Szacowanie stałych strat energii elektrycznej w sieciach elektroenergetycznych

Sławomir Cieślik

POLITECHNIKA BYDGOSKA
Wydział Telekomunikacji, Informatyki i Elektrotechniki

HR EXCELLENCE IN RESEARCH

Wisła, 30 marca 2023 r.

Wprowadzenie

Problem szacowania stałych strat energii elektrycznej w sieciach elektroenergetycznych jest ciągle aktualny, szczególnie w kontekście planowania kontraktowania energii przez Operatorów Sieci Dystrybucyjnych.

Wprowadzenie

Poszukuje się metody wyznaczania stałych strat energii elektrycznej w elektro-energetycznych sieciach dystrybucyjnych.

Chodzi o obliczanie mocy strat i strat energii elektrycznej na podstawie danych ograniczo-nych praktycznie do wykazu grup transformatorów pod względem mocy znamionowej oraz grup linii elektroenergetycznych napowietrznych i kablo-wych pod względem napięć znamionowych.

Wprowadzenie

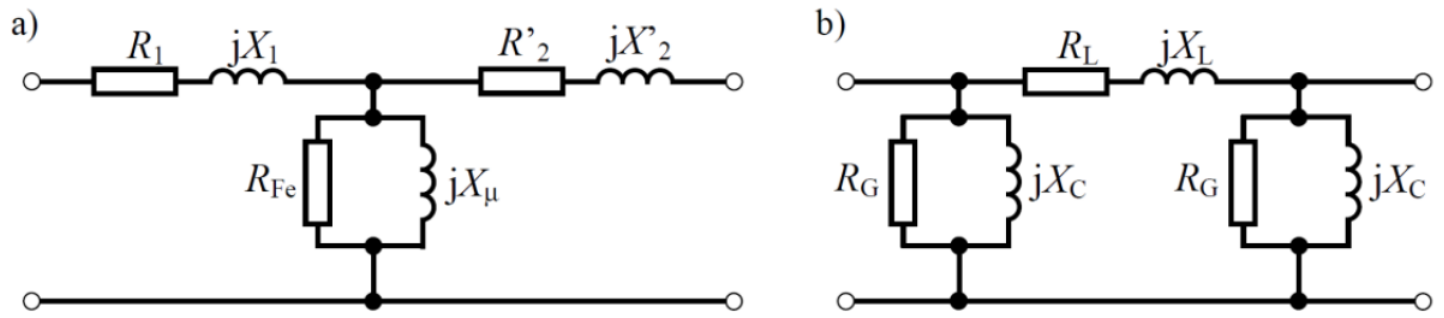
Tab. 1. Przeciętne straty techniczne w elementach elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych w całkowitych stratach technicznych [Kulczycki J. (red.), Ograniczenie strat energii elektrycznej w elektroenergetycznych sieciach rozdzielczych, PTPiREE, Poznań, 2002]

Lp.	Rodzaj strat i element sieci	Udział w stratach całkowitych
		%
1	Obciążeniowe w sieci 110 kV	36
2	Obciążeniowe w sieci SN	22
3	Obciążeniowe w sieci 400 V	16
4	Jałowe w transformatorach SN/nn	9
5	Obciążeniowe w transformatorach SN/nn	5
6	Jałowe w transformatorach 110/SN	4
	Straty razem (poz. od 1 do 6)	**92**

Wprowadzenie

	Straty razem (poz. od 1 do 6)	**92**
7	W licznikach nn	2,8
8	Obciążeniowe w transformatorach 110/SN	1,6
9	W wewnętrznych liniach zasilających nn	1,3
10	Upływnościowe w sieci SN	0,9
11	Upływnościowe w sieci 110 kV	0,6
12	W kondensatorach 110 kV	0,5
13	Jałowe w transformatorach SN/SN	0,3
14	W kondensatorach SN	0,1
15	W kondensatorach nn	<0,1
16	Obciążeniowe w transformatorach SN/SN	<0,1
17	Upływnościowe w sieci nn	<0,1
	Straty razem (poz. od 7 do 17)	**8**

Uproszczone schematy zastępcze



Rys. 1. Schematy zastępcze dla jednej fazy: a) transformatora oraz b) linii elektroenergetycznej

Z punktu widzenia strat stałych istotne będą następujące parametry przedstawionych schematów zastępczych:

R_{Fe} – rezystancja reprezentująca straty energii w rdzeniu ferromagnetycznym spowodowane głównie prądami wirowymi i histerezą magnetyczną, Ω;

R_G – rezystancja reprezentująca straty energii w elektroenergetycznej linii napowietrznej i kablowej, głównie spowodowanych upływnością prądu do ziemi, Ω.

Moc strat transformatorów

Na podstawie danych katalogowych transformatorów oblicza się wartość rezystancji R_{Fe} w schemacie zastępczym poszczególnych transformatorów, stosując następujący wzór

$$R_{Fe} = \frac{U_{NGN}^2}{\Delta P_{3f0}}, \qquad (2)$$

gdzie:

R_{Fe} – rezystancja w schemacie zastępczym transformatora (rys. 1), Ω,
U_{NGN} – znamionowe napięcie międzyfazowe górnego napięcia transformatora, V;
ΔP_{3f0} – znamionowa moc strat w stanie jałowym transformatora, W.

Moc strat transformatorów

Uwzględniając dane dotyczące mocy znamionowych poszczególnych grup transformatorów wyznacza się wartości rezystancji R_{Fe} w schemacie zastępczym poszczególnych grup transformatorów (tab. 2 i tab. 3).

Tab. 2. Wartości rezystancji R_{Fe} w schemacie zastępczym poszczególnych grup transformatorów mocy

Lp.	S_N, MVA	U_{NGN}, kV	ΔP_{3f0}, kW	R_{Fe}, kΩ
1	40	115	13,1	1009,5
2	25		14	944,64
3	16		11	1202,3
4	10		7	1889,3

Moc strat transformatorów

Uwzględniając dane dotyczące mocy znamionowych poszczególnych grup transformatorów wyznacza się wartości rezystancji R_{Fe} w schemacie zastępczym poszczególnych grup transformatorów (tab. 2 i tab. 3).

Tab. 3. Wartości rezystancji R_{Fe} w schemacie zastępczym poszczególnych grup transformatorów rozdzielczych

Lp.	S_N, kVA	U_{NGN}, kV	ΔP_{3f0}, W	R_{Fe}, kΩ
1	630	15,75	800	310,08
2	400		610	406,66
3	250		425	583,68
4	160		300	826,88
5	100		210	1181,2
6	63		150	1653,8
7	40		145	1710,8

Moc strat transformatorów

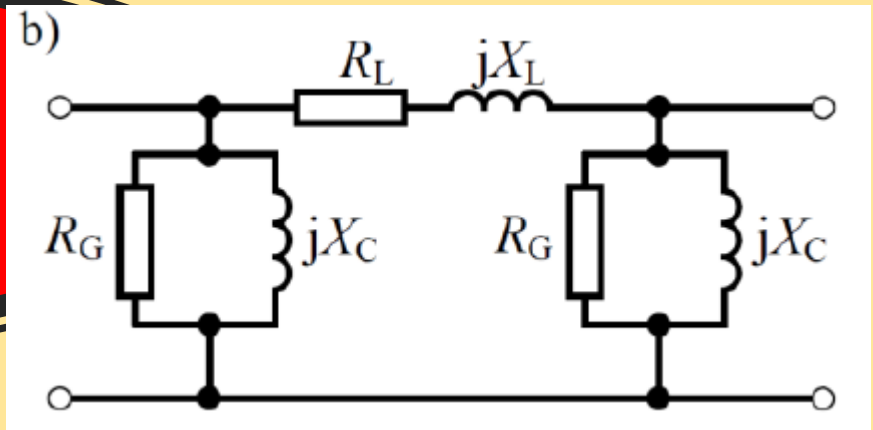
Przy przyjętych założeniach trójfazowa moc strat stałych w transformatorach elektroenergetycznych wyznaczana jest z następującego wzoru

$$\Delta P_{3fTr} = \frac{U^2}{R_{Fe}}, \qquad (1)$$

gdzie:

ΔP_{3fTr} – trójfazowa moc strat stałych w transformatorach, W;
U – napięcie międzyfazowe górnego napięcia transformatora, V;
R_{Fe} – rezystancja w schemacie zastępczym transformatora (rys. 1), Ω.

Moc strat linii napowietrznych



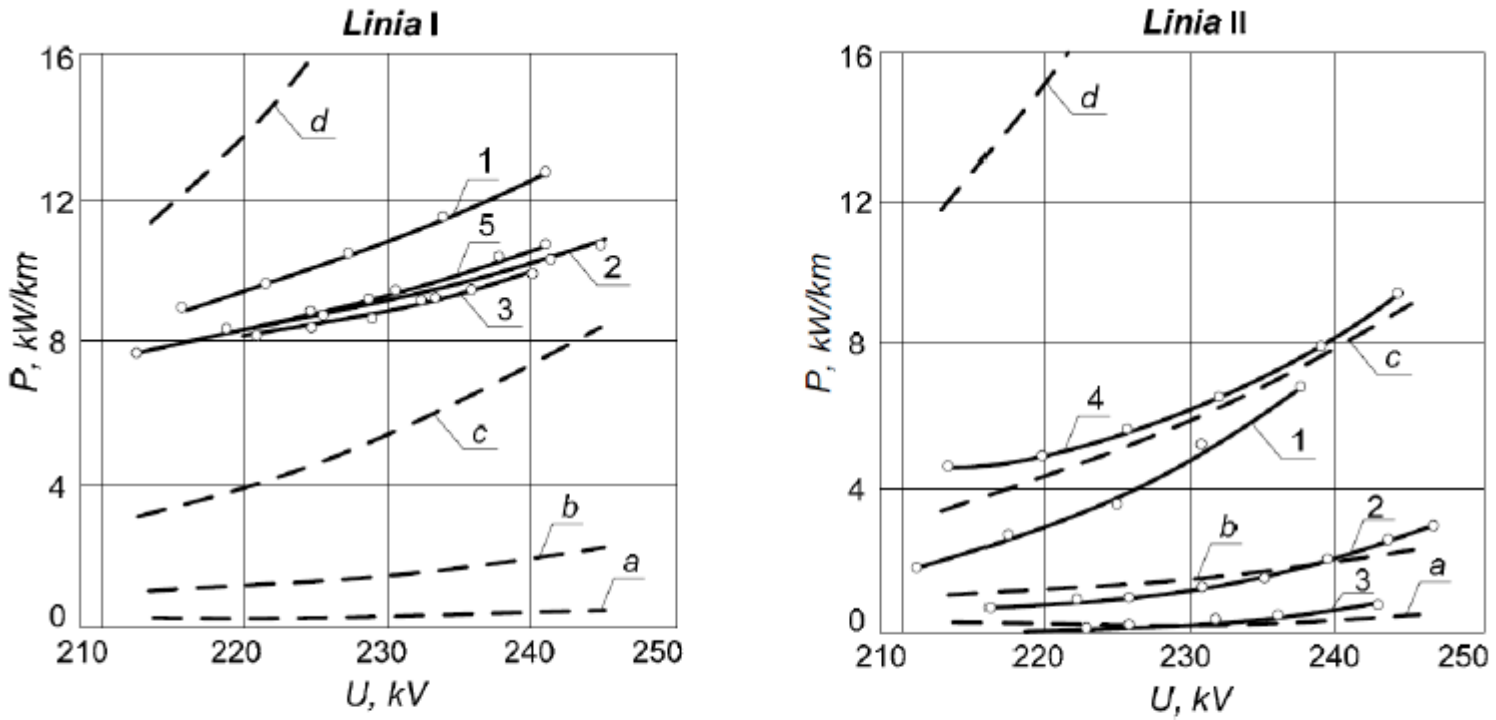
Przy przyjętych założeniach trójfazowa moc strat stałych w odcinku 1 km linii napowietrznej wyznaczana jest z następującego wzoru

$$\Delta P_{3fLN} = \frac{U^2}{2 \cdot R_G}, \qquad (3)$$

gdzie:

ΔP_{3fLN} – trójfazowa moc strat stałych w odcinku 1 km linii napowietrznej, W/km;
U – napięcie międzyfazowe linii napowietrznej, V;
$2 \cdot R_G$ – rezystancja reprezentująca straty stałe w odcinku 1 km linii napowietrznej (w schemacie zastępczym jest rozłożona na dwie strony, rys. 1), Ω.

Moc strat linii napowietrznych



Rys. 2. Straty ulotowe w dwóch liniach 220 kV o podobnych konstrukcjach

[Tarko R., Modelowanie ulotu elektrycznego dla analizy warunków eksploatacyjnych wysokonapięciowych układów elektroenergetycznych. Rozprawa doktorska, Akademia Górniczo-Hutnicza, Kraków, 2007]:

2, 3, 5, a – dobra pogoda; 1, c – deszcz; 4 – marznąca mżawka; b – suchy śnieg; 4 – szron (linie przerywane i oznaczenia literowe dotyczą wartości obliczeniowych; linie ciągłe i oznaczenia liczbowe – wartości pomiarowych)

1. Linia napowietrzna 110 kV

1.1. Słup dla linii jednotorowej CJB2-P

$$b12 := \sqrt{3.60^2 + (2.80 + 2.80)^2} = 6.657327$$

$$b23 := \sqrt{3.60^2 + (3.60 - 2.80)^2} = 3.687818$$

$$b31 := 2.80 + 3.60 = 6.4$$

$$b := \sqrt[3]{b12 \cdot b23 \cdot b31} = 5.396139 \quad m$$

$$h11 := 2 \cdot 16.0 = 32$$

$$h22 := 2 \cdot (16.0 + 3.6) = 39.2$$

$$h33 := 2 \cdot 16.0 = 32$$

$$h := \sqrt[3]{h11 \cdot h22 \cdot h33} = 34.239599 \quad m$$

$$H12 := \sqrt{(2,8 + 2,8)^2 + [2 \cdot (16 + 3,6) - 3,6]^2} = 36,037758$$

$$H23 := \sqrt{(3.6 - 2.8)^2 + [2 \cdot (16 + 3.6) - 3.6]^2} = 35.608988$$

$$H31 := \sqrt{(2.8 + 3.6)^2 + (2 \cdot 16)^2} = 32.633725$$

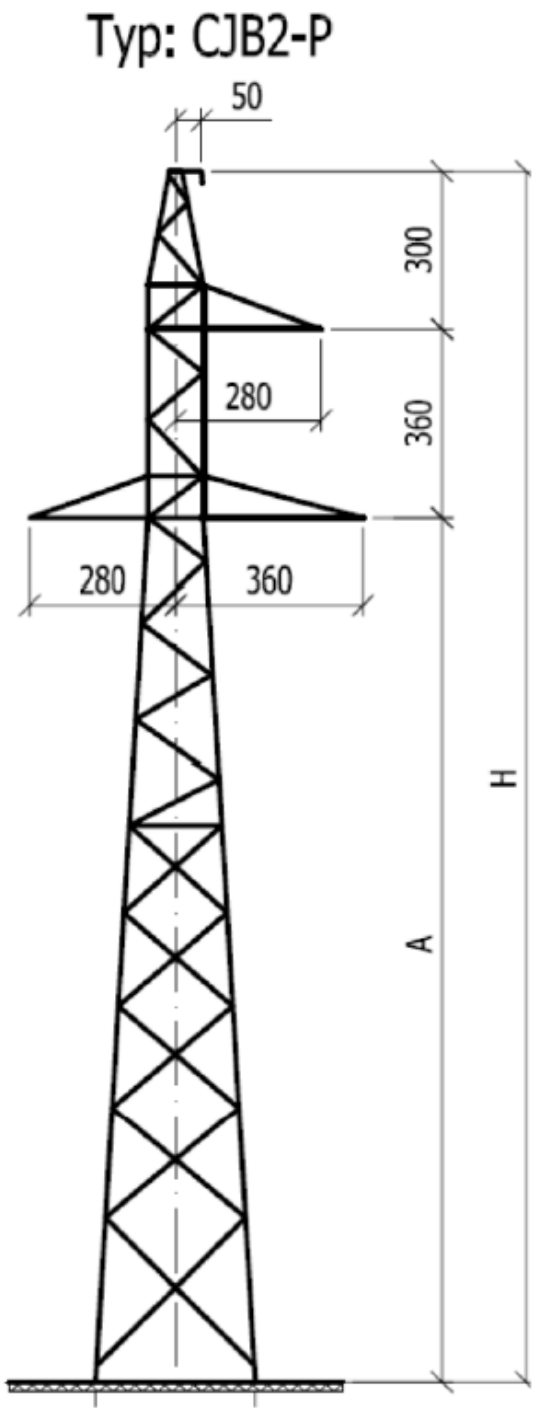
$$H := \sqrt[3]{H12 \cdot H23 \cdot H31} = 34.726527 \quad m$$

Przewód AFL-6 240

$$r240 := \frac{21.7}{2} \cdot 10^{-3} = 0.01085 \quad m$$

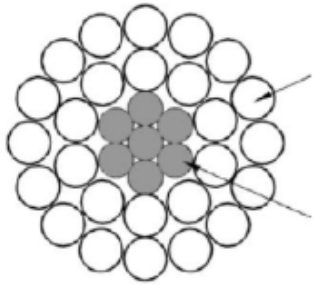
$$R240 := 0.124 \quad \Omega/km$$

$$XL240 := 2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 10^{-4} \cdot \ln\left(\frac{b}{r240}\right) = 0.19507 \quad \Omega/km$$



Przewód AFL-6 240 mm2
(16 drutów w warstwie zewnętrznej, ACSR)

METODA PETERSONA



$n := 16$ Knych [11]

$rd := \frac{3.45}{2} = 1.725$ mm

$Rd := \frac{rd}{25.3995} = 0.067915$ cal

$cis := \frac{1050 \cdot 10^2}{133.322368} = 787.564769$ mm Hg

$T := 30$ st C - temperatura przewodu

$delta := 0.392 \cdot \frac{cis}{273 + T} = 1.018896$

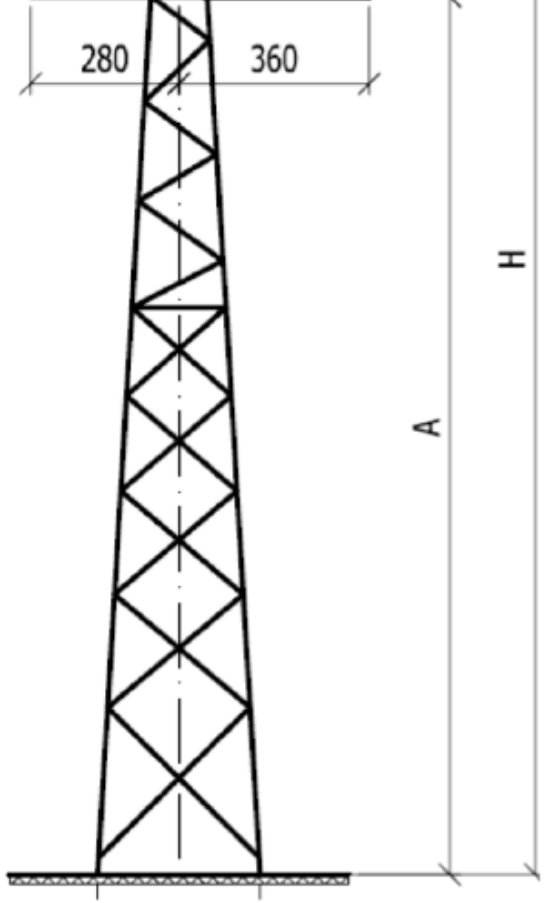
$m := 0.88$

$c := 1 - \frac{\sin\left(\frac{\pi}{2} + \frac{\pi}{n}\right)}{\left(\frac{\pi}{2} + \frac{\pi}{n}\right)} = 0.444989$

$r240 := \frac{21.7}{2} = 10.85$ mm

$R := \frac{r240}{25.3995} = 0.427174$ cal

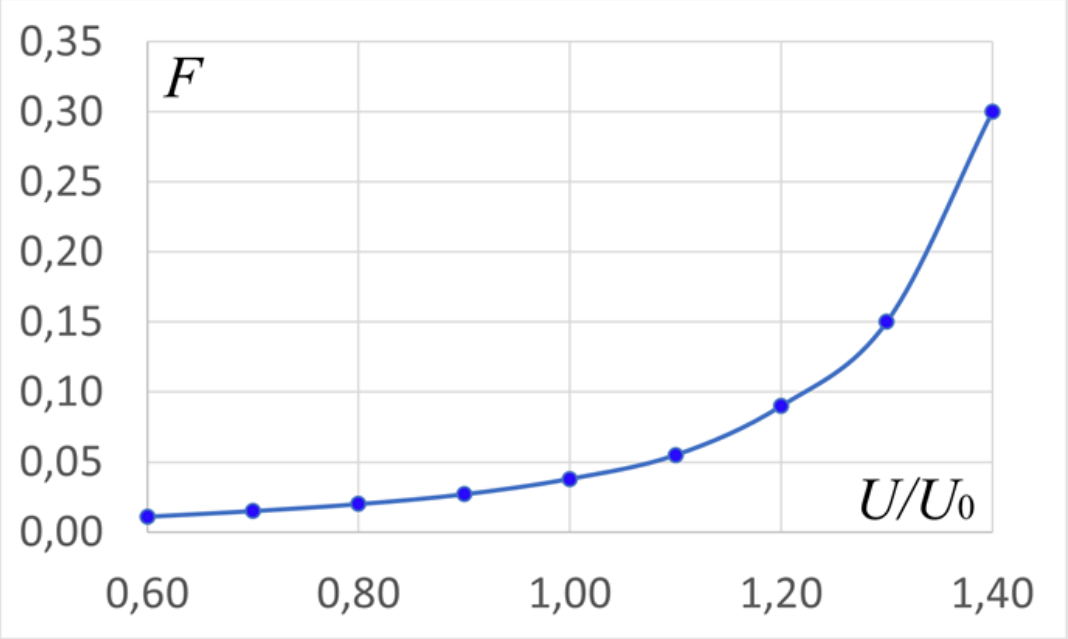
$$Uj := \frac{123.4 \cdot delta^{\frac{2}{3}} \cdot m \cdot \left[\log\left(\frac{D}{c \cdot Rd}\right) + (n-1) \cdot \log\left(\frac{D}{R - c \cdot Rd}\right)\right]}{\frac{1}{c \cdot Rd} + \frac{n-1}{2 \cdot (R - c \cdot Rd)}} = 94.708245 \text{ kV}$$



A= 16,0 m

Wzory przeliczenia na jednostki używane bezpośrednio we wzorach metody Petersena

Moc strat linii napowietrznych



Rys. 5. Funkcja charakterystyczna ulotu F w zależności od stosunku U/U_0 (tutaj U – wartość skuteczna napięcia fazowego linii)

Moc strat linii napowietrznych

Po wyznaczeniu wartości funkcji charakterystycznej ulotu F dla odpowiedniej wartości stosunku napięć U/U_0 oblicza się mocy strat ulotowych przy pogodzie suchej ze wzoru

$$\Delta P_{3fLNu} = 3 \cdot \frac{20{,}94 \cdot 10^{-6} \cdot U^2 \cdot f}{\left(\log \frac{D}{R}\right)^2} \cdot F\left(\frac{U}{U_0}\right), \qquad (6)$$

gdzie:

ΔP_{3fLNu} – moc strat dla trzech faz (trzech przewodów roboczych) odcinka o długości 1 km linii napowietrznej 110 kV spowodowanych zjawiskiem ulotu, kW/km;

U – wartość skuteczna napięcia fazowego linii, kV;

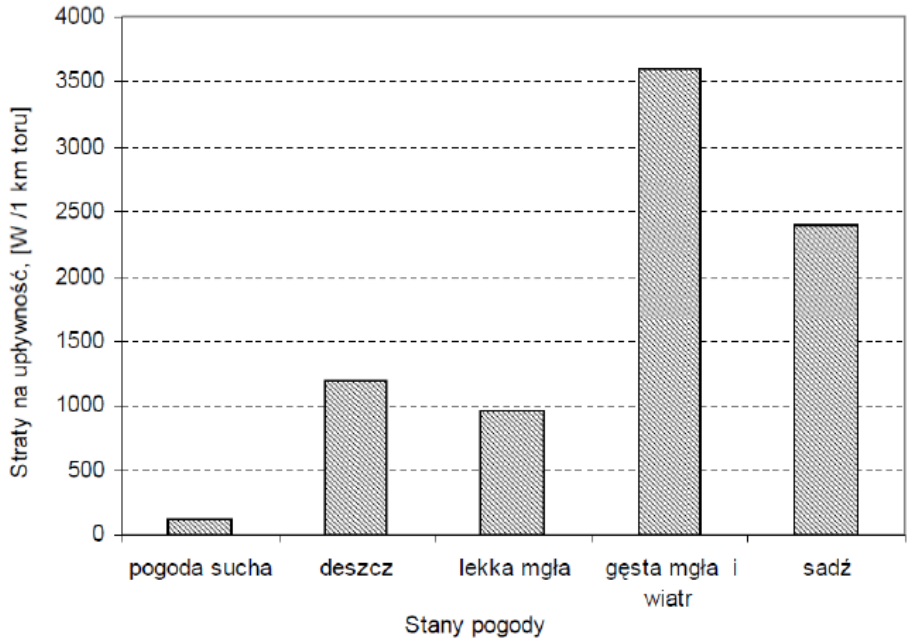
f – częstotliwość napięcia linii, Hz;

D – średnia odległość między przewodami roboczymi, cal (in);

R – promień przewodu, cal (in);

$F\left(\frac{U}{U_0}\right)$ – funkcja charakterystyczna ulotu (rys. 5 i wzór (5)).

Moc strat linii napowietrznych



Rys. 6. Moc strat na upływność w linii 110 kV na izolatorach wiszących [Nowak W., Straty mocy i energii w elementach elektroenergetycznego układu przesyłowego. Materiały dla Studiów Podyplomowych „EFEKTYWNE UŻYTKOWANIE ENERGII ELEKTRYCZNEJ" w ramach projektu Śląsko-Małopolskie Centrum Kompetencji Zarządzania Energią, Kraków, 2013.]

Moc strat linii napowietrznych

Do celów praktycznych wybrano wartości proponowane w [10] z odpowiednim uwzględnieniem procentowej względnej wilgotności powietrza, jak opisuje następująca zależność

$$\Delta P_{3fLNup} = \begin{cases} 0{,}02 \cdot U^2 \cdot 10^{-3}, \text{ gdy } w \leq 70\% \\ 0{,}05 \cdot U^2 \cdot 10^{-3}, \text{ gdy } w > 70\% \end{cases}, \qquad (7)$$

gdzie:

ΔP_{3fLNup} – moc strat dla trzech faz (trzech przewodów roboczych) odcinka o długości 1 km linii napowietrznej 110 kV spowodowanych zjawiskiem upływności prądu do ziemi, kW/km;

U – wartość skuteczna napięcia międzyfazowego linii, kV;

w – względna wilgotność powietrza, %.

Moc strat linii napowietrznych 15 kV

$$\Delta P_{3fLNup} = \begin{cases} 1{,}2 \cdot 30 \cdot 10^{-9} \cdot U^2, \text{ gdy } w < 80\% \\ 1{,}2 \cdot 80 \cdot 10^{-9} \cdot U^2, \text{ gdy } 80\% \le w < 90\% \\ \begin{cases} 1{,}2 \cdot 130 \cdot 10^{-9} \cdot U^2, \text{ gdy } T \le 0\,°\text{C} \\ 1{,}2 \cdot 100 \cdot 10^{-9} \cdot U^2, \text{ gdy } T > 0\,°\text{C} \end{cases}, \text{ gdy } w \ge 90\% \end{cases}, \qquad (8)$$

gdzie:

ΔP_{3fLNup} – moc strat dla trzech faz (trzech przewodów roboczych) odcinka o długości 1 km linii napowietrznej 15 kV spowodowanych zjawiskiem upływności prądu do ziemi, W/km;

U – wartość skuteczna napięcia międzyfazowego linii, V;

w – względna wilgotność powietrza, %;

T – temperatura powietrza, °C.

Moc strat linii napowietrznych 400 V

Moc strat w odcinku o długości 1 km linii napowietrznej 400 V wyznaczono na podstawie metody zaproponowanej w [10]. Jednostkowa moc strat (W/km) obliczana jest z następującego wzoru

$$\Delta P_{3fLNup} = 1{,}2 \cdot 0{,}6 \cdot U^2 \cdot \delta \cdot F_w \cdot F_t \cdot 10^{-6}, \qquad (9)$$

gdzie:

ΔP_{3fLNup} – moc strat dla trzech faz (trzech przewodów roboczych) odcinka o długości 1 km linii napowietrznej 400 V spowodowanych zjawiskiem upływności prądu do ziemi, W/km;

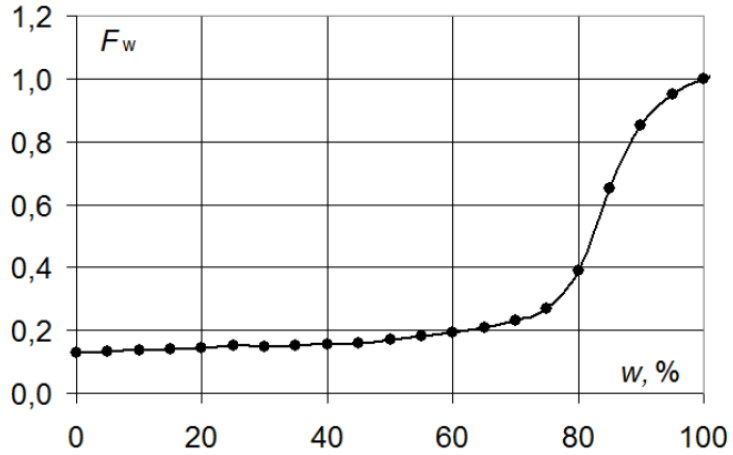
U – wartość skuteczna napięcia międzyfazowego linii, V;

δ – względna wilgotność powietrza, obliczona ze wzoru $\delta = \frac{0{,}385 \cdot b}{273 + T}$ (tutaj: b – ciśnienie barometryczne, mm Hg; T – temperatura powietrza, °C);

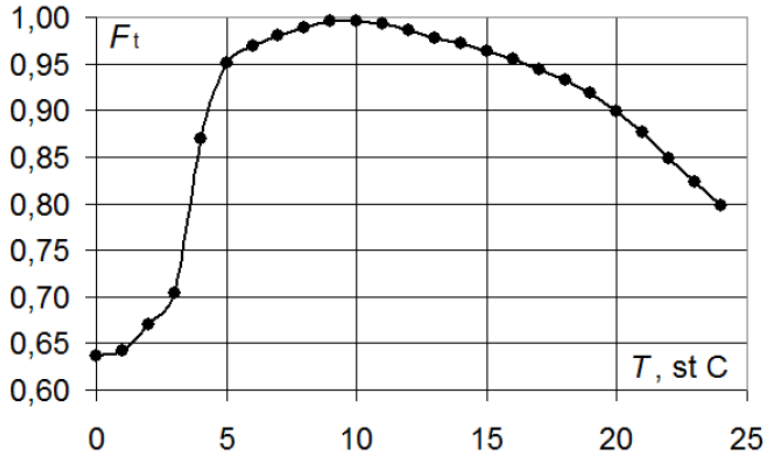
F_w – funkcja określająca moc strat upływu prądu od wilgotności względnej powietrza (rys. 7);

F_t – funkcja określająca moc strat upływu prądu od temperatury powietrza (rys. 8).

Moc strat linii napowietrznych 400 V



Rys. 7. Funkcja określająca moc strat upływu prądu od wilgotności względnej powietrza [10]



Rys. 8. Funkcja określająca moc strat upływu prądu od temperatury powietrza [10]

Moc strat linii kablowych

Straty stałe energii elektrycznej w elektroenergetycznych liniach kablowych wynikają głównie z niedoskonałości izolacji i histerezy dielektrycznej (straty dielektryczne). Przy przyjętych założeniach trójfazowa moc strat stałych w odcinku 1 km linii kablowej wyznaczana jest z następującego wzoru

$$\Delta P_{3fLK} = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C \cdot U^2 \cdot \mathrm{tg}\delta \,, \tag{13}$$

gdzie:

ΔP_{3fLK} – trójfazowa moc strat stałych w odcinku 1 km linii kablowej, W/km;
U – napięcie międzyfazowe linii kablowej, V;
f – częstotliwość napięcia, Hz;
C – pojemność kabla, F/km;
$\mathrm{tg}\delta$ – współczynnik stratności dielektrycznej kabla.

Moc strat linii kablowych

Faza	L1	Data/ Czas		19.03.2015
Napięcie	4,3 kV	8,7 kV	13,1 kV	17,4 kV
Współczynnik U_0	0,5	1,0	1,5	2,0
Pojemność	86,9 nF	86,0 nF	86,0 nF	86,0 nF
Rezystancja	679,2 MΩ	687,4 MΩ	638,5 MΩ	601,7 MΩ
Wartość średnia (10e-3)	27,12	27,31	29,32	31,02
Faza	L2	Data/ Czas		19.03.2015
Napięcie	4,3 kV	8,7 kV	13,1 kV	17,4 kV
Współczynnik U_0	0,5	1,0	1,5	2,0
Pojemność	83,0 nF	82,0 nF	82,0 nF	83,0 nF
Rezystancja	417,9 MΩ	408,8 MΩ	366,1 MΩ	331,5 MΩ
Wartość średnia (10e-3)	45,85	47,60	52,82	57,99
Faza	L3	Data/ Czas		19.03.2015
Napięcie	4,3 kV	8,7 kV	13,1 kV	17,4 kV
Współczynnik U_0	0,5	1,0	1,5	2,0
Pojemność	86,9 nF	86,0 nF	86,0 nF	86,0 nF
Rezystancja	625,3 MΩ	629,0 MΩ	609,9 MΩ	593,9 MΩ
Wartość średnia (10e-3)	29,33	29,77	30,64	31,40

Rys. 9. Zestawienie wyników pomiarów tgδ, rezystancji i pojemności kabla 15 kV dla różnych wartości napięć probierczych [17]

Podsumowanie

Podsumowanie

- Proponowane w niniejszym artykule modele matematyczne (wzory opisujące fizykę zjawisk) są w ogólności poprawne i będą dawały adekwatne wyniki dla właściwie przygotowanych danych dotyczących sieci lub zweryfikowanych referencyjnych układów.
- Wykorzystując profile danych meteorologicznych oraz profile napięć w referencyjnych węzłach analizowanej sieci z całego roku można szacować poziom stałych strat energii elektrycznej w całej sieci danego operatora.
- W celu określenia ścisłych zależności dotyczących błędów (lub dokładności) proponowanego sposobu niezbędne są analizy wybranych fragmentów sieci wykorzystując wyniki pomiarów w warunkach rzeczywistych.
- Procedura wyznaczania stałych strat energii elektrycznej we wszystkich elektroenergetycznych sieciach dystrybucyjnych danego operatora może być wdrożona w postaci szablonu obliczeniowego skonstruowanego w ogólnie dostępnym arkuszu kalkulacyjnym, co umożliwia korektę danych wynikającą np. z uwzględnienia wyników pomiarów w rzeczywistych fragmentach elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych.

Dziękuję za uwagę

Sławomir Cieślik
slavcies@pbs.edu.pl

Wisła, 30 marca 2023 r.