

Techniczne i ekonomiczne aspekty instalowania reklozerów w głębi sieci średniego napięcia

Streszczenie. Poprawa ciągłości dostawy energii elektrycznej, realizowanej za pośrednictwem sieci średniego napięcia, znajduje się w centrum zainteresowania przedsiębiorstw energetycznych. W artykule przedstawiono analizę wpływu instalowania w głębi sieci średniego napięcia reklozerów na jej niezawodność. Przedstawiono, jaki wpływ mają zainstalowane reklozery na wartości niedostarczonej energii elektrycznej i skrócenie czasu lokalizacji zakłóceń w analizowanej sieci średniego napięcia rejonu energetycznego.

Abstract. Improvement of continuity of the electrical energy supply, being realized by means of the medium-voltage power network, attracts interest of the energetic companies. The paper presents the analysis of influence of the reclosers, being installed deeply in the medium-voltage network, on its reliability. Two principal effects of applying the reclosers in the considered medium-voltage network have been analysed: decrease of the unsupplied electrical energy value, and diminution of the disturbance localization time. (**Technical and economical aspects of installing the reclosers in depth of the medium-voltage network**).

Słowa kluczowe: niezawodność, inteligentne sieci, elektroenergetyczne sieci średniego napięcia, reklozery

Keywords: reliability, Smart Grid, medium-voltage power network, recloser.

doi:10.12915/pe.2014.04.29

Wstęp

Rosnące wymagania klientów dotyczące ciągłości dostawy energii elektrycznej oraz narzucone na przedsiębiorstwa energetyczne dopuszczalne czasy przerwy zmuszają je do podjęcia kroków mających na celu skrócenie czasów wznowienia dostaw energii po zaistniałej awarii. Prawo Energetyczne narzuca na przedsiębiorstwa energetyczne nie przekraczania dopuszczalnych czasów trwania przerwy w ciągu roku, zarówno w odniesieniu do przerw planowanych jak i przerw nieplanowanych długich i bardzo długich. Współczesne technologie produkcyjne i realizujące je urządzenia produkcyjne wymagają wysokiego poziomu ciągłości dostaw energii elektrycznej. W wielu technologiach produkcji, nawet krótkotrwałe przerwy w zasilaniu prowadzą do ogromnych strat materialnych, zagrażając niejednokrotnie bezpieczeństwu ludzi [1].

Wszyscy jeszcze pamiętamy skutki awaryjnych wyłączeń, jakie miały miejsce na początku roku 2010. Oczywiście, takie anomalie pogodowe zdarzają się sporadycznie i nie mogą być podstawą do projektowania oraz wykonywania sieci napowietrznych średniego i niskiego napięcia. Awarie z 2010 roku uświadomiły konieczność inwestowania w sieci napowietrzne średniego napięcia w celu poprawy poziomu niezawodności dostawy energii elektrycznej.

Kolejnym istotnym aspektem jest zagadnienie wdrażania przez przedsiębiorstwa energetyczne sieci Smart Grid. Coraz szersze wykorzystanie źródeł generacji rozproszonej powoduje konieczność zmian istniejącej infrastruktury sieciowej, w szczególności sieci średniego napięcia. Choć zadania związane z realizacją SmartGrid wydają się jeszcze odległe, jednakże już dzisiaj należy modernizować i rozbudowywać infrastrukturę sieciową wprowadzając nowoczesne rozwiązania techniczne.

Jedną z metod efektywnego zwiększania niezawodności linii napowietrznych średniego napięcia (SN) jest stosowanie nowoczesnych urządzeń instalowanych w torze głównym linii jak również na wybranych jej odgałęzieniach. Przedsiębiorstwa energetyczne instalują urządzenia, które w różnym stopniu poprawiają funkcjonalność i automatyzację sieci. Do elementów automatyki sieciowej instalowanych w liniach napowietrznych SN można między innymi zaliczyć:

- reklozery (autonomiczne wyłączniki próżniowe - ang. recloser) wyposażone w układy sterowania radiowego,

- odłączniki i rozłączniki wyposażone w układy sterowania radiowego,
- odłączniki i rozłączniki z automatyką sekwencyjnego otwierania i sterowania radiowego,
- wskaźniki przepływu prądu zwarcowego, które mogą współpracować z odłącznikami i rozłącznikami, wspomagając proces lokalizacji miejsca zwarcia. Połączenie ich z systemem wspomagania pracy dyspozytorów poprzez telemechanikę umożliwia efektywne nadzorowanie i monitorowanie jej pracy.

W niniejszym artykule przedstawiono tylko aspekty związane z reklozarami. Ze względu na swoje możliwości techniczne mają one wiele zalet - widocznych zarówno w warunkach zwarcowych jak i w warunkach normalnej pracy sieci. W stanach awaryjnych pozwalają na szybką identyfikację i lokalizację miejsca zwarcia oraz wydzielenie uszkodzonego fragmentu sieci dystrybucyjnej. Ponieważ reklozer wyposażony jest w automatykę zabezpieczeniową, w przypadku wystąpienia zwarć trwałych uzyskujemy selektywne wyłączenie tylko uszkodzonego fragmentu linii napowietrznej. Reklozery chronią również nieuszkodzone odcinki sieci przed wyładowaniami atmosferycznymi czy przetężeniami związanymi z czynnościami łączeniowymi prądów zwarcowych. W wybranych układach sieciowych zastosowanie reklozerów umożliwia ponadto automatyczną rekonfigurację sieci dystrybucyjnej i możliwość rezerwowego zasilania odbiorców. W przypadku zwarć przemijających, automatyka SPZ pozwala na autonomiczne, szybkie przywrócenie dostaw energii.

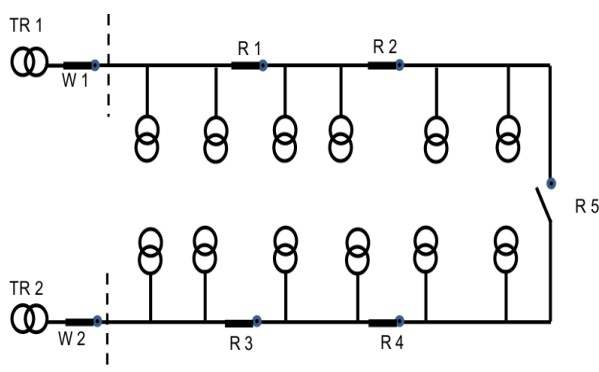
W warunkach ruchowych, reklozery zapewniają poprawę elastyczności sieci, optymalizację przesyłu oraz kontrolę jakości dostarczanej energii. Usprawniają prace eksploatacyjne związane z przeglądami okresowymi oraz pracami remontowymi i modernizacyjnymi. Ponieważ są to urządzenia bezobsługowe, nie występują zagrożenia jakie mają miejsce w przypadku klasycznych łączników sekcyjnych. Wszystkie czynności ruchowe zdalnie wykonuje dyspozytor w Dyspozycji Ruchu - przy przywracaniu napięcia nie bierze udział brygada pogotowia energetycznego.

Aspekty techniczne instalacji reklozerów w analizowanym rejonie dystrybucji

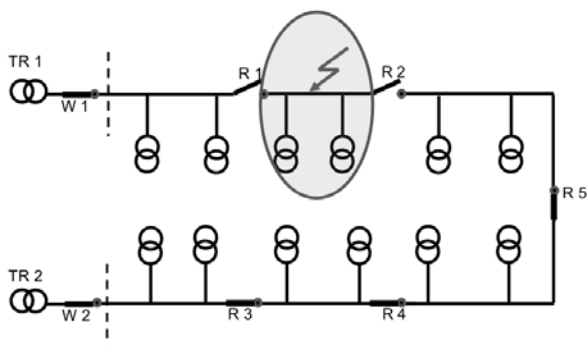
W artykule przeprowadzono analizę techniczną w oparciu o dane jednego z rejonów dystrybucji (RD) z terenu województwa małopolskiego. Porównano wybrane

aspekty techniczne pracy tego rejonu przed i po zabudowie 20 reklozerów. Zabudowa reklozerów miała miejsce na początku roku 2011.

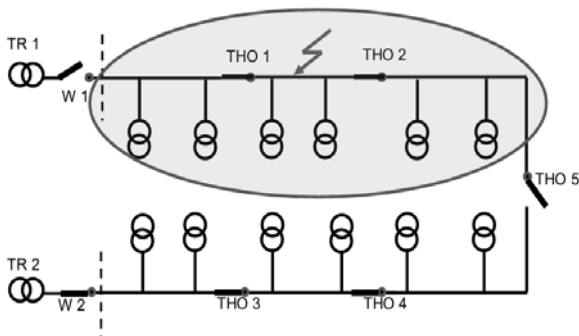
Rejon dystrybucji obejmuje swoją działalnością 10 gmin. Całkowita powierzchnia obsługiwanego terenu to 895 km², 9 GPZ-tów (Główny Punkt Zasilania) oraz 998 stacje SN/nN. Na terenie RD znajdują się dwa posterunki, lecz nie prowadzą one koordynacji nad prowadzeniem ruchu sieci elektroenergetycznej - nadzór i realizacja zmiany konfiguracji sieci sprawowana jest przez dyspozytorów. Przykładową analizę lokalizacji miejsca zwarcia przy wykorzystaniu reklozerów i rozłączników przedstawiono na rysunkach 1-3.



Rys.1. Model linii SN w układzie normalnym gdzie: W1 i W2 – wyłączniki w GPZ-cie, R1...R5 –reklozery w głębi sieci SN



Rys.2. Model linii SN z wyeliminowanym miejscem uszkodzenia



Rys.3. Model linii SN wyposażonej w rozłączniki THO z uszkodzeniem na linii gdzie: THO1...THO5 – rozłączniki radiowe w głębi sieci SN

Pod względem ruchowym oczywiście nie można porównywać wyłącznika z rozłącznikiem. Wyłącznikiem można wykonywać czynności łączeniowe podczas usuwania powstałej awarii, co jest niedopuszczalne rozłącznikami.

Przed zabudową reklozerów, pomimo zainstalowanych rozłączników sterowanych radiowo, awarie występujące na liniach SN powodowały długie przerwy w zasilaniu odbiorców. Wszystkie awarie bądź zakłócenia eliminowane były przez wyłączniki w GPZ-tach, co skutkowało wyłączeniem całego ciągu średniego napięcia. Rozłączniki zainstalowane w głębi sieci SN podczas awarii nie mogły być używane do łączenia prądów zwarciovych, przeznaczone są one do wykonywania łączeń ruchowych w stanie pracy normalnej. W celu zmiany konfiguracji sieci, podczas usuwania awarii, należy wykonywać czynności łączeniowe rozłącznikami i odłącznikami beznapięciowo, co wymuszało przerwy w zasilaniu dostawy energii elektrycznej dla odbiorców. Zainstalowane reklozery podczas lokalizacji uszkodzeń w linii napowietrznej SN skracają czas lokalizacji awarii bądź zakłóceń, ale przede wszystkim powodują zmniejszenie ograniczeń w dostawie energii dla odbiorców. Na rys. 2 przedstawiono miejsce uszkodzenia pomiędzy reklozerni R1 a R2. Uszkodzenie w tym miejscu spowodowało zadziałanie automatyki zabezpieczeniowej znajdującej się w R1 i samoczynne jego wyłączenie. Reklozer R2 i R5 zarejestrował brak napięcia zasilającego na linii przy równoczesnym braku pobudzenia zabezpieczeń. Po stwierdzeniu tych faktów, automatyka reklozerów określa miejsce zwarcia i pobudza działanie automatyki SZR. W tym przypadku automatycznie, samoczynnie wyłącza się reklozer R2, a załącza się reklozer R5. Cała operacja trwa kilka sekund w zależności od nastaw zabezpieczeń. Jeżeli w przedstawionej linii napowietrznej byłyby zainstalowane rozłączniki sterowane radiowo (rys. 3), którymi dyspozytor może wykonywać czynności łączeniowe z Dyspozycji Ruchu, to przy takim samym uszkodzeniu zadziałałyby zabezpieczenia umiejscowione w GPZ-ce, po wyłączeniu wyłącznika W1, pozbawiając zasilania cały ciąg liniowy. Dyżurny dyspozytor lokalizowałby miejsce uszkodzenia metodą zdalnego otwierania poszczególnych rozłączników, celem wyeliminowania uszkodzonego odcinka linii napowietrznej. Za każdą taką manipulacją łączeniową rozłącznikiem następowaloby próbne załączenie wyłącznika W1. Czynności takie trwałyby aż do zlokalizowania uszkodzenia na linii napowietrznej. Przy zainstalowanych odłącznikach, czas lokalizacji wydłużyłby się jeszcze bardziej, ponieważ wszystkie czynności łączeniowe w głębi sieci SN wykonywaliby dyżurni pogotowia energetycznego.

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

Tabela 1. Liczba zakłóceń oraz średni czas trwania lokalizacji zakłócenia jakie miały miejsce w analizowanym RD w latach 2007 - 2012 [opracowano na podstawie 2]

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Liczba wszystkich zakłóceń	261	216	218	378	183	254
Liczba zakłóceń w liniach napowietrznych	153	133	135	256	116	173
Średni czas trwania wszystkich lokalizacji zakłócenia	5,08	4,48	12,56	7,46	3,16	3,68
Średni czas trwania lokalizacji zakłócenia w liniach napowietrznych	5,78	4,79	11,29	18,28	3,68	4,17

Jak wynika z powyższych danych, w analizowanym RD aż 64% wszystkich zakłóceń przypadało na linie napowietrzne. Średni czas trwania lokalizacji zakłócenia wynosił 8h. Zdecydował o tym rok 2010. W pozostałych latach średni czas trwania wynosił około 4h.

W celu analizy niezawodności sieci, zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 [3], wyznacza się wskaźniki SAIDI i SAIFI. W tabeli 2 przedstawiono wartości tych wskaźników z lat 2008 - 2012, które wyznaczono w sieciach rozdzielczych SN analizowanego Rejonu Dystrybucji. Porównywanie wskaźników SAIDI i SAIFI na przestrzeni lat jest dobrą miarą analizy zmian zawodności danego obszaru. Warunkiem koniecznym jest porównywalność innych czynników jakim są przede wszystkim warunki atmosferyczne. Właśnie linie napowietrzne SN szczególnie są narażone na niesprzyjające warunki atmosferyczne.

Tab.2. Wskaźniki SAIDI i SAIFI - przerwy nieplanowe bez katastrofalnych, oraz przerwy planowe w analizowanym RD w latach 2008 - 2012 [opracowano na podstawie 2]

Wskaźniki / rok	2008	2009	2010	2011	2012
SAIDI nieplanowe	640,40	506,39	1 173,73	301,03	369,84
SAIDI planowe	318,30	462,00	105,47	263,94	440,03
SAIDI (razem)	958,70	968,39	1 279,20	564,97	809,87
SAIFI nieplanowe	4,20	5,49	5,34	2,34	3,41
SAIFI planowe	1,51	1,22	0,41	0,70	1,30
SAIFI (razem)	5,71	6,71	5,75	3,04	4,71

Wartości wskaźnika SAIDI dotyczącego przerw nieplanowych zmniejszyły się po zabudowie reklozerów prawie dwukrotnie przy niewiele mniejszej wartości wskaźnika SAIFI nieplanowane. Dzięki tym statystycznym danym, odbiorca energii danego obszaru ma nie tylko informacje o awaryjności sieci ale również informacje o ilości prac modernizacyjnych i inwestycyjnych jakie są realizowane przez przedsiębiorstwo energetyczne. W roku 2010 na analizowanym obszarze uwidocznił się wpływ katastrofalnej pogody, co jest widoczne w wartościach wskaźników zawodności sieci. Świadczy to dużej wrażliwości powyższych miar na warunki atmosferyczne.

Aspekty ekonomiczne instalacji reklozerów w analizowanym rejonie dystrybucji

Oprócz aspektów technicznych, jakie występują przy zabudowie reklozerów, również istotne są aspekty ekonomiczne. Opłacalność inwestycji jest dla każdego przedsiębiorstwa energetycznego kryterium zasadniczym. Jak oceniać opłacalność danej inwestycji ?

W praktycznej ocenie działania poszczególnych RD zasadnicze znaczenie ma określenie dotyczące rocznej ilości energii niedostarczonej odbiorcom na skutek przerw w zasilaniu. Istotny wpływ na wskaźniki niedostarczonej energii elektrycznej mają przerwy w zasilaniu dla odbiorców, które wystąpiły wskutek zakłócenia bądź awarii w systemie elektroenergetycznym. Zakłady dystrybucji do minimum ograniczają planowe wyłączenia dla odbiorców, które skutkują pozbawienia ich energii elektrycznej. Niestety, występowanie przerw awaryjnych w systemie dystrybucyjnym nie da się całkowicie wyeliminować. Można jedynie zapobiegać i ograniczać skutki awarii modernizując sieć, prowadząc systematyczne konserwacje urządzeń oraz przeglądy sieci rozdzielczych. Jednakże, właśnie te przerwy dostawy energii elektrycznej są dla odbiorców najbardziej uciążliwe i mają największy wpływ na wskaźniki niedostarczonej energii.

W tabeli 3 przedstawiono dane dotyczące niedostarczonej energii elektrycznej tylko z tytułu zakłóceń, które wystąpiły w analizowanym rejonie w latach 2007 - 2012.

Tab.3. Niedostarczona energia elektryczna w analizowanym RD w latach 2007 - 2012 [opracowano na podstawie 2]

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Energia niedostarczona [MWh]	549,62	473,83	742,37	3222,45	255,39	358,46
Energia niedostarczona w liniach napowietrznych [MWh]	424,83	322,55	586,79	2645,63	170,01	263,19

Aby analizować aspekty ekonomiczne instalowania reklozerów w RD należy porównywać jego działanie w porównywalnych warunkach atmosferycznych.

W roku 2010 w miesiącu styczniu na terenie analizowanego RD wystąpiły liczne zakłócenia związane z katastrofalnymi warunkami atmosferycznymi. Intensywne opady mokrego, ciężkiego śniegu spowodowały wystąpienie sadzi na przewodach linii SN, co w konsekwencji prowadziło do ich zrywania. Dlatego, ze względu na nieporównywalne warunki pogodowe w dalszej części artykułu, analiza nie będzie obejmowała roku 2010.

W omawianym rejonie na początku roku 2011 zamontowano 20 reklozerów. Efektywność ich działania można porównać np. czasem lokalizacji uszkodzeń, łącznym czasem trwania uszkodzenia dla konkretnych przypadków danego ciągu liniowego. W tabeli 4 przedstawiono ilość energii niedostarczonej wynikającej z awaryjności całej sieci oraz tylko linii napowietrznych SN, przed i po zainstalowaniu reklozerów, z podziałem na poszczególne miesiące. Porównano dwa okresy z działania RD tj. 2007-2009 oraz okres 2011-2012.

Tab.4. Średnie ilości niedostarczonej energii oraz ilość zakłóceń, jakie wystąpiły w RD w poszczególnych miesiącach [opracowano na podstawie 2]

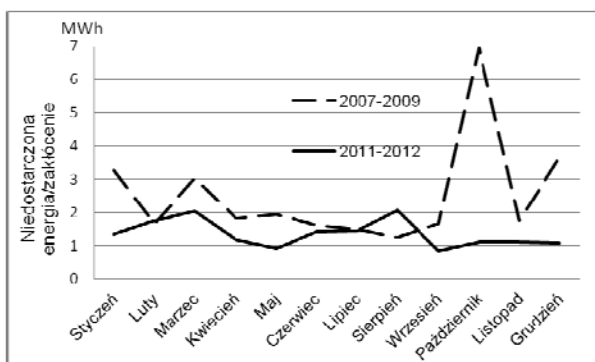
Rok / miesiąc	Średnia z lat 2007 - 2009		Średnia z lat 2010 - 2012	
	Niedostarczona energia elektryczna	Ilość zakłóceń	Niedostarczona energia elektryczna	Ilość zakłóceń
Styczeń	81,85	25	29,07	22
Luty	19,87	12	20,09	12
Marzec	60,58	20	25,55	13
Kwiecień	18,35	10	25,97	22
Maj	39,06	20	16,67	18
Czerwiec	45,33	28	19,82	14
Lipiec	48,01	32	58,02	40
Sierpień	29,15	23	57,75	28
Wrzesień	29,83	18	8,48	10
Październik	153,19	22	17,75	16
Listopad	15,87	9	12,35	11
Grudzień	47,52	13	15,45	14
Razem	588,61	232	306,93	219
Linie napowietrzne	444,72	140	216,60	145

Porównanie tych dwóch okresów można w zasadzie ograniczyć tylko do wartości zamieszczonych na końcu tabeli 4. Dają one wystarczający argument do uzasadnienia przeprowadzonych inwestycji.

Przy porównywalnej średniej liczbie występujących zakłóceń w latach 2007 - 2009 oraz 2011 - 2012 roku widoczny jest znaczny spadek ilości niedostarczonej energii elektrycznej dla odbiorców, co jest równoznaczne ze zmniejszeniem strat finansowych wynikających z tytułu

niesprzedanej energii elektrycznej odbiorcom indywidualnym i przemysłowym.

Jak wynika z danych przedstawionych w tabeli 4, zmienność ilości niedostarczonej energii elektrycznej z powodu występujących zakłóceń sieciowych w ciągu roku jest duża. Jednakże, zdolność do szybkiej identyfikacji i lokalizacji zakłóceń jest cechą danej sieci. Istotną rolę w tej analizie odgrywają warunki pogodowe, które są zmienną losową, niezależną od posiadanych środków technicznych. Na rysunku 4 przedstawiono średnią ilość niedostarczonej energii przypadającą na jedno zakłócenie dla poszczególnych miesięcy. Porównano dwa okresy, przed (2007-2009) i po (2011-2012) zamontowaniu reklozerów. Należy nadmienić, że w analizowanym RD nie były prowadzone w tym czasie inne inwestycje, które mogły wpłynąć na poprawę jej niezawodności.



Rys. 4. Średnia ilość niedostarczonej energii elektrycznej podczas jednego zakłócenia dla poszczególnych miesięcy badanego RD

Zainstalowane reklozery zmniejszyły w sposób istotny ilość niedostarczonej energii podczas zakłóceń jakie miały miejsce w RD.

W dalszej części artykułu przedstawiono wynik ekonomiczny - jakie straty ponosi przedsiębiorstwo energetyczne z tytułu tylko niedostarczonej i niesprzedanej energii elektrycznej. Analizę przedstawiono prawnując dwa okresy pracy RD - przed instalacją reklozerów i po ich uruchomieniu.

Bardziej subiektywne, niejednokrotnie trudno mierzalne straty występują również u odbiorców energii elektrycznej. Ponieważ zagadnienie to nie jest jeszcze dostatecznie zbadane i trudno określić wartość strat ponoszonych przez poszczególne grupy odbiorców, w dalszej części analizy nie zostały uwzględnione straty u odbiorców.

Do analizy przyjęto stałą cenę energii elektrycznej w ciągu roku. Na podstawie [4] przyjęto następujące ceny energii elektrycznej na rynku energii w Polsce w latach:

- 2008 rok - 152,11 zł/MWh
- 2009 rok - 197,21 zł/MWh
- 2010 rok - 195,32 zł/MWh
- 2011 rok - 198,90 zł/MWh
- 2012 rok - 203,37 zł/MWh
- Średnia za lata 2008 / 2009 - 174,66 zł/MWh
- Średnia za lata 2011 / 2012 - 201,14 zł/MWh

Na podstawie ilości niedostarczonej energii elektrycznej podanej w tabeli 4 oraz ceny energii elektrycznej wyliczono jej koszt w poszczególnych latach dla analizowanego RD:

- 2008r. - 72 074 zł
- 2009r. - 146 403 zł
- 2011r. - 50 772 zł
- 2012r. - 72 900 zł

- Średnia z lat 2007 - 2009r. - 109 239 zł
- Średnia z lat 2011 - 2012r. - 61 836 zł

Do dalszej analizy ekonomicznej określono:

Koszt jednego stanowiska z reklozerem zabudowanego w głębi linii SN w latach 2011/2012 wynosił średnio 75 000 zł. Na kwotę tę składa się:

- 49 400 zł. - koszt kompletnego wyłącznika wraz z telemechaniką,
- 25 600 zł. - średni koszt robocizny.

Nakład inwestycyjny instalacji 20 sztuk reklozerów daje łączną kwotę 1 500 000 zł. Całość kwoty pochodziła z kapitału własnego przedsiębiorstwa energetycznego tzn. $K = 1\,500\,000$ zł.

A - Roczny odpis amortyzacyjny na poziomie 4% daje kwotę 60 000 zł.

Ponieważ są to urządzenia bezobsługowe przyjęto zerowy roczny koszt eksploatacji reklozerów.

Roczne straty wynikły tylko z tytułu niedostarczonej energii, występujące w okresie bez zainstalowanych reklozerów wynosiły 109 239 zł

Analogicznie, roczne straty z tytułu niedostarczonej energii jakie miały miejsce w okresie po zainstalowaniu reklozerów wynosiły 61 836 zł

Przeciętny roczny zysk netto obliczony, jako różnica kosztów niedostarczonej energii wynikająca z tytułu zainstalowania reklozerów to $Z = 47\,403$ zł

Na tej podstawie obliczono prostą stopę zwrotu kapitału własnego z zależności [5]:

$$(1) \quad R = \frac{Z + A}{K} 100\%$$

gdzie: R - prosta stopa zwrotu kapitału, Z - średnioroczny zysk netto, A - roczny odpis amortyzacji, K - kapitał własny.

Prosta stopa zwrotu kapitału wynosi 7,16%.

Dla przedsiębiorstwa energetycznego istotnym jest wyznaczenie okres zwrotu inwestycji. Określa on czas po upływie którego wpływy pokrywają poniesione nakłady. Im ten okres jest krótszy, tym inwestycja jest wyżej oceniana. Czas zwrotu zainwestowanego kapitału można ustalić, wykorzystując następującą zależność [5]:

$$(2) \quad T = \frac{K}{Z + A}$$

gdzie: T - okres zwrotu kapitału.

Okres zwrotu kapitału dla tej inwestycji wynosi 14 lat. Z powyższej analizy wynika, że rozpatrując tylko zwiększenie przychodów przedsiębiorstwa z tytułu kosztów niedostarczonej energii zainstalowanie reklozerów jest uzasadnione ekonomicznie.

Zadowolenie odbiorców, poprawa niezawodności sieci, zwiększenie możliwości ruchowych to tylko niektóre dodatkowe aspekty związane z powyższą inwestycją nie uwzględnione w powyższych obliczeniach.

Podsumowanie

Skrócenie przerw w dostawach energii elektrycznej dostarczanej do odbiorców, za pośrednictwem napowietrznych linii średniego napięcia, znalazło się w centrum uwagi i zainteresowania wielu przedsiębiorstw energetycznych. Z tego powodu, energetyka zawodowa

modernizuje i unowocześnia rozwiązania stosowane w przesyłowych liniach energetycznych średnich napięć.

Coraz częściej pracę dyspozytora podczas usuwania zakłóceń, awarii bądź planowych zmian konfiguracji sieci średniego napięcia ułatwiają zainstalowane w głębi sieci średnich napięć reklozery, wyposażone w radiowe sterowanie. Jest to niewątpliwie efektywny sposób zwiększenia możliwości eksploatacyjnych sieci średnich napięć.

Przy zakłóceniach, w szczególności podczas awaryjnych wyłączeń linii średnich napięć, reklozery mają bardzo duże znaczenie na czas trwania zakłócenia oraz na występujące ograniczenia w dostawie energii elektrycznej, zarówno dla odbiorców indywidualnych jak i przemysłowych.

Zastosowanie reklozerów w sieciach napowietrznych średnich napięć wychodzi naprzeciw oczekiwaniom klientów i zarazem przyczynia się do realizacji podstawowego celu firm energetycznych, jakim jest niezawodne dostarczenie energii elektrycznej o właściwych parametrach do odbiorcy.

Instalowanie w głębi sieci średnich napięć „inteligentnych” urządzeń daje wymierne korzyści nie tylko

w postaci szybkiej identyfikacji i lokalizacji uszkodzeń, ale również niewymierne, bezcenne zadowolenie klientów.

Przedstawiono analiza uzasadnia celowość instalowania w głębi sieci urządzeń typu reklozer, które pozwalają na zmniejszenie strat z tytułu energii niedostarczonej.

LITERATURA

- [1] Stobiecki A.: Ocena skutków technicznych i ekonomicznych awarii terenowych linii napowietrznych średniego napięcia. *Rynek Energii* 1(98)-2012, s.74 - 79. ISSN 1425-5960
- [2] Program AWARNET - program do analiz awarii w sieciach SN
- [3] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U. nr 93, poz. 623 z dnia 29.05.2007 r.)
- [4] Urząd Regulacji Energetyki, informacja 26/2012
- [5] Paździor A. Biznes plan. Klucz do rozwoju przedsiębiorstwa, *Wydawnictwo WSPA*, Lublin 2010

Autorzy: dr inż. Mirosław Kornatka, Politechnika Częstochowska, Instytut Elektroenergetyki, ul. Armii Krajowej 17, 42-200 Częstochowa, e-mail: kornatka@el.pcz.czyst.pl;
mgr inż. Roman Serafin, absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Częstochowskiej, inżynier-koordynator w TAURON Dystrybucja S.A. e-mail: roman.serafin@tauron-dystrybucja.pl