

Obszarowa detekcja zwarć w głębi sieci - doświadczenia z wdrożenia instalacji pilotażowej

Mariusz Talaga, Michał Kaźmierczak – Energotest

Streszczenie

W referacie omówiono wstępne wyniki badań eksperymentalnego obszarowego systemu detekcji zwarć doziemnych w sieci S/N. Podejście obszarowe do realizacji niektórych rodzajów automatyki elektroenergetycznej wydaje się być niezbędne, oraz ekonomicznie uzasadnione [1], w przypadku, gdy klasyczne podejście oparte o pomiary lokalne zawodzi.

Unikalność systemu polega na zastosowaniu urządzeń PMU do synchronicznego pomiaru fazy napięć w rozdzielni głównej, oraz fazy prądów w głębi sieci rozdzielczej. Poza kluczowymi zagadnieniami z zakresu metodologii pracy systemu w referacie został też zaprezentowany moduł detekcji zwarć aplikacji ECONTROL PMU, który aktualnie jest rozwijany w Energoteście i który służy zarówno do zarządzania samymi urządzeniami PMU, jak i funkcjonalnościami opierającymi się na tych urządzeniach.

1. Wstęp

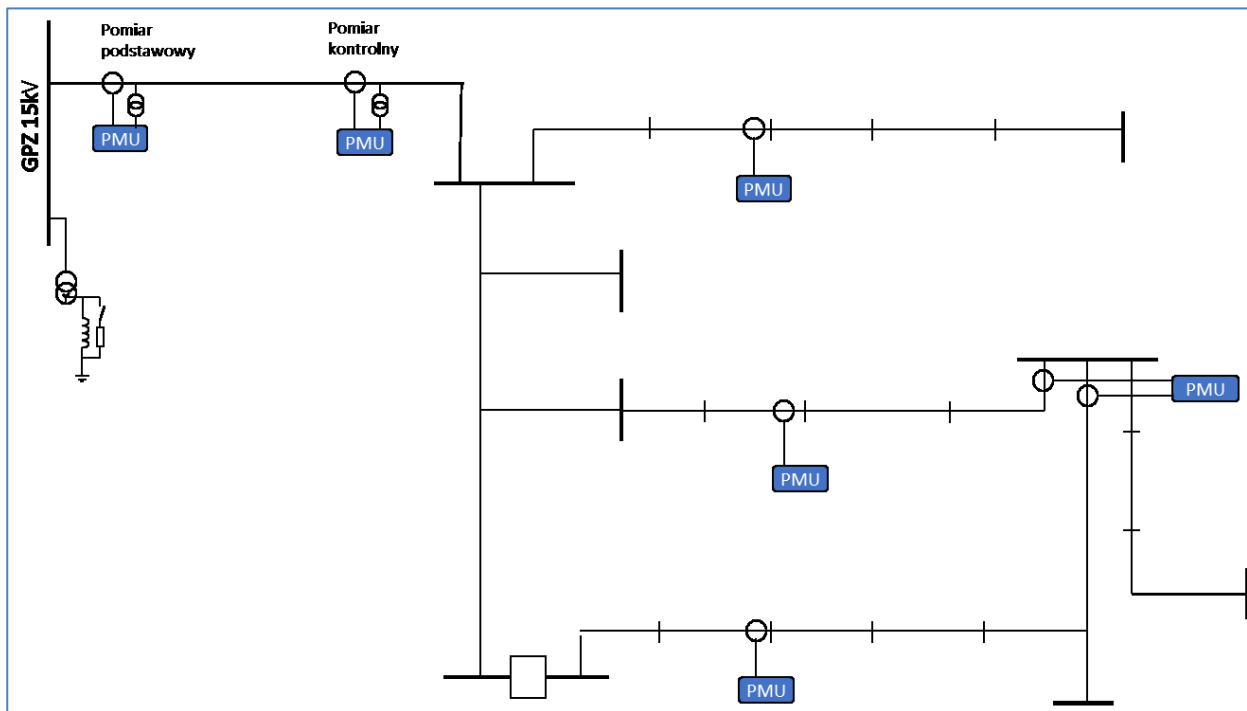
Problemem występującym u operatorów eksploatujących sieci średniego napięcia jest detekcja zwarć doziemnych w układach sieci z kompensacją prądu ziemnozwarciowego. W sieci tego rodzaju w stanie zwarcia jednej z fazy z ziemią powstaje składowa zerowa napięcia świadcząca o wystąpieniu zwarcia. Natomiast detekcja odpływu w którym wystąpiło uszkodzenie jest utrudniona z powodu stosunkowo małej wielkości prądu zwarcia, który w stanie dokładnej kompensacji osiągnie wartość zero.

Nieznane jest też przesunięcie kątowe tego prądu w miejscu pomiaru względem napięcia składowej zerowej, jego kierunek jest bowiem zależny od poziomu kompensacji, aktualnej topologii sieci. Niska wartość prądu zwarcia i nieznany charakter stwarzają trudne warunki pracy dla automatyki zabezpieczeniowej eliminującej tego typu zwarcia. Poprawę działania zabezpieczeń uzyskuje się zwykle poprzez zastosowanie Automatyki Wymuszania Składowej Czynnej (AWSCz). Działanie tej automatyki powoduje przepływ dodatkowego, często znacznego przepływu prądu w miejscu zwarcia, co poprawia warunki działania zabezpieczeń, jednocześnie stwarza pewnego rodzaju niebezpieczeństwo porażeniowe i pożarowe. Dla dużych rezystancji przejścia w miejscu zwarcia AWSCz może okazać się nieskuteczna. Wskazane jest zatem poszukiwanie wielokryterialnych sposobów na detekcję miejsca zwarcia i ewentualną jego eliminację. W stanie przed zadziałaniem AWSCz, jeśli warunki na to pozwolą, możliwa jest detekcja pewnych rodzajów doziemień, szczególnie o większej rezystancji przejścia, czy zwarć łukowych.

2. Zakres badań

Przedmiotem badań była analiza zarejestrowanych danych w eksperymentalnym systemie pomiarowym zainstalowanym we fragmencie sieci średniego napięcia. W skład systemu pomiarowego wchodzi urządzenia PMU (Phasor Measurement Unit), których zadaniem jest synchroniczna estymacja fazy napięcia i prądu (synchrofazory) w określonym obszarze sieci. Ponadto w przypadku wystąpienia zakłócenia urządzenia rejestrują fragment przebiegów czasowych sygnałów wejściowych napięcia i prądu. Użycie jednostek PMU pozwala na realizację kryteriów kierunkowych bez potrzeby pomiaru napięcia w głębi sieci. Wystarczające jest, że napięcie zostanie zmierzone przez jedną z jednostek PMU wchodzących w skład systemu obszarowego, np. na poziomie GPZ. Ideą techniki synchrofazorów jest realizacja pomiarów na takim poziomie dokładności, że wektor prądu jednego z pomiarów może być analizowany z punktu widzenia przesunięcia kąta względem np. wektora napięcia zmierzonego w innej lokalizacji [3]. Analiza danych prowadzona jest pod kątem oceny przydatności pozyskanych danych do realizacji funkcji automatyki obszarowej. W pierwszej kolejności rozważono możliwość detekcji zwarć doziemnych w sieci ŚN na bazie wielokryterialnych algorytmów działających post factum. Drugim etapem analizy jest ocena możliwości realizacji obszarowej automatyki eliminacyjnej.

Dane do badań pozyskano z fragmentu sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym 15 kV pracującej w układzie z izolowanym p.n. w której zastosowano kompensację prądów ziemnozwarciowych (cewka Petersena). Układ opisywanej sieci przedstawiono na rys. 1. W celu poprawienia warunków pracy zabezpieczeń ziemnozwarciowych zainstalowana została Automatyka Wymuszania Składowej Czynnej (AWSCz).



Rys. 1. Układ sieci, w którym zainstalowany został eksperymentalny obszarowy system detekcji zwarc

W rozpatrywanym fragmencie sieci zainstalowano urządzenia pomiarowe (6 jednostek PMU), każda jednostka ma zsynchronizowany czas oddzielnym odbiornikiem systemu GPS. Pomiar napięcia sieci poszczególnych faz realizowany jest w PMU opisanym jako podstawowy i kontrolny. W pozostałych jednostkach dokonywany jest pomiar prądu poszczególnych faz z wykorzystaniem cewek Rogowskiego. W punkcie pomiarów podstawowych zastosowano klasyczne przekładniki rdzeniowe, w punkcie kontrolnym przetworniki rezystancyjne napięcia oraz cewki Rogowskiego.

Parametry sieci zostały określone na podstawie raportów z badań okresowych:

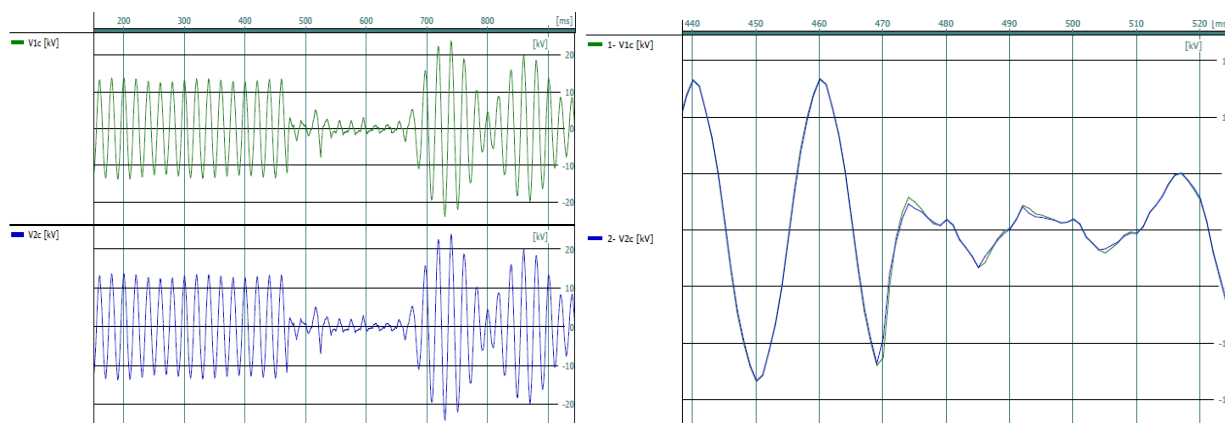
- Napięcie sieci 3-fazowej: 15 kV / 50 Hz
- Prąd doziemny pojemnościowy sieci: 149,3 A
- Prąd doziemny pojemnościowy analizowanego fragmentu: 30,5 A
- Znamionowy prąd dławika gaszącego: 157,5 A

Z przytoczonych danych wynika, że sieć prowadzona jest jako lekko przekompensowana. Ze względu na prowadzone prace modernizacyjne, polegające na wymianie części sieci napowietrznej na kablową, należy spodziewać się wzrostu poziomu naturalnego pojemnościowego prądu ziemnozwarciowego.

Do czasu opracowania artykułu w sieci wystąpiły dwa przypadki pobudzenia zabezpieczeń ziemnozwarciowych. Przypadki te charakteryzowały się stosunkowo krótkimi czasami zwarc doziemnych przerywanych (rzędu kilkuset ms) po czym następowało samoistne zgaszenie łuku i odzyskanie właściwości izolacyjnych sieci. Zarejestrowane dane posłużyły do weryfikacji działania zaproponowanych algorytmów.

3. Synchronizacja urządzeń pomiarowych

Jednym z celów pracy jest przebadanie możliwości zastosowania automatyki obszarowej, dla której synchronizacja czasu i precyzyjne oznaczanie próbek pomiarowych znacznikiem czasu jest czynnikiem krytycznym. W pierwszej kolejności sprawdzono synchronizację napięć pomiędzy dwoma punktami pomiarowymi podstawowym i kontrolnym. Rejestracja została dokonana przez dwa niezależne urządzenia. Dla przykładu, na rys. 2, przedstawiono wybrany przebieg napięcia fazy doziemionej.



Rys. 2. Przebieg napięcia fazy doziemionej w punkcie pomiaru podstawowym i kontrolnym a), nałożone przebiegi napięcia z obu punktów pomiarowych b)

Wyznaczona różnica kątów fazora nie przekracza wartości $0,8^\circ$, a różnica amplitud jest mniejsza od 0,5 % wartości znamionowej napięcia. Różnice estymowanych fazorów są co do wartości zbliżone, a nawet mniejsze od typowych błędów spotykanych w układach pomiarowych automatyki zabezpieczeniowej.

Zatem można przyjąć, że jedno z wymagań dla obszarowego systemu pomiarowego (automatyki) jest w tym przypadku spełnione. W strumieniu danych pomiarowych zawarta jest informacja o jakości synchronizacji czasu poszczególnych urządzeń. Rozwiązanie to pozwala na uwzględnianie oznaczanie i odrzucanie przez system danych z niewiarygodnym znacznikiem czasu.

4. Oszacowanie wartości naturalnego prądu doziemnego sieci

W pewnych warunkach jest możliwa realizacja kryteriów kierunkowych ziemnozwarciowych w sieciach skompensowanych. Do tego potrzebna jest wiedza o operacyjnych parametrach sieci jak poziom kompensacji, czy pojemności doziemne fragmentów sieci. Jeśli w sieci dochodzi do krótkich wyładowań lub zwarc przerywanych, to można ten fakt wykorzystać do estymacji parametrów sieci.

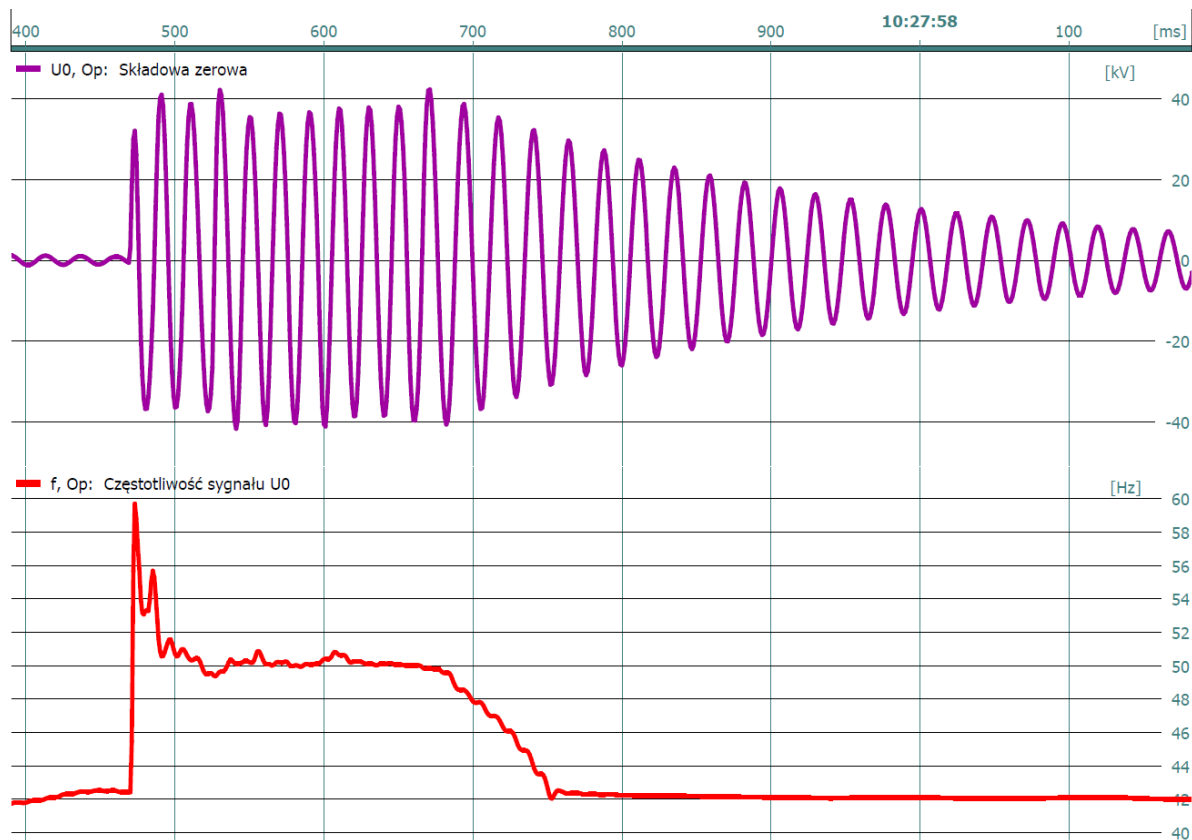
Po zakończeniu stanu zwarcia, występują oscylacje w obwodzie składowych zerowych napięcia i prądu związane z stanem nieustalonym na elementach tego obwodu (pojemność doziemna, indukcyjność i rezystancja dławika gaszącego).

Dla przebiegu zwarciaowego wyliczono napięcie składowej zerowej i jego częstotliwość, przebiegi tych wielkości przedstawia rys. 3. Jak można zauważyć, po ustąpieniu stanu zakłócenia (zwarcia) w ok. 700-setnej ms następuje okres gasnących oscylacji. Częstotliwość przebiegu napięcia jest istotnym czynnikiem pozwalającym na ocenę poziomu kompensacji sieci.

Pulsację oscylacji własnych możemy wyznaczyć z zależności:

$$\omega_0^2 = 1/L_D C_s - \beta^2 \quad (1)$$

gdzie: ω_0 - pulsacja drgań własnych; L_D – indukcyjność dławika gaszącego; C_s – pojemność doziemna sieci; β - współczynnik tłumienia;



Rys. 3. Napięcie i częstotliwości U_0 podczas zarejestrowanego przebiegu zwarciego

Dla częstotliwości znamionowej stosunek prądu dławika i prądu pojemnościowego sieci odzwierciedla poziom kompensacji sieci, można wyrazić jako:

$$I_{CS}/I_L = \omega_1^2 L_D C_s \quad (2)$$

gdzie: I_{CS} - prąd pojemnościowy doziemny sieci; I_L - znamionowy prąd dławika; ω_1 - pulsacja znamionowa sieci;

Stąd po przekształceniach otrzymujemy:

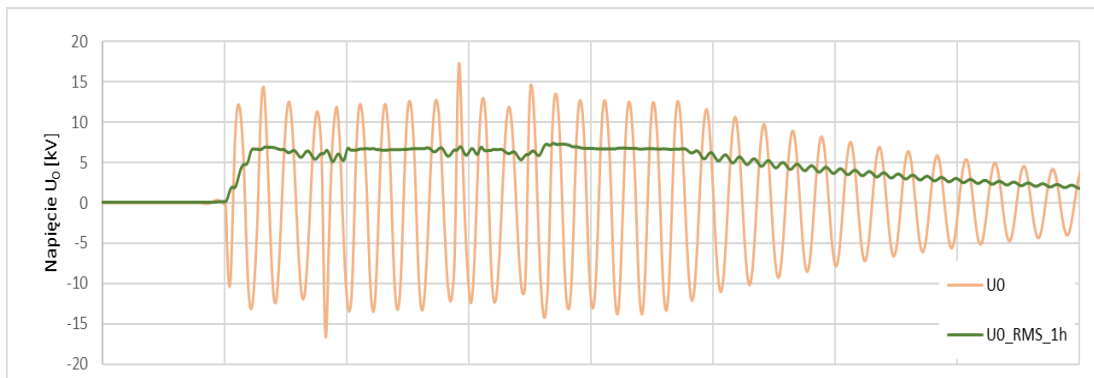
$$I_{CS}/I_L = \omega_1^2 / (\omega_0^2 + \beta^2) \quad (3)$$

Znając prąd znamionowy dławika i pulsację znamionową, oraz wyznaczając pulsację drgań własnych i współczynnik tłumienia zarejestrowanego przebiegu oszacowano stopień kompensacji sieci:

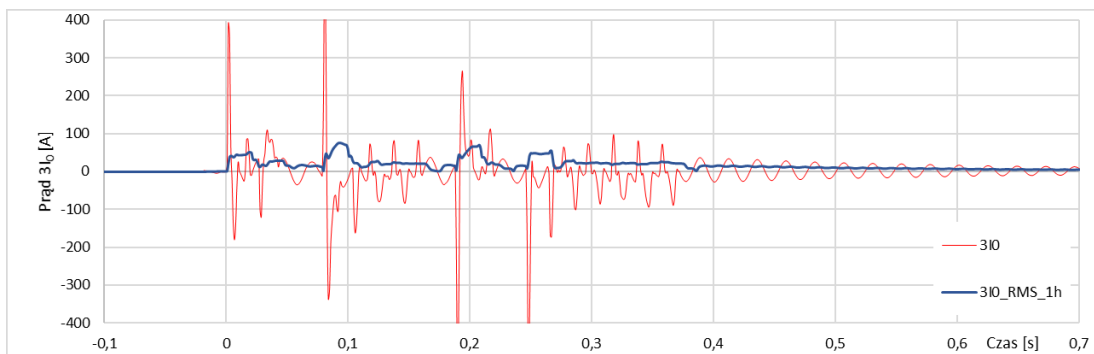
$$I_{CS}/I_L = 50\text{Hz}^2 / (42^2 + 3,5^2) / 157,5\text{A} \cong 1,4 \quad (4)$$

Oszacowanie poziomu kompensacji jest szczególnie istotne dla algorytmów zabezpieczeniowych, które mają być wykorzystywane zanim zostanie załączone wymuszanie składowej czynnej. Przy znacznym niedokompensowaniu (o czym świadczy istotnie niższa częstotliwość drgań własnych od częstotliwości znamionowej sieci) możliwe jest zastosowanie standardowych algorytmów bazujących na wyznaczaniu susceptancji sieci.

Dla jednego z przypadków zwarcia łukowego, na podstawie zarejestrowanych przebiegów napięć i prądów fazowych w punkcie pomiaru podstawowego wyznaczono przebieg czasowy składowych zerowych, oraz ich wartości skuteczne pierwszej harmonicznej. Przebiegi przedstawiono na rys. 4.



Rys. 4. Przebieg czasowy napięcia U_0 oraz przebieg 1 harmonicznej

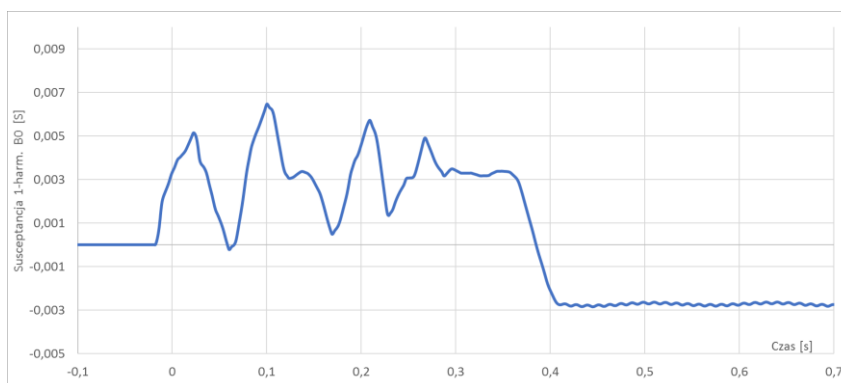


Rys. 5. Przebieg czasowy prądu $3I_0$ oraz przebieg 1 harmonicznej

Funkcje zabezpieczeniowe oparto o kryteria z grupy admitancyjnych, których dobre właściwości zostały wielokrotnie potwierdzone dla zastosowań w sieciach rozdzielczych, szczególnie z zainstalowaną automatyką AWSCz [2]. Dla okresu zwarcia przed załączeniem automatyki AWSCz istotnym do wyznaczenia parametrem jest susceptancja, której przebieg uśredniony filtrem o charakterze średniej kroczącej 40 ms przedstawiono na rys. 6. Oczekiwana susceptancja pojemnościowa odpływu wyznaczona w oparciu o szacowany prąd pojemnościowy wynosi ok. 3,5 mS. Ze względu na przerywany charakter zwarcia można zauważyć znaczne wahania estymowanej susceptancji. Dodatkową przeszkodą w zastosowaniu kryterium kierunkowego jest zmiana charakteru susceptancji na indukcyjną po ustąpieniu zwarcia w czasie oscylacji własnych sieci. Jest to związane ze zmianą umiejscowienia źródła napięcia na schemacie zastępczym sieci dla składowych zerowych. W czasie zwarcia napięcie U_0 jest wprowadzane w miejscu zwarcia, natomiast po ustąpieniu zwarcia źródłem jest ładunek zgromadzony w pojemności doziemnych poszczególnych odpływów. Fakt ten praktycznie uniemożliwia stosowanie tego kryterium do detekcji kierunku zwarcia. Przebieg susceptancji w czasie oscylacji po zwarcu można natomiast wykorzystać do oszacowania pojemności doziemnych odpływów.

$$B_0 = \omega_1 / \omega_0 * B_{0_post_fault} \quad (5)$$

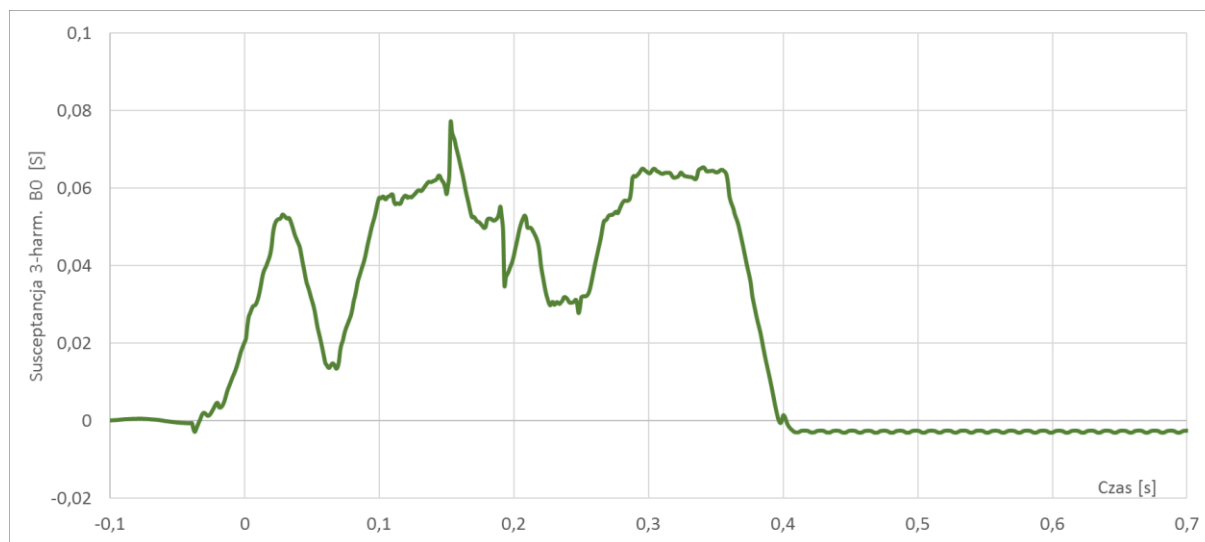
W rozpatrywanym przypadku szacunek wynosi 3.2 mS, i jest zbliżony do spodziewanej wartości.



Rys. 6. Przebieg susceptancji pojemnościowej 1-harmonicznej w czasie zwarcia łukowego.
Wartość uśredniona za 2 okresy

W przypadku zwarć łukowych przebiegi zwarciove mają charakter impulsowy, zawierają szerokie widmo harmonicznch. Właściwość tą można wykorzystać do wyeliminowania wad algorytmów bazujących na podstawowej harmonicznej. Naturalnym wyborem wydaje się trzecia harmoniczna, ta składowa prądu nie płynie przez odbiorniki odizolowane od potencjału ziemi, zatem nie występuje w prądzie roboczym, a jedynie w prądach doziemnych. Ponadto dla trzeciej harmonicznej prądy pojemnościowe wzrastają trzykrotnie, i nie są kompensowane przez trzykrotnie mniejszy prąd dławika gaszącego. Można zatem stosować kryteria kierunkowe. Przebieg susceptancji wyznaczanej dla 3-harmonicznej przedstawiono na rys. 7.

Zaletą wyboru 3-harmonicznej jest również małe prawdopodobieństwo jej występowania w przebiegach oscylacyjnych drgań własnych sieci. Może się to zdarzyć, jeśli zmiana topologii sieci spowoduje zmniejszenie pojemności doziemnej do wartości ok. trzykrotnie mniejszej od wartości dopasowanej do dławika gaszącego.



*Rys. 7. Przebieg susceptancji pojemnościowej 3-harmonicznej w czasie zwarcia łukowego.
Wartość uśredniona za 2 okresy częstotliwości podstawowej*

Porównując przebiegi susceptancji z rys. 6 i 7. wyznaczone dla 1-harmonicznej i 3-harmonicznej można zauważyć, że w przypadku zwarć łukowych korzystanie z kryteriów kierunkowych 3-harmonicznej pozwala na detekcję kierunku zwarcia bez udziału AWSCz. Metoda wykorzystująca 3-harmoniczną sprawdzi się tylko w przypadku zwarć łukowych, w przypadku zwarć rezystancyjnych 3-harmoniczna nie występuje, lub jej naturalny poziom jest niewystarczający do realizacji kryteriów detekcji kierunku. Natomiast określenie kierunku zwarcia kryterium susceptancyjnym bazującymi na sygnałach harmonicznej podstawowej składowych zerowych napięcia i prądu w ogólnym przypadku jest zawodne. Stąd potrzeba użycia automatyki zmieniającej warunki pracy sieci, np. zastosowanie AWSCz i kryterium konduktancyjnego.

5. Automatyka obszarowa z wykorzystaniem PMU

Czasowa synchronizacja danych pomiarowych na poziomie μs pozwala na realizację automatyki obszarowej. W obecnym etapie zaprezentowanej instalacji eksperymentalnej nie jest podejmowana decyzja o wyłączeniach. Instalacja służy sprawdzeniu koncepcji algorytmów wielokryterialnych opartych o spójne w czasie sygnały agregowane na pewnym obszarze. Wstępne wyniki związane z synchronizacją, czasem propagacji są zadowalające i wystarczające do realizacji zabezpieczeń ziemnozwarciowych niewymagających krótkich czasów działania.

Zebrane sygnały pozwalają na realizację kryteriów kierunkowych w każdym punkcie pomiarowym, przy dostępnym lokalnie pomiarze prądów fazowych i dokonanym synchronicznie centralnym pomiarze napięć. Pozwala to na znaczne ograniczenie kosztów związanych z instalacją układów pomiarowych napięcia w głębi sieci. Główną intencją jest realizacja klasycznych algorytmów kierunkowych ziemnozwarciowych opartych o centralny pomiar napięcia. Zarejestrowane dane mogą być przyczynkiem do pracy nad algorytmami obszarowymi.

6. Moduł detekcji zwarć w głębi sieci w aplikacji ECONTROL PMU

W Energoteście został przyjęty kierunek, aby wszystkie funkcjonalności oparte o pomiary synchrofazorowe były parametryzowane i użytkowane w oparciu o jedną wspólną platformę IT. Tą platformą jest system

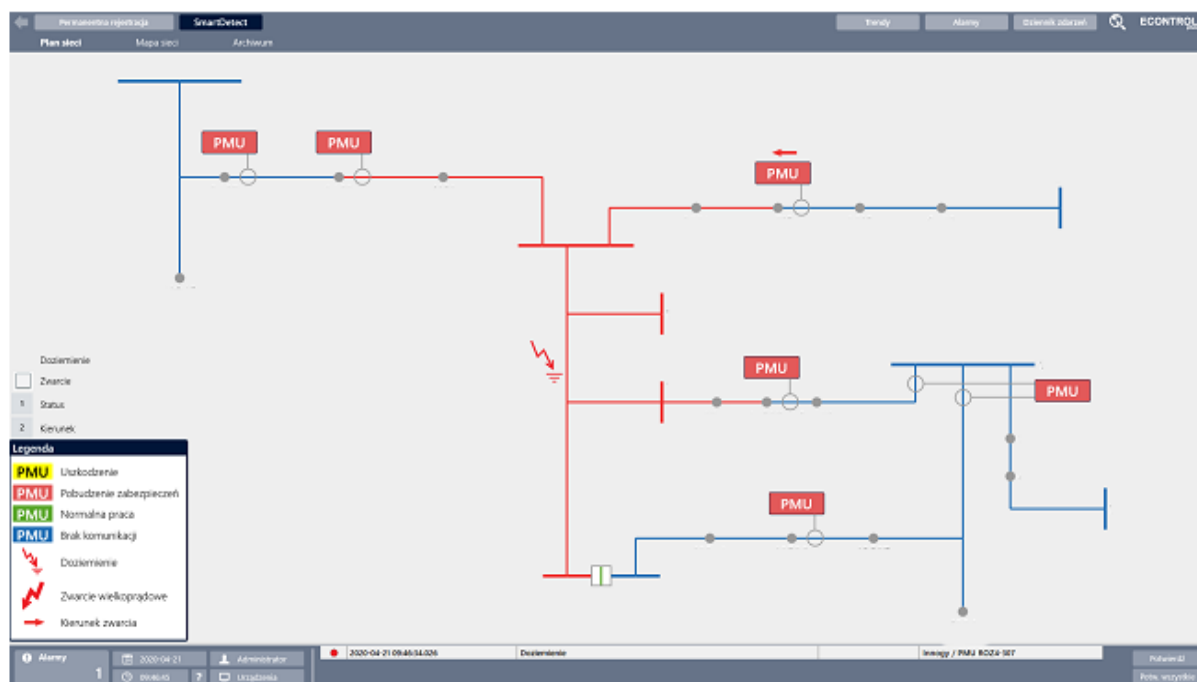
ECONTROL PMU, a jeden z jego modułów - Smart Detect, odpowiada za obszarową detekcję zwarc w głębi sieci.

Moduł Smart Detect posiada następujące możliwości:

- podgląd chronionego schematu sieci,
- graficzne wskazanie obszaru sieci, w którym doszło do zwarcia, wraz z pokazaniem kierunku przepływu prądu zwarciovego na wszystkich urządzeniach PMU w systemie,
- rejestrator zdarzeń i zakłóceń,
- wyświetlanie wybranych danych z rejestratora zakłóceń na wykresach,
- podgląd pomiarów bieżących dla każdego z PMU,
- kontrola zakresu danych wysyłanych do systemu nadrzędnego. Raport dotyczący faktycznego zakresu wysyłanych danych.

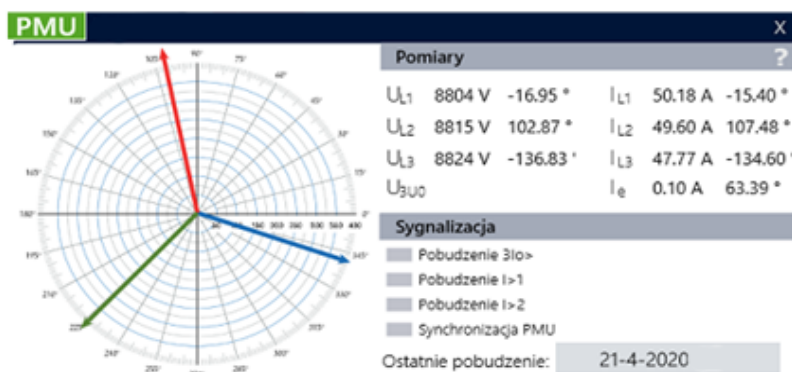
Poniżej pokazane są wybrane ekrany aplikacji.

Podstawowy ekran aplikacji umożliwia podgląd schematu sieci objętej obszarowym systemem detekcji.



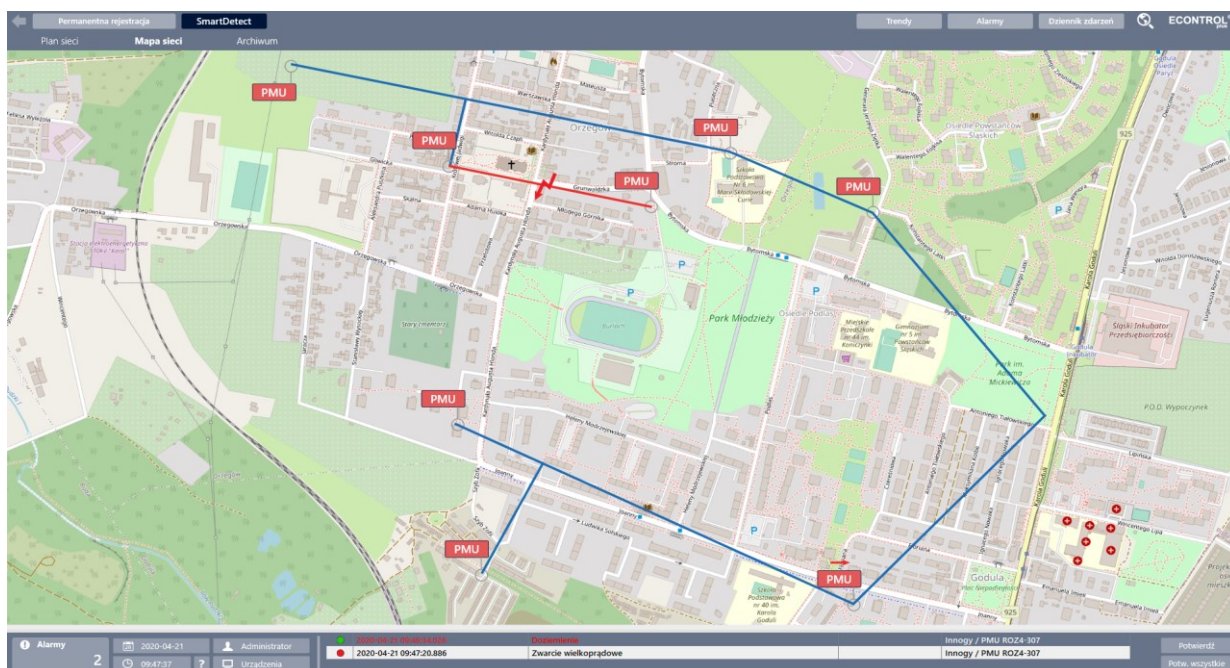
Rys. 8. Przykładowy ekran schematu sieci w module Smart Detect aplikacji ECONTROL PMU

Dla każdego z urządzeń PMU, może być wywołana kontrolka (rys.9) z pomiarami bieżącymi



Rys. 9. Przykładowe okno z pomiarami bieżącymi dla danego PMU w module Smart Detect, aplikacji ECONTROL PMU

Poza klasycznym układem sieci istnieje możliwość przełączenia się na ekran z mapą geograficzną (rys. 10), dzięki czemu operator może łatwo zidentyfikować fizyczną lokalizację gdzie doszło do zwarcia.



Rys. 10. Przykładowy schemat sieci objętej detekcją zwarć, naniesiony na mapę geograficzną w module Smart Detect, aplikacji ECONTROL PMU

7. Podsumowanie

Technika pomiarów synchronicznych pozwala na realizację kryteriów kierunkowych bez konieczności dokonywania lokalnego pomiaru napięcia. Dzięki temu możliwe jest ograniczenie kosztów inwestycyjnych w głębi sieci SN związanych z układem pomiaru napięcia, nie tracąc korzystnych dla detekcji miejsca zwarcia właściwości kryteriów kierunkowych.

Zaprezentowane wstępne wyniki dotyczą zwarcia, które miały miejsce poza strefą objętą pomiarami, głębsza weryfikacja działania algorytmów będzie możliwa przy analizie zwarcia w badanym obszarze. Należy spodziewać się znacznie większych sygnałów pomiarowych po zadziałaniu AWSCz.

W przypadku detekcji zwarć łukowych do określenia kierunku zwarcia można wykorzystać kryteria susceptancyjne 3-harmonicznej jeszcze przed załączeniem AWSCz.

Normy dotyczące pomiarów synchronicznych opisują wymagania dotyczące estymacji harmonicznej podstawowej. Do realizacji kryteriów dla zabezpieczeń ziemnozwarciowych przydane jest również estymacja fazorów 3-harmonicznej.

Dla wygodnej obsługi funkcjonalności związanej z obszarową detekcją zwarć w głębi sieci SN Energotest opracował dedykowany moduł aplikacji, który został skrótkowo zaprezentowany. Warto nadmienić, że system ECONTROL PMU spełnia najnowsze wymagania w zakresie cyberbezpieczeństwa, oraz umożliwia dostęp do danych serwisowych wszystkich urządzeń PMU.

Literatura

- [1] Halinka A.: Techniki zabezpieczeń elektroenergetycznych. Monografia. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej. 2013.
- [2] Lorenc J.: Admitancyjne zabezpieczenia ziemnozwarciowe. Wydawnictwo Politechniki Poznańskiej. 2007.
- [3] Talaga M.: Doświadczenia eksploatacyjne Energotestu, związane z wdrażaniem aplikacji wykorzystujących pomiary synchroniczne. Konferencja SEP-KAE 2017 r.
- [4] Talaga M.: Obszarowy system detekcji zwarć w sieci SN wykorzystujący scentralizowany pomiar synchrofazorów napięcia. Seminarium Energotest. Zakopane. 2019.
- [5] Talaga M.: Aspekty wykorzystania cewek Rogowskiego do realizacji zabezpieczeń ziemnozwarciowych w sieciach s/n. Konferencja SEP-KAE. 2019 r.