

Lech SUBOCZ<sup>1</sup>  
Szymon BANASZAK<sup>1</sup>

## TERENOWE BADANIA TRAKCYJNYCH IZOLATORÓW KOMPOZYTOWYCH

*Artykuł opisuje terenowe stacje badania izolatorów kompozytowych zlokalizowane w terenie nadmorskim. Izolatory kompozytowe umieszczone na tych stanowiskach narażone są na oddziaływanie naturalnych czynników starzeniowych, takich jak ultrafiolet, słone mgły i mżawki oraz poddane działaniu wysokich naprężeń elektrycznych. Okresowo dokonuje się pomiaru prądów upływu*

### 1 WSTĘP

W rejonie nadmorskim zorganizowano stanowiska badań trwałości izolatorów kompozytowych. Jedno z nich umiejscowione jest w rejonie Świnoujścia-Karsiborza, a drugie w Dźwirzynie k. Kołobrzegu. W odróżnieniu od istniejących dotychczas stacji zabrudzeniowych, gdzie badaniom poddawane są zazwyczaj głównie izolatory, na prezentowanych stanowiskach badawczych występują czynniki starzeniowe uznane za optymalne dla starzenia izolatorów kompozytowych. Klimat nadmorski charakteryzuje się dużymi dawkami czynników starzeniowych, np. promieniowania ultrafioletowego (UF), mżawkami przewodzącymi prądy powierzchniowe na izolatorze, okresowymi zwyżkami temperatury itp. Stanowiska zasilane są z sieci elektroenergetycznej średniego napięcia (15/8,7 kV), a zainstalowane tam izolatory mają długość powłoki izolacyjnej 50 cm i 24 cm poddawanej naprężeniom elektrycznym odpowiednio 0,17 kV/cm i 0,36 kV/cm. Okresowo rejestrowane są prądy upływu na powierzchni izolatorów.

### 2 CZYNNIKI STARZENIOWE

Problem starzenia izolatorów kompozytowych jest nadal aktualny. Na świecie izolatory kompozytowe poddaje się eksploatacji w warunkach środowiskowych i oczekuje się pierwszych wyników z tej eksploatacji. Starzenie i próby środowiskowe izolatorów porcelanowych są już znanymi i rozwiązanymi w praktyce problemami. Do starzenia izolatorów kompozytowych należy wybrać takie warunki środowiskowe, które są najbardziej niekorzystne dla takiej izolacji: wysokie promieniowanie UF, zabrudzenia o wysokiej przewodności powierzchniowej i powierzchniowe naprężenia elektryczne.

---

<sup>1</sup> Politechnika Szczecińska, Instytut Elektrotechniki, ul. Sikorskiego 37, 70-313 Szczecin, [szymon.banaszak@ps.pl](mailto:szymon.banaszak@ps.pl)

Tablica 1. Energie niektórych wiązań polimerowych i odpowiadające im długości fal.

WIĄZANIE	ENERGIA WIĄZAŃ [eV]	DŁUGOŚĆ FALI* [nm]
C-C	3,5	340
C=C	6,1	197
C...C aromat.	5,2	231
C-H metan	4,1	292
C-Cl	3,3	366
C-F	5,0	240
C-S	3,0	397

\* – graniczna długość fali szkodliwego wnikania

Promieniowanie UF jest częścią składową promieniowania słonecznego (około 8%), najbardziej niszczącą izolację polimerową. Związane jest to z energią aktywacji materiałów kompozytowych, której wartości zależne są od rodzaju wiązań chemicznych (tab. 1) [1-3].

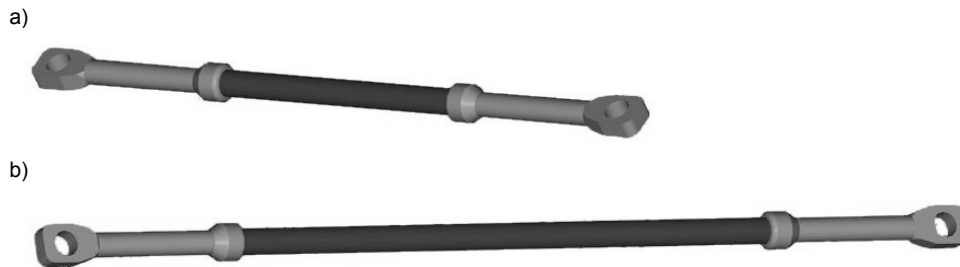
Zbliżone wartości energii promieniowania UF oraz energii wiązań są powodem powstawania reakcji fotochemicznych w materiałach organicznych, a w dalszej konsekwencji – powodem ich starzenia.

W terenie nadmorskim występują opady zawierające naturalne zanieczyszczenia powstające w związku z bliskością zasolonego zbiornika wodnego. Szczególnie niebezpieczne dla izolatorów kompozytowych są słone mżawki i mgły, które – w przeciwieństwie do intensywnych opadów – osiadając na powierzchni izolatora pozostawiają przewodzącą warstwę. Powstanie takiej warstwy w połączeniu z naprężeniami elektrycznymi prowadzi do intensywnej degradacji powierzchni i skutecznego starzenia materiałów kompozytowych [1].

Połączenie takich czynników starzeniowych występuje w sposób naturalny tylko w rejonie nadmorskim, pozwalając na przeprowadzenie intensywnego starzenia w warunkach eksploatacyjnych.

### 3 PRZEDMIOT BADAŃ

Izolatory poddane badaniom starzeniowym wykonano w dwóch wariantach długości części izolacyjnej: 24 cm oraz 50 cm. Pozwoliło to uzyskać dwie wartości naprężeń elektrycznych na powierzchni izolatora, przy zastosowaniu tego samego napięcia. Materiałem osłonowym była żywica epoksydowa utwardzona nowym rodzajem utwardzacza, będącego produktem chemicznego recyklingu poli(tereftalanu etylenu) – PET [4, 5].

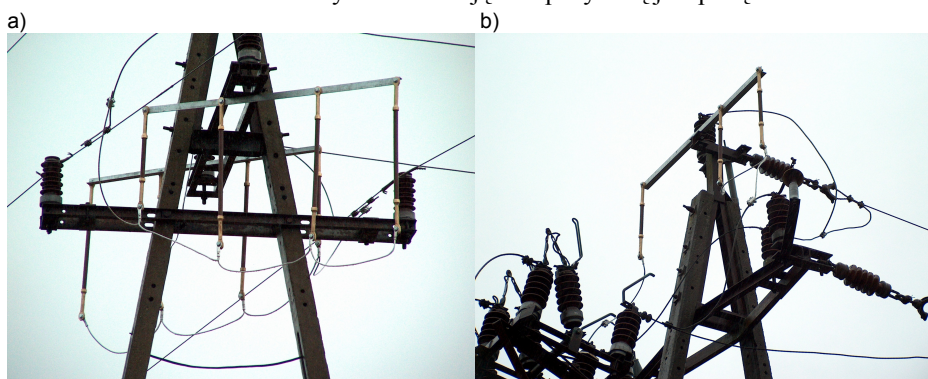


Rys. 1. Izolatory poddane badaniom starzeniowym w obu wersjach długości: a) 24 cm, b) 50 cm.

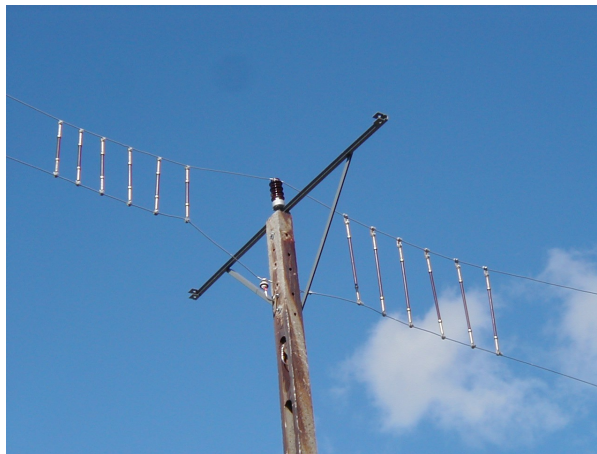
#### 4 TERENOWE STANOWISKA STARZENIOWE

Oba stanowiska terenowe zlokalizowane są w rejonie nadmorskim, w Świnoujściu-Karsiborzu i w Dźwirzynie k. Kołobrzegu. Zasilane są one z linii 15 kV. Izolatory podłączone są pod napięcie fazowe 8,7 kV.

Uzyskane wartości naprężeń elektrycznych na izolatorach to 0,17 kV/cm dla wersji dłuższej (50 cm) i 0,36 kV/cm dla wersji 24 cm. Oczywiście wartości te nie mogą być uważane za normalne warunki pracy dla tych izolatorów, naprężenia są tutaj o wiele wyższe w celu przyspieszonego zestarzenia powierzchni materiału osłonowego izolatorów. Także kształt izolatora nie jest przystosowany do pracy pod takimi naprężeniami przy napięciu zmiennym. Izolatory te zaprojektowane zostały dla trakcji elektrycznej 3 kV=. Jednakże ich prosty kształt i łatwość uzyskania różnych długości konstrukcji pozwalają wykorzystać je do badań starzeniowych izolacji polimerowej. Czynniki starzeniowe, takie jak promieniowanie UF oraz słone mgły i mżawki, oddziałują równomiernie na całą powierzchnię materiału osłonowego izolatora, co dla przyspieszonego starzenia materiałów stosowanych na izolację kompozytową jest pożądane.



Rys. 2. Izolatory w Dźwirzynie zamontowane na dwóch słupach.

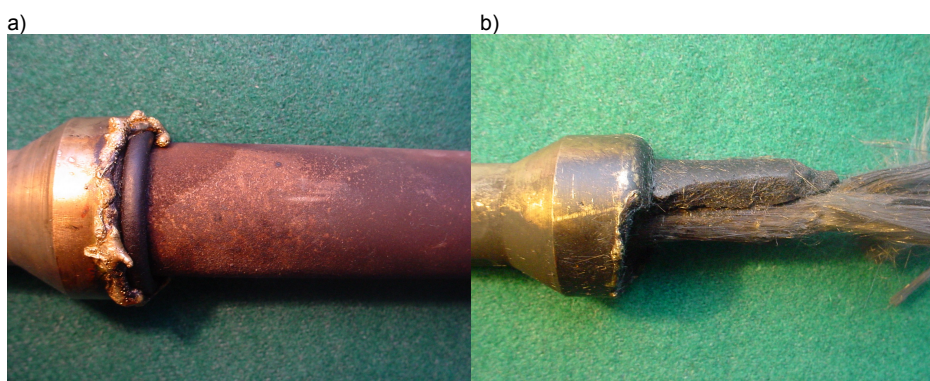


Rys. 3. Izolatory na stanowisku w Świnoujściu-Karsiborzu.

## 5 WSTĘPNE WYNIKI BADAŃ STARZENIOWYCH

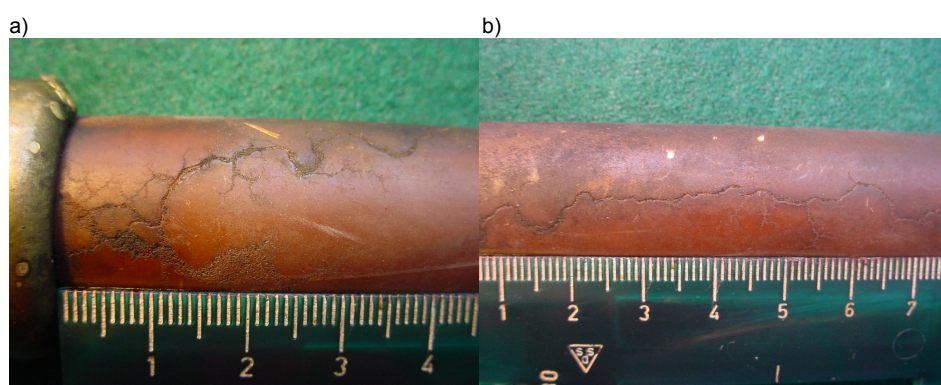
Izolatory umieszczone na stanowisku w Dźwirzynie uległy uszkodzeniu wskutek dużego prądu upływu. Był on spowodowany intensywnymi opadami mokrego śniegu na zabrudzoną wcześniej powierzchnię izolatora. Powstały prąd upływu spowodował całkowite zniszczenie osłony i uszkodzenie izolatora (rys. 4). Uszkodzone izolatory pracowały przy napięciu elektrycznym 0,36 kV/cm.

Pozostałe izolatory są wciąż starzone na stanowiskach terenowych. Po rocznej ekspozycji na czynniki starzeniowe na ich powierzchni pojawiły się drobne uszkodzenia: miejscowe zmatowienia spowodowane erozją materiału, a także zwęglone ścieżki przewodzące (rys. 5). Jednakże mimo tych uszkodzeń, izolatory nadal zachowują swoje dobre właściwości, zaś badania są kontynuowane. Dodatkowo okresowo wykonywane są pomiary prądów upływu na powierzchni izolatorów.



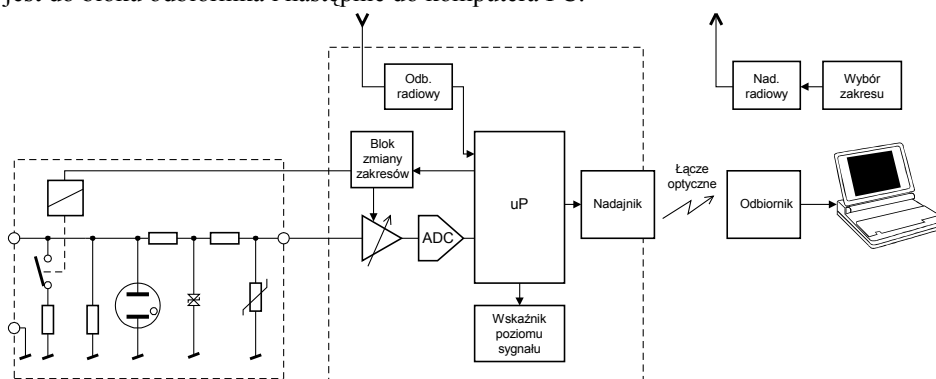
Rys. 4. Uszkodzone izolatory: a) wytopione okucie i materiał osłonowy zmatowiony na całej powierzchni, b) izolator zniszczony, osłona wypalona.

Dla jednego zestawu izolatorów, umieszczonego w Świnoujściu, po 6 miesiącach naturalnego starzenia pomierzono prądy upływu (w naturalnych warunkach panujących na stacji). Zmierzone wartości przy 8,67 kV to dla izolatorów krótszych około 40  $\mu\text{A}$ , zaś dla dłuższych około 20  $\mu\text{A}$ . W celu porównania pomiarów polowych do izolatorów starzonych w laboratorium, wykonano pomiar symulujący warunki terenowe w laboratorium dla izolatorów starzonych w komorze mgły solnej, czyli 8,7 kV bez słonej mgły. Zmierzone prądy upływu na długim izolatorze, starzonym przez 80 godzin, wyniosły około 40  $\mu\text{A}$ , co stanowi wartość dwa razy większą niż po półrocznym starzeniu w warunkach terenowych.



Rys.5. Izolatory w czasie starzenia: widoczna zmatowiona miejscowo powierzchnia i przewodzące ślady

Na rys 6. przedstawiono schemat blokowy urządzenia, które zostało skonstruowane do potrzeb pomiaru i rejestracji prądów upływu. W jego skład wchodzi moduł pomiarowy, z dwoma rezystorami pomiarowymi i trójstopniowym zabezpieczeniem odgromowym. Sygnał przekazywany jest następnie do modułu przetwornika analogowo cyfrowego z optycznym blokiem nadawczym. W tym samym module znajduje się także blok zmiany zakresów, wskaźnik poziomu sygnału, odbiornik radiowy sterowania oraz zaprogramowany mikroprocesor. Następnie sygnał w formie optycznej przekazywany jest do bloku odbiornika i następnie do komputera PC.



Rys.6. Schemat blokowy urządzenia mierzącego i rejestrującego prądy upływu.

Sterowanie urządzeniem odbywa się za pomocą pilota radiowego. Wykorzystanie łącz radiowych i optycznych pozwoliło odseparować części mogące znaleźć się pod napięciem od komputera rejestrującego i obsługi.

## 6 WNIOSKI

Starzenie izolatorów kompozytowych w warunkach terenowych to najbardziej skuteczna metoda uzyskania informacji o jej trwałości. W czasie starzenia zdarzają się niekontrolowane uszkodzenia izolatorów. Środkiem zapobiegawczym takim zjawiskom mogłoby być zebro na powierzchni osłony izolacyjnej. Z drugiej strony, wykorzystanie takiego typu izolatorów do badań starzeniowych terenowych, pozwala na uzyskanie wysokich napiężeń elektrycznych i narażeń środowiskowych na całej długości izolatora i jego zdecydowanie przyspieszone zestarzenie.

## 7 LITERATURA

- [1] Subocz L., Goldade W.A., Wysokowolttnaja izolacija na osnowie polimernych kompozitow, NANB, Gomel, Białoruś, 1999 r.
- [2] Subocz L. Experiences on ageing of epoxy overhead insulators. *XIIIth International Symposium on High Voltage Engineering, ISH'03*, Delft, 2003
- [3] Gubański S.M. Modern Outdoor Electrical Insulation. *IEEE Trans. on Dielect. and El. Ins.* Vol.6, No.5, 1999
- [4] Banaszak Sz., Research on ageing of traction tension insulators, *Proceedings of the XIVth International Symposium on High Voltage Engineering – ISH 2005*, Beijing, China, August 25-29, 2005, s. 222.
- [5] Banaszak Sz., Michalski J. Właściwości elektryczne. Inne właściwości. Aminoglikoliza odpadowego PET i zastosowanie produktów. *Praca zbiorowa pod redakcją Tadeusza Spsychaja*. Szczecin 2003 r., 69-72

## FIELD TESTS OF TRACTION TENSION INSULATORS

*This paper describes composite insulators field ageing stations located in the costal climate. Insulators mounted at these stations are exposed to UV radiation, natural salt fogs and drizzles and high electric stress. Leakage currents are measured occasionally.*