



Aleksandra RAKOWSKA¹, Krzysztof HAJDROWSKI²

Politechnika Poznańska, Instytut Elektroenergetyki (1); GE ENEA S.A (2)

Zarządzanie eksploatacją kablowych linii elektroenergetycznych

Streszczenie: Ocena techniczna i ekonomiczna działalności zakładów energetycznych powoduje konieczność stosowania odpowiednich metod zarządzania eksploatacją linii kablowych średniego napięcia. Na przykładzie kilku państw omówiono stosowane metody diagnostyczne oraz strategię zarządzania eksploatacją linii kablowych.

Abstract: (*Management of maintenance strategy on MV cable network*). Technical and economical evaluation of utilities activity results in necessity of use adequate maintenance strategies on MV cable network. Diagnostic methods and maintenance strategies used for optimal asset management are presented for a few exemplary countries.

Słowa kluczowe: linie kablowych SN, diagnostyka stanu linii kablowych, zarządzanie eksploatacją.

Keywords: medium voltage cable lines, diagnostic of cable lines condition, management of maintenance.

Wstęp

Na całym świecie izolacja kablowa z polietylenu usieciowanego (XLPE) wypiera obecnie izolację z polietylenu termoplastycznego oraz coraz częściej zastępuje izolację papierową impregnowaną. Tendencja ta jest również obserwowana w Polsce, mimo bardzo złych doświadczeń eksploatacyjnych z kablami o izolacji z polietylenu termoplastycznego, tzw. pierwszej generacji konstrukcji (z ekranem taśmowym na izolacji).

Ważnym parametrem określającym jakość linii kablowej jest współczynnik uszkodzalności, który definiowany jest jako liczba uszkodzeń zarejestrowanych w ciągu roku, odniesionych do 100 km linii kablowej. Średnia wartość współczynnika uszkodzeń dla kabli o izolacji polimerowej (XLPE oraz EPR) dla większości państw europejskich dla uszkodzeń wewnętrznych wynosi 0,2-0,4 uszkodzeń/100 km w ciągu roku. Jest to ciągle wartość znacznie niższa od wartości uzyskiwanych w Polsce. Niestety na wielu obszarach naszego kraju uzyskiwane są kilkunastokrotnie wyższe wartości współczynnika uszkodzeń. Na terenie działania tylko kilku Spółek Dystrybucyjnych udało się uzyskać jednocyfrowe wartości tych współczynników.

Doświadczenia polskiej energetyki związane z eksploatacją linii kablowych średniego napięcia zwracają uwagę na fakt, że w tej dziedzinie należy rozwiązać jeszcze wiele problemów [1]. Może więc należałoby przeanalizować strategię prowadzenia wszelkich czynności eksploatacyjnych na liniach kablowych przez inne państwa. Celem pewnego przybliżenia tego problemu jest niniejszy artykuł.

Zapewnienie wysokiego stopnia niezawodności pracy nowoczesnych kabli z izolacją z polietylenu usieciowanego jest głównym celem zarówno dla kablowni, jak również użytkowników tych kabli. Producenci kabli ponoszą odpowiedzialność za wykonanie i sprzedaż kabli o wysokiej, udokumentowanej jakości; użytkownicy z kolei odpowiadają za właściwą instalację linii kablowej, utrzymanie jej sprawności oraz przeprowadzanie określonych badań diagnostycznych, które powinny wyeliminować kable uszkodzone podczas transportu, zdiagnozować ewentualne uszkodzenia mechaniczne oraz błędy montażowe powstałe podczas układania nowej linii, skontrolować stan linii kablowej po naprawie uszkodzenia powstałego podczas jej eksploatacji. Inne badania mają na celu utrzymanie wysokiej niezawodności linii poprzez okresowe, planowane eliminowanie ich potencjalnych wad. Nie istnieje oczywiście metoda badań, która mogłoby być zastosowana na każdym etapie życia kabla, dając zawsze zadowalający rezultat.

Wszelkie czynności eksploatacyjne powinny być podporządkowane kilku kryteriom, pozwalającym zdecydować czy kabel należy wymienić, czy poddać diagnostyce stanu izolacji, czy też nie podejmować żadnych czynności. Efektywna praca sieci energetycznej wymaga bowiem umiejętnego uwzględniania czynników technicznych (znajomość aktualnego stanu sieci) oraz finansowych. Najczęściej stosowane metody prowadzenia eksploatacji sieci to:

- EBM – *Events Based Maintenance* – eksploatacja oparta na interwencjach wskutek awarii urządzeń,
- CBM – *Condition Based Maintenance* – eksploatacja oparta na bieżącej ocenie stanu urządzeń.

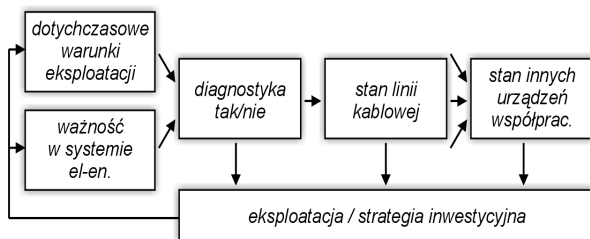
Metoda CBM wymaga dokładnych informacji na temat aktualnego stanu eksploatowanej sieci. Jej wprowadzenie pozwala na uzyskanie oszczędności finansowych w dłuższym okresie czasu dzięki wymianie tylko elementów sieci kablowej, które są najbardziej zagrożone awarią [2].

Metoda EBM zakłada podejmowanie działań po wystąpieniu awarii w danym obwodzie. Stosując ją uzyskujemy niewielkie koszty chwilowej działalności, które w dłuższym horyzoncie czasowym bardzo mocno rosną. Poawaryjna wymiana uszkodzonego elementu nie wyklucza konieczności dokonywania kolejnych napraw w krótkim okresie czasu, gdyż eksploatacja polega wyłącznie na wymianie zepsutych urządzeń, a nie kontroli bieżącego stanu urządzenia. Stosując metodę CBM, działania są podejmowane przed uszkodzeniem kabli lub osprzętu. Podstawowym wskaźnikiem ogólnego stanu sieci jest prowadzenie dokładnej statystyki awaryjności [2].

Wspomaganie podejmowania decyzji

Na pierwszym miejscu przy podejmowaniu decyzji o wyborze czynności eksploatacyjnych konieczna jest znajomość historii dotychczasowej pracy kabla, a ściślej mówiąc linii kablowej oraz planowane przyszłe warunki pracy. Pod tym ostatnim rozumie się możliwości przeciążeń, stan obciążenia prądowego kabla itp. Dodatkowo informacje te należy rozważyć pod kątem ogólnej charakterystyki danej linii, a więc czy nie został zastosowany specjalny, niestandardowy typ kabla lub osprzętu kablowego. Dodatkowo, decyzję należy uzależnić od ważności rozpatrywanej linii w systemie elektroenergetycznym. Informacje te oraz znajomość stanu innych elementów danego wycinka systemu pozwala zdecydować czy prowadzić diagnostykę danej linii, czy też nie. Pomimo oferowanych coraz tańszych, doskonalszych

oraz o zmniejszonych gabarytach urządzeń diagnostycznych przez ich producentów, prowadzenie diagnostyki jest nadal czynnością dość kosztowaną. Na rysunku 1 przedstawiono schematycznie sposób podejmowania decyzji o prowadzeniu diagnostyki linii kablowych [3].



Rys. 1. Diagnostyka kabli jako element strategii eksploatacyjnej

Podstawowym wskaźnikiem ogólnego stanu sieci jest prowadzenie dokładnej statystyki awaryjności. Dalsze czynności są uzależnione od konkretnej aplikacji [4]. Jedno z holenderskich przedsiębiorstw energetycznych stosuje np. ciągłe badania wytrzymałości linii kablowych z izolacją tradycyjną i jednym z typów muf żywicznych przy napięciu stałym [5]. Ze względu na dużą awaryjność tych muf przebicie podczas badań powoduje natychmiastową wymianę uszkodzonego elementu. Przy braku przebicia i wystąpieniu asymetrii prądu upływu prowadzone są dalsze pomiary z wykorzystaniem wyładowań niezupełnych przy bardzo niskiej częstotliwości. Pojawienie się wyładowań niezupełnych w badanej mufie świadczy o konieczności jej wymiany na nową. Brak detekcji wzn kończy testy i mufa pozostaje w eksploatacji. Według danych z przedsiębiorstwa, tego typu diagnostyka redukuje do zera problemy z tym zawodnym elementem sieci.

Efektywność metody CBM znacznie wzrasta w sytuacji właściwego stopniowania różnych badań diagnostycznych. Ogólny stan sieci kablowej można poprawić poprzez stosowanie losowej kontroli wybranych 5-10% najważniejszych jej części. Decyzja o wykonaniu badań może polegać również na wyborze określonych obwodów, np. głównych linii zasilających lub obsługujących klientów strategicznych. Z reguły służby eksploatacyjne dysponują wiedzą, które odcinki sieci są najważniejsze, a które sprawiają najwięcej problemów. Te właśnie elementy powinny podlegać badaniom w pierwszej kolejności. Dodatkowo, otrzymane na ich podstawie wyniki mogą stanowić cenne źródło doświadczeń i wniosków, które będzie można zastosować w pozostałej części sieci.

Metody diagnostyczne stosowane w wybranych państwach

Decyzja dalszego użycia, częściowej modernizacji lub wymiany kabli energetycznych wymaga znalezienia kompromisu techniczno-ekonomicznego między koniecznością utrzymania niezawodności sieci na akceptowalnym poziomie z jednoczesnym uniknięciem zbędnych inwestycji [6]. Przykładowo we Włoszech stosuje się w tym celu 3-poziomowy schemat określania stanu linii kablowych, zgodny z tabelą 1 [7]:

Najważniejsze elementy podlegające ocenie, to:

- charakterystyka konstrukcyjna kabli, głowic i elementów mechanicznych,
- właściwe połączenia do konkretnych zastosowań oraz ich aktualny stan techniczny,
- warunki ułożenia (minimalne kąty zgięcia, obciążenie, czynniki środowiskowe, problem propagacji ognia),
- zabezpieczenia nadprądowe i przeciwprzepięciowe,
- zabezpieczenia mechaniczne, termiczne i środowiskowe,
- krytyczna inspekcja wzrokowa.

Trzeci poziom schematu obejmuje następujące elementy:

- testy niszczące: napięciem stałym lub przemiennym,
- testy diagnostyczne (nieniszczące): pomiar wzn, zintegrowane techniki testowe – wskazują ogólny obraz stanu połączeń kablowych, w szczególności badaniom podlega: pomiar efektu polaryzacji izolacji przy napięciu stałym, pomiar prądu absorpcji i depolaryzacji, pomiar napięcia powrotnego, pomiar tgδ przy częstotliwości roboczej i 0,1 Hz.

Tabela 1. Schemat oceniania stanu linii kablowych w energetyce włoskiej

Poziom 1: zbieranie danych	⇒	Wstępna ocena poprawności wykonania ciągów liniowych dla określonych zastosowań i charakterystyk eksploatacyjnych
- mapa sieci		
- parametry robocze		
- podstawowe charakterystyki eksploatacyjne		
- metody ułożenia		
- wyniki oględzin, przeglądów i badań		
Poziom 2: inspekcja wzrokowa	⇒	Wstępna ocena stanu ciągów liniowych z uwzględnieniem aspektów ważności linii, rzeczywistych obciążeń i widocznych śladów uszkodzeń
- warunki ułożenia		
- warunki serwisowania		
- stan połączeń		
Poziom 3: diagnostyka in-site	⇒	Ocena stanu kabla
- test dielektryczny		
- pomiary wskaźników diagnostycznych		

Kompleksowe działania energetyki francuskiej doprowadziły do formalnego uzgodnienia między EDF i rządem w 1992 r. strategii rozwoju sieci elektroenergetycznej [8]. Uzgodnienia te wprowadziły limity rozwoju linii napowietrznych, dając jednocześnie zielone światło dla linii kablowych. Wprowadzony w 1995 r. 3-letni program monitorowania awaryjności linii SN jasno pokazał niską awaryjność nowoczesnych kabli z izolacją XLPE:

- łączny wskaźnik awaryjności sieci SN	2 uszk./100 km rocznie
- awaryjność na skutek działania czynników zewnętrznych	1 uszk./100 km/rocznie
- awaryjność osprzętu	0,9 (osprzęt kabli XLPE); 3,5 (osprzęt kabli papierowych)
- awaryjność kabli	< 0,1 (kable XLPE) 3,5 (kable papierowe)

Wskaźnik mniejszy niż 0,1 uszk./100 km rocznie oznacza opanowanie problemu wpływu drzewienia wodnego na stan izolacji. Mogą jednak pojawiać się problemy związane z penetracją wody, spowodowane głównie uszkodzeniami mechanicznymi podczas układania linii kablowych. Dość niespodziewanie osprzęt, z awaryjnością 0,9 uszk./100 km/rocznie, stał się krytycznym elementem linii SN. Technologie wykonywania muf ulegają jednak ciągłej poprawie, w ciągu ostatnich 10. lat przechodząc z metod taśmowych do prostszych w montażu technologii termo- i zimnokurczliwych, prefabrykowanych lub nasuwanych. Pożądane stają się metody diagnostyczne, pozwalające na detekcję słabych punktów w osprzęcie kablowym.

Ze względu na bardzo niskie wskaźniki awaryjności nie wydaje się konieczne wprowadzanie nowych, nietypowych metod diagnostycznych. W centrach dystrybucyjnych są prowadzone badania nowo ułożonych linii w zakresie sprawdzenia ciągłości i szczelności powłok. Badanie niskim napięciem stałym jest wykonywane jednokrotnie, zaraz po zdjęciu układanego kabla z bębna i ułożeniu w rowie kablowym. Pozwala to zagwarantować brak mechanicznego uszkodzenia powłoki w ciągu kilku

pierwszych lat po ułożeniu. W niektórych sytuacjach izolacja główna może być również badana napięciem $4U_0$ w ciągu 15 minut. Badanie to jest również elementem testów odbiorczych linii, przede wszystkim w celu wykrycia błędnie wykonanych muf, jego skuteczność jest jednak niewielka w wielu sytuacjach, np. przy głębokim nakłuciu izolacji cienkim narzędziem, pozostawiającym jedynie 1 mm zdrowej izolacji, jej wytrzymałość przy napięciu stałym nadal może sięgać $10U_0$ w chwili próby! Badanie napięciem stałym nie jest stosowane w przypadku prób po naprawach uszkodzeń, gdyż stanowi zbyt duży stres dla starej izolacji.

Istnieje tylko kilka metod diagnostycznych, które mogą być stosowane w warunkach komercyjnych. Zwykle zakłady energetyczne stosują takie metody, które pozwalają im rozwiązać problem awarii spowodowanych drzewieniem wodnym w izolacji. Stąd skuteczność tych metod we Francji może być bardzo niewielka, gdyż tematyka ta nie stanowi dużego problemu w tym kraju. Głównymi metodami nieniszczącymi są:

- pomiary $tg\delta$ przy bardzo niskiej częstotliwości 0,1 Hz i napięciu $3U_0$,
 - nowa izolacja LDPE $< 10^{-4}$
 - nowa izolacja XLPE $10^{-4} < tg\delta < 3 \times 10^{-4}$
 - izolacja papierowa lub zniszczona drzewieniem wodnym izolacja XLPE $>> 10^{-3}$
- pomiar izotermicznego prądu powrotnego – analiza prądu depolaryzacji kabla ładowanego i rozładowywanego niskim napięciem DC,
- pomiar wylądowań niezupełnych i lokalizacja miejsc uszkodzeń kabli.

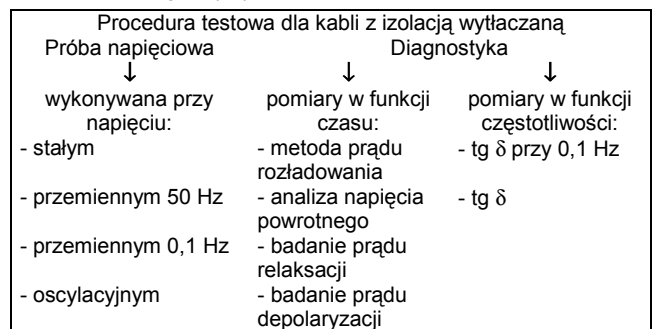
Duża wartość $tg\delta$ może być też powodowana przez błędny montaż muf i głowic, jak również na skutek uszkodzeń mechanicznych kabla podczas układania. Trudno jest wówczas zlokalizować rzeczywiste źródło uszkodzenia. Doświadczenia potwierdzają, że z reguły mufy stanowią źródło nadmiernie dużych wartości $tg\delta$. Dodatkowe informacje uzyskane na podstawie pomiaru kształtu prądu mogą być przydatne w interpretacji uzyskanych wyników. Należy zauważyć, że wyniki pomiaru $tg\delta$ są w silnym stopniu uzależnione od temperatury (wartość $tg\delta$ rośnie wraz z nią), dlatego kabel po wyłączeniu powinien być zawsze schłodzony. Metoda zapewnia szybki pomiar i nie pogarsza stanu ocenianego kabla.

Kolejna stosowana we Francji metoda diagnostyczna polega na analizie prądu depolaryzacji. Ta metoda jest stosowana przede wszystkim w kablach podlegających zaawansowanemu drzewieniu wodnemu. Ponieważ używane jest niskie napięcie, nie ma możliwości generowania wnz, które stanowią rzeczywiste oznaki fizyczne postępującego procesu degradacji izolacji lub złego montażu osprzętu. Ze względu na to, że na mierzony kształt prądu depolaryzacji wpływają wszystkie elementy kabla pomiędzy żyłą główną i powrotną (pancerzem), niekiedy trudno jest określić źródło takiego, a nie innego kształtu krzywej prądowej. Dla przykładu intensywna penetracja wody w taśmach uszczelniających konstrukcję kabla może prowadzić do błędnych wniosków o silnym zesterzeniu kabla. Należy więc być ostrożnym w interpretacji wyników pomiarowych, chociaż należy zaznaczyć, że ta metoda potrafi ujawnić nawet niewielkie zmiany starzeniowe kabli.

Przez lata pomiary wnz były krytykowane ze względu na utrudnioną analizę wyników pomiarowych. Początkowo miały one zastosowanie w kablach z izolacją papierową, w których poziom wylądowań jest znacznie wyższy niż w kablach z izolacją syntetyczną. Później kilku producentów wprowadziło możliwość jednoczesnego pomiaru i lokalizacji źródła wylądowań. Wszystkie systemy pozwalają wyznaczyć intensywność i napięcie zapiętna wnz. W liniach

SN we Francji metody te mają zastosowanie w lokalizacji źle wykonanych muf i defektów kabli. Mogą być użyteczne po wykonaniu testu VLF w przypadku błędnej diagnostyki $tg\delta$. Są jednak kosztowne w użyciu i ciągle wymagają dopracowania konstrukcyjnego. Przykładem użycia systemu diagnostycznego tego typu jest program testowy, który rozpoczął się w 1998 r. w Bourdeaux. Początkowo duży problem stanowiło znalezienie długich linii kablowych SN z jednolitym rodzajem izolacji w tym samym wieku. Pomiary $tg\delta$ były zaskakujące. Część linii wykazywała dużą wartość $tg\delta$ (znacznie powyżej $2,2 \times 10^{-3}$), niektóre osiągały 10×10^{-3} . W jednym przypadku zanotowano wynik 100×10^{-3} . Nie zauważono bezpośredniej korelacji między wiekiem kabla, a mierzoną wartością kąta stratności dielektrycznej, chociaż najnowsze linie częściej wykazują wartość $< 1,2 \times 10^{-3}$. Ponieważ nie była prawdopodobna sytuacja, w której zarówno nowe jak i stare linie mogłyby być w równie dużym stopniu objęte problemem drzewienia wodnego, podejrzenia szybko przeniosły się na mufy i głowice. Można nawet stwierdzić, że wszelkie defekty w kablach są skutecznie maskowane przez zły osprzęt.

Według naukowców austriackich badania wytrzymałości elektrycznej dają tylko ogólny obraz stanu linii kablowej. Pozwalają jedynie stwierdzić, czy linia spełni założone kryterium, czy też nie. Wykorzystanie nowoczesnych metod diagnostycznych pozwala uzyskać znacznie więcej informacji, przy zdecydowanym ograniczeniu ryzyka przedwczesnego wyłączenia linii [9].



Stosowane w USA badania diagnostyczne można podzielić na dwie główne kategorie [10]:

- określenie ogólnej kondycji izolacji kablowej
- lokalizacja konkretnych defektów, zwłaszcza tych, które mogą być groźne dla układu w najbliższej przyszłości.

Metody zaliczane do pierwszej grupy wydają się być odpowiednie przede wszystkim w celu porównania wyników uzyskanych dla nowej instalacji (dane wzorcowe) z rezultatami uzyskanymi po pewnym czasie jej użytkowania. Wyniki badań mogą pozwolić wskazać kabel bardzo dobry lub bardzo zły, jednak często dają mylne wyniki dla stanów pośrednich. Często zalecana jest wymiana kabla, który jeszcze dość długo mógłby pozostać w eksploatacji. Tego typu badania nie są też pomocne w przypadku starzenia osprzętu, który stanowi źródło znacznej części wszystkich awarii.

Badaniom wylądowań niezupełnych służył projekt, w którym testom podlegało łącznie 2600 km linii kablowych SN użytkowanych w USA, Kanadzie i Europie. Powtarzające się awarie muf wymusiły zastosowanie wybranej metody diagnostycznej w celu ograniczenia awarii osprzętu. Jediną alternatywą dla badań diagnostycznych była całkowita wymiana awaryjnych linii. Przyjęto jako metodę diagnostyczną pomiar wnz przy maksymalnym napięciu testowym $2U_0$.

Na podstawie wyników badań stwierdzono, że nad analizowanym obszarem przeszło kilka wyjątkowo silnych burz, co doprowadziło do awarii głowic w badanych liniach

kablowych. Okazało się więc, że precyzyjne określenie pozostałego czasu bezawaryjnej pracy lub czasu do następnej awarii jest niemożliwe, gdyż w dużym stopniu zależą one od konkretnych warunków środowiskowych – wyładowań atmosferycznych, wysokiej temperatury otoczenia, efektywności koordynacji izolacji i innych specyficznych czynników. Jednakże stwierdzono najsilniejszy wpływ jednego typu muf na uszkodzalność linii. Po zakończeniu testu zdemontowano wytypowane mufy i poddano dokładnej inspekcji. We wszystkich przypadkach zauważono fizyczne objawy starzeniowe.

Eksperyment niemiecki polegał na zbadaniu 53 odcinków linii kablowych z izolacją PE i XLPE, wyprodukowanych w latach 1972-1985 [11]. Poniżej przedstawiono schematycznie procedurę stosowaną przy prowadzeniu tych badań:

Sprawdzenie poziomu wnz	
Wstępne nawilżanie: para wodna 50°C + U ₀ , 120 godz.	
Chłodzenie 10-14 godz.	
Pomiar prądu depolaryzacji (t, U)	Pomiar tg δ (f, U)
U ₀ , 100-120 godz.	
Pomiar tg δ (f, U)	Pomiar prądu depolaryzacji (t, U)
U ₀ , 100-120 godz.	
u _r (t, U)	
Badanie wytrzymałości elektrycznej AC	
Badania mikroskopowe w zakresie zawartości wody i obecności drzewek wodnych	

Badania poziomu wnz miały na celu wyeliminowanie próbek, w których poziom wyładowań przy napięciu 2U₀ przekraczał 50 pC. Ponieważ większość kabli z ekranami taśmowymi osiąga znacznie większe wartości, dlatego kable te poddawano dodatkowym badaniom.

Na podstawie przeprowadzonych badań sformułowano następujące wnioski:

- kable z dużą liczbą drzewek wodnych dają silniejszą odpowiedź dielektryczną niż kable nowe lub o lekko pogorszonej jakości;
- wartość tgδ w warunkach 0,1 Hz i U₀ większa niż 0,001 oraz prąd depolaryzacji i_d dla t=10 s przy U₀ większy niż 100 pA wskazują na silne drzewienie wodne w izolacji. Kryteria diagnostyczne dla izolacji homopolimerowej starszej generacji nie mogą być stosowane w najnowszych konstrukcjach kabli;
- pomiar tgδ w funkcji zmian częstotliwości wydaje się być bardziej czuły na obecność drzewienia wodnego niż pomiar prądu depolaryzacji;
- stopień nieliniowości badanego parametru tzn. nieliniowa relacja między wynikami uzyskanymi dla różnych napięć pomiarowych, jest mniej ważnym parametrem diagnostycznym. W dziedzinie częstotliwości Δtgδ może być kryterium dodatkowym przy określaniu tgδ w silnie zdefektowanych kablach;
- czas relaksacji dielektrycznej na skutek przepływu prądu depolaryzacji nie jest skorelowany ze stopniem rozwoju drzewienia wodnego.

Podsumowanie

Wykorzystanie nowoczesnych metod diagnostycznych pozwala uzyskać znacznie więcej informacji o stanie kabli i osprzętu przy zdecydowanym ograniczeniu ryzyka przedwczesnego wyłączenia linii. Nakłady ponoszone na bieżącą kontrolę stanu sieci są w dłuższym okresie czasu znacznie niższe w porównaniu z kosztem napraw i ewentualnych odszkodowań za niedostarczoną energią elektryczną.

Dla zwiększenia efektywności ekonomicznej działania zakładów energetycznych konieczne jest obniżenie poziomu awaryjności linii elektroenergetycznych, a w

szczególności linii kablowych średniego napięcia. Obecnie głównym zadaniem w tym zakresie jest ustalenie sposobu zarządzania czynnościami eksploatacyjnymi, w tym także opracowanie optymalnej diagnostyki linii kablowych oraz metod pozwalających weryfikować, które linie należy poddać tej diagnostyce.

Wprowadzenie skutecznych metod diagnostycznych wymaga wieloletnich badań doświadczalnych, potwierdzających ich przydatność. Preferowane wydają się być metody detekcji lokalnych efektów starzenia lub defektów, które mogą bezpośrednio wpłynąć na wystąpienie awarii. Dodatkowo konieczna jest bardzo dobra znajomość zjawisk związanych z miejscowym osłabieniem izolacji oraz pełna wiedza na temat statystyk awaryjności poszczególnych elementów sieci kablowej.

Istotnym źródłem awarii, szczególnie w sieci SN, jest jakość osprzętu kablowego, a przede wszystkim niska kultura montażu i nieprawidłowe zabezpieczenie przed uszkodzeniami mechanicznymi oraz możliwościami penetracji wody. Technologie wykonywania osprzętu ulegają jednak ciągłej poprawie, pożądane stają się metody diagnostyczne, pozwalające na detekcję słabych punktów w mufach i głowicach kablowych.

Jak wykazały dotychczasowe doświadczenia eksploatacyjne, różne typy defektów linii kablowych mogą być wykrywane przy zastosowaniu innych metod diagnostycznych. Przewaga danego typu źródeł uszkodzeń w liniach kablowych SN w poszczególnych państwach powoduje, że w różnych regionach preferowane są odmienne metody oceny stanu izolacji kabli elektroenergetycznych.

LITERATURA

- [1] Rakowska A., Awaryjność linii kablowych średniego napięcia na przykładzie pięciu spółek dystrybucyjnych, *Biuletyn PTPIREE*: Klient, Dystrybucja, Przesył, Nr 9/2001
- [2] Hajdrowski K., Diagnostyka linii kablowych SN – doświadczenia zagraniczne, *III Konf. Elektroenergetyczne linie kablowe – stan obecny, nowe techniki*, PTPIREE, Jelenia Góra, 27-28 września 2001
- [3] Van Schaik N., Steennis F., CBM on MV cable systems and the use of cable diagnostics, *CIREC*, Barcelona, 2003, paper 1-62
- [4] Galski E., Wester F., Datamining for decision support of CBM of power cables, *CIREC*, Barcelona, 2003, paper 6-55
- [5] Van Schaik N., Boone W., KEMA, MV Cable maintenance, practices and results, *Jicable 99*, Paris, paper B.5.4
- [6] De Nigris M., Marino E., Condition assessment of power cables in the ENEL distribution network, *CIREC*, Barcelona, 2003, paper 1-66
- [7] De Nigris M., Verdelotti U., Condition assessment of medium voltage power cables in industrial environments by means of VLF techniques, *Jicable 99*, Paris, paper C.10.9
- [8] Brincourt T., Regaudie V., EDF DER, Evaluation of different diagnostic methods for the French underground MV network, *Jicable 99*, Paris, paper B.5.2
- [9] Muhr M., Woschitz R., Discharge current method. A test procedure for plastic-insulated medium-voltage cables, *Jicable 99*, Paris, paper B.5.5
- [10] Mashikian M., Han C., Medium voltage cable testing by partial discharge location; a comparative discussion of field generated diagnostic results, *Jicable 99*, Paris, paper B.6.3
- [11] Kusche M., Kalkner W., Time and frequency domain based non-destructive diagnosis in comparison to destructive diagnosis of service-aged PE/XLPE insulated cables, *Jicable 99*, Paris, paper C.10.7

Autorzy: dr hab. inż. Aleksandra Rakowska, Politechnika Poznańska, Instytut Elektroenergetyki, ul. Piotrowo 3a, 60-965 Poznań, e-mail: aleksandra.rakowskai@put.poznan.pl;
dr inż. Krzysztof Hajdrowski, GE ENEA S.A., ul. Nowowiejskiego 1, 60-967 Poznań, e-mail: krzysztof.hajdrowski@enea.pl