

## NIECIĄGŁOŚĆ ZASILANIA ODBIORCÓW JAKO ELEMENT RACHUNKU OPTIMALIZACYJNEGO W ROZDZIELCZYCH SIECIACH WIEJSKICH

### *Discontinuity of Users Supply as an Element of the Optimisation Calculus in the National Distribution Network*

Janusz HORAK, Anna GAWŁAK

Politechnika Częstochowska

**Streszczenie:** W artykule przedstawiono możliwość uwzględnienia ciągłości zasilania — parametru jakościowego energii elektrycznej — w rachunku optymalizacyjnym rozdzielczych sieci wiejskich niskiego i średniego napięcia. Analizę oparto na dwóch różnych modelach sieci: modelu liniowym dla sieci nn oraz powierzchniowym dla sieci ŚN. Ponieważ brak jest wiarygodnej informacji o rzeczywistych stratach ponoszonych przez odbiorców na skutek przerw w zasilaniu, analizę przeprowadzono w szerokim zakresie zmian tych strat. Wyniki przedstawiono w oparciu o koszty w pierwszym kwartale 1995 r. Należy jednak podkreślić, że analiza przeprowadzona na podstawie kosztów sprzed kilku lat dała podobne wyniki. Jest to skutkiem tego, że o wynikach w rachunku optymalizacyjnym decydują proporcje kosztów, a nie sama ich wysokość. Można zatem przyjąć, że wnioski są ogólne. Z przeprowadzonej analizy wynika, że w sieci nn uwzględnienie kosztów strat ponoszonych przez odbiorców jest bezprzedmiotowe, natomiast w sieci ŚN prowadzi do zmian struktury sieci korzystnej dla odbiorców. Podstawą do wyciągania wniosków jest analiza czasów prawdopodobnych przerw w zasilaniu odbiorców.

### 1. WSTĘP

Ciągłość zasilania odbiorców jest poważnym zagadnieniem związanym z jakością energii elektrycznej. Zbyt duże przerwy w zasilaniu mogą nawet spowodować, że energia elektryczna przestanie być użyteczna dla niektórych celów produkcyjnych. Wynikałoby stąd, że ciągłość zasilania powinna być brana pod uwagę przy podejmowaniu decyzji o budowie i rozbudowie sieci rozdzielczych oraz ich optymalizacji.

Występują tu jednak pewne istotne problemy, a mianowicie:

- a. Korzyści (ewentualne) z działań zmierzających w kierunku zwiększenia ciągłości zasilania odnoszą odbiorcy, koszty zaś poprawy stanu sieci muszą pokrywać dystrybutorzy energii (zakłady energetyczne). Jest zatem sprawą otwartą, czy ciągłość zasilania odbiorców może w ogóle być brana pod uwagę przy optymalizacji sieci w sytuacji, kiedy dystrybutorzy nie ponoszą konsekwencji związanych z nadmierną nieciągłością zasilania odbiorców.
- b. Jest niezmiernie trudne jednoznaczne określenie strat ponoszonych przez odbiorców na skutek wyłączeń. Zmienić by

**Summary:** The paper presents some ways to consider supply continuity — one of the most important quality parameters of electrical power — in the optimisation calculus for the national distribution network in the low and medium voltages. The analysis is based upon two different models of the network: a linear model for the low voltage network, and a surface one for the medium voltage network. Because there is no reliable information about the real losses which are borne by users while supply is interrupted, the analysis assumes a wide range of these losses.

The presented results were obtained from costs in the first quarter of 1995. It should be mentioned here that an analysis of costs in the last few years yielded similar conclusions. This is because the proportion of costs in the deciding factor in the optimisation calculus, and not their value. Thus it can be assumed that the conclusions apply generally.

The analysis also shows that the costs of losses borne by users should not be taken into consideration in the case of low voltage supply network. On the other hand, in the medium voltage network, their inclusion in the calculus leads to change in the network structure that benefit users. The presented conclusions are based on analysis of probable time interruptions in the user supply.

to mogły ewentualne konsekwencje, jakie by ponosili dystrybutorzy.

Niemniej zagadnienie to jest interesujące, a jego techniczne rozwiązanie może być w przyszłości aktualne i istotne.

Niniejszy artykuł pokazuje, jak można uwzględnić straty wynikające z nieciągłości zasilania w rachunku optymalizacyjnym. Rozważania są ograniczone do rozdzielczych sieci napowietrznych (wiejskich) niskiego i średniego napięcia. Pominięto przy tym sprawę tzw. wyłączeń planowych, mniej szkodliwych dla uprzedzonych o wyłączeniu odbiorców, a znacznie komplikujących obliczenia dla sieci ŚN. Ograniczono się do wyłączeń nieplanowanych, w których zakłócenie w dowolnym punkcie sieci powoduje wyłączenie całej gałęzi.

Uwzględnienie strat związanych z nieciągłością zasilania wymaga określenia ilości energii, jaka może nie być dostarczona odbiorcom na skutek zakłóceń. Jedyną bowiem możliwością uwzględnienia tych strat jest ich przeliczenie na jednostkę (kWh) energii zapotrzebowanej przez odbiorców. Wprowadzenie zależności określającej ilość energii nie dostarczonej jest dla obu rozważanych sieci (ŚN i nn) analogiczna, a ogólnie stosowanym zapisem jest:

$$E_a = \frac{EL\gamma q_s}{Fn_L} \quad (1)$$

gdzie:  $E$  — energia przepływająca przez daną sieć, MWh;  $L$  — długość linii tę sieć tworzących, km;  $\gamma$  — współczynnik korekcji uwzględniający różnice w przebiegu obciążeń i zakłóceń;  $q_s$  — współczynnik nieciągłości sieci, stanowiący stosunek prawdopodobnego czasu wyłączenia do czasu rocznego;  $F$  — liczba stacji;  $n_L$  — liczba wyjść ze stacji.

## 2. SIECI NISKIEGO NAPIĘCIA

Wzór na koszty rozdziału energii łącznie z kosztem energii nie dostarczonej odbiorcom na skutek przerw w zasilaniu ma postać:

$$K = F k_{Fs} r_{gF} + L s_{hr} k_{Lz} r_{gL} + \frac{E^2 L W_{LN} k_{\Delta}}{100 F^2 s_{hr}} + \frac{EL q_s \gamma}{Fn_L} k_a \quad (2)$$

gdzie:  $F$  — liczba stacji zasilających sieć,  $r_{gF}$  — rata odpisu rocznego od kosztów budowy stacji ŚN/nn;  $L$  — całkowita długość linii niskiego napięcia, km;  $s_{hr}$  — średni przekrój handlowy linii tworzących sieć nn, mm<sup>2</sup>;  $k_{Lz}$  — część zmienna kosztów budowy linii, zł/km mm<sup>2</sup>;  $r_{gL}$  — rata odpisu rocznego od kosztów budowy linii nn;  $E$  — energia przenoszona przez linie sieci nn, MWh;  $k_{\Delta}$  — jednostkowy koszt strat energii, zł/MWh;  $k_a$  — jednostkowy koszt strat ponoszonych przez odbiorców na skutek nieciągłości zasilania, zł/MWh;  $k_{Fs}$  — część stała, niezależna od mocy, kosztów budowy stacji, zł/stację (st); przy czym  $k_{Fs}$  określone jest wzorem:

$$k_{Fs} = k_{FsN} + \Delta L_s (k_{LsS} + s_{hSm} k_{LzS}) \frac{r_{gLS}}{r_{gF}}$$

$k_{FsN}$  — część stała kosztów budowy stacji ŚN/nn, zł/stację;  $\Delta L_s$  — odcinek linii ŚN, konieczny do przyłączenia nowej stacji ŚN/nn, km;  $k_{LsS}$  — część stała, niezależna od przekroju, kosztów budowy linii ŚN, zł/km;  $s_{hSm}$  — minimalny stosowny przekrój linii ŚN, mm<sup>2</sup>;  $k_{LzS}$  — część zmienna kosztów budowy linii ŚN, zł/km mm<sup>2</sup>;  $r_{gLS}$  — rata odpisu rocznego od kosztów budowy linii ŚN;  $W_{LN}$  — współczynnik liniowy, określony wzorem wg [1]:

$$W_{LN} = \frac{(2t_s + 1)k_{LN}}{U_r^2 \cos^2 \varphi t_s} \quad k_{LN} = \frac{p_R k_v k_{a\Delta P} k_{pr} k_i k_L 10^5}{3T_r \gamma \delta_s k_{rL} n_L^2}$$

$t_s$  — względny czas trwania obciążenia szczytowego linii nn,  $U_r$  — średnie roczne napięcie na zaciskach odbiorców, kV;  $\cos \varphi$  — średni roczny współczynnik mocy na zaciskach odbiorców,  $p_R$  — współczynnik uwzględniający zmiany rezystancji przewodów pod wpływem temperatury,  $k_v$  — współczynnik uwzględniający rozbieżność szczytów obciążenia u odbiorców, określony zależnością:

$$k_v = \frac{1,4E_s^2 + 0,7E_s + 6,65}{1,4E_s^2 + 1}$$

$E_s$  — roczne zużycie energii przez pojedynczego odbiorcę, MWh;  $k_{a\Delta P}$  — współczynnik wzrostu strat spowodowanego asymetrią obciążenia faz,  $k_{pr}$  — współczynnik uwzględniający wpływ liczby odbiorców i odgałęzień,  $k_i$  — współczynnik uwzględniający nierówność mocy pobieranych przez odbiorcy,  $k_L$  — współczynnik uwzględniający nierówność odległości pomiędzy odbiorcami,  $T_r$  — czas roczny, h;  $\gamma$  — przewodność właściwa, m/Ω mm<sup>2</sup>;  $\delta_s$  — współczynnik wykorzystania przekroju,  $k_{rL}$  — współczynnik uwzględniający długość połączeń rezerwowych linii. Przeciętne wartości współczynników wynoszą:  $k_{a\Delta P}$  — 1,34,  $k_{pr}$  — 0,31,  $k_i$  — 1,04,  $k_L$  — 1,02,  $k_{rL}$  — 0,99,  $\delta_s$  — 1,09,  $n_L$  — 2,77.

W równaniu (2) zostały pominięte koszty zmienne budowy stacji zależne od mocy transformatorów, ponieważ całkowita moc transformatorów koniecznych do zasilania odbiorców na danym terenie jest praktycznie wielkością stałą i nie podlega optymalizacji. Optymalizacji nie podlegają również koszty stałe budowy linii, zależne od długości linii, ponieważ ogólna długość linii jest wielkością wynikającą z liczby i struktury rozmieszczenia odbiorców.

Różniczkując równanie (2) względem liczby stacji i przekroju otrzymuje się układ równań o postaci:

$$\frac{\partial K}{\partial F} = k_{Fs} r_{gF} - \frac{2E^2 L W_{LN} k_{\Delta}}{100 F^3 s_{hr}} - \frac{EL q_s \gamma}{F^2 n_L} k_a = 0$$

$$\frac{\partial K}{\partial s_{hr}} = L k_{Lz} r_{gL} - \frac{E^2 L W_{LN} k_{\Delta}}{100 F^2 s_{hr}^2} = 0$$

Rozwiązując układ równań otrzymuje się wzory na:

— optymalną liczbę stacji

$$F_o = \sqrt{\frac{EL \left( 0,2 \sqrt{W_{LN} k_{\Delta} k_{Lz} r_{gL}} + \frac{q_s \gamma}{n_L} k_a \right)}{k_{Fs} r_{gF}}} \quad (3)$$

— średni przekrój linii tworzących sieć

$$s_{hr} = \sqrt{\frac{Ek_{Fs} r_{gF} W_{LN} k_{\Delta}}{100 L k_{Lz} r_{gL} \left( 0,2 \sqrt{W_{LN} k_{\Delta} k_{Lz} r_{gL}} + \frac{q_s \gamma}{n_L} k_a \right)}} \quad (4)$$

— optymalny wskaźnik strat

$$\Delta E_{\%opt} = \sqrt{\frac{L W_{LN} k_{Fs} r_{gF} k_{Lz} r_{gL} 100}{Ek_{\Delta} \left( 0,2 \sqrt{W_{LN} k_{\Delta} k_{Lz} r_{gL}} + \frac{q_s \gamma}{n_L} k_a \right)}} \quad (5)$$

W celu sprawdzenia, jaki praktyczny wpływ ma nieciągłość zasilania na ogólne wyniki, przeprowadzono obliczenia dla gminy. Przy prowadzeniu obliczeń największym problemem jest ustalenie wartości strat ponoszonych przez odbiorców na skutek przerw w zasilaniu. Jest ona praktycznie nie ustalona, a poglądy na ten temat są różne. W związku z tym obliczenia przeprowadzono dla zakresu  $k_a = 0$  do  $k_a = 50 k_E$ . Jeżeli  $k_a = 0$ , to sieć jest optymalizowana bez uwzględniania wpływu kosztów strat ponoszonych przez odbiorców na skutek przerw z zasilaniu.

Dane do obliczeń są następujące:

$E = 5500$  MWh,  $L = 80$  km,  $W_{LN} = 0,62$ ,  $k_{\Delta} = 156$  zł/MWh,  $k_{Lz} = 155$  zł/km mm<sup>2</sup>,  $k_{Ls} = 18967$  zł/km,  $r_{gL} = 0,165$ ,  $k_{Fs} = 24365$  zł/st,  $k_{Fz} = 50,4$  zł/MVA st,  $r_{gF} = 0,19$ ,  $k_E = 120$  zł/MWh,  $q_s = 223 \cdot 10^{-5}$ ,  $\gamma = 0,5$ .

Wpływ nieciągłości zasilania na optymalną liczbę stacji i przekrój przedstawia się następująco:

dla $k_a = 0$	$F = 31$ szt	$s = 34,79$ mm <sup>2</sup>
dla $k_a = 25 k_E$	$F = 33$ szt	$s = 32,85$ mm <sup>2</sup>
dla $k_a = 50 k_E$	$F = 34$ szt	$s = 31,20$ mm <sup>2</sup>

Jak widać, liczba stacji rośnie w miarę wzrostu kosztu strat ponoszonych przez odbiorców na skutek nieciągłości zasilania, maleje natomiast ich przekrój. Przy  $k_a = 25 k_E$  liczba stacji wzrasta średnio o około 6%, a dla  $k_a = 50 k_E$  o około 10%. Bliższego zbadania wymaga zatem poziom kosztów rozdziału energii elektrycznej. Koszty rozdziału energii elektrycznej oblicza się z następującego wzoru:

$$K = F(k_{FS} \bar{S} k_{FS}) r_{gF} + L(k_{LS} + s_{hr} k_{LS}) r_{gL} + \frac{E^2 L W_{LN} k_{\Delta}}{100 F^2 s_{hr}} + K_{\Delta T} \quad (6)$$

gdzie:  $K_{\Delta T}$  — koszt strat w transformatorach ŚN/nn

Wyniki obliczeń dla gminy są następujące:

dla $k_a = 0$	$k_j = 101,06$ zł/MWh
dla $k_a = 25 k_E$	$k_j = 101,20$ zł/MWh
dla $k_a = 50 k_E$	$k_j = 101,47$ zł/MWh

Jak z nich wynika, koszty rozdziału energii elektrycznej liczone dla sieci niskiego napięcia dla  $k_a = 25 k_E$  rosną o około 0,1%, dla  $k_a = 50 k_E$  o około 0,4%. Równoważyc te koszty powinny zyski z przewidywanego czasu trwania przerwy w zasilaniu dla przeciętnego odbiorcy.

Roczny prawdopodobny czas przerwy dla odbiorcy korzystającego z niskiego napięcia (łącznie z siecią ŚN) można obliczyć następująco:

$$T_a = (q_{l_{nn}} l_{nn} + q_{T_{\text{ŚN/nn}}} + q_{l_{\text{ŚN}}} l_{\text{ŚN}} + q_{T_{110/\text{ŚN}}} T_r + t_n) \quad (7)$$

gdzie:  $g_{l_{nn}}$  — wskaźnik zakłócenieniowej niezdatności pracy linii niskiego napięcia,  $l_{nn}$  — długość toru sieci niskiego napięcia,  $q_{T_{\text{ŚN/nn}}}$  — wskaźnik zakłócenieniowej niezdatności pracy dla stacji transformatorowej ŚN/nn,  $q_{l_{\text{ŚN}}}$  — wskaźnik zakłócenieniowej niezdatności pracy dla linii średniego napięcia,  $l_{\text{ŚN}}$  — długość toru średniego napięcia,  $q_{T_{110/\text{ŚN}}}$  — wskaźnik zakłócenieniowej niezdatności pracy dla stacji transformatorowej 110/ŚN,  $t_n$  — czas przerw wynikający z zakłóceń w linii 110 kV i sieci systemowej.

Dane do obliczeń:

$q_{l_{nn}} = 178 \cdot 10^{-5}$ [1/km a]	$q_{T_{\text{ŚN/nn}}} = 2,4 \cdot 10^{-5}$ [1/szt a]
$q_{l_{\text{ŚN}}} = 4,9 \cdot 10^{-5}$ [1/km a]	$q_{T_{110/\text{ŚN}}} = 16,1 \cdot 10^{-5}$ [1/szt a]

$t_n$  pominięto ze względu na bardzo małą wartość — sieci 110 kV i sieć systemowa są w zasadzie rezerwowane w 100%.

Czas przerwy w zasilaniu będzie zależał od długości torów, zarówno w sieci nn, jak i ŚN. Będzie przy tym tak, że jeżeli w miarę wzrostu  $k_a$  rośnie liczba stacji ŚN/nn, to wraz z nią maleje długość torów sieci nn, a rośnie długość gałęzi ŚN. Należy zatem przeprowadzić optymalizację liczby stacji ŚN/nn i określić związane z tym zmiany długości torów (gałęzi sieci).

Wyniki są następujące:

dla $k_a = 0$	$l_{nn} = 0,93$ km	$l_{\text{ŚN}} = 55,2$ km	$F = 31$
dla $k_a = 25 k_E$	$l_{nn} = 0,88$ km	$l_{\text{ŚN}} = 56,6$ km	$F = 33$
dla $k_a = 50 k_E$	$l_{nn} = 0,85$ km	$l_{\text{ŚN}} = 57,3$ km	$F = 34$

W celu określenia powyższych długości konieczne były następujące dane [4]:

— długość linii ŚN, która zwiększa się o 0,7 km na jedną budowaną stację ŚN/nn (średnia krajowa)

— liczba stacji ŚN/nn zasilanych z jednej gałęzi (średnio 33,29)

Podstawiając te dane do wzoru (7) otrzymuje się następujące wyniki:

	sieć nn	sieć ŚN	łącznie
dla $k_a = 0$	$t_a = 14,7$ h	$t_a = 25,1$ h	$t_a = 39,8$ h
dla $k_a = 25 k_E$	$t_a = 13,9$ h	$t_a = 25,7$ h	$t_a = 39,6$ h
dla $k_a = 50 k_E$	$t_a = 13,5$ h	$t_a = 26,0$ h	$t_a = 39,5$ h

Wyniki obliczeń są interesujące: łączny czas przerwy zakłócenieniowej dla odbiorcy zasilanego z sieci nn prawie nie maleje przy wzroście liczby stacji ŚN/nn. Jest to skutkiem tego, że do budowy tych stacji musi towarzyszyć przyrost długości linii ŚN większy niż przeciętne skróce-

nie linii nn. W efekcie zwiększenie czasu przerwy w sieci ŚN jest porównywalne do jego zmniejszenia w sieci nn. Równocześnie koszty rozdziału energii elektrycznej, chociaż niewiele, rosną — wzrost ten jest również rzędu błędów obliczeniowych. Należy również dodać, że czasy te dla sieci ŚN mogą być mniejsze. Związane to jest z tym, że do obliczeń przyjęto 0,7 km linii ŚN (średnia krajowa), a długość odczepu na linii ŚN, potrzebna do przyłączenia nowej stacji ŚN/nn, może być różna, w szczególności mniejsza. Czas prawdopodobnych przerw dla odbiorcy na nn może być więc mniejszy od obliczonego. Z drugiej jednak strony — wyniki obliczeń czasu prawdopodobnych przerw w zasilaniu odbiorcy zasilanego z sieci nn nie są pewne. Wątpliwości budzi bardzo wysoki, przyjmowany z literatury, wskaźnik nieciągłości sieci nn. Przy niższym współczynniku łączny czas będzie miał tendencję do wzrostu. Ponadto zastosowano współczynnik niezdatności sieci ŚN uwzględniający przeciętne możliwości rezerwowania w tych sieciach. Jeżeli możliwości te w procesie eksploatacji nie będą wykorzystywane, łączny czas prawdopodobnej przerwy w zasilaniu będzie również wzrastał.

### 3. SIECI ŚREDNIEGO NAPIĘCIA

Nieco inaczej przedstawia się sprawa sieci średniego napięcia, a to ze względu na nieco inny zapis strat energii. Straty w sieci ŚN obliczane są na podstawie modelu powierzchniowego sieci, gdzie podstawą do analizy jest obszar, na którym sieć zasila odbiorców. Wzór na koszty rozdziału energii dla sieci ŚN wraz z kosztami nieciągłościowymi jest następujący [3]:

$$K_S = F_S k_{FS} r_{gFS} + L_S s_{hrS} k_{LS} r_{gLS} + \frac{E_S^2 W_S}{100 F_S L_S s_{hrS}} k_{\Delta S} + \frac{E_S L_S q_{sS} \gamma_S}{F_S n_{LS}} k_{aS} \quad (8)$$

gdzie:  $F_S$  — liczba stacji 110/ŚN,  $k_{FS}$  — część stała kosztów budowy stacji, zł/st;  $r_{gFS}$  — rata odpisu rocznego od kosztów budowy stacji,  $L_S$  — długość linii średniego napięcia, km,  $k_{LS}$  — część zmienna kosztów budowy linii ŚN, zł/km mm<sup>2</sup>;  $r_{gLS}$  — rata odpisu rocznego od kosztów budowy linii ŚN;  $s_{hrS}$  — średni przekrój handlowy linii tworzących sieć ŚN, mm<sup>2</sup>;  $E_S$  — energia przepływająca przez sieć ŚN, MWh;  $W_S$  — współczynnik sieciowy, określony wzorem:

$$W_S = \frac{A \chi^2 (2t_{sS} + 1)}{67 t_s U_{\text{Śr}}^2 \cos^2 \varphi_{\text{Śr}} k_{rL} \delta_s} \quad \chi = k_k k_i k_n k_p$$

$A$  — powierzchnia obszaru zasilanego przez sieć, km<sup>2</sup>,  $\chi$  — współczynnik idealizacji obszaru i sieci,  $t_{sS}$  — względny czas trwania obciążenia szczytowego dla linii ŚN,  $k_k$  — współczynnik kształtu,  $k_i$  — współczynnik idealizacji obszaru,  $k_n$  — współczynnik nierównomierności rozkładów obciążeń,  $k_p$  — współczynnik przesunięcia punktu zasilającego. Przeciętne wartości współczynnika dla sieci ŚN wynoszą [2]:  $k_k = 1,42$ ;  $k_n = 1,37$ ;  $k_i = 1,08$ ;  $k_p = 1,08$ ; stąd przeciętne  $\chi = 2,3$ .

Przyrównując do zera pierwsze pochodne kosztów względem liczby stacji i przekroju otrzymuje się równanie o postaci:

$$\frac{\partial K}{\partial F_S} = k_{FS} r_{gFS} - \frac{E_S^2 W_S k_{\Delta S}}{100 F_S^2 L_S s_{hrS}} - \frac{E_S L_S q_{sS} \gamma_S}{F_S^2 n_{LS}} k_{aS} = 0 \quad (9)$$

$$\frac{\partial K}{\partial s_{hrS}} = L_S k_{LS} r_{gLS} - \frac{E_S^2 W_S k_{\Delta S}}{100 F_S L_S s_{hrS}^2} = 0 \quad (10)$$

Obliczając z (10) przekrój, otrzymuje się:

$$s_{hrS} = \frac{1}{L_S} \sqrt{\frac{E_S^2 W_S k_{\Delta S}}{100 F_S k_{LS} r_{gLS}}} \quad (11)$$

Podstawiając (11) do (9) otrzymuje się:

$$F_S^2 - \frac{E_S \sqrt{W_s k_{\Delta} k_{LzS} r_{gLS}}}{10 k_{FzS} r_{gFS}} (F_S)^{\frac{1}{2}} - \frac{E_S L_S q_{sS} \gamma_S k_{aS}}{k_{FzS} r_{gFS} n_{LS}} = 0 \quad (12)$$

Jest to równanie czwartego stopnia ze względu na  $(F_S)^{\frac{1}{2}}$ . Podstawiając:

$$(F_S)^{\frac{1}{2}} = x; \quad - \frac{E_S \sqrt{W_s k_{\Delta} k_{LzS} r_{gLS}}}{10 k_{FzS} r_{gFS}} = b; \quad - \frac{E_S L_S q_{sS} \gamma_S k_{aS}}{K_{FzS} r_{gFS} n_{LS}} = c \quad (13)$$

otrzymuje się:

$$x^4 + bx + c = 0 \quad (14)$$

Pierwiastki równania (14) pokrywają się z pierwiastkami dwóch równań kwadratowych o tej samej postaci:

$$x^2 + A \frac{x}{2} + \left( y - \frac{b}{A} \right) = 0 \quad (15)$$

gdzie  $A = \pm 2 \sqrt{2y}$ , a  $y$  jest dowolnym pierwiastkiem rzeczywistym równania trzeciego stopnia

$$y^3 - cy - \frac{b^2}{8} = 0 \quad (16)$$

Liczba rozwiązań tego równania zależy od znaku wyróżnika

$$D = \frac{b^4}{256} - \frac{c^3}{27}$$

Ponieważ w praktycznych obliczeniach będzie zawsze  $c < 0$ , więc  $D > 0$ , czyli równanie (15) ma tylko jeden pierwiastek rzeczywisty:

$$y_1 = u + v \quad (17)$$

gdzie:

$$u = \sqrt[3]{\frac{b^2}{16} + \sqrt{D}}; \quad v = \sqrt[3]{\frac{b^2}{16} - \sqrt{D}} \quad (18)$$

Równania (15) przybierają zatem postać:

$$x^2 \pm \sqrt{2y_1} x + \left( y_1 \pm \frac{b}{2\sqrt{2y_1}} \right) = 0$$

Z praktycznych względów istotne jest rozwiązanie dające pierwiastki rzeczywiste ( $\Delta \geq 0$ ), co ze względu na ujemny znak  $b$  zachodzi w równaniu:

$$x^2 - \sqrt{2y_1} x + \left( y_1 + \frac{b}{2\sqrt{2y_1}} \right) = 0$$

Poszukiwana liczba stacji musi być wielkością dodatnią, zatem interesujące są tylko wartości  $x > 0$ , a więc:

$$x = \frac{\sqrt{2y_1} + \sqrt{-2 \left( y_1 + \frac{b}{\sqrt{2y_1}} \right)}}{2} \quad (19)$$

Zgodnie z przyjętym podstawieniem jest zatem:

$$F_S = x^2 \quad (20)$$

Podstawiając otrzymaną w ten sposób liczbę stacji do równania (11) otrzymuje się średni przekrój linii tworzących sieć.

Dane do obliczeń są następujące (jeden z zakładów energetycznych):

$E_S = 915$  GWh,  $L_S = 5400$  km,  $A = 6100$  km<sup>2</sup>,  $W_s = 11,58$ ,  $k_{\Delta S} = 86$  zł/MWh,  $n_{LS} = 8$ ,  $k_{ES} = 81$  zł/MWh,  $k_{LzS} = 114$  zł/km mm<sup>2</sup>,  $k_{LzS} = 16472$  zł/km,  $r_{gLS} = 0,155$ ,  $k_{FzS} = 1534920$  zł/st,  $k_{FzS} = 3225$  zł/MVA st,  $r_{gFS} = 0,185$ ,  $q_{sS} = 1,393 \cdot 10^{-5}$ ,  $\gamma_S = 0,5$ .

Obliczono optymalną liczbę stacji, przekrój oraz jednostkowe koszty rozdziału energii elektrycznej:

dla  $k_a = 0$   $F = 12$  szt  $s = 36,38$  mm<sup>2</sup>  $k_j = 26,77$  zł  
 dla  $k_a = 25$  kE  $F = 14$  szt  $s = 34,30$  mm<sup>2</sup>  $k_j = 26,82$  zł  
 dla  $k_a = 50$  kE  $F = 15$  szt  $s = 32,76$  mm<sup>2</sup>  $k_j = 26,91$  zł

Jak wynika z obliczeń, dla  $k_a = 25$  kE liczba stacji rośnie o około 17%, a koszty rozdziału energii elektrycznej o 0,2%; dla  $k_a = 50$  kE liczba stacji rośnie o około 25%, a koszty rozdziału energii elektrycznej o 0,5%. Obliczono więc, jak będą się zmieniały czasy przerw w zasilaniu u odbiorcy. Wyniki są następujące:

dla  $k_a = 0$   $l_{SN} = 55,2$  km  $t_a = 25,1$  h  
 dla  $k_a = 25$  kE  $l_{SN} = 49,1$  km  $t_a = 22,5$  h  
 dla  $k_a = 50$  kE  $l_{SN} = 44,8$  km  $t_a = 20,6$  h

Maleją więc czasy przerw w zasilaniu dla odbiorcy; dla  $k_a = 25$  kE czas ten maleje o 11,7%, a dla  $k_a = 50$  kE o 21,7%.

#### 4. WNIOSKI

Wnioski są różne dla sieci niskiego i średniego napięcia:

1. Dla sieci niskiego napięcia uwzględnianie ciągłości zasilania w rachunku optymalizacyjnym jest bezprzedmiotowe. Na wynikającej z uwzględnienia ciągłości zasilania zmianie struktury sieci odbiorcy praktycznie nie zyskują. Wynika to stąd, że zwiększenie liczby stacji ŚN/nn powoduje znaczniejsze wydłużenie linii ŚN niż skrócenie linii nn. Właściwym kierunkiem zmian struktury sieci nn może być raczej zwiększanie liczby torów linii nn wychodzących ze stacji ŚN/nn niż zwiększanie liczby stacji. Wyniki mogą być korzystniejsze, jeżeli do przyłączenia nowej stacji ŚN/nn potrzebny będzie odcinek linii ŚN znacznie krótszy od średniej krajowej, wynoszącej 700 m.
2. W sieci ŚN uwzględnienie ciągłości w rachunku optymalizacyjnym prowadzi do zmian struktury sieci korzystnej dla odbiorców, płacić za to musi jednak dystrybutor energii, aczkolwiek wzrost ogólnych kosztów rozdziału nie jest zbyt wielki. Jest to zabieg opłacalny, ponieważ prowadzi do skrócenia czasu przerw w zasilaniu o kilkanaście procent.

#### LITERATURA

1. Gawlak A.: *Wpływ nieciągłości zasilania i strat w transformatorach na optymalizację sieci wiejskich niskiego napięcia*. Politechnika Częstochowska, wrzesień 1994 r.
2. Horak J.: *Zdolność przesyłowa sieci rozdzielczych*. Biuletyn Instytutu Energetyki, luty 1966.
3. Horak J.: *Analiza optymalizacyjna sieci rozdzielczych ŚN*. Biuletyn Instytutu Energetyki, październik 1966.
4. Horak J., Czepiel S., Szkutnik J., Gawlak A., Kałuża A.: *Analiza strat sieciowych w skali kraju*. Prace publikowane w niewielu egzemplarzach. Politechnika Częstochowska 1978-1990.



**Prof. dr hab. inż. Janusz Horak**

Ukończona Politechnika Śląska w Gliwicach, tam też doktorat, habilitacja i profesura. Praca: 14 lat biuro projektów Elektroprojekt, 5 lat Instytut Energetyki, Zakład Sieci Rozdzielczych, 27 lat Politechnika Częstochowska, specjalność — sieci rozdzielcze, w szczególności straty, koszty, ciągłość pracy.



**Dr inż. Anna Gawlak**

Ukończony Wydział Elektryczny Politechniki Częstochowskiej w Częstochowie, tam też doktorat. Od 1985 r. pracuje na Politechnice Częstochowskiej w Instytucie Elektroenergetyki; specjalność — sieci rozdzielcze.