

Wiesław GOC

Joachim BARGIEL

Instytut Elektroenergetyki

i Sterowania Układów

Politechniki Śląskiej

PROPOZYCJE LICZENIA EFEKTÓW EKONOMICZNYCH PROJEKTÓW WYNALEZZCZYCH
I RACJONALIZATORSKICH POPRAWIAJĄCYCH NIEZAWODNOŚĆ ZASILANIA ODBIORCÓW

Streszczenie. Podano sposoby określania efektów projektów wynalazczych w zakresie niezawodności zasilania odbiorców z systemu elektroenergetycznego. Zaproponowano dwa sposoby postępowania; oddzielnie dla sieci elektroenergetycznych i oddzielnie dla elektrowni. Roczne oczekiwane efekty projektów zastosowanych w sieciach wyznacza się z sumy efektów uzyskanych w wyniku zmniejszenia strat energii oraz uzyskanych w wyniku poprawy pewności i jakości zasilania; sumy pomniejszonej o przeliczony na jeden rok koszt realizacji projektu wynalazczego. W przypadku elektrowni projekty wynalazcze i racjonalizatorskie poprawiają ciągłość zasilania odbiorców przez wzrost mocy wydawanej z elektrowni oraz poprawę jej dyspozycyjności. Podano przykłady określania efektów ekonomicznych zarówno dla sieci elektroenergetycznych, jak i dla elektrowni.

Wprowadzenie

Określenie efektów projektu wynalazczego w dziedzinie niezawodności zasilania odbiorców z systemu elektroenergetycznego wymaga oszacowania następstw, które wystąpią po jego wprowadzeniu (wdrożeniu) [1], [2], [3]. Poczesne miejsce zajmuje tutaj oszacowanie skutków przerw i ograniczeń w pracy obiektów elektroenergetycznych, spowodowanych zakłóceniami na ich elementach. Wystąpią wówczas straty bezpośrednie, związane między innymi:

- z kosztami usuwania zakłóceń, tj. napraw elementów uszkodzonych;
- ze zwiększeniem strat przesyłu energii elektrycznej;
- z konieczności uruchomienia elektrowni o gorszej sprawności do pokrycia brakujących obciążeń;

oraz pośrednie, związane między innymi ze:

- stratami gospodarczymi u odbiorców w wyniku przerw i ograniczeń dostawy energii elektrycznej - te straty ponosi cała gospodarka narodowa;
- zmniejszeniem dochodu systemu elektroenergetycznego w wyniku niewyprodukowania energii elektrycznej.

Z uwagi na zakres oddziaływania projektów wynalazczych, zależy od miejsca dwóżeńia, zaproponowano inne zależności od oszacowania efektów tych projektów dla sieci i elektrowni [4].

1. Efekty projektów wynalazczych i racjonalizatorskich poprawiających niezawodność zasilania z sieci elektroenergetycznych

Roczne oczekiwane efekty projektów wynalazczych i racjonalizatorskich można wyznaczyć z zależności:

$$K^S = K_E^S + K_Z^S - K_R, \quad [\text{zł/a}] \quad (1)$$

gdzie:

K_E^S - efekty uzyskane w wyniku zmniejszenia kosztów strat energii w sieci elektroenergetycznej,

K_Z^S - efekty uzyskane w wyniku poprawy niezawodności (pewności i jakości) zasilania,

K_R - przeliczony na jeden rok koszt realizacji projektu wynalazczego.

Koszty K_E^S oblicza się z zależności:

$$K_E^S = k_p \Delta(\Delta P) + k_A \Delta(\Delta A), \quad [\text{zł/a}] \quad (2)$$

gdzie:

$\Delta(\Delta P)$ - zmniejszenie strat mocy w wyniku wprowadzenia przedsięwzięcia w [kW],

$\Delta(\Delta A)$ - zmniejszenie rocznych strat energii w wyniku wprowadzenia przedsięwzięcia w [kW.h],

k_p - jednostkowy roczny koszt stały (mocy) w [zł/kW.a],

k_A - jednostkowy koszt zmienny (energii) w [zł/kW.h].

Koszty K_Z^S wyznaczyć można z przybliżonej zależności:

$$K_Z^S = K_{zn} + K_{sg}, \quad [\text{zł/a}] \quad (3)$$

gdzie:

K_{zn} - zmiana oczekiwanych kosztów uszkodzenia lub zniszczenia obiektów energetycznych w wyniku wprowadzenia projektu wynalazczego,

K_{sg} - zmiana oczekiwanych kosztów strat gospodarczych u odbiorców w wyniku przerwy dostawy energii elektrycznej.

Koszt K_{zn} można oszacować z zależności:

$$K_{zn} = \sum_{i=1}^n K_{ui} D_{zi}, \quad [zł/a] \quad (4)$$

gdzie:

K_{ui} - koszty usuwania skutków zakłócenia: koszty demontażu zniszczonych urządzeń lub obiektów, koszty nowych urządzeń lub obiektów, koszty montażu,

D_{zi} - zmiana oczekiwanej liczby przypadków zniszczeń w wyniku wprowadzenia projektu wynalazczego

$$D_{zi} = D_{zi}^{\text{przed}} - D_{zi}^{\text{po}}, \quad (5)$$

$i = 1, 2, \dots, n$ - liczba obiektów, na których występują zniszczenia,

$D_{zi}^{\text{przed}}, D_{zi}^{\text{po}}$ - oczekiwana liczba przerw przed i po wprowadzeniu projektu wynalazczego.

Koszty K_{sg} oszacować można z zależności:

$$K_{sg} = \sum_{i=1}^n k_{ai} A_{nied i}, \quad [zł/a] \quad (6)$$

gdzie:

k_{ai} - gospodarczy równoważnik nie dostarczonej energii, tj. koszt strat (szkód) gospodarczych powstałych u odbiorców w wyniku przerwy dostawy energii elektrycznej w odniesieniu do energii, która nie została dostarczona, $[zł/kW.h]$; por. [3],

$A_{nied i}$ - zmniejszenie energii nie dostarczonej rocznie do odbiorców w wyniku przerwy zasilania na i -tym obiekcie po wprowadzeniu projektu wynalazczego,

$$A_{nied i} = A_{nied i}^{\text{przed}} - A_{nied i}^{\text{po}} \quad [kW.h/a] \quad (7)$$

$A_{nied i}^{\text{przed}}, A_{nied i}^{\text{po}}$ - energia nie dostarczona przed i po wprowadzeniu projektu wynalazczego.

Energię nie dostarczoną można oszacować na podstawie:

a) wskaźnika niezdatności zasilania odbiorców i zużycia energii w roku

$$A_{\text{niedi}}^{\text{przed}} = \sum_j Q_{ij}^{\text{przed}} A_{ij}, \quad [\text{kW.h/a}] \quad (8)$$

$$A_{\text{niedi}}^{\text{po}} = \sum_j Q_{ij}^{\text{po}} A_{ij}, \quad [\text{kW.h/a}] \quad (9)$$

gdzie:

- $Q_{ij}^{\text{przed}}, Q_{ij}^{\text{po}}$ - wskaźnik niezdatności przed i po wprowadzeniu projektu wynalazczego, dla j-tej drogi zasilania,
 A_{ij} - energia zużyta przez odbiorców (lub odbiorcę) w roku kW.h/a dla j-tej drogi zasilania.

Wskaźnik niezdatności wyznacza się dla układów sieciowych metodami przedstawionymi w literaturze [5], [6], [7], [8], [9]^{x)},

b) oczekiwanej liczby przerw zasilania, średniego czasu trwania przerwy (beznapięciowego) oraz mocy średniej:

$$A_{\text{niedi}} = D_{zi} t_{ai} P_{\text{śri}}, \quad [\text{kW.h/S}] \quad (10)$$

gdzie:

- D_{zi} - podano wyżej; liczbę tych przerw wyznacza się - podobnie jak Q - metodami przedstawionymi w literaturze,
 t_{ai} - czas przerwy zasilania elektrycznego dla wycinka sieci zasilanego z i-tego obiektu, w [h],
 $P_{\text{śri}}$ - średnia moc odbiorców przyłączonych do i-tego obiektu, w [kW].

Koszt K_R można wyznaczyć z zależności:

$$K_R = K_I(r+s+e), \quad [\text{zł/a}] \quad (11)$$

gdzie:

- K_I - nakład inwestycyjny na modernizację,
 r - oprocentowanie,
 s - stawka amortyzacji,
 e - rata roczna stałych kosztów eksploatacyjnych (obsługa, remonty kapitalne i bieżące) związana z realizacją projektu wynalazczego.

^{x)} Szczegóły obliczeń podano w przykładach.

Przykład 1

Tytuł projektu: Zainstalowanie SZR w celu poprawy ciągłości odbiorcy

1.1. Opis projektu

Huta szkła jest zasilana dwoma liniami kablowymi 20 kV o dł. 2,6 km z GPZ-tu ORE (rys. 1). Kable typu HKFta $3 \times 150 \text{ mm}^2$ są ułożone we wspólnym wykopie. Jeden z kabli stanowi zasilanie podstawowe a drugi rezerwowe. Stacja ORE zasilana jest z Elektrowni LAZ napowietrzną linią dwutorową 110 kV o dł. 5,5 km.

1.2. Rodzaje uzyskanych efektów

Zmniejszenie strat gospodarczych (szkód) wywołanych przerwami zasilania elektrycznego w hucie szkła.

1.3. Ustalenie wielkości technicznych niezbędnych do obliczenia efektów

Potrzebne są:

- schematy układu przed i po modernizacji,
- wskaźniki niezawodnościowe elementów układu sieciowego,
- oszacowanie strat gospodarczych w hucie szkła spowodowanych przerwami zasilania przed modernizacją (zapisy statystyczne),
- koszty realizacji i zakres prac.

1.4. Określenie wielkości pomocniczych (koszty, ceny)

- 1) Koszty modernizacji stacji elektroenergetycznej zasilającej hutę.
- 2) Koszty strat gospodarczych huty spowodowane przerwami zasilania.

1.5. Obliczenia techniczne i efektów netto

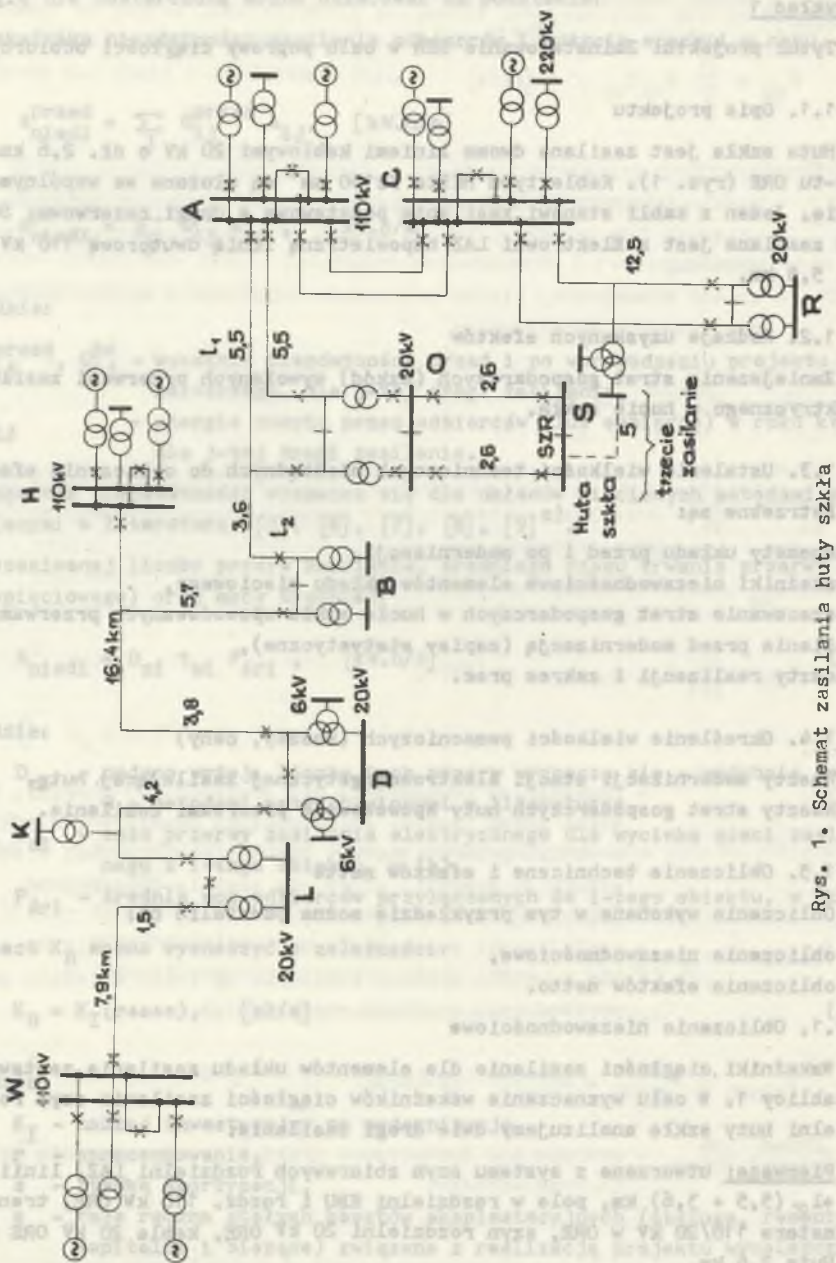
Obliczenia wykonane w tym przykładzie można podzielić na:

- 1) obliczenia niezawodnościowe,
- 2) obliczenia efektów netto.

1.5.1. Obliczenia niezawodnościowe

Wskaźniki ciągłości zasilania dla elementów układu zasilania zestawiono w tablicy 1. W celu wyznaczenia wskaźników ciągłości zasilania szyn rozdzielni huty szkła analizujemy dwie drogi zasilania:

- I. Pierwsza: utworzona z systemu szyn zbiorowych rozdzielni LAZ, linii $l_1 + l_2$ (5,5 + 3,6) km, pola w rozdzielni KBU i rozdź. 110 kW ORE, transformatora 110/20 kV w ORE, szyn rozdzielni 20 kV ORE, kabla 20 kV ORE - Huta 2,6 km.



Rys. 1. Schemat zasilania huty szkła

Fig. 1. Network diagram for glass-works

II. Druaga: tworzona z systemu szyn zbiorczych rozdz. LAZ, linii 1 (1+2) 5,5 km, pola w rozdz. 110 kW ORE, transformatora 110/20 kV w ORE, szyn rozdz. 20 kV ORE, kabla 20 kV ORE - huta 2,6 km.

Pierwsza droga zasilania ma następujące wskaźniki ciągłości zasilania:

$$D_{I} = d_{LAZ} + d_{1(1+2)} + 2 d_s + d_t + d_{20} + d_k = 1,68 \text{ przerw/a}$$

$$Q_{I} = q_{LAZ} + q_{1(1+2)} + \frac{d_s(t_s k_{uw} + t_s)}{T} + q_t + q_{20} + q_k = 2,12 \cdot 10^{-3}$$

Druaga droga zasilania ma następujące wskaźniki ciągłości zasilania:

$$D_{II} = d_{LAZ} + d_{11} + d_s + d_t + d_{20} + d_k = 1,54 \text{ przerw/a}$$

$$Q_{II} = q_{LAZ} + q_{11} + \frac{d_s t_s}{T} + q_t + q_{20} + q_k = 2,07 \cdot 10^{-3}$$

Uwzględniając rezerwowanie się wzajemne (przez obsługę) poszczególnych dróg zasilania w okresach poza planowymi wyłączeniami ich elementów otrzymuje się:

$$D_{wI} = 1,68 \text{ [przerwa/a]}$$

$$Q_{wI} = 109 \cdot 10^{-6}$$

oraz

$$V_I = 56 \text{ [h/a]}$$

$$D_{wII} = 1,54 \text{ [przerw/a]}$$

$$Q_{wII} = 95 \cdot 10^{-6}$$

oraz

$$V_{II} = 56 \text{ [h/a]}.$$

Tablica 1

Wskaźniki ciągłości
dla elementów analizowanego układu zasilania

Nazwa elementu	Oczekiwana liczba zakłóceń [zakł./a]	Średni czas [h/zakł.]	Remont planowy [h/a]	Wskaźnik niezdatności
Stacja LAZ	$d_{LAZ} = 0,12$	$t_z = 0,5$	-	$q_{LAZ} = 6,9 \cdot 10^{-6}$
Linia 110 kV - 11	$d_{1(1+2)} = 0,165$	$t_1 = 3$	40	$q_{1(1+2)} = 56,5 \cdot 10^{-6}$
Linia 110 kV-1(1+2)	$d_{12} = 0,279$	$t_1 = 3$	40	$q_{12} = 96,1 \cdot 10^{-6}$
Pole w rozd. H	$d_s = 0,03$	$t_s = 1,7$	8	-
Transformator	$d_t = 0,2$	$t_t = 5$	8	$q_t = 114,2 \cdot 10^{-6}$
Rozdz. ORE 20 kV	$d_{20} = 0,5$	$t_{20} = 2$	8	$q_{20} = 114,2 \cdot 10^{-6}$
Kabel 20 kV	$d_k = 0,52$	$t_k = 30$	-	$q_k = 1781 \cdot 10^{-6}$
Współczynnik braku działania układu wyłączającego $k_{uw} = 0,03$. Czas przełączeń awaryjnych przez obsługę: 0,5 [h/przełączenie].				

Wskaźniki dla przerw równoczesnych obu dróg zasilania:

$$D_{rów} = 0,043 \text{ [przerw/s]}$$

$$Q_{rów} = 7,1 \cdot 10^{-6}$$

W celu poprawy ciągłości zasilania przeprowadzono modernizację polegającą na zainstalowaniu automatyki SZR na kablu II drogi zasilania. Rozdzielnia 20 kV huty szkła zasilana jest podstawowo I drogą, a gdy występują zakłócenia na tej drodze, wówczas występuje przełączenie automatyczne. Oczywiście przełączeń takich nie można dokonać, gdy:

- uszkodzone są obie drogi zasilania,
- uszkodzenie wystąpiło w okresie remontów i spowodowało przerwę obu dróg zasilania,
- brak działania automatyki SZR pomimo zdatności II drogi zasilania.

Wskaźniki ciągłości zasilania po modernizacji przedstawiają się następująco:

$$D_m = D_{rów} + D_{wI} \cdot k_{SZR} = 0,13 \text{ [przerw/a]}$$

$$Q_m = Q_{rów} + \frac{D_{wI} \cdot k_{SZR} \cdot t_p}{T} = 11,9 \cdot 10^{-6}$$

W wyniku przeprowadzonej modernizacji uzyskano znaczącą poprawę w oczekiwanej liczbie przerw zasilania D (z ok. 1,5 przerw w roku do 0,13 przerw w roku), a także poprawę we wskaźnikach Q (z ok. $100 \cdot 10^{-6}$ do $12 \cdot 10^{-6}$).

Wartości nie dostarczonej energii obliczono wg zależności (8) i (9)

$$A_{nied}^{przed} = Q_{wI} (A_I + A_{II}) = 1271,5 \text{ [kW.h/a]},$$

$$A_{nied}^{po} = Q_m (A_I + A_{II}) = 154 \text{ [kW.h/a]}.$$

Po wstawieniu do zależności (7) otrzymuje się:

$$A_{nied} = A_{nied}^{przed} - A_{nied}^{po} = 1118 \text{ [kW.h/a]}.$$

1.5.2. Obliczenie efektów netto

a) Straty gospodarcze spowodowane przerwami i ograniczeniami w dostawie energii elektrycznej

Ze względu na charakter procesu technologicznego dopuszczane są krótkie (do 5 min.) przerwy w zasilaniu energią elektryczną. Przykładowo 5-minutowa przerwa w dostawie energii elektrycznej powoduje godzinowo dochodzenie do produkcji normalnej. W analizowanym okresie statystycznym (lata 1983-85) stwierdzono 19 przypadków zaników napięcia na szynach rozdzielni I i II huty. Około 20% przypadków zaników napięcia spowodowane było awaryjnością układu zasilania ($t = 2,2$ h). Nie dostarczona energia w wyniku awaryjności układu zasilania wynosiła 3,3 MW.h, a sumaryczne koszty strat w produkcji 1,64 mln zł. Daje to wartość jednostkową nie dostarczonej energii:

$$k_a = 500 \text{ [zł/kW.h]}.$$

b) Zainstalowanie automatyki SZR spowodowało zmniejszenie kosztów nieciągłości zasilania wg zależności (6):

$$K_{sg} = A_{nied} \cdot k_a = 1118 \cdot 500 = 559000 \text{ [zł/a]}$$

Koszty $K_{zn} \approx 0$, więc $K_z^s = K_{sg}$.

- c) Koszt realizacji projektu wynalazczego przeliczony na jeden rok wynosi wg zależności (11):

$$K_R = K_I(r+s+e) = 1,5 \cdot 0,16 = 240000 \text{ [zł/a]}.$$

- d) Roczne oczekiwane efekty w przypadku przeprowadzonej modernizacji wynoszą wg zależności (1):

$$K^S = K_Z^S - K_R = 320000 \text{ [zł/a]}.$$

2. Efekty projektów wynalazczych i racjonalizatorskich wdrożonych w elektrowni w celu poprawy niezawodności zasilania odbiorców

Projekty wynalazcze i racjonalizatorskie zastosowane w elektrowniach poprawiają ciągłość zasilania odbiorców przez:

- wzrost mocy wydawanej z elektrowni,
- poprawę dyspozycyjności elektrowni, w tym zmniejszenie awaryjności.

Całkowity roczny efekt projektów wynalazczych można określić z zależności (12):

$$K_C^E = K_{EL}^E + K_{Ep}^E + K_{Es}^E (1-w_x) + K_D^E + K_Z^E + w_x + K_{zn}^E + K_{O-KR}^E, \text{ [zł/a]} \quad (12)$$

gdzie:

- K_{EL}^E - efekty uzyskane w rozpatrywanej elektrowni w wyniku zmniejszenia jednostkowego zużycia paliwa na wytworzenie energii elektrycznej (oszczędność zużycia paliwa),
- K_{Ep}^E - efekty uzyskane w systemie elektroenergetycznym w wyniku zmniejszenia zużycia paliwa i strat przesyłania spowodowane wzrostem mocy rozpatrywanej elektrowni w godzinach poza szczytowych,
- K_{Es}^E - efekty uzyskane w systemie elektroenergetycznym w wyniku zmniejszenia zużycia paliwa i strat przesyłu spowodowane wzrostem mocy rozpatrywanej elektrowni w godzinach szczytowych,
- K_D^E - efekty uzyskane w wyniku wzrostu mocy dyspozycyjnej systemu elektroenergetycznego spowodowane wzrostem mocy rozpatrywanej elektrowni,
- K_Z^E - efekty uzyskane w wyniku poprawy pewności zasilania odbiorców spowodowane wzrostem mocy rozpatrywanej elektrowni lub poprawą pewności (niezawodności) jej elementów,

K_{zn}^E - efekty uzyskane w wyniku zmniejszenia kosztów zniszczeń elementów elektrowni po wprowadzeniu projektu wynalazczego,

K_O^E - efekty uzyskane w wyniku zmian innych kosztów rocznych po wprowadzeniu projektu wynalazczego,

K_R - roczne koszty stałe realizacji projektu wynalazczego, wg wzoru (11),

w_x - współczynnik zależny od stopnia ograniczenia ciągłości zasilania z systemu elektroenergetycznego [10], podawane w komunikatach radiowych.

W uproszczeniu proponuje się przyjąć stopień graniczny x_{gr} , dla którego współczynniki w_x przyjmują:

- dla stopnia $x < x_{gr}$ współczynnik $w_x = 0$,

- dla stopnia $x \geq x_{gr}$ współczynnik $w_x = 1$.

Poszczególne składowe wzoru (12) proponuje się wyznaczać w następujący sposób:

a) Efekty uzyskane w wyniku zmniejszenia jednostkowego zużycia paliwa na wytworzenie energii elektrycznej w rozpatrywanej elektrowni, K_{EL}^E

$$K_{EL}^E = k_B \Delta B, \quad [zł/a], \quad (13)$$

gdzie:

k_B - jednostkowy koszt paliwa umownego w $[zł/kJ]$,

B - oszczędność roczna paliwa umownego w $[kJ/a]$

$$\Delta B = B^{przed} - B^{po}, \quad (14)$$

B^{przed} , B^{po} - roczne zużycie paliwa umownego przed i po modernizacji.

b) Efekty uzyskane w wyniku zmniejszenia zużycia paliwa w systemie w okresie poza szczytowym w wyniku wzrostu mocy rozpatrywanej elektrowni; K_{EP}^E

$$K_{EP}^E \approx \left(\frac{b_r k_{Br}}{z_r} - \frac{b_p k_B}{z_p} \right) A_p, \quad [zł/a] \quad (15)$$

gdzie:

A_p - dodatkowa roczna produkcja energii elektrycznej w okresie poza szczytowym, uzyskana w rozpatrywanej elektrowni po wprowadzeniu modernizacji (wg projektu wynalazczego), w $[kW.h/a]$,

b_p - jednostkowe zużycia paliwa umownego netto w rozpatrywanej elektrowni w godzinach pozaszczytowych w $[kJ/kW.h]$,

- b_r - jw. w tzw. elektrowniach wypieranych,
 η_p, η_r - sprawność przesyłu energii elektrycznej odpowiednio z elektrowni rozpatrywanej i elektrowni wypieranej,
 k_B, k_{Br} - jednostkowy koszt paliwa umownego odpowiednio elektrowni rozpatrywanej i elektrowni wypieranej [zł/kJ].

- c) Efekty uzyskane w wyniku zmniejszenia zużycia paliwa w systemie w okresie szczytowym, K_{ES}^E .

Efekt ten występuje wówczas, gdy nie ma deficytu mocy w systemie.

Wówczas:

$$K_{ES}^E \approx \left(\frac{b_r k_{Br}}{\eta_{rs}} - \frac{b_s k_B}{\eta_s} \right) A_s, \text{ [zł/a]} \quad (16)$$

gdzie symbole mają znaczenie podobne jak we wzorze (15).

Dodatkowy wskaźnik "s" oznacza, że symbole te odnoszą się do okresu szczytowego.

- d) Efekty uzyskane w wyniku wzrostu mocy dyspozycyjnej systemu elektroenergetycznego przez wzrost mocy rozpatrywanej elektrowni, K_D^E .

Koszt ten można wyznaczyć z przybliżonej zależności:

$$K_D^E \approx k_{ELS} P_{ds}, \text{ [zł/a]} \quad (17)$$

gdzie:

k_{ELS} - jednostkowy roczny koszt stały mocy w [zł/kW.a],

P_{ds} - moc dodatkowa w godzinach szczytowych, którą uzyskano w wyniku modernizacji (wdrożenia projektu wynalazczego).

W przybliżeniu

$$k_{ELS} \approx r_{EL} k_{rz}, \text{ [zł/a]} \quad (18)$$

gdzie:

r_{EL} - rata kosztów stałych elektrowni,

k_{rz} - średnia jednostkowa wartość mocy (tj. w przybliżeniu koszt inwestycyjny zmniejszony o dokonane odpisy amortyzacyjne).

- e) Efekt uzyskany w wyniku poprawy pewności zasilania odbiorców przez wzrost mocy rozpatrywanej elektrowni lub poprawę pewności (niezawodności) jej elementów, K_Z^E .

Efekt ten występuje w przypadku deficytu mocy w systemie elektroenergetycznym. Wówczas każda wprowadzona moc do systemu elektroenergetycz-

nego zmniejsza deficyt i poprawia odbiorcom ciągłość dostawy energii elektrycznej. Proponuje się zależność:

$$K_Z^E \approx k_{ax} P_d T_{og,x} \quad [zł/a] \quad (19)$$

gdzie:

- k_{ax} - jednostkowe koszty strat gospodarczych u odbiorców spowodowane ograniczeniami dostawy mocy (lub ew. energii), które wystąpią podczas x -tego stopnia ograniczenia dostawy energii,
- $T_{og,x}$ - czas trwania ograniczeń na x -tym stopniu ograniczenia,
- P_d - wzrost mocy w wyniku wdrożenia projektu wynalazczego ($P_d \approx P_{ds}$).

W obliczeniach konieczne są uproszczenia.

Założono tutaj, że:

- stopnie zasilania są zgodne z dyspozycjami PDM [10] ogłaszanych w komunikatach radiowych,
- graniczną wartość stopnia x_{gr} , przy którym uważa się ograniczenia za znaczące oraz wartości k_{ax} winny być podane przez resort energetyki,
- czas trwania ograniczeń na danym stopniu (x_{gr}) winien być podawany również przez resort. Pewnym uproszczeniem może być liczba godzin szczytowych podawana w taryfach dla miesięcy o największym obciążeniu.

f) Efekty uzyskane w wyniku zmniejszenia kosztów zniszczeń elementów elektrycznych po wprowadzeniu projektu wynalazczego, K_{zn}^E .

Efekty te można oszacować podobnie jak w sieciach, np. z zależności (4).

g) Efekty uzyskane w wyniku zmian innych kosztów rocznych, K_0^E .

Do oszacowania tych efektów trudno przyjąć jednolitą formułę ze względu na ich różnorodność oraz kierunki zmian. Może się okazać, że poprawiając jedne koszty równocześnie podnosi się lub obniża inne; np. przez większe zużycie fizyczne elementów układu, dodatni bądź ujemny wpływ na środowisko itp. Wyznaczenie tych kosztów, a przynajmniej stwierdzenie, że one nie występują bądź są bardzo małe, winno być uzupełnieniem każdego projektu wynalazczego (modernizacyjnego).

Przykład 2

Tytuł projektu: Podwyższenie sprawności kotłów OP-230 i zwiększenie mocy elektrycznej elektrociepłowni [4], [11]

2.1. Krótki opis

Modernizacja kotłów OP-230 polegała na powiększeniu I stopnia podgrzewacza wody z powierzchni 825 m^2 o dodatkowe 800 m^2 w wolnej przestrzeni pod nim oraz II stopnia podgrzewacza wody z 350 m^2 o dodatkowe 1000 m^2 w przestrzeni zwolnionej przez zlikwidowanie leżącego pęczka I stopnia przegrze-

wacza pary. Powierzchnią ogrzewalną przegrzewacza pary została w ten sposób zmniejszona z 1234 m^2 na 774 m^2 , tj. o 460 m^2 . Dobudowana powierzchnia ogrzewalna wynosiła ogółem $1800 \text{ m}^2 - 460 \text{ m}^2 = 1340 \text{ m}^2$.

W wyniku modernizacji przewidywano podwyższenie sprawności kotła o ok. 2,4%, wydajności do 250 t/h. Po modernizacji wtryskiwanie wody okazało się zbędne.

2.2. Rodzaje uzyskanych efektów

Wg obliczeń i analiz przeprowadzonych przez autorów projektu wynalazczego przewiduje się:

- zmniejszenie zużycia energii elektrycznej na potrzeby własne oraz poprawę warunków pracy elektrofiltrów i wentylatorów wyciągowych przez obniżenie temperatury spalin wylotowych (wydłużenie czasu pracy (zużycia) tych urządzeń);
- oszczędność roczną paliwa w rozpatrywanej elektrociepłowni równą 9665 t.p.u tj. 283200 GJ/a
- uzyskanie dodatkowej mocy 7,5 MW wynikającej ze zwiększenia wydajności kotłów (ta dodatkowa moc zwiększa pewność zasilania odbiorców w energię elektryczną).

2.3. Ustalenie wielkości technicznych niezbędnych do obliczenia efektów

- schemat układu przed i po modernizacji,
- parametry pary, wody, powietrza, spalin przed i po modernizacji uzyskane drogą pomiarową i obliczeniową, a następnie zweryfikowane pomiarami,
- ilości poszczególnych medium,
- efekty przed i po modernizacji uzyskane na podstawie pomiarów i obliczeń.

Tutaj:

- wydajność kotła przed modernizacją 230 t/h oraz po 250 t/h,
- wzrost mocy o $P_d = 7,5 \text{ MW}$ po modernizacji w całej elektrociepłowni (4 kotły),
- oszczędność paliwa w wyniku zwiększenia sprawności kotłów po modernizacji $B_d = 283200 \text{ GJ/a}$.

2.4. Wzór i ustalenie wielkości pomocniczych (koszty, ceny)

Koszt modernizacji jednego kotła oceniano w okresie realizacji projektu, tj. w 1967 r. na ok. 2 mln zł. Według informacji biura projektowego obecnie koszt ten wyniesie w przybliżeniu $K_n = 30 \text{ mln zł}$. Łącznie ok. $120 \cdot 10^6 \text{ zł}$. Jednostkowy koszt paliwa umownego przyjęto średnio $k_B = 205 \text{ zł/GJ}$. Jednostkowy koszt mocy zainstalowanej w elektrowni $k_n = 60000 \text{ zł/kW}$.

Szacunkowe dane dotyczące rozpatrywanej elektrowni i systemu podano w p. 2.5, w trakcie szacowania efektów wdrożenia projektu wynalazczego.

2.5. Obliczenie efektów netto

Wyznamy efekty na podstawie zależności (12) dla jej kolejnych składników:

- a) Efekty uzyskane w wyniku zmniejszenia zużycia paliwa w rozpatrywanej elektrowni wyznaczają się z zależności (13)

$$K_{EL}^E = k_B \Delta B = 58 \cdot 10^6 \text{ [zł/a]}.$$

- b) Efekty uzyskane w wyniku zmniejszenia zużycia paliwa w systemie w okresie pozaszczytowym w wyniku wzrostu mocy rozpatrywanej elektrowni i produkcji w tym okresie A_p wyliczymy z zależności (15). Do obliczeń przyjęto: jednostkowe zużycie paliwa w rozpatrywanej elektrowni $b_p = 10550 \text{ kJ/kW.h}$ oraz w elektrowniach wypieranych $b_r = 14650 \text{ kJ/kW.h}$. Jednostkowe koszty paliwa przyjęto w przybliżeniu takie same $k_{Br} = k_B = 205 \text{ zł/GJ}$. Sprawność przesyłu $\eta_r = \eta_p = 0,94$ w strefie pozaszczytowej. Dodatkowa roczna produkcja energii elektrycznej wynosi $A_p = 26 \cdot 10^6 \text{ kW.h}$. Stąd: $K_{Ep}^E = 23,2 \cdot 10^6 \text{ [zł/a]}$.

- c) Efekty uzyskane w wyniku zmniejszenia zużycia paliwa w systemie w okresie szczytowym
- Efekt ten występuje, gdy nie ma deficytu mocy w systemie. Wylicza się go z zależności (16). Przyjmując $b_{rs} = b_r$, $b_s = b_p$ oraz $A_s = 6,5 \cdot 10^6 \text{ kW.h}$ otrzymuje się:

$$K_{Es}^E = 5,8 \cdot 10^6 \text{ zł/a}.$$

- d) W przypadku deficytu mocy w systemie wystąpi składowa: K_z^E - efekty uzyskane w wyniku poprawy pewności zasilania odbiorców przez wzrost mocy rozpatrywanej elektrowni.

Efekt ten wyznaczają się z zależności (19).

Przyjmując:

- jednostkowe koszty strat gospodarczych u odbiorców energii, które wystąpią podczas $x \geq x_{gr}$ stopnia ograniczenia dostawy, np. $k_{z,ax} = 50 \text{ zł/kW.h}$ energii nie dostarczonej na np. $x_{gr} = 20$ stopniu^{x)},
- wzrost mocy elektrowni w szczycie o moc dodatkową $P_d = 7500 \text{ kW}$,
- czas ograniczeń w roku, np. na $x_{gr} = 20$ stopniu:

$$T_{og,x} = 200 + 300 \text{ h}$$

^{x)} Stopień graniczny, tj. x_{gr} należy do danych wejściowych oceny efektów projektów wyznaczających.

otrzymuje się:

$$K_Z^E = (75 \dots 112,5) 10^6 \text{ [zł/a]}.$$

- e) Efekt w wyniku wzrostu mocy dyspozycyjnej systemu po wzroście mocy rozpatrywanej elektrowni.

Koszt ten można wyznaczyć z zależności (18). Przyjmując ratę kosztów elektrowni $r_{EL} = 0,16$; przeciętny nakład inwestycyjny na jednostkę mocy zainstalowanej w elektrowniach pod uwzględnieniem amortyzacji: $k_{rZ} = 40000 \text{ zł/kW}$, uzyskana moc dodatkowa w rozpatrywanej elektrowni $P_D = 7500 \text{ kW}$:

$$K_D^E = 48 \cdot 10^6 \text{ [zł/a]}.$$

- f) Efekt w wyniku zmniejszenia kosztów zniszczeń nie występuje: $K_{zn} = 0$.

- g) Efekty w wyniku zmniejszenia innych kosztów rocznych; K_0 .

Do tych efektów można zaliczyć poprawę warunków pracy elektrofiltrów i wentylatorów wyciągowych przez obniżenie temperatury spalin wylotowych. Ze względu na brak danych kosztów tych tutaj nie wyznaczono.

- h) Roczne koszty stałe realizacji projektu wynalazczego oszacowano ze wzoru (11). Przyjmując nakład inwestycyjny na modernizację $K_I = 120 \text{ mln zł}$; stopę procentową $r = 0,09$; stawkę amortyzacji $s = 0,04$. Ratę kosztów eksploatacyjnych stałych $e = 0,05$ otrzymuje się:

$$K_R = 21,6 \cdot 10^6 \text{ [zł/a]}$$

Efekt całkowity projektu szacuje się:

- gdy nie występuje deficyt mocy w systemie elektroenergetycznym, tj.

$$w_x = 0:$$

$$K_C^E(b) = 114 \cdot 10^6, \text{ [zł/a]}$$

- gdy występuje deficyt mocy w systemie elektroenergetycznym, tj. $w_x = 1$:

$$K_C^E(d) = (134 \dots 172) \cdot 10^6 \text{ [zł/a]}.$$

Przykład niniejszy jest ilustracją przedstawionej metody.

Podsumowanie

Przedstawione w opracowaniu metodyczne ujęcie sposobu liczenia efektów ekonomicznych projektów wynalazczych poprawiających pewność i jakość odbiorców, jak również zamieszczone przykłady obliczeniowe stanowią propozycje do dalszej dyskusji w gronie specjalistów z tej branży.

Użyte w opracowaniu wskaźniki niezawodnościowe i kosztowe powinny być aktualizowane na bieżąco, np. rocznie przez Ministerstwo Górnictwa i Energetyki.

Obliczeń technicznych, stanowiących punkt wyjścia obliczeń ekonomicznych, nie można uogólnić. Obliczenia techniczne muszą być bowiem dostosowane do rodzaju udoskonalenia (modernizacji, wynalazku) i przeprowadzone stanowymi w praktyce inżynierskiej (naukowo-technicznej) metodami.

LITERATURA

- [1] Dąbrowski A., Kolińska L., Zaborska D.: Wytyczne obliczania efektów ekonomicznych do ustalania wynagrodzeń za projekty wynalazcze w energetyce. Centrum Informatyki Energetyki, Warszawa 1984.
- [2] Zarządzenie Ministra - kierownika UPNTiW z 31.I.1986 r. w sprawie zasad obliczania efektów stanowiących podstawę do ustalania wynagrodzeń za projekty wynalazcze (Monitor Polski Nr 12 z 7 maja 1986 r., poz.87).
- [3] Ehrenkrentz T.: Wytyczne obliczania efektów stanowiących podstawę do ustalania wynagrodzeń za projekty wynalazcze stosowane w energetyce. Zjednoczenie Energetyki, Warszawa 1975.
- [4] Bargiel J., Goc W.: Opracowanie sposobu liczenia efektów ekonomicznych projektów wynalazczych poprawiających pewność i jakość zasilania odbiorców. Politechnika Śląska, IEiSU, Gliwice 1986 (nie publikowane).
- [5] Bojarski W.: Wytyczne metody szacunku strat powodowanych w zakładach produkcyjnych ograniczeniami w dostawie czynników energetycznych. PAN IPPT, ZPE, Warszawa 1978.
- [6] Sozański J.: Niezawodność urządzeń i układów elektroenergetycznych. PAN, Warszawa 1975.
- [7] Goc W., Mrowiec H., Urban J.: Wskazówki obliczania wskaźników niezawodności przemysłowych sieci elektroenergetycznych. Wyd. Elektroprojekt, Warszawa 1981.
- [8] Popczyk J., Bargiel J., Ciura S., Goc W., Teichman B.: Uzasadniony udział kosztu nieciągłości zasilania w koszcie (ocenie) energii elektrycznej. Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów Pol. Śląskiej, Gliwice 1985 (praca dla CIE w Warszawie).
- [9] Bargiel J., Goc W.: Określenie zawodności węzłów sieci elektroenergetycznej metodą statystyczną. Energetyka 11/84
- [10] Państwowa Dyspozycja Mocy: "Zasady i sposoby postępowania przy ograniczeniach poboru mocy elektrycznej", Warszawa 1980.
- [11] Smczyński J., Luty L., Nowicki B., Makaruk W., Dybowski H.: Podwyższenie sprawności kotłów OP 230 w elektrociepłowni Siekierki. GPiE, Zeszyt Specjalny, 1967.

Recenzent:

doc. dr hab. inż. Jerzy Kulczycki

ПРЕДЛОЖЕНИЕ РАСЧЁТОВ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ЭФФЕКТОВ ИЗОБРЕТЕНИЙ
И РАЦИОНАЛИЗАТОРСКИХ ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПОПРАВЛЯЮЩИХ НАДЕЖНОСТЬ
ПИТАНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Р е з ю м е

Представлены методы определения эффектов изобретений в области надёжности питания потребителей из электроэнергетической системы. Предложено два образа действия отдельных электроэнергетических сетей для электростанций. Годовые ожидаемые эффекты изобретений, применяемых в электроэнергетических сетях, определяются как сумма эффектов, полученных из-за уменьшения потерь энергии, роста надёжности питания (уменьшение народнохозяйственного ущерба от перерывов электроснабжения) которая уменьшается о пересчитанные на один год капиталовложения на выполнение проекта. Применяемые в электростанциях изобретения поправляют надёжность питания потребителей из-за роста располагаемой мощности электростанций. Представлены примеры расчёта экономических эффектов для сетей и электростанций.

PROPOSALS OF CALCULATION OF THE ECONOMICAL EFFECT OF INVENTED AND
RATIONALIZED DESIGN OF THE IMPROVED RELIABILITY OF POWER SUPPLY

S u m m a r y

The mode of the calculation of the economical effect for invented design of power supply reliability is presented. Two method one for the power network and the other power plant are proposed. The annual expectation effect of the adaptation design to the network is determinated by the total effect from the reduction loss of energy and the improvement reliability (the reduction average damages cased to consumers in year by forced outage of power supply). This total effect is decreased the annual cost of the investment for the invented design (the updating and amortization rate of this investment). In the case of the power plant the invented design improve reliability power supply by the increase power output of the power plant and also the availability factor its. The examples of calculation economical effect for the power network and the power plant are presented.