



Szymon BANASZAK

Politechnika Szczecińska, Instytut Elektrotechniki

Badanie stopnia zesterzenia izolatorów kompozytowych

Streszczenie. W artykule przedstawiono wyniki badań starzeniowych modeli izolatorów kompozytowych przeprowadzonych w komorze mgły solnej. Analiza zarejestrowanych danych doprowadziła do opracowania metody oceny stopnia zesterzenia materiału osłonowego izolatorów kompozytowych. Metoda ta oparta jest na zliczaniu impulsów prądowych w wybranych zakresach wartości. Opierając się na wzorcowej rejestracji laboratoryjnej można dokonać oszacowania stopnia zesterzenia izolatora kompozytowego pracującego w warunkach polowych.

Abstract. (Research on ageing level of composite insulators). The paper presents results of research on ageing of composite insulators' models, conducted in salt fog chamber. Further analysis of acquired data allowed to elaborate method for estimating level of deterioration of composite insulators housing material. This method is based on counting of leakage current peaks recorded in given ranges in laboratory conditions. The comparison to laboratory results allows to determine ageing level of composite insulator working in field conditions.

Słowa kluczowe: izolator kompozytowy, badania starzeniowe, prąd upływu, mgła solna

Keywords: composite insulator, ageing tests, leakage current, salt fog

Wstęp

Liczba izolatorów kompozytowych zainstalowanych w sieciach energetycznych ustawicznie rośnie, jednakże nie wszystkie problemy związane z ich eksploatacją zostały rozwiązane. Jednym z nich jest kwestia oceny przewidywanego czasu życia, który może być wyznaczony w wyniku przyspieszonych badań starzeniowych. Badania takie przeprowadza się w warunkach laboratoryjnych, po opracowaniu odpowiedniej metodologii badawczej. Uwzględnić w niej należy zarówno odpowiedni dobór czynników starzeniowych, jak i wybór parametrów, które posłużą do kontroli stanu powierzchni izolacyjnej.

Prezentowany artykuł przedstawia badania starzeniowe izolatorów kompozytowych, których wyniki umożliwiły opracowanie metody oceny stopnia ich zesterzenia. W badaniach wykorzystano modele izolatorów, wykonane w formie trakcyjnych izolatorów z osłoną z żywicy epoksydowej. Wybór kształtu tych modeli wynikał z ich prostej konstrukcji, dzięki której czynniki starzeniowe mogły oddziaływać na całą powierzchnię izolatorów. Zastosowana żywica została zmodyfikowana poprzez użycie nowego utwardzacza, co wpłynęło na zwiększoną odporność materiału na oddziaływanie łuku elektrycznego. Badania przeprowadzono na pięciu izolatorach, zaś uzyskane wyniki okazały się powtarzalne. Jako czynniki starzeniowe wybrano napięcie przemiennie w obecności mgły solnej. Czynniki te dają się łatwo kontrolować, a jednocześnie oddziałują na powierzchnię izolatora w sposób równomierny i intensywny, a także umożliwiają łatwą kontrolę stanu materiału osłonowego izolatora [1].

Aparatura pomiarowa

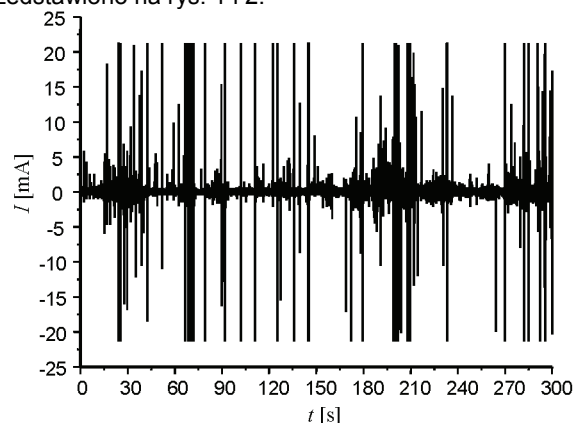
Na wstępie opracowano i wykonano aparaturę pomiarową. Dokonuje ona pomiarów i rejestracji prądów upływu na powierzchni izolatora, w czasie jego starzenia przy wysokim napięciu. Urządzenie to ma częstotliwość próbkowania 1600 Hz, jest zasilane akumulatorowo i zapisuje rejestrowane dane na karcie pamięci, zaś zmiany zakresów pomiarowych dokonywane są za pomocą pilota. Wszystkie te cechy wpływają na bezpieczeństwo wykonywania pomiarów przy wysokim napięciu i umożliwiają ich wykonywanie także w terenie.

Zastosowana komora mgły solnej należy do komór średnich, jej objętość wynosiła ok. 2,5 m³, zaś opad mgły ustawiono na poziomie 2 mm/h. Przykładowe cykle

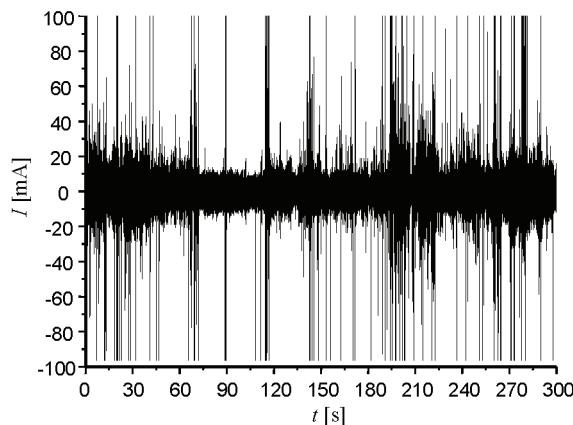
starzeniowe oparte na badaniach w komorze mgły solnej przedstawione są w szeregu publikacji i norm [2-5].

Eksperyment

Pierwszym etapem badań było dobranie czynników starzeniowych i sprawdzenie wpływu ich wartości na poziom rejestrowanych prądów upływu. W tym celu wykonano rejestracje dla różnych wartości przyłożonego napięcia i różnych stężeń mgły solnej. Przykładowe rejestracje prądów upływu w czasie starzenia izolatorów przedstawiono na rys. 1 i 2.



Rys. 1. Prąd upływu po 8 godz. starzenia (20 kV, 5%, 40 kV/m)



Rys. 2. Prąd upływu po 80 godz. starzenia (20 kV, 5%, 40 kV/m)

Ostatecznie do badań wybrano następujące parametry: napięcie 20 kV, stężenie mgły solnej 5%.

W czasie starzenia wartości prądów upływu ustawicznie rosną. Początkowo osiągały one poziom ok. 5 mA, pojawiały się również wyładowania powierzchniowe widoczne jako impulsy przekraczające zakres pomiarowy. Wartości prądów upływu zwiększały się, poprzez poziom 10-20 mA, aż do ok. 50 mA pod koniec starzenia. Pojawiła się wówczas również duża liczba wyładowań. Materiał osłony izolatora był w tym okresie intensywnie degradowany. Po 80 godzinach starzenia badania przerwano i dokonano oględzin izolatorów. Ich powierzchnia była zmatowiona, pojawiły się także ślady erozji i ścieżek przewodzących. Powierzchnia ta całkowicie utraciła swoje właściwości hydrofobowe [6-7].

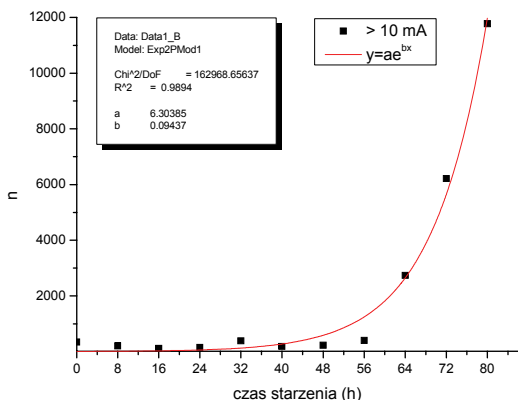
Wyniki badań

Zarejestrowane wartości prądów upływu posłużyły do zliczenia impulsów prądowych zawartych w kolejnych, zadanych zakresach wartości. Rejestracji dokonywano w czasie 5 minut, zaś zliczone impulsy podano poniżej. Ich liczba ustawicznie rosła w czasie starzenia, osiągając coraz wyższe wartości. Zliczanie wykonano za pomocą programu napisanego przez autora, w zakresach co 10 mA. Jako wartość maksymalną przyjęto 90 mA. Wartość ta będzie oczywiście zależna od typu badanego izolatora i od warunków wybranych do starzenia.

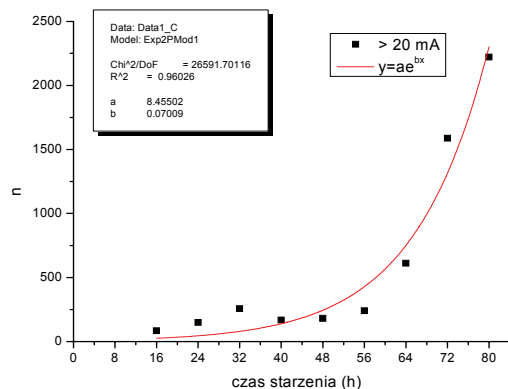
Tabela 1. Liczba impulsów w poszczególnych zakresach prądowych w czasie starzenia izolatora (izolator nr 1)

Czas (h)	Poziomy prądów upływu(mA)					
	>10-20	>20-30	>30-40	>40-50	>50-70	>70-90
0	344					
8	209					
16	117	84	63			
24	151	150	40			
32	385	257	111			
40	185	168	125	93	70	43
48	231	181	124	103	78	56
56	400	241	113	91	78	57
64	2740	612	283	69	57	63
72	6213	1588	699	564	477	600
80	11780	2222	983	624	463	577

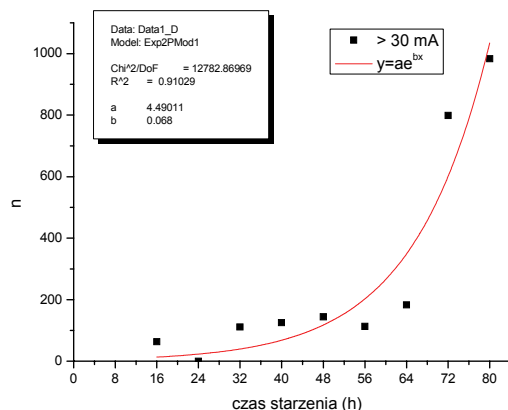
Rosnącą liczbę impulsów przedstawiono także graficznie na poniższych wykresach. Zaprezentowano zmiany dla trzech pierwszych zakresów wartości prądów.



Rys. 3. Liczba impulsów prądowych przekraczających poziom 10 mA w czasie starzenia izolatora nr 1



Rys. 4. Liczba impulsów prądowych przekraczających poziom 20 mA w czasie starzenia izolatora nr 1



Rys. 5. Liczba impulsów prądowych przekraczających poziom 30 mA w czasie starzenia izolatora nr 1

Dla każdego z powyższych zakresów prądowych możliwe jest zaproksymowanie krzywej dwuparametrycznym przebiegiem eksponencjalnym:

$$(1) \quad y = a \exp(bx)$$

gdzie: a, b – const.

Zależność (1) można przekształcić do postaci:

$$(2) \quad n = a e^{bt}$$

a następnie do:

$$(3) \quad t = \frac{\ln \frac{n}{a}}{b}$$

gdzie: n – liczba impulsów prądowych, t – czas starzenia laboratoryjnego (h), a, b – const.

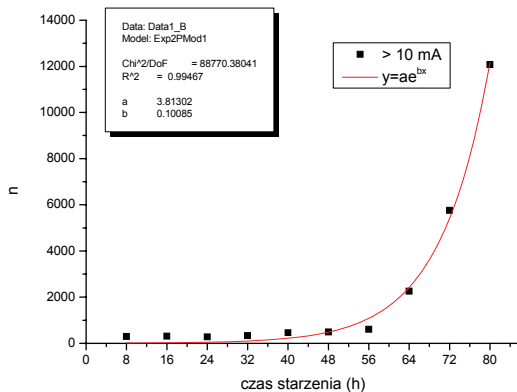
Stałe a i b zależą od wyboru wartości czynników starzeniowych i od rodzaju badanego izolatora (kształt i materiał osłony). W oparciu o zależność (3) i otrzymane wartości stałych a i b możliwe jest określenie stopnia zesterzenia osłony izolatora starzonego w warunkach polowych, poprzez porównanie do badań laboratoryjnych. W tym celu konieczne jest przeprowadzenie rejestracji w takich samych warunkach, dla których wykonano pomiary wzorcowe, czyli w komorze mgły solnej o stężeniu 5% i przy napięciu 20 kV. Analizę rejestracji wykonuje się w sposób podobny, jak przy wyznaczaniu charakterystyk wzorcowych.

Zliczone impulsy porównuje się w poszczególnych zakresach prądowych do charakterystyk wzorcowych, co prowadzi do określenia zastępczego czasu starzenia laboratoryjnego. W oparciu o te czasy dokonuje się oceny stanu osłony izolacyjnej [8].

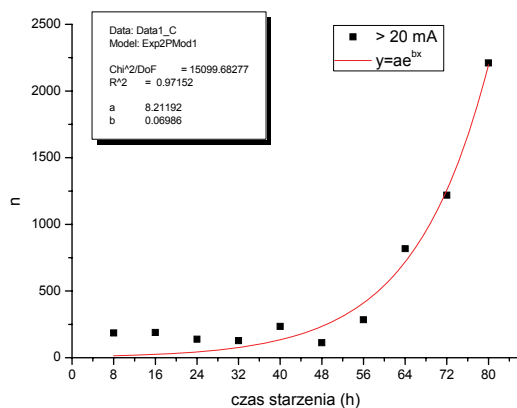
Podobne wyniki uzyskano dla kolejnych izolatorów tego typu. Osiągnięcie powtarzalności wyników umożliwia uśrednienie krzywych wzorcowych rejestrowanych w laboratorium i uzyskanie bardziej miarodajnych danych referencyjnych. Liczbę impulsów prądowych dla izolatora nr 2 przedstawiono w tabeli 2. Trzy pierwsze zakresy prądowe przedstawiono graficznie na rys. 6-8.

Tabela 2. Liczba impulsów w poszczególnych zakresach prądowych w czasie starzenia izolatora (izolator nr 2)

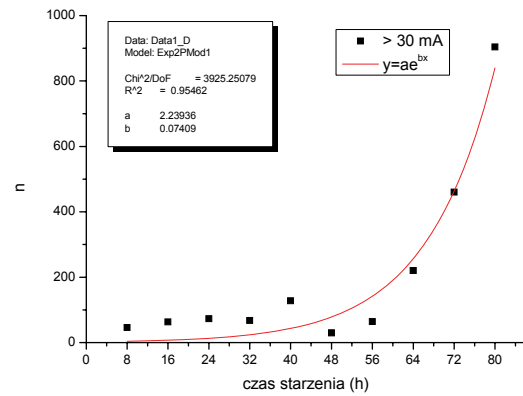
Czas (h)	Poziomy prądowy upływu (mA)					
	>10-20	>20-30	>30-40	>40-50	>50-70	>70-90
0	344					
8	293	186	46	10		
16	313	190	63	30		
24	278	138	73	46		
32	329	129	68	44		
40	460	235	128	71	20	16
48	489	112	30	15	12	12
56	602	284	64	58	33	29
64	2258	817	220	76	46	12
72	5760	1219	460	325	255	174
80	12081	2209	904	566	430	300



Rys. 6. Liczba impulsów prądowych przekraczających poziom 10 mA w czasie starzenia izolatora nr 2



Rys. 7. Liczba impulsów prądowych przekraczających poziom 20 mA w czasie starzenia izolatora nr 2



Rys. 8. Liczba impulsów prądowych przekraczających poziom 30 mA w czasie starzenia izolatora nr 2



Rys. 9. Powierzchnia izolatora starzonego w komorze mgły solnej oraz izolatora nowego



Rys. 10. Powierzchnia izolatora po 38 miesiącach starzenia na stanowisku terenowym w klimacie nadmorskim. Po prawej stronie widoczne zmiany na powierzchni izolatora.

W przypadku badanych modeli starzenie laboratoryjne zakończono po 80 godzinach (rys. 9). Jeśli wartość czasu zastępczego dla izolatora starzonego w warunkach polowych jest bliska czasowi 80 godzin, oznacza to, że izolator jest już znacząco zestarzony i nie powinien być dalej eksploatowany. Z drugiej strony, jeśli liczba impulsów sytuuje się w zakresie czasowym 0-40 godzin, izolator może być w dalszym stopniu eksploatowany. Metodę tę można stosować do badań nowych konstrukcji izolatorów i ich badań eksploatacyjnych.

Ocena stanu izolatorów starzonych na stanowisku badawczym w rejonie nadmorskim

Badane modele izolatorów zainstalowano na terenowym stanowisku badawczym zlokalizowanym w rejonie oddziaływania klimatu nadmorskiego, w Dźwirzynie koło Kołobrzegu. Izolatory zamontowano pomiędzy jedną fazą linii 15 kV, a potencjałem ziemi. Okresowo wykonywano pomiary i rejestracje prądów upływu na ich powierzchni, zarówno na stanowisku terenowym, jak i w laboratorium. Wykonanie badań laboratoryjnych umożliwia ocenę stanu ich powierzchni, poprzez obliczenie na podstawie zliczonej liczby impulsów prądowych w poszczególnych zakresach ich wartości, czasu odpowiadającemu starzeniu laboratoryjnemu. Wykonano rejestracje laboratoryjne po około 20, 28 i 38 miesiącach od zainstalowania izolatorów.

Ocena wizualna ich powierzchni wykazała zmiany barwy materiału osłonowego, a dla jednego z izolatorów ślady bardziej intensywnego starzenia termicznego, spowodowanego najprawdopodobniej oddziaływaniem łuku elektrycznego (rys. 10). Jednakże wartości zmierzonych prądów upływu na tych izolatorach w warunkach laboratoryjnych były niskie, a liczba impulsów w poszczególnych zakresach była bardzo mała. Sytuuje to badane izolatory w początkowym okresie skali czasowej starzenia przyspieszonego w komorze mgły solnej. Wyliczony czas odpowiadający temu starzeniu mieścił się w zakresie od 0-40 godzin. Można więc przyjąć, że izolatory mogą być nadal zamontowane na stanowisku badawczym.

Podsumowanie

1. Opracowano metodykę pomiarową prądów upływu na powierzchni izolatorów i przygotowano w tym celu specjalną aparaturę.
2. Zaprezentowano metodykę oceny stanu powierzchni materiału osłonowego izolatora. Oparta jest ona na

analizie liczby impulsów prądowych zawartych w zadanych przedziałach wartości. Wyniki tej analizy zaproksymowano do dwuparametrycznego przebiegu eksponentialnego. Dobór czynników starzeniowych zależy od konstrukcji badanego izolatora.

3. Wykonanie opisanych badań na izolatorach starzonych w innych warunkach (o nieznanej historii eksploatacji) i porównanie wyników z wzorcowym starzeniem laboratoryjnym umożliwia ocenę stanu powierzchni części izolacyjnej tych izolatorów.
4. Planuje się wykonanie badań dla innych typów izolatorów.

Badania przedstawione w powyższym artykule finansowane były w ramach grantu KBN, numer 3 T10A 052 27.

LITERATURA

- [1] Banaszak Sz., Research on ageing of traction tension insulators, *Proc. of the XIVth International Symposium on High Voltage Engineering (ISH 2005)*, Beijing, China 2005, p. 222
- [2] Ding L., Li C.R., Yang J., Zha K., Su Z., Li Q., Accelerated aging test system for composite insulators, *Proc. of the XIIIth International Symposium on High Voltage Engineering, ISH'03*, Rotterdam 2003
- [3] Sebo S., Zhao T., Utilization of Fog Chambers for Non-ceramic Outdoor Insulator Evaluation, *IEEE Trans. on Dielectr. and Electr. Insul.*, vol.6, No 5, 1999, p. 676-687
- [4] Sebo S.A., Casale E.P., Fog Chamber tests of 35kV polymer insulators and their performance evaluation, *APTADM'2001*, Wrocław 2001, p. 301-305.
- [5] IEC 61109:1992: *Composite Insulators for AC Overhead lines with a Nominal Voltage Greater than 1000 V. Definitions, Test Methods and Acceptance Criteria.*
- [6] Barsch R., Jahn H., Lambrecht J., Schmuck F., Test Methods for Polymeric Insulating Materials for Outdoor HV Insulation, *IEEE Trans. on Dielectr. and Electr. Insul.*, vol.6, No 5, 1999, p. 668-675
- [7] IEC 60505:2004: *Evaluation and qualification of electrical insulation systems.*
- [8] Banaszak Sz., Badania starzeniowe trakcyjnych izolatorów kompozytowych, *Rozprawa doktorska*, Politechnika Szczecińska, Instytut Elektrotechniki, Szczecin, 2006.

Autor: dr inż. Szymon Banaszak, Politechnika Szczecińska, Instytut Elektrotechniki, ul. Sikorskiego 37, 70-313 Szczecin, E-mail: Szymon.Banaszak@ps.pl;