

# REFERAT KONFERENCYJNY

## XXXI KONFERENCJA

SZKOLENIOWO-TECHNICZNA  
ELEKTROENERGETYCZNE SIECI  
KABLOWE I NAPOWIETRZNE

**KABEL**  
2026 ▲

10 – 13 marca 2026 r.

Świeradów-Zdrój Elements Hotel & Spa \*\*\*\*\*

**Autor:** Iga Korczyńska

**Firma:** TELE-FONIKA Kable S.A., Zakład Bydgoszcz,  
Zachodniopomorski Uniwersytet Technologiczny  
w Szczecinie

**KABEL**  
2026 ▲

**Tytuł:** *Żywotność kabli – przegląd współczesnych  
metod badawczych, standardów oraz modeli  
estymacji*



CENTRUM SZKOLENIOWO-KONFERENCYJNE  
"ENERGETYK" S.C.

20-867 Lublin, ul. Sudecka 73

✉ [biuro@energetyk.lublin.pl](mailto:biuro@energetyk.lublin.pl)

🌐 [www.energetyk.lublin.pl](http://www.energetyk.lublin.pl)

## 1. Wprowadzenie

Żywotność kabli elektroenergetycznych stanowi jeden z kluczowych parametrów determinujących niezawodność oraz ekonomikę funkcjonowania systemów dystrybucyjnych i przesyłowych.

W szczególności w przypadku kabli o izolacji polimerowej (np. XLPE, PP) zagadnienie długoterminowej trwałości nabiera istotnego znaczenia ze względu na rosnące wymagania dotyczące bezpieczeństwa pracy sieci, ograniczania kosztów cyklu życia oraz minimalizacji ryzyka awarii. Projektowanie systemów kablowych wymaga kompromisu pomiędzy poziomem naprężeń elektrycznych, grubością izolacji, temperaturą pracy oraz oczekiwanym poziomem niezawodności.

Współczesna ocena żywotności kabli opiera się na zestawie znormalizowanych procedur kwalifikacyjnych oraz badań materiałowych, prowadzonych często w warunkach przyspieszonego starzenia. Testy te umożliwiają weryfikację spełnienia minimalnych wymagań normowych (np. w zakresie wytrzymałości mechanicznej, wydłużenia przy zerwaniu czy odporności dielektrycznej), jednak same w sobie nie dostarczają bezpośredniej odpowiedzi na pytanie o rzeczywisty czas eksploatacji w warunkach polowych. W związku z tym rozwinięto metody ekstrapolacyjne, wykorzystujące m.in. modele kinetyczne degradacji, takie jak model Arrheniusa, pozwalające na szacowanie wpływu temperatury oraz innych czynników starzeniowych na długoterminowe właściwości izolacji.

Degradacja kabli ma charakter wieloczynnikowy i obejmuje m.in. procesy termooksydacyjne, oddziaływanie podwyższonego pola elektrycznego, wilgoci oraz defektów materiałowych i produkcyjnych. Wraz ze wzrostem klasy napięciowej oraz znaczenia strategicznego linii kablowych rosną wymagania dotyczące niezawodności, co przekłada się na konieczność stosowania niższych naprężeń projektowych i bardziej rygorystycznych kryteriów oceny trwałości.

## 2. Mechanizmy starzeniowe izolacji polimerowych

### 2.1. Starzenie jednoczynnikowe – degradacja termooksydacyjna kabli średnich napięć (MV)

Izolacje polimerowe stosowane w kablach elektroenergetycznych podlegają procesom degradacyjnym również w warunkach oddziaływania pojedynczego czynnika starzeniowego. Najistotniejszym z nich jest utlenianie zachodzące w podwyższonej temperaturze, często określane jako degradacja termooksydacyjna. Proces ten polega na reakcji łańcuchów polimerowych z tlenem, prowadzącej do pęknięć wiązań, tworzenia grup karbonylowych oraz zmian struktury molekularnej materiału.

Tempo utleniania rośnie wykładniczo wraz ze wzrostem temperatury. Ekspozycja może mieć charakter krótkotrwały przy wysokiej temperaturze (np. przeciążenia) lub długotrwały przy temperaturze umiarkowanej (typowa praca ciągła). W obu przypadkach dochodzi do stopniowego pogarszania właściwości materiału. Jednym z pierwszych obserwowalnych

symptomów degradacji jest zmiana barwy izolacji, wynikająca z przemian chemicznych zachodzących w jej strukturze.

### 2.1.1. Zmiany właściwości mechanicznych

Chociaż degradacja dotyczy całego systemu kablowego, badania starzeniowe prowadzone są najczęściej na próbkach materiałowych – wycinkach izolacji, warstw półprzewodzących lub płytkach z materiału bazowego. W ramach badań kwalifikacyjnych i rutynowych wykonuje się przyspieszone testy starzeniowe w podwyższonych temperaturach, mające na celu ocenę zmian parametrów mechanicznych. Najczęściej monitorowanymi wielkościami są wytrzymałość na rozciąganie oraz wydłużenie przy zerwaniu.

Wraz ze wzrostem temperatury starzenia obserwuje się przyspieszone pogorszenie tych parametrów, w szczególności spadek początkowego wydłużenia przy zerwaniu. Utrata elastyczności i zdolności do odkształceń sprężystych jest bezpośrednią konsekwencją degradacji struktury molekularnej polimeru. W praktyce laboratoryjnej często przyjmuje się jako kryterium końca życia spadek wydłużenia do 50% wartości początkowej. Należy jednak podkreślić, że takie kryterium ma charakter konserwatywny – kabel o obniżonych właściwościach mechanicznych może nadal spełniać funkcję izolacyjną.

### 2.1.2. Model Arrheniusa

Do interpretacji wyników badań przyspieszonych stosuje się model Arrheniusa, opisujący zależność szybkości reakcji chemicznych od temperatury. W kontekście starzenia izolacji zależność ta umożliwia ekstrapolację wyników uzyskanych w wysokich temperaturach do warunków eksploatacyjnych.

Zależność Arrheniusa można zapisać w postaci równania 1:

$$k = Ae^{-\frac{E_a}{RT}} \quad (\text{Równanie 1})$$

gdzie:

- $E_a$  – energia aktywacji procesu degradacji,
- $R$  – stała gazowa,
- $T$  – temperatura bezwzględna,
- $A$  – współczynnik materiałowy.

W praktyce dane dotyczące spadku wydłużenia przy zerwaniu przedstawia się w postaci liniowej zależności logarytmu czasu do osiągnięcia kryterium degradacji od odwrotności temperatury. Analiza krzywej Arrheniusa umożliwia oszacowanie trwałości cieplnej dla zadanej temperatury pracy. Przykładowo, dla temperatury eksploatacyjnej rzędu 75°C można prognozować czas życia przekraczający 30 lat, natomiast wzrost temperatury z 90°C do 105°C może prowadzić do redukcji trwałości nawet o 70–80%.

Należy jednak zaznaczyć, że oszacowania te dotyczą starzenia jednoczynnikowego i zakładają stałą ekspozycję temperaturową oraz swobodny dostęp tlenu. Warunki te

są zazwyczaj bardziej agresywne niż rzeczywiste warunki pracy kabla, w których występują cykle temperaturowe i ograniczona dyfuzja tlenu. W konsekwencji model Arrheniusa dostarcza użytecznego, lecz uproszczonego obrazu trwałości cieplnej.

Pełniejsza ocena zachowania systemu kablowego wymaga uwzględnienia oddziaływania wielu czynników jednocześnie, co zostanie omówione w kolejnych podrozdziałach.

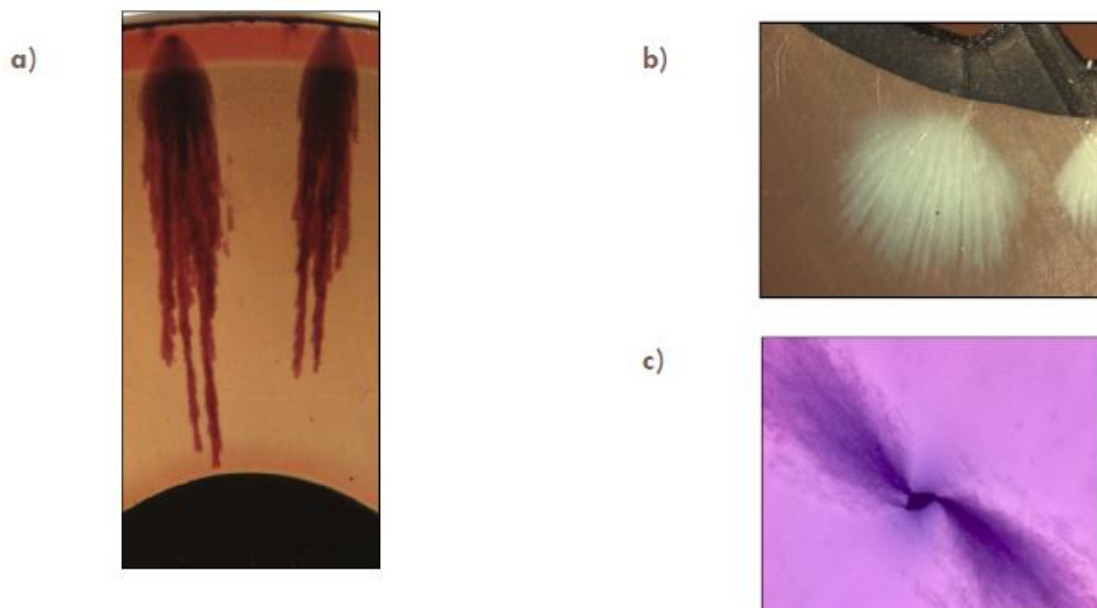
## 2.2. Starzenie wieloczynnikowe w kablach MV

W odróżnieniu od starzenia jednoczynnikowego, degradacja izolacji kabli MV ma w praktyce charakter wieloczynnikowy. Oprócz temperatury, istotną rolę odgrywa naprężenie elektryczne oraz obecność wilgoci. Współdziałanie tych czynników prowadzi do mechanizmów degradacyjnych, które nie występują w warunkach czysto cieplnych.

Pole elektryczne powoduje lokalną koncentrację naprężeń w obszarach niejednorodności materiałowych, takich jak zanieczyszczenia, puste pęcherze czy nieregularności na styku ekranu półprzewodzącego i izolacji. Jednocześnie wilgoć, dyfundując przez powłokę zewnętrzną lub wnikając wzdłuż żyły roboczej, penetruje amorficzne obszary polimeru. W warunkach podwyższonej temperatury zwiększa się ruchliwość cząsteczek oraz szybkość procesów dyfuzyjnych, co dodatkowo sprzyja degradacji.

Synergiczne oddziaływanie tych trzech czynników prowadzi do powstawania trwałych struktur degradacyjnych w objętości izolacji, które nie występują w warunkach jednoznacznego oddziaływania temperatury. Najbardziej charakterystycznym mechanizmem degradacji kabli MV w środowisku wilgotnym jest zjawisko drzewienia wodnego (Rys.1). Drzewka wodne są mikroskopowymi strukturami rozwijającymi się w izolacji pod wpływem jednoczesnego działania pola elektrycznego i obecności wody.

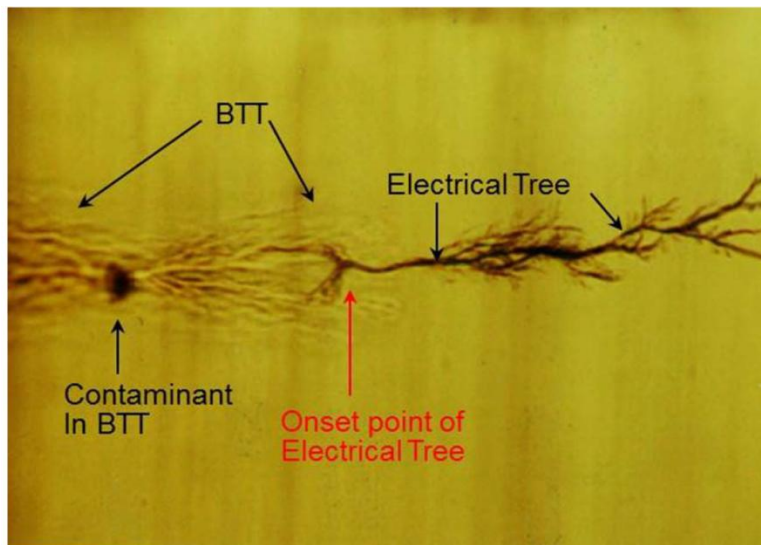
2026



Rys.1. Typowe drzewka wodne powstające z a) ekranu izolacji, b) ekranu żyły roboczej i c) zanieczyszczeń izolacji XLPE [1]

Proces inicjacji rozpoczyna się zwykle w miejscach lokalnego wzmocnienia pola elektrycznego – przy defektach materiałowych, ostrych krawędziach ekranów półprzewodzących lub w obszarach zanieczyszczeń.

Obecność wody obniża lokalną wytrzymałość dielektryczną materiału oraz zmienia jego właściwości elektryczne. Drzewka wodne rozwijają się stosunkowo wolno, stopniowo penetrując objętość izolacji i zwiększając swoją długość oraz gęstość. Choć same w sobie powodują natychmiastowego przebicia, prowadzą do systematycznego obniżania wytrzymałości dielektrycznej izolacji i zwiększają podatność kabla na awarie. Krytycznym etapem degradacji jest konwersja wolno rosnących drzewek wodnych w szybko propagujące drzewa elektryczne (Rys.2). Mechanizm ten może zostać zainicjowany przez przepięcia, udary napięciowe lub wzrost lokalnego naprężenia elektrycznego.



Rys.2. Struktura drzewka typu bow-tie uzyskana w wyniku przebicia [2]

Drzewa wodne stanowią obszary o podwyższonej przenikalności elektrycznej i obniżonej wytrzymałości dielektrycznej. W ich obrębie dochodzi do koncentracji pola elektrycznego, co sprzyja inicjacji wyładowań i powstaniu drzewa elektrycznego. W przeciwieństwie do drzew wodnych, drzewa elektryczne rozwijają się gwałtownie i prowadzą bezpośrednio do przebicia izolacji. Z tego względu degradacja wieloczynnikowa ma charakter kumulatywny – okres długotrwałego, powolnego pogarszania parametrów może zostać nagle zakończony gwałtowną awarią.

### 2.3. Starzenie wieloczynnikowe w kablach HV i EHV

Wprowadzenie procesów sieciowania izolacji kablowych umożliwiło zwiększenie ciągłej temperatury pracy kabli polimerowych do 90°C, zrównując ją z kablami o niskociśnieniowej izolacji cieczowej oraz wysokociśnieniowej izolacji olejowej papierowej i laminatów papierowo-polipropylenowych (PPL lub PPLP). Zastosowanie XLPE jako izolacji kabli przesyłowych systematycznie rosło od początku lat 90. Dziś XLPE jest preferowanym systemem izolacji względem tradycyjnej izolacji nawijanej (papier lub PPLP) w kablach z izolacją cieczową [3, 4]. Jednak średnice kabli wytłaczanych zarówno w HV (36–160 kV), jak i EHV (161–550 kV) są zwykle większe niż alternatywy nawijane. W konsekwencji celem rozwoju kabli XLPE było projektowanie kabli, które lepiej odpowiadają rozmiarom systemów papierowych i zapewniają akceptowalne osiągi w eksploatacji.

Wydajność kabli polimerowych różni się znacząco od technologii papierowej, ponieważ grubość izolacji jest ograniczona naprężeniem przy napięciu roboczym AC koniecznym do osiągnięcia projektowanego życia 30–40 lat, a nie przez uderzenie piorunowe (co jest przypadkiem dla laminatów). Zatem, aby systemy kablowe XLPE stały się niezawodne

na poziomach HV i EHV, kluczowe stało się wyznaczenie bezpiecznego napięcia projektowego przy napięciu roboczym [3].

Napięcia dla systemów laminatowych były w dużej mierze określane przez długoterminowe doświadczenia terenowe na przestrzeni wielu dekad, uzupełnione długoterminowymi badaniami laboratoryjnymi. W przypadku kabli XLPE rośnie zasób doświadczeń, jednak ewolucja konstrukcji osprzętu oznacza, że osprzęt instalowany dzisiaj nie ma wymaganej historii eksploatacyjnej, aby ustalić empiryczną wartość graniczną dla napiężeń projektowych. Dlatego matematyczne modele osiągów i starzenia pozostają konieczne do obliczenia odpowiednich napiężeń projektowych dla wymaganej trwałości.

Napięcie projektowe kabla i grubość izolacji muszą być dobrane tak, aby skutecznie zrównoważyć niezawodność i rozmiar kabla. Równowaga to zależy od:

- wymaganej trwałości kabla — im niższe napięcie projektowe, tym dłuższa żywotność kabla;
- napięcia kabla — wraz ze wzrostem klasy napięciowej grubość izolacji musi wzrosnąć, aby wytrzymać przyłożone napięcie; jednak potrzeba utrzymania średnic w rozsądnych granicach wymaga możliwie małej grubości izolacji, więc napięcie projektowe ma tendencję do wzrostu wraz ze wzrostem klasy napięciowej;
- temperatury pracy — wytrzymałość dielektryczna izolacji maleje wraz ze wzrostem temperatury; dlatego konieczne jest stosowanie niższego napięcia projektowego dla kabli przeznaczonych do pracy w wysokich temperaturach;
- wymaganej niezawodności — wraz ze wzrostem klasy napięciowej kabel staje się strategicznie bardziej istotny dla pracy sieci; wyższa niezawodność wymaga mniejszego prawdopodobieństwa awarii, co sugeruje niższe napięcia projektowe;
- długości odcinków kabli pomiędzy elementami osprzętu;
- osiągów technologii osprzętu (mufy i głowice) zastosowanych.

Ogólnie uważa się, że osiągi kabla należy określać przez napięcie na ekranie przewodnika ( $E_{max}$ ), podczas gdy osiągi osprzętu określa napięcie na zewnętrznej powierzchni izolacji ( $E_{min}$ ). Ponadto napięcia elektryczne różnią się znacząco pomiędzy klasami napięcia, a konstrukcja systemu kablowego (osprzęt i kabel) w HV i EHV sprawia, że procedury projektowe są dość inne niż dla MV, gdzie zwykle rozpatruje się kable w środowisku wilgotnym. Inną konsekwencją wyższych napiężeń w HV i EHV jest to, że prawdopodobieństwo awarii ( $P_f$ ) nie rośnie liniowo z napięciem — ponieważ niezawodność zwykle uznaje się za zależną od modelu Weibulla (równanie 2). Model pokazuje, że wraz ze wzrostem napięcia ( $E$ ) rośnie prawdopodobieństwo awarii i zależy ono od wykładniczej funkcji napięcia podniesionego do potęgi. Dokładne przyrosty prawdopodobieństwa awarii wraz z napięciem zależą od wytrzymałości przebicia kabla ( $\alpha$ ) oraz izolacji osprzętu i interfejsu kabel–osprzęt, a także od charakterystyki mechanizmu awarii ( $\beta$ ). Wytrzymałość i mechanizm będą się zmieniać

w trakcie życia systemu kablowego zależnie od naprężeń elektrycznych i termicznych. Ogólnie wytrzymałość ( $\alpha$ ) będzie spadać z czasem i podwyższoną temperaturą [4, 5, 6].

$$P_f = 1 - \exp\left(-\left(\frac{E}{\alpha}\right)^\beta\right) \quad (\text{Równanie 2})$$

Niezawodność systemów kablowych opisuje się często rozkładem Weibulla, w którym parametr skali  $\alpha$  odpowiada wytrzymałości przebicia, natomiast parametr kształtu  $\beta$  opisuje mechanizm degradacji. W analizach niezawodnościowych często stosuje się kryterium życia typu B (B-life), określające czas, po którym określony procent populacji kabli ulega awarii, np. B10 lub B5.

Przedstawione w poprzednich podrozdziałach mechanizmy degradacji wskazują, że trwałość kabli elektroenergetycznych jest determinowana przez złożone i wzajemnie powiązane procesy fizykochemiczne. W warunkach jednoznacznego oddziaływania temperatury dominującym mechanizmem jest utlenianie łańcuchów polimerowych, którego kinetykę można opisać modelem Arrheniusa. W rzeczywistych warunkach eksploatacyjnych kabli MV proces ten nakłada się jednak na oddziaływanie pola elektrycznego i wilgoci, prowadząc do inicjacji oraz wzrostu drzewek wodnych, a w konsekwencji do przebicia izolacji.

Dodatkowo, losowy charakter defektów materiałowych oraz zależność wytrzymałości od długości odcinka powodują, że degradacja ma wymiar statystyczny i wymaga interpretacji probabilistycznej. Oznacza to, że sama znajomość mechanizmów fizycznych nie jest wystarczająca do określenia oczekiwanego czasu życia kabla w praktyce sieciowej. Z tego względu konieczne jest opracowanie procedur badawczych, które w kontrolowanych warunkach laboratoryjnych pozwolą zasymulować działanie kluczowych czynników starzeniowych oraz ilościowo ocenić odporność konstrukcji kablowej. Procedury te przyjmują postać znormalizowanych badań kwalifikacyjnych, obejmujących zarówno testy długoterminowe w środowisku wilgotnym dla kabli MV, jak i kompleksowe badania systemowe dla kabli HV i EHV.

W kolejnej części pracy omówiono współczesne podejścia kwalifikacyjne, ich zakres, metodologię oraz ograniczenia interpretacyjne w kontekście prognozowania rzeczywistej trwałości eksploatacyjnej.

### 3. Badania kwalifikacyjne kabli MV, HV i EHV

Badania kwalifikacyjne (Qualification Tests), nazywane też badaniami typu (Type Tests), wykonuje się przed rozpoczęciem komercyjnych dostaw kabla. Ich zadaniem jest potwierdzenie, że zarówno konstrukcja kabla, jak i możliwości zakładu produkcyjnego pozwalają spełnić minimalne wymagania użytkowe przewidziane dla danego zastosowania w odpowiedniej normie.

W przypadku kabli MV stosowanych w najbardziej wymagających warunkach, szczególnie przy podwyższonej temperaturze i w środowisku wilgotnym – standardowo wymagane są długoterminowe testy starzeniowe w warunkach „mokrych”, trwające zwykle co najmniej rok. Badania te prowadzi się na wielu próbkach, a czas starzenia wynosi najczęściej od jednego do dwóch lat.

Kable HV poddaje się serii testów trwających kilka tygodni. Obejmują one jednoczesne przyłożenie wysokiego napięcia oraz cykliczne obciążenia cieplne. Po zakończeniu części starzeniowej wykonuje się dodatkowe próby z podwyższonym napięciem AC oraz napięciami udarowymi (impulsowymi), aby potwierdzić, że kabel zachował wymagany minimalny margines parametrów użytkowych.

Kable EHV przechodzą testy zbliżone do badań kabli HV, jednak procedurę uzupełnia roczny test długoterminowy (Pre-Qualification Test). Obejmuje on jednoczesne przyłożenie wysokiego napięcia oraz cykliczne nagrzewanie żyły. W praktyce badania HV i EHV są najczęściej realizowane jako element badań typu całego systemu kablowego, w których plan testów obejmuje również osprzęt (np. mufy i głowice).

Wiele procedur kwalifikacyjnych dla MV wymaga prowadzenia badań okresowych, takich jak comiesięczne pobieranie próbek lub cykliczna ponowna kwalifikacja, aby potwierdzić utrzymanie stałego poziomu jakości w zakładach produkcyjnych np. rolling program. Jednocześnie obowiązujące normy nie nakładają obecnie wymogu powtarzania badań kwalifikacyjnych systemów HV i EHV po upływie określonego czasu. Ponieważ jednak w projektach HV i EHV często stosuje się rozwiązania „szyte na miarę”, w praktyce wykonuje się więcej indywidualnych badań typu niż w przypadku MV. Zestawienie wyników takich badań może stanowić podstawę do oceny, czy osprzęt oraz procesy produkcyjne utrzymują stabilną jakość, zwłaszcza w zakresie parametrów krótkoterminowych i zachowania w niższych temperaturach. Preferowane podejście zależy zazwyczaj od kraju.

### 3.1. Kwalifikacja kabli MV

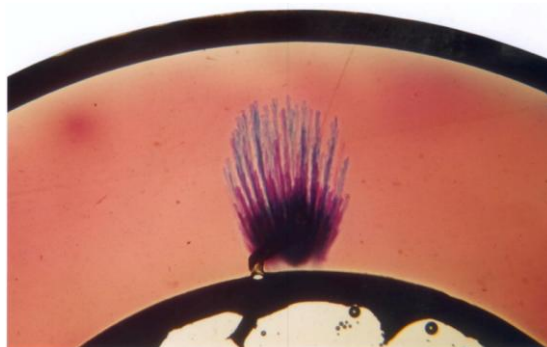
Badania kwalifikacyjne kabli MV oraz stosowanych w nich materiałów można zasadniczo podzielić na dwie grupy. Pierwszą stanowią procedury wymagające długoterminowych testów starzenia w warunkach wilgotnych, których celem jest ograniczenie ryzyka degradacji związanej z drzewieniem wodnym oraz potwierdzenie zdolności kabla do pracy w podwyższonej temperaturze. Drugą grupę tworzą testy ukierunkowane na ocenę zachowania krótkoterminowego, zwłaszcza w warunkach niższej temperatury.

#### 3.1.1. Testy długoterminowe kabli MV

Kable MV zazwyczaj nie są wyposażone w metaliczne bariery przeciwwilgociowe, co oznacza tzw. konstrukcję „mokrą” (*wet design*). W konsekwencji wilgoć może z czasem dyfundować przez powłokę zewnętrzną następnie przez ekran izolacji i dalej do samej izolacji. Możliwe jest również wnikanie wilgoci wzdłuż żyły roboczej jeżeli nie dobrano konstrukcji uszczelnionej. Ryzyko to można ograniczyć poprzez właściwe uszczelnienie zakończeń w trakcie transportu i montażu, jednak w długim okresie eksploatacji całkowite wyeliminowanie wnikania wilgoci jest trudne. Ograniczenie migracji wilgoci wzdłuż żyły roboczej uzyskuje się poprzez

stosowanie żył uszczelnianych lub żył pełnych typu solid. Rozwiązanie to jest standardem w Ameryce Północnej, stosowane jest także w wybranych krajach Azji, a w niektórych przypadkach wymagane przez europejskich operatorów systemów elektroenergetycznych.

Podstawowym długoterminowym mechanizmem degradacji kabli MV jest drzewienie wodne (Rys.3). Zjawisko to wymaga jednoczesnej obecności wody oraz wysokiego, lokalnie skoncentrowanego naprężenia elektrycznego. Szczególnie niekorzystna jest zatem obecność defektów materiałowych i produkcyjnych — takich jak zanieczyszczenia, wypukłości czy pustki — w połączeniu z wilgocią w izolacji. Drzewka wodne rozwijają się stosunkowo wolno, jednak mogą przekształcać się w szybko rosnące drzewka elektryczne, zwłaszcza w warunkach przepięć lub udarów napięciowych. Z uwagi na fakt, że wnikanie wilgoci w rzeczywistych warunkach eksploatacyjnych jest w dużej mierze nieuniknione, producenci mieszanek izolacyjnych podejmują działania mające na celu ograniczenie liczby miejsc inicjacji drzew wodnych. Od lat 90 dostępne są komercyjnie polietyleny opóźniające rozwój drzewek wodnych (WTR-XLPE). W celu oceny skuteczności tych rozwiązań opracowano zróżnicowane protokoły badawcze, umożliwiające porównanie nowych mieszanek, technologii produkcji oraz konstrukcji kabli.



Rys. 3. Drzewko wodne zainicjowane w ekranie żyły roboczej [1]

Wymagania normatywne w tym zakresie różnią się w zależności od organizacji. Normy IEC nie przewidują obowiązkowych długoterminowych testów starzenia w wodzie dla kabli MV, ograniczając się do krótkotrwałych prób wytrzymałości napięcia AC. Natomiast normy CENELEC, a także AEIC wymagają przeprowadzania rocznych lub dwuletnich testów starzeniowych w warunkach wilgotnych. Protokoły te kwalifikują nie tylko konstrukcję kabla, lecz także zastosowane materiały, układy materiałów oraz linie produkcyjne. Zestawienie podstawowych parametrów tych badań przedstawiono w Tabeli 1.

Tabela 1. Protokoły starzeniowe badań kwalifikacyjnych kabli MV

Standard	Warunki prowadzenia starzenia					Próbki	Badanie
	Napięcie probiercze	Czas	Obecność wody	Temperatura	Cykle		
HD620 (50 Hz)	3Uo	360 dni 720 dni	Tak	40 °C	Stale	10 m	Przebiecie
HD620 (500 Hz)	3Uo	3000 h	Tak	40 °C	Stale	10 m	Przebiecie
AEIC CS8 ICEA S-94-649	3Uo	0 dni 120 dni 180 dni 360 dni	Tak	45 °C	Cyklicznie	6.4 m	Przebiecie
IEC 60502	Brak napięcia	20 dni	Nie	95–100 °C	Cyklicznie	>10 m	>4 h / 4Uo

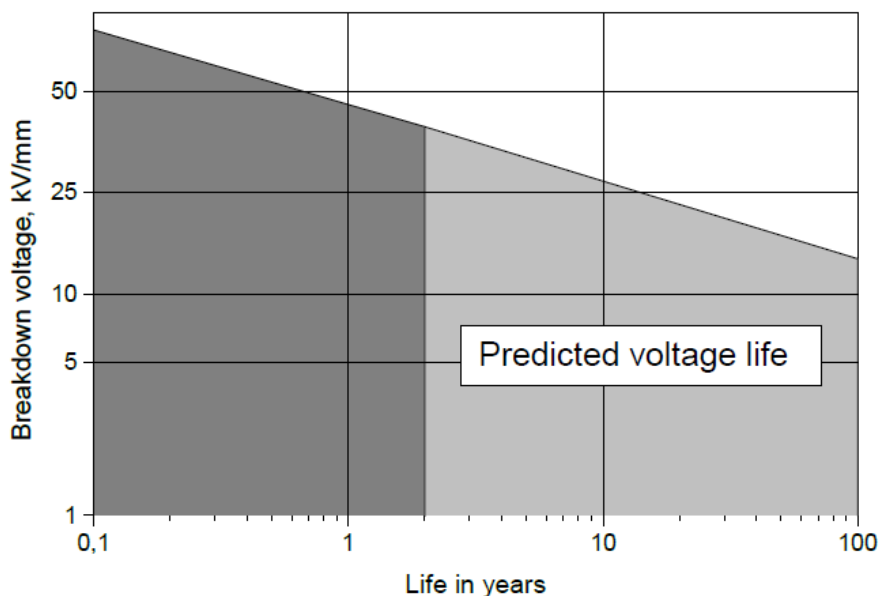
Testy starzeniowe projektowane są w taki sposób, aby przyspieszyć proces degradacji i umożliwić jego ilościową ocenę. Choć nie służą bezpośrednio do analizy mechanizmów fizycznych, dostarczają istotnych informacji o zachowaniu kabla w warunkach zbliżonych do eksploatacyjnych. Badania prowadzi się zazwyczaj na krótkich odcinkach kabli umieszczonych w zbiornikach lub rurach wypełnionych wodą, a po zakończeniu programu starzeniowego wykonuje się próbę przebiecia AC w celu oceny spadku wytrzymałości dielektrycznej. Najczęściej stosowanymi metodami są Water Treeing Test opracowany przez CENELEC oraz Accelerated Water Tree Test (AWTT) określony przez AEIC. W obu przypadkach kable poddaje się starzeniu przez określony czas, a następnie bada ich wytrzymałość na przebiecie w celu określenia zmian parametrów izolacji. Warto podkreślić, że wszystkie badania kwalifikacyjne — zarówno dla MV, jak i HV oraz EHV — muszą zostać powtórzone w przypadku istotnych zmian konstrukcyjnych, materiałowych lub technologicznych.

Istotne jest również właściwe interpretowanie wyników badań. W protokole AEIC CS8 / ICEA S-94-649 cykliczne nagrzewanie prądem żyły powoduje, że temperatura przewodnika jest wyższa niż kontrolowana temperatura ekranu izolacji w wodzie (45°C). Odcinki znajdujące się poza zbiornikami wodnymi charakteryzują się z kolei odmiennym, zazwyczaj wyższym profilem temperaturowym. Z tego względu bezpośrednie porównywanie wyników uzyskanych w różnych protokołach wymaga zachowania ostrożności.

Przykładem praktycznej realizacji długoterminowych testów napięciowych są badania prowadzone na kablach o izolacji XLPE, w których próbki kabli poddawane są działaniu podwyższonego napięcia przez długi okres czasu. W jednym z programów badawczych prowadzonych dla kabli o napięciu znamionowym 20 kV próbki kabli zanurzono w wodzie i poddano działaniu napięcia 36 kV w warunkach ciągłej pracy.

Pomiar wytrzymałości na przebiecie wykonywano po jednym oraz dwóch latach starzenia. Uzyskane wartości napięcia przebiecia wynosiły odpowiednio 44–52 kV/mm po roku oraz 39–47 kV/mm po dwóch latach ekspozycji starzeniowej. Na podstawie wyników tych badań możliwe jest sporządzenie charakterystyki zależności napięcia przebiecia od czasu pracy, która pozwala na ekstrapolację oczekiwanej trwałości izolacji (Rys.4). Analiza takich danych

wskazuje, że typowa przewidywana trwałość kabli elektroenergetycznych o izolacji XLPE wynosi około 40 lat eksploatacji, co jest zgodne zarówno z wynikami badań laboratoryjnych, jak i doświadczeniami operatorów systemów elektroenergetycznych.



Rys.4. Zależność napięcia przebicia od czasu pracy kabla (predykcja żywotność kabla)

### 3.1.2. Kwalifikacyjne testy produkcyjne kabli MV

Oprócz badań typu protokoły CENELEC i AEIC przewidują prowadzenie okresowych badań produkcyjnych. Ich celem jest potwierdzenie, że parametry uzyskane w trakcie kwalifikacji są utrzymywane w bieżącej produkcji seryjnej.

W podejściu AEIC, określanym jako *CV Extrusion Qualification Test*, izolowane ośrodki kabla z każdej linii izolacyjnej podlegają badaniu, regularnie co miesiąc. Próbki są kondycjonowane termicznie, a następnie poddawane badaniu współczynnika strat dielektrycznych ( $\tan \delta$ ) oraz próbie wytrzymałości napięcia AC. Oczekuje się, że uzyskiwane wyniki będą powtarzalne zarówno w czasie, jak i pomiędzy liniami produkcyjnymi. Ze względu na różnice w przekrojach żył i grubościach izolacji w produkcji seryjnej, naturalny rozrzut wyników jest jednak większy niż w badaniach laboratoryjnych. Protokół CENELEC wymaga regularnego powtarzania dwuletniego testu typu lub okresowego pobierania próbek z produkcji.

### 3.1.3. Krótkotrwałe testy kwalifikacyjne MV

Najbardziej rozpowszechnionym krótkotrwałym testem kwalifikacyjnym dla kabli MV jest IEC 60502. W odróżnieniu od protokołów CENELEC i AEIC nie obejmuje on wieloczynnikowych programów starzeniowych ani badań długoterminowej wytrzymałości na przebicie.

Testy według IEC obejmują:

- badania wyładowań niezupełnych (PD) oraz współczynnika strat dielektrycznych ( $\tan \delta$ ),
- ekspozycję na cykle temperaturowe w środowisku suchym, bez przykładania napięcia,
- próbę wytrzymania napięcia (Voltage Withstand).

Program ten zapewnia spełnienie minimalnych wymagań normatywnych, jednak nie pozwala na wyciąganie wniosków dotyczących przewidywanego czasu życia kabla. Norma IEC nie wymaga również dodatkowego monitorowania produkcji poza badaniami rutynowymi.

### 3.2. Badania kwalifikacyjne kabli HV i EHV

Analiza zagadnień związanych z produkcją i starzeniem kabli MV pokazuje, jak duża staranność jest wymagana, aby zapewnić ich wieloletnią, niezawodną eksploatację. W przypadku kabli HV i EHV znaczenie jakości materiałów i precyzji wykonania jest jeszcze większe, ponieważ pracują one przy znacznie wyższych naprężeniach elektrycznych. Konsekwencje uszkodzeń kabli HV i EHV są szczególnie poważne ze względu na duże moce przesyłane przez te systemy oraz strategiczne znaczenie infrastruktury, którą obsługują. Z tego względu wymagania kwalifikacyjne w tych klasach napięciowych są bardziej rygorystyczne i kompleksowe. W przeciwieństwie do kabli MV, konstrukcje HV i EHV zazwyczaj zabezpieczone są uszczelnieniami promieniowymi w postaci np. taśm lub powłok metalicznych. Dzięki ich skuteczności oraz odpowiednim procedurom instalacyjnym zjawisko drzewienia wodnego nie jest uznawane za istotny mechanizm degradacji w systemach HV. W konsekwencji w kwalifikacji kabli HV i EHV oraz stosowanych w nich materiałów nie stosuje się długoterminowych testów starzenia w wodzie.

Wysokie poziomy naprężeń elektrycznych w kablach HV i EHV powodują konieczność prowadzenia zaawansowanych badań kwalifikacyjnych oraz prac badawczo-rozwojowych, których celem jest opracowanie konstrukcji zapewniających odpowiedni margines niezawodności. Kable przesyłowe charakteryzują się znacznie większą średnicą i masą niż kable dystrybucyjne, dlatego istotne jest określenie maksymalnego dopuszczalnego naprężenia roboczego, a tym samym minimalnej grubości izolacji, przy której kabel może pracować bezpiecznie i długotrwale.

Kompletny system kablowy jest badany łącznie z osprzętem, takim jak mufy i głowice. Badania kwalifikacyjne obejmują zwykle jeden lub dwa miesiące testów z wykorzystaniem cykli obciążeń cieplnych przy jednoczesnym przykładaniu podwyższonego napięcia. Dodatkowo przed i/lub po cyklach cieplnych stosuje się próby wytrzymałościowe AC oraz napięcia udarowe. W niektórych przypadkach rozszerza się je o dodatkowe próby impulsowe, dodatkowe cykle obciążeniowe lub wyższe poziomy napięć, aby uzyskać informacje inżynierskie pozwalające oszacować rzeczywisty margines bezpieczeństwa konstrukcji.

Dotychczasowe doświadczenia pokazują, że takie podejście do badań kwalifikacyjnych jest skuteczne — systemy HV i EHV wykazują dobrą niezawodność w warunkach eksploatacyjnych. Jednocześnie testy te ujawniły, że najsłabszym elementem systemu

kablowego bywa osprzęt. W konsekwencji protokoły badań typu są regularnie aktualizowane, aby w większym stopniu uwzględniać wymagania dotyczące muf, głowic i innych elementów systemowych.

Wszystkie protokoły badawcze przedstawione w Tabeli 2 wymagają przeprowadzenia testu przeginięcia kabla przed wykonaniem badań elektrycznych. Test ten symuluje naprężenia mechaniczne występujące podczas instalacji i pozwala ocenić odporność konstrukcji na obciążenia montażowe.

Tabela 2. Protokoły kwalifikacyjne kabli HV i EHV

Standard	Starzenie				Ilość próbek	Długość	Warunek przejścia testu
	Napięcie próbne	Czas	Temperatura	Cykle			
IEC 60840	2U <sub>o</sub>	20 cykli	+10 C -0 C	Cykle 8/16* utrzymywanie w temp przez 2h	min 1 z każdego typu	min 20 m, min 5 m między akcesoriami	Wytrzymałość na udary w wysokiej temperaturze oraz próba napięciowa
IEC 62067			+0 C -5 C	Cykle 8/16* utrzymywanie w temp przez ostatnie 2h			
AEIC CS9	2V <sub>g</sub> **						

\*8h nagrzewania (obciążenia)/16h chłodzenia

\*\*napięcie doziemne używane w standardzie AEIC

W przypadku kabli EHV stosuje się dodatkowo procedurę prekwalifikacyjną (Pre-Qualification Test). Zachowuje ona podejście systemowe, lecz rozszerza zakres badań typu poprzez zwiększenie długości badanego odcinka kabla oraz wydłużenie czasu trwania testu do około jednego roku. PQT zawiera elementy podobne do Testu Zatwierdzenia Typu (TAT), jednak realizowany jest na dłuższych odcinkach kabla wraz z osprzętem i ma charakter bardziej reprezentatywny dla rzeczywistych warunków pracy.

### 3.3. Badanie kwalifikacyjne na skalowanych próbkach kabli podmorskich HV

Broszura CIGRE TB 722 wyraźnie zaleca przeprowadzenie dodatkowych testów dla kabli podmorskich o napięciach od 6 kV ( $U_m = 7,2$  kV) do 60 kV ( $U_m = 72,5$  kV), które stanowią kwalifikację kabli typu 'wet' i 'semi-wet'.

Zalecane badanie jest testem uzupełniającym do wymagań normy IEC 63026 i jest obowiązkowe dla kabli sklasyfikowanych jako mokre zgodnie z sekcją 3.4 tej normy. Celem testu jest wykazanie, że materiał izolacyjny zachowuje wystarczającą wytrzymałość elektryczną, umożliwiając pracę dielektryka przy zamierzonym naprężeniu elektrycznym projektowym (Edesign) w warunkach zanurzenia w wodzie morskiej.

Aby zapewnić zgodność z obowiązującymi normami, przewidziano trzy alternatywne protokoły starzeniowe, w których medium nasycające zmieniono z wody pitnej na solankę. Najczęściej stosowane testy starzeniowe w warunkach wilgotnych obejmują częstotliwości 50 Hz lub 60 Hz i czas trwania do 2 lat.

W niektórych krajach stosuje się krótsze testy przy częstotliwości 500 Hz dla kabli MV, chociaż brak dowodów potwierdzających ich równoważność dla wyższych poziomów napiężeń elektrycznych.

Badania obejmują przyspieszony protokół starzeniowy na skalowanych próbkach kabli (Rys.5, Rys.6a i 6b, Rys.7). Choć test ten można traktować jako badanie materiałowe, wiadomo, że właściwości dielektryczne materiału izolacyjnego zależą nie tylko od jego składu, ale również od metody produkcji, czystości procesu i skali próbki.



Rys.5. Stanowisko do badania wytrzymałości na przebicie wg TB 722 [7]



a



b

Rys.6a Stanowisko do pełnoskalowego starzenia z załadowanym kablem [7]

Rys.6b Laboratorium prób długotrwałych [7]

Aby próbki testowe były reprezentatywne dla produktu produkcyjnego, ich metoda produkcji oraz użyty sprzęt powinny być maksymalnie zbliżone do tych, które będą stosowane w rzeczywistej produkcji (Tab. 3).

Tab.3. Próbkę testowa [8]

	<b>Obiekt testowy</b>	<b>Zakres stosowności</b>
<b>Materiał żyły roboczej</b>	Miedź	Tylko miedź
	Aluminium	Miedź i aluminium
<b>Konstrukcja żyły roboczej</b>	Solid* lub wielodrutowa	Solid i wielodrutowa
<b>Rozmiar żyły roboczej</b>	$\geq 50 \text{ mm}^2$	$10 \text{ mm}^2 \rightarrow 1600 \text{ mm}^2$
<b>Ekran żyły roboczej</b>	Wymagany, koekstrudowany i jednoznacznie określony	Tylko dla testowanego materiału
<b>Materiał izolacyjny</b>		
<b>Grubość materiału izolacyjnego</b>	$\geq 4,5 \text{ mm}$	$2.5 \text{ mm} \rightarrow 15 \text{ mm}^{**}$
<b>Ekran izolacji</b>	Wymagany, koekstrudowany i jednoznacznie określony	Tylko dla testowanego materiału
<b>Promieniowe uszczelnienie</b>	Usunięte	Wszystkie konstrukcje z uszczelnieniami (włączając brak)

\* nie dotyczy reżimu C

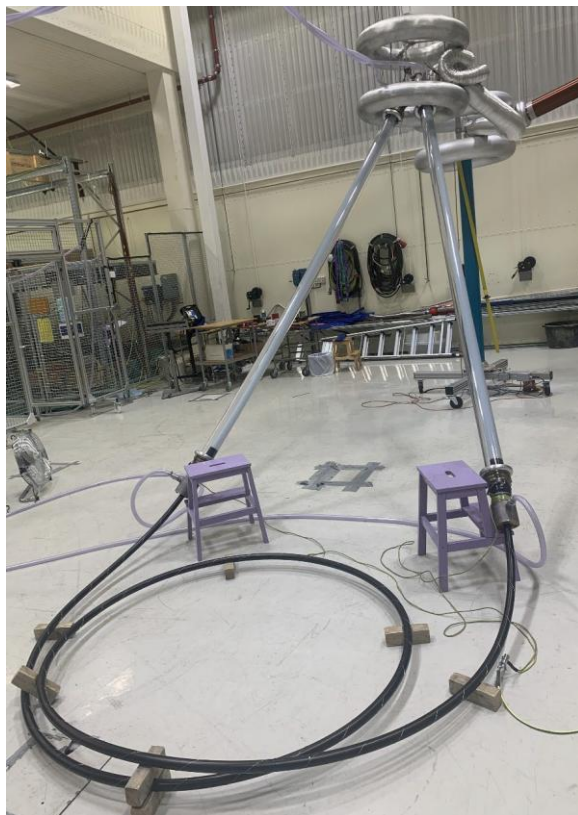
\*\* wymagania dotyczące natężenia pola elektrycznego ograniczą tę wartość

Zgodnie z wytycznymi standardu, skalowane próbki kabli muszą przejść proces wstępnego kondycjonowania. Celem tego etapu jest nasycenie próbek wilgocią przed właściwym testem starzeniowym. Proces ten polega na zanurzeniu próbek w solance o zasoleniu 3-6%, przy temperaturze  $55^\circ\text{C} \pm 5^\circ\text{C}$ . Podczas kondycjonowania nie stosuje się napięcia elektrycznego, a ciśnienie hydrostatyczne jest utrzymywane w zakresie 900-1500 mBar, bez potrzeby podnoszenia go powyżej ciśnienia atmosferycznego.

Czas trwania kondycjonowania zależy od grubości warstwy izolacyjnej:

- Dla próbek o grubości izolacji  $\leq 8,8 \text{ mm}$  wynosi co najmniej 500 godzin.
- Dla próbek  $> 8,8 \text{ mm}$  czas określany jest na podstawie wzoru  $(100 + 46 \times \text{grubość izolacji})$  godzin lub testowany za pomocą metody miareczkowania Karla Fischera.

Celem długotrwałego badania starzeniowego jest odwzorowanie warunków, w jakich materiał izolacyjny będzie funkcjonować w długoterminowej eksploatacji. Przeprowadza się długoterminowe testy laboratoryjne, a następnie oceniana jest wytrzymałość na przebicie.



Rys.7. Stanowisko do badania wytrzymałości na przebicie wg TB 722 [7]

Celem precyzyjnego określenia stopnia degradacji materiału, stosuje się próbę napięciową, polegającą na stopniowym zwiększaniu napięcia o częstotliwości sieciowej na pojedynczej próbce, aż do jej przebicia. Jeśli po usunięciu uszkodzonego fragmentu aktywna długość próbki wynosi co najmniej 10 m, test może zostać powtórzony. Test resztkowej wytrzymałości dielektrycznej jest kluczowym elementem oceny niezawodności kabli podmorskich. Zapewnienie odporności dielektryka na degradację pozwala na optymalizację systemów przesyłowych oraz długoterminową efektywność eksploatacyjną w wymagających warunkach morskich.

### 5. Strategie utrzymania i monitorowania systemów kablowych HV

Długoterminowa niezawodność systemów kablowych wysokiego napięcia zależy nie tylko od właściwego projektu konstrukcyjnego oraz jakości zastosowanych materiałów izolacyjnych, lecz również od odpowiednio zaplanowanej strategii eksploatacji i utrzymania. W praktyce sieciowej utrzymanie systemów kablowych ma na celu ograniczenie ryzyka awarii, zapobieganie sytuacjom niebezpiecznym, minimalizację potencjalnych szkód środowiskowych oraz wydłużenie efektywnego czasu eksploatacji infrastruktury przesyłowej. Odpowiednio dobrana strategia konserwacji pozwala również ograniczyć koszty cyklu życia instalacji kablowych, które w przypadku systemów wysokiego napięcia mogą być znaczące.

W literaturze technicznej wyróżnia się kilka podstawowych podejść do utrzymania infrastruktury elektroenergetycznej. Najbardziej klasyczną metodą jest utrzymanie oparte na czasie (Time-Based Maintenance, TBM), polegające na wykonywaniu działań konserwacyjnych w ustalonych odstępach czasu zgodnie z harmonogramem eksploatacyjnym. Podejście to było historycznie dominujące w eksploatacji systemów kablowych, jednak jego ograniczeniem jest brak bezpośredniej informacji o rzeczywistym stanie technicznym instalacji. W konsekwencji prace konserwacyjne mogą być wykonywane zarówno zbyt wcześnie, jak i zbyt późno w stosunku do rzeczywistego poziomu degradacji systemu.

Alternatywą jest utrzymanie oparte na stanie technicznym (Condition-Based Maintenance, CBM), w którym decyzje eksploatacyjne podejmowane są na podstawie wyników pomiarów diagnostycznych lub systemów monitorowania pracy kabla. Podejście to umożliwia identyfikację zmian parametrów elektrycznych lub termicznych świadczących o postępującej degradacji izolacji oraz pozwala na planowanie działań serwisowych w optymalnym momencie. W praktyce coraz częściej stosuje się również podejście predykcyjne (Predictive Maintenance), w którym dane pomiarowe są analizowane w celu prognozowania przyszłego stanu technicznego instalacji i zapobiegania awariom zanim do nich dojdzie [9].

Oprócz strategii prewencyjnych w eksploatacji systemów kablowych występuje również utrzymanie naprawcze (Corrective Maintenance), polegające na usuwaniu skutków awarii poprzez naprawę lub wymianę uszkodzonych elementów systemu. W nowoczesnym podejściu do zarządzania infrastrukturą elektroenergetyczną stosuje się często modele probabilistyczne, które uwzględniają jednocześnie stan techniczny urządzeń, koszty utrzymania, znaczenie danego elementu dla pracy systemu oraz potencjalne konsekwencje jego uszkodzenia. Takie podejście umożliwia optymalizację strategii eksploatacyjnej w skali całej sieci elektroenergetycznej [9].

Istotnym elementem utrzymania systemów kablowych jest prowadzenie regularnych inspekcji infrastruktury. W przypadku kabli lądowych obejmują one przede wszystkim kontrolę stanu osprzętu kablowego, w tym muf i głowic, sprawdzenie systemów uziemienia i ekranowania, a także ocenę potencjalnych uszkodzeń mechanicznych lub oznak korozji. Inspekcje mają najczęściej charakter wizualny i mogą być uzupełniane pomiarami diagnostycznymi, takimi jak badania ciągłości ekranów, pomiary prądów ekranowych czy testy szczelności powłok zewnętrznych. Współczesne strategie eksploatacyjne zakładają stopniowe przechodzenie od okresowych kontroli manualnych do systemów ciągłego monitorowania parametrów pracy kabla.

Ważną rolę w utrzymaniu infrastruktury odgrywają techniki diagnostyczne pozwalające ocenić stan izolacji oraz innych elementów systemu kablowego. Do najczęściej stosowanych metod należą pomiary wyładowań niezupełnych (Partial Discharge), pomiary współczynnika strat dielektrycznych, pomiary rezystancji izolacji oraz reflektometryczne metody lokalizacji uszkodzeń. W ostatnich latach szczególne znaczenie zyskały systemy monitorowania temperatury wykorzystujące rozproszone czujniki światłowodowe (Distributed Temperature Sensing – DTS), umożliwiające ciągłą obserwację rozkładu temperatury wzdłuż całej trasy kabla [9].

W przypadku kabli podmorskich szczególnie istotnym zagrożeniem są uszkodzenia spowodowane działalnością człowieka, takie jak kotwiczenie statków, połowy sieciowe czy prace hydrotechniczne. Z tego względu działania eksploatacyjne obejmują nie tylko monitorowanie stanu samego kabla, lecz również działania prewencyjne polegające na kontroli trasy kabla, weryfikacji głębokości jego zakopania w dnie morskim oraz prowadzeniu kampanii informacyjnych wśród użytkowników obszarów morskich. W wielu przypadkach stosuje się również systemy identyfikacji ruchu statków (AIS), umożliwiające monitorowanie aktywności jednostek pływających w pobliżu tras kablowych [9].

W starszych systemach kablowych z izolacją olejową (fluid-filled cables) utrzymanie infrastruktury obejmuje dodatkowo monitoring ciśnienia cieczy izolacyjnej, analizę gazów rozpuszczonych w oleju oraz kontrolę szczelności systemu. Współczesne rozwiązania techniczne umożliwiają prowadzenie wielu z tych pomiarów w sposób zdalny i ciągły, co pozwala na szybką identyfikację wycieków oraz innych nieprawidłowości eksploatacyjnych.

Coraz większą rolę w zarządzaniu systemami kablowymi odgrywają również systemy analizy danych eksploatacyjnych. Integracja wyników pomiarów diagnostycznych, informacji o historii obciążenia oraz danych dotyczących awarii umożliwia budowę modeli oceny stanu technicznego infrastruktury (health index). Modele te pozwalają na oszacowanie pozostałego czasu eksploatacji kabla oraz planowanie strategii jego modernizacji lub wymiany [9].

Podsumowując, współczesne podejście do eksploatacji systemów kablowych wysokiego napięcia zakłada stopniowe przejście od tradycyjnych metod utrzymania opartych na harmonogramach czasowych do strategii bazujących na monitorowaniu stanu technicznego oraz analizie danych eksploatacyjnych. Rozwój systemów diagnostycznych i technik monitorowania umożliwia bardziej efektywne zarządzanie infrastrukturą kablową oraz zwiększenie niezawodności systemów elektroenergetycznych.

## 6. Podsumowanie

Żywotność kabli elektroenergetycznych jest wynikiem złożonej interakcji procesów fizykochemicznych, elektrycznych oraz statystycznych. W przypadku izolacji polimerowych degradacja może mieć charakter zarówno jednoczynnikowy — związany z utlenianiem i starzeniem termooksydacyjnym — jak i wieloczynnikowy, obejmujący synergiczne oddziaływanie pola elektrycznego, wilgoci oraz temperatury. Szczególnie w kablach średniego napięcia kluczowym mechanizmem ograniczającym trwałość pozostaje rozwój drzew wodnych oraz ich potencjalna transformacja w drzewa elektryczne prowadzące do przebicia izolacji.

W kablach wysokiego i bardzo wysokiego napięcia dominującą rolę odgrywa długoterminowa wytrzymałość przy napięciu roboczym AC oraz właściwy dobór naprężenia projektowego. Projektowanie systemów HV i EHV wymaga kompromisu pomiędzy grubością izolacji, temperaturą pracy, wymaganym poziomem niezawodności oraz ograniczeniami konstrukcyjnymi. W tej klasie napięć kluczowe znaczenie mają modele probabilistyczne oraz kinetyczne, umożliwiające określenie bezpiecznego marginesu projektowego.

Badania kwalifikacyjne — zarówno dla MV, jak i HV/EHV — stanowią podstawowe narzędzie weryfikacji konstrukcji oraz zdolności produkcyjnych. Protokoły takie jak CENELEC, AEIC, IEC

czy procedury prekwifikacyjne (PQT) pozwalają na przyspieszoną ocenę odporności systemu kablowego na działanie czynników starzeniowych. Należy jednak podkreślić, że testy te potwierdzają spełnienie minimalnych wymagań normowych i nie stanowią bezpośredniego odpowiednika rzeczywistego czasu eksploatacji. Interpretacja wyników wymaga uwzględnienia efektu skali, probabilistycznego charakteru awarii oraz przyjętego poziomu niezawodności (np. B5, B10).

Analiza danych eksploatacyjnych oraz wyników długoterminowych testów napięciowych wskazuje, że typowa przewidywana trwałość kabli elektroenergetycznych o izolacji XLPE wynosi około 40–45 lat eksploatacji, przy prawidłowej instalacji oraz standardowych warunkach pracy systemu elektroenergetycznego

W warunkach rosnących wymagań dotyczących niezawodności systemów przesyłowych i dystrybucyjnych dalszy rozwój metod badawczych, modeli prognostycznych oraz monitorowania stanu eksploatacyjnego pozostaje kluczowym kierunkiem badań i praktyki inżynierskiej.

#### Literatura

- [1] Non-destructive water-tree detection in XLPE cable insulation, CIGRE 493, Working Group D1/B1/20, April 2012
- [2] Study of inception mechanism of electrical trees from bow-tie trees, Shoshi KATAKAI, Shigeo HIWATASHI, Kozo SUZUKI, Shoji MASHIO, Hiroshi SUZUKI; Sumitomo Electric Industries, Ltd. (Japan); JiCable 2019
- [3] The design of power cables to operate at high electrical stress; G Dameria et al; JiCable 1999
- [4] The world's first use of 500 kV XLPE-insulated aluminium-sheathed power cables at the Shimogo and Imaichi power stations; IEEE Trans Power Delivery 5 1999 (1); Ogawa K., Kosugi T., Kato N.
- [5] A study on long-term characteristics of XLPE cables; Katsua G., J-Cable 1999
- [6] Reliable HV and EHV cables, Bostrom J., CIGRE 2002
- [7] Full Scale Wet Age Testing of XLPE Insulated Power Cables in Salt Water, Jeremy FEATHERSTONE, JDR Cable Systems Ltd, Alex NEUMANN, ORE Catapult (UK), Jingyi WAN, JDR Cable Systems Ltd, (UK), Lee HARRIS, ORE Catapult (UK); JiCable 2019
- [8] CIGRE TB 722
- [9] CIGRE TB 825