systemów dystrybucyjnych dotyczące stopnia automatyzacji pracy sieci średniego napięcia aktualnych na rok 2014, będzie można określić rozwój automatyzacji sieci elektroenergetycznych przez ostatnie 6 lat.

Praca odnosi się do podsumowania artykułu [6], w którym wskazano sposoby zwiększenia niezawodności pracy sieci elektroenergetycznej, którymi są: modernizacja i rozbudowa systemu łączności oraz wdrożenie modułu FDIR. Należy jednak zaznaczyć, że wspomniany we w/w opracowaniu czas lokalizacji miejsca uszkodzenia jest nieaktualny. Dlatego w dalszej części artykułu zostaną przedstawione czasy pełnej sekwencji automatyki FDIR – ang. Fault Detection, Isolation, Restoration; tj. wykrycie miejsca zwarcia, izolacja uszkodzonego fragmentu sieci, przywrócenie zasilania dla możliwie największej liczby odbiorców.

Modernizacja sieci elektroenergetycznej polega na

wymianie przestarzałych technologicznie urządzeń w skład których wchodzi, np.: łączniki na sieci elektroenergetycznej, rozdzielnie średniego napięcia, poszczególne pola w rozdzielnicach SN, sterowniki zabezpieczeniowe itd. [7] Konieczność wymiany tych urządzeń jest idealnym momentem na wybranie sterowników polowych obecnie zaliczanych już do klasy IED² – inteligentnych urządzeń elektroenergetycznych, z ang. Intelligence Electrical Device.

Inwestycje przebudowy sieci elektroenergetycznej są pierwszym, najważniejszym krokiem do wdrożenia automatyki FDIR. Obecne możliwości aplikacyjne i systemowe pozwalają na pomijalne wartości czasu pracy algorytmu przygotowującego sekwencje automatyki. W związku z tym czas realizacji pełnego cyklu odbudowy zasilania linii średniego napięcia zależy od szybkości pracy poszczególnych urządzeń oraz skuteczności i bezbłędności łączności pomiędzy sterownikami wchodzącymi w skład zabezpieczanego fragmentu sieci elektroenergetycznej.

Motywnym przewodnim niniejszej pracy jest przedstawienie wyników analizy niezawodności automatyki FDIR oraz potwierdzenie słuszności wdrażania systemów odbudowy zasilania w coraz większej liczbie obszarów energetycznych różnych przedsiębiorstw dystrybucyjnych. Niniejszy artykuł jest podsumowaniem wyników analizy niezawodności automatyki odbudowy zasilania linii średniego napięcia FDIR. Otrzymane rezultaty świadczą o konieczności wprowadzania nowoczesnych technologii usprawniających pracę OSD oraz znaczną poprawę wskaźników niezawodności dostaw energii elektrycznej – SAIDI³, SAIFI⁴, MAIFI⁵ [2].

Układy automatyki odbudowy zasilania linii średniego napięcia

Algorytm automatyki FDIR opiera swoją zasadę działania o przepływ następujących po sobie zdarzeń zaprezentowanych w formie diagramu na rysunku 1.

2 IED – z ang. Intelligence Electrical Device. Nowoczesna grupa elektroenergetycznych urządzeń pełniących funkcję automatyki zabezpieczeniowej, często wyposażona w dużą liczbę wbudowanych automatów stacyjnych, np.: SPZ, SCO, SZR. Sterowniki polowe należące do IED posiadają dużo większe możliwości procesowania danych oraz łączności ze sterownikami nadrzędnymi.

3 SAIDI – wskaźnik przeciętnego (średniego) systemowego czasu trwania przerwy długiej w dostawach energii elektrycznej

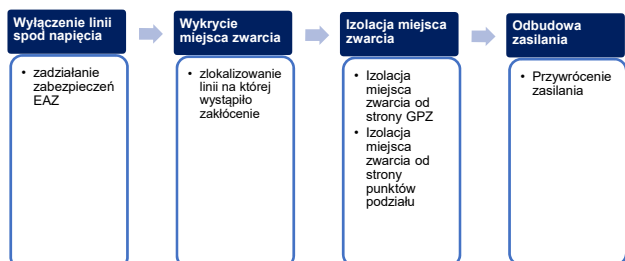
4 SAIFI – wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich w dostawie energii

5 MAIFI – wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich

1 SCADA – ang. Supervisory Control And Data Acquisition – W rozumieniu elektroenergetyki: System nadzorujący sieć elektroenergetyczną w oparciu o pomiary i sygnały z urządzeń telemechaniki. Pozwala na sterowanie, alarmowanie, wizualizację i archiwizację danych.

Algorytm automatyki FDIR opiera swoją zasadę działania o przepływ następujących po sobie zdarzeń zaprezentowanych w formie diagramu na Rysunku 1.

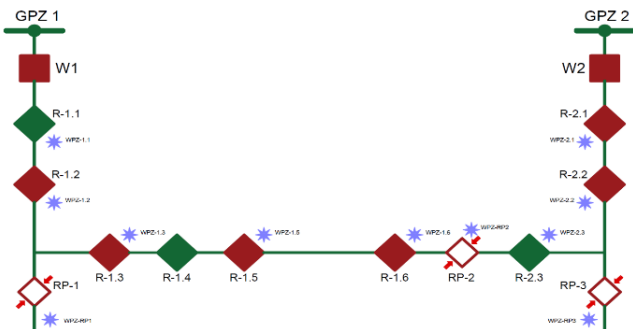
Procedura automatyki zapewnia zlokalizowanie miejsca zakłócenia w sieci, izolację uszkodzonego odcinka linii przy pomocy wystawienia sygnałów sterujących poprzez sterowniki telemechaniki (sterowniki nadrzędne), aż do danego sterownika odpowiedzialnego za regulację stanem pracy łącznika-ów w celu wyselekcjonowania uszkodzonego fragmentu linii i przywrócenia możliwie największej ilości odbiorców pozbawionych napięcia w wyniku awarii.



Rys. 1. Diagram przedstawiający w uproszczony sposób automatyczną sekwencję postępowania automatyki FDIR [8]

Zasada działania automatyki FDIR

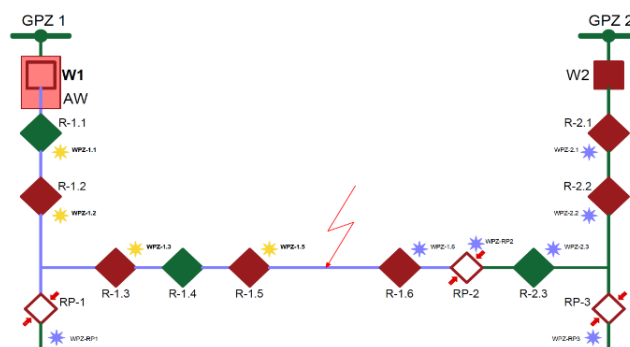
Sekwencja działania automatyki FDIR jest kontynuacją automatyki zabezpieczeniowej zaimplementowanej w sterownikach polowych. Przed wystąpieniem zakłócenia w linii elektroenergetycznej, automatyka odbudowy zasilania tworzy scenariusz postępowania uwzględniając aktualny stan łączników w sieci średniego napięcia. Scenariusz jest tworzony przez moduł statyczny – dla wersji początkowych i pilotażowych, lub przez moduł dynamiczny – dla wersji obecnie stosowanych i wdrożonych w systemy SCADA poszczególnych obszarów dystrybucyjnych.



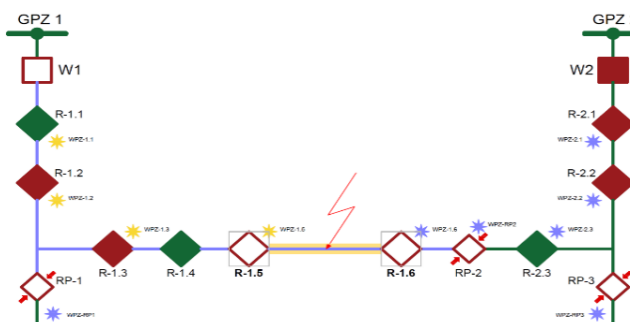
Rys. 2. Schemat przykładowego fragmentu sieci elektroenergetycznej w układzie normalnym, legenda załączona na rys. 6

Wystąpienie zakłócenia na zabezpieczanej linii SN powoduje zadziałanie zabezpieczenia polowego w GPZ otwierającego wyłącznik. Nadrzędny sterownik telemechaniki przekazuje sygnał z informacją o zadziałaniu zabezpieczenia do systemu SCADA. Automatyka wstrzymuje się od wykonywania jakichkolwiek działań do zakończenia sekwencji automatycznych tj. SPZ lub SZR w zależności od wcześniej ustalonych priorytetów działania. Po zakończeniu etapu oczekiwania, automat FDIR rozpoczyna krótką diagnostykę komunikacji pomiędzy sterownikami odpowiednich łączników. Spełnienie warunków bezbłędnej komunikacji rozpoczyna sekwencje pracy automatyki FDIR.

Rys. 3. Etap wykrywania uszkodzenia w linii elektroenergetycznej przez automatykę, legenda załączona na rys. 6

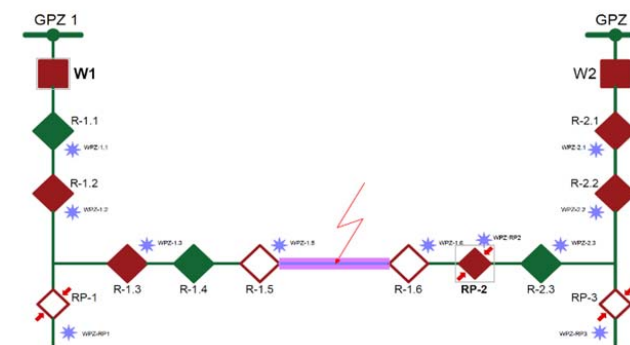


Pierwszym krokiem postępowania jest wykrycie miejsca zwarcia za pomocą WPZ⁶ – wskaźników prądów zwarcia lub na podstawie samoczynnych prób załączeń po których automatyka jest w stanie znaleźć miejsce uszkodzenia. Załączenia odbywają się zgodnie z zasadami poprawnej eksploatacji poszczególnych typów zdalnie sterowanych łączników zainstalowanych w linii elektroenergetycznej.



Rys. 4. Etap izolacji uszkodzonego odcinka linii elektroenergetycznej, legenda załączona na rys. 6

Zlokalizowane miejsce zwarcia jest izolowane z obu stron linii, następnie automatyka wykonuje ponowne załączenie wyłącznika w polu GPZ oraz zamknięcie łącznika podziałowego w celu sprawdzenia poprawności izolacji oraz zasilania od strony kolejnego GPZ. Poprawne wykonanie powyższych operacji łączeniowych kończy etap przywrócenia zasilania możliwie największej liczby odcinków linii elektroenergetycznej.



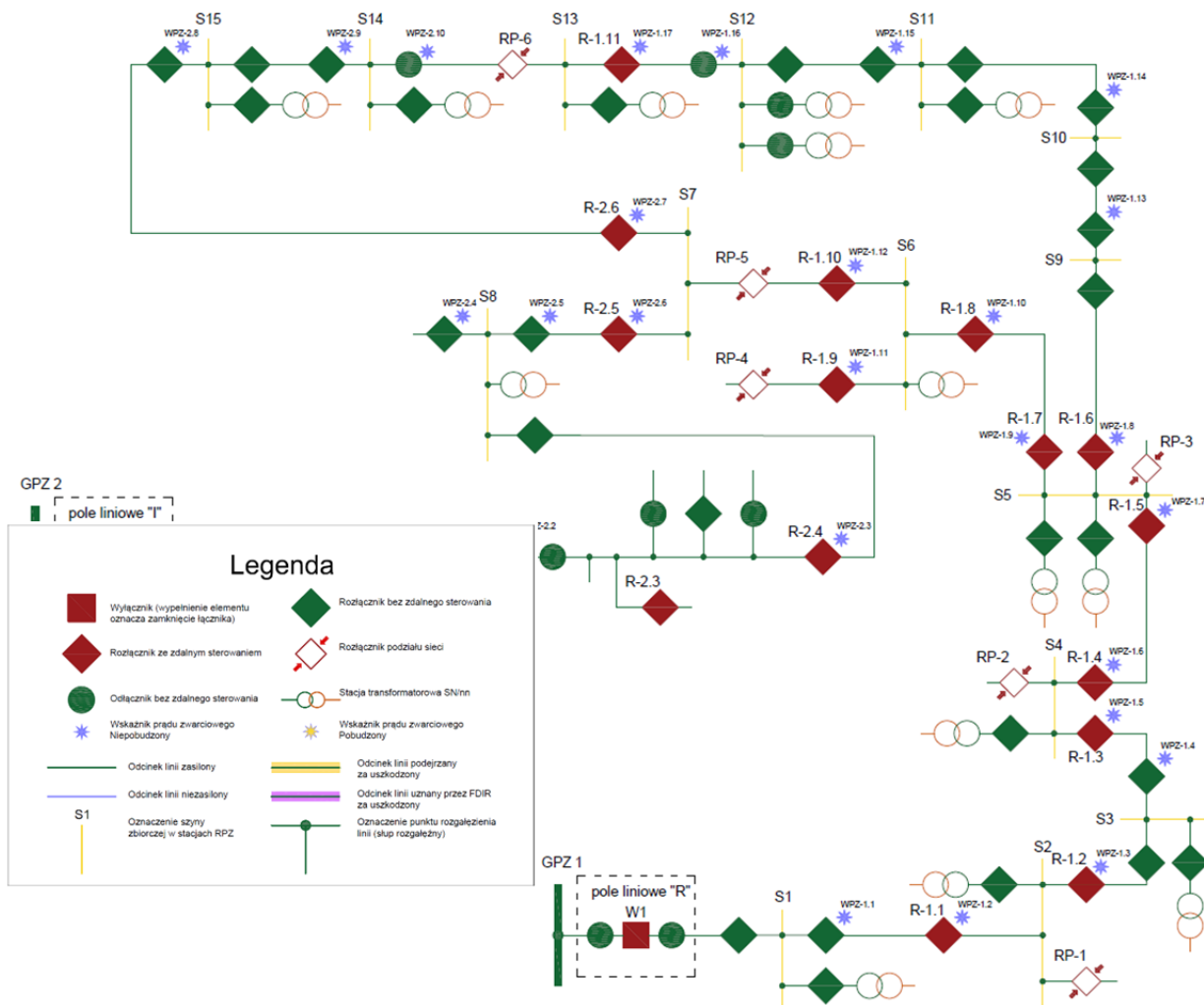
Rys. 5. Etap przywracania zasilania możliwie największej ilości linii elektroenergetycznych, legenda załączona na rys. 6

Zakończenie sekwencji automatyki FDIR jest wyświetlane w systemie SCADA do wiadomości dyspozytora, ponadto wszystkie operacje wykonywane

⁶ WPZ – wskaźniki prądów zwarcia, jest to potoczne określenie odnoszące się do urządzeń EAZ wyposażone w dodatkową aparaturę pomiarową przy pomocy której, można określić typ i rodzaj zakłócenia w pobliżu urządzenia.

przez automatykę są na bieżąco odnotowywane w dzienniku dyspozytorskim. Dyspozytor w każdej chwili może przerwać pracę automatyki. Przywrócenie sieci do stanu normalnego, przedzakłóceniewego ponownie wprowadza automatykę FDIR w stan czuwania i przygotowania scenariusza początkowego. Należy zaznaczyć, że wystąpienie zakłócenia na jednym fragmencie linii nie

oznacza zatrzymanie nadzoru przez automatykę FDIR pozostałych odcinków linii. Automatyka uwzględni aktualne uszkodzenia i w oparciu o aktualny stan sieci opracowuje nowy scenariusz postępowania – moduł dynamiczny.



Rys. 6. Schemat przedstawiający analizowaną rzeczywistą sieć elektroenergetyczną średniego napięcia w stanie normalnym bezzakłóceniewym

Przykład rzeczywistej sieci dystrybucyjnej

Analiza automatyki odbudowy zasilania odbyła się na podstawie rzeczywistych danych udostępnionych w ramach porozumienia z przedsiębiorstwem Enea Operator Sp. Z o.o. oraz z producentem systemu SCADA WindEx – Apator Elkomech S.A.

W ramach wspomnianego porozumienia autor zobowiązał się do nierozpowszechniania danych pozwalających na lokalizację opisywanych elementów sieci elektroenergetycznych należących do Enea Operator Sp. z o.o. i utajenia rozwiązań automatyki FDIR prod. Apator Elkomech S.A.

Przygotowana analiza bazuje na zaistniałych zakłóceniach pracy sieci elektroenergetycznej. Omówionych zostanie łącznie 6 zdarzeń w sieci elektroenergetycznej, po 3 zdarzenia na każdy z dwóch fragmentów sieci. Analizowane zakłócenia wystąpiły na liniach energetycznych wyprowadzonych z pól liniowych odpowiednio dla GPZ 1 – pole linowe „I” oraz

dla GPZ 2 – pole linowe „R” (Rys. 6). Podział sieci elektroenergetycznej⁸ jest zlokalizowany w dwóch stacjach rozdzielczych, dzięki czemu zachowana jest możliwość obustronnego zasilania poszczególnych odcinków sieci. Przykłady analizy niezawodności systemu automatyki FDIR

W związku z powtarzalnym charakterem pracy (sekwencji) automatyki FDIR, szczegółowo zostanie przedstawione jedno zdarzenie.

Kolejne zadziałania automatyki są zbliżone do siebie, jedyną znaczącą różnicą jest odległość uszkodzonego

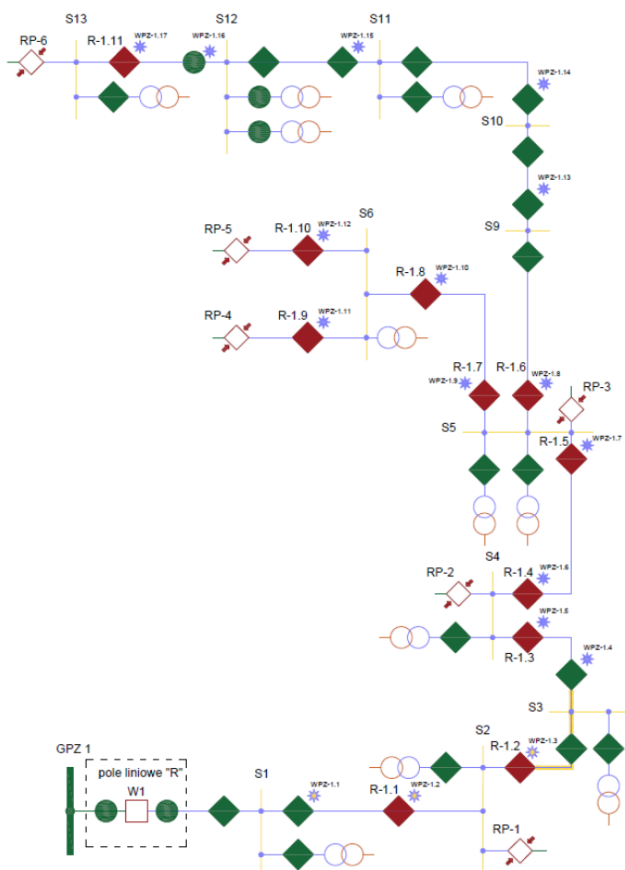
⁸ Podział sieci elektroenergetycznej – punkt zlokalizowany na styku odrębnie zasilanych sieci elektroenergetycznych z różnych GPZ. Pozwala na doprowadzenie zasilania od strony sąsiedniego połączonego GPZ w przypadku uszkodzenia odcinka linii zasilającej z GPZ podstawowego. Takie działanie przedłuża pętlę zwarcia, w związku z tym urządzenia EAZ muszą mieć możliwość zmiany „banku nastaw” przygotowanych do danej sytuacji.

fragmentu linii, czas transmisji danych, oraz charakter samego zdarzenia i typu zwarcia.

Zadziałanie automatyki FDIR w wyniku zwarcia doziemnego

Pierwsze analizowane zakłócenie na linii elektroenergetycznej wystąpiło w listopadzie 2019 roku. Spowodowało ono poprawne zadziałanie automatyki FDIR. Zwarcie doziemne linii napowietrznej było skutkiem wyładowań elektrycznych spowodowanych burzą na danym odcinku linii.

Automatyka FDIR została odblokowana dzień wcześniej o zsynchronizowanym czasie 18:02:13, przez dyspozytora OSD. Było to ręczne sterowanie (skwitowanie) konieczne ze względu na wcześniejszą blokadę po wykrytym zakłóceniu w sieci elektroenergetycznej. W momencie odblokowania, system automatycznie przeszedł do stanu czuwania, tj. automatyka została odblokowana i automatycznie przygotowana do ewentualnego zadziałania w przypadku wystąpienia zakłócenia na linii średniego napięcia. Czas czuwania nie jest systemowo ograniczony – podobnie jak w zabezpieczeniach polowych.



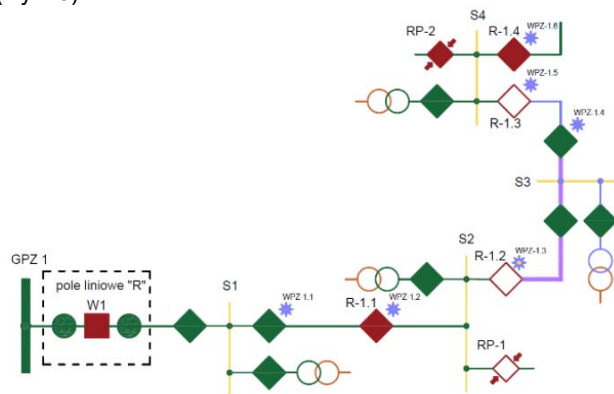
Rys. 7. Schemat przedstawiający linię elektroenergetyczną z GPZ 1, po uruchomieniu sekwencji FDIR

W dniu następnym o czasie 21:16:19 został przekazany sygnał o pobudzeniu wskaźników prądów zwarcia WPZ-1.1–1.3 oraz pobudzeniu i zadziałaniu zabezpieczenia ziemno-zwarciovego w polu „R” stacji GPZ 1. W tym momencie sieć elektroenergetyczna średniego napięcia została wyłączona w polu GPZ 1. Następnie automatyka rejestrując zakłócenie bezzwłocznie przeszła w stan uruchomienia sekwencji FDIR.

O godzinie 21:16:59 automatyka przeszła do krótkiego etapu wykrywania miejsca zwarcia. Po niespełna sekundzie

miejsce zwarcia zostało zlokalizowane (Rys. 7). Sekwencja izolacji zajęła kolejne 3 sekundy.

Zakończony etap izolacji miejsca zwarcia rozpoczął sekwencję przywracania zasilania w nieuszkodzonych fragmentach sieci. Został zamknięty wyłącznik w stacji GPZ 1. Przywrócono zasilanie fragmentu sieci od GPZ 1 do rozłącznika liniowego R-1.2 oraz wykonane zostało zamknięcie rozłącznika liniowego (podziału sieci) RP-2 przywracając zasilanie w dalszej części sieci elektroenergetycznej. Warto zaznaczyć, że automatyka miała do wyboru sekwencje zadziałania rozłącznikami podziału sieci RP-3 oraz RP-6, które również byłoby w tym przypadku prawidłowe. Natomiast w momencie zdarzenia obowiązywał tryb automatyczny. W związku z tym wybór rozłącznika RP-2 został ustalony przez system FDIR jako priorytetowy (Rys. 8).



Rys. 8. Schemat przedstawiający fragment linii elektroenergetycznej po zakończonej sekwencji FDIR

Praca automatyki FDIR zakończyła się o godzinie 21:17:22 komunikatem dla dyspozytora o poprawnym przeprowadzeniu algorytmu oraz jej blokadą – oczekiwaniem na ekipę serwisową w celu usunięcia uszkodzenia w linii. W ostatnim komunikacie można zaobserwować informację o wspomnianym wcześniej wariantowym zadziałaniu przywracania zasilania oraz o tym, który wariant został wybrany przez automat.

Czas trwania algorytmu przeprowadzonego przez system automatyki FDIR od momentu przekazania sygnału do pobudzenia pierwszego wskaźnika WPZ-1.1 do blokady automatu wynosił 62 sekundy i 143 milisekund.

Analiza zdarzeń z pola liniowego „R” wyprowadzonego ze stacji GPZ 1 110/15 kV

Analizując rejestry z dziennika zdarzeń automatyki FDIR z listopada 2020 roku można zaobserwować, że opóźnienie transmisji sygnałów wynosiło średnio ok. 2,5 sekundy, z najdłuższym opóźnieniem wynoszącym 5,172 sekundy, oraz najkrótszym równym 0,269 sekundy. Bardzo niewielki czas opóźnienia przekłada się na niezwykle krótki czas wykonania pełnego cyklu automatu FDIR. Podobną sytuację można zaobserwować dla zdarzenia z lutego 2020r., podczas którego średnie opóźnienie transmisji sygnałów wynosiło ok. 4 sekundy, z najdłuższym czasem opóźnienia 12,064 s. Odmienna sytuacja zaistniała podczas zdarzenia z sierpnia 2020r. W wyniku opóźnienia transmisji sygnałów wynoszących w granicy od 40,134 do 56,177 sekund, automatyka uległa zablokowaniu natychmiastowo po otrzymaniu błędnego sygnału. Przyczyna zakłócenia nie została jednoznacznie potwierdzona, jednakże jest duże prawdopodobieństwo, że opóźnienie mogło wynikać z samego urządzenia odpowiedzialnego za komunikację – sterownika polowego. Zakłócenie w komunikacji wystąpiło

tylko jednokrotnie utrudniając lokalizację ewentualnego uszkodzenia któregoś z elementów.

Wyżej wspomniane zdarzenie, powodujące blokadę automatyki FDIR, zmusiło dyspozytora do ręcznego i samodzielnego przeprowadzenia sekwencji lokalizacji miejsca zwarcia, izolacji uszkodzonego fragmentu sieci i przywrócenia zasilania nieuszkodzonym odcinkom linii. Przeprowadzone operacje dyspozytora (D), brygady serwisowej (S) oraz automatyki zabezpieczeniowej (Z), zostały przedstawione poniżej:

1. (Z) Wystąpienie uszkodzenia – zadziałanie zabezpieczenia ziemnozwarciowego w polu „R” stacji GPZ 1 – 18:24:52
2. (Z) Wyzwolenie i blokada automatyki FDIR (przez błędne działanie automatyki SPZ) – 18:25:56
3. (D) Otwarcie rozłącznika R-1.3 – 18:27:56
4. (D) Zamknięcie wyłącznika W1 w polu „R” stacji GPZ (załączenie na zwarcie) – 18:28:10
5. (Z) Zadziałanie zabezpieczenia ziemnozwarciowego w polu „R” stacji GPZ 1 (otwarcie wyłącznika) – 18:28:15
6. (D) Otwarcie rozłącznika R-1.2 – 18:28:28
7. (D) Zamknięcie rozłącznika podziału sieci RP-3 – 18:28:46
8. (D) Zamknięcie wyłącznika W1 w polu „R” stacji GPZ 1 – 18:29:15
9. (S) Ręczne otwarcie rozłącznika w stacji S3 przy WPZ-1.4 – 19:06:00
10. (D) Zamknięcie rozłącznika R-1.2 – 19:06:59
11. (S) Ręczne zamknięcie rozłącznika w stacji S3 przy WPZ-1.4 – 19:07:00
12. (D) Ponowne otwarcie rozłącznika R-1.2 – 19:07:36
13. (S) Ponowne ręczne otwarcie rozłącznika w stacji S3 przy WPZ-1.4 – 19:08:00
14. (D) Ponowne zamknięcie rozłącznika R-1.2 – 19:09:03
15. (D) Ustawienie komunikatu w systemie SCADA: „Uszkodzenie linii” – 19:09:38

W celu wykluczenia uszkodzenia na rozłączniku w stacji S3, przeprowadzono serię próbnych zmian położenia rozłącznika. Próby były wykonywane lokalnie ze względu na brak możliwości sterowania zdalnego rozłącznikiem. Sytuacja ta wskazuje na trudność lokalizacji miejsca uszkodzenia dla fragmentów sieci z urządzeniami, które nie sygnalizują awarii i/lub nie posiadają możliwości zdalnego sterowania położeniem łączników.

Ustawienie komunikatu przez dyspozytora kończy ręczne sekcjonowanie sieci oraz rozpoczyna prace serwisowe w celu zlikwidowania uszkodzenia pomiędzy rozłącznikami R-1.3 i rozłącznikiem niestelemechanizowanym w stacji S3 przy WPZ-1.4. Całkowity czas przeprowadzenia sekcjo-nowania od momentu wystąpienia zwarcia do przywrócenia zasilania nieuszkodzonym fragmentom sieci wynosił 197 sekund i 370 milisekund. Natomiast całkowity czas przywrócenia zasilania możliwie największej liczby odcinków linii średnia napięcia od momentu pojawienia się zakłócenia do rozpoczęcia prac serwisowych wynosił 44 min i 45 sekund.

Automatyka FDIR jest w stanie odizolować najmniejszy odcinek sieci elektroenergetycznej wyłącznie w przypadku możliwości zdalnego sterowania poszczególnymi rozłącznikami lub odłącznikami liniowymi. Wyizolowane fragmenty są znacznie większe od rzeczywistego uszkodzenia linii. Polskie przedsiębiorstwa energetycznej, pomimo kosztownych modernizacji, wciąż borykają się z małą liczbą zdalnie sterowanych łączników liniowych. Przekłada się to bezpośrednio na ograniczenie możliwości dyspozytorów sieci jak i również automatyki FDIR.

Na podstawie zarejestrowanych przebiegów zdarzeń w czasie, można z całą pewnością stwierdzić, że system FDIR znacznie szybciej przywraca zasilanie w sieci

średniego napięcia po wystąpieniu zakłócenia. Porównując przebiegi czasowe sekwencji wykonanych w trakcie zdarzeń z listopada oraz lutego 2020 roku do czasu wykonania tych samych operacji przez dyspozytora z sierpnia 2020 roku. Stwierdzono, że sekwencja wykonana przez system FDIR jest dwukrotnie szybsza od operacji wykonanych przez dyspozytora.

Analiza zdarzeń z pola liniowego „I” wyprowadzonego ze stacji GPZ 2 110/15 kV

Drugą linią elektroenergetyczną poddaną analizie, która również jest nadzorowana przez system automatyki FDIR jest linia rozpoczynająca się ze stacji GPZ 2 110/15 kV z pola liniowego „I”. Jak wspomiano wcześniej została przeprowadzona analiza 3 aktywacji automatyki FDIR. Analizowane zakłócenia na linii wyprowadzonej z GPZ 2 były zlokalizowane w tym samym miejscu – za rozłącznikiem zdalnie sterowanym R-2.3. W tym miejscu do sieci elektroenergetycznej jest przyłączona farma wiatrowa. Jedno z tych zdarzeń zostało określone mianem błędnego ze względu na nieprawidłowe i bezcelowe wyzwolenie sekwencji.

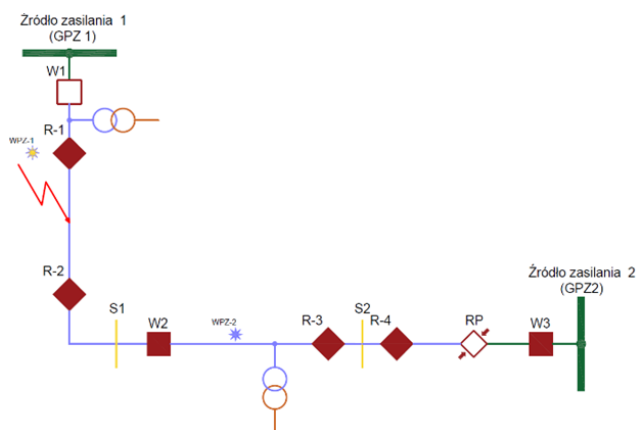
Błędne zadziałanie miało miejsce w grudniu 2019 roku i spowodowane było wykryciem zwarcia przez wskaźniki WPZ w miejscu przyłączenia farmy wiatrowej. Informacja o zwarcu została przekazana do systemu dyspozytorskiego wyzwalając tym samym sekwencję FDIR. Natomiast sterownik polowy w stacji rozdzielczej był wyposażony w automatykę SPZ, powodując natychmiastowe przywrócenie zasilania. Był to ewidentny błąd w ustawianiu selektywności i współpracy pomiędzy automatyką stacyjną SPZ i automatyką sieciową FDIR. W systemie automatyki FDIR nie była uwzględniona automatyka SPZ w związku z tym, po poprawnym przywróceniu zasilania, błędnie rozpoczęła się sekwencja FDIR wyłączająca sieć w miejscu wyłącznika połowego w stacji GPZ 2. Następnie automat kontynuował sekwencję wykrywania i izolacji miejsca zwarcia oraz przywrócenia zasilania od strony GPZ 1. Sekwencja odbyła się w ciągu 53 sekund od momentu wykrycia zwarcia do momentu blokady automatu FDIR. Dyspozytor dyżurujący zauważywszy błędne działanie systemu przywrócił sieć do stanu pierwotnego.

Kolejne dwa zadziałania systemu automatyki odbudowy zasilania wystąpiły na tym samym obszarze w grudniu 2019 roku oraz w sierpniu 2020 roku. Zasadniczą różnicą w obu przypadkach było poprawne zadziałanie automatyki FDIR. Wprowadzono poprawki po wcześniejszym zdarzeniu również z grudnia 2019 roku, w wyniku których automatyka SPZ została odstawiona, pozwalając automacie FDIR samodzielnie nadzorować sieć. Należy również zaznaczyć, że automatyka FDIR posiada możliwość wyzwolenia sekwencji SPZ jednokrotnego lub dwukrotnego z zadaniem przez użytkownika czasem i opóźnieniem. Zakłócenia zostały poprawnie wykryte, wyizolowane oraz przywrócono zasilanie zgodnie z automatycznie opracowaną wcześniej sekwencją. Czas sekwencji był kolejnym zaskoczeniem osiągając odpowiednio: 73,340 sekund oraz 63,945 sekund i był ponad dwukrotnie krótszy od czasu gwarantowanego przez producenta.

Powyższe wyniki po raz kolejny wskazują na wysoką zależność niezawodnego działania systemu automatyki FDIR od niezawodności łączności pomiędzy sterownikami polowymi i nadrzędnymi. Opóźnienia w transmisji przewodowej, np.: światłowodowej lub „miedzianej”, oraz opóźnienia w transmisji bezprzewodowej, np.: GPRS i TETRA, w sposób bezpośredni wpływają na czas wykonania sekwencji.

Badania eksperymentalne systemu FDIR

W ramach potwierdzenia tezy o zależności opóźnienia transmisji sygnałów pomiędzy urządzeniami EAZ i telemechaniki od czasu trwania sekwencji FDIR wykonano dwa testy na stanowisku szkoleniowym w siedzibie ENEA Operator Sp. z o.o. Oba testy zostały wykonane w sierpniu 2020 roku, podczas wizyty w siedzibie oddziału Enea Operator, na urządzeniach przestarzałych, które zostały wycofane z eksploatacji na sieci elektroenergetycznej. Transmisja pomiędzy sterownikami została wykonana przewodowo za pomocą kabli miedzianych w standardzie komunikacyjnym RS485. Zwizualizowana sieć elektroenergetyczna zbudowana na urządzeniach mBEL_LVC, została przedstawiona na rys. 9.



Rys. 9. Moment wywołania zwarcia w testowej linii, widok na fragment linii podczas zaniku napięcia

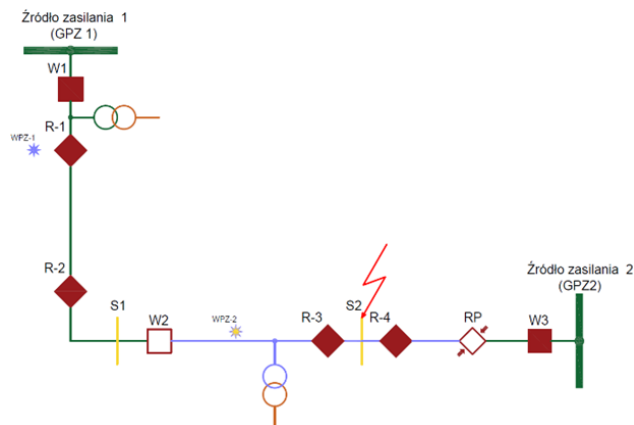
Scenariusz pierwszego testu zakładał wykorzystanie wbudowanego modułu SPZ w automatykę FDIR. W wyniku nieudanego, dwukrotnego Samoczynnego Ponownego Załączenia (SPZ), automatyka FDIR miała rozpocząć sekwencję lokalizacji miejsca zwarcia. Miejsce zwarcia (doziemnego) ustawiono pomiędzy rozłącznikami R-1 oraz R-2. Test rozpoczęto o godzinie 13:25:45 poprzez zainicjowanie wirtualnego zwarcia poprzez uziemienie fragmentu linii. W wyniku zwarcia pobudzony został WPZ-1 przekazując informację do sterownika o zwarciu doziemnym i zadziałaniu zabezpieczenia ziemnozwarciowego otwierającego wyłącznik W1. Następnie zaimplementowana automatyka SPZ wymusiła dwukrotne ponowne załączenie wyłącznika odpowiednio o godzinie 13:25:51 i 13:26:03. Nieudane ponowne załączenie zablokowało automat SPZ o godzinie 13:26:04.

O godzinie 13:26:19 została uruchomiona sekwencja automatyki FDIR po ustawionym wcześniej 15 sekundowym opóźnieniu w stosunku do blokady automatyki stacyjnej SPZ. System rozpoczął przygotowanie scenariusza wraz z podziałem na podobszary. W wyniku operacji na rozłącznikach i sprawdzeniu dwóch podobszarów automat FDIR poprawnie zlokalizował miejsce zwarcia i przywrócił zasilanie poprzez zamknięcie rozłącznika podziałowego RP o godzinie 13:27:22, kończąc tym samym całą sekwencję. Czas pełnej sekwencji wraz z przeprowadzeniem próbnych załączeń SPZ wynosił 99,949 sekund, natomiast sama sekwencja FDIR wynosiła 66,330 sekund.

Drugi test automatyki został przeprowadzony bez wyzwolenia sekwencji SPZ. Lokalizacja i miejsce zwarcia przedstawiono na rysunku 10.

Podobnie jak w przypadku testu pierwszego, automat FDIR musiał przygotować sekwencję postępowania wraz z podziałem sieci na podobszary które były sprawdzane kolejnymi próbnymi załączeniami. Jest to niezwykle ważny aspekt działania systemu, który potrafi samodzielnie

określić priorytet podejrzanych obszarów, w którym mogło wystąpić zakłócenie. Test zakończył się przeprowadzeniem dwóch sekwencji łączeniowych, sprawdzających dwa podobszary z których pierwszy był błędny (nieuszkodzony) a drugi poprawny (uszkodzony). Automatyka poprawnie wyizolowała uszkodzony fragment oraz przywróciła zasilanie poprzez zamknięcie rozłącznika RP. Czas przebiegu sekwencji wyniósł 75,941 sekund.



Rys. 10. Zadziałanie zabezpieczeń ziemnozwarciowych, zanik napięcia na zaznaczonym fragmencie linii

Podsumowanie

Obecnie wprowadzony system niezawodnościowy przez agencję Unii Europejskiej, spowodował rozwój automatyzacji sieci elektroenergetycznych. Zaawansowane technologie, opracowane m.in. przez polskich specjalistów w tym pracowników z Politechniki Łódzkiej, przyczyniły się do postępu naukowców w konstrukcji, budowie i algorytmach działania sterowników zabezpieczeniowych, telemechaniki oraz modułów automatycznych wchodzących w skład systemów sterowania i nadzoru SCADA.

W ramach analizy została porównana praca dyspozytora wykonującego operacje mające na celu wykrycie miejsca, w którym wystąpiło zakłócenie (zwarcie), wyizolowanie uszkodzonego fragmentu linii elektroenergetycznej oraz przywrócenie zasilania możliwie największej części sieci elektroenergetycznych. Uzyskane wyniki potwierdziły znacznie krótsze czasy zadziałania, niż te zapewniane przez producenta systemu automatyki. Osiągane czasy wykonania pełnej sekwencji FDIR oscylowały pomiędzy 60 a 90 sekund. Jest on o połowę krótszy niż czas gwarantowany przez producenta. Czas wykonania tych samych lub podobnych czynności sekcjonowania sieci przez dyspozytora często sięga kilkunastu minut. Jest to oczywiście spowodowane czynnikiem ludzkim. Osoby prowadzące ruch sieci elektroenergetycznej, pomimo dużej wiedzy o nadzorowanym obszarze, w sytuacjach awaryjnych muszą mierzyć się ze stresem. W obowiązkach dyspozytora znajdują się również regulacje dotyczące informowania odpowiednich jednostek o wystąpieniu zakłócenia. W czasie trwania automatycznej sekwencji FDIR, dyspozytor może podejmować takie działania równoległe. Ponadto, system sterowania SCADA posiada szereg zabezpieczeń przed przypadkową zmianą stanu danego łącznika w sieci. W związku z tym pojawiające się okna dialogowe, wymagające potwierdzenia chęci wykonania sterowania danym elementem, dodatkowo zabierają cenny czas i uwagę dyspozytora.

Przeprowadzone analizy potwierdziły również jak wielki wpływ na szybkie i niezawodne działanie systemów automatyki oraz ręcznego sekcjonowania sieci, mają sterowniki zabezpieczeniowe i telemechaniki. Opóźnienie w

transmisji, bądź w module obliczeniowym sterowników przekłada się na wartość wskaźników tj. SAIDI oraz CAIDI⁹. Typ, medium oraz protokół transmisji może w takim samym stopniu wpłynąć na komunikację jak moc obliczeniowa samego sterownika. Czynnikiem niepożądanego spowolnienia pracy automatyki FDIR jest bardzo dużo. Jednak modernizacja urządzeń i ich poprawna eksploatacja zwiększają niezawodność automatyki, a tym samym nadzorowanej linii elektroenergetycznej.

Na podstawie przeprowadzonej analizy pracy systemu automatyki odbudowania zasilania linii średniego napięcia, można stwierdzić, że automatyka FDIR jest fundamentalnym elementem w dalszym rozwoju systemów SSIN. Koncepcja inteligentnych sieci elektroenergetycznych zyskuje coraz większe zainteresowanie i popularność ze strony przedsiębiorstw energetycznych oraz producentów rozwiązań systemów i urządzeń przeznaczonych dla energetyki zawodowej. Z racji tego, stopniowe modernizowanie urządzeń zainstalowanych w Krajowym Systemie Energetycznym jest także kolejnym krokiem w stronę sieci inteligentnych (SMART GRID¹⁰) oraz przygotowaniem sieci elektroenergetycznych na dynamiczny rozwój systemów sterowania i nadzoru [9].

Autorzy: dr inż. Mariusz Pawlak, Politechnika Łódzka, Instytut Elektroenergetyki, Aleje Politechniki 11, 90-001 Łódź, e-mail: mariusz.pawlak@p.lodz.pl,
mgr inż. Tomasz Sobutkowski, Spectris Energy Sp. z o.o., Operation and Maintenance Department – SCADA, Taneczna 18, 02-829 Warszawa, e-mail: tomasz.sobutkowski@op.pl.

LITERATURA

- [1] Vasco J., Ramlachan R., Wong J. and Wang L., "An automated fault location system as a decision support tool for system operators", *Proc. 61st Annu. Conf. Protective Relay Eng.*, pp. 556-572, 2008.
- [2] Zidan A., Khairalla M., Abdrabou A. M., Khalifa T., Shaban K., Abdrabou A., El Shatshat R., Gaouda M. A.: Fault Detection, Isolation, and Service Restoration in Distribution Systems: State-of-the-Art and Future Trends, *IEEE Transaction on Smart Grid, Volume: 8, Issue: 5*, pp. 2170-2185, 2017.
- [3] Falkowski D., Noske S.: New MV and LV Grid Monitoring Systems as a Basis for Improvement of the Distribution Grid's Operational Efficiency, *Acta Energetica*, pp. 4-11, Nr 4/37, 2018.
- [4] Kornatka M.: Automatyzacja pracy sieci średniego napięcia a poziom ich niezawodności, *Przegląd Elektrotechniczny* pp. 109-112, Nr 8, 2014.
- [5] Janiszewski P., Sawicki J., Kurpas J., Mróz M.: Practical Ways to Improve SAIDI and SAIFI Power Supply Reliability Indicators in an MV Grid, *Acta Energetica*, pp. 45-50, Nr 1/34, 2018.
- [6] A. Ł. Chojnacki, Analiza niezawodności eksploatacyjnej elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych, *Monografie, studia, rozprawy nr M36, Wydawnictwo Politechniki Świętokrzyskiej*, 2013.
- [7] Sowa P., Kurpas J.: Niezawodność systemu elektroenergetycznego w ujęciu regulacji jakościowej, *Przegląd Elektrotechniczny*, pp. 292-294, Nr 11, 2016.
- [8] Sobutkowski T.: Analiza niezawodności systemu automatyki odbudowy zasilania linii średniego napięcia, Politechnika Łódzka, *Praca dyplomowa magisterska*, 2020.
- [9] Kezunovic M., "Smart fault location for smart grids", *IEEE Trans. Smart Grid, vol. 2, no. 1*, pp. 11-22, 2011.

⁹ CAIDI – wskaźnik przeciętnego czasu potrzebnego do przywrócenia zasilania odbiorcy w przypadku wystąpienia awarii
¹⁰ SMART GRID – inteligentne sieci elektroenergetyczne, w których zachodzi komunikacja pomiędzy wszystkimi uczestnikami rynku energii zapewniając obniżenie kosztów, zwiększenie efektywności oraz niezawodności