

DIAGNOSTYKA KABLI ŚREDNIEGO NAPIĘCIA W ENERGA-OPERATOR SA

Marek OLESZ¹, Aleksandra WYSOCKA²

1. Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki
tel: 583471820 fax: 583472136
2. PBE Elbud Gdańsk SA,
tel: 664 61 84 03

e-mail: marek.olesz@pg.gda.pl

e-mail: aleksandra.wysocka@egsa.pl

Streszczenie: W referacie przedstawiono wyniki pomiarów diagnostycznych kabli średniego napięcia (SN) o izolacji polietylenowej, o różnym czasie eksploatacji do lat 15. Analizowano poziom wyładowań niepełnych (wnz) oraz współczynnik strat dielektrycznych $\text{tg}\delta$ mierzony przy oddziaływaniu napięcia o częstotliwości 0,1 Hz (VLF). Znaczące zróżnicowanie otrzymanych wyników pomiarów wskazuje na skuteczność wykrywania zachodzących procesów starzeniowych związanych z drzewieniem wodnym oraz uszkodzeniami wewnętrznymi układu izolacyjnego, z możliwością lokalizacji miejsca ich występowania.

Wprowadzony system badań diagnostycznych z prawidłowo określonymi poziomami krytycznymi umożliwia zmniejszanie kosztów poprzez wczesne wykrywanie zmian zachodzących w izolacji w początkowej ich fazie rozwoju, jak i w późniejszej eksploatacji.

Słowa kluczowe: kable średniego napięcia, starzenie długotrwałe, diagnostyka

1. WSTĘP

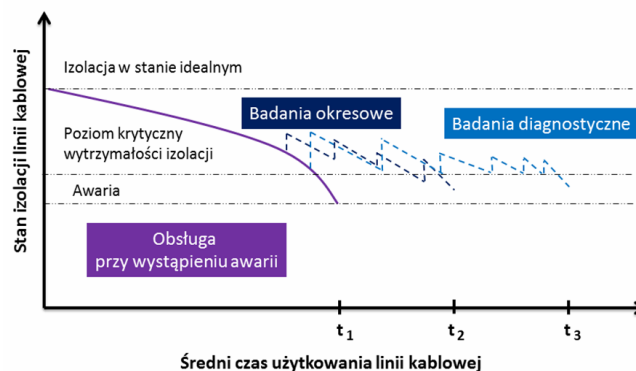
Postęp technologiczny wpływa na wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną, co wymusza trudniejsze warunki eksploatacji linii kablowych wskutek wyższych temperatur izolacji. Dodatkowo, dążenie do zwiększenia pewności zasilania odbiorców powoduje wzrost popytu na nowatorskie rozwiązania w dziedzinie diagnostyki linii kablowych służące skutecznej eliminacji odcinków o złym stanie technicznym.

Aktualnie dostępnych jest wiele opracowań dotyczących stosowania metod diagnostycznych dla linii kablowych, szczególnie w zakresie porównania ich skuteczności [1-4].

W czasie długiego okresu użytkowania linii kablowych (powyżej 30 lat) w izolacji kabli występują zaawansowane procesy starzeniowe. Powoduje to poważny problem zarządzania liniami kablowymi, a głównym celem jest zmniejszenie ryzyka występowania awarii w systemie przy jednoczesnej minimalizacji kosztów związanych z ich eksploatacją.

Na rysunku 1 pokazano średni czas użytkowania linii kablowej w zależności od przyjętej strategii eksploatacji. Obsługa przy wystąpieniu awarii polega na podejmowaniu działań tylko w przypadku uszkodzenia uwzględniając niezbędne naprawy, remonty oraz wymiany. Ze względu na

brak wiedzy, co do rozmieszczenia uszkodzonych miejsc izolacji, usunięcie tylko części z nich powoduje w czasie dalszej eksploatacji szybsze pogorszenie stanu technicznego izolacji pozostawionego odcinka kabla. Prawdopodobny jest wówczas dalszy rozwój zapoczątkowanych wcześniej niewielkich defektów, które pod wpływem naprężeń elektrycznych powodują szybsze uszkodzenie odcinka linii kablowej. Stosując obsługę naprawczą uzyskujemy niewielkie koszty chwilowej działalności. Jednak w dłuższym horyzoncie czasowym koszty utrzymania sieci kablowej szybko rosną. Poawaryjna wymiana uszkodzonego elementu linii kablowej nie wyklucza konieczności dokonywania kolejnych napraw w krótkim okresie czasu, gdyż taka eksploatacja polega wyłącznie na usunięciu bieżących awarii, a nie kontroli stanu technicznego i rozpoznaniu rzeczywistej skali uszkodzeń układu izolacyjnego.



Rys. 1. Strategie eksploatacji sieci kablowej

Badania okresowe (podstawowe) są typowe w eksploatacji urządzeń elektroenergetycznych i polegają na sprawdzeniu stanu technicznego linii kablowej w określonych przedziałach czasowych sprecyzowanych w zakładowych instrukcjach eksploatacji [5]. W Polsce zakłady elektroenergetyczne podczas odbioru kabla lub po wykonaniu jego naprawy wykonują próby napięciowe przy wymuszeniu stałym lub wolnozmiennym przez określony czas uwzględniający rodzaj próby dla kabli o izolacji polietylenowej [5]. W przypadku negatywnego wyniku

wymienionego badania, przeprowadza się lokalizację miejsca uszkodzenia izolacji kabla, naprawę, a następnie powtórna próbę napięciową. Obecnie uważa się badania okresowe jako mało efektywne, gdyż nie pozwalają na wykrycie i zlokalizowanie rozwijających się uszkodzeń oraz mało ekonomiczne, ponieważ wymagają kosztownych długotrwałych wyłączeń w sieci rozdzielczej.

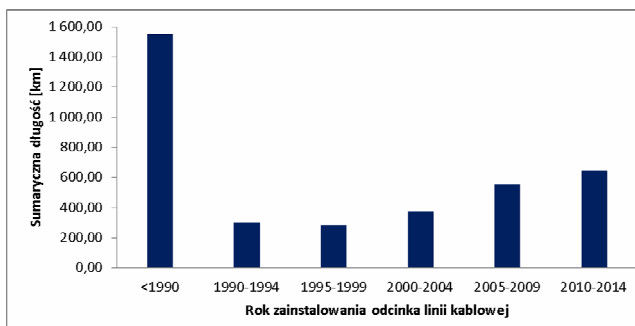
W związku z tym w praktyce uzupełnia się testy wykonywane przez producentów kabli i osprzętu oraz badania odbiorcze, poprzez specjalne badania diagnostyczne przeprowadzane przy innych napięciach probierczych niż stałe lub przemienne o częstotliwości sieciowej. Stopień ich zaawansowania umożliwia wykrycie zmian zachodzących w izolacji w początkowej fazie rozwoju, co daje prawidłowe określenie prawdopodobieństwa wystąpienia awarii [1-4].

Celem niniejszej pracy jest podkreślenie korzyści wynikających z wprowadzenia nowatorskich badań diagnostycznych linii kablowych jako stałego elementu procedury techniczno-ekonomicznej w ENERGA-OPERATOR SA.

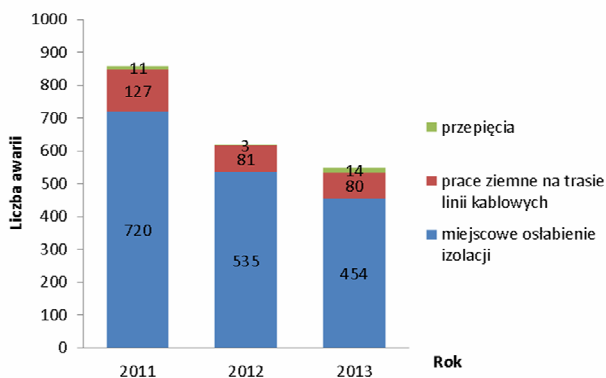
2. ANALIZA AWARYJNOŚCI LINII KABLOWYCH

Łączna długość linii kablowych SN w ENERGA-OPERATOR SA, Oddział Gdańsk wynosi około 3716 km. Największy odsetek przypada na rejon dystrybucji Gdańsk, który obecnie eksploatuje 1093 km linii kablowych (dane z marca 2014 roku).

Analiza danych technicznych użytkowanych sieci kablowych pokazuje, że dominującą konstrukcją są kable o izolacji polimerowej (62%), których długość każdego roku wzrasta ze względu na rozbudowę sieci i wymianę wyeksploatowanych odcinków (rys. 2).



Rys. 2. Długość linii kablowych eksploatowanych w Oddziale Gdańsk przypadająca na lata zainstalowania (stan na marzec 2014 roku)



Rys. 3. Liczba awarii linii kablowych SN w Oddziale Gdańsk

W czasie eksploatacji w okresie 2013 roku zanotowano 548 przypadków uszkodzenia linii kablowych, z których aż

84% wynikało z lokalnego osłabienia izolacji (rys. 3). Miejsca takie powstają zazwyczaj w ciągle eksploatowanych odcinkach kabli o izolacji z polietylenu termoplastycznego (LDPE). Dla tego rodzaju kabli większość uszkodzeń wynika z penetracji wody do izolacji i powstawaniu drzewienia wodnego i elektrycznego prowadzącego do osłabienia izolacji i występowania zwarć wysokorezystancyjnych. Prognozowany dla kabli LDPE 40 - letni czas pracy został dawno przekroczony, dlatego należy uwzględniać akumulowanie uszkodzeń powodowanych polem elektrycznym i narażeniami środowiskowymi.

O niezawodności pracy linii kablowej decyduje nie tylko sam kabel, ale także osprzęt kablowy – jego jakość, prawidłowa instalacja i eksploatacja. Dużą rolę odgrywają błędy w izolowaniu żył oraz niestaranny montaż. W powyższych przypadkach bardzo ważny jest aspekt czystości wykonania. Niedopuszczalne jest stosowanie benzyny lub innych podobnych chemikaliów, lecz używanie oferowanych przez dostawców środków przeznaczonych do czyszczenia izolacji w mufach i głowicach. Często przyczyną awarii jest niska jakość przygotowania kabla np. przy korowaniu ekranu półprzewodzącego – błędne ustawienie narzędzia lub jego nieprawidłowo przygotowana powierzchnia tnąca. W takich przypadkach źle wykonana obróbka kabla często powoduje koncentrację wyładowań niezupełnych w głowicy lub mufie kablowej. Innym problemem jest niedokładne wykonanie połączenia żył, które może wywołać nadmierne nagrzewanie izolacji i mechanizm ciepłny jej przebicia. W związku z tym konieczne jest opracowywanie takiego osprzętu i procedur jego montażu, aby ograniczyć możliwość popełnienia błędów, przez upraszczanie etapów technologii prefabrykowanej.

Inną ważną przyczyną uszkodzeń izolacji kabli (15%) są prace ziemne lub uskoki ziemi na trasie linii kablowej. Wynikają one z nieprzestrzegania norm, przepisów prawa budowlanego oraz są skutkiem braku kultury technicznej wykonawców.

Najmniejszy odsetek stanowią przebiecia wywołane czynnościami łączeniowymi lub udarami piorunowymi. Spowodowały one zaledwie 14 awarii w 2013 roku.

3. WYNIKI BADAŃ

W celu określenia przydatności zaproponowanego w tabeli 1 [5] zestawu badań diagnostycznych przeprowadzono pomiary w terenie, na 63 eksploatowanych liniach kablowych w Oddziale Gdańskim zakładu ENERGA OPERATOR SA. W analizowanej populacji 26 linii kablowych posiadało izolację mieszaną - częściowo papierowo-olejową (PILC), częściowo wytłaczaną (LDPE i/lub XLPE), a 37 linii (w tym 6 nowo zainstalowanych) posiadało wyłącznie izolację wytłaczaną (XLPE i/lub LDPE). Badane linie kablowe były poddawane różnym naprężeniom eksploatacyjnym, posiadały różne długości oraz pracowały pod napięciem 8,7/15 kV/kV.

Pomiary ładunku pozornego wnz oraz współczynnika strat dielektrycznych $tg\delta$ przeprowadzono aparaturą PHG 80 PD firmy Baur przy użyciu napięcia probierczego sinusoidalnego wolnozmiennego 0,1 Hz. Metoda pomiaru przy napięciu VLF została wybrana celowo ze względu na największą czułość detekcji uszkodzeń kabla powstałych w wyniku drzewienia wodnego oraz wad mechanicznych [6]. Świadczy o tym w publikacji [6], zestawienie poziomu napięcia pochodzącego z źródeł probierczych o częstotliwości 0,1 Hz, 50 Hz, 250 Hz i tłumionym napięciu

oscylacyjnym (OWTS), koniecznego do wykrycia różnych wprowadzanych do izolacji kabla wad typu: ostrze, uszkodzenie mechaniczne, drzewienie wodne. Dodatkowo w próbie napięciem sinusoidalnym o obniżonej częstotliwości nie występuje niebezpieczeństwo powstania znacznych ładunków przestrzennych i ich oddziaływanie na izolację w czasie zachodzenia długotrwałych procesów polaryzacji i depolaryzacji typowych dla prób przy napięciu stałym. Z kolei, obniżona częstotliwość $f=0,1$ Hz w stosunku do $f=50$ Hz zasadniczo zwiększa wartość reaktancji pojemnościowej badanej izolacji, co pozwala na badanie znacznych odcinków linii zespołami probierczymi o niewielkich mocach, bez konieczności wykorzystywania metod rezonansowych.

W dalszej części referatu pokazano tylko wyniki badań diagnostycznych dla 31 linii kablowych o izolacji wytłaczanej (XLPE i/lub LDPE) będących w eksploatacji. Na rysunkach 4 i 5 zestawiono zmierzone wartości współczynnika stratności dielektrycznej dla faz L1, L2 i L3 każdej badanej linii kablowej. Badania te wykonywano odpowiednio przy wartości napięcia U_0 oraz $2U_0$, obliczając wskaźniki diagnostyczne współczynnika strat $tg\delta(U_0)$ oraz jego przyrostu $\Delta tg\delta = tg\delta(2U_0) - tg\delta(U_0)$.

Tabela 1. Zasady oceny stanu linii kablowych stosowane w ENERGA OPERATOR S.A. [5]

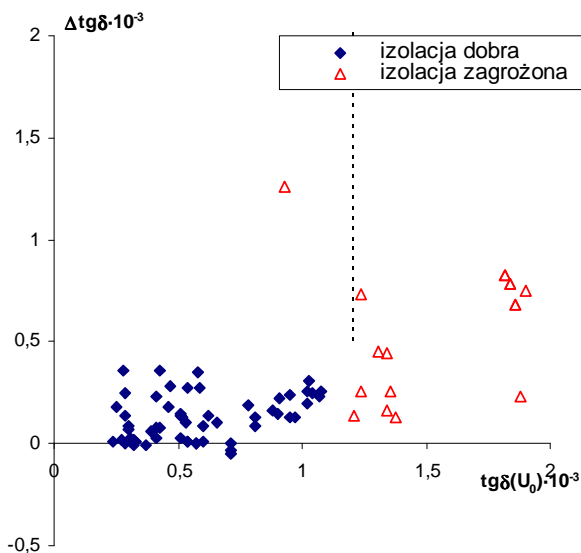
Kabel	Badanie tangens delta		Ocena	Badanie wyładowań niezupełnych		Ocena	
	$tg\delta$ [$\times 10^{-3}$]			wnz [pC]			
	$tg\delta(U_0)$	$tg\delta(2U_0) - tg\delta(U_0)$		Kabel	Osprzęt		
Kable w eksploatacji PE, XLPE	< 1,2	< 0,6	kabel dobry nadaje się do dalszej eksploatacji	100	brak koncentracji	100	dopuszczalny poziom wnz
	> 2,2	> 1	zaawansowane procesy starzeniowe, duże ryzyko wystąpienia uszkodzenia	50	przy koncentracji		
Kable w eksploatacji PILC	< 50	< 10	kabel dobry nadaje się do dalszej eksploatacji	2000	brak koncentracji	2000	dopuszczalny poziom wnz
	> 60	> 20	zaawansowane procesy starzeniowe, duże ryzyko wystąpienia uszkodzenia	2000	przy koncentracji		
Kable nowe PE, XLPE	< 1,2	< 0,6	kabel dobry nadaje się do dalszej eksploatacji	100	brak koncentracji	100	dopuszczalny poziom wnz
	> 2,2	> 1	zaawansowane procesy starzeniowe, duże ryzyko wystąpienia uszkodzenia	50	przy koncentracji		

Dla celów diagnostycznych zaproponowano w tabeli 1 kryteria rozróżniania prawidłowego i złego stanu technicznego izolacji. Dodatkowo wprowadzono stan pośredni (zagrożenia) wskazujący na postępujący proces degradacji i konieczność wzmoczonej obserwacji kabla. Podane kryteria można sformułować następująco:

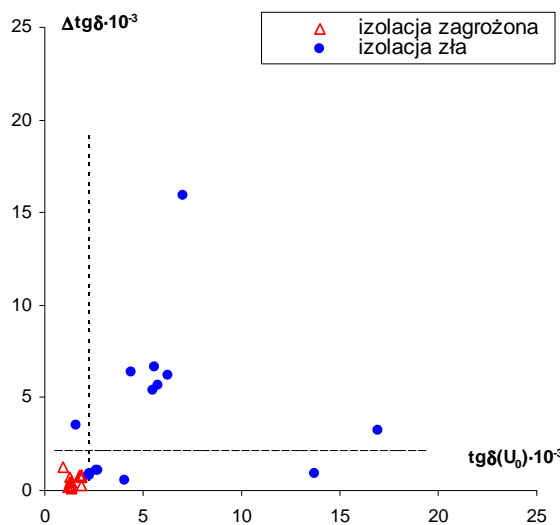
- współczynnik strat dielektrycznych mierzony przy napięciu U_0 – wartość akceptowana $tg\delta < 1,2 \cdot 10^{-3}$, wartość wymagająca natychmiastowej interwencji $tg\delta > 2,2 \cdot 10^{-3}$,
- przyrost współczynnika strat dielektrycznych $\Delta tg\delta$, wartość akceptowana $\Delta tg\delta < 0,6 \cdot 10^{-3}$, wartość wymagająca natychmiastowej interwencji $\Delta tg\delta > 1 \cdot 10^{-3}$,
- ładunek pozorny wnz – wartość krytyczna 100 pC przy braku koncentracji wnz i 50 pC dla koncentracji wnz w określonym miejscu.

W celu diagnozowania stanu kabla w pierwszej kolejności analizowano współczynnik strat $tg\delta$ przy napięciu U_0 oraz jego przyrost $\Delta tg\delta = tg\delta(2U_0) - tg\delta(U_0)$. Na rysunku 4 kable dla których stwierdzono niskie poziomy współczynnika $tg\delta(U_0) < 0,0012$ (stan dobry) oznaczono znacznikiem kwadratu. Kable o $0,0012 < tg\delta(U_0) < 0,0022$ zaznaczono trójkątami (niewielkie przekroczenie), a po przekroczeniu wartości 0,0022 kołami, co zazwyczaj związane jest z przekroczeniem wartości progowych typowych dla kabli silnie zawilgoconych oraz o znacznym czasie eksploatacji.

Zestawienie na jednym wykresie przyrostu $\Delta tg\delta$ od wartości $tg\delta(U_0)$ dla kabli o izolacji dobrej i zagrożonej, według kryteriów z tabeli 1 wskazuje w grupie zagrożenia w około połowie populacji wyraźny przyrost współczynnika strat dielektrycznych (rys. 4). Dla populacji kabli o złym stanie technicznym izolacji przyrost $\Delta tg\delta$ w większości przypadków jest ekstremalnie wysoki osiągając nawet $\Delta tg\delta = 17 \cdot 10^{-3}$ co powoduje wg tabeli 1 jednoznaczne przyporządkowanie do grupy kabli o złym stanie technicznym (rys. 5).

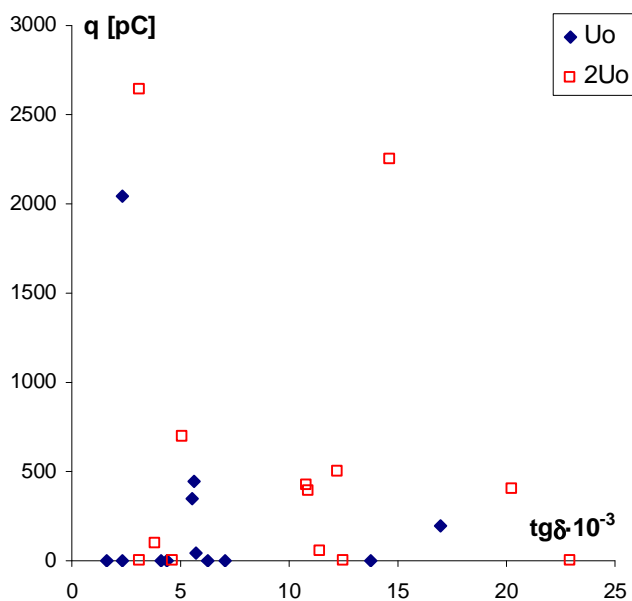


Rys. 4. Wartości współczynnika stratności dielektrycznej przy napięciu U_0 oraz jego przyrost dla eksploatowanych linii kablowych o izolacji dobrej i zagrożonej



Rys. 5. Wartości współczynnika stratności dielektrycznej przy napięciu U_0 oraz jego przyrost dla eksploatowanych linii kablowych o izolacji zagrożonej i złej

Na rys. 5 w grupie 31 kabli występuje 8 odcinków kablowych o bardzo dużym przyroście $\Delta tg\delta$ dla których konieczne jest wykonanie czynności naprawczych. Zestawienie wyników $tg\delta$ z wartościami ładunku pozornego wnz pozwala jednoznacznie skorygować potrzebę wykonania naprawy oraz zlokalizować potencjalne miejsce uszkodzenia (rys. 6).



Rys. 6. Wartości współczynnika stratności dielektrycznej i poziom maksymalnego ładunku pozornego wnz przy napięciu U_0 oraz $2U_0$ dla eksploatowanych linii kablowych o izolacji wytłaczanej (XLPE lub LDPE) z grupy o stanie „zła izolacja”

Na rysunku 6 kable dla których rozpoznano zły stan techniczny w większości przypadków przy ekspozycji napięciem $2U_0$ wyraźnie wskazują wysoki poziom ładunku pozornego wnz przekraczający wartość progową 50 pC (brak koncentracji wnz) lub 100 pC (koncentracja wnz). Duże poziomy wnz mogą być związane z występowaniem iskier ślizgowych w układach muf i głowic kablowych.

Zapewnienie niezawodnej pracy kablowych linii zasilających stanowi obecnie poważny problem. W wyniku stosowania różnorodnych materiałów i technologii do produkcji kabli, zakłady energetyczne eksploatują linie kablowe będące odzwierciedleniem rozwoju energetyki na przestrzeni kilkudziesięciu lat. Wiele rozwiązań uważanych pierwotnie za właściwe, zweryfikował czas, wskazując użytkownikom sieci kablowe o wysokim współczynniku uszkodzalności. Rozmiar zjawiska ze względów ekonomicznych wyklucza szybką wymianę złej jakości izolacji na kable nowej generacji. Rozwiązaniem

kompromisowym jest wprowadzenie stałej procedury diagnostycznej kabli. Pozwoli to na określenie poziomu degradacji izolacji roboczej samego kabla oraz osprzętu, a w konsekwencji wyselekcjonowanie linii kablowych oraz ich odcinków, które należy wymienić w pierwszej kolejności.

4. WNIOSKI

Do tej pory kable z niewidocznymi uszkodzeniami są oddawane do ruchu po przeprowadzonych pozytywnych próbach napięciowych, a ich późniejsze uszkodzenia w wyniku nieprawidłowej jakości montażu są powodem wielu problemów eksploatacyjnych.

Podane w referacie procedury pozwalają na dokładne badanie stanu technicznego kabli i ich osprzętu, co wymusza prawidłowy montaż i budowę nowych odcinków kablowych.

Zastosowane metody są skutecznym sposobem różnicowania stanu technicznego kabli i selekcjonowania odcinków budowanych w starej technologii, które ze względu na zły stan izolacji powinny być w pierwszym rzędzie wymieniane.

5. BIBLIOGRAFIA

1. Florkowska B., Moskwa S., Nowak W., Włodek R., Zydroń P.: Modelowanie procedur diagnostycznych w eksploatacji układów izolacyjnych wysokiego napięcia. Uczelniane Wydawnictwa Naukowo-Dydaktyczne AGH, Kraków 2006
2. Hartlein R., Hampton N., Hernandez J.C., Perkel J.: Overview of cable system diagnostic technologies and application. The National Electric Energy Testing Research and Applications Center, Cable Diagnostic Focus Initiative Projec, 2006
3. Birkner P.: Field experience with a condition-based maintenance program of 20 kV XLPE distribution systems. IEEE Transactions on Power Delivery, 2004
4. Anderson E., Karolak J.: Analiza techniczna możliwości wykorzystania metod diagnostyki urządzeń elektroenergetycznych przy napięciach probierczych częstotliwości innej niż 50 Hz. Instytut Energetyki, Pion Elektryczny, Zakład badań i Analiz Sieciowych, Warszawa 2003
5. Energa Operator SA, Instrukcja wykonywania badań linii kablowych SN i WN, wersja 03, 2014 r.
6. Baur M., Mohaupt P., Schlick T.: New results in medium voltage cable assessment using very low frequency with partial discharge and dissipation factor measurement, 17th Int. Conf. on Electricity Distribution, Barcelona, 12 – 15 May 2003.

DIAGNOSTIC MEASUREMENTS OF MEDIUM VOLTAGE CABLE LINES IN ENERGA OPERATOR SA

Keywords: medium voltage cables, long-term aging, diagnostic

This paper presents the results of diagnostic measurements of 31 medium voltage cable lines (MV) with polyethylene isolation with different lifetime up to 15 years. The partial discharge (PD) and dissipation factor $tg\delta$ were analysed when exposed to voltage with frequency 0,1 Hz (VLF). Significant differences in the results carried out with U_0 and $2U_0$ voltage measurements of power cables indicate the effectiveness of locating surface discharges in cable fittings and in the aging process connected with electrical and water treeing of insulation. Moreover, applied method of partial discharge measurement enables, in case of PD concentration, the location of their occurrence. The implemented diagnostic measurements system with properly defined critical levels may result in cost reduction by early detection of changes occurring in insulation in their initial stage of development as well as during the subsequent exploitation.