

Edward SIWY, Kurt ŻMUDA
Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów

DYNAMICZNA OBCIĄŻALNOŚĆ TERMICZNA NAPOWIETRZNYCH LINII PRZESYŁOWYCH

Streszczenie. Dużego znaczenia nabiera obecnie pełne wykorzystanie możliwości przesyłowych linii napowietrznych. Rzeczywista wartość obciążalności linii zależy w dużym stopniu od warunków atmosferycznych. Jest ona więc wielkością dynamiczną i może się zmieniać w szerokich granicach. W artykule przedstawiono zasady określania statycznej i dynamicznej obciążalności linii napowietrznych. Zaprezentowano efekty dwuletniego monitoringu prowadzonego na rzeczywistej linii 220 kV. Przedstawiono wyniki analiz obciążalności linii uwzględniające ryzyko przekroczenia temperatur dopuszczalnych. Podano zasady określania obciążalności linii jako funkcji temperatury otoczenia.

DYNAMIC THERMAL RATING OF OVERHEAD TRANSMISSION LINES

Summary. Making the most of load capacity of the existing transmission lines is of great importance. Real value of the load capacity depends significantly on actual weather conditions. Therefore it is a dynamic value and can change in a wide range. Principles of the static and dynamic line rating are described in the paper. Outcomes of two-year-monitoring on an existing 220-kV transmission line are also presented. Results of analysis taking into account the risk of permissible temperature exceeding are described. Principles of line rating as a function of ambient temperature are also given.

1. WPROWADZENIE

Rozwój rynku energii elektrycznej powoduje, że obciążenia sieci przesyłowej mogą ulegać stosunkowo częstym i szybkim zmianom. Obciążenia większości linii przesyłowych są obecnie na poziomie znacznie niższym od dopuszczalnych. Istnieją jednak linie, na których występują przekroczenia. W warunkach wolnego dostępu do sieci wytwórców i odbiorców spodziewane jest znacznie częstsze występowanie ograniczeń możliwości przesyłowych

jednych linii, a spadek obciążeń innych. Sterowanie pracą sieci przesyłowej jest w tych warunkach utrudnione, a budowa nowych linii pociąga za sobą znaczne ryzyko inwestycyjne. Dużego znaczenia nabiera w związku z tym pełne wykorzystanie możliwości przesyłowych istniejących linii.

Obciążalność linii napowietrznych jest określona obecnie w sposób statyczny. Uwzględnia się jedynie sezonową zmianę tej obciążalności. Rzeczywista wartość dopuszczalnego obciążenia zależy natomiast w dużym stopniu od warunków atmosferycznych. Jest więc ona wielkością dynamiczną i może się zmieniać w szerokich granicach. Wartości maksymalne mogą przekraczać kilkakrotnie przyjmowane wartości obciążalności statycznej.

2. STATYCZNA OBCIĄŻALNOŚĆ PRĄDOWA LINII NAPOWIETRZNYCH

Przy określaniu obciążalności prądowej należy rozróżnić obciążalność linii i samych przewodów w linii. Podstawowym kryterium określającym obciążalność samych przewodów jest temperatura dopuszczalna nagrzanego przewodu. Dla przewodów AFL wynosi ona 80°C. Podstawowym kryterium obciążalności linii są dopuszczalne zwisy przewodów w linii, wynikające z konieczności zachowania pionowych odstępów od ziemi i krzyżowanych obiektów, określonych normą PN-E-5100-1:1998. Dopuszczalna obciążalność prądowa linii jest to więc takie robocze obciążenie prądowe przewodów linii, przy którym ich temperatura nie przekracza (z uwzględnieniem dopuszczalnego ryzyka) temperatury projektowej, tj. temperatury, dla której zaprojektowano zwisy oraz odległości przewodów od ziemi i krzyżowanych obiektów. Od 1989 roku jako temperaturę projektową przyjmuje się 60°C. Starsze linie były projektowane na temperaturę 40°C.

Na temperaturę przewodu, a więc na jego zwis, oprócz prądu obciążenia istotny wpływ mają czynniki zewnętrzne – przede wszystkim prędkość i kierunek wiatru, temperatura powietrza oraz nasłonecznienie. W połowie lat osiemdziesiątych na podstawie analizy statystycznej rozkładów prawdopodobieństwa tych czynników na terenie Polski wyznaczono dopuszczalne obciążalności linii napowietrznych w zależności od ich temperatury projektowej (przykładowe wartości podano w tablicy 1) [3,4]. Obciążalność ta została wyznaczona dla najbardziej niekorzystnych warunków atmosferycznych, tzn. przy wysokiej temperaturze otoczenia i małej prędkości wiatru oraz przy przyjętym ryzyku przekroczenia dopuszczalnych zwisów około 20 godzin w ciągu roku. Jak wynika z tabeli 1, obciążalność prądowa letnia linii zaprojektowanej na 40°C stanowi jedynie 50% dopuszczalnej obciążalności przewodów. Dla linii zaprojektowanej na 60°C jest to 85%. Podobne wartości występują dla pozostałych rodzajów przewodów typu AFL. Jak wykazały analizy statystyczne, w przypadku gdy linia zaprojektowana na 40°C byłaby obciążona prądem dopuszczalnym długotrwale dla przewodów, przekroczenie dopuszczalnych zwisów występowałoby w czasie ok. 5% okresu letniego, tj. ponad 250 godzin w ciągu roku.

W praktyce eksploatacyjnej wymagania powyższe można znacznie złagodzić. Konieczne jest jednak sprawdzenie i ewentualna regulacja zwisów zapewniających odpowiednie odstępy do ziemi i krzyżowanych obiektów.

Tablica 1

Obciążalność długotrwała linii i samych przewodów AFL-8 525 mm² w okresie letnim i zimowym

Okres	Obciążalność przewodów w A	Obciążalność linii w A	
		Temp. projekt. 40°C	Temp. projekt. 60°C
IV – X	1030	515	875
XI - III	1220	1040	1220

3. DYNAMICZNA OBCIĄŻALNOŚĆ PRĄDOWA LINII

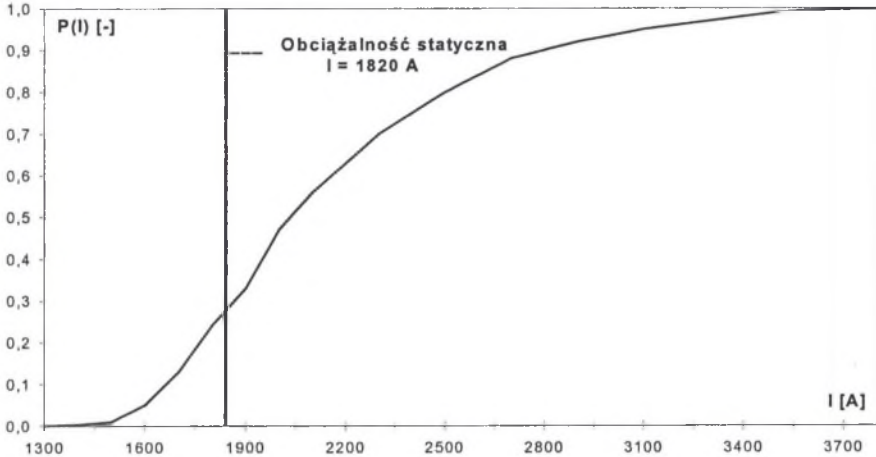
Rzeczywista, dynamiczna obciążalność prądowa linii napowietrznych, zależna od aktualnie panujących warunków atmosferycznych, zmienia się w szerokim zakresie. W tablicy 2 przedstawiono obliczone na podstawie analiz teoretycznych wartości obciążalności linii z przewodami AFL-8 525 mm² dla różnych prędkości wiatru i temperatury otoczenia. W obliczeniach przyjęto, że linia jest projektowana na temperaturę 60°C. Wartości te zostały wyznaczone na podstawie bilansu cieplnego przewodu w stanie ustalonym.

Tablica 2

Obciążalność linii z przewodami AFL-8 525 mm² w różnych warunkach atmosferycznych w A

Temp. otocz. w °C	Prędkość wiatru w m/s				
	0,5	2,0	5,0	10,0	20,0
-20	1320	1970	2500	3050	3750
-10	1250	1820	2350	2870	3500
0	1170	1700	2180	2650	3250
10	1030	1520	2000	2420	2980
20	850	1330	1750	2150	2650
30	750	1130	1500	1850	2260

Zakrojone na szeroką skalę badania dynamicznej obciążalności rzeczywistych linii napowietrznych prowadzone były w ostatnich latach w USA i Kanadzie przez Electric Power Research Institute (EPRI). Wyniki tych badań zostały omówione szczegółowo m.in. w [1,2]. Na rys. 1 przedstawiono dystrybuantę obciążalności przykładowej linii wyznaczoną na podstawie pomiarów wielkości charakteryzujących panujące na danym terenie warunki atmosferyczne.



Rys. 1. Dystrybuanta obciążalności przykładowej linii eksploatowanej przez Ontario Hydro (Kanada)

Fig. 1. Cumulative probability distribution of load capacity of overhead line from Ontario Hydro (Canada)

Jak wynika z przedstawionych wyników analiz teoretycznych i badań rzeczywistych linii, obciążalność dynamiczna linii może być ponad dwukrotnie wyższa od obciążalności statycznej przewodów w tej linii. Przez większość czasu eksploatacji linii ograniczanie prądu do wartości wyznaczonej jej obciążalnością statyczną w znacznym stopniu obniża jej rzeczywistą zdolność przesyłową. Występują jednak również okresy, gdy ze względu na panujące warunki atmosferyczne linia powinna być obciążona poniżej wartości prądu dopuszczalnego.

4. PROGRAM BADAWCZY

Pod koniec 2000 roku na zlecenie PSE SA podjęty został program badawczy, którego celem było opracowanie zasad określania obciążalności dynamicznej linii przesyłowych. Program był realizowany przez EPRI we współpracy z ENERGOPROJEKTEM Kraków i Politechniką Śląską.

W wybranych sekcjach odciągowych linii 220 kV z przewodami AFL-8 525 mm² zainstalowano dwa urządzenia pomiarowe typu CAT pozwalające na rejestrację panujących na linii warunków atmosferycznych (prędkości i kierunku wiatru, temperatury i nasłonecznienia) oraz naciągów przewodów. Nasłonecznienie określano na podstawie temperatury

nasłonecznionego, ale nie obciążonego prądem odcinka przewodu. Na podstawie naciągu można w dokładny sposób określić rzeczywistą przeciętną temperaturę przewodu w całej sekcji. Rejestrowane były co 15 min wartości chwilowe poszczególnych wielkości. Stanowiska pomiarowe zlokalizowane były w odległości ok. 30 km od siebie. Każde z urządzeń typu CAT obsługiwało dwie sekcje odciągowe. Dane były przesyłane do odbiorcy za pomocą systemu telefonii komórkowej. W Dyspozycji Mocy rejestrowane były również obciążenia prądowe występujące w linii. Program obejmował ponad dwuletni okres pomiarów.

5. ALGORYTM OBLICZEŃ OBCIĄŻALNOŚCI LINII

Celem obliczeń jest wyznaczenie dopuszczalnej obciążalności prądowej linii przy aktualnie panujących warunkach atmosferycznych, dla zadanej temperatury dopuszczalnej przewodów. Podstawową zależnością jest tutaj równanie bilansu cieplnego przewodu w stanie ustalonym:

$$P_j + P_s = P_k + P_{pr}, \quad (1)$$

gdzie:

P_j - moc cieplna wydzielana w przewodzie (ciepło Joule'a),

P_s - moc cieplna pochłaniana z promieniowania słonecznego,

P_k - moc cieplna oddawana przez konwekcję,

P_{pr} - moc cieplna oddawana przez promieniowanie.

Wielkość P_s można wyznaczyć dla przewodu nieobciążonego prądem z zależności:

$$P_s = P_k + P_{pr}, \quad (2)$$

przy czym wielkości po prawej stronie powyższego równania wyznacza się jako:

$$P_k = \pi \lambda_f (\vartheta_{NS} - \vartheta_{ot}) Nu, \quad (3)$$

$$P_{pr} = \pi D \varepsilon \delta_B \left[(\vartheta_{NS} + 273)^4 - (\vartheta_{ot} + 273)^4 \right], \quad (4)$$

gdzie:

λ_f - przewodność cieplna powietrza,

ϑ_{NS} - temperatura przewodu nasłonecznionego,

ϑ_{ot} - temperatura powietrza,

Nu - liczba Nusselta,

D - średnica zewnętrzna przewodu,

ε - współczynnik emisyjności cieplnej przewodu,

δ_B - stała Stefana-Boltzmann.

Liczba Nusselta jest uzależniona od liczby Reynoldsa (Re) [8]:

$$Nu = B_1 (Re)^n \left[A_1 + B_2 (\sin \delta)^{m_1} \right], \quad (5)$$

przy czym B_1 , n są współczynnikami zależnymi od wartości liczby Reynoldsa i chropowatości powierzchni przewodu, natomiast A_1 , B_2 , m_1 współczynnikami zależnymi od kąta pomiędzy wiejącym wiatrem a linią δ . Sama liczba Reynoldsa jest określona zależnością:

$$Re = \rho_r V D / \nu, \quad (6)$$

gdzie:

ρ_r - względna gęstość powietrza,

V - prędkość wiatru,

ν - lepkość kinematyczna powietrza.

Dla przewodu obciążonego danym prądem wyznacza się kolejno P_j , P_{pr} , a następnie P_k jako:

$$P_k = P_j + P_s - P_{pr}. \quad (7)$$

Należy zwrócić uwagę, że w celu wyznaczenia mocy promieniowania P_{pr} konieczna jest znajomość temperatury przewodu obciążonego prądem. Wyznacza się ją na podstawie zmierzonego naciągu przewodu (\mathcal{G}_{nac}). Jest to przeciętna temperatura przewodu wzdłuż całej sekcji odciągowej. Procedura ta pozwala wyznaczyć w efekcie tzw. równoważną prędkość wiatru z zależności:

$$V = \frac{\nu}{\rho_r D} \cdot \eta \sqrt{\frac{P_k}{\pi \lambda_f (\mathcal{G}_{nac} - \mathcal{G}_{ot}) B_1 \left[A_1 + B_2 (\sin \delta)^{m_1} \right]}}. \quad (8)$$

Zmierzona na słupie przez wiatromierz 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 odciągowej. Przyjęcie do obliczeń prędkości wiatru zmierzonej na słupie może spowodować, że wynik obliczeń obciążalności może być obarczony stosunkowo dużym błędem.

Dla zadanej temperatury dopuszczalnej przewodów można teraz określić jego dopuszczalną obciążalność prądową. Wyznacza się kolejno P_k i P_{pr} wstawiając we wzorach zadaną temperaturę dopuszczalną jako temperaturę przewodu, a następnie dopuszczalną wartość P_j jako:

$$P_j = P_k + P_{pr} - P_s \quad (9)$$

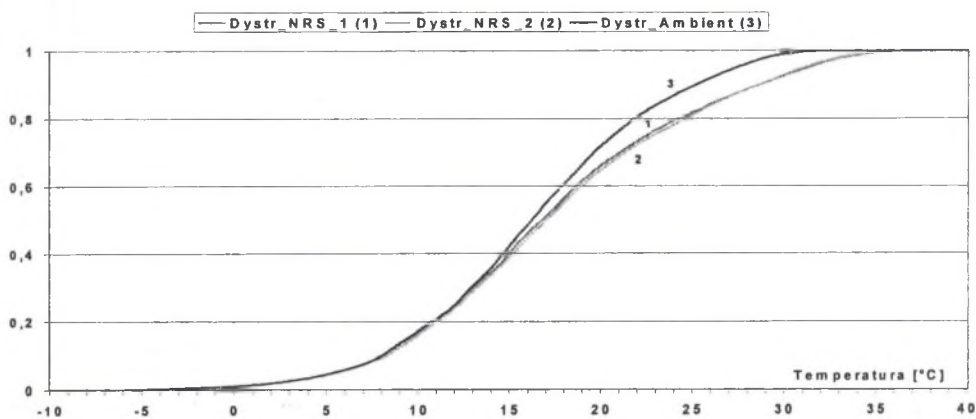
i w konsekwencji dopuszczalną obciążalność prądową.

Obliczenia można również wykonać metodą wykorzystywaną przez EPRI w programie DTCR. Obliczanie obciążalności tą metodą polega między innymi na tym, że w bilansie cieplnym przewodu nie uwzględnia się wprost mocy promieniowania słonecznego. Autorzy programu DTCR udowodnili, że jeśli temperaturę otoczenia zastąpi się temperaturą nasłonecznionego przewodu modelowego występującą we wzorach opisujących moc ciepłą oddawaną do otoczenia przez konwekcję i promieniowanie, to wówczas dopuszczalne jest pominięcie składnika P_s w równaniu (1).

Przedstawiony algorytm został wykorzystany w programie komputerowym do obliczeń obciążalności dynamicznej linii napowietrznych opracowanym przez autorów artykułu.

6. ANALIZA WARUNKÓW POGODOWYCH I ICH WPŁYW NA OBCIĄŻALNOŚĆ LINII

W trakcie prowadzonych badań analizowane były same wyniki pomiarów uzyskiwane z zainstalowanych urządzeń CAT oraz wyniki obliczeń obciążalności linii prowadzonych przy wykorzystaniu oprogramowania. Analiza wyników pomiarowych dotyczy przede wszystkim warunków pogodowych panujących na linii oraz temperatury przewodów wyznaczanej na podstawie mierzonych naciągów. W niniejszym rozdziale zaprezentowano wyniki analiz wybranych wielkości dla badanych sekcji odciągowych w sezonie letnim 2002 roku obejmującym okres 01.04.2002 ÷ 30.09.2002.



Rys. 2. Dystrybuanty temperatur otoczenia i nasłonecznionego przewodu w sezonie letnim

Fig. 2. Cumulative probability distribution of ambient and insulated conductor temperature in summer season

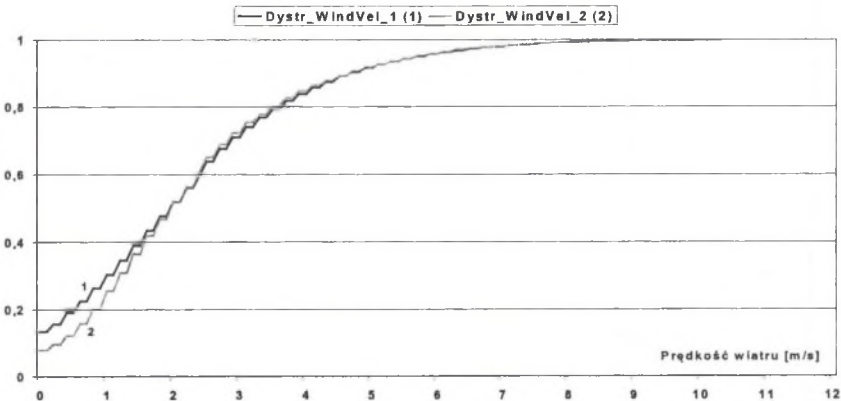
Rys. 2 przedstawia dystrybuanty temperatury otoczenia (Ambient) oraz temperatur nasłonecznionego przewodu (NRS) w analizowanym sezonie letnim (w przyjętych oznaczeniach 1 i 2 odpowiadają numerom zainstalowanych urządzeń CAT). Na ich podstawie można określić prawdopodobieństwo i czas występowania określonych temperatur. Wyznaczone dla danej wartości temperatury prawdopodobieństwo odpowiada wyrażonemu w procentach czasowi, przez jaki dana wartość temperatury nie była przekraczana. W tablicy 3 podano przykładowe prawdopodobieństwa i czasy przekroczenia określonych temperatur otoczenia i NRS.

Tablica 3

Prawdopodobieństwo i czas przekroczenia określonych poziomów temperatury otoczenia i NRS w okresie letnim 2002

Parametr		Temperatura w °C			
		20	25	30	35
Prawdopodob. przekr. w %	Temp. otocz.	28,1	10,6	1,0	0,0
	NRS	33,8	18,2	7,3	0,7
Czas przekr. w h	Temp. otocz.	1216	458	45	0
	NRS	1464	789	316	32

Istotny z punktu widzenia obciążalności linii jest czas występowania wysokich temperatur otoczenia. Obciążalność linii jest wtedy najniższa. Przez cały okres od maja do sierpnia 2002 utrzymywały się stosunkowo wysokie temperatury. Przeciętna temperatura otoczenia przekraczała w ciągu dnia 20°C. Drugim czynnikiem wpływającym na obciążalność jest nasłonecznienie określane przez czujnik NRS. Maksymalne zarejestrowane przyrosty temperatury nasłonecznionego przewodu w stosunku do temperatury otoczenia sięgają kilkunastu °C. Maksymalna zarejestrowana temperatura NRS wyniosła 39,3°C. Obciążalność tak nagrzanego przewodu dla linii zaprojektowanej na 40°C jest praktycznie bliska 0.

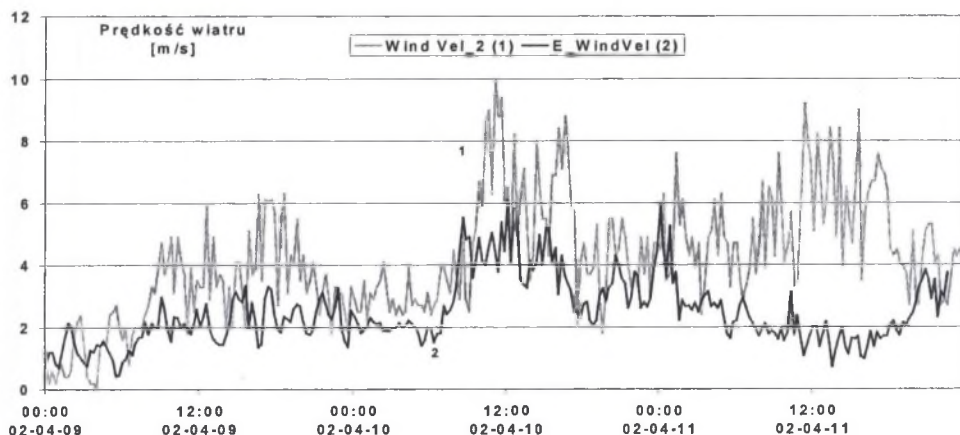


Rys.3. Dystrybuanty prędkości wiatru w sezonie letnim
Fig. 3. Cumulative probability distribution of wind velocity in summer season

Prędkość wiatru w sposób najbardziej istotny wpływa na obciążalność przewodu i charakteryzuje się znacznie większą zmiennością w porównaniu do zmian temperatury. Dotyczy to zarówno szybkości tych zmian w czasie, jak i zróżnicowania rejestrowanych wartości w poszczególnych miejscach. Na rys. 3 przedstawiono dystrybuanty prędkości wiatru (WindVel). Maksymalne zarejestrowane wartości osiągają kilkanaście m/s. Istotne z punktu

widzenia obciążalności są małe prędkości wiatru (poniżej 0,5 m/s). Prawdopodobieństwo występowania takich prędkości wahało się w granicach $0,12 \div 0,19$ dla poszczególnych rejestratorów CAT, co odpowiada liczbie godzin w analizowanym sezonie letnim w zakresie $(532 \div 826)$ h.

Na rys. 4 przedstawiono również zastępczą, efektywną prędkość wiatru ($E_WindVel$) w przykładowej sekcji wyznaczaną na podstawie prądu obciążenia i temperatury przewodu z równania (8). Jest to zastępcza efektywna prędkość wiatru wiejącego prostopadłe do przewodu równomiernie wzdłuż całej sekcji odciągowej. Pomiar wiatru na słupie jest pomiarem punktowym. Prędkość wiatru oraz jego kierunek może się znacznie zmieniać wzdłuż całej sekcji. Wyznaczona prędkość zastępcza odzwierciedla warunki chłodzenia przewodu związane z wiatrem wzdłuż całej sekcji. Jak widać na rysunku, prędkość ta jest zwykle znacznie niższa od wartości zmierzonych. Wynika to przede wszystkim z tego, że uwzględnia ona kierunek wiejącego wiatru.

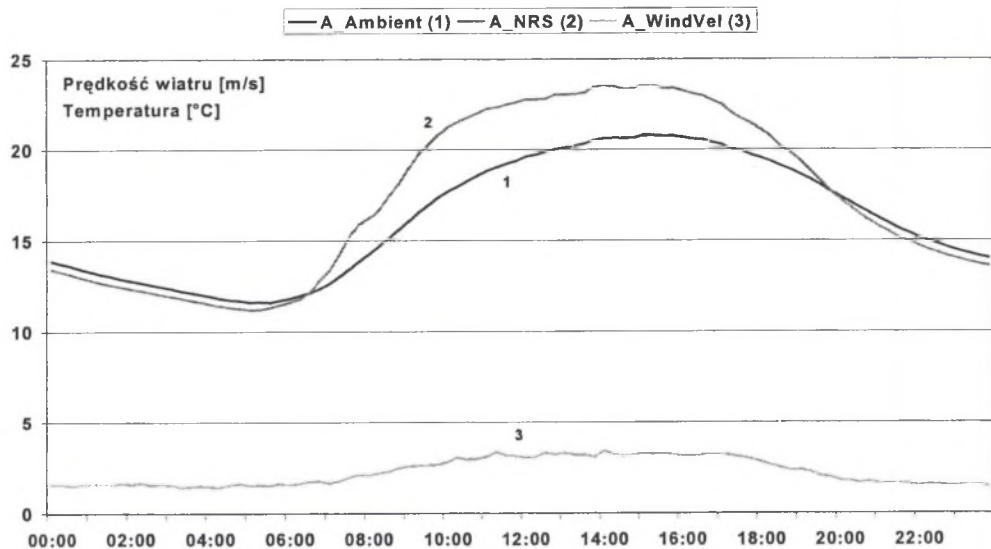


Rys. 4. Porównanie zmierzonej i obliczonej na podstawie naciągu efektywnej prędkości wiatru
Fig. 4. Comparison of measured and calculated on the base of tension effective wind velocity

W celu pokazania cykliczności zmian parametrów pogodowych w ciągu doby przedstawiono na rys. 5 wartości średnie temperatury i prędkości wiatru dla poszczególnych godzin doby. Jak widać na rysunkach, zarówno wiatr, jak i temperatura osiągają swoje wartości maksymalne najczęściej we wczesnych godzinach popołudniowych.

Przeanalizowano również wzajemne związki pomiędzy warunkami atmosferycznymi panującymi na obydwu stanowiskach pomiarowych. Temperatura otoczenia jest wielkością stosunkowo stabilną. Różnica pomiędzy temperaturami mierzonymi w danej chwili na obydwu stanowiskach pomiarowych rzadko przekracza kilka stopni. Można z dużą dozą prawdopodobieństwa stwierdzić, że będzie ona w przybliżeniu jednakowa dla całej linii. Inaczej jest w przypadku wiatru. Prędkości mierzone w tym samym czasie na obydwu stanowiskach pomiarowych mogą się znacznie różnić. Nierzadkie są przypadki, gdy na jednym stanowisku pogoda jest praktycznie bezwietrzna, a na drugim prędkość wiatru osiąga stosunkowo duże wartości.

Istotna z punktu widzenia obciążalności jest również korelacja pomiędzy wiatrem a temperaturą. Istnieje dodatnia korelacja pomiędzy prędkością wiatru a temperaturą. Oznacza to, że wzrostowi temperatury towarzyszy też wzrost prędkości wiatru. Jest to korzystne z punktu widzenia obciążalności linii. Korelacja ta jest jednak niezbyt silna. Zarejestrowano wiele momentów, w których występowała wysoka temperatura i słaby wiatr.



Rys. 5. Przeciętne w ciągu doby wartości prędkości wiatru, temperatury otoczenia i nasłonecznionego przewodu

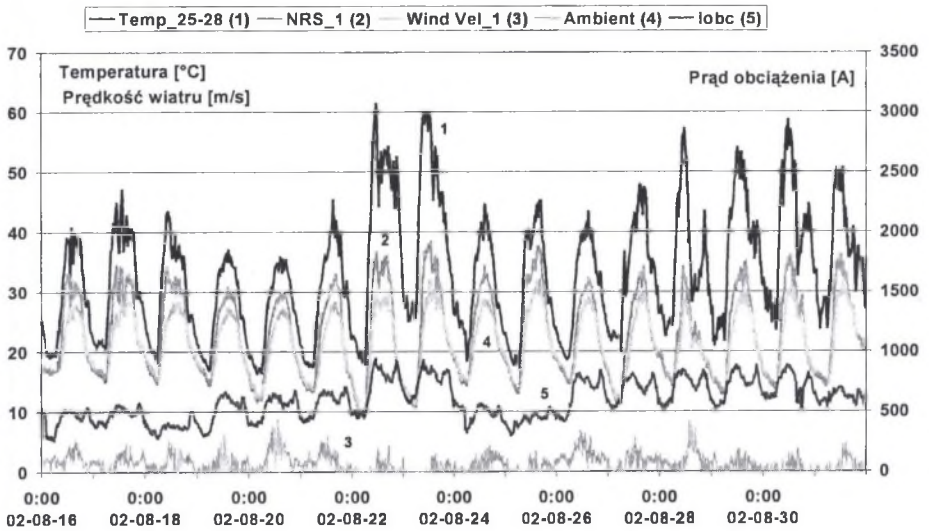
Fig. 5. Average wind velocity, ambient and insolated conductor temperature as a function of time of day

Rys. 6 przedstawia temperaturę przewodu na tle prądu obciążenia linii i panujących w tym czasie warunków atmosferycznych. Można tutaj zaobserwować wpływ poszczególnych wielkości na temperaturę osiąganą przez przewód.

Obliczenia obciążalności linii były prowadzone przy wykorzystaniu dwóch modeli:

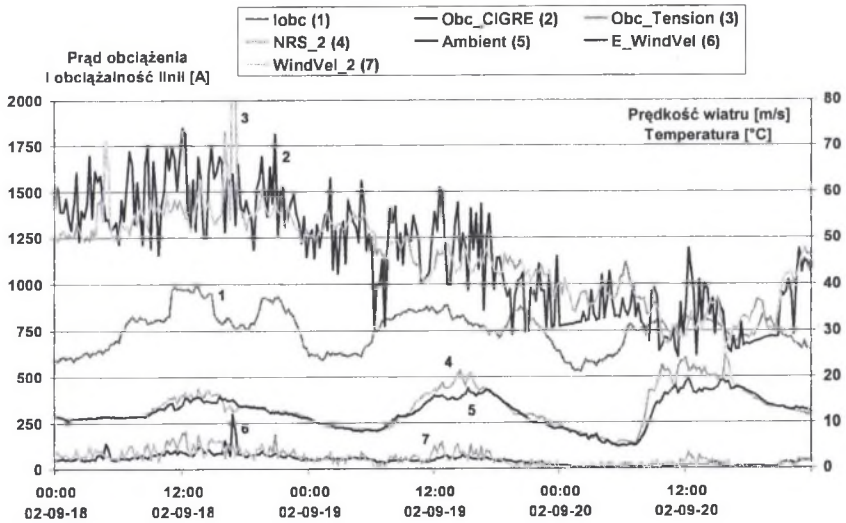
- Tension – oparty na pomiarze naciągu przewodu, przy wykorzystaniu obliczonej prędkości równoważnej,
- CIGRE – oparty tylko na pomiarach warunków atmosferycznych (klasyczny model obliczeniowy CIGRE).

Przykładowe wyniki obliczeń obciążalności dla wybranych sekcji odciągowych przedstawiono na rys. 7. W prezentowanych obliczeniach przyjęto dopuszczalną temperaturę przewodów w linii 40°C. W zależności od przyjętego modelu występują różnice w wyznaczonej obciążalności. Wartość obciążalności wyznaczona za pomocą modelu Tension odbiega od modelu CIGRE opartego tylko na warunkach pogodowych.



Rys. 6. Wpływ prądu obciążenia i warunków atmosferycznych na temperaturę przewodu w sekcji 25-28 linii (CAT_1)

Fig. 6. Influence of load and weather conditions on conductor temperature in section 25-28 (CAT_1)

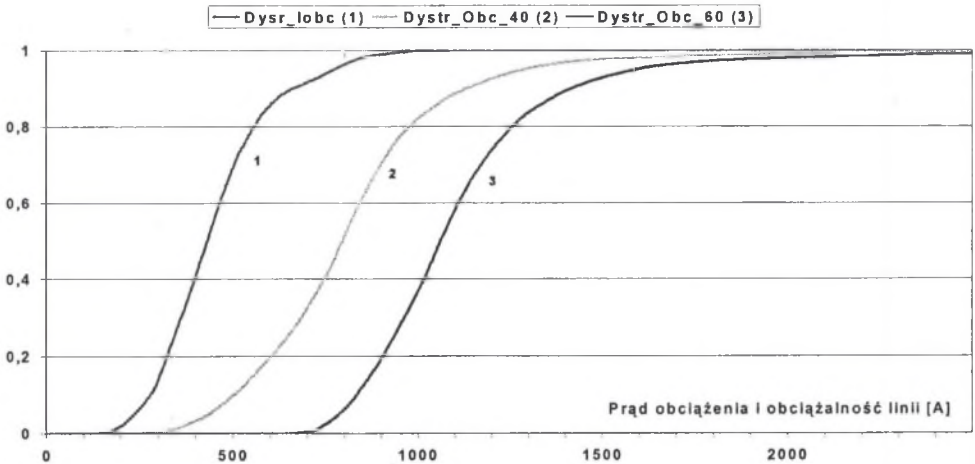


Rys. 7. Wyznaczona z modeli Tension i CIGRE obciążalność dynamiczna linii
 Fig. 7. Dynamic thermal line rating calculated on the base of Tension and CIGRE model

Zwraca uwagę znacznie większa zmienność wyznaczonej obciążalności dla modelu CIGRE w stosunku do modelu Tension. Modele pogodowe są bardzo czułe na zmiany prędkości i kierunku wiatru. Parametry te są mierzone punktowo, nie odzwierciedlają więc rzeczywistego oddziaływania wiatru wzdłuż całej sekcji odciągowej. Pod tym względem lepszy jest model Tension, który reaguje na zmiany naciągu przewodu, a więc na zmiany jego temperatury wywołane oddziaływaniem wiatru uśrednione dla całej sekcji.

Istotny wpływ na wyniki obliczeń dla modelu Tension ma poziom prądu obciążenia. Wymagany jest tutaj odpowiedni przyrost temperatury przewodu spowodowany nagrzewaniem prądem obciążenia. Minimalna gęstość prądu obciążenia, dla którego mogą być wykonywane obliczenia dla tego modelu, wynosi ok. $0,6 \text{ A/mm}^2$. Generalnie wyznaczona obciążalność dla obu modeli zwykle znacznie przekracza aktualny poziom prądu obciążenia w linii.

Podobnie jak dla parametrów pogodowych, wyznaczono również dystrybuanty obciążalności linii. Są one przedstawione na rys. 8. Pokazano tam dystrybuanty obciążalności dla temperatur dopuszczalnych 40 i 60°C na tle dystrybuanty faktycznie występującego prądu obciążenia. W tabelicy 4 podano określone na podstawie przedstawionych dystrybuant wybrane kwantyle obciążalności linii. Określają one obciążalność, jaką można przyjąć dla linii przy założonym ryzyku przekroczenia temperatury dopuszczalnej.



Rys. 8. Dystrybuanty prądu obciążenia i obciążalności linii dla temperatur dopuszczalnych 40 i 60°C
 Fig. 8. Cumulative probability distribution of line load and rating for limit temperature 40 and 60°C

W celu pokazania wzajemnych związków pomiędzy wyznaczoną z różnych modeli obciążalnością linii oraz panującymi warunkami pogodowymi wyznaczono współczynniki korelacji pomiędzy poszczególnymi parametrami – tablice 5 i 6. Na podstawie wartości tych współczynników można ocenić wpływ poszczególnych parametrów na wyznaczaną obciążalność. Można zauważyć silną ujemną korelację pomiędzy obciążalnością linii i temperaturą oraz silną dodatnią korelację pomiędzy obciążalnością wyznaczoną z modelu pogodowego CIGRE i prędkością wiatru. Dla modelu Tension ta ostatnia korelacja jest znacznie słabsza. Zmierzona punktowo prędkość wiatru jest wykorzystywana bezpośrednio

w modelu CIGRE, natomiast w modelu Tension wykorzystuje się prędkość efektywną, która często znacznie różni się od prędkości zmierzonej.

Należy też zwrócić uwagę, że wzajemne relacje między prezentowanymi parametrami mogą się dosyć istotnie zmieniać w różnych okresach.

Tablica 4

Obciążalności linii w A przy założonym ryzyku przekroczenia temperatury dopuszczalnej w okresie letnim 2002

Model	Temp. dop. w °C	Ryzyko przekroczenia w %			
		1	5	10	50
Tension	40	335	435	503	795
	60	726	785	835	1061
CIGRE	40	348	489	584	821
	60	737	831	893	1112

Tablica 5

Współczynniki korelacji pomiędzy warunkami pogodowymi a wynikami obliczeń obciążalności linii dla sekcji 25-28 (CAT_1)

Parametr	NRS	WindVel	Obc_Tension	Obc_CIGRE
NRS	1,00	0,172	- 0,558	- 0,443
WindVel	0,172	1,00	0,152	0,723
Obc_Tension	- 0,558	0,152	1,00	0,534
Obc_CIGRE	- 0,443	0,723	0,534	1,00

Tablica 6

Współczynniki korelacji pomiędzy warunkami pogodowymi a wynikami obliczeń obciążalności linii dla sekcji 108-111 (CAT_2)

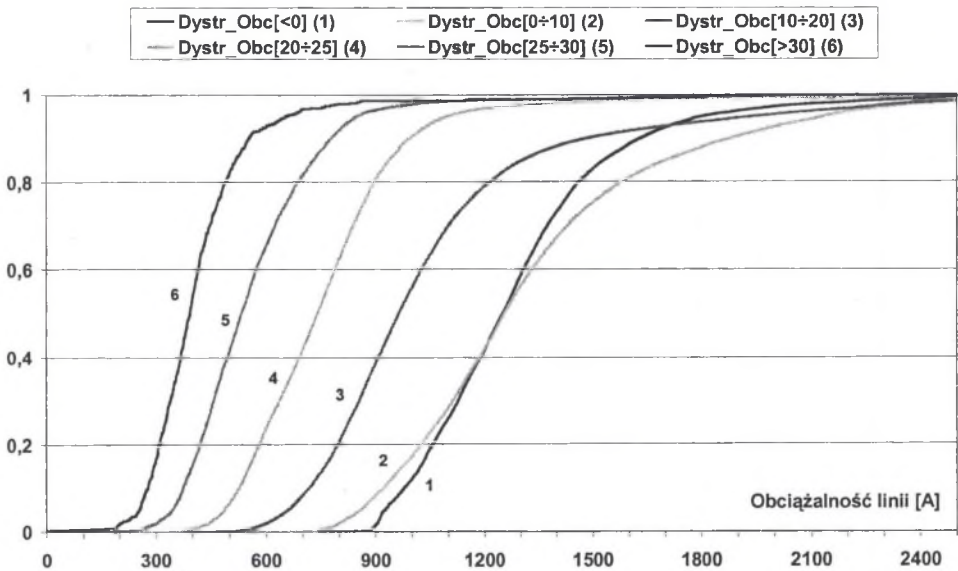
Parametr	NRS	WindVel	Obc_Tension	Obc_CIGRE
NRS	1,00	0,183	- 0,620	- 0,491
WindVel	0,183	1,00	0,138	0,537
Obc_Tension	- 0,620	0,138	1,00	0,578
Obc_CIGRE	- 0,491	0,537	0,578	1,00

7. ANALIZA OBCIĄŻALNOŚCI LINII W ZALEŻNOŚCI OD TEMPERATURY OTOCZENIA

Wyznaczenie obciążalności linii dla określonych przedziałów temperatury otoczenia może być podstawą do stosowania obciążalności dynamicznej bez prowadzenia stałego, szczegółowego monitoringu warunków pogodowych wzdłuż linii. Jak wykazują przedstawione powyżej analizy, temperatura otoczenia jest wielkością stosunkowo stabilną, wzdłuż trasy linii. Obciążalność przewodu wykazuje, oczywiście, określoną zmienność dla danej temperatury otoczenia, związanej z aktualnym oddziaływaniem wiatru i nasłonecznieniem przewodu. Dla założonego ryzyka przekroczenia dopuszczalnej temperatury przewodów w linii można jednak przyjąć, że obciążalność linii w danym przedziale temperatury otoczenia jest nie niższa od określonej wartości.

Analizy obciążalności w przedziałach temperatury otoczenia przeprowadzono dla modelu Tension. Bazuje on na wyznaczonej z pomierzonego naciągu efektywnej, równoważnej prędkości wiatru. Dobrze oddaje więc warunki chłodzenia przewodu wzdłuż całej sekcji odciągowej.

Wartość obciążalności, dla założonego ryzyka przekroczenia dopuszczalnej temperatury przewodów w linii, można wyznaczyć na podstawie dystrybuanty obciążalności linii w danym przedziale temperatury otoczenia. Przykładowe dystrybuanty dla temperatury dopuszczalnej przewodów 40°C przedstawiono na rys. 9. W nawiasach kwadratowych podane są zakresy temperatury otoczenia, dla jakich wyznaczono poszczególne dystrybuanty.



Rys. 9. Dystrybuanty obciążalności linii dla różnych przedziałów temperatury otoczenia
Fig. 9. Cumulative probability distribution of line rating for different ambient temperature ranges

W celu wyznaczenia przedstawionych dystrybuant wykorzystano wszystkie wyniki pomiarów z całego okresu, jaki obejmował program badawczy, tj. od września 2000 do września 2002. Dla porównania wyznaczono również dystrybuanty dla modelu CIGRE opartego na pomiarze punktowym prędkości wiatru. Należy podkreślić, że pomiędzy wynikami otrzymanymi z obydwu modeli nie występują istotne jakościowe różnice.

Na podstawie wyznaczonych dystrybuant można określić wartości obciążalności linii w danych przedziałach temperatury otoczenia, dla różnych temperatur dopuszczalnych i różnych poziomów ryzyka przekroczenia tych temperatur. Znając czas występowania temperatury otoczenia z danego przedziału, można wyznaczyć oczekiwany roczny czas przekroczenia temperatury dopuszczalnej, dla przyjętych określonych poziomów ryzyka. Należy jednak podkreślić, że sam czas przekroczenia temperatury dopuszczalnej, tzn. liczba godzin w roku, kiedy mogą występować przekroczenia dopuszczalnych temperatur, a tym samym dopuszczalnych odstępów doziemnych, nie odzwierciedla jeszcze faktycznego ryzyka, jakie ponosi właściciel sieci przesyłowej. Istotne są również oczekiwane wartości maksymalne tych przekroczeń. Dla przyjętego stałego przez cały czas poziomu prądu obciążenia wystąpiłyby one w najbardziej niesprzyjających warunkach pogodowych, jakie zarejestrowano w okresie badawczym. W tabelicy 7 podano przykładowe czasy oraz wartości przeciętne i maksymalne przekroczeń przy zadanych poziomach prądu obciążenia.

Tabela 7

Ryzyko i wartości przekroczeń temperatury dopuszczalnej w poszczególnych przedziałach temperatury otoczenia dla danego stałego w czasie prądu obciążenia

Parametr		Temperatura otoczenia w °C					
		< 0	0 ÷ 10	10 ÷ 20	20 ÷ 25	25 ÷ 30	> 30
Prąd obciążenia w A		980	810	690	600	540	540
Temp. dop. 40 °C	Ryzyko w %	7,1	1,2	5,9	20,0	45,0	80,0
	Max prz. w K	15,0	15,2	14,7	14,9	15,0	14,7
	Śr. prz. w K	4,9	2,8	3,7	3,7	4,3	5,9
Prąd obciążenia w A		1170	1040	950	880	840	840
Temp. dop. 60 °C	Ryzyko w %	7,0	2,0	5,7	15,1	27,8	44,7
	Max prz. w K	14,5	15,3	15,6	14,6	14,8	14,5
	Śr. prz. w K	4,8	3,0	4,1	4,3	5,5	7,3

W celu oszacowania wartości przyrostów zwisów odpowiadających tym przekroczeniom podano średni przyrost zwisu na jednostkę przyrostu temperatury dla przykładowych pręseł (tablica 8). W zakresie temperatur (40 ÷ 100)°C jest on w przybliżeniu stały. W przypadku sekcji odciągowych o znacznie zróżnicowanych rozpiętościach pręseł wartości przyrostów zwisów podane w tabelicy 8 mogą się zwiększyć o ok. 50% dla najdłuższego pręśla.

Tablica 8

Przyrost zwisu dla typowych rozpiętości pręseł i naprężeń obliczeniowych w cm/K

Naprężenie obliczeniowe w MPa	Rozpiętość pręśla w m		
	350	450	550
75	3,35	3,60	3,75
90	3,73	4,08	4,30

Przy założonym określonym ryzyku przekroczenia dopuszczalnych temperatur przewodu i zwisów, związanym zarówno z czasem występowania przekroczeń, jak i z ich wartościami maksymalnymi, można teraz określić obciążalność linii w poszczególnych przedziałach temperatury otoczenia. W tablicach 9 ÷ 11 przedstawiono te obciążalności dla trzech wariantów:

- wariant I zakłada, że maksymalne przekroczenie dopuszczalnej temperatury nie będzie większe niż 10 K (maksymalne przekroczenie zwisu dla typowych pręseł pojedynczych nie będzie większe niż 0,4 m, w wielopręsełowej sekcji odciągowej może to być 0,6 m dla najdłuższego pręśla); oczekiwany sumaryczny czas przekroczenia wyniesie ok. 250 h w ciągu roku (ryzyko 2,8%),
- wariant II zakłada, że maksymalne przekroczenie dopuszczalnej temperatury nie będzie większe niż 15 K (maksymalne przekroczenie zwisu dla typowych pręseł pojedynczych nie będzie większe niż 0,6 m, w wielopręsełowej sekcji odciągowej może to być 0,9 m dla najdłuższego pręśla); oczekiwany sumaryczny czas przekroczenia wyniesie ok. 600 h w ciągu roku (ryzyko 7%),
- wariant III zakłada, że maksymalne przekroczenie dopuszczalnej temperatury nie będzie większe niż 20 K (maksymalne przekroczenie zwisu dla typowych pręseł pojedynczych nie będzie większe niż 0,8 m, w wielopręsełowej sekcji odciągowej może to być 1,2 m dla najdłuższego pręśla); oczekiwany sumaryczny czas przekroczenia wyniesie ok. 1300 h w ciągu roku (ryzyko 15%),

Tablica 9

Obciążalność linii dla różnych temperatur otoczenia i temperatur dopuszczalnych przewodów w A (wariant I – ryzyko 2,8%, maks. przekr. temp. 10 K)

Temp. dop. w °C	Temperatura otoczenia w °C					
	< 0	0 ÷ 10	10 ÷ 20	20 ÷ 25	25 ÷ 30	> 30
40	920	750	600	480	420	390
45	980	810	680	580	540	540
50	1030	880	750	670	600	600
55	1080	930	820	740	670	670
60	1120	990	880	810	740	740
70	1210	1090	990	930	870	870
80	1290	1180	1090	1030	1000	1000

Tablica 10

Obciążalność linii dla różnych temperatur otoczenia i temperatur dopuszczalnych przewodów w A (wariant II – ryzyko 7%, maks. przekr. temp. 15 K)

Temp. dop. w °C	Temperatura otoczenia w °C					
	< 0	0 ÷ 10	10 ÷ 20	20 ÷ 25	25 ÷ 30	> 30
40	980	810	690	600	540	540
45	1030	880	760	680	620	620
50	1070	930	830	750	700	700
55	1120	990	880	810	740	740
60	1170	1040	950	880	840	840
70	1250	1130	1050	990	950	950
80	1330	1240	1140	1090	1050	1050

Tablica 11

Obciążalność linii dla różnych temperatur otoczenia i temperatur dopuszczalnych przewodów w A (wariant III – ryzyko 15%, max przekr. temp. 20 K)

Temp. dop. w °C	Temperatura otoczenia w °C					
	< 0	0 ÷ 10	10 ÷ 20	20 ÷ 25	25 ÷ 30	> 30
40	1030	880	750	670	620	620
45	1080	930	820	750	710	710
50	1120	990	880	830	780	780
55	1170	1050	940	880	840	840
60	1210	1100	990	940	900	900
70	1290	1190	1110	1050	1010	1010
80	1370	1280	1170	1130	1090	1090

We wszystkich wariantach założono przy wyznaczaniu ryzyka, że obciążenie byłoby stałe w danym przedziale temperatury otoczenia. W rzeczywistości obciążenie to wykazuje określoną zmienność. Przekroczenia występują więc tylko w tych przypadkach, gdy niekorzystne warunki pogodowe wystąpią jednocześnie z wysokim poziomem obciążenia linii. Z tego względu dokonano analizy statystycznej rozkładu prądu obciążenia linii w okresie badawczym. Można przyjąć, że obciążenie to ma rozkład logarytmiczno-normalny. Wyznaczono parametry tego rozkładu. Przeprowadzone zostały następnie symulacje pracy linii dla obciążenia prądem o wartości zmiennej losowo, nie przekraczającej jednak prądu dopuszczalnego, przy czym postać i parametry rozkładu prawdopodobieństwa symulowanego prądu określono na podstawie rzeczywistego prądu obciążenia, jaki występował w okresie

badawczym. Wykonane symulacje pozwalają na analizę temperatury przewodów w linii, jaka występowałaby w rzeczywistych warunkach pogodowych w okresie badawczym przy obciążeniu linii symulowanym prądem. W tabelicy 12 przedstawiono ryzyko i wartości przekroczeń temperatury dopuszczalnej otrzymane w wyniku symulacji, analogiczne do wartości otrzymanych przy obciążeniu prądem o stałej wartości przedstawionych w tabelicy 7.

Tabelica 12

Ryzyko i wartości przekroczeń temperatury dopuszczalnej w poszczególnych przedziałach temperatury otoczenia dla zmiennego losowo prądu obciążenia

Parametr		Temperatura otoczenia w °C					
		< 0	0 ÷ 10	10 ÷ 20	20 ÷ 25	25 ÷ 30	> 30
Max. wart. prądu obc. w A		980	810	690	600	540	540
Temp. dop. 40 °C	ryzyko w %	0,12	0,02	0,21	1,5	5,6	31,0
	max prz. w K	11,1	8,1	12,0	12,6	11,4	11,0
	śr. prz. w K	2,7	2,3	2,7	2,2	2,4	2,7
Max. wart. prądu obc. w A		1170	1040	950	880	840	840
Temp. dop. 60 °C	ryzyko w %	0,08	0,02	0,11	0,36	1,0	3,6
	max prz. w K	6,4	5,4	10,0	8,2	9,3	9,1
	śr. prz. w K	2,3	2,0	3,5	2,9	3,0	3,2

Badano również rozkład statystyczny przekroczeń temperatury dopuszczalnej. Ma on charakter rozkładu wykładniczego. W tabelicy 13 oraz na rys. 10 przedstawiono przykładowe wyniki analiz. Większość występujących przekroczeń ma niewielką wartość (do 5 K). Istotny z punktu widzenia zagrożenia jest czas przekroczeń o większej wartości (powyżej 10 K). Obciążalność linii powinna być tak dobrana, aby czas ten osiągał co najwyżej kilka godzin w roku, przy założeniu, że w liniach istnieją rezerwy projektowe zwisów na poziomie co najmniej 0,5 m – zwiększenie zwisów spowodowane przekroczeniem temperatury dopuszczalnej o 10 K mieści się w rezerwach projektowych.

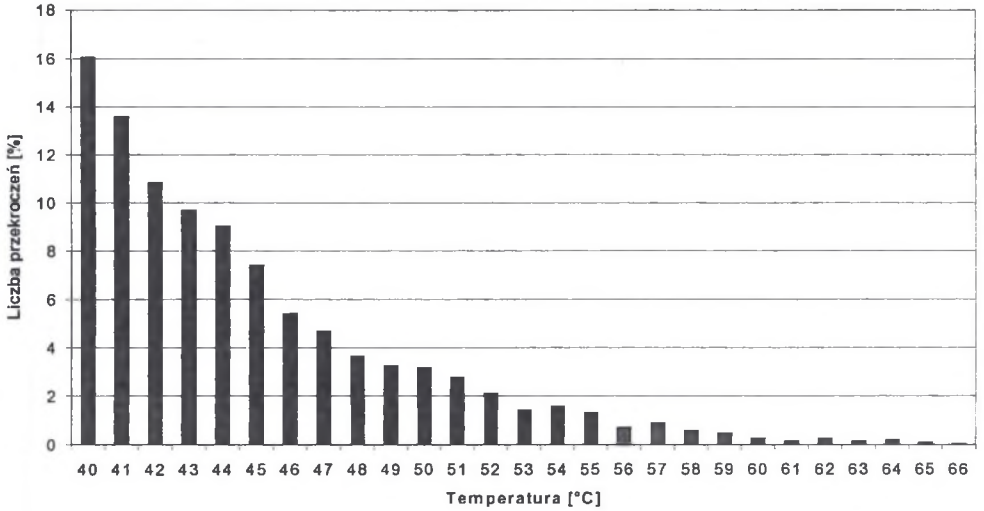
Tabelica 13

Oczekiwany rozkład rocznego czasu przekroczeń temperatury dopuszczalnej w h/a dla przedziału temperatury otoczenia Tot ∈ (20 ÷ 25)°C

T _{dop.} w °C	Obciążenie w A	Prz. maks. w K	Przekroczenie w K					
			0 ÷ 5	5 ÷ 10	10 ÷ 15	15 ÷ 20	20 ÷ 25	25 ÷ 30
40	≤ 620	20	65	17	3	~ 0	-	-
	≤ 780	30	138	57	26	9	3	~ 0
60	≤ 950	25	24	11	8	3	~ 0	-
	≤ 1010	30	37	20	12	8	3	~ 0

Jak wynika z przedstawionej analizy, na bezpiecznym poziomie ryzyka można przyjmować obciążalności z tablicy 10 (prawdopodobieństwo wystąpienia przekroczeń niebezpiecznych jest praktycznie bliskie 0). Również przyjęcie wyższych obciążalności (tablica 11) utrzymuje jeszcze ryzyko na racjonalnym poziomie.

Dla przedstawionych w tablicach obciążalności określono ich zależność funkcyjną od temperatury. Ma ona w przybliżeniu postać funkcji liniowej. W tablicy 14 przedstawiono odpowiednie zależności dla różnych poziomów ryzyka.



Rys. 10. Przykładowy rozkład przekroczeń temperatury dopuszczalnej 40°C (I_{obc} ≤ 780 A, Tot ∈ (20 ÷ 25)°C)

Fig. 10. An example of distribution of conductor limit temperature (40°C) exceeding (I_{obc} ≤ 780 A, Tot ∈ (20 ÷ 25)°C)

Tablica 14

Funkcje opisujące zależność obciążalności linii od temperatury otoczenia

Temp. dop. w °C	Maks. przekroczenie w K		
	10 (wariant I)	15 (wariant II)	20 (wariant III)
40	$I = 920 - 17 \cdot T$	$I = 980 - 15 \cdot T$	$I = 1030 - 14 \cdot T$
45	$I = 980 - 15 \cdot T$	$I = 1030 - 14 \cdot T$	$I = 1080 - 12,5 \cdot T$
50	$I = 1030 - 14,5 \cdot T$	$I = 1070 - 12,5 \cdot T$	$I = 1120 - 11,5 \cdot T$
55	$I = 1080 - 14 \cdot T$	$I = 1120 - 12,5 \cdot T$	$I = 1170 - 11 \cdot T$
60	$I = 1120 - 13 \cdot T$	$I = 1170 - 11 \cdot T$	$I = 1210 - 10,5 \cdot T$
70	$I = 1210 - 11,5 \cdot T$	$I = 1250 - 10 \cdot T$	$I = 1290 - 9,5 \cdot T$
80	$I = 1290 - 10 \cdot T$	$I = 1330 - 9,5 \cdot T$	$I = 1370 - 9,5 \cdot T$

Przyjęcie obciążalności zależnej od temperatury otoczenia pozwala na znaczne zwiększenie obciążalności linii w sezonie letnim (szczególnie przy przyjętym zwiększonym poziomie ryzyka – wariant III). Obciążalność zwiększa się w stosunku do obciążalności statycznej od ok. 20% dla temperatury otoczenia 30°C do ok. 60% dla temperatury otoczenia 15°C. Należy też zwrócić uwagę, że przyjęcie w całym sezonie zimowym dotychczasowego poziomu obciążalności statycznej (tablica 1) może z kolei prowadzić do występowania nadmiernych przekroczeń temperatury przewodów dla stosunkowo wysokich, ale typowych dla sezonu zimowego temperatur otoczenia.

8. PODSUMOWANIE

Uwzględnienie dynamicznej obciążalności linii przesyłowych pozwala na dopasowanie obciążeń do rzeczywistych warunków. Istnieje możliwość znacznie lepszego wykorzystania zdolności przesyłowych linii przy zachowaniu dopuszczalnych odstępów przewodów od ziemi i krzyżowanych obiektów. Dotyczy to również linii napowietrznych w sieciach 110 kV. Przedstawione analizy można w praktyce w pełni rozciągnąć na linie 110 kV, których specyfika ze względu na analizowane warunki nie różni się od linii przesyłowych (220 i 400 kV).

Bezpośredni monitoring linii pozwala na dokładną ocenę obciążalności i jej pełne wykorzystanie. Jak wskazują przeprowadzone badania, istnieją techniczne możliwości prowadzenia takiego monitoringu przy akceptowalnych kosztach. Uzyskuje się przy tym znaczne zwiększenie obciążalności w długich okresach eksploatacji. Posiada się również pełną kontrolę występujących temperatur przewodów i zwisów w przęsłach linii.

W praktyce można również wykorzystać łatwo dostępne (np. z Instytutu Meteorologii i Gospodarki Wodnej) bieżące oraz prognozowane dane dotyczące temperatury otoczenia bez prowadzenia stałego monitoringu linii. Uzyskane korzyści w postaci zwiększenia obciążalności linii zależą tutaj od przyjętego akceptowalnego poziomu ryzyka przekroczeń temperatury przewodów.

Należy również podkreślić, że duże, zwykle nie wykorzystywane rezerwy, istnieją także przy określaniu samej temperaturze projektowej linii. Istniejące zapasy w odstępach doziemnych bardzo często przekraczają znacznie wartości wymagane. Przy bardzo niewielkich nakładach, dokonując jedynie kontroli i ewentualnie korekty naciągów w krytycznych przęsłach linii, można uzyskać znaczne (sięgające kilkudziesięciu procent) zwiększenie zarówno statycznej, jak i dynamicznej obciążalności linii.

LITERATURA

1. Douglass D.A, Edris A.A.: *Real Time Monitoring and Dynamic Thermal Rating of Power Transmission Circuits*. "IEEE Transactions on Power Delivery", Vol.11, No.3, July 1996.
2. Douglass D.A, Edris A.A.: *Field Studies of Dynamic Thermal Rating Methods for Overhead Lines*. "IEEE T&D Conference Paper 99TD108", April 1999, New Orleans, USA.
3. Bartodziej G., Goc W., Oziemblewski K., Popczyk J., Żmuda K.: *Określenie wskazówek w zakresie obciążalności prądowej linii 400, 220 i 110 kV*. Praca studialna na zlecenie ENERGOPROJEKTU Kraków. Gliwice 1987 (niepubl.).
4. Argasińska H.: *Obciążalność prądowa elektroenergetycznych linii napowietrznych 110, 220, 400 kV*. Opracowanie ENERGOPROJEKTU Kraków P-295659. Kraków 1990 (niepubl.).

5. Korab R., Siwy E., Żmuda K.: *Uwzględnienie dynamicznej obciążalności linii napowietrznych w sterowaniu pracą krajowej sieci przesyłowej*. Mat. X Międz. Konf. Nauk. „Aktualne problemy w elektroenergetyce” APE’01, Gdańsk-Jurata 2001.
6. Siwy E., Żmuda K.: *Program do wyznaczania dynamicznej obciążalności termicznej napowietrznych linii przesyłowych*. Materiały konferencji „Zastosowania komputerów w elektrotechnice”. Poznań/Kiekrz 2002.
7. Siwy E., Żmuda K.: *Dynamic Thermal Rating of Overhead Transmission Lines*. Proceedings of the International Symposium “Modern Electric Power Systems”, Wrocław 2002.
8. *Thermal behavior of overhead conductors*. Publikacja CIGRE 207, Working Group 22.12. August 2002.

Wpłynęło do Redakcji dnia 2 września 2003 r.

Recenzent: Prof. dr hab. inż. Marian Sobierajski