

Reklozer jako element automatyzacji sieci średniego napięcia

Streszczenie. *Niezawodność dostaw energii elektrycznej to jedno z zagadnień znajdujących się w centrum zainteresowania Operatorów Systemów Dystrybucyjnych. Szczególna uwaga skierowana jest na sieci średniego napięcia. W artykule przedstawiono rolę, jaką odgrywają reklozery w procesie automatyzacji sieci średniego napięcia oraz poprawy poziomu jej niezawodności. Przeprowadzono studium przypadku instalacji 20 reklozerów KTR w jednym z rejonów dystrybucji (RD) z terenu województwa małopolskiego. Przedstawiono analizę wpływu instalacji reklozerów w sieci średniego napięcia badanego rejonu na wybrane wskaźniki niezawodnościowe.*

Słowa kluczowe: reklozer, smart grid, sieci średniego napięcia, niezawodność

Wstęp

Jakość zasilania urządzeń elektroenergetycznych, niezawodne przesyłanie energii elektrycznej oraz automatyzacja sieci średniego napięcia (SN) pozostają kluczowymi zagadnieniami krajowej energetyki [1,2,3].

Aktualnie, zmieniają się wymagania stawiane sieciom SN. Do niedawna, podstawowym zadaniem sieci SN był przesył mocy elektrycznej z GPZ do poszczególnych stacji transformatorowo-rozdzielczych SN/nn. Coraz częściej, w sieciach kierunek przepływu mocy w sieci SN może się zmieniać w związku z instalacją źródeł generacji rozproszonej. W tych warunkach również generacja rozproszona będzie wymagała coraz większego stopnia automatyzacji sieci SN.

W Polsce, łączna długość linii średniego napięcia wynosi około 300 000 kilometrów. W większości przypadków są to linie napowietrzne i kablowe o napięciu od 15 do 30 kV.

Okolo 80% ich długości stanowią linie napowietrzne o strukturze otwartej. Większość linii napowietrznych SN jest zabezpieczona tylko poprzez urządzenia znajdujące się w głównym punkcie zasilającym (GPZ). W chwili wystąpienia zwarcia, następuje selektywne wyłączenie zabezpieczonej linii oraz pobudzenie automatyki samoczynnego ponownego załączenia (SPZ). Statystyki eksploatacyjne wykazują skuteczność działania automatyki SPZ na poziomie od 50% do około 90% wszystkich zakłóceń [4]. Skuteczność ta zależy od wielu czynników, między innymi od: długości ciągu magistralnego, łącznej długości odgałęzień, liczby cykli SPZ, sposobu pracy punktu neutralnego sieci SN oraz sposobu współpracy automatyki SPZ z urządzeniami zainstalowanymi w głębi linii. Brak informacji o miejscu uszkodzenia powoduje jednak, iż odbiorcy zasilani z danej linii pozbawieni są napięcia często przez wiele godzin.

Koncepcja poprawy niezawodności sieci napowietrznych SN polega zarówno na podniesieniu efektywności jej zarządzania, jak również szukaniu metod skracania czasu trwania przerw, zmniejszenia ilości odbiorców objętych zakłóceniem. Istotnym zagadnieniem jest ograniczenie czasu lokalizacji zakłócenia do minimum oraz szybka rekonfiguracja sieci SN.

W celu skrócenia przerw awaryjnych i poprawy warunków ruchowych, wprowadza się dodatkowe urządzenia instalowane w głębi sieci SN, coraz częściej są to reklozery.

Automatyzacja sieci średniego napięcia

W energetyce światowej widoczny jest proces wdrażania koncepcji sieci typu smart grid. Należy podkreślić, że przechodzenie energetyki od obecnej infrastruktury sieciowej systemu energetycznego do smart grid, będzie procesem długotrwałym. Barierą są koszty inwestycje.

W głębi sieci SN, w zależności od konkretnych warunków sieciowych, można zainstalować różne urządzenia służące do odłączania uszkodzonego odcinka linii jak również urządzenia do identyfikacji i lokalizacji zwarć [5,6]. Ze względu na występujące potrzeby oraz możliwości inwestycyjne poszczególnych spółek dystrybucyjnych możliwe są różne rozwiązania praktyczne.

Dostępna jest szeroka gama urządzeń i systemów informatycznych służących ograniczeniu skutków zwarć w głębi sieci SN. Spośród nich można wymienić choćby niektóre jak np.: wskaźniki przepływu prądu zwarciowego umożliwiające lokalną identyfikację miejsca zwarcia, rozłączniki sterowane radiowo, które mogą również współpracować z urządzeniami zabezpieczeniowo-sterowniczymi (MiROD), łączniki sekcjonujące (ang. automatic sectionalizing link) umożliwiają skuteczne, selektywne odłączenie linii promieniowej w przypadku wystąpienia w niej zwarcia trwałego, reklozery (ang. recloser) - autonomiczne wyłączniki napowietrzne o zwartej budowie, czy też rozbudowane systemy służące identyfikacji i lokalizacji zakłóceń [2,3].

Reklozery

O skuteczności wyżej wymienionych aparatów decyduje w głównej mierze ich zdolność do samoczynnego, natychmiastowego podjęcia działań zaradczych. Wśród wymienionych wyżej urządzeń tę cechę posiada tylko reklozer. Jest on odpowiednikiem kompletnie wyposażonego pola SN z wyłącznikiem, elektroenergetyczną automatyką zabezpieczeniową (EAZ) i układem pomiarowym.

Podstawowym jego atutem jest możliwość wykonania kilkukrotnego cyklu SPZ a tym samym wyodrębnienie zwarć przemijających.

Drugą cechą charakterystyczną dla reklozera jest zdolność do natychmiastowego, samoczynnego wyłączenia zasilania dla określonego z góry - przez miejsce instalacji i współpracy z innymi reklozernami - obszaru objętego ewentualnym zwarcie.

W Polsce jest zainstalowanych ponad 1200 reklozerów firmy Tavrida Electric

W większości przypadków są instalowane w celu [7]:

- podzielenia długich linii średniego napięcia na krótsze odcinki i wykorzystania w głębi sieci automatyki zabezpieczeniowej, a dzięki temu ułatwienia doboru nastaw zabezpieczeń w stacji GPZ,
- wydzielenia fragmentów sieci, w których występują częste zakłócenia (obszary wiejskie, leśne) i tym samym poprawienia ciągłość zasilania dla pozostałych odbiorców,
- zbudowania napowietrznej rozdzielni sieciowej bez konieczności stawiania kontenera lub rozbudowywania stacji GPZ.

Zalety użytkowe reklozerów wynikają z przystosowania ich do stosowanych w kraju układów telesterowania:

Tranking - moduły wejść/wyjść dwustanowych reklozerów KTR umożliwiają współpracę ze standardowymi układami sterowania. Na terenie Polski reklozery KTR pracują ze sterownikami wszystkich głównych producentów. Układy sterowania oraz radio mogą być zamontowane w obudowie sterownika reklozera, bez konieczności montowania dodatkowej szafki sterowania.

Sieci telefonii komórkowej – transmisja pakietowa GPRS – zainstalowane w reklozerze KTR złącza komunikacji szeregowej RS485/RS232 umożliwiają podłączenie tych urządzeń do systemu SCADA (dostępne protokoły komunikacji

VIII Konferencja Naukowo-Techniczna – i-MITEL 2014

DNP3.0, IEC 60870 lub MODBUS-RTU). Wykorzystanie transmisji GPRS umożliwia nie tylko przekazanie podstawowych sygnałów sterowania i sygnalizacji ale również: pomiary prądów, napięć, częstotliwości, mocy i energii, odczyt rejestratora zdarzeń, zdalną zmianę nastaw, synchronizację czasu.

Duże możliwości podłączenia reklozerów KTR do systemów zdalnego sterowania przy braku mechanicznych połączeń między szafką sterowania i wyłącznikiem, zapewnia ich niezawodne działanie w każdych warunkach atmosferycznych.

Ważnym aspektem jest wyposażenie reklozerów w kompletny zestaw EAZ linii napowietrznej SN. Zalety zainstalowania EAZ w głębi sieci zostały dostrzeżone i docenione przez spółki dystrybucyjne na terenie całego kraju. W przypadku pracy linii napowietrznej bez reklozerów, zakłócenia występujące w sieci napowietrznej powodują działanie automatyki zabezpieczeniowej w stacji GPZ i wyłączenie całej linii. Dostaw energii elektrycznej pozbawieni są wszyscy odbiorcy pomimo tego, że zakłócenia występują najczęściej na obszarach leśnych i pozamiejskich. Najlepszym rozwiązaniem poprawiającym w tym wypadku ciągłość dostaw energii dostarczanej do odbiorców w mieście jest zastosowanie na granicy miasta wyłącznika z automatyką zabezpieczeniową [7].

Studium przypadku instalacji reklozerów w sieci średniego napięcia

W artykule przeprowadzono studium przypadku instalacji 20 reklozerów KTR w jednym z rejonów dystrybucji (RD) z terenu województwa małopolskiego. Porównano wybrane aspekty techniczne pracy tego rejonu przed i po zabudowie reklozerów. Zabudowa reklozerów KTR miała miejsce na początku roku 2011. Rejon dystrybucji obejmuje swoją działalnością 10 gmin. Całkowita powierzchnia obsługiwanego terenu to 895 km², 9 GPZ-tów oraz 998 stacje SN/nn.

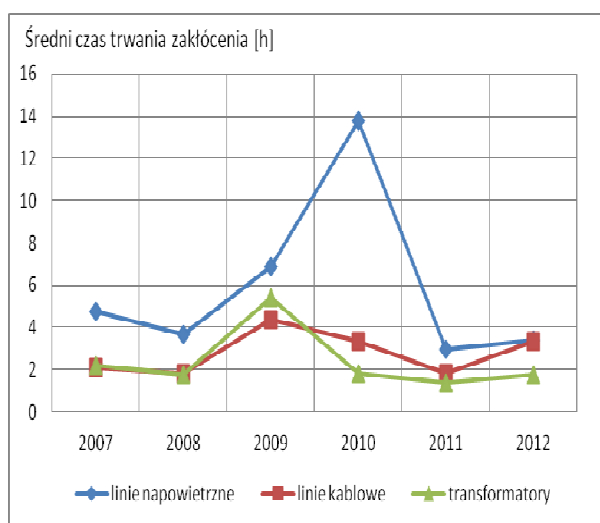
W tabeli 1 przedstawiono zestawienie z lat 2007-2012 liczby zakłóceń, wskaźnika zakłóceń oraz średniego czasu trwania lokalizacji uszkodzenia, jakie wystąpiły w analizowanym RD.

Tab. 1. Liczba zakłóceń, średni czas trwania lokalizacji zakłócenia oraz wartość wskaźnika zakłóceń, jakie miały miejsce w analizowanym RD w latach 2007 - 2012 [opracowano na podstawie 8]

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Liczba wszystkich zakłóceń występujących w sieci SN	261	216	218	378	183	254
Liczba zakłóceń w liniach napowietrznych	153	133	135	256	116	173
Średni czas trwania wszystkich lokalizacji zakłócenia występujących w sieci SN [h]	5,08	4,48	12,56	7,46	3,16	3,68
Średni czas trwania lokalizacji zakłócenia w liniach napowietrznych [h]	5,78	4,79	11,29	18,28	3,68	4,17
Średnia wartość wskaźnika zakłóceń występujących w sieci SN	44,33	38,37	37,7	47,72	33,76	37,05
Średnia wartość wskaźnika zakłóceń linii napowietrznych SN	19,39	17,35	16,27	25,1	12,8	17,05

Przed zabudową reklozerów awarie występujące w liniach SN powodowały bardzo długie przerwy w zasilaniu w energię elektryczną dla wszystkich odbiorców zasilanych z danego ciągu liniowego. Po wykonaniu analizy awaryjności z lat poprzednich i przeanalizowaniu układu normalnego zdecydowano się na zabudowę 16 reklozerów KTR pracujących w ciągach linii napowietrznych oraz 4 reklozerów KTR zabudowanych w miejscach podziału sieci. Dotychczasowe długie ciągi liniowe zabezpieczone jednym wyłącznikiem w GPZ-cie podzielono na kilka odcinków, każdy oddzielnie zabezpieczony przez automatykę znajdującą się w reklozerze.

Na rys 1. przedstawiono zmiany wartości czasu trwania zakłóceń w liniach kablowych, napowietrznych jak również w transformatorach SN/nn.

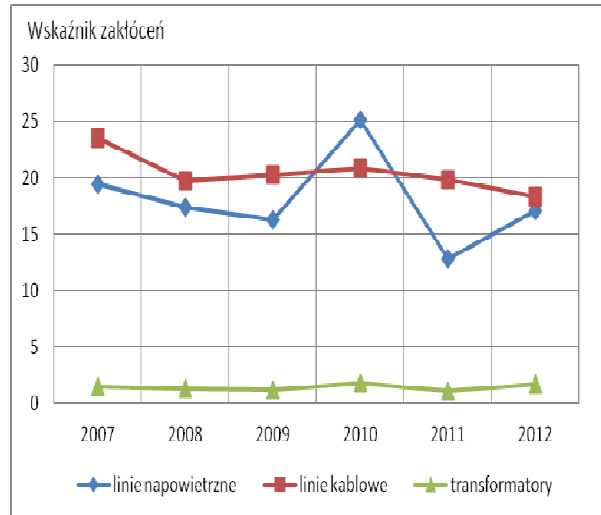


Rys. 1. Średni czas trwania zakłócenia dla linii napowietrznych i kablowych oraz transformatorów SN/nn badanych rejonów.

Wpływ złych warunków atmosferycznych na awaryjność linii napowietrznych SN widoczny jest na rys 1. Na początku roku 2010 analizowany obszar dotknięty był katastrofalnymi warunkami pogodowymi. Z tego powodu średni czas trwania lokalizacji zakłócenia w liniach napowietrznych SN w roku 2010 wynosił aż 14 godzin. W pozostałych latach średni czas trwania wynosił około 4 godziny.

Na rys 2. przedstawiono zmiany wartości wskaźnika zakłóceń w liniach kablowych i napowietrznych SN oraz w transformatorach SN/nn badanego rejonu.

VIII Konferencja Naukowo-Techniczna – i-MITEL 2014



Rys. 2. Średnia wartość wskaźnika zakłóceń występujących w sieci SN dla linii napowietrznych i kablowych oraz transformatorów SN/nn badanego rejonu.

Sterowanie reklozerami w sposób zdalny z rejonowej dyspozycji ruchu poprzez dyżurnego dyspozytora umożliwia szybką identyfikację i lokalizację zwarcia a w konsekwencji wydzielenie uszkodzonego odcinka linii. Zainstalowanie reklozerów KTR w analizowanej sieci w sposób istotny skróciło czas lokalizacji zwarć. Zaletą reklozerów wynika z faktu, iż są to urządzenia posiadające kompletne układy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej umożliwiając eliminowanie zwarć przemijających (automatyka SPZ).

W tabeli 2 przedstawiono wartości wskaźników SAIDI, SAIFI przerw nieplanowanych z lat 2008 - 2012, dla sieci SN analizowanego Rejonu Dystrybucji. Porównywanie wskaźników SAIDI i SAIFI na przestrzeni lat jest dobrą miarą analizy zmian niezawodności danego obszaru. Warunkiem koniecznym jest porównywalność innych czynników, jakimi są przede wszystkim warunki atmosferyczne.

Tab. 2. Wartości wskaźników SAIDI i SAIFI dla przerw nieplanowanych badanego RD w latach 2008 - 2012 [opracowano na podstawie 5]

Wskaźniki / rok	2008	2009	2010	2011	2012
SAIDI nieplanowe [minut/odbiorca/rok]	640,40	506,39	1 173,73	301,03	369,84
SAIFI nieplanowe [liczba przerw/odbiorca/rok]	4,20	5,49	5,34	2,34	3,41

Wartości wskaźnika SAIDI przerw nieplanowanych zmniejszyły się po zabudowie reklozerów prawie dwukrotnie. Średnio statystyczny odbiorca energii elektrycznej danego obszaru ma więc prawie o połowę krótszy czas wyłączeń nieplanowanych. Natomiast w roku 2010 wartość wskaźnika SAIDI dla przerw nieplanowanych wynosił aż 1 173,73 minut na statystycznego odbiorcę w ciągu roku.

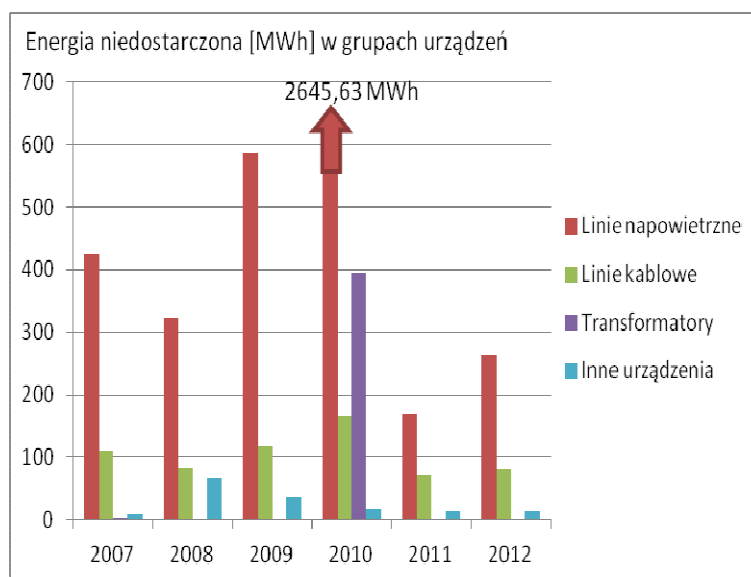
Istotnym wskaźnikiem niezawodnościowym jest również ilość energii niedostarczonej odbiorcom na skutek przerw w zasilaniu. Spółki dystrybucyjne starają się ograniczać planowe wyłączenia dla odbiorców. Nie da się jednak wyeliminować zdarzeń losowych, jakimi są awarie sieci.

W tabeli 3 przedstawiono dane dotyczące niedostarczonej energii elektrycznej w poszczególnych grupach urządzeń sieci SN w latach 2007 - 2012 wynikających tylko z tytułu zakłóceń, które wystąpiły w analizowanym RD.

Tab. 3. Energia niedostarczona w poszczególnych grupach urządzeń sieci SN w latach 2007-2012 w analizowanym RD w latach 2007 - 2012 [opracowano na podstawie 8]

Rok	Linie napowietrzne	Linie kablowe	Transformatory	Inne urządzenia
2007	424,83	110,51	3,85	10,43
2008	322,55	82,46	2,04	66,78
2009	586,79	118,7	0,56	36,32
2010	2645,63	165,29	394,68	16,85
2011	170,01	71,72	0	13,66
2012	263,19	80,61	1,05	13,61

Na rys 3 przedstawiono energie niedostarczoną wynikającą z zakłóceń występujących w liniach napowietrznych SN, liniach kablowych SN, transformatorach SN/nn oraz w grupie innych urządzeń.



Rys. 3. Energia niedostarczona w poszczególnych grupach urządzeń sieci SN w latach 2007-2012

Przy porównywalnej średniej liczbie występujących zakłóceń w latach 2007 - 2009 oraz 2011 - 2012 widoczne jest zmniejszenie wartości niedostarczonej energii

VIII Konferencja Naukowo-Techniczna – i-MITEL 2014

elektrycznej. Jest to równoznaczne ze zmniejszeniem strat finansowych spółki dystrybucyjnej wynikających z tytułu niesprzedanej energii elektrycznej odbiorcom indywidualnym i przemysłowym.

Jednakże, niejednokrotnie większe koszty występują u odbiorców dotkniętych nieplanowanymi wyłączeniami energii elektrycznej. Ponieważ brak jest oszacowań kosztów wynikających z tytułu przerw nieplanowanych poszczególnych grup odbiorców trudno wiarygodnie szacować straty ponoszone z tego tytułu. Zagadnienie to wymaga dalszej analizy.

Podsumowanie

1. Skrócenie przerw dostawach energii elektrycznej spowodowanych zakłóceniami pracy sieci SN znalazło się w centrum zainteresowania spółek dystrybucyjnych.
2. Prace dyspozytorów w sposób istotny usprawniają zainstalowane w głębi sieci reklozery. Usprawniają one procesy łączeniowe, lokalizację uszkodzeń w liniach napowietrznych SN jak również zmiany jej konfiguracji. Jest to niewątpliwie efektywny sposób automatyzacji sieci średnich napięć.
3. W większości awaryjnych wyłączeń można stwierdzić, że wpływ reklozerów ma bardzo duże znaczenie podczas awarii na czas jego trwania oraz na występujące ograniczenia w dostawie energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych i przemysłowych.
4. Zastosowanie w sieciach napowietrznych i kablowo-napowietrznych SN wyłączników typu reklozer wychodzi naprzeciw oczekiwaniom klientów a tym samym przyczynia się do realizacji podstawowego celu firm energetycznych jakim, jest niezawodne dostarczenie energii elektrycznej o właściwych parametrach do odbiorcy.

Literatura

1. Bielak S.: „Automatyzacja sieci” Energolinia nr 11/12 rok 2012
2. Chojnacki I.: „Misja: niezawodność dostaw” Energia Elektryczna, nr 5 rok 2013
3. Kubacki S., Mazierski M.: „Cztery kroki ku niezawodności” Energia Elektryczna, nr 5 rok 2013
4. Winkler W., Wiszniewski A.: Automatyka zabezpieczeniowa w systemach elektroenergetycznych. WNT Warszawa rok 1999.
5. Kornatka M.: „Wybrane metody poprawy niezawodności linii napowietrznych średniego napięcia” Rynek Energii nr 1 (86) rok 2010.
6. Kornatka M., Serafin R.: „Wpływ reklozerów na prace sieci średniego napięcia” Zarządzanie energią i teleinformatyka. ZET 2012. Materiały i studia. Praca zbiorowa pod red. H. Kapronia KAPRINT Lublin 2012
7. Byrczek J., Tomaszewski A.: „Dlaczego reklozer?” Urządzenia Dla Energetyki nr. 7 rok 2009.
8. Program AWARNET - program do analiz awarii w sieciach SN

Autorzy: dr inż. Mirosław Kornatka; Instytut Elektroenergetyki Politechniki Częstochowskiej, Al. Armii Krajowej 17, 42-200 Częstochowa, e-mail: kornatka@el.pcz.czyst.pl
mgr inż. Lech Wierzbowski, Tawrida Electric Polska sp. z o.o. ul. Graniczna 44, 43-100 Tychy, e-mail: lwierzbowski@tawrida.pl