



Automatyzacja sieci rozdzielczych jako podstawowy element sieci inteligentnych

mgr inż. Adam BABS

Instytut Energetyki Oddział Gdańsk, e-mail: a.babs@ien.gda.pl

Distribution network automation as the key element of the Smart Grid

Abstract: Paper presents the basic features of the distribution smart grid. Fault detection, isolation and restoration function is described along with integrated volt/var control function based on the low voltage network measurements. Some requirements related with telecommunication infrastructure utilized for smart grid automation are specified. Practical example of the smart grid functions deployment is described.

Keywords: smart grid distribution network; fault detection; fault isolation, integrated volt/var control

W artykule przedstawiono podstawowe cechy sieci inteligentnych oraz te cechy które powodują, że tradycyjna sieć rozdzielcza może mieć charakter sieci inteligentnej. Szczegółowo przedstawiono dwie funkcje inteligentnych sieci rozdzielczych tj. wykrywanie zwarć, ich izolacja i przywracanie zasilania oraz funkcję regulacji napięcia wykorzystującą pomiary napięć w głębi sieci. Opisano również wymagania jakie powinna spełniać infrastruktura telekomunikacyjna, aby umożliwić realizację funkcji sieci inteligentnych.

Przedstawiono przykład wdrożenia sieci inteligentnej na Półwyspie Helskim opisując wdrożone w 2012 roku funkcje.

Słowa kluczowe: instalacje elektryczne, ochrona przeciwporażeniowa, wyłączniki różnicowoprądowe

1. CO TO SĄ SIECI INTELIGENTNE?

Obszerna literatura oraz tysiące wdrożeń pilotażowych instalacji sieci inteligentnych (SmartGrid) upoważniają do stwierdzenia, że desygnat tego pojęcia jest trudny, jeśli w ogóle możliwy do zdefiniowania. Wydaje się, że jedyną częścią wspólną różnych definicji może być stwierdzenie, że sieć inteligentna jest to sieć, która jest różna od tej jaka została wybudowana w czasach przed masowym wdrożeniem środków łączności i systemów komputerowych.

W odniesieniu do sieci dystrybucyjnej cech sieci inteligentnej nadaje jej wykorzystanie w niej technik informatyczno-telekomunikacyjnych, pozwalając zintegrować w sposób inteligentny działania uczestników procesów wytwarzania, przesyłu, dystrybucji i użytkowania energii elektrycznej w celu poprawy niezawodności dostaw i efektywności OSD oraz aktywnego angażowania odbiorców w podnoszenie efektywności energetycznej. [1]

Natomiast z perspektywy odbiorców [1] sieć inteligentna ma pozwolić na zapewnienie ciągłych, bezpiecznych i efektywnych kosztowo usług w zakresie dystrybucji energii elektrycznej, a także stworzyć możliwości techniczne do oferowania odbiorcom nowych usług optymalizujących użytkowanie energii oraz umożliwiających efektywne włączenie odbiorców w proces wytwarzania energii.

W stosunku do tradycyjnej definicji sieci dystrybucyjnej pojęcie sieci inteligentnej obejmuje nowe funkcje związane z monitorowaniem, sterowaniem i gromadzeniem danych, które dotychczas były i są wykonywane w sieci dystrybucyjnej w niewielkim zakresie. Jej innowacyjność polega więc w znacznej mierze na integracji wielu stosowanych do tej pory technologii, także tych, które są w początkowej fazie rozwoju. Integracja ta dotyczyć będzie wykorzystania w ramach jednej sieci rozwiązań z takich dziedzin jak informatyka i telekomunikacja, energoelektronika. Dotychczasowa infrastruktura sieciowa tj. linie i stacje energetyczne zostanie wyposażona w nowoczesne układy pomiarowe i urządzenia automatyki oraz urządzenia komunikacyjne i transmisji danych. Tak zintegrowaną strukturą zarządzać będą dedykowane systemy informatyczne umożliwiające realizację procesów sterowania i automatyki.

2. NOWE ZADANIA SIECI INTELIGENTNYCH W SIECIACH ROZDZIELCZYCH

Sprostanie wymogom stawianym przez politykę Unii Europejskiej i wyznaczonym celom do roku 2020 wymagać będzie znacznej zmiany istniejącej infrastruktury sieci elektroenergetycznych[2]. Wymagania te wynikają z rosnącego udziału generacji rozproszonej, w tym ze źródeł odnawialnych, konieczności poprawy bezpieczeństwa i pewności zasilania, rozwoju rynku energii elektrycznej oraz konieczności poprawy efektywności energetycznej i oszczędzania energii. Spełnienie tych celów powinno nastąpić nie tylko poprzez budowę nowych linii i stacji elektroenergetycznych, ale przede wszystkim poprzez przekształcenie istniejących sieci w sieci inteligentne z wykorzystaniem rozwiązań z dziedziny techniki informatycznej i telekomunikacyjnej. Równoległe z przekształceniami sieci w sferze infrastruktury powinny postępować zmiany w dziedzinie uregulowań prawnych oraz zachowań odbiorców energii stymulowane poprzez nowe możliwości oferowane poprzez sieci inteligentne.

Sieć elektroenergetyczną można klasyfikować ze względu na poziom napięcia (sieć najwyższych, wysokich, średnich i niskich napięć) oraz ze względu na funkcję jaką dany fragment sieci spełnia w całym systemie elektroenergetycznym. Można zatem w warunkach krajowych mówić o sieci przesyłowej o napięciu 220 kV i 400 kV służącej do przesyłu energii w skali kraju oraz sieci dystrybucyjnej o napięciu od 0,4 kV do 110 kV. Obecnie sieć średniego napięcia tylko w niewielkim stopniu wyposażona jest w możliwości jej monitorowania i sterowania łącznikami w niej zainstalowanymi. Funkcjonalność ta dotyczy głównie punktów transformacji WN/SN. Koncepcja sieci inteligentnych [3] zakłada wprowadzenie zdalnego sterowania i monitorowania do wybranych punktów w głębi sieci SN oraz zautomatyzowanie procesów wykonywanych dotychczas przez dyspozytora i brygady pogotowia energetycznego. Do wybranych punktów sieci SN należą: punkty zasilające (PZ), rozdzielnie sieciowe (RS), złącza kablowe (ZK), rozłączniki słupowe, stacje transformatorowe SN/nn.

Przekształcenie obecnych sieci rozdzielczych w sieci inteligentne ma na celu głównie poprawę niezawodności zasilania odbiorców energii elektrycznej, rozumianej jako zdolność zapewnienia ciągłości dostaw. Dla ilościowej oceny tej niezawodności stosuje się kilka wskaźników takich jak:

- **SAIDI (ang. System Average Interruption Duration Index) – wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej (do 12 godz.) i bardzo długiej (do 24 godz.),**
- **SAIFI (ang. System Average Interruption Frequency Index) – wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich,**
- **MAIFI (ang. Momentary Average Interruption Frequency Index) – wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich.**

Wdrożenie sieci inteligentnych związane jest między innymi z wyposażeniem tych sieci w możliwość realizacji następujących funkcji:

- **automatyczne wykrywanie zwarc w sieci SN, ich izolacja i przywracanie zasilania bez udziału operatora,**
- **regulacja napięcia uwzględniająca pomiary napięć na obszarze zasilanym z danego transformatora,**
- **optymalizacja strat związana m.in z optymalną lokalizacją i dynamiczną zmianą punktów podziału sieci zarówno w sieci SN jak i nn.**

Przebudowa sieci rozdzielczych w kierunku sieci inteligentnych poprzez wzrost jej obserwowalności polegający na instalacji urządzeń pomiarowych, kontrolnych i sterowniczych w głębi sieci umożliwi realizację następujących funkcji:

- **planowanie rozbudowy sieci w oparciu o aktualne dane obciążeń, pochodzące również z systemu inteligentnego opomiarowania,**
- **obliczanie rozpiętości i mocy zwarciovych w sieci SN,**
- **wykorzystanie istniejącej infrastruktury sieciowej w czasie normalnej pracy i podczas likwidacji awarii wykorzystując dane o aktualnym obciążeniu i obciążeniu przed wystąpieniem awarii,**
- **wyбір miejsca przyłączenia dodatkowych źródeł energii, umożliwiające zmniejszenie strat energii.**

Z punktu widzenia niezawodności zasilania, kluczowym elementem automatyzacji sieci SN jest automatyzacja przełączeń w sieci SN oraz wykrywanie miejsca zwarcia. Powszechna instalacja układów monitorujących przepływy prądów zwarciovych z komunikacją do centrum dyspozytorskiego oraz rozłączników sterowanych zdalnie w sieci SN, związana z kompleksową automatyzacją i monitorowaniem sieci, pozwoli na szybkie wykrycie miejsca zwarcia,

wydzielenie uszkodzonego odcinka oraz przywrócenie zasilania części odbiorców, co znacząco zmniejszy wartości wskaźników SAIDI i SAIFI.

3. WYKRYWANIE ZWARĆ, ICH IZOLACJA I PRZYWRACANIE ZASILANIA – FUNKCJA FDIR¹⁾

Podstawowym zadaniem działającego w czasie rzeczywistym algorytmu lokalizacji uszkodzeń sieci SN i rekonfiguracji sieci jest wydzielenie uszkodzonego odcinka sieci oraz przywrócenie zasilania odbiorcom zasilanym z odcinków linii nieobjętych uszkodzeniem. Algorytm bazuje na następujących danych (sygnałach wejściowych), zbieranych w czasie rzeczywistym:

- stan łączników zdalnie sterowanych
- sygnalizacja przepływu prądu zwarcioowego z sygnalizatorów zwarć
- pomiary prądów z linii objętych takim pomiarem
- moce transformatorów SN/nn
- obciążenia linii SN w GPZ/PZ (prądy, moc)
- stan łączności z obiektami zdalnie sterowanymi
- stan zasilania obiektów sterowanych
- pobudzenie, zadziałanie zabezpieczeń w GPZ/PZ, liczba cykli SPZ do wykonania po awaryjnym wyłączeniu linii
- działanie automatyki SPZ w GPZ/PZ (automatyka samoczynnego ponownego załączenia kontrolująca, czy zwarcie ma charakter przejściowy czy trwałe).

Sformułowany powyżej w sposób opisowy algorytm funkcji FDIR może zostać opisany w formie operacji na macierzach, tak by eliminacja uszkodzonego odcinka i określenie nowej konfiguracji było w pełni zautomatyzowane [4]. Punktem wyjściowym dla sformułowania takiego algorytmu jest zapis w postaci macierzowej aktualnego układu połączeń sieci (macierz połączeń L), wektora opisującego przepływ i kierunek prądu zwarcioowego (wektor G) oraz macierzy opisującej położenie łączników sterowanych (macierz Q).

Macierz połączeń L jest macierzą kwadratową o rozmiarze odpowiadającym ilości gałęzi i węzłów w rozpatrywanym obszarze sieci SN. Elementy tej macierzy przyjmują następujące wartości:

$$l_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{węzeł } i \text{ połączony z gałęzią } j \text{ w kierunku } i \\ -1 & \text{węzeł } i \text{ połączony z gałęzią } j \text{ w kierunku przeciwnym do } i \\ 0 & \text{węzeł } i \text{ i gałąź } j \text{ nie połączone} \end{cases}$$

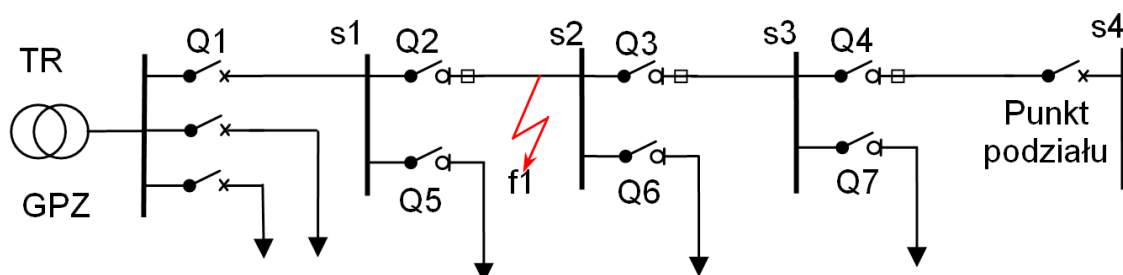
Macierz Q opisująca położenie łączników sterowanych jest macierzą kwadratową o rozmiarze odpowiadającym ilości gałęzi i węzłów w rozpatrywanym obszarze sieci SN. Elementy tej macierzy przyjmują następujące wartości:

$$q_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{węzeł } i \text{ połączony z gałęzią } j \\ 0 & \text{węzeł } i \text{ i gałąź } j \text{ nie połączone} \end{cases}$$

Wektor G opisujący przepływ prądu zwarcioowego i jego kierunek o rozmiarze odpowiadającym ilości gałęzi ma wartość 1 w elementach w których wykryto przepływ prądu zwarcioowego. Uszkodzona gałąź może zostać zidentyfikowana jako wynik operacji mnożenia macierzy G i L jako wektor P w którym wartość 1 odpowiadać będzie uszkodzonej gałęzi.

Mnożąc macierz Q opisującą położenie łączników sterowanych przez wektor P otrzymamy wektor D wskazujący elementy – łączniki zdalnie sterowane, które należy otworzyć aby wyizolować uszkodzoną gałąź.

1) FDIR – ang. Fault Detection, Isolation & Restoration



Rys. 1 Schemat sieci SN ze zwarcie w linii 2

Dla fragmentu sieci SN (rys. 1) zasilanej z GPZ składającej się z 7 linii, 7 łącznie sterowanych oraz zwarcia w linii 2 odpowiednie macierze opisujące układ połączeń - macierz L, położenie łącznie sterowanych - macierz Q oraz wektor G opisujący przepływ prądu zwarciego przyjmują następujące wartości:

$$L = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad Q = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

$$G = [1 \ 1 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0]$$

Wynik mnożenia macierzy G i L - wektor $P = G L$ wskazuje uszkodzoną gałąź (wartość 1 na drugiej pozycji)

$$P = [0 \ 1 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0]$$

Wynik mnożenia macierzy Q i P - wektor $D = Q P$ wskazuje łącznie sterowane, które należy otworzyć aby wyizolować uszkodzoną gałąź (wartości 1 na odpowiednich pozycjach).

$$D = [0 \ 1 \ 1 \ 0 \ 0 \ 1 \ 0]$$

4. ZWIĘKSZENIE OBSERWOWALNOŚCI SIECI I OBSZAROWA REGULACJA NAPIĘCIA

Zwiększenie obserwowalności sieci, rozumiane jako monitorowanie sieci w stopniu wystarczającym do oceny jej stanu z poziomu dyspozycji ruchu OSD pozwala na wdrożenie takich funkcji, jakie nie są możliwe do realizacji w sieciach tradycyjnych. Na przykład dostępność pomiarów parametrów sieci (napięcia) w punktach w głębi sieci SN i nn, zasilanych z transformatora wyposażonego w podobciążeniowy przełącznik zaczeptów, pozwala zrealizować algorytm regulacji wykorzystujący te pomiary.

Algorytm regulacji z kompensacją spadku napięcia na wielu liniach zasilających, tj. algorytm MLDC (ang. *Multi Line Drop Compensation*), pozwala na uwzględnienie zróżnicowania obciążeń poszczególnych linii zasilających oraz oddziaływania lokalnej generacji. Tak wyznaczona przekładnia transformatora (pozycja przełącznika zaczeptu) zapewnia utrzymanie napięcia u odbiorców w dopuszczalnych granicach na wszystkich liniach zasilających. Dodatkową zaletą takiego algorytmu jest zmniejszenie liczby przełączników zaczeptów, przy niskich współczynnikach obciążenia i dużych spadkach napięcia. Algorytm wykorzystuje funkcję celu, będącą sumą kwadratów odchylenia napięcia maksymalnego i minimalnego w każdej z linii zasilających, od wartości znamionowej napięcia. Wartości minimalne i maksymalne wyznaczane są na podstawie modelu sieci rozdzielczej oraz pomiarów pochodzących z tej sieci dla różnych położenia przełącznika zaczeptów. Proces optymalizacyjny polega na wyborze takiego położenia przełącznika zaczeptów, przy którym funkcja celu J osiąga wartość najmniejszą.

$$J = \sum_{i=1}^N [(U_{i,\text{maks}} - U_{\text{nom}})^2 + (U_{\text{nom}} - U_{i,\text{min}})^2]$$

gdzie:

N – liczba linii zasilających odbiorców z danego GPZ

$U_{i,\text{maks}}$ – maksymalne napięcie odbiorcy na i -tej linii zasilającej (napięcia po stronie nn stacji SN/nn)

$U_{i,\text{min}}$ – minimalne napięcie odbiorcy na i -tej linii zasilającej (napięcia na dolnych szynach stacji SN/nn, od którego należy odjąć możliwy spadek pomiędzy transformatorem SN/nn a licznikiem energii elektrycznej u najdalszego odbiorcy)

U_{nom} – napięcie nominalne sieci nn.

Zastosowanie algorytmu MLDC umożliwia bezpieczne zniżenie napięcia w celu obniżenia poboru mocy CVR (ang. *Conservative Voltage Reduction*), prowadzące do redukcji zapotrzebowanie na energię elektryczną u odbiorców. Jest to jeden z rodzajów sterowania popytem DR (ang. *Demand Responce*), realizowanego w sieciach inteligentnych. Funkcja CVR pozwala zmniejszyć zapotrzebowanie na energię poprzez obniżenie napięcia zasilania urządzeń, jak również zwiększyć zapotrzebowanie poprzez podwyższenie napięcia. Istotna jest kontrola nad sytuacją napięciową w całym obszarze zasilanym z danego transformatora, aż do odbiorców końcowych. Tym sposobem możliwe jest zmniejszenie zapotrzebowania na moc czynną o 2% do nawet 3,5% oraz zmniejszenie zapotrzebowania na moc bierną o 4% do 10%, co może się przełożyć na oszczędności energii od 1% do 3%.

Niezależnie od regulacji napięcia w sieci, wykorzystując pomiary napięć i prądów w sieci SN, można znaleźć taką konfigurację, przy której straty w sieci będą najmniejsze. Wiąże się to ze zmianą punktu rozcięcia sieci, tj. dostosowywaniem miejsca podziału sieci do zmieniających się obciążeń sieci.

5. INFRASTRUKTURA TELEKOMUNIKACYJNA

Wybór techniki łączności dla realizacji funkcji sieci inteligentnych jest zadaniem złożonym. Rozproszenie urządzeń i znaczna liczba urządzeń wymagających wymiany informacji powodują, że najwłaściwszym medium transmisyjnym jest sieć radiowa.

Komunikacja z urządzeniami pomiarowymi i sterowniczymi w sieci inteligentnej powinna działać niezależnie od stanu sieci SN, w szczególności powinna być odporna na uszkodzenia tej sieci, takie jak zwarcia doziemne i międzyfazowe lub też uszkodzenia mechaniczne przewodów. Komunikacja pomiędzy wykorzystująca technikę PLC (ang. *Power Line Communication*) – komunikacja wykorzystująca przewody sieci elektroenergetycznej jako medium komunikacyjne) za pomocą sieci SN, możliwa do wykorzystania dla transmisji danych w systemach inteligentnych pomiarów (system AML), nie spełnia powyższych wymagań. Z tego względu uzasadnione jest wykorzystanie w sieciach inteligentnych komunikacji bezprzewodowej.

Jeśli w systemie AML transmisja pomiędzy urządzeniami końcowymi sieci WAN zainstalowanymi w GPZ a koncentratorami zainstalowanymi na stacji SN/nn będzie realizowana przy wykorzystaniu techniki bezprzewodowej (WiMAX, GPRS, CDMA, UMTS, LTE), to sieć ta sama technika może być używana do komunikacji z urządzeniami automatyki sieci SN. W tej sytuacji istotne jest to, że ruch telekomunikacyjny związany z obsługą urządzeń automatyki w sieci SN jest znacząco mniejszy od ruchu związanego z realizacją AML, w związku z czym dociążenie sieci wykorzystywanej na potrzeby AML ruchem związanym z realizacją automatyzacji sieci SN jest możliwe i nie wpłynie na pogorszenie jakości funkcjonowania AML.

Łączność radiowa wykorzystywana do sterowania w sieciach rozdzielczych powinna działać niezawodnie zwłaszcza w sytuacji masowych awarii tej sieci spowodowanych warunkami atmosferycznymi (wichury). Dostawca usługi łączności powinien zapewnić działanie takiej sieci w warunkach, gdy część jego infrastruktury (stacje bazowe) będzie pozbawiona zasilania podstawowego przez czas do kilkunastu godzin

6. PRZYKŁAD WDROŻENIA SIECI INTELIGENTNEJ NA PÓŁWYSPIE HELSKIM

Wdrożenie sieci inteligentnej na Półwyspie Helskim zostało poprzedzone opracowaniem koncepcji budowy i funkcjonowania takiej sieci, opracowaniem algorytmów sterowania siecią oraz badaniami modelowymi. Prace te [5] pozwoliły na zdefiniowanie zakresu wdrożenia doświadczalnej instalacji sieci inteligentnej na Półwyspie Helskim. Instalacja doświadczalna wdrożona i uruchomiona w 2012 roku dotyczy następujących zagadnień [6]:

1. Opracowanie i wdrożenie w Regionalnej Dyspozycji Mocy Oddział Gdańsk oprogramowania do zarządzania siecią dystrybucyjną – oprogramowanie Syndis DMS. W ramach budowy systemu DMS wdrożone zostaną następujące funkcje:
 - a) wykrywanie, lokalizacja zwarć oraz automatyczna rekonfiguracja sieci – funkcja FDIR opisana w rozdziale 3,
 - b) regulacja napięcia poprzez zdalne zadawanie wartości zadanej napięcia dla dwóch regulatorów transformatorów 30/15 kV w PZ Jurata. Do wyznaczania wartości zadanych dla regulacji napięcia wykorzystano pomiary w stacji PZ Jurata oraz pomiary zlokalizowane w głębi sieci, w stacjach 15/0,4 kV po stronie nn,
2. Wyposażenie sieci dystrybucyjnej SN i nn na Półwyspie Helskim w urządzenia i czujniki umożliwiające realizację wybranych funkcji DMS

Wdrożenie to związane było z wykonaniem następujących prac:

Prace software

Projekt rozbudowy systemu dyspozytorskiego SYNDIS w RDM w Gdańsku i budowy nowego modułu SCADA DMS w zakresie:

- dołączenia nowych stacji SN/nn na półwyspie wraz z uwidocznieniem elementów telesterowania, telepomiarów i telesygnalizacji w sieci SN i nn
- interfejsu do wymiany danych z AMI, SID na podstawie modelu CIM
- modułu Syndis-DMS (funkcje FDIR, regulacji napięcia)
- wykonanie rozbudowy i oprogramowanie modułu DMS.

Instalacja urządzeń na półwyspie

- a) Modernizacja i wyposażenie stacji SN/nn w zakresie:
 - wyposażenie stacji wewnętrznych w telesterowanie i sygnalizatory zwarć – 9 stacji
 - wyposażenie stacji wewnętrznych w telesterowanie i układy pomiarowe – 8 stacji
 - wyposażenie stacji wewnętrznych niesterowanych w sygnalizatory zwarć – 45 stacji
- b) Instalacja urządzeń monitorujących rozdzielnię nn (10 rozdzielni) w zakresie: projekt techniczny, dostawa i montaż urządzeń, uruchomienie.

7. WNIOSKI

Automatyzacja sieci SN może stać się w nadchodzących latach jednym z ważniejszych wyzwań, przed którym staną operatorzy sieci rozdzielczych w kraju. Porównując współczynniki niezawodności dostaw energii SAIDI w kraju ze współczynnikami w wielu krajach Unii Europejskiej stwierdzamy kilkukrotną różnicę tych współczynników na niekorzyść polskiej energetyki. W Polsce współczynnik SAIDI wynosi około 300 min/rok, a w krajach UE poniżej 60 min/rok. Przewiduje się, że działania podejmowane przez OSD, stymulowane bodźcami finansowymi wprowadzanymi przez regulatora systemu elektroenergetycznego (URE), doprowadzą do znacznej poprawy tych wskaźników.

Automatyzowane stacje transformatorowe w sieci kablowej i łączniki w sieci napowietrznej należy wyposażać w układy zdalnego sterowania oraz wykrywania i sygnalizacji przepływu prądu zwarciovego. Wstępne szacunki wskazują, że w sieci kablowej co trzecia stacja powinna być wyposażona w możliwość zdalnego sterowania, natomiast w sieci napowietrznej co piąty łącznik napowietrzny. Ponadto znaczącą liczbę stacji wewnętrznych (około 90% wszystkich stacji) należy wyposażyć w układy wykrywania zwarć i przesyłu informacji do centrum dyspozytorskiego. W niektórych lokalizacjach wskazane jest instalowanie bardziej rozbudowanych układów, obejmujących pomiary prądów, mocy oraz napięć.

Realizacja instalacji pilotażowej na Półwyspie Helskim jest pierwszą w krajowej energetyce próbą praktycznego wdrożenia i weryfikacji nowych technik z dziedziny sieci inteligentnych. Oczekuje się, że relatywnie niewielki zakres wdrożenia, zwłaszcza w odniesieniu do instalacji generacji rozproszonej, pozwoli – po zrealizowaniu instalacji pilotażowej i wdrożeniu przewidzianych funkcjonalności – na zebranie doświadczeń i wyciągnięcie wniosków co do dalszych kierunków rozwoju tego typu rozwiązań [7].

W szczególności interesujące będą doświadczenia z praktycznej realizacji algorytmów, związanych z lokalizacją miejsca zwarcia i zmianą konfiguracji sieci oraz monitorowania sieci nn, które najprawdopodobniej będzie skutkowało zauważalnym podniesieniem poziomu niezawodności sieci. Nie bez znaczenia będą również doświadczenia praktyczne z eksploatacji systemu regulacji napięcia IVVC.

Kluczowe znaczenie dla realizacji sieci inteligentnej będzie miała niezawodna i szybka sieć wymiany informacji. Możliwa będzie szybsza identyfikacja awarii i jej przyczyn, wcześniejsze jej usunięcie, a ostatecznie zmniejszenie czasu ich trwania.

Niezależnie od wdrażania nowych technologii z obszaru sieci inteligentnych, kontynuowane muszą być działania związane z rozbudową sieci dystrybucyjnej 110 kV. Nowa i modernizowana infrastruktura powinna być dostosowana do wymagań sieci inteligentnej [1].

BIBLIOGRAFIA

- [1] Wizja wdrożenia sieci inteligentnej w ENERGA-OPERATOR SA, w perspektywie do 2020 roku, wrzesień 2011
- [2] Smart Grid projects in Europe: lessons learned and current developments. European Commission, Joint Research Centre, Institute for Energy lipiec 2011
- [3] Koncepcja rozwoju automatyzacji sieci SN z uwzględnieniem rozwoju tych sieci w kierunku Sieci Inteligentnych, Opracowanie IEn nr OG/82a/2011, sierpień 2011.
- [4] WANG Hui i wsp., A Fault Detection and Isolation Algorithm for Distribution Systems containing Distributed Generations, Referat nr 1760, konferencja APAP, Pekin, październik 2011.
- [5] Opracowanie koncepcji budowy i wdrożenia rozwiązań Smart Grid w sieci ENERGA-OPERATOR SA na Półwyspie Helskim, Opracowanie IEn, grudzień 2011.
- [6] Babś A.: Smart Grid Hel peninsula pilot project in DSO Energa network – ideas and application, konferencja Smart Metering Central and Eastern Europe 2011, Warszawa 17–18 maja 2011.
- [7] Noske S., Widelski G., W kierunku Smart Grid – pilotażowy projekt „Inteligentny Półwysep”, Acta Energetica nr 3/2011.

REKLAMA



**Stowarzyszenie
Elektryków Polskich
Oddział Gdańsk**
sfederowane w Pomorskiej FSNT NOT w Gdańsku



Oferujemy:
szkolenia podnoszące kwalifikacje
egzaminy na uprawnienia "E" i "D"
rekomendacje i ekspertyzy

Ponadto:
organizujemy targi i konferencje

Miejsce na Twoją reklamę

**CAŁA STRONA
NA REKLAMĘ
WASZEJ FIRMY**