

Wykorzystanie modelu regresji wielorakiej w aspekcie analizy obciążalności termicznej napowietrznej linii przesyłowej 110kV

Streszczenie. W artykule przedstawiono wybrane aspekty obciążalności termicznej napowietrznych linii elektroenergetycznych 110kV. Na podstawie rzeczywistych danych dla linii 110kV zbudowano model regresji, który można wykorzystać do analizy obciążalności termicznej w aspekcie podejmowania decyzji przez operatora systemu w czasie rzeczywistym. Ma to istotne znaczenie w zmiennych warunkach pogodowych na danym terenie przy zmiennych obciążeniach.

Abstract. The article presents selected aspects of thermal load capacity of 110kV overhead power lines. Based on real data for the 110kV line, a regression model was built that can be used to analyze the thermal load capacity in terms of real-time decision making by the system operator. This is important in changing weather conditions in a given area with variable loads. (The use of the multiple regression model in the aspect of the analysis of the thermal load capacity of the 110kV overhead transmission line)

Słowa kluczowe: napowietrzna linia elektroenergetyczna, obciążalność termiczna, model regresji wielorakiej.

Keywords: overhead power line, thermal capacity, multiple regression model.

Wstęp

Obciążalność prądowa linii napowietrznej jest najczęściej definiowana jako dopuszczalna wartość prądu płynącego w ściśle określonych warunkach. Wielkość ta związana jest przede wszystkim z graniczną temperaturą roboczą przewodów fazowych. To z kolei wiąże się ze zwisem przewodu, czyli z pionową odległością od ziemi i krzyżowanych obiektów. Do 1989 roku elektroenergetyczne linie przesyłowe były projektowane na temperaturę roboczą przewodów +40 °C. Linie te charakteryzowały się także niskimi konstrukcjami wsporczy słupów. Z tym wiąże się problem z niską przepustowością termiczną w okresie letnim, podczas występowania wysokich temperatur otoczenia. Wg raportów CIGRE w różnych państwach i na różnych kontynentach operatorzy sieci przyjmują temperatury graniczne przewodów w liniach napowietrznych w szerokim zakresie [1]. W celu zwiększenia zdolności przesyłowej linii napowietrznych często podejmowanym rozwiązaniem jest modernizacja termiczna istniejących linii, a to związane jest z wymianą przewodów, bez konieczności dużych ingerencji w rozwiązania konstrukcji wsporczych. Od 1989 roku zgodnie z wymaganiami normy [2] zalecono projektowanie elektroenergetycznych linii przesyłowych na temperaturę roboczą przewodów +60 °C. Obecnie zgodnie z normą [3] zaleca się w projektach przyjmowanie temperatury przewodów fazowych nie niższej niż +80 °C. Kolejnym ważnym aspektem związanym z temperaturą przewodu i jej wpływem na obciążalność prądową linii jest także założenie dopuszczalnej temperatury ze względu na procesy utraty wytrzymałości mechanicznej materiału, z którego zbudowany jest przewód. Obciążalność prądowa elektroenergetycznych linii przesyłowych zależy głównie od warunków atmosferycznych występujących w miejscu występowania infrastruktury sieciowej. Należą do nich: temperatura otoczenia, prędkość i kierunek wiatru, a także nasłonecznienie. Są to zmienne warunki, zależne od pory dnia, pory roku i ukształtowania terenu. Obciążalność prądowa napowietrznych linii elektroenergetycznych definiowana jest dla założonej granicznej temperatury przewodów roboczych oraz dla określonych warunków atmosferycznych. Obciążalność ta może być wyznaczana jako wartość statyczna lub jako wartość dynamiczna. Wytrzymałość statyczną wyznacza się dla określonych warunków pogodowych. W Polsce przy obliczaniu obciążalności statycznej najczęściej przyjmuje się

nasłonecznienie 900 W/m², a prędkość wiatru wiejącego prostopadle do linii 0,5 m/s oraz temperaturę otoczenia +30 °C. W przypadku szczególnym zakłada się ekstremalnie złe warunki, tj. prędkość wiatru 0 m/s (brak wiatru), maksymalne nasłonecznienie i maksymalną temperaturę otoczenia +40 °C. Jeżeli jest to możliwe to także wyznacza się dynamiczną obciążalność prądową linii napowietrznej. Do tego potrzebne są aktualne dane panujące na danym obszarze, na którym przebiega linia napowietrzna.

Obciążalność prądowa linii elektroenergetycznych

Najczęściej obciążalność prądową linii definiuje się jako wartość prądu, przy którym temperatura nie przekracza dopuszczalnej temperatury i temperatura ta nie powoduje przekroczenia dopuszczalnych zwisów. Zwisy te powinny być zgodne z wymaganiami odstępów przewodów od powierzchni terenu i od sąsiadujących obiektów. W danych warunkach atmosferycznych graniczna temperatura robocza przewodów linii napowietrznych nie może być długotrwale przekroczona, ponieważ może prowadzić to do zwiększenia zwisów [4]. Istotne znaczenie ma tutaj możliwy przyrost zwisów w zakresie temperatur od +40 do +80 °C. Jest to zależne od rozpiętości nominalnej pomiędzy przęsłami, od poziomu napięć, od rodzaju sekcji (np. zwiększone przyrosty zwisów w sekcjach wieloprzęsłowych linii napowietrznych) [4]. Obciążalność prądowa linii napowietrznych może być wyznaczona jako obciążalność dynamiczna lub obciążalność statyczna. Obciążalność statyczna rozpatrywana jest dla okresu letniego (kwiecień-październik) i okresu zimowego (listopad-marzec). Obciążalność dynamiczna dotyczy obliczeń dla aktualnych warunków atmosferycznych panujących na danym terenie. W publikacjach CIGRE podawane są zalecane, zgodne z normami metodyki obliczania obciążalności linii napowietrznych w zależności od warunków atmosferycznych. Sposób obliczania obciążalności przewodu napowietrzego jest podany w publikacji nr 601 CIGRE [5]. Uwzględnia on temperaturę projektową, kierunek i prędkość wiatru, poziom nasłonecznienia, temperaturę otoczenia. Temperatura projektowa, to temperatura dla której zaprojektowano zwisy i odległości przewodów roboczych od powierzchni ziemi i krzyżowanych obiektów. Linie energetyczne buduje się z przewodów fazowych (rozwieszonych na słupach przy zastosowaniu łańcuchów izolatorowych), za pomocą których realizowany jest przesył energii. Do 1989 r. napowietrzne linie

przesyłowe były projektowane w Polsce na temperaturę przewodów roboczych 40°C. Z tego względu w wielu przypadkach największym problemem w polskich sieciach wysokiego i najwyższego napięcia jest obecnie niska, ze względu na zwisy, letnia obciążalność prądowa. Jest to problem specyficzny dla linii 110 ÷ 400 kV posiadających przesła o stosunkowo dużej rozpiętości (z reguły powyżej 200 m), a więc o dużym zwisie przewodów. Ograniczona przepustowość termiczna uwydatniła się w ostatnich latach, w warunkach rynku energii elektrycznej (przepływy zależne od zawieranych kontraktów, rozwój energetyki rozproszonej itp.). Istnieje wiele sposobów zwiększenia przepustowości termicznej linii [4]. Do pierwszej grupy należą sposoby nie wymagające żadnej lub prawie żadnej modyfikacji linii: stosowanie metody dynamicznej obciążalności prądowej (różne warianty), podwyższenie temperatury granicznej roboczej przewodów itp. Do drugiej grupy należą sposoby wymagające przebudowy linii w mniejszym lub większym zakresie: zastosowanie przewodów sektorowych, zastosowanie przewodów stopowych lub przewodów wysokotemperaturowych o małych zwisach, budowa nowej linii w istniejącym „korytarzu” w terenie. W efekcie przy planowaniu rozwoju systemu, oprócz opcji z liniami prowadzonymi nowymi trasami, dostępne są także liczne opcje modernizacyjne o zróżnicowanych kosztach. Dynamiczna obciążalność termiczna linii jest rozumiana jako graniczne obciążenie prądowe, powodujące w aktualnych warunkach atmosferycznych osiągnięcie przez przewody robocze temperatury granicznej roboczej. Istnieje szereg metod monitoringu, pozwalających wyznaczać obciążalność w czasie rzeczywistym [1,2]. W systemie tym stosuje się metodę bezpośredniego pomiaru temperatury przewodów za pomocą odpowiednio rozmieszczonych na linii czujników. Stacja pogodowa dostarcza danych o prędkości i kierunku wiatru, nasłonecznieniu i temperaturze otoczenia. Monitorowanie temperatury przewodów linii w czasie rzeczywistym jest podstawowym elementem bezpieczeństwa jej pracy. Temperatura linii jest wynikiem wpływu czynników chłodzących jak i ogrzewających – jej znajomość daje możliwość ustalenia korelacji między nimi. Większość operatorów dystrybucyjnych zbiera dane o temperaturze linii, obciążeniu i warunkach pogodowych w przedziale 5 minut już od kilku lat i jest to już wysoce reprezentatywna baza danych do analiz.

Model cieplny obciążalności przewodów elektroenergetycznych

Zalecany algorytm obliczeń temperatury przewodu w linii napowietrznej stosowany w Europie opublikowany jest w raporcie CIGRE [6]. Do obliczeń wykorzystuje się zmierzone w czasie rzeczywistym wartości kierunku i prędkości wiatru, promieniowania słonecznego, prądu obciążenia linii przesyłowej i temperatury powietrza. Jest to podstawowy model obliczeniowy dla przewodów niez izolowanych. Może pojawić się problem w przypadku zmierzenia punktowo prędkości wiatru (anemometrem zamontowanym na słupie), który nie odzwierciedla we właściwy sposób rzeczywistej prędkości wiatru panującej na całej długości sekcji linii przesyłowej. W rzeczywistości charakter wiatru jest zmienny i zależy od ukształtowania powierzchni terenu, sąsiedztwem innej infrastruktury i turbulencjami co powoduje zmienność jego kierunku i prędkości w różnych miejscach. Stąd często do obliczeń przyjmuje się określoną równoważną prędkość wiatru, która odzwierciedlałaby we właściwy sposób naturę chłodzenia konwekcyjnego przewodu [1,4,7,9].

Odpowiednio dla przewodu o średnicy d i rezystancji R_{ac} obciążonego prądem I wyznacza się moc cieplną wydzielaną w przewodzie P_J (ciepło Joule'a) [4]:

$$(1) \quad P_J = I^2 R_{ac} [1 + \alpha_{20} (T_p - 20)]$$

gdzie: α – temperaturowy współczynnik rezystancji, T_p – zmierzona temperatura przewodu.

Kolejnym krokiem jest wyznaczenie mocy cieplnej oddawanej przez promieniowanie P_{pr} :

$$(2) \quad P_{pr} = \pi d \varepsilon \sigma_B [(T_p + 273)^4 - (T_{to} + 273)^4]$$

gdzie: d – średnica przewodu, ε – współczynnik emisyjności cieplnej przewodu, σ_B – stała Stefana-Boltzmana, T_{to} – zmierzona temperatura otoczenia.

Natomiast moc cieplną oddawaną przez konwekcję P_k wyznacza się z zależności:

$$(3) \quad P_k = P_J + P_S - P_{pr}$$

gdzie: P_S – moc cieplna pochłaniana z promieniowania słonecznego.

Można ostatecznie wyznaczyć równoważną prędkość wiatru wiejącego prostopadle do linii z następującej zależności [4]:

$$(4) \quad V_r = \frac{\nu}{\rho_r d} n \sqrt{\frac{P_k}{\pi \lambda_f (T_p - T_{to}) B_1 [A_1 + B_2 (\sin \delta)^{m_1}]}}$$

gdzie: n , B_j – stałe zależne od wartości liczby Reynoldsa i chropowatości danego terenu, ν – lepkość kinematyczna powietrza, ρ_r – względna gęstość powietrza, λ_f – przewodność cieplna powietrza, δ – kąt pomiędzy linią przesyłową a wiejącym wiatrem, A_1 , B_2 , m_1 – współczynniki zależne od azymutu wiatru w stosunku do linii przesyłowej.

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

Wyznacza się kolejno moc cieplną oddawaną przez konwekcję i moc cieplną oddawaną przez promieniowanie, wstawiając we wzorach zadaną temperaturę graniczną jako temperaturę przewodu [4]:

$$(5) \quad P_{pr} = \pi d \varepsilon \sigma_B [(T_{gr} + 273)^4 - (T_{to} + 273)^4]$$

$$(6) \quad P_k = \pi \lambda_f (T_{gr} - T_{to}) B_1 \left(\frac{\rho_r V_r d}{\nu} \right)$$

Korzystając z zależności (3) oblicza się wartość P_J oraz z zależności (1) dopuszczalną obciążalność prądową:

$$(7) \quad P_J = P_k - P_S + P_{pr}$$

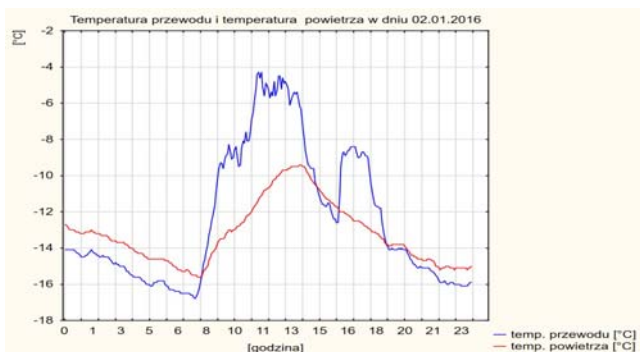
$$(8) \quad I_d = \sqrt{\frac{P_k - P_S + P_{pr}}{R_{ac} [1 + \alpha_{20} (T_{gr} - 20)]}}$$

Wykorzystując zależności (1-8) do wyznaczenia obciążalności prądowej zakłada się że znana jest wartość natężenia promieniowania słonecznego P_S .

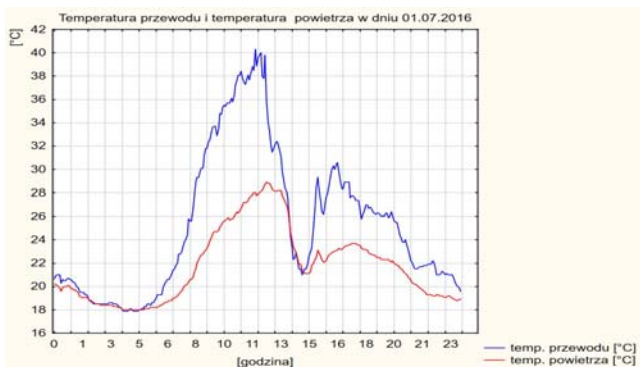
Analiza statystyczna wybranych parametrów i model regresji

Analizę statystyczną przeprowadzono z wykorzystaniem programu komputerowego Statistica v. 13.3. Na rysunku 1 i na rysunku 2 przedstawiono przebiegi zmierzonej temperatury przewodu i temperatury powietrza w ciągu

jednego dnia dla okresu zimowego i dla okresu letniego. Analizę przeprowadzono wykorzystując rzeczywiste dane dla linii WN Besko-Sanok. Na rys. 1. przedstawiono przebiegi temperatur w porze zimowej, a na rys. 2. w porze letniej.

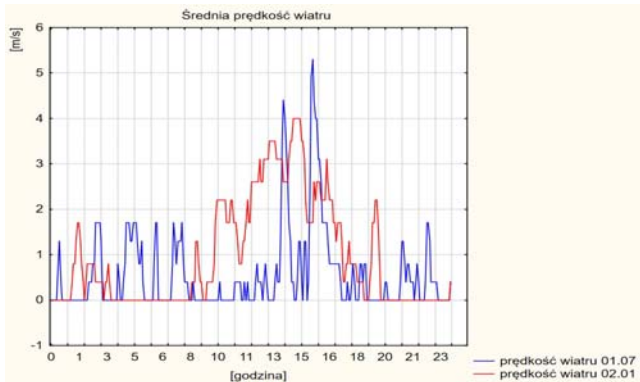


Rys.1. Temperatura przewodu i temperatura powietrza w ciągu jednej doby w porze zimowej



Rys. 2. Temperatura przewodu i temperatura powietrza w ciągu jednej doby w porze letniej

W porze letniej (rys.2.) w ciągu doby jednokrotnie nastąpiło przekroczenie dopuszczalnej temperatury przewodu do wartości 40,3°C. Natomiast analizując udostępnione dane z okresu 1 roku przekroczenie dopuszczalnej temperatury przewodu powyżej 40°C wystąpiło 239 razy (wszystkich pomiarów w 2016 roku było 105408). Maksymalna temperatura przewodu w ciągu roku trzykrotnie wynosiła 47,7 °C, a minimalna wynosiła -16,8 °C. Na rysunku 3 przedstawiono prędkość wiatru dla jednego dnia w okresie zimowym i letnim. Większe zmiany prędkości wiatru występowały w okresie zimowym. W ciągu roku maksymalna prędkość wiatru wynosiła 11,1 m/s.



Rys. 3. Przebiegi prędkości wiatru w ciągu jednej doby w porze letniej i w porze zimowej

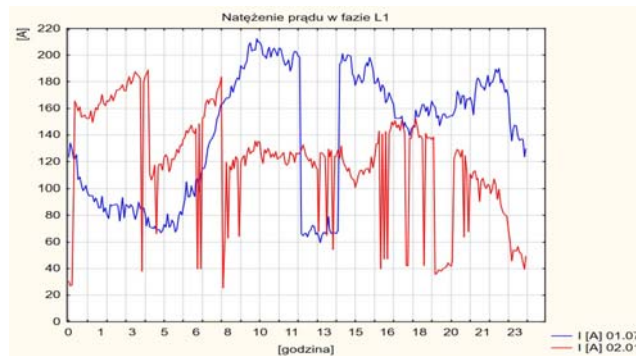
Na rysunku 4 zaprezentowano przebieg nasłonecznienia w ciągu doby w porze zimowej i w porze letniej. Większe

nasłonecznienie występowało w porze letniej niż w porze zimowej.



Rys. 4. Przebiegi nasłonecznienia w ciągu jednej doby w porze letniej i w porze zimowej

Maksymalna wartość nasłonecznienia wyniosła 969 W/m² (rys. 4) w porze letniej i 155 W/m² w porze zimowej. Poziom nasłonecznienia w rozpatrywanej ciągu doby jest zmienny zarówno w porze letniej jak i zimowej. Wartość maksymalna nasłonecznienia w ciągu roku wynosiła 1181 W/m². Analogiczne dla jednej doby w okresie zimowym i w okresie pory letniej przedstawiono przebiegi natężenia prądu. W porze letniej wartości natężenia prądu przekraczały 200 A. Również widoczne są zmiany w ciągu doby dla obu przypadków (rys. 5).



Rys. 5. Przebiegi natężenia prądu w ciągu jednej doby w porze letniej i w porze zimowej

Wykorzystując rzeczywiste dane pomiarowe zbudowano model regresji wielorakiej dla okresu letniego. Zmienną zależną jest temperatura przewodu, natomiast zmiennymi niezależnymi w modelu regresji są: natężenie prądu (skrótowo „prąd”), kierunek wiatru, natężenie nasłonecznienia (skrótowo „nasłonecznienie”), prędkość wiatru i temperatura powietrza. W tabeli 1 przedstawiono wyniki regresji wielorakiej dla temperatury przewodu w porze letniej. Analizując współczynnik regresji wielorakiej i współczynnik determinacji można stwierdzić, że występuje bardzo silna współzależność między temperaturą przewodu (zmienną zależną), a analizowanymi parametrami (zmiennymi niezależnymi).

Wszystkie wykorzystane do budowy modelu regresji parametry mają wpływ na temperaturę przewodu z istotnością na poziomie 5%. Model regresji opisujący temperaturę przewodu został zweryfikowany także poprzez analizę składnika resztowego. Zweryfikowany model regresji wielorakiej wykorzystano do prognozowania (predykcji) temperatury przewodu dla kilku wybranych wartości 5 zmiennych niezależnych w okresie letnim. W tabeli 2 (a-e) przedstawiono wyniki prognoz temperatury przewodu dla różnych wartości prądu, kierunku i prędkości wiatru, natężenia nasłonecznienia i temperatury powietrza.

Tabela 1. Wyniki regresji wielorakiej dla temperatury przewodu

Zmienna	Podsumowanie regresji zmiennej zależnej: temp. przewodu [°C], R= ,98520923 R^2= ,97063722 Popraw. R2= ,97011660, F(5,282)=1864,4 p<0,0000 Błąd std. estymacji: 1,0643					
	b*	Bł. std. z b*	b	Bł. std. z b	t(282)	p
W. wolny			-6,029	0,654	-9,19	0,00
prąd 01.07 [A]	0,10	0,01	0,013	0,002	8,93	0,00
kierunek wiatru 01.07 [°]	-0,04	0,01	-0,002	0,001	-3,05	0,00
nasłonecznienie 01.07 [W/m ²]	0,36	0,01	0,008	0,000	22,61	0,00
prędkość wiatru 01.07 [m/s]	-0,08	0,01	-0,552	0,069	-7,95	0,00
temp. powietrza 01.07[°C]	0,66	0,02	1,304	0,034	37,49	0,00

Tabela 2. Przewidywana wartość temperatury przewodu - wyniki predykcji dla różnych wartości zmiennych niezależnych

a)

Zmienna	Obliczanie wartości zmiennej: temp. przewodu [°C]		
	Wagi b	Wartość	Wagi b *Wartość
I [A]	0,013976	100	1,39
kierunek wiatru [°]	-0,002821	45	-0,12
nasłonecznienie [W/m ²]	0,008034	800	6,42
prędkość wiatru [m/s]	-0,552212	2	-1,10
temp. powietrza [°C]	1,304359	25	32,60
W. wolny			-6,01
Przewidyw.			33,18
-95,0%GU			32,65
+95,0%GU			33,70

b)

Zmienna	Obliczanie wartości zmiennej: temp. przewodu [°C]		
	Wagi b	Wartość	Wagi b *Wartość
I [A]	0,013976	100	1,39
kierunek wiatru [°]	-0,002821	0	0,0
nasłonecznienie [W/m ²]	0,008034	800	6,42
prędkość wiatru [m/s]	-0,552212	2	-1,10
temp. powietrza [°C]	1,304359	25	32,60
W. wolny			-6,01
Przewidyw.			33,30
-95,0%GU			32,73
+95,0%GU			33,88

c)

Zmienna	Obliczanie wartości zmiennej: temp. przewodu [°C]		
	Wagi b	Wartość	Wagi b *Wartość
I [A]	0,013976	100	1,39
kierunek wiatru [°]	-0,002821	45	-0,12
nasłonecznienie [W/m ²]	0,008034	800	6,42
prędkość wiatru [m/s]	-0,552212	0,5	-0,27

Zmienna	Obliczanie wartości zmiennej: temp. przewodu [°C]		
	Wagi b	Wartość	Wagi b *Wartość
temp. powietrza [°C]	1,304359	30	39,12
W. wolny			-6,01
Przewidyw.			40,53
-95,0%GU			39,88
+95,0%GU			41,18

d)

Zmienna	Obliczanie wartości zmiennej: temp. przewodu [°C]		
	Wagi b	Wartość	Wagi b *Wartość
I [A]	0,013976	100	1,39
kierunek wiatru [°]	-0,002821	0	0,0
nasłonecznienie [W/m ²]	0,008034	800	6,42
prędkość wiatru [m/s]	-0,552212	3	-1,65
temp. powietrza [°C]	1,304359	30	39,12
W. wolny			-6,01
Przewidyw.			39,15
-95,0%GU			38,41
+95,0%GU			39,88

e)

Zmienna	Obliczanie wartości zmiennej: temp. przewodu [°C]		
	Wagi b	Wartość	Wagi b *Wartość
I [A]	0,013976	100	1,39
kierunek wiatru [°]	-0,002821	45	-0,12
nasłonecznienie [W/m ²]	0,008034	1000	8,03
prędkość wiatru [m/s]	-0,552212	1	-0,55
temp. powietrza [°C]	1,304359	35	45,65
W. wolny			-6,01
Przewidyw.			48,38
-95,0%GU			47,48
+95,0%GU			49,29

W tabeli 2 a-e przedstawiono przewidywaną wartość temperatury przewodu dla wybranych wartości zmiennych niezależnych wraz z 95% przedziałem ufności. Analizując otrzymane wyniki prognoz nasuwa się wniosek jaki jest wpływ wartości poszczególnych parametrów na temperaturę przewodów i kiedy przyjęta dopuszczalna wartość temperatury przewodu jest przekroczona w zależności od panujących warunków meteorologicznych i natężenia prądu (tabela 2 a-e). W przypadku stałego monitoringu warunków atmosferycznych wzdłuż linii można na bieżąco określać obciążalność prądową co w efekcie końcowym powinno pozwolić na pełniejsze wykorzystanie zdolności przesyłowej monitorowanej linii elektroenergetycznej, a przede wszystkim przy jednoczesnym wyeliminowaniu niebezpieczeństwa przekroczenia dopuszczalnej temperatury przewodu, na którą linia została zaprojektowana.

Podsumowanie i wnioski

Do analizy danych wykorzystano dane pomiarów elektryczno-meteorologicznych z okresu jednego roku na linii WN 110kV, a dane uzyskano dzięki zgodzie operatora systemu dystrybucyjnego. Monitoring warunków atmosferycznych i właściwy pomiar temperatur przewodów roboczych może przyczynić się do bezpiecznej ich

eksploatacji. Może także pozwolić na niedopuszczenie do sytuacji nadmiernego przekraczania zalecanych temperatur i niwelację problemu zbyt dużych zwisów przewodów w okresie letnim. Dane otrzymane do analizy pochodzą z systemu CAT-1, często wykorzystywanego przez operatorów do monitoringu warunków pogodowych. Czujniki pomiarowe montowane są na przewodach, zasilane prądem linii mierzą krytyczne parametry linii (tj. prąd i temperaturę przewodu). Stacja pogodowa mierzy prędkość i kierunek wiatru, temperaturę otoczenia oraz nasłonecznienie. Całość urządzeń i elementów składowych ma za zadanie pomiar, przesłanie informacji do i z operatora sieci do systemu dyspozytorskiego. Oprogramowanie tworzy bazę danych do raportów temperatury przewodów, obciążenia linii i danych pogodowych oraz umożliwia ustawienie częstotliwości z jaką dane są zbierane jak i możliwości diagnostyczne dla systemu. Zastosowanie systemów monitoringu obciążalności prądowej linii WN umożliwia uwzględnienie ich obciążalności termicznych i może być sposobem okresowego zwiększenia obciążalności gałęzi sieci. Można to także wykorzystać na właściwe prowadzenie ruchu sieciowego jak i czynności eksploatacyjnych linii. W artykule pominięto zagadnienia obciążalności prądowej statycznej i dynamicznej. Zaprezentowany model regresji wielorakiej dla obciążalności termicznej może być wykorzystany do wspomaganie nadzoru nad prawidłową eksploatacją linii przesyłowej w zmiennych warunkach atmosferycznych i obciążeniowych.

Autorzy: dr inż. Wiesława Malska, Politechnika Rzeszowska, Wydział Elektrotechniki i Informatyki, Katedra Energoelektroniki i Elektroenergetyki, ul. W. Pola 2, 35-959 Rzeszów, E-mail: wmalska@prz.edu.pl

LITERATURA

- [1] Kubek P., Metody analizy przewodów elektroenergetycznych pod względem cieplnym i mechanicznym, *Kwartalnik „Elektryka”*, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice, Zeszyt 2-3 (230-231), 2014
- [2] Norma PN-E 05100-1:1998, Elektroenergetyczne linie napowietrzne. Projektowanie i budowa. Linie prądu przemiennego z przewodami gołymi
- [3] PN-EN 50341-2-22:2016, Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 1 kV – Część 2-22: Krajowe Warunki Normatywne dla Polski
- [4] Dołęga W., Obciążalność termiczna napowietrznych linii elektroenergetycznych 400, 220, 110 kV, *Energetyka*, 1/2016
- [5] CIGRE, Guide for thermal rating calculations of overhead lines, Working Group B2.43, December 2014, nr 601, <https://www.cigre.org>
- [6] CIGRE, Thermal behavior of overhead conductors. Technical Brochure, No 207, Working Group 22.12 CIGRE Paris 2002 (ELECTRA No. 203), August 2002
- [7] Duda D., Kubek P., Maźniewski K., Analiza mechaniki przewodów w napowietrznych liniach elektroenergetycznych z wykorzystaniem komputerowych narzędzi obliczeniowych, *Przegląd Elektrotechniczny*, nr 10/2022
- [8] Żmuda K., Siwy E., Zwiększenie zdolności przesyłowej istniejących linii napowietrznych 110 kV, *Przegląd Elektrotechniczny*, nr 9/2006
- [9] Kubek P., Siwy E., Analysis methods of HTLS conductors in terms of mechanical and thermal criteria, *Acta Energetica*, 1/14, 2013