

METODY ANALIZY PRZEWODÓW HTLS POD WZGLĘDEM MECHANICZNYM I CIEPLNYM – REFERAT KONFERENCYJNY

Paweł KUBEK¹, Edward SIWY¹

1. Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów, Politechnika Śląska w Gliwicach
tel: + 48 32 237 12 52, fax: + 48 32 237 14 86, e-mail: Pawel.Kubek@polsl.pl, Edward.Siwy@polsl.pl

Streszczenie: Problem niskiej przepustowości termicznej dotyczy głównie starych linii napowietrznych, zaprojektowanych dla temperatury granicznej roboczej +40°C. W referacie pokazano efekty uzyskane wskutek wymiany tradycyjnych przewodów AFL na przewody HTLS w wybranych liniach WN. Artykuł zawiera przegląd zagadnień związanych z doбором odpowiedniego przewodu HTLS nadającego się do zastąpienia przewodu istniejącego. W artykule zawarto także wybrane aspekty związane z rozszerzeniem modeli mechanicznych, cieplnych i elektrycznych stosowanych dotychczas na potrzeby analiz przewodów niskozwisowych.

Słowa kluczowe: modernizacja termiczna linii napowietrznych; przewody HTLS; cieplne, elektryczne i mechaniczne modele przewodów.

1. WPROWADZENIE

Budowa nowych linii z przewodami o większym przekroju lub z wyższymi słupami jest kosztowna oraz stwarza poważne problemy z uzyskaniem zgody właścicieli gruntów w pasie linii. Długotrwałe wyłączenie danej linii stwarza także duże utrudnienie w pracy całej połączonej sieci oraz w zasilaniu wybranych odbiorców. W Polsce i na świecie ugruntował się obecnie pogląd, potwierdzony uzyskanymi dotychczas wynikami (technicznymi i ekonomicznymi), że najlepszym rozwiązaniem jest modernizacja termiczna istniejących linii, wykonywana bez istotnych zmian w rozwiązaniach konstrukcyjnych starych linii (bez wymiany słupów i fundamentów). Umożliwiają to przewody HTLS, oferowane przez światowych producentów po konkurencyjnych cenach.

W wymaganych analizach związanych z optymalnym doбором przewodów nie zawsze wystarczające są podstawowe modele cieplne i mechaniczne stosowane do tej pory w przypadku przewodów AFL. W referacie przedstawione zostaną wybrane aspekty związane z rozszerzeniem stosowanych modeli na potrzeby analiz przewodów niskozwisowych. Aspekty te mogą również być istotne przy zastosowaniu bezpośredniego monitoringu linii napowietrznych.

2. OPTYMALIZACJA KONSTRUKCJI PRZEWODU DLA MODERNIZOWANEJ LINII

Proces selekcji i optymalizacji konstrukcji przewodów nadających się szczególnie do modernizacji termicznej jest zróżnicowany dla każdej linii, przy czym na ogół ważną rolę odgrywa w nim zwis w funkcji temperatury przewodu. Nowe przewody należy umiejętnie wkomponować w istniejącą linię – słupy, wysięgniki, przewody odgromowe, odstępy izolacyjne wewnętrzne i zewnętrzne.

Optymalny dobór przewodu polega na wyborze technologii w jakiej będzie wykonany dobierany przewód HTLS, a następnie określeniu jego parametrów konstrukcyjnych. Dla przewodów bimateriałowych dobiera się parametry rdzenia oraz oplotu. W ramach danej technologii możliwe jest zróżnicowanie parametrów w zależności od wyboru materiału. Dla określonej średnicy przewodu istotna jest relacja pomiędzy przekrojem rdzenia i oplotu decydująca z jednej strony o wytrzymałości mechanicznej, a z drugiej o uzyskanej rezystancji przewodu. Biorąc powyższe pod uwagę, składowe wektora zmiennych decyzyjnych X w problemie optymalizacji, można ograniczyć do następujących parametrów:

- technologia budowy przewodu T ,
- rodzaj przewodu w danej technologii (sektorowy, z drutami okrągłymi) R ,
- klasa wytrzymałości termicznej materiału oplotu K_O ,
- klasa wytrzymałości mechanicznej rdzenia K_R (dla rdzeni stalowych),
- średnica zewnętrzna przewodu D ,
- relacja pomiędzy przekrojem rdzenia i oplotu A_R/A_O .

Daje to w konsekwencji wektor zmiennych decyzyjnych X w postaci:

$$X^T = [T, R, K_O, K_R, D, A_R/A_O].$$

Podstawowym kryterium przyjmowanym w optymalizacji konstrukcji przewodu do modernizowanej linii napowietrznej powinno być kryterium sumarycznych kosztów związanych z całym cyklem życia obiektu technicz-

nego jakim jest modernizowana linia. Koncepcja szacowania kosztu cyklu życia *LCC* (*Life Cycle Costing*) jest przedmiotem coraz szerszego zainteresowania w wielu gałęziach przemysłu. Dotyczy to również energetyki. Polska norma [1] definiuje *LCC* jako łączny koszt ponoszony w cyklu życia wyrobu, obiektu itp. W przypadku modernizowanej linii formalnie będzie on obejmował grupy składników związane z samą wymianą przewodów K_{wym} , następnie eksploatacją linii K_{eks} oraz na zakończenie cyklu życia likwidacją lub ewentualnie ponowną modernizacją linii K_{lik} .

Przyjmowane ograniczenia wynikają przede wszystkim z wymaganej minimalnej obciążalności linii I_{dmin} , dopuszczalnych zwisów związanych z dopuszczalnymi odległościami Z_{dop} do ziemi i krzyżowanych obiektów oraz dopuszczalnych obciążeń mechanicznych samych przewodów i konstrukcji wsporczych w różnych warunkach pracy linii (wyrażone najczęściej w postaci dopuszczalnego naciągu przewodów N_{dop}). Te ostatnie zależą w głównym stopniu od średnicy zewnętrznej przewodu (m.in. oblodzenie, obciążenia wiatrowe), determinują więc warunki jakie musi spełniać średnica przewodu ze względu na obciążenia mechaniczne. Dodatkowym czynnikiem wpływającym na dopuszczalną minimalną średnicę zewnętrzną przewodu D_{min} jest ulot. Oczywiście jest również, że sam przewód musi mieć odpowiedni poziom wytrzymałości mechanicznej (*RTS*) zapewniany przede wszystkim przez odpowiednią wytrzymałość rdzenia. Determinuje ona więc minimalne jego wymiary.

Przy podanych wyżej założeniach i przyjętym kryterium zadanie optymalizacji konstrukcji przewodu można sformułować następująco:

$$\left. \begin{array}{l} \min LCC(\mathbf{X}), \\ \text{przy ograniczeniach:} \\ I_d(\mathbf{X}) \geq I_{dmin}, \\ Z_{imax}(\mathbf{X}) \leq Z_{idop}, \text{ dla wszystkich } i \in P \\ k\%RTS(\mathbf{X}) \geq N_{jpod}, \\ N_{jmax}(\mathbf{X}) \leq N_{jdop}, \text{ dla wszystkich } j \in S \\ D \geq D_{min}, \\ \text{warunki dodatkowe} \end{array} \right\} \quad (1)$$

gdzie: *LCC* – sumaryczne koszty związane z cyklem życia modernizowanej linii, I_d – obciążalność prądowa linii, Z_{imax} – maksymalny zwis w *i*-tym przęśle linii, N_{jmax} – maksymalny naciąg przewodów w *j*-tej sekcji linii, D – średnica przewodu, S – zbiór sekcji odciegowych w linii, P – zbiór przęseł w linii.

3. MODELE CIEPLNE I MECHANICZNE WYKORZYSTYWANE W ANALIZACH

Wielkości występujące w przedstawionym powyżej zadaniu optymalizacyjnym wymagają zastosowania w analizach odpowiednich modeli cieplnych i mechanicznych. Stosowane powszechnie modele mają określone ograniczenia. Podobnie jest w przypadku monitorowania linii. Zastosowanie znanych modeli do wyznaczania np. obciążalności linii wymaga zwykle ich modyfikacji.

3.1. Modele cieplne

Obecny, powszechnie stosowany w Europie, algorytm obliczeń temperatury przewodu w linii napowietrznej jest podany w raporcie CIGRE [2] i opiera się na zmierzonych w czasie rzeczywistym wartościach prędkości i kierunku wiatru, temperatury powietrza, promieniowania słonecznego

oraz prądu obciążenia linii. Jest to klasyczny model obliczeniowy dla przewodów nieizolowanych. Opisano go szerzej m.in. w [3,4]. Podobny model, dający bardzo zbliżone wyniki obliczeń, jest stosowany w USA (IEEE Standard 738-1993).

Zmierzona punktowo (np. anemometrem na słupie) prędkość wiatru nie odzwierciedla w prawidłowy sposób rzeczywistej prędkości wiatru panującej na całej długości sekcji. Ze względu na zmienny charakter wiatru spowodowany turbulencjami, ukształtowaniem powierzchni terenu itp. prędkość wiatru jak i jego kierunek są różne w różnych miejscach sekcji odciegowej. Należy więc korzystać z określonej równoważnej prędkości wiatru, która oddawałaby w prawidłowy sposób naturę chłodzenia konwekcyjnego przewodu. Można ją wyznaczyć jako:

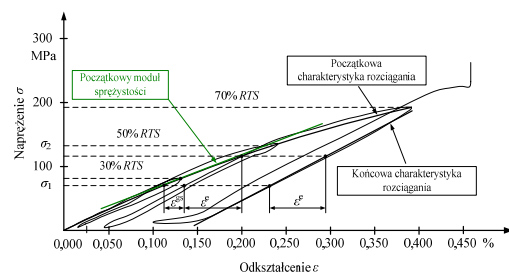
$$V_r = \frac{v}{\rho_r D} \cdot n \sqrt{\frac{P_k}{\pi \lambda_r (T_{pm} - T_{ot}) B_1}} \quad (2)$$

gdzie: v – kinematyczna lepkość powietrza, ρ_r – względna gęstość powietrza, D – średnica przewodu, B_1 i n – współczynniki zależne od wartości liczby Reynoldsa i chropowatości powierzchni przewodu, P_k – moc cieplna oddawana przez konwekcję, λ_r – przewodność cieplna powietrza, T_{pm} – zmierzona wartość temperatury przewodu, T_{ot} – temperatura otoczenia

Dla zadanej dopuszczalnej temperatury granicznej przewodów T_{gr} można teraz określić jego dopuszczalną obciążalność prądową.

3.2. Modele mechaniczne

Wszystkie przewody linii napowietrznych poddawane są standardowym badaniom laboratoryjnym w celu określenia ich właściwości mechanicznych. Do podstawowych prób należy próba rozciągania (*stress-strain test*), wykonywana zwykle na odpowiednio przygotowanym odcinku przewodu (zakończonym za pomocą uchwytów odciegowych z żywicy epoksydowej) o długości ok. 12÷14 m, w kontrolowanej temperaturze występującej w laboratorium (T_{lab}). W przypadku przewodów bimateriałowych próba ta jest wykonywana dla całego przewodu oraz dla rdzenia przewodu, co pozwala na wyznaczenie oddzielnych charakterystyk rozciągania dla oplotu i rdzenia przewodu.



Rys. 1. Przebieg próby rozciągania przewodu bimateriałowego

W Polsce, podobnie jak w większości krajów europejskich, obliczenia zwisów i naciągów tradycyjnych przewodów (AL, AFL, AAL itd.) prowadzi się do tej pory jeszcze w oparciu o najprostszy model odkształceń przewodu, nazywany modelem liniowym sprężystym (*linear elastic model*) [5]. Przewód modeluje się w nim jako liniową sprężynę o efektywnym (wypadkowym) module sprężystości E i o efektywnym współczynniku wydłużenia termicznego α . Pomija się wszelkie plastyczne wydłużenia przewodu. Wiadomo, że

taki model obliczeń jest właściwy jedynie dla charakterystyki końcowej przewodu

W sytuacji długich i bardzo długich przeseł (w liniach przesyłowych) powyższy model jest modyfikowany w celu uproszczonego uwzględnienia odkształceń plastycznych, które modeluje się za pomocą równoważnego przyrostu temperatury przewodu. Istota modelu pozostaje jednak bez zmian, czyli odnosi się on także do końcowego stanu przewodu.

Według informacji zawartych w Broszurze Technicznej nr 324 CIGRE [5], najbardziej odpowiednie jest stosowanie modelu eksperymentalnego odkształceń plastycznych EPE (*experimental plastic elongation model*). Przewód modeluje się w nim jako nieliniową sprężynę, której odkształcenia liniowe ε^e i ε^t są funkcją napięcia i temperatury, zaś odkształcenia plastyczne ε^{gs} i ε^{mc} są funkcją napięcia (ε^{mc} jest także funkcją czasu). Odkształcenia oplotu i rdzenia przewodu są uwzględniane oddzielnie, zaś obliczenia wykonuje się dla przyjętej sekwencji zdarzeń obciążeniowych w czasie życia linii. Stosowanie metody uproszczonej (*linear elastic model*) jest dopuszczalne jedynie dla niewielkiej grupy przewodów, w których do budowy oplotu wykorzystane jest aluminium twarde lub stop aluminium Al-Mg-Si, cechujące się niewysoką temperaturą pracy ciągłej oraz stosunkowo małą nieliniowością charakterystyki początkowej.

W przewodach bimateriałowych własności związane z rozszerzalnością mechaniczną i termiczną różnią się dla oplotu i rdzenia. Istotny z punktu widzenia prowadzonych analiz może być również gradient temperatury wewnątrz przewodu. Przy dużych gęstościach prądu w zależności od warunków chłodzenia, a nawet od występującego naprężenia w przewodzie [6] temperatura oplotu może się znacznie różnić w stosunku do temperatury rdzenia przewodu. Wpływ gradientu temperatury na zwis przykładowych przewodów pokazano w tabelicy 1.

Tablica 1. Wpływ gradientu temperatury na zwis końcowy trzech wybranych przewodów HTLS. Napięcie podstawowe 46750 N, przeseło 300 m, T_A – temperatura powierzchni przewodu, T_R – temperatura osi przewodu, f – zwis końcowy przewodu, T^2 – fikcyjna temp. przewodu, której odpowiada obliczony zwis f

| Typ przewodu | T_A °C | T_R °C | f m | T^2 °C |
|-----------------------------|-------------|-------------|----------|-------------|
| ACCC/TW Warsaw-3 2010 | 35,0 | 40,0 | 8,79 | 35,1 |
| | | 50,0 | 8,80 | 35,2 |
| | | 60,0 | 8,81 | 35,5 |
| ACSS Condor UMS | 39,0 | 44,0 | 8,80 | 40,0 |
| | | 54,0 | 8,88 | 42,0 |
| | | 64,0 | 8,96 | 43,8 |
| ACCR Condor 800 T13 | 70,0 | 75,0 | 9,2 | 70,6 |
| | | 85,0 | 9,25 | 72,0 |
| | | 95,0 | 9,3 | 73,2 |

3.3. Wyznaczanie strat mocy i energii w liniach napowietrznych

Chwilowe straty mocy w linii napowietrznej są zależne od obciążenia i rezystancji przewodów. Aktualna temperatura przewodu, więc również jego rezystancja (liniowo zależna od temperatury), jest silnie i w sposób złożony, uzależniona od jego obciążenia prądowego oraz warunków atmosferycznych jakie panują na linii.

Zarówno prąd obciążenia, jak i przede wszystkim warunki pogodowe (w tym zwłaszcza wiatr) są wielkościami

nieustannie zmieniającymi się w czasie. Z tego względu straty energii w linii przesyłowej należałoby wyznaczać z zależności:

$$\Delta E = 3 \cdot \int_0^{T_r} I^2(t) \cdot R_{20} [1 + \alpha_R (T(t) - 20)] dt, \quad (3)$$

gdzie T_r jest okresem, w którym straty te się określa. Wyznaczanie strat energii z powyższych zależności może być w praktyce uciążliwe. Wymaga ono przeprowadzenia symulacji pracy linii przy zmiennym obciążeniu w zmiennych warunkach atmosferycznych. Można się także posłużyć parametrami statystycznymi. Konieczna jest w tym przypadku znajomość wartości średniej I_{sr} oraz współczynnika zmienności statystycznej v_I prądu obciążenia oraz wartości średniej rzeczywistej temperatury przewodu T_{sr} (uzyskanej np. z wyników monitoringu linii). Straty energii są wtedy określone zależnością:

$$\Delta E = 3 \cdot I_{sr}^2 (1 + v_I^2) \cdot R_{20} [1 + \alpha_R (T_{sr} - 20)]. \quad (4)$$

Należy podkreślić, że często przy oszacowaniu strat w liniach korzysta się ze średniej wartości obciążenia i katalogowej (podstawowej) wartości rezystancji przewodów. Może to prowadzić do znacznych błędów w ocenie strat.

4. PRZYKŁADY MODERNIZACJI TERMICZNEJ KRAJOWYCH LINII WN

Na przestrzeni ostatnich lat, według wiedzy autorów, działania modernizacyjne zostały podjęte przez niektórych krajowych operatorów sieci dystrybucyjnej oraz operatora sieci przesyłowej. Do tej pory dokonano wymiany przewodów w kilku liniach 220 kV oraz w kilkunastu liniach 110 kV. Głównym celem modernizacji było uzyskanie maksymalnej obciążalności prądowej linii, przy zachowaniu odległości do ziemi i krzyżowanych obiektów, takich samych lub większych niż dla istniejącego przewodu aluminium-stalowego. Efekty uzyskane wskutek wymiany przewodów w wybranej linii 110 kV pokazano w tabelicy 2.

Tablica 2. Porównanie możliwości zwiększenia przepustowości linii poprzez zastosowanie technologii przewodów HTLS w liniach 110 kV, na tle przewodu AFL-6 185 mm²

| Typ przewodu | Temp. przy dop. zwisie | Obciążalność przy dop. zwisie |
|---------------------------|------------------------|-------------------------------|
| AFL-6 185 mm ² | 40°C | 132 A |
| | 60°C | 392 A |
| | 80°C | 525 A |
| ACSS/TW Linnet hs 285 | 110°C | 645 A |
| | 145°C | 761 A |
| | 185°C | 866 A |
| ACCR Linnet | 110°C | 663 A |
| | 170°C | 855 A |
| | 210°C | 954 A |
| ACCC/TW Linnet | 180°C | 983 A |
| | 120°C | 697 A |
| GTACSR 190 | 160°C | 822 A |
| | 200°C | 925 A |

W tabelicy 2 podano maksymalną temperaturę pracy przewodu oraz odpowiadającą jej maksymalną obciążalność prądową, przy której zwis każdego z proponowanych prze-

wodów niskozwisowych nie przekracza zwisu przewodu AFL-6 185 mm² w temperaturze +40°C, a także po dostosowaniu linii z przewodami AFL do pracy w temperaturach +60°C oraz +80°C.

W celu określenia i porównania wartości strat jakie będą występować po wymianie przewodów dokonano symulacji pracy przykładowej linii w rzeczywistych warunkach pogodowych. Symulację przeprowadzono w okresie zimowym dla rzeczywistych zarejestrowanych obciążeń linii. Parametry pogodowe wyznaczono na podstawie wskazań stacji meteorologicznych zlokalizowanych w pobliżu linii. Średnia wartość temperatury otoczenia w analizowanym okresie wyniosła ok. 0°C, średnia prędkość wiatru ok. 3 m/s, przy przeciętnym zarejestrowanym obciążeniu linii na poziomie ok. 300 A. Wyniki obliczeń w postaci przesyłowych strat energii występujących w ciągu przeciętnego miesiąca okresu zimowego oraz podane w wartościach względnych odniesionych do strat występujących w istniejących przewodach przedstawiono w tablicy 3.

Tablica 3. Straty energii wyznaczone na podstawie symulacji pracy linii 220 kV w rzeczywistych warunkach pogodowych

| Straty energii | Przewody istniejące | AFL-8 525 mm ² | ACSS Conдор UMS | ACCR Conдор 800-T13 | G(Z)TACSR 370 | ACCC/TW Warsaw-3-2010 |
|----------------|---------------------|------------------------------|--------------------|------------------------|------------------|--------------------------|
| MWh/ mc | 724 | 501 | 612 | 616 | 715 | 485 |
| % | 100,0 | 69,2 | 84,5 | 85,1 | 98,8 | 67,0 |

5. PODSUMOWANIE

Obecnie wielu krajowych operatorów sieci 110 kV oraz operator sieci przesyłowej, podejmuje działania związane z przygotowaniem newralgicznych odcinków linii napowietrznych do modernizacji termicznej. Jak wykazały doświadczenia, modernizacja termiczna linii napowietrznej jest możliwa w krótkim okresie czasu (ok. 1 miesiąca) przy wykorzystaniu przewodów HTLS, w których oplot i rdzeń zbudowane zostały na bazie nowych materiałów. Modernizacja poprzez wymianę istniejących przewodów aluminiowo-stalowych na przewody niskozwisowe odbywa się zazwyczaj bez wykonywania podwyższeń czy wzmocnień konstrukcji wspanoczeń.

Problemem na etapie projektowania jest odpowiedni dobór przewodu. Należy go zawsze dokonywać indywidual-

nie dla konkretnego przypadku modernizowanej linii przy wykorzystaniu odpowiednich modeli cieplnych i mechanicznych.

Przedstawione w artykule przykłady wskazują na znaczne możliwości zwiększenia obciążalności przy wykorzystaniu istniejącej infrastruktury sieciowej. Należy jednak podkreślić, że nie jest możliwe najczęściej pełne wykorzystanie katalogowej obciążalności przewodu HTLS ze względu na ograniczenia związane z dopuszczalnym zwisem przewodów. Dotyczy to zwłaszcza wybranych pręseł krytycznych w linii.

6. BIBLIOGRAFIA:

1. PN-EN 60300-3-3:2006 Zarządzanie niezawodności. Przewodnik zastosowań. Szacowanie kosztu życia.
2. Thermal behaviour of overhead conductors. Technical Brochure No. 207. Working Group 22.12 CIGRE Paris 2002 (ELECTRA No.203, August 2002).
3. Żmuda K.: Elektroenergetyczne układy przesyłowe i rozdzielcze. Wyd. Pol. Śl., Gliwice 2012, ISBN 978-83-7335-934-5.
4. Żmuda K., Siwy E.: Nowe metody obliczania przewodów linii napowietrznych pod względem mechanicznym i cieplnym. Nowe rodzaje przewodów, [w:] Bartodziej G., Tomaszewski M. (red.): Problemy rozległych awarii sieci elektroenergetycznych. Wydawnictwo „Nowa Energia”, Racibórz 2010.
5. Sag-tension methods of overhead lines. Technical Brochure No. 324. Task force B2.12.3 CIGRE (ELECTRA No. 232, June 2007).
6. Clairmont B., Douglas D., Inglesias J., Peter Z.: Radial and longitudinal temperature gradients in bare stranded conductors with high current densities. CIGRE 2012, Paris, B2-108.
7. Kubek P., Siwy E., Żmuda K.: Eliminacja ograniczeń przesyłowych w ciągach liniowych 110÷220 kV przy wykorzystaniu przewodów niskozwisowych. Konferencja SIECI 2012.
8. Siwy E., Żmuda K., Paszek G.: Zwiększenie możliwości przesyłowych linii napowietrznych SN i WN poprzez modernizację termiczną linii, Konferencja KABEL 2008.
9. Siwy E., Żmuda K.: Zwiększenie zdolności przesyłowej istniejących linii napowietrznych 110 kV, Przegląd Elektrotechniczny 9/2006.
10. Kubek P., Siwy E., Żmuda K.: Likwidacja ograniczeń przesyłowych ważnym problemem na polskim rynku energii. Konferencja Rynek Energii 2011

ANALYSIS METHODS OF HTLS CONDUCTORS IN TERMS OF MECHANICAL AND THERMAL CRITERIAS – CONFERENCE PAPER

Key-words: increase the thermal rating of overhead lines; HTLS conductors; thermal, electrical and mechanical models of conductors

A thermal modernization allows to increase the thermal rating of the existing lines. Especially it concerns the older overhead lines designed for the +40°C temperature conductor limit. This paper presents reconductoring the attractive method of existing lines thermal modernization. Article provides an overview of issues related to the selection of HTLS conductor for thermal upgrading of existing overhead transmission lines. Some aspects related to the extension of the thermal, electrical and mechanical models used so far for analysis of HTLS conductors are presented in the paper.