

**Olgierd MAŁYSZKO, Sebastian SZKOLNY,  
Michał ZEŃCZAK**

Zachodniopomorski Uniwersytet Technologiczny,  
Katedra Elektroenergetyki i Napędów Elektrycznych

## **Zastosowanie przewodów wysokotemperaturowych przy podłączaniu farm wiatrowych**

**Streszczenie.** W artykule przeanalizowano zasadność stosowania przewodów wysokotemperaturowych do przesyłu mocy przy założeniu dużych zmian obciążenia w skali doby jak to ma miejsce na przykład w przypadku farm wiatrowych. Wyniki porównano z wynikami uzyskanymi dla tradycyjnych przewodów stalowo-aluminiowych.

**Abstract.** The paper presents analysis of aims of usage of high temperature conductors for power transmission with big changes of currents during twenty-four hours, what is typical for power system with wind power farms. Results for high temperature conductors are compared to results for traditional conductors. (*Usage of high temperature conductor by connecting of wind power farms*)

**Słowa kluczowe:** Farma wiatrowa, system elektroenergetyczny, linia elektroenergetyczne, przewody wysokotemperaturowe.

**Keywords:** Wind power farm, power system, power line, high temperature conductor.

### **Wstęp**

Napowietrzne przewody wysokotemperaturowe (HTLS) charakteryzują się dużą wartością prądu dopuszczalnego długotrwale oraz niewielkim, i mało zależnym od obciążenia, zwisem. Dzięki temu możliwe jest znaczne podniesienie temperatury dopuszczalnej pracy przewodu (nawet powyżej 200°C). W konsekwencji przewody takie umożliwiają przesył znacznie większych prądów niż tradycyjne przewody AFL [1]. Niemniej należy zauważyć, że straty mocy czynnej są zależne od kwadratu przepływającego prądu ( $\Delta P = 3I^2R$ ) i w związku z tym, w czasie obciążenia tych przewodów dużymi prądami będą powstawały znaczne straty przesyłowe mocy czynnej.

W artykule porównano koszty strat energii przy przesyłach dużych mocy przewodami HTLS oraz tradycyjnymi AFL.

### **Straty mocy w linii przy stałym obciążeniu**

Przewody wysokotemperaturowe, dzięki temu, że mają wysoką dopuszczalną temperaturę pracy oraz niewielki zwis, umożliwiają przesył znacznie większych prądów niż tradycyjne przewody AFL. Niemniej straty mocy zależą od kwadratu prądu oraz rezystancji przewodów i w związku z tym, przy dużych prądach będą miały duże wartości. Ponadto należy zaznaczyć, że przy temperaturze 200°C rezystancja przewodów jest prawie dwa razy większa niż przy 20°C co dodatkowo podnosi wielkość strat. W tabeli 1 zestawiono wartości strat mocy czynnej na 1 km linii przy założeniu, że cena energii wynosi 150 zł za 1 MWh. Obliczenia wykonano dla następujących warunków pogodowych (warunki pogodowe dla jakich wyznacza się dopuszczalną obciążalność linii): dla okresu letniego nasłonecznienie 900 W/m<sup>2</sup>, temperatura otoczenia 30°C, dla okresu zimowego nasłonecznienie 720 W/m<sup>2</sup>, temperatura otoczenia

20°C, prędkość wiatru 0,5 m/s, współczynnik emisyjności 0,8, wiatr jest prostopadły do przewodów. Przy tych warunkach atmosferycznych temperatura przewodów 200°C zostaje osiągnięta przy przepływie prądu 1192 A. Obliczenia wykonano przy założeniu stałego obciążenia prądem 1192 A przez 8760 godzin. Straty są wyznaczone dla odcinka linii o długości 1 km. Obliczenia wykonano dla trzech przykładowych linii. W pozycji 1 zamieszczone są wyniki dla jednotorowej linii wykonanej z przewodów HTLS o przekroju aluminium 240 mm<sup>2</sup>. W pozycji 2 zestawiono wyniki dla dwutorowej linii wykonanej tradycyjnymi przewodami 2xAFL-6 240. Obciążenie dopuszczalne jednego toru takiej linii wynosi w okresie letnim 645 A (przy temperaturze dopuszczalnej 80 °C). W pozycji 3 podano wyniki dla dwutorowej linii 2xAFL-8 525 dla której prąd 1192 A jest prawie równy ekonomicznej gęstości prądu wynoszącej około 1 A/mm<sup>2</sup>.

Tabela 1. Wartości strat mocy

Lp.	Przewód	Roczne straty energii [MWh/1km]	Koszt strat [tyś.zł/1km]
1.	HTLS 240	8476,0	1271,4
2.	2 x AFL-6 240	1446,9	217,0
3.	2 x AFL-8 525	611,5	91,7

Jak widać z zamieszczonych wyników pełne wykorzystanie możliwości przesyłowych przewodów wysokotemperaturowych prowadzi do powstania olbrzymich strat energii. Roczny koszt strat jest wyższy niż koszt budowy linii WN. Gdyby tą samą ilość prądu przesłać dwoma tradycyjnymi liniami AFL-6 240 to straty byłyby około sześciokrotnie mniejsze (straty są nie cztery tylko sześciokrotnie mniejsze z uwagi na mniejszą rezystancję przewodów w niższej temperaturze pracy). W przypadku linii z przewodami AFL-8 525 straty są oczywiście jeszcze mniejsze.

W rzeczywistych warunkach pracy obciążenie nigdy nie jest stałe i ponadto są lepsze warunki chłodzenia niż przyjęte powyżej do obliczeń. Dlatego też poniżej przedstawiono wyniki obliczeń dla zmiennego obciążenia linii z uwzględnieniem zmiennych warunków pogodowych. Jako przykład obliczeniowy wybrano straty energii przy wyprowadzaniu mocy z farmy wiatrowej (FW).

#### **Straty mocy w linii przy przesyłaniu energii z FW**

Aby uzyskać maksymalną wartość prądu przepływającego przez linię 110 kV na poziomie 1192 A (co odpowiada maksymalnej obciążalności przewodu HTLS w okresie letnim przy temperaturze przewodów 200°C) przyjęto pracę FW złożonej ze 114 siłowni po 2 MW każda. Do dalszych rozważań przyjęto następujący model siłowni wiatrowej:

$$(1) \quad P(V) = \begin{cases} 0 & \text{dla } V < 5 \text{ m/s} \\ a + bV^3 & \text{dla } 5 \leq V < 15 \text{ m/s} \\ P_{\max} & \text{dla } 15 \leq V \leq 25 \text{ m/s} \\ 0 & \text{dla } V > 25 \text{ m/s} \end{cases}$$

Do obliczeń przyjęto  $P_{\max} = 2$  [MW] oraz  $a = -1/13$  i  $b = 1/1625$ .

Rzeczywisty rozkład gęstości prawdopodobieństwa prędkości wiatru opisuje się zazwyczaj za pomocą rozkładu Weibulla:

**VI Lubuska Konferencja Naukowo-Techniczna – i-MITEL 2010**

$$(2) \quad p(V) = \left(\frac{k}{\lambda}\right) \left(\frac{V}{\lambda}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{V}{\lambda}\right)^k\right)$$

gdzie:  $\lambda > 0$  – parametr skali,  $k > 0$  – parametr kształtu.

Często przyjmuje się, że  $k = 2$  i wówczas otrzymuje się rozkład Rayleigha:

$$(3) \quad p(V) = \frac{2V}{\lambda^2} \exp\left(-\left(\frac{V}{\lambda}\right)^2\right)$$

gdzie wartość oczekiwana prędkości wiatru wynosi:

$$(4) \quad EV = \lambda \frac{\sqrt{\pi}}{2}$$

Dla modelu opisanego równaniami (1) i (3) oraz parametru skali  $\lambda = 9$  moc średnia wynosi 51,37 MW co stanowi 22,5%  $P_{\max}$  (typowa wartość dla FW w warunkach Polskich), energia wytworzona 450,0 GWh. FW będzie pracowała z mocą maksymalną przez 6,17% czasu (540,8 h/a) natomiast w ogóle nie będzie pracowała przez 26,6% czasu (2330,2 h/a).

Poniżej zestawiono wyniki obliczeń strat energii przy różnych warunkach chłodzenia przewodów. Obliczenia wykonano dla  $\lambda = 9$  m/s.

W tabeli 2 podano wyniki obliczeń w przypadku nieuwzględniania zmiany rezystancji przewodów pod wpływem temperatury.

Tabela 2. Straty energii przy nieuwzględnianiu zmiany rezystancji przewodów

Lp.	Przewód	Roczne straty energii [MWh/1km]	Koszt strat [tyś.zł/1km]
1.	HTLS 240	643,8	96,6
2.	2 x AFL-6 240	321,9	48,3
3.	2 x AFL-8 525	147,1	22,1

W tabelach 3, 4 i 5 zamieszczono wyniki obliczeń strat energii przy uwzględnieniu zmian rezystancji przewodów pod wpływem temperatury. Wyniki w tabeli 3 przedstawiają przypadek, gdy przewody są chłodzone wiatrem o stałej prędkości  $V = 0,5$  m/s. W tabeli 4 zestawiono wyniki obliczeń przy założeniu, że przewody są chłodzone wiatrem o takiej samej prędkości jak prędkość wiatru działającego na turbinę wiatrową.

Do obliczeń przedstawionych w tabelach 3 i 4 przyjęto skrajne warunki wiatrowe (minimalną prędkość wiatru w przypadku tabeli 3 i maksymalne prędkości w przypadku tabeli 4). W rzeczywistych warunkach wiatr chłodzący przewody będzie przyjmował jakieś wartości pośrednie wynikające na przykład z ukształtowania terenu. Ponadto należy pamiętać, że gondole typowych 2-3 MW siłowni wiatrowych są umieszczone na 80-100 m wieżach natomiast przewody linii napowietrznych są od kilku do kilkunastu metrów nad ziemią. Pionowy rozkład prędkości wiatru opisywany jest za pomocą zależności [2]:

$$(5) \quad V_1 = V_2 \left( \frac{h_1}{h_2} \right)^\alpha$$

gdzie:  $V_1$  i  $V_2$  – prędkość wiatru na wysokości odpowiednio  $h_1$  i  $h_2$  nad ziemią,  $\alpha = 0,12 - 0,50$  – współczynnik, którego wartość zależy od szorstkości podłoża i czasu uśrednienia prędkości wiatru.

Zakładając, że przewody wiszą  $h_1 = 10-13$  m nad ziemią natomiast gondola jest  $h_2 = 100$  m nad ziemią oraz przyjmując  $\alpha = 0,3$  otrzymuje się, że  $V_1 = 0,5V_2$ . W tabeli 5 przedstawiono wyniki obliczeń przy założeniu, że wiatr na wysokości przewodów linii wieje z połową prędkości wiatru działającego na turbinę wiatrową.

Tabela 3. Straty energii przy chłodzeniu przewodów wiatrem o stałej prędkości  $V = 0,5$  m/s

Lp.	Przewód	Roczne straty energii [MWh/1km]	Koszt strat [tyś.zł/1km]
1.	HTLS 240	1026,7	154,0
2.	2 x AFL-6 240	386,5	58,0
3.	2 x AFL-8 525	168,3	25,2

Tabela 4. Straty energii przy założeniu, że wiatr chłodzący przewody jest równy wiatrowi działającemu na turbinę

Lp.	Przewód	Roczne straty energii [MWh/1km]	Koszt strat [tyś.zł/1km]
1.	HTLS 240	728,2	109,2
2.	2 x AFL-6 240	345,1	51,8
3.	2 x AFL-8 525	156,7	23,5

Tabela 5. Straty energii przy założeniu, że prędkość wiatru chłodzącego przewody jest równa połowie prędkości wiatru działającego na turbinę

Lp.	Przewód	Roczne straty energii [MWh/1km]	Koszt strat [tyś.zł/1km]
1.	HTC 240	762,8	114,4
2.	2 x AFL-6 240	349,7	52,5
3.	2 x AFL-8 525	157,5	23,6

## Wnioski

Przewody wysokotemperaturowe mają niewątpliwą zaletę w stosunku do przewodów tradycyjnych a mianowicie przy podobnych gabarytach znacznie większy prąd dopuszczalny długotrwale. Jednak z wyników prezentowanych w tabelach 2-5 wynika, że koszty strat przy wykorzystaniu przewodów wysokotemperaturowych są niestety znacznie wyższe od strat powstałych przy przesyle tej samej ilości energii tradycyjnymi liniami. Różnica rocznych strat liczonych na 1 km linii wynosi kilkadziesiąt tysięcy złotych czyli w okresie kilku-kilkunastu lat jest porównywalna z kosztami budowy nowej linii.

Oczywiście wybór między zastosowaniem przewodów tradycyjnych czy wysokotemperaturowych musi być w praktyce poprzedzony dogłębną analizą ekonomiczno-techniczną a nierzadko konieczne jest również uwzględnienie innych czynników jak na przykład brak zgody właścicieli gruntów na budowę nowej linii itp.

## **VI Lubuska Konferencja Naukowo-Techniczna – i-MITEL 2010**

### LITERATURA

- [1] Siwy E., Żmuda K., Intensyfikacja wykorzystania sieci w spółce dystrybucyjnej, *Przegląd Elektrotechniczny*, 85 (2009), nr.3, 243-246
- [2] Siwy E., Przygodzki M., Zdolności przesyłowe linii napowietrznych przy generacji mocy w źródłach wiatrowych, *Rynek Energii*, 80 (2009), nr.1, 16-21

---

**Autorzy:** dr inż. Olgierd Małyшко, Zachodniopomorski Uniwersytet Technologiczny, Wydział Elektryczny, ul. Sikorskiego 37, 70-313 Szczecin, E-mail: [olgierd.malyszko@zut.edu.pl](mailto:olgierd.malyszko@zut.edu.pl);  
Dr inż. Sebastian Szkolny, Zachodniopomorski Uniwersytet Technologiczny, Wydział Elektryczny, ul. Sikorskiego 37, 70-313 Szczecin, E-mail: [sebastian.szkolny@zut.edu.pl](mailto:sebastian.szkolny@zut.edu.pl);  
Dr hab. inż. Michał Zeńczak, Zachodniopomorski Uniwersytet Technologiczny, Wydział Elektryczny, ul. Sikorskiego 37, 70-313 Szczecin, E-mail: [michal.zenczak@zut.edu.pl](mailto:michal.zenczak@zut.edu.pl)

