

Poprawa niezawodności sieci średniego napięcia poprzez instalację łączników z telesterowaniem

Streszczenie. *Poprawa niezawodności elektroenergetycznych sieci średniego napięcia, w szczególności sieci napowietrznych, znajduje się w centrum zainteresowania wszystkich spółek dystrybucyjnych. Spółki dystrybucyjne stojąc przed dylematem ostatecznego wyboru sposobu automatyzacji sieci średniego napięcia od kilkunastu lat w tych sieciach instalują różnego rodzaju łączniki z telesterowaniem. W artykule porównano parametry i właściwości, stosowanych do poprawy niezawodności sieci średniego napięcia, następujących łączników z telesterowaniem: reklozerów, wyłączników pracujących jako rozłączniki, rozłączników tradycyjnych i o obudowie zamkniętej. Przedstawiono i porównano przypadki poprawy niezawodności sieci średniego napięcia poprzez: instalację reklozerów, instalację rozłączników z telesterowaniem, w tym: wyłączników pracujących jako rozłączniki z wielokryterialnymi czujnikami prądów zwarcia, rozłączników tradycyjnych i o obudowie zamkniętej oraz instalację zarówno reklozerów jak i dodatkowych rozłączników z telesterowaniem. Zawarto również analizę zapisów specyfikacji istotnych warunków zamówienia oraz specyfikacji technicznych, z uwzględnieniem rozwiązań prezentowanych w referacie, wybranych przetargów przeprowadzanych przez spółki dystrybucyjne.*

Słowa kluczowe: niezawodność, SMART GRID, elektroenergetyczne sieci SN, reklozery, wyłączniki, rozłączniki, telesterowanie.

Wstęp

Za początek ery elektryczności w czasach nowożytnych można przyjąć 1878 rok, kiedy Joseph Wilson Swan – angielski fizyk, chemik i wynalazca opatentował pierwszą na świecie żarówkę. Rok później, po publicznym przedstawieniu tego wynalazku, rozpoczęto instalowanie lamp Swana w angielskich domach. Thomas Alfa Edison, uważany powszechnie, niezgodnie ze stanem faktycznym, za wynalazcę żarówki, skopiował, a następnie ulepszył wynalazek Swana i opatentował go rok po nim (w 1879) w Stanach Zjednoczonych [23]. Ale to właśnie amerykański samouk Thomas Alfa Edison – wynalazca i przedsiębiorca w 1881-1882 zbudował w Nowym Jorku pierwszą na świecie elektrownię publicznego użytku [24]. Właśnie wtedy rozpoczęła się pierwsza na świecie elektryfikacja, czyli proces mający na celu rozpowszechnienie sieci elektroenergetycznych. Elektryfikowane były całe miejscowości i zakłady przemysłowe dzięki stawianym słupom podtrzymującym linie elektroenergetyczne i odgałęzieniom od przewodów elektrycznych ze słupów do domów, nazwanych później przyłączami [25].

Na terenach polskich początków elektryfikacji można szukać pod koniec XIX w. W 1939 r. w Polsce było zelektryfikowanych ok. 3% ogółu wsi, a po zakończeniu II wojny światowej już 10% (dzięki przejętych na ziemiach zachodnich i północnych niemieckich wsi już zelektryfikowanych) [25]. Powszechna elektryfikacja wsi i osiedli, pierwsza i jedyna w powojennej Polsce, polegała na „doprowadzeniu przewodów elektrycznych napięcia użytkowego do budynków mieszkalnych i gospodarczych oraz założenie w tych budynkach wewnętrznego urządzenia odbiorczego” [21]. Wówczas oczekiwania odbiorców koncentrowały się na dostępie do energii elektrycznej, a standardem, w zależności od szacunkowego przychodu gospodarstw, były: 2 lub 3 punkty świetlne

i 1 gniazdo wtykowe w mieszkaniu oraz 1 punkt świetlny w zabudowaniach gospodarczych [25]. Dzisiaj dostęp do energii elektrycznej uważany jest za coś naturalnego, oczywistego, a wymagania odbiorców dotyczą przede wszystkim niezawodności zasilania. Nikt już nie wyobraża sobie życia bez pewnych dostaw energii elektrycznej. Praktycznie każda przerwa w zasilaniu powodować może występowanie znacznych szkód dla gospodarki, być przyczyną uszkodzeń maszyn i urządzeń, a także stanowić zagrożenie dla zdrowia i życia ludzi [5]. Niezawodność zasilania odbiorców określa się wieloma wskaźnikami - zależnie do potrzeb – mianowicie [4]:

- oczekiwana roczna liczba przerw krótkich zasilania, tj. o czasie porównywalnym z czasem działania automatyki sieciowej, (przerw/a),
- oczekiwana roczna liczba przerw długich zasilania, przerw/a,
- średni czas pojedynczej przerwy zasilania, h/a,
- czas najdłuższej trwającej pojedynczej przerwy zasilania w roku, h/a,
- oczekiwany roczny czas przerw zasilania, h/a,
- oczekiwana roczna niedostarczona energia, MWh/a,

jako uzupełnienie mogą być odnośne rozkłady statystyczne lub obliczeniowe, o ile są możliwe do uzyskania.

Minister Gospodarki w Rozporządzeniu z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, [22] w § 41 ust. 2. nałożył na operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego obowiązek podawania do publicznej wiadomości na swojej stronie internetowej następujących wskaźników dotyczących czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej [22]:

- wskaźnik przeciętnej systemowej czasu trwania przerwy długiej (ang. System Average Interruption Duration Index - SAIDI), stanowiący sumę iloczynów czasu jej trwania i liczby odbiorców narażonych na skutki tej przerwy w ciągu roku, podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców,
- wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich (ang. System Average Interruption Frequency Index - SAIFI), stanowiący liczbę wszystkich tych przerw w ciągu roku, podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców - wyznaczone oddzielnie dla przerw planowanych i nieplanowanych;
- wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich (ang. Momentary Average Interruption Frequency Index - MAIFI), stanowiący liczbę wszystkich przerw krótkich w ciągu roku, podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców.

Niezawodność zasilania, determinująca satysfakcję odbiorcy energii elektrycznej, stała się podstawowym wyzwaniem wszystkich operatorów systemu dystrybucyjnego. Od niezawodności zasilania zależność będzie od 2018 r. przychód taryfowy wszystkich spółek dystrybucyjnych (dane niezbędne do obiektywnej oceny czasu i liczby przerw w zasilaniu będą pozyskiwane w 2016 roku i oceniane w 2017 roku, a zatem znajdą odzwierciedlenie w taryfach dopiero w 2018). Przedmiotową regulację jakościową Urząd Regulacji Energetyki wprowadził od początku 2016 r. Na zwrot z kapitału przypisany do taryf operatorów systemu dystrybucyjnego na 2018 r. największy wpływ będzie miało wykonanie założonych na 2016 r. wskaźników SAIDI i SAIFI [19].

Operatorzy systemu dystrybucyjnego, mając na uwadze bezpośredni wpływ wskaźników jakościowych energii elektrycznej na ich taryfę oraz fakt, że na ww. wskaźniki w 80% mają wpływ przerwy występujące w sieci średniego napięcia (SN), zintensyfikowali swoje działania w celu poprawy niezawodności elektroenergetycznych sieci SN, w szczególności sieci napowietrznych. Spółki dystrybucyjne stojąc przed dylematem ostatecznego wyboru sposobu automatyzacji sieci średniego napięcia od kilkunastu lat w tych sieciach instalują różne łączniki z telesterowaniem: automatyczne wyłączniki - reklozery, wyłączniki pracujące jako rozłączniki, rozłączniki tradycyjne i o obudowie zamkniętej. Ze względu na powyższe dalsza część opracowania zostanie poświęcona tylko automatyzacji sieci napowietrznej SN.

IX Konferencja Naukowo-Techniczna – i-MITEL 2016

Automatyzacja pracy sieci napowietrznej SN

Obecnie użytkowane sieci dystrybucyjne SN w znakomitej większości to struktury otwarte, rozumiane jako sieci, w których energia elektryczna może dopływać do odbiorców tylko z jednego źródła. Sieci otwarte mogą być promieniowe lub magistralne, rezerwowane poprzez przełączenia automatyczne lub ręczne, albo nierezzerwowane.

Do sekcjonowania elektrycznego ciągów liniowych linii SN, odłączania odgałęzień, wprowadzania podziału w układzie normalnym i awaryjnym sieci, a przede wszystkim do wykonywania czynności łączeniowych, w tym w celu bezpiecznego przygotowania miejsca pracy, w sieciach SN stosowane są różnego typu łączniki. Po II wojnie światowej stosowano głównie odłączniki, zastępowane sukcesywnie rozłącznikami. Te same łączniki wyposażone w telesterowanie mogą służyć do umożliwiania szybkiej rekonfiguracji sieci SN oraz wydzielanie uszkodzonego segmentu sieci co jest podstawową funkcjonalnością sieci inteligentnych. Wydzielanie uszkodzonego odcinka sieci może być realizowane poprzez [14]:

- automatykę lokalną (reklozery),
- sterowanie obszarowe (z poziomu GPZ)
- zdalne sterowanie centralne z poziomu systemu SCADA, zlokalizowanego w centrum dyspozytorskim zarządzającym siecią SN.

Telesterowanie łącznikami w sieci SN powinno umożliwić w możliwie najkrótszym czasie wyizolowanie uszkodzonego odcinka sieci SN i zapewnić zasilanie w energię elektryczną możliwie największej liczbie odbiorców. Można wyróżnić trzy sposoby realizacji takiego zadania[14]:

- sterowanie przez dyspozytora
- sterowanie przez dyspozytora z propozycją sekwencji łączeń
- automatyczne wykonanie sterowania (bez udziału człowieka).

Wszystkie wyżej wymienione sposoby przewidują wykrywanie prądów zwarciovych w miejscach zainstalowania łącznika z telesterowaniem i wykorzystanie tej informacji w procesie wyizolowania uszkodzonego odcinka sieci SN.

Pierwsze punkty rozłącznikowe z telesterowaniem w polskich sieciach zainstalowano na początku lat 90-tych XX w., chociaż testowanie prototypowych rozwiązań rozpoczęto znacznie wcześniej. W początkowym okresie do tego celu powszechnie stosowano tradycyjne rozłączniki z tzw. „widoczną przerwą”, w których przerywanie prądu płynącego w obwodzie i gaszenie łuku następowało przy wykorzystaniu:

- opalnych styków migowych (rys. 1),
- komór powietrznych (rys. 2),
- komór małoolejowych (rys. 3),
- komór próżniowych (rys. 5).

Napęd rozłączników wraz z urządzeniami do realizacji telesterowania i telesygnalizacji, wyglądający podobnie, niezależnie od sposobu przerywania prądu płynącego w obwodzie i gaszenia łuku, znajdował się w szafce montowanej do słupa na wysokości wzroku, a zmiana położenia rozłącznika realizowana była za pomocą długich cięgien (rys. 4 i 6). Sterowanie rozłącznikami odbywało się ręcznie przez dyspozytora najpierw specjalnymi przełącznikami dedykowanymi do poszczególnych rozłączników, z czasem zastąpionych sterowaniem realizowanym poprzez system nadzoru sieci SCADA.

Alternatywą dla części funkcjonalności łączników jest stosowanie technologii prac pod napięciem przy wykonywaniu prac eksploatacyjnych i remontowo-inwestycyjnych [17, 18]. Później w sieciach napowietrznych SN zaczęto instalować automatyczne wyłączniki - reklozery (rys. 7), rozłączniki o obudowie zamkniętej o izolacji SF₆ (rys. 8) , wyłączniki z komorami próżniowymi, pracujące jako rozłącznik (rys. 9), oraz rozłączniki o obudowie zamkniętej z komorami próżniowymi (rys. 10).



Rys. 1. Widok rozłącznika z opalnym stykiem migowym z telesterowaniem. Źródło: [5].



Rys. 2. Widok rozłącznika z powietrznymi komorami gaszeniowymi. Źródło: [26].



Rys. 4. Widok rozłącznika z próżniowymi komorami gaszeniowymi z telesterowaniem wraz z napędem wyposażonym w ciągną. Źródło: [26].



Rys. 3. Widok rozłącznika z małoolejowymi komorami gaszeniowymi z telesterowaniem. Źródło: [5].



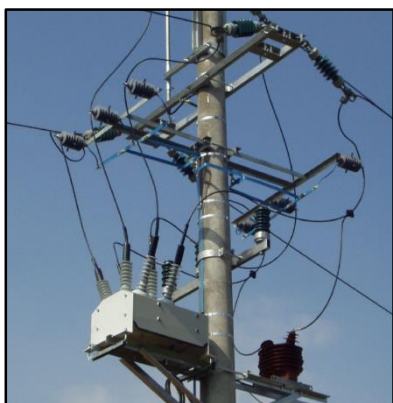
Rys. 5. Widok rozłącznika z próżniowymi komorami gaszeniowymi z telesterowaniem. Źródło: [5].

Napęd tych łączników był zintegrowany z elementem wykonawczym, co znacząco poprawiło jego niezawodność, a jedynie urządzenia do telesterowania i telesygnalizacji znajdowały się w szafce montowanej do słupa na wysokości wzroku. Sterowanie łącznikami odbywa się ręcznie przez dyspozytora poprzez system nadzoru sieci SCADA.

IX Konferencja Naukowo-Techniczna – i-MITEL 2016



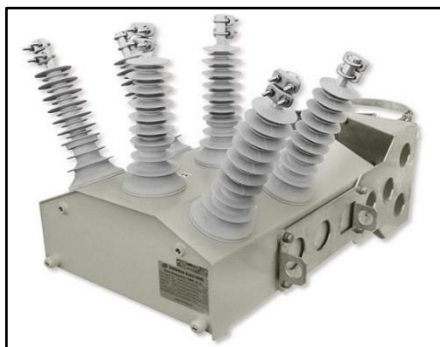
Rys. 6. Widok napędu rozłącznika wraz z urządzeniami do telesterowania i telesygnalizacji, w którym zmiana położenia rozłącznika następuje ruchem posuwistym ciężna. Źródło: [26].



Rys. 7. Widok reklozera z próżniowymi komorami gaszeniowymi z telesterowaniem. Źródło: [27].



Rys. 8. Widok rozłącznika o obudowie zamkniętej z izolacji SF₆ z telesterowaniem. Źródło: [5].



Rys. 9. Widok wyłącznika z próżniowymi komorami gaszeniowymi. Źródło: [27].



Rys. 10. Widok rozłącznika o obudowie zamkniętej z próżniowymi komorami gaszeniowymi. Źródło: materiały autora.

Bez wątpienia łączniki o obudowie zamkniętej są zdecydowanie bardziej odporne na warunki atmosferyczne, w szczególności na opady marznącego deszczu, który potrafi skutecznie unieruchomić rozłączniki o budowie tradycyjnej. Łączniki o obudowie zamkniętej są również bardziej odporne na ptaki.

Porównanie budowy, wybranych właściwości i parametrów rozłączników tradycyjnych: z migowym stykiem opalnym, z komorami powietrznymi, z komorami małoolejowymi i z komorami próżniowymi oraz reklozerów, wyłączników i rozłączników o obudowie zamkniętej zestawiono w tablicy 1.

Tablica 1. Zestawienie budowy, wybranych właściwości i parametrów rozłączników tradycyjnych i łączników o obudowie zamkniętej. Źródło: oprac. autora.

Rodzaj łącznika	Rozłączniki tradycyjne				Łączniki o obudowie zamkniętej			
	Styki opalne	Komory powietrzne	Komory małoolejowe	Komory próżniowe	Reklozer	Rozłącznik	Wyłącznik w funkcji rozłącznika	
Budowa i właściwości								
Obudowa	Brak	Brak	Brak	Brak	Tak	Tak	Tak	
Odporność na oblodzenie ¹	Nie	Nie	Nie	Nie	Tak	Tak	Tak	
Czynnik gaszący łuk	Pow.	Pow.	Olej	Próżnia	Próżnia	SF6	Próżnia	
Izolacja torów prądowych	Pow.	Pow.	Pow.	Pow.	Stała	SF6	Stała	
Bezpieczeństwo pracy - przerwa	Widocz.	Widocz.	Izolacyj.	Izolacyj.	Izolacyj.	Izolacyj.	Izolacyj.	
Pomiar prądu	Czujnik pola el. mag.	Czujnik pola el. mag.	Czujnik pola el. mag.	Czujnik pola el. mag.	Przekł./Cewka Rogo-wskiego	Przekł./Czujnik pola el. mag.	Przekł./Cewka Rogo-wskiego	
Pomiar prądu I ₀	Brak	Brak	Brak	Brak	Przekł.	Oblicz.	Przekł.	
Zdalna zmiana nastaw	Brak	Brak	Brak	Brak	Tak	Tak	Tak	
Przekazywanie napędu	Cięgno	Cięgno	Cięgno	Cięgno	Zinteg.	Cięgno/Zinteg.	Zinteg.	
Napęd	Silnik	Silnik	Silnik	Silnik	Elektro-magne-sowy	Silnik	Elektro-magne-sowy	
Parametry								
Napięcie znamionowe (U _r)	kV	24	24	24	24	27	24	27
Znamionowe napięcie wytrzymywane o częstotliwości sieciowej: faza-faza, między fazami, między otwartymi zestykami łącznika	kV	50	50	50	50	50	50	50
Znamionowe napięcie wytrzymywane o częstotliwości sieciowej: bezpieczny odstęp izolacyjny	kV	60	60	60	60	60	60	60
Znamionowe napięcie wytrzymywane udarowe piorunowe: faza-faza, między fazami, między otwartymi zestykami łącznika	kV	125	125	125	125	125	125	125
Znamionowe napięcie wytrzymywane udarowe piorunowe: bezpieczny odstęp izolacyjny	kV	145	145	145	145	145	145	145
Częstotliwość znamionowa (f _r)	Hz	50	50	50	50	50	50	50
Prąd znamionowy ciągły (I _r)	A	630	630	630	630	630	630	630
Prąd znamionowy wyłączalny w obwodzie o małej indukcyjności i w obwodzie sieci pierścieniowej (I ₁ , I _{2a})	A	20	80	630	630	630	630	630
Prąd znamionowy krótkotrwały wytrzymywany (I _k)	kA	16	16	16	16	12,5 (4sek.)	16 (1sek.)	12,5 (4sek.)
Prąd znamionowy szczytowy wytrzymywany (I _p)	kA	40	40	40	40	31,5	40	31,5
Czas znamionowy trwania zwarcia (t _k)	s	1	1	1	1	4	1	4
Prąd znamionowy załączalny zwarcia (I _{ma})	kA	5	5	5	5	31,5	40	31,5
Klasa mechaniczna M	cykle	2000	2000	2000	2000	30 000	5000	30 000
Klasa elektryczna E		E2	E2	E2	E2	E3	E3	E3

W stosowanych w kraju aparatach występują różne sposoby izolowania biegunów. Biorąc pod uwagę rodzaj izolacji biegunów wyróżnić można aparaty: o izolacji stałej, o izolacji gazowej SF₆ i o izolacji powietrznej.

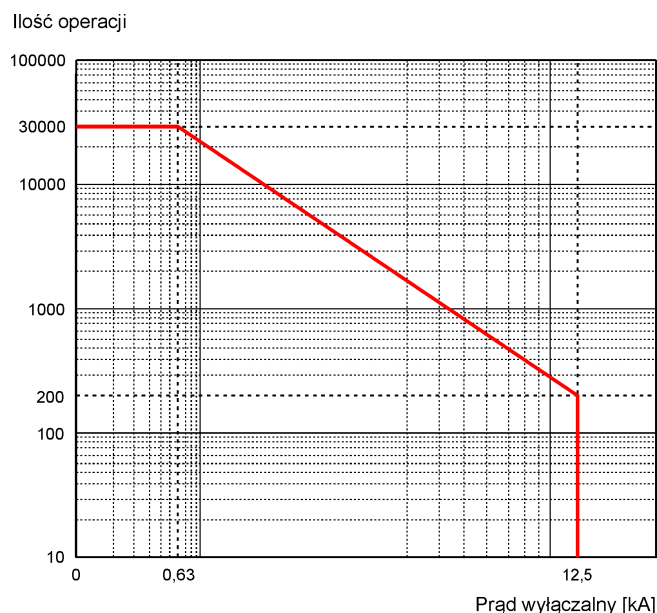
IX Konferencja Naukowo-Techniczna – i-MITEL 2016

Obecnie zauważyć można początek tendencji odchodzenia od gazu SF₆ w urządzeniach i aparatach w sieciach SN, ze względu na aspekty ekologiczne oraz problemy występujące w czasie eksploatacji. Natomiast konieczność zastosowania szczelnej i wytrzymałej obudowy w przypadku aparatów o izolacji gazowej SF₆ wpływa na znacznie wyższą masę takiego aparatu.

Ważnym elementem reklozera, rozłącznika lub wyłącznika pracującego jako rozłącznik są układy pomiarowe. Generalnie do pomiaru napięć stosuje się dzielniki pojemnościowe, rzadziej dzielniki rezystancyjne. Jeśli chodzi o pomiar prądu to często stosowane są klasyczne przekładniki prądowe rdzeniowe. Jednakże w ostatnich latach dużą popularność zdobyły przekładniki powietrzne (cewki Rogowskiego), które zapewniają bardzo szeroki zakres pomiarowy i liniową charakterystykę. Stosowanie przekładników bezrdzeniowych ma jeszcze jedną zaletę, układ pomiarowy ma niską masę. Przy zastosowaniu 6 przekładników prądowych powietrznych można znacznie obniżyć masę całego aparatu.

Nie bez znaczenia są również parametry komór gaszeniowych w szczególności ich prąd znamionowy załączalny zwarciovym. Duża wartość prądu załączalnego zwarciovego daje podstawę, aby dać wiarę w czas życia łączników podawany przez producenta lub dostawcę. Przykładowy wykres pokazujący maksymalną liczbę cykli przełączeniowych reklozera z komorami próżniowymi o prądzie znamionowym 0,63 kA i wyłączalnym prądzie zwarciovym 12,5 kA w funkcji prądu przedstawiono na rys. 11. Ma to ogromne znaczenie przy stosowaniu przez operatora systemu dystrybucji dynamicznego układu normalnego.

W 2015 r. ruszył projekt Upgrid realizowany z funduszu UE Horizon 2020, w którym uczestniczy dziewiętnastu partnerów, z siedmiu krajów, w czterech obszarach demonstracyjnych, z czego jeden w Polsce w Gdyni-Witominie [29]. Jednym z wielu zagadnień objętych projektem jest również automatyzacja sieci SN.



Rys. 11. Wykres maksymalnej liczby cykli przełączeniowych reklozera z komorami próżniowymi ($I_r = 0,63$ kA, $I_{sc} = 12,5$ kA) w funkcji prądu. Źródło: Tavrida Electric Sp. z o.o.

Wykrywanie prądów zwarciovych w sieci napowietrznej SN

Wykrywanie prądów zwarciovych symetrycznych nie sprawia większych problemów, w przeciwieństwie do detekcji prądów ziemnozwarciowych, w szczególności w sieciach skompensowanych.

W dostępnych na rynku aparatach możemy spotkać się z trzema metodami detekcji prądów ziemnozwarciowych:

- pomiar prądu I_0 z zastosowaniem filtru składowej zerowej (układ Holmgreena, przekładnik Ferrantiego lub układ otwartego trójkąta cewek przekładników bezrdzeniowych),
- wyliczanie prądu I_0 z trzech prądów fazowych,
- zastosowanie czujników prądu zwarcia reagujących na pole elektromagnetyczne.

Bez wątplenia najdokładniejszą metodą jest pomiar prądu z filtru składowej zerowej wykonanego w oparciu o dodatkowy zestaw przekładników bezrdzeniowych lub przekładników prądowych klasycznych. Należy podkreślić tutaj bardzo dużą zaletę przekładników powietrznych, których charakterystyka jest liniowa w całym zakresie pomiarowym. W takim układzie można uzyskać dokładność pomiaru prądu I_0 1% lub $\pm 0,5A$. Jest to cenna zaleta, zwłaszcza w sieciach skompensowanych.

W przypadku stosowania czujników reagujących na pole elektromagnetyczne wytwarzane na skutek przepływu prądu zwarciovego w skompensowanych sieciach SN trzeba się liczyć z problemem niejednoznaczności działania wskaźników przepływu prądu zwarciovego [15]. Aby zmniejszyć liczbę niejednoznacznych zjawisk tych wskaźników konieczne jest wprowadzenie dodatkowej kontroli właściwego montażu czujników elektromagnetycznych wskaźników przepływu prądu zwarciovego oraz sprawdzenia prawidłowości parametryzacji czujnika przepływu prądu zwarciovego.

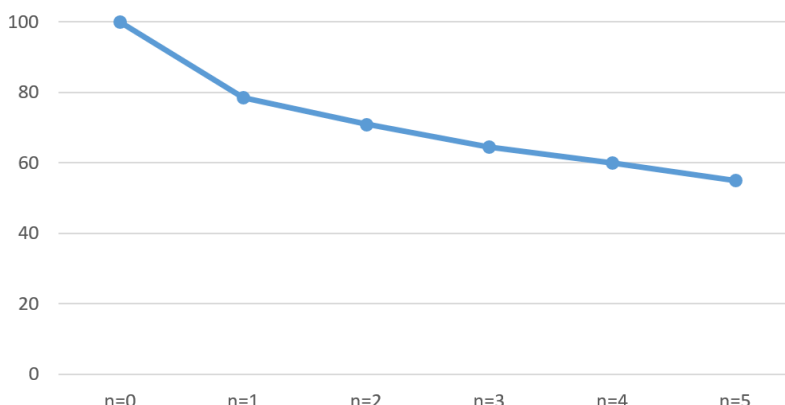
Reasumując: niewątpliwie najdokładniejszą metodą wykrywania prądów ziemnozwarciowych w liniach napowietrznych SN jest pomiar prądu z filtru składowej zerowej, z kolei najbardziej niejednoznacznym działaniem charakteryzującym się czujniki reagujące na pole elektromagnetyczne.

Analiza porównawcza automatyki lokalnej i automatyki centralnej stosowanych do automatyzacji pracy sieci napowietrznej SN

W sieciach SN można stosować automatykę lokalną poprzez zastosowanie reklozera oraz dwie metody automatyki centralnej. Pierwsza oparta jest na wykorzystaniu dużej liczby rozłączników, za pomocą których jest możliwe w czasie nie przekraczającym 3 min. wyizolowanie uszkodzonego odcinka sieci SN i zapewnienie zasilania w energię elektryczną możliwie największej liczbie odbiorców poprzez rekonfigurację sieci. Drugą to rozwinięcie pierwszej metody polegające na uzupełnieniu dużej liczby rozłączników o reklozer w celu podziału obwodu na dwie części i odstrojeniu odbiorców pierwszej części obwodu od uszkodzeń występujących w drugiej części. Można przyjąć, że dla linii kablowo napowietrznej, przebiegającej przez tereny miejsko-wiejskie, obejmie to ok. 80% zdarzeń powodujących wyłączenia w ciągu zasilającym SN.

W sieciach otwartych, w których nie zastosowano żadnych łączników z telesterowaniem, największy wpływ na spadek SAIDI, biorąc pod uwagę nakłady, będzie miało zastosowanie reklozera. Integrują w sobie układy łączeniowe, pomiarowe, elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej oraz układy telemechaniki. Należy również zwrócić uwagę, że reklozery i wyłączniki mogą być wykorzystywane w procesie lokalizacji miejsca zwarcia zamiast wyłącznika w GPZ. Na rys. 12 pokazano przewidywaną zmianę procentową wskaźnika SAIDI (w odniesieniu do SAIDI dla $n=0$) dla różnej liczby punktów łącznikowych wyposażonych w telesterowanie, przypadających średnio na jeden ciąg zasilający SN.

IX Konferencja Naukowo-Techniczna – i-MITEL 2016

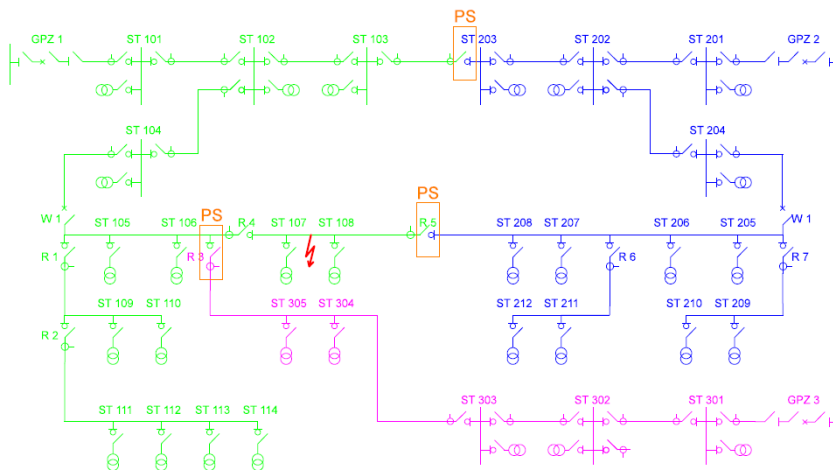


Rys. 12. Zmiana SAIDI w zależności od liczby łączników z telesterowaniem w ciągu zasilającym SN.
Źródło: oprac. autora na podst. [14].

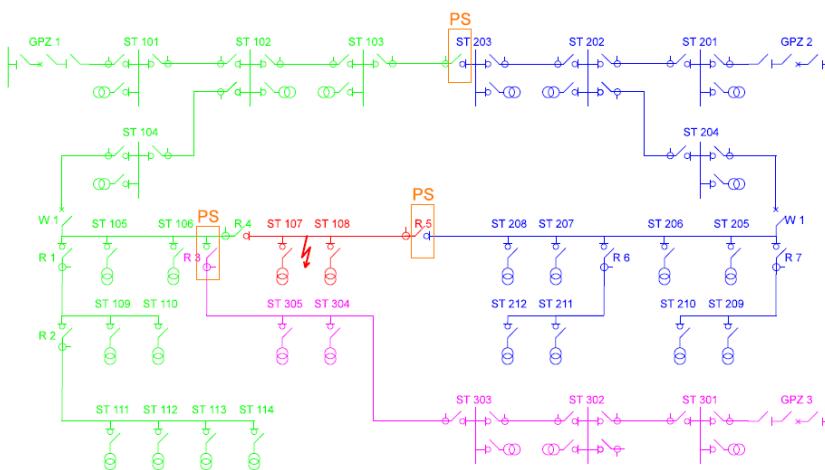
Na rys. 13 pokazano fragment sieci SN zawierający: linie kablowe i napowietrzne oraz stacje wewnętrzne i stacje słupowe, zasilany z trzech GPZ-tów. Obszary zasilane przez pola poszczególnych GPZ-tów wyróżniono kolorami odpowiednio: GPZ 1 – zielony, GPZ 2 – niebieski, GPZ 3 – fioletowo-czerwony. Sieć SN jest typu otwartego – prostokątami w kolorze pomarańczowym zaznaczono aktualne podziały sieci. Znajdują się w niej jedynie trzy łączniki z telesterowaniem – reklozery. Pokazano również miejsce hipotetycznego zwarcia – linia napowietrzna pomiędzy stacjami słupowymi ST 107 i ST 108. Na rys. 14 pokazano ten sam fragment sieci po otwarciu reklozera W 1 i zadziałaniu jego automatyki zabezpieczeniowej. Po otwarciu wyłącznika W 1 Zespół Pogotowia Energetycznego w terenie dokonuje przełączeń na polecenie Dyspozytora Ruchu, który dokonuje próbnych łączeń. Ostatecznie otwarty pozostaje rozłącznik R 4, a zamknięty pozostaje reklozer W 1. Bez napięcia, do czasu wykonania oględzin przez Zespół Pogotowia Energetycznego i usunięcia przyczyny awarii, pozostaje sieć oznaczona kolorem czerwonym. Warto zauważyć, że odbiorcy zasilani z tego samego ciągu zasilającego od GPZ-tu do reklozera nie byli narażeni na przerwy w dostawie energii elektrycznej z powodu wystąpienia awarii i na efekty wizualne podczas próbnych łączeń fragmentów sieci.

Dla tej samej awarii, w przypadku gdyby w sieci znajdowała się duża liczba rozłączników z telesterowaniem, na podstawie informacji o przepływie prądu zwarciovego można byłoby dokonać wyizolowania uszkodzonego fragmentu sieci, jej rekonfiguracji i zasilania możliwie najwięcej odbiorców w przerwie krótkiej (do 3 min.). Nie analizując nakładów na automatyzację sieci, to właśnie zastosowanie dużej liczby rozłączników i automatyki centralnej będzie miało największy wpływ na zmniejszenie SAIDI.

Gdyby z kolei dla tej samej awarii połączyć działanie reklozera W 1 i dużej liczby rozłączników, można byłoby wyłączyć udział odbiorców sieci kablowej, znajdującej się najczęściej w mieście, od krótkotrwałej przerwy. Tak więc najbardziej przyjaznym dla odbiorców i optymalnym rozwiązaniem będzie zastosowanie reklozera wraz z dużą liczbą rozłączników i automatyki centralnej z automatycznym wykonywaniem sterowania.



Rys. 13. Przykładowy układ sieci SN zawierający trzy łączniki z telesterowaniem – reklozery - zwarcie – linia napowietrzna pomiędzy stacjami słupowymi ST 107 i ST 108. Źródło: opr. autora.



Rys. 14. Przykładowy układ sieci SN po wyizolowaniu odcinka, w którym wystąpiło zwarcie. Źródło: opr. autora.

Analiza zapisów SIWZ oraz specyfikacji technicznych na dostawy łączników z telesterowaniem

Spółki dystrybucyjne realizują zakupy łączników z telesterowaniem w postępowaniach przetargowych, najczęściej publicznych.

Dobrze zredagowany SIWZ wraz ze specyfikacją techniczną, powinny zawierać właściwie sformułowane wymagania techniczne dla łączników z telesterowaniem.

Zamawiający powinien formułować swoje wymagania techniczne na bazie Polskich Norm, co wynika z Art. 30 ust. 1. Prawa zamówień publicznych [20], w uzasadnionych

IX Konferencja Naukowo-Techniczna – i-MITEL 2016

przypadkach na bazie szczegółowo opisanych indywidualnych wymagań. Zamawiający powinien określać swoje wymagania techniczne i funkcjonalności na miarę rzeczywistych potrzeb do warunków panujących w sieci. Nie powinien formułować wymagań pod wpływem lobbingu dostawców.

Podstawowe parametry techniczne łączników i ich właściwości są bez wątpienia kluczowe dla wyboru łącznika, ale nie mniej ważne jest wymaganie dostarczenia dokumentów potwierdzających spełnienie przez aparat wymagań technicznych.

Zamawiający w przetargach, które miały już miejsce, nie ustrzegli się jednak błędów. Przykładem mogą być opisy rozwiązań technicznych, jak i również wymaganie niczym nie uzasadnionych parametrów, nie przewidujące dopuszczenia rozwiązań równoważnych, a wręcz pozwalające na uzyskanie przewagi konkurencyjnej przez jednego z producentów lub dostawców. Obowiązek dopuszczenia przez zamawiającego rozwiązań równoważnych z opisywanymi w SIWZ lub Specyfikacji technicznej wynika wprost z Art. 30 ust. 4 Prawa zamówień publicznych [20].

Podstawowe parametry łączników przedstawione w tabeli zamieszczonej w tekście są oczywiście kluczowymi elementami specyfikacji technicznej każdego przetargu na łączniki. Jest to zbiór parametrów pozwalający na wybór urządzeń o odpowiednim poziomie technicznym. Jednocześnie stwarza warunki zakupu urządzeń zgodnie z ustalonymi preferencjami.

Zamawiający nie ustrzegli się zbyt dosłownego przytaczania sztucznie rozbudowanych cech funkcjonalnych np. automatyki zabezpieczeniowej i parametrów konkretnego urządzenia. Eliminują tym samym z przetargu innych dostawców nie osiągając w zamian nic w sensie technicznym i funkcjonalnym. Przykładem może być wymóg mówiący o konieczności zagwarantowania bardzo szerokiego zakresu nastawy zabezpieczeń i dodatkowo z bardzo drobnym krokiem nastaw. W konsekwencji wymagane są nastawy nie stosowane w praktyce, a wynikające wyłącznie z zamiaru uzyskania przewagi konkurencyjnej przez jednego z producentów.

W praktyce zdarzają się również sytuacje, że na ostateczny wynik przetargu - pomijając cenę – miał wpływ nie do końca sprawdzony, jednoznacznie określony zapis specyfikacji technicznej dotyczący drugorzędnych właściwości aparatu. Wymagania zamawiającego zdają się często nie dostrzegać postępu technologicznego jaki ma miejsce w obszarze omawianych aparatów. Umieszczane są bardzo szczegółowe opisy starych rozwiązań, które powinny jednak już stopniowo pójść w zapomnienie. Jest na to proste rozwiązanie - dodanie do przytoczonego opisu zwrotu dopuszczającego rozwiązanie techniczne równoważne. Klasycznym przykładem tego typu wymagań są rozbudowane i szczegółowe opisy zasilaczy i układów kontroli ładowania akumulatora. Zasilacz nie stanowi elementu łącznika dobieranego indywidualnie. Zatem z punktu widzenia użytkownika nie ma znaczenia, czy będzie zasilany napięciem 12V, czy 24V. Dla użytkownika nie są również ważne chwilowe wielkość prądów ładowania i rozładowania akumulatorów. Istotne jest, aby zasilacz gwarantował optymalne ładowanie akumulatorów i generował sygnały informujące o stanie zagrożenia lub awarii.

Innym przykładem powtarzania starych wymagań są zapisy mówiące o ocieplanej szafce sterowniczej, podwójnych ściankach czy też zastosowaniu grzałki. Są łączniki w których tego typu rozwiązań już się nie stosuje. Przy aktualnych konstrukcjach sprzętu elektronicznego wystarczy sprecyzować w jakich warunkach i w jakim zakresie temperatur napęd, układy sterowania oraz automatyka winny pracować. Można ewentualnie tradycyjne zapisy dostosować do nowych warunków dopisując zwrot: „...jeśli wymaga tego spełnienie warunku poprawnej pracy urządzenia”. Dlaczego to jest ważne i potrzebne - bo na przykład, wbrew powszechnym odczuciom, zdecydowanie większy, niekorzystny wpływ na żywotność akumulatorów mają wysokie, a nie niskie temperatury.

Kolejnym wymogiem promującym bardzo konserwatywne rozwiązanie są zapisy mówiące o trójpozycyjnym przełączniku do przełączania sterowania na lokalne/zdalne/odstawione. Nie inicjując dyskusji o wyższości przełącznika trójpozycyjnego nad układem przycisków sensorowych, sensownym wydaje się dopuszczenie rozwiązania równoważnego.

W specyfikacjach przetargowych jest jeszcze wiele innych podobnych zapisów automatycznie eliminujących poszczególnych dostawców. W tej sytuacji bardzo korzystne jest stosowanie dialogu technicznego z potencjalnymi dostawcami.

W postępowaniu przetargowym nie mniej ważne są dokumenty potwierdzające spełnienie przez oferowany wyrób parametrów technicznych i właściwości. Doświadczenie podpowiada, że należy odstąpić od wymagania takich dokumentów jak certyfikaty zgodności wyrobu z normami na rzecz protokołów badania typu. Korzyści skrupulatnego analizowania dokumentów, przede wszystkim protokołu badania typu, potwierdzających spełnienie przez łączniki wymagań technicznych:

- umożliwia sprawdzenie czy zostały przeprowadzone wszystkie badania z próby typu (ang. - type test),
- umożliwia sprawdzenie czy wszystkie badania z próby typu zostały wykonane w akredytowanych laboratoriach,
- umożliwia sprawdzenie czy wszystkie badania z próby typu zostały wykonane w niezależnych laboratoriach,
- umożliwia sprawdzenie jakie aparaty (z jakiej fabryki) poddano badaniom typu,
- umożliwia sprawdzenie czy wszystkie badania z próby typu zostały przeprowadzone z identycznym wyposażeniem,
- umożliwia sprawdzenie czy wszystkie badania z próby typu zostały przeprowadzone wg aktualnej normy, a jeśli nie, pozwala na szczegółową analizę zmian w zapisach norm wg której wykonano badanie i normy aktualnej,
- pozwala na świadomy wybór dopuszczenia wyrobów, np. na okres przejściowy, nie spełniających wszystkich wymagań technicznych, w celu zachowania konkurencyjności na rynku.

Takie działanie wymaga jednak konsekwentnego budowania właściwych kompetencji u pracowników weryfikujących dokumenty techniczne.

Można również dokonywać wyboru wyrobów w procesie wymagającym ciągłego znacznego zaangażowania zasobów – w procesie prekwalfikacji.

Podsumowanie

1. Bez wątpienia łączniki o obudowie zamkniętej są zdecydowanie bardziej odporne na warunki atmosferyczne, w szczególności na opady marznącego deszczu, który potrafi skutecznie unieruchomić rozłączniki o budowie tradycyjnej. Łączniki o obudowie zamkniętej są również bardziej odporne na ptaki.
2. Napędy łączników o obudowie zamkniętej, zintegrowane z elementami wykonawczymi są bardziej niezawodne od napędów przełączających łączniki tradycyjne za pomocą długich cięgien.
3. Niewątpliwie najdokładniejszą metodą detekcji prądów ziemnozwarciowych w liniach napowietrznych SN jest pomiar prądu z filtru składowej zerowej, z kolei najbardziej niejednoznacznym działaniem charakteryzują się czujniki reagujące na pole elektromagnetyczne.
4. W sieciach otwartych, w których nie zastosowano żadnych łączników z telesterowaniem, największy wpływ na spadek SAIDI, biorąc pod uwagę nakłady, będzie miało zastosowanie reklozera, natomiast największy wpływ na zmniejszenie SAIDI będzie miało zastosowanie dużej liczby rozłączników i automatyki centralnej. Najbardziej przyjaznym dla odbiorców i optymalnym rozwiązaniem będzie zastosowanie reklozera wraz z dużą liczbą rozłączników i automatyki centralnej z automatycznym wykonywaniem sterowania.

IX Konferencja Naukowo-Techniczna – i-MITEL 2016

5. Należy upominać się o dopuszczenie przez zamawiającego rozwiązań równoważnych w SIWZ i specyfikacjach technicznych, co wynika z Prawa zamówień publicznych
6. W procesie weryfikacji dokumentów technicznych wyrobu należy odstąpić od wymagania takich dokumentów jak certyfikaty zgodności z normami na rzecz protokołów badania typu. Takie działanie wymaga jednak konsekwentnego budowania właściwych kompetencji u pracowników weryfikujących dokumenty techniczne.

Literatura

1. Babś A., Madajewski K., Noske S., Ogryczak T., Widelski G., *Pilotażowy projekt wdrożenia w ENERGA-OPERATOR SA sieci inteligentnej „Inteligentny Półwysep”*, Acta Energetica 2012, Nr 1.
2. Babś A., Markowski M., *Rynkowe aspekty rozwoju Inteligentnych Sieci Energetycznych – Smart Grid*, Acta Energetica 2012, Nr 1.
3. Babś A., Madajewski K., Noske S., *Wizja wdrożenia sieci inteligentnych w ENERGA-OPERATOR SA*, Acta Energetica 2012, Nr 1.
4. Bargiel., Goc W., Sowa P., Teichman B., *Niezawodność zasilania odbiorców z sieci średniego napięcia*, RYNEK ENERGII 2010, Nr 4.
5. Ciupak S., *Wymagania w zakresie bezpieczeństwa dla pracy wykonywanej w strefie ograniczonej rozłącznikami o budowie zamkniętej na liniach napowietrznych średniego napięcia z uwzględnieniem systemu automatycznej lokalizacji uszkodzeń w sieciach SN*, VI Konferencja Naukowo-Techniczna Elektroenergetyczne Linie Napowietrzne. Wisła, 13-14 października 2015 r.
6. Czarnobaj A., Mazierski M., *Automatyzacja sieci i innowacyjne systemy dyspozytorskie a niezawodność dostaw energii elektrycznej*, ENERGIA ELEKTRYCZNA 2014, Nr 11, Poznań.
7. Czyżewski R., Babś A., Madajewski K., *Sieci inteligentne – wybrane cele i kierunki działania operatora systemu dystrybucyjnego*, Acta Energetica 2012, Nr 1.
8. Kajda Ł., *Analiza działania automatycznej rekonfiguracji sieci SN po wystąpieniu zwarcia (FDIR) na terenie Energa Gdańsk ZD Wejherowo w ramach I etapu budowy Smart Grid (SG) na Półwyspie Helskim i linii Piaśnica*. Gdańsk, grudzień 2013 r.
9. Kornatka M., Serafin R., *Wpływ reklozerów na pracę sieci średniego napięcia*
10. Kornatka M., *Ocena niezawodności krajowych sieci średniego napięcia*, Przegląd Elektrotechniczny 2009, Nr 3.
11. Kornatka M., Serafin R., *Techniczne i ekonomiczne aspekty instalowania reklozerów w głębi sieci średniego napięcia*, Przegląd Elektrotechniczny 2014, Nr 4.
12. Kornatka M., *Automatyzacja pracy sieci średniego napięcia a poziom ich niezawodności*, Przegląd Elektrotechniczny 2014, Nr 8.
13. Kornatka M., Wierzbowski L., *Reklozer jako element automatyzacji sieci średniego napięcia*, VIII Konferencja Naukowo-Techniczna Innowacyjne Materiały i Technologie w Elektrotechnice i-MITEL 2014, Lubniewice, 9-11 kwietnia 2014 r.
14. Kubacki S., Świdorski J., Tarasiuk M., *Kompleksowa automatyzacja i monitorowanie sieci SN kluczowym elementem poprawy niezawodności i ciągłości dostaw energii*, Acta Energetica 2012, Nr 1.
15. Hoppel W., *Współczesne uwarunkowania wyboru sposobu pracy punktu neutralnego sieci średnich napięć*, Wiadomości elektrotechniczne 2015, Nr 8.
16. Magulski R., *Uwarunkowania formalnoprawne wdrażania sieci inteligentnych*, Acta Energetica 2012, Nr 1.

17. Schwann M., *Prace pod napięciem jako skuteczny środek poprawy jakościowego standardu obsługi odbiorców*, Konferencja *Jakość Energii Elektrycznej w Sieciach Elektroenergetycznych w Polsce*. Poznań, 9-10 listopada 2000 r.
18. Schwann M., *Prace pod napięciem jako powszechny standard jakościowy obsługi odbiorców*, II Konferencja *Jakość Energii Elektrycznej w Sieciach Elektroenergetycznych w Polsce. Zmiana Napięcia w Sieciach nn*. Jelenia Góra, 8-9 maja 2003 r.
19. *Prezes URE: regulację jakościową czas zacząć*. Maciej Bando, prezes Urzędu Regulacji Energetyki w rozmowie z Ireneuszem Chojnackim. Portal wmp.pl, 07.10.2015 r.
20. *Obwieszczenie Marszałka Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 28 maja 2013 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu ustawy – Prawo zamówień publicznych*, j.t. Dz.U.2013.907.
21. *Ustawa z dnia 28 czerwca 1950 r. o powszechnej elektryfikacji wsi i osiedli*, Dz.U.1950.28.256.
22. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, Dz.U.2007.93.623 z późn. zm.
23. https://pl.wikipedia.org/wiki/Joseph_Wilson_Swan
24. https://pl.wikipedia.org/wiki/Thomas_Alva_Edison
25. <https://pl.wikipedia.org/wiki/Elektryfikacja>
26. <http://www.iezd.pl/>
27. <http://pl.tavrida.eu/>
28. <http://www.alo.home.pl/pub/FTP-SE/>
29. <http://www.upgrid.eu>

Autor: mgr inż. Mirosław Schwann; KENTIA Firma Konsultingowa, ul. 3 Maja 15/5, 84-200 Wejherowo, e-mail: miroslaw.schwann@kentia.pl