

Kompleksowa automatyzacja i monitorowanie sieci SN kluczowym elementem poprawy niezawodności i ciągłości dostaw energii

1. WSTĘP

Prawodawstwo Unii Europejskiej oraz działania regulatorów rynku energii elektrycznej w krajach europejskich stawiają przed podmiotami działającymi w obszarze elektroenergetyki nowe zadania, związane z osiągnięciem takich celów, jak: wzrost niezawodności i ciągłości dostaw energii, wzrost efektywności wykorzystania energii, rozwój generacji rozproszonej z wykorzystaniem energii ze źródeł odnawialnych oraz aktywna rola odbiorców energii w kształtowaniu popytu.

W osiągnięciu tych celów powinno pomóc wykorzystanie koncepcji sieci inteligentnych. Kluczowym elementem koncepcji sieci inteligentnych w obszarze sieci dystrybucyjnej jest zapewnienie sterowalności (automatyzacja) oraz obserwowalności (monitorowanie) sieci średniego napięcia (SN).

Obecnie funkcje związane z monitorowaniem, sterowaniem i gromadzeniem danych są wykonywane w sieci dystrybucyjnej SN w niewielkim zakresie i dotyczą głównie punktów transformacji WN/SN (GPZ). Koncepcja sieci inteligentnych 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.

Automatyzacja i monitorowanie sieci SN wspomogą następujące procesy i funkcje:

- automatyzację przełączeń w sieci SN
- bezpieczne wykorzystanie istniejącej infrastruktury sieciowej w czasie normalnej pracy i podczas likwidacji awarii, z wykorzystaniem danych o aktualnym obciążeniu i obciążeniu przed wystąpieniem awarii
- planowanie rozbudowy sieci na podstawie aktualnych danych obciążeń
- obliczanie rozptyłów SN
- optymalizację strat
- obliczanie mocy zwarciovych

- regulację napięcia
- optymalizację lokalizacji punktów podziału sieci
- wybór miejsca przyłączenia dodatkowych źródeł energii, umożliwiającą zmniejszenie strat energii.

Jednym z podstawowych celów automatyzacji i monitorowania sieci SN jest poprawa niezawodności zasilania odbiorców energii elektrycznej. Niezawodność zasilania, rozumiana jako zdolność zapewnienia ciągłości dostaw, jest mierzona za pomocą kilku 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. Prawodawstwo polskie zobowiązuje operatora systemu dystrybucyjnego (OSD) do podania do publicznej wiadomości ww. wskaźników [7]. W wielu krajach europejskich wskaźniki te służą do kształtowania przez regulatorów rynku energii przychodów spółek dystrybucyjnych.

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.

2. OBSERWOWALNOŚĆ SIECI

Poprzez pojęcie obserwowalności sieci należy rozumieć monitorowanie sieci w stopniu wystarczającym do oceny jej stanu z poziomu dyspozycji ruchu OSD. Dane pomiarowe powinny docierać do systemu SCADA w czasie

Streszczenie

Artykuł porusza zagadnienie kompleksowej automatyzacji i monitorowania sieci średniego napięcia (SN) jako kluczowego elementu koncepcji sieci inteligentnej (ang. *Smart Grid*). Omówiono stan istniejący w zakresie sterowania i monitorowania sieci SN oraz przedstawiono koncepcję rozwiązania dającego możliwość zdalnej, automatycznej rekonfiguracji sieci oraz zapewniającego pełną obserwowalność sieci z poziomu systemu dyspozytorskiego. Szczegółowo omówiono automatyzację przełączeń w sieci SN w celu wyizolowania uszkodzonego odcinka linii i zasilania w energię elektryczną w chwili wystąpienia awarii możliwie największej liczby odbior-

ców. Przedstawiono również przykład działania takiej automatyki. W drugiej części artykułu zaprezentowano kluczową rolę funkcji szybkiej lokalizacji miejsca zwarcia oraz możliwości zdalnej rekonfiguracji sieci SN w celu poprawy niezawodności zasilania (poprawy wskaźników SAIDI, SAIFI). Pokazano również, jak wzrost liczby punktów wyposażonych w układy wykrywające przepływ prądów zwarciovych wraz z możliwością zdalnego sterowania łącznikami z systemu dyspozytorskiego w sieci SN może wpłynąć na zmniejszenie wskaźników SAIDI i SAIFI w poszczególnych oddziałach ENERGA-OPERATOR SA.

rzeczywistym, który należy rozumieć jako czas krótszy niż czas wymaganej reakcji. Z poziomu SCADA powinny być obserwowane m.in. następujące parametry:

- poziomy obciążenia mocą czynną i bierną w węzłach sieci
- napięcia i prądy fazowe
- stany łączników w sieciach
- zadziałania zabezpieczeń
- dane dotyczące lokalizacji zwarć
- dane dotyczące wielkości generacji rozproszonej, stanu jednostek wytwórczych oraz prognozowania generacji rozproszonej [6].

Obserwowalność sieci SN poprawia jakość obliczeń rozpyłów w sieci. Rzeczywiste dane pomiarowe z kluczowych węzłów sieci SN, w powiązaniu z danymi pomiarowymi uzyskanymi z systemu AMI (ang. *Advanced Metering Infrastructure*), pozwalają na weryfikację założeń przyjętych do obliczeń. Przyjęcie do obliczeń rzeczywistych wartości obciążeń prowadzi do uzyskania bardziej dokładnych i wiarygodnych wyników oraz ułatwia podejmowanie optymalnych decyzji w zakresie planowania pracy (układ sieci, planowane wyłączenia), jak i w zakresie procesów inwestycyjnych w sieci SN. Uzyskane dane pomiarowe pomagają w wyznaczeniu optymalnej, z punktu widzenia minimalizacji strat, lokalizacji punktów podziału sieci (może być różny w zależności od pory roku czy pory dnia) oraz ułatwiają wybór miejsca przyłączenia do sieci dystrybucyjnej dodatkowych źródeł energii lub magazynów energii, umożliwiającą zmniejszenie strat energii.

Obecnie obserwowalność sieci SN jest realizowana poprzez monitorowanie prądów, napięć, mocy czynnej i biernej oraz stanu łączników w polach rozdzielni SN stacji WN/SN. Rozpyły oraz poziomy napięć w głębi sieci są monitorowane (poza nielicznymi przypadkami).

W sieciach inteligentnych konieczne jest zdalne monitorowanie prądów trójfazowych po stronie SN w głębi sieci, w miejscach, gdzie znajomość rozpyłu prądów niesie istotną informację dla dyspozytora lub dla algorytmów realizowanych w systemach SCADA, związanych z funkcjonalnością sieci inteligentnych. Do miejsc takich można zaliczyć istotne węzły sieci SN (PZ, RS, niektóre ZK), miejsca dołączenia do sieci większych źródeł energii oraz w przyszłości stacje transformatorowe z dołączoną dużą liczbą prosumentów (w tych stacjach, gdzie istnieje potencjalna możliwość oddawania energii z sieci nn do SN).

Pomiar napięcia w wybranych punktach sieci SN może być realizowany poprzez niezależne układy pomiarowe lub przez umieszczone w stacjach transformatorowych liczniki bilansujące systemu AMI. W przypadku pomiaru przez liczniki bilansujące pomiar napięcia wykonywany jest po stronie niskiego napięcia transformatora.

W celu szybkiego wykrywania miejsca zwarcia konieczna jest powszechna instalacja układów wykrywających zwarcia doziemne i międzyfazowe, ze zdalną komunikacją do centrum dyspozytorskiego. Funkcja szybkiej lokalizacji miejsca zawarcia wraz z możliwością zdalnego dokonywania rekonfiguracji sieci SN jest kluczowa dla poprawy niezawodności zasilania (poprawy wskaźników SAIDI, SAIFI). Funkcja wykrywania zwarcia może być

implementowana w instalowanych w węzłach sieci SN układach pomiarowych prądów i napięć lub może być realizowana w niezależnie instalowanych sygnalizatorach zwarć doziemnych i międzyfazowych.

Lokalizację pomiarów transmitowanych zdalnie wymusza przede wszystkim topologia oraz doświadczenia eksploatacyjne rozpatrywanej sieci SN. W związku z tym urządzenia pomiarowe powinny pojawiać się w miejscach wskazanych przez służby ruchowe. Natomiast sygnalizatory zwarć powinny być instalowane obligatoryjnie we wszystkich miejscach, gdzie instalowane są łączniki sterowane zdalnie.

Zwiększanie zakresu monitorowania sieci SN staje się koniecznością. Przedsiębiorstwa energetyczne, które podjęły działania w tym kierunku, sygnalizują, że przynosi to istotne korzyści [5, 6].

3. AUTOMATYZACJA PRZEŁĄCZEŃ W SIECI SN

Możliwość szybkiej rekonfiguracji sieci SN oraz wydzielanie uszkodzonego segmentu sieci jest podstawową funkcjonalnością sieci inteligentnych. Wydzielanie uszkodzonego segmentu sieci może być realizowane poprzez automatykę lokalną (reklozery), sterowanie obszarowe (z poziomu GPZ) lub zdalne sterowanie centralne z poziomu systemu SCADA, w centrum dyspozytorskim zarządzającym siecią SN. Sterowanie centralne umożliwia realizację bardziej złożonych algorytmów przełączeń oraz daje dyspozytorowi większe możliwości szybkiej interwencji. Wadą sterowania centralnego jest konieczność stosowania rozbudowanego systemu łączności i wrażliwość na awarie w tym systemie. Osiągnięcie nowych celów, związanych z koncepcją sieci inteligentnych, będzie możliwe tylko przy zastosowaniu monitorowania i sterowania centralnego, umożliwiającego implementację złożonych funkcji sterowania i analizy danych przewidzianych do realizacji w ramach koncepcji sieci inteligentnej.

Zdalne sterowanie łącznikami w sieci SN z poziomu systemu centralnego ma za zadanie wyizolować uszkodzony odcinek sieci SN i zapewnić zasilanie w energię elektryczną możliwie największej liczbie odbiorców. Można wyróżnić trzy poziomy stopnia zaawansowania automatyki realizującej takie zadanie:

1. sterowanie ręczne przez dyspozytora
2. sterowanie przez dyspozytora z propozycją sekwencji łączeń
3. automatyczne wykonanie sterowania (bez udziału człowieka).

Wszystkie wymienione poziomy zakładają obecność układów wykrywania prądów zwarciovych w miejscach sterowania zdalnego i wykorzystanie tej informacji w procesie izolacji uszkodzonego odcinka sieci SN.

Poziom pierwszy zakłada, że decyzję o miejscach i kolejności przełączeń dokonuje dyspozytor na podstawie informacji z układów pomiarowych na temat obciążenia linii i przepływu prądów zwarciovych oraz własnej wiedzy.

Poziom drugi obejmuje w istocie wykonanie kompletnego systemu automatyzacji przełączeń, pozbawionego jedynie sprzężenia zwrotnego, tj. niezależnego od dyspozytora wysłania sekwencji sterowniczej. W chwili wykrycia przez

system nieprawidłowości w sieci SN generowana jest propozycja sekwencji przełączeń. Decyzja, które przełączenia zostaną wykonane, pozostaje w gestii dyspozytora.

Poziom trzeci automatyki, w którym czynności łączeniowe są wykonywane automatycznie bez udziału dyspozytora, poprzez odpowiedni moduł systemu SCADA, zapewnia maksymalną poprawę wskaźników niezawodności zasilania i powinien być docelowo wdrożony w systemie dyspozytorskim.

Ze względu na to, że automatyka taka pełni niezwykle odpowiedzialne funkcje, celowe jest poprzedzenie wprowadzenia poziomu trzeciego wdrożeniem poziomu drugiego, z kontrolą dyspozytorską nad wykonywanymi przełączeniami. Konieczne jest również wprowadzenie mechanizmu blokującego działanie automatyki (na polecenie dyspozytora) i przejście z poziomu trzeciego do opisanego powyżej poziomu pierwszego lub drugiego.

System automatycznego wyizolowania uszkodzonego odcinka sieci SN powinien mieć następujące cechy:

- **autonomiczność** – automatyka, po detekcji uszkodzenia (np. zwarcia) w linii SN, wystawi odpowiednie ostrzeżenie dla dyspozytora oraz wykona czynności łączeniowe w sieci SN, przywracając zasilanie maksymalnej możliwej liczbie odbiorców, a następnie wygeneruje dla dyspozytora raport z wykonanych czynności
- **bezpieczeństwo** – automatyka nie może wykonać sterowania, które spowoduje zagrożenie dla zdrowia i życia ludzi (np. pracowników pogotowia energetycznego pracujących na sieci)
- **adaptowalność** – każda zmiana konfiguracji sieci, tj. wykonanie przełączeń w sieci na polecenie dyspozytora lub w wyniku zadziałania zabezpieczeń i automatyk, powoduje automatyczne dostosowanie parametrów automatyki do nowych warunków. Brak łączności z urządzeniami obiektowymi również powoduje odpowiednią zmianę konfiguracji systemu

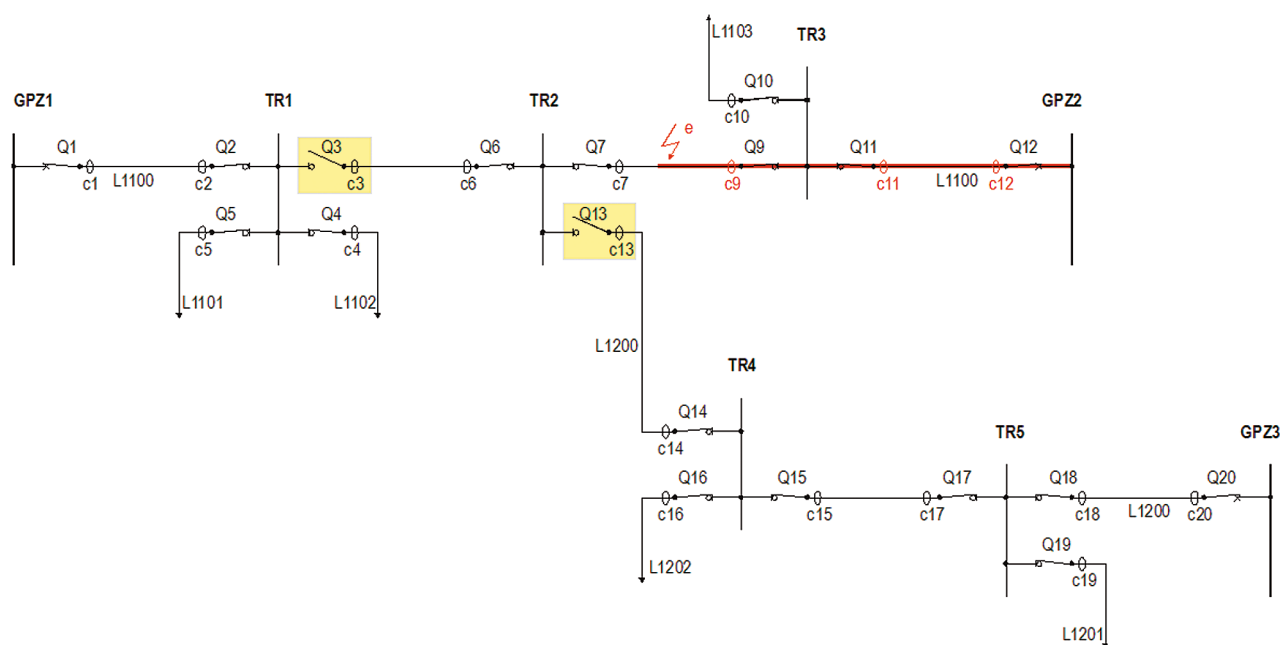
- **skalowalność** – możliwość rozbudowy systemu, tj. dodawania kolejnych elementów, realizujących automatykę w nowych obszarach sieci.

Zakres informacji niezbędnych do poprawnego działania takiej automatyki obejmuje:

- informacje o zajściu zwarcia doziemnego lub międzyfazowego, źródłem tej informacji są sygnalizatory zwarc zainstalowane w punktach sterowania lub układy pomiarowe wyposażone w algorytm wykrywania zwarcia
- stan łączników w sieci SN (stan sieci)
- stan łączności z poszczególnymi łącznikami sterowanymi radiowo
- odstawienie sterowania zdalnego w sterownikach obiektowych
- aktualne i dopuszczalne obciążenie linii, a w uzasadnionych przypadkach poszczególnych odcinków linii
- informacje o pracach prowadzonych w sieci SN.

Informacje te powinny być pozyskiwane w ogólności z systemu dyspozytorskiego oraz z systemów współpracujących. Przykład działania automatyki jest przedstawiony na kolejnych rysunkach.

Na rys. 1 pokazano fragment sieci obejmujący dwie linie L1100 i L1200, łączące trzy GPZ: GPZ1, GPZ2 i GPZ3. Od poszczególnych linii odchodzą linie promieniowe L1101, L1102, L1103, L1201 i L1202. We wszystkich stacjach TR1..., TR5 zainstalowane są rozłączniki SN Q2..., Q11 i Q13..., Q19 oraz sygnalizatory zwarc c2..., c11 i c13..., c19. W GPZ zainstalowane są wyłączniki SN (Q1, Q12, Q20) oraz EAZ, realizujące m.in. funkcję zabezpieczeń zwarciovych (c1, c12, c20). Stacje TR zawierają transformatory 15/0,4 kV, zasilające lokalnych odbiorców. Aktualny podział sieci jest realizowany przy wykorzystaniu rozłączników Q3 i Q13, przy czym w ogólności wskazane



Rys. 1. Przykładowy układ sieci SN – zwarcie na odcinku e

rozłączniki nie muszą być nominalnymi punktami podziału sieci (wynikającymi np. z kryterium najmniejszych strat). Zwarcia mogą zajść na poszczególnych odcinkach linii oznaczonych od a do l.

Na rys. 1 pokazano także potencjalne zwarcie na odcinku liniowym, oznaczonym literą e. Pobudzone zostały sygnalizacje zwarć c9, c11 oraz zabezpieczenie c12. Po otwarciu wyłącznika Q12 w GPZ2 pozbawieni zasilania zostali odbiorcy zasilani ze stacji TR2 i TR3. W celu wyizolowania uszkodzonego odcinka sieci konieczne jest otwarcie rozłączników Q7 oraz Q9. Po zamknięciu wyłącznika Q12 bez zasilania pozostaną odbiorcy zasilani ze stacji TR2. W związku z powyższym istnieje konieczność zamknięcia jednego z rozłączników podziałowych Q3 lub Q13. Jako że zwarcie zaszło na linii L1100, a punkt podziału tej linii znajduje się na rozłączniku Q3, to ten rozłącznik zostanie zamknięty. W szczególnych przypadkach (niebezpieczeństwo przeciążenia fragmentu sieci) automatyka może wykonać zamknięcie rozłącznika Q13 jako działanie korzystniejsze.

Układ sieci po zadziałaniu automatyki pokazany jest na rys. 2. Do wszystkich odbiorców jest dostarczane napięcie. Żaden z odbiorców nie został pozbawiony zasilania na czas dłuższy niż wynikający z wykonania poniższych czynności:

- zwłoka działania w przypadku zwarć przemijających (SPZ dla sieci napowietrznych)
- wyznaczenie algorytmu przełączeń
- wykonanie sekwencji przełączeń (z uwzględnieniem opóźnień w transmisji sygnałów i sterowań).

Czas ten nie powinien przekroczyć trzech minut (przerwa krótka).

4. POPRAWA WSKAŹNIKÓW NIEZAWODNOŚCI DOSTAW

Wskaźnik przeciętnego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej SAIDI, wyrażony w minutach na odbior-

cę na rok, stanowiący sumę iloczynów czasu jej trwania i liczby odbiorców narażonych na skutki tej przerwy w ciągu roku, podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców:

$$SAIDI = \frac{\sum_i r_i \times N_i}{N_T} \quad (1)$$

Wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich SAIFI, stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich tych przerw w ciągu roku, podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców:

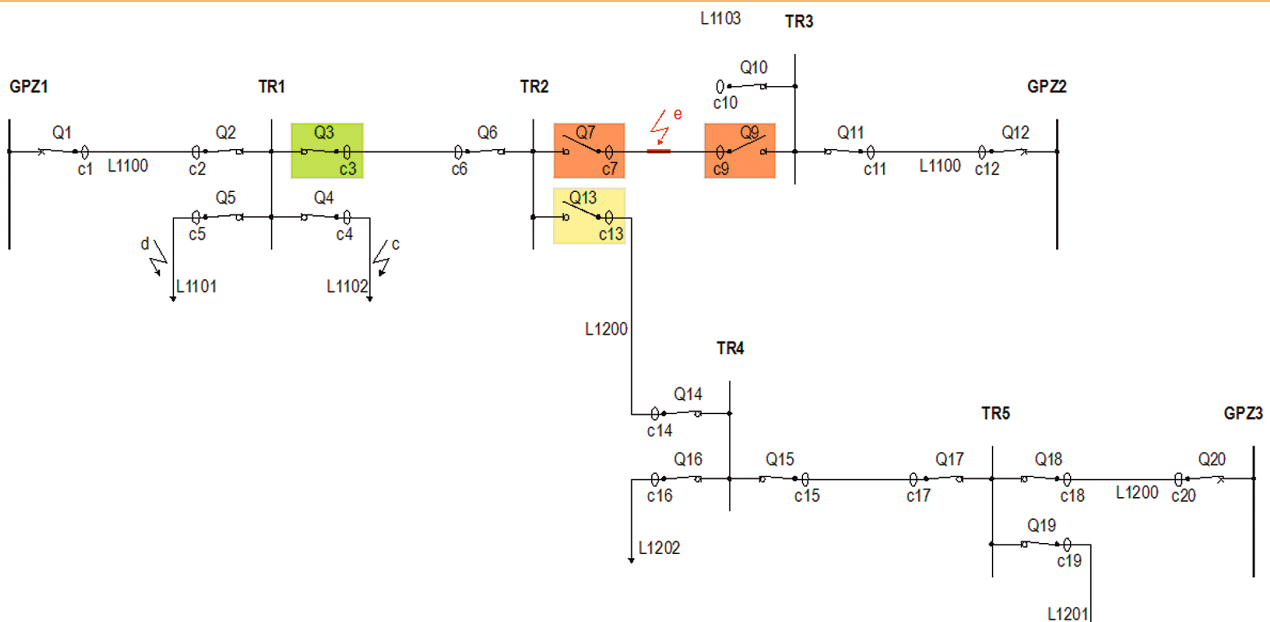
$$SAIFI = \frac{\sum_i N_i}{N_T} \quad (2)$$

Zgodnie z [7] wskaźniki SAIDI i SAIFI nie obejmują przerw trwających krócej niż trzy minuty.

Automatyczne wykrycie miejsca zwarcia, wydzielenie uszkodzonego odcinka oraz przywrócenie zasilania części odbiorców znacząco zmniejsza wskaźniki SAIDI i SAIFI. Zwiększenie liczby rozłączników sterowanych zdalnie, wraz z układami wykrywającymi przepływ prądów zwarciovych, pozwala na wydzielanie odcinków zasilających mniejszą liczbą odbiorców, co w przypadku wystąpienia awarii będzie skutkowało mniejszą liczbą odbiorców narażonych na skutki przerwy długiej.

Zależność wskaźnika SAIDI od liczby punktów zdalnie sterowanych w ciągu zasilającym

Poniżej przedstawiono szacunkowe wartości zmiany wskaźnika SAIDI, w zależności od liczby punktów zdalnie sterowanych w ciągu zasilającym. Przyjęto następujące założenia upraszczające:



Rys. 2. Przykładowy układ sieci SN – wyizolowanie odcinka e

- rozpatrywany jest ciąg liniowy podzielony na sześć odcinków z rozłącznikiem podziałowym w środku ciągu
- każdy odcinek zasila taką samą liczbę odbiorców
- czas naprawy jest równy czasowi lokalizacji i wydzielenia uszkodzonego odcinka linii
- czas lokalizacji i naprawy jest taki sam bez względu na odcinek, w którym nastąpiło zwarcie
- prawdopodobieństwo zwarcia w każdym odcinku jest jednakowe
- zawsze istnieje możliwość zasilenia „zdrowych” odcinków po wydzieleniu odcinka uszkodzonego
- w efekcie zwarcia trzy odcinki ciągu liniowego pomiędzy GPZ a punktem podziału pozbawione są zasilania.

1. SAIDI przy braku sterowania i sygnalizacji zwarć (przed wprowadzeniem automatyzacji, $n = 0$, n – liczba łączników sterowanych zdalnie). Dwa odcinki są pozbawione zasilania przez czas r_l (czas lokalizacji i wydzielenia uszkodzonego odcinka), jeden odcinek jest pozbawiony zasilania przez czas $r_l + r_n$ (czas lokalizacji, wydzielenia uszkodzonego odcinka i naprawy).

$$SAIDI(n=0) = \frac{r_n \times N}{N_T} + \frac{r_l \times 3N}{N_T} = 4 \frac{r \times N}{N_T} \quad (3)$$

gdzie:

$$r = r_l = r_n$$

r_n – czas naprawy uszkodzonego odcinka

r_l – czas lokalizacji i wydzielenia uszkodzonego odcinka

N – liczba odbiorców zasilanych z pojedynczego odcinka

N_T – liczba wszystkich odbiorców.

2. SAIDI dla $n = 1$. Czas lokalizacji i wydzielenia uszkodzonego odcinka skraca się do $2/3 r_l$, jeden odcinek może zostać zasilany już po czasie $1/3 r_l$. Czas naprawy nie ulega zmianie:

$$SAIDI(n=1) = \frac{r_n \times N}{N_T} + \frac{\frac{2}{3} r_l \times 2N}{N_T} + \frac{\frac{1}{3} r_l \times N}{N_T} =$$

$$= \frac{8 r \times N}{3 N_T} = \frac{2}{3} SAIDI(n=0) \quad (4)$$

3. SAIDI dla $n = 2$. Zakłada się, że prawdopodobieństwo wystąpienia awarii po każdej ze stron rozłącznika podziałowego jest równe 0,5. Dla strony wyposażonej w dodatkowy rozłącznik sterowany zdalnie czas lokalizacji i wydzielenia uszkodzonego odcinka skraca się do $1/3 r_l$, jeden odcinek może zostać zasilany już po czasie krótszym niż 3 minuty (nie jest zaliczany do przerwy długiej). Czas naprawy nie ulega zmianie:

$$SAIDI(n=2) = 0,5 \times \left(\frac{r_n \times N}{N_T} + \frac{\frac{1}{3} r_l \times 2N}{N_T} \right) +$$

$$+ 0,5 \times SAIDI(n=1) = \frac{13}{24} SAIDI(n=0) \quad (5)$$

4. SAIDI dla $n = 3$. Czas lokalizacji i wydzielenia uszkodzonego odcinka skraca się do $1/3 r_l$, jeden odcinek może zostać zasilany już po czasie krótszym niż 3 minuty (nie jest zaliczany do przerwy długiej). Czas naprawy nie ulega zmianie:

$$SAIDI(n=3) = \frac{r_n \times N}{N_T} + \frac{\frac{1}{3} r_l \times 2N}{N_T} = \frac{10}{24} SAIDI(n=0) \quad (6)$$

5. SAIDI dla $n = 4$. Zakłada się, że prawdopodobieństwo wystąpienia awarii po każdej ze stron rozłącznika podziałowego jest równe 0,5. Dla strony wyposażonej w dodatkowy rozłącznik sterowany zdalnie czas lokalizacji i wydzielenia uszkodzonego odcinka jest krótszy niż 3 minuty (nie jest zaliczany do przerwy długiej). Czas naprawy nie ulega zmianie:

$$SAIDI(n=4) = 0,5 \times \frac{r_n \times N}{N_T} + 0,5 \times SAIDI(n=3) =$$

$$= \frac{8}{24} SAIDI(n=0) \quad (7)$$

6. SAIDI dla $n = 5$. Czas lokalizacji i wydzielenia uszkodzonego odcinka jest krótszy niż 3 minuty (nie jest zaliczany do przerwy długiej). Czas naprawy nie ulega zmianie:

$$SAIDI(n=5) = \frac{r_n \times N}{N_T} = \frac{1}{4} SAIDI(n=0) \quad (8)$$

Powyższe rozważania dotyczą tylko wskaźnika SAIDI, powiązanego z awariami w sieciach SN. Za całkowity wskaźnik SAIDI odpowiadają awarie w sieci WN, SN i nn:

$$SAIDI_{CALK} = SAIDI_{nn} + SAIDI_{SN} + SAIDI_{WN} \quad (9)$$

gdzie:

$SAIDI_{CALK}$ – wskaźnik dla całego przedsiębiorstwa

$SAIDI_{WN}$ – część wskaźnika, za którą odpowiedzialne są awarie w sieci WN

$SAIDI_{SN}$ – część wskaźnika, za którą odpowiedzialne są awarie w sieci SN

$SAIDI_{nn}$ – część wskaźnika, za którą odpowiedzialne są awarie w sieci nn.

Analizując dane statystyczne zawarte w [1], stwierdzono, że po przyjęciu założenia upraszczającego, $SAIDI_{WN} = 0$ (brak danych statystycznych pozwalających oszacować wpływ awarii w sieciach WN na wskaźnik całkowity), można oszacować udział wskaźnika $SAIDI_{nn}$ i $SAIDI_{SN}$ w całym wskaźniku na podstawie ilości niedostarczonej energii z powodu awarii w sieciach nn i SN. Ponieważ automatyzacja sieci SN nie będzie miała wpływu lub będzie on znikomy na występowanie awarii w sieciach nn, wskaźnik $SAIDI_{nn}$ można wyrazić w oparciu o wskaźnik $SAIDI_{CALK0}$ (wskaźnik dla $n = 0$ – tj. przed procesem automatyzacji):

$$SAIDI_{nn} = m \times SAIDI_{CALK0} \quad (10)$$

gdzie:

m – współczynnik obliczony na podstawie danych z [1] – waga, określająca wpływ awarii w sieci nn na końcową wartość współczynnika $SAIDI_{CALK}$. Ponadto przyjęto założenie, że wskaźnik $SAIDI_{SN}$ dla całego przedsiębiorstwa będzie zbliżony do wskaźnika obliczonego powyżej dla hipotetycznego ciągu liniowego – $SAIDI_{SN}(n)$, przy czym

$$SAIDI_{SN}(n) = w_n \times (1 - m) \times SAIDI_{CALK0} \quad (11)$$

gdzie:

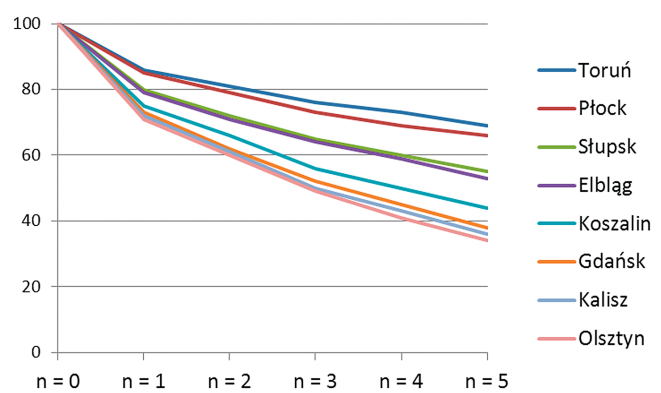
$w_n = 1, 2/3, 13/24, 10/24, 8/24, 1/4$ dla $n = 0, 1, 2, 3, 4, 5$. Zatem ostatecznie

$$SAIDI_{CALK} = SAIDI_{CALK}(n) = m \times SAIDI_{CALK0} + w_n \times (1 - m) \times SAIDI_{CALK0} \quad (12)$$

Dla poszczególnych oddziałów ENERGA-OPERATOR SA (EOP) wykonano obliczenia wskaźnika $SAIDI_{CALK}$ dla $n = 1, 2, 3, 4, 5$, tj. po wprowadzeniu automatyzacji sieci SN. W tab. 1 zawarto wyznaczone wartości współczynnika m dla poszczególnych oddziałów.

Na rys. 3 pokazano przewidywaną zmianę procentową wskaźnika SAIDI (w odniesieniu do SAIDI dla $n = 0$) z podziałem na poszczególne oddziały EOP dla różnej liczby punktów zdalnie sterowanych, przypadających średnio na jeden ciąg zasilający SN.

Przeprowadzone obliczenia wskazują, że zwiększając liczbę łączników sterowanych w ciągu liniowym, osiąga się poprawę wskaźnika SAIDI. Wprowadzając w każdym z ciągów średnio cztery punkty sterowane, można osiągnąć zmniejszenie tego wskaźnika o prawie 50%. Zróżni-



Rys. 3. Procentowa zmiana SAIDI w zależności od liczby łączników zdalnie sterowanych w ciągu zasilającym SN

cowanie stopnia zmniejszenia tego wskaźnika pomiędzy oddziałami wynika z szacowanego na podstawie statystyki [1] udziału w SAIDI awarii w sieci nn (od 12% Olsztyn do 59% Toruń). Gdy wpływ awarii po stronie sieci nn na współczynnik SAIDI jest większy, możliwość poprawy tego wskaźnika poprzez działania w sieci SN będzie odpowiednio mniejsza.

Kolejnym wnioskiem z przeprowadzonej analizy jest fakt, że wraz ze wzrostem liczby punktów zdalnie sterowanych w ciągu (cztery i więcej) przyrost osiąganego poprawy współczynnika SAIDI maleje (rys. 3). Wniosek ten potwierdzają analizy wykonane przez zespół z firmy Siemens AG [2], w których stwierdza się, że znaczne zmniejszenie współczynnika SAIDI osiąga się już przy ok. 20-proc. udziale punktów sterowanych w ogólnej liczbie punktów w ciągu liniowym.

Zależność wskaźnika SAIFI od liczby punktów sterowanych w ciągu zasilającym

Poniżej przedstawiono szacunkowe wartości zmiany wskaźnika SAIFI, w zależności od liczby punktów zdalnie sterowanych w ciągu zasilającym. Przyjęto takie same założenia jak w szacowaniu wskaźnika SAIDI oraz przeprowadzono identyczny tok rozumowania. Analizując zawarte w [1] dane statystyczne, stwierdzono, że na ich podstawie nie można oszacować dokładnie wagi udziału $SAIFI_{nn}$ w $SAIFI_{CALK}$. Do obliczeń przyjęto więc współczynnik m , obliczony w trakcie wyznaczania wskaźnika SAIDI. W wyniku przeprowadzonych szacunków uzyskano:

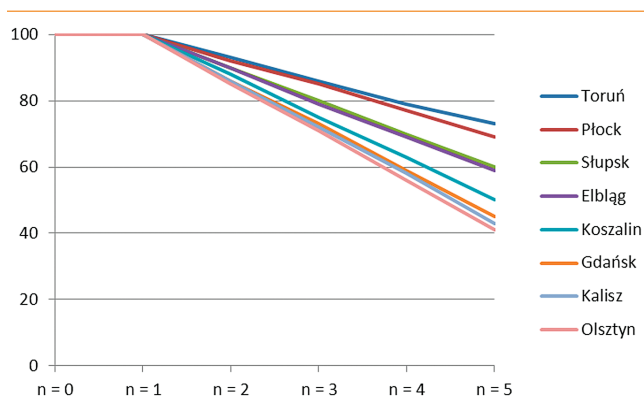
$$SAIFI_{CALK}(n) = m \times SAIFI_{CALK0} + k_n \times (1 - m) \times SAIFI_{CALK0} \quad (13)$$

Tab. 1. Wartość współczynnika m dla poszczególnych oddziałów EOP

Gdańsk	Elbląg	Kalisz	Koszalin	Olsztyn	Płock	Słupsk	Toruń
0,18	0,38	0,15	0,25	0,12	0,54	0,40	0,59

gdzie $k_n = 1, 1, 5/6, 2/3, 1/2, 1/3$ dla $n = 0, 1, 2, 3, 4, 5$.

Wykonano obliczenia wskaźnika $SAIFI_{CALK}$ dla $n = 1, 2, 3, 4, 5$, tj. po wprowadzeniu automatyzacji sieci SN. Na rys. 4 pokazano przewidywaną zmianę procentową wskaźnika SAIFI (w odniesieniu do SAIFI dla $n = 0$), z podziałem na poszczególne oddziały EOP dla różnej liczby



Rys. 4. Zmiana SAIFI w zależności od liczby łączników zdalnie sterowanych w ciągu zasilającym

punktów zdalnie sterowanych, przypadających średnio na jeden ciąg zasilający SN.

Przeprowadzone obliczenia wskazują na to, że zwiększając liczbę łączników zdalnie sterowanych w ciągu zasilającym, osiąga się poprawę wskaźnika SAIFI. Wprowadzając w każdym z ciągów trzy punkty sterowane, można osiągnąć zmniejszenie tego wskaźnika o ok. 20%.

Zmniejszenie tego wskaźnika o połowę obecnej wartości będzie możliwe w przypadku zastosowania pięciu punktów sterowanych w ciągu zasilającym. Zróżnicowanie stopnia zmniejszenia tego wskaźnika pomiędzy oddziałami, podobnie jak dla wskaźnika SAIDI, wynika z szacowanego na podstawie statystyki udziału w SAIFI awarii w sieci nn. Kolejnym wnioskiem z tej analizy jest fakt, że przyrost osiągniętej poprawy współczynnika SAIFI jest proporcjonalny do liczby punktów zdalnie sterowanych w ciągu zasilającym w zakresie $n = 1, \dots, 5$ (rys. 4).

5. PODSUMOWANIE

Dystans, jaki dzieli OSD w kraju od firm w krajach UE, jeśli chodzi o niezawodność dostaw mierzona np. współczynnikiem SAIDI, jest kilkukrotny. W Polsce współczynnik SAIDI wynosi ok. 300 min/rok, a w krajach UE poniżej 60 min/rok. Automatyzacja sieci SN może stać się w nadchodzących latach jednym z ważniejszych wyzwań, przed którym staną operatorzy sieci dystrybucyjnych w kraju. Podstawowym czynnikiem sprawczym będzie wprowadzenie przez regulatora bodźców finansowych, skłaniających operatorów do poprawy jakości zasilania.

Wszystkie automatyzowane punkty sieci SN powinny być objęte zdalnym sterowaniem oraz stwarzać możliwość wykrycia i sygnalizacji prądu zwarciovego. W niektórych lokalizacjach wskazane jest instalowanie bardziej rozbudowanych układów, obejmujących pomiary prądów, mocy oraz napięć. Ponadto znaczącą liczbę stacji wewnętrznych (ok. 90% wszystkich stacji) należy wyposażać w układy wykrywania zwarć i przesyłu informacji do centrum dyspozytorskiego.

Bibliografia

1. Sprawozdanie o stanie urządzeń elektrycznych G-10.5 za rok 2010 dla ENERGA-OPERATOR SA.
2. Schroedel O. i wsp., Distribution Automation Solution – Impact on System Availability in Distribution Networks, 21 Konferencja Electricity Distribution CIRED, Referat nr 1117, Frakfurt, 6–9 czerwca 2011.
3. Bachorek W. i wsp., Dynamiczna rekonfiguracja sieci SN, V Konferencja: Straty energii w sieciach elektroenergetycznych, Kołobrzeg, czerwiec 2011.
4. Northcote-Green J., Kligsten J., Frohlich-Terpstra S., Transformation of Energy Networks: Initial Results from Intensified MV and LV Monitoring, 21 Konferencja Electricity Distribution CIRED, Referat nr 0792, Frankfurt, 6–9 czerwca 2011.
5. Pulice M., Vidal E., Impact of Telesupervision in Substations MV/LV, 21 Konferencja Electricity Distribution CIRED, Referat nr 0524, Frankfurt, 6–9 czerwca 2011.
6. Valtorta G., di Marino E., d'Orazio L., de Bianchi G., Corgiolu R., Misesti I., Functional Specification of DSO SCADA System to Monitor and Control Active Grids, 21 Konferencja Electricity Distribution CIRED, Referat nr 1159, Frankfurt, 6–9 czerwca 2011.
7. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego ze zmianami z dnia 21 sierpnia 2008 r., Rozdział 10, § 40.