



AGH



Euro - Centrum

Studia Podyplomowe

EFEKTYWNE UŻYTKOWANIE ENERGII ELEKTRYCZNEJ

w ramach projektu

**Śląsko-Małopolskie Centrum Kompetencji
Zarządzania Energią**

Energooszczędność w sieciach elektroenergetycznych

Dr inż. Waldemar Szpyra



AKADEMIA GÓRNICZO-HUTNICZA
IM. STANISŁAWA STASZICA W KRAKOWIE

Energooszczędność w sieciach elektroenergetycznych

Waldemar Szpyra

*Wydział Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki
i Inżynierii Biomedycznej*

Katedra Elektrotechniki i Elektroenergetyki

B-1, pok. 7, tel.: +48 12 617 32 47,

e-mail: akot@agh.edu.pl; wszpyra@agh.edu.pl

Kraków, 1 marca 2013



Program prezentacji

- Kryteria oceny efektywności;
- Sposoby ograniczania strat;
- Analiza efektywności ograniczania strat;
- Wybrane zagadnienia optymalizacji.



Literatura

1. Gosztowt W.: *Gospodarka elektroenergetyczna*. Wydawnictwa Politechniki Warszawskiej, Warszawa 1971
2. **Kulczycki J. pod red.: *Straty energii elektrycznej w sieciach dystrybucyjnych*, Wyd. PTPIREE, Poznań 2009,**
3. Laudyn D.: *Rachunek kosztów w elektroenergetyce*. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 1999.
4. **Paska J.: *Ekonomika w elektroenergetyce*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2007.**
5. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2007 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. z dnia 18 lipca 2007 r. Nr 128, poz. 895).
6. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. Ustaw Nr 93 z dnia 29 maja 2007 r poz. 623).
7. Ustawa Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, wraz z późniejszymi zmianami)



Wpływ czasu na wartość kapitału – oprocentowanie kapitału

- Nakłady pieniężne wydatkowane na realizację inwestycji stanowią kapitał.
- Zasadniczą rolą kapitału jest przynoszenie dochodu (zysku) w funkcji czasu.
- Wyrażony w procentach dochód od wypożyczonego kapitału osiągnięty w ciągu jednego roku nazywa się **oprocentowaniem kapitału**.
- Oprocentowanie składa się z dwóch części:
 - ↪ zapłaty za wypożyczenie kapitału,
 - ↪ zapłaty za ryzyko, że kapitał nie zostanie zwrócony (w przypadku wypożyczenia nieruchomości ryzyko to nie występuje);



Wpływ czasu na wartość kapitału – rodzaje oprocentowania

W zależności od sposobu postępowania z dochodem od kapitału rozróżnia się następujące rodzaje oprocentowania:

➤ **Proste** – roczny dochód od kapitału jest wypłacany właścicielowi po upływie każdego roku;

➤ **Składane:**

✓ **okresowe nieciągłe** – dochód jest dopisywany do wartości kapitału po upływie każdego roku i podlega oprocentowaniu w następnym roku,

✓ **okresowe ciągłe** – okres roku jest dzielony na podokresy – po upływie każdego podokresu dochód jest dopisywany do kapitału i podlega oprocentowaniu w następnym podokresie



Wpływ czasu na wartość kapitału – rodzaje oprocentowania - wzory

Oprocentowanie proste:

$$I_n = P \cdot i \cdot n$$

$$F_n = P + I_n = P(1 + i \cdot n)$$

Składane okresowe nieciągłe:

$$I_n = P \cdot (1 + i)^n$$

$$F_n = P + I_n = P(1 + i)^n$$

Składane okresowe ciągłe:

$$I_n = P \cdot \left(\left(1 + \frac{r}{m} \right)^{m \cdot n} - 1 \right) = P(e^{r \cdot n} - 1)$$

$$F_n = P + I_n = P e^{r \cdot n}$$

gdzie

I_n – dochód od kapitału po n latach,

F_n – wartość końcowa kapitału po n latach,

i – efektywna stopa oprocentowania w postaci ułamka dziesiętnego,

r – nominalna stopa oprocentowania w postaci ułamka dziesiętnego

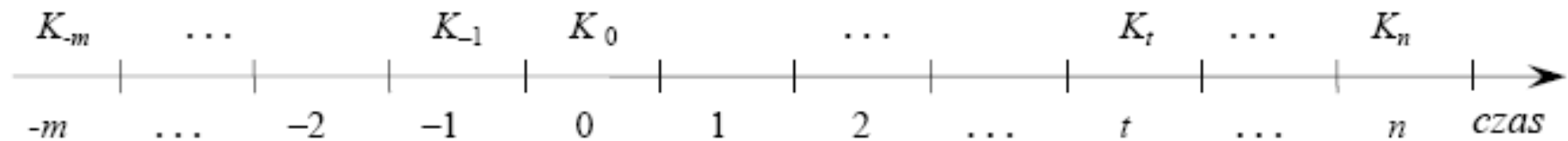
Oprocentowanie kapitału – zestawienie wzorów

Obliczana wartość	Oprocentowanie	
	nieciągłe (okresowe)	ciągłe (natychmiastowe)
Przyszła wartość (future value)	$F = P \cdot (1+i)^n$	$F = P \cdot e^{r \cdot n}$
Wartość początkowa (present value)	$P = \frac{F}{(1+i)^n}$	$P = F \cdot e^{-r \cdot n}$
Przyszła wartość (future value)	$F = R \cdot \frac{(1+i)^n - 1}{i}$	$F = \bar{R} \cdot \frac{e^{r \cdot n} - 1}{r}$
Roczna rata kapitałowa (uniform end-of period series annuity payment)	$R = F \cdot \frac{i}{(1+i)^n - 1}$	$\bar{R} = F \cdot \frac{r}{e^{r \cdot n} - 1}$
Roczna rata kapitałowa (uniform end-of period series annuity payment)	$R = P \cdot \frac{i \cdot (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} = P \cdot r_{rr}$	$\bar{R} = F \cdot \frac{r \cdot e^{r \cdot n}}{e^{r \cdot n} - 1} = P \cdot \frac{r}{1 - e^{-r \cdot n}}$



Wpływ czasu na wartość kapitału – rachunek dyskonta

Rachunek dyskonta umożliwia porównywanie kosztów (przychodów) ponoszonych (uzyskiwanych) w różnych latach analizowanego okresu. Polega to na sprowadzeniu kosztów (przychodów) do wspólnego umownego momentu czasu. Najczęściej koszty (przychody) sprowadza się do tzw. roku zerowego, przy czym jako rok zerowy przyjmuje się rok poprzedzający rozpoczęcie eksploatacji inwestycji lub rok, w którym poniesiono pierwsze wydatki związane z inwestycją. Przykładowy rozkład kosztów w czasie ilustruje rysunek 1.



Rys. 1. Rozkład kosztów w czasie



Wpływ czasu na wartość kapitału – rachunek dyskonta

Zgodnie z zasadą rachunku dyskonta koszt K_t poniesiony w roku t sprowadzony do roku zerowego przy stopie dyskontowej p będzie równy:

$$K_{tD} = K_t (1 + p)^{-t},$$

Natomiast suma zdyskontowanych kosztów za okres $t = \{-m, \dots, n\}$ lat (przy oznaczeniach jak na rysunku 1) będzie równa:

$$K_D = \sum_{t=-m}^{t=n} K_{tD} = K_{-m} \cdot (1 + p)^{-(-m)} + \dots + K_{-1} (1 + p)^{-(-1)} + \dots + K_t (1 + p)^{-t} + \dots + K_n (1 + p)^{-n}$$

lub krócej:

$$K_D = \sum_{t=-m}^{t=n} K_{tD} = \sum_{t=-m}^{t=n} K_t (1 + p)^{-t},$$

Takie same zasady dyskontowania dotyczą przychodów, kosztów oraz efektów (np. produkcji, ilości przesłanej lub wytworzonej energii, itp.).



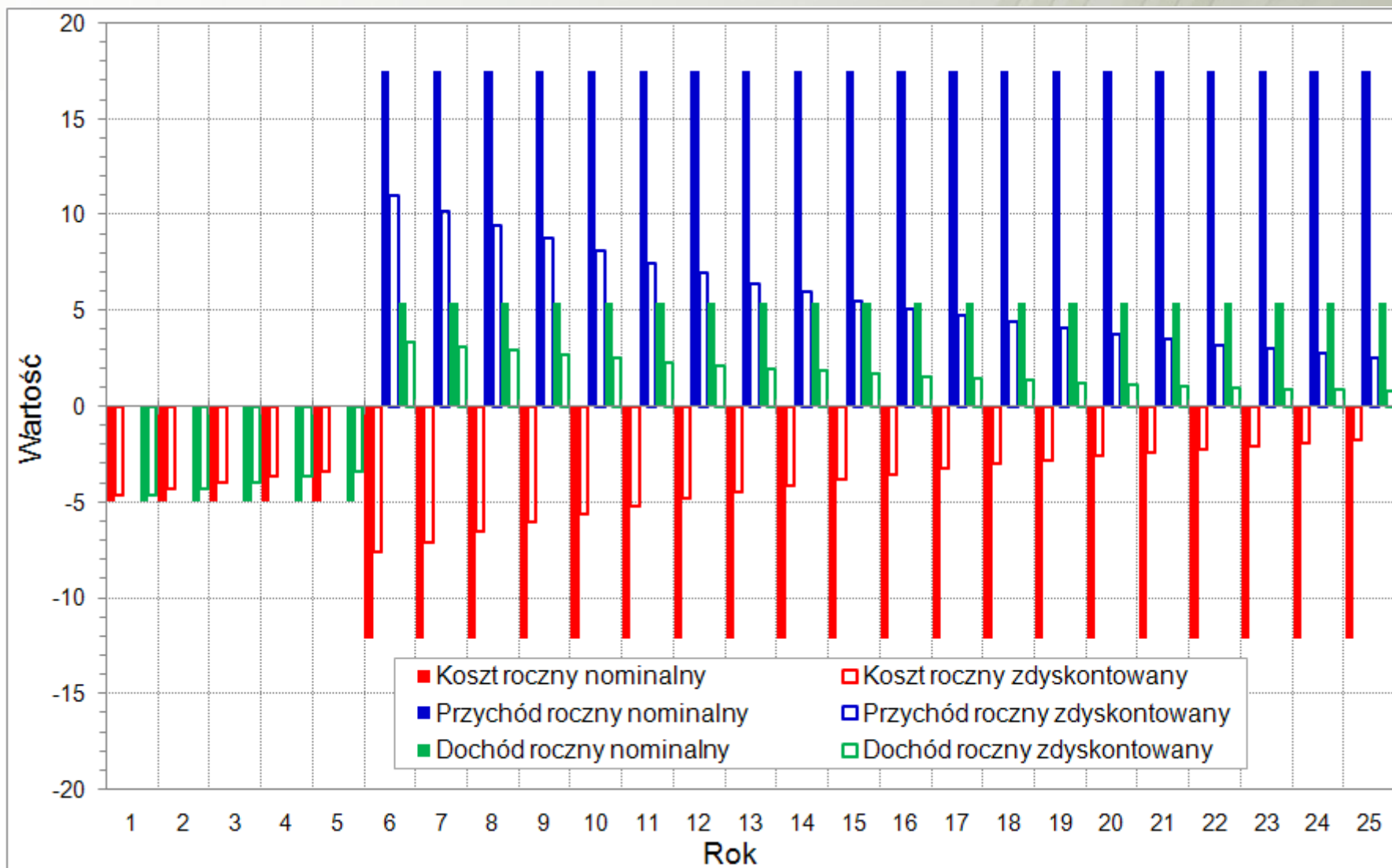
Wpływ czasu na wartość kapitału – uwzględnienie oprocentowania w rachunku kosztów

W rachunku ekonomicznym oprocentowanie kapitału może być uwzględniane na dwa sposoby:

- ↳ Roczna suma oprocentowania kapitału (tj. nakładów inwestycyjnych wraz z ich oprocentowaniem do czasu przekazania obiektu do eksploatacji) stanowi część tzw. stałych rocznych kosztów własnych produkcji (rys.2);
- ↳ Łączna suma kapitału i jego oprocentowania, aż do czasu rozpoczęcia okresu jego spłacania (a więc po okresie budowy i ewentualnym okresie karencji, w którym spłaty nie następują), jest spłacana określoną kwotą roczną obliczoną tak, aby spłata kapitału wraz z jego oprocentowaniem (również bieżącym) nastąpiła w założonym okresie dokonywania spłat.

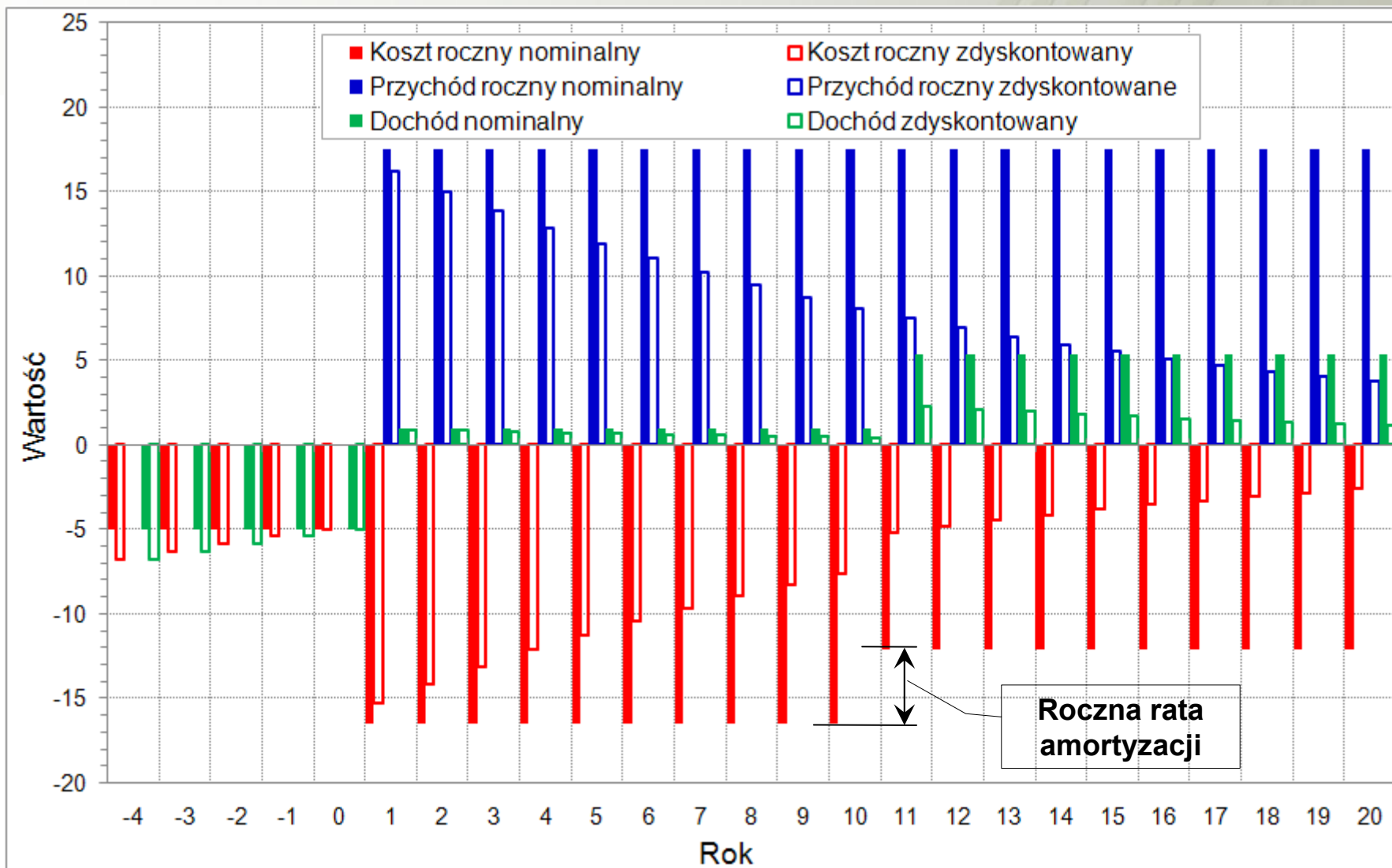
Również w tym przypadku roczna kwota spłaty obejmująca zarówno amortyzację jak i oprocentowanie kapitału stanowi część stałych kosztów wytwarzania. Jednak w tym przypadku roczne koszty produkcji w okresie karencji (odroczenia) spłaty kapitału są niższe co powoduje, że jednostkowe koszty produkcji są niższe, a więc i cena produktu może być niższa. Ułatwia to wprowadzenie produktu na rynek (rys. 3).

Wpływ czasu na wartość kapitału – rachunek dyskonta



Rys. 2. Przykładowy wykres kosztów, przychodów i dochodu za okres $t = \{1, \dots, 25\}$ lat (rok „0” – rok poprzedzający rozpoczęcie inwestycji)

Wpływ czasu na wartość kapitału – rachunek dyskonta



Rys. 3. Przykładowy wykres kosztów, przychodów i dochodu za okres $t = \{-4, \dots, 25\}$ lat (rok „0” – rok poprzedzający rozpoczęcie eksploatacji)



Rachunek kosztów – składniki kosztów

Przy ocenie ekonomicznej przedsięwzięć inwestycyjnych należy brać pod uwagę ich koszty. Koszty te mogą składać się z następujących składników:

- ✓ koszty kapitałowe - amortyzacja + akumulacja;
- ✓ koszty ogólne;
- ✓ koszty utrzymania i remontów;
- ✓ koszty osobowe;
- ✓ koszty surowców;
- ✓ koszty mocy i energii na potrzeby własne (lub na straty);
- ✓ koszty materiałów pomocniczych;
- ✓ koszty użytkowania środowiska;
- ✓ koszty zawodności.

Koszty oblicza się dla określonego okresu czasu. Najczęściej operuje się kosztami ponoszonymi w ciągu jednego roku – mówimy wtedy o kosztach rocznych.



Rachunek kosztów – podział kosztów

Składniki kosztów można podzielić na:

- ✓ niezależne od ilości produkcji - koszty stałe,
- ✓ zależne od ilości produkcji - koszty zmienne.

Do kosztów rocznych stałych zalicza się koszty:

- ✓ kapitałowe (oprocentowanie kapitału i amortyzacja),
- ✓ ogólne i administracyjne,
- ✓ utrzymania (eksploatacji) i remontów,

Do kosztów rocznych zmiennych zalicza się pozostałe składniki kosztów tj. :

- ✓ koszty surowców,
- ✓ koszty osobowe związane z produkcją,
- ✓ koszty materiałów pomocniczych,
- ✓ koszty mocy i energii na potrzeby własne,
- ✓ koszty użytkowania środowiska,
- ✓ koszty zawodności.

Koszty zawodności są często wyodrębniane jako oddzielny składnik, a przy rozwiązaniach porównywalnych pod względem niezawodności pomijane.



Rachunek kosztów – koszty roczne stałe

Koszty roczne stałe w roku t oblicza się z zależności:

$$K_{s_t} = K_{rr_t} + K_{adm_t} + K_{o_t} + K_{rem_t}$$

gdzie:

K_{rr_t} – koszty rozszerzonej reprodukcji w roku t (koszty kapitałowe) - oprocentowanie kapitału + amortyzacja,

K_{o_t} – koszty ogólne w roku t ,

K_{adm_t} – koszty administracyjne w roku t ,

K_{rem_t} – koszty eksploatacyjne stałe w roku t (koszty utrzymania i remontów).



Rachunek kosztów – koszty roczne stałe

Najczęściej przyjmuje się, że składniki kosztów rocznych stałych są proporcjonalne do nakładów inwestycyjnych I poniesionych na budowę obiektu. Koszty roczne stałe oblicza się z zależności:

$$K_{st_t} = I_t \cdot r_{st_t}$$

gdzie

r_{st_t} – współczynnik kosztów stałych:

$$r_{st_t} = \begin{cases} r_{rr_t} + r_{adm_t} + r_{ot} + r_{rem_t}, & \text{dla } t \leq N_a \\ r_{adm_t} + r_{ot} + r_{rem_t}, & \text{dla } t > N_a \end{cases}$$

przy czym:

r_{rr} – rata rozszerzonej reprodukcji (amortyzacja + akumulacja):

$$r_{rr} = \frac{i(1+i)^{N_a}}{(1+i)^{N_a} - 1}.$$

N_a – okres amortyzacji.



Rachunek kosztów – koszt roczny zmienny

Koszt roczny zmienny jest sumą kosztów zależnych od ilości produkcji, a więc od rodzaju prowadzonej działalności.

W przypadku przedsiębiorstw sieciowych są to koszty strat mocy i energii w elementach sieci. Koszty te w roku t oblicza się z zależności:

$$K_{z_t} = \left\{ \Delta P_{o_t} (k_{P_t} + \tau_t k_{A_t}) + \Delta P_{j_t} (k_{P_t} + T_{p_t} k_{A_t}) \right\},$$

gdzie:

ΔP_{o_t} – obciążeniowe straty mocy czynnej w roku t ,

ΔP_{j_t} – jałowe straty mocy czynnej w roku t ,

T_{p_t} – czas pracy transformatora w roku t ,

τ_t – czas trwania strat maksymalnych w roku t ,

k_{P_t} – jednostkowy koszt strat mocy w roku t ,

k_{A_t} – jednostkowy koszt strat mocy w roku t .



Rachunek kosztów – czas trwania strat maksymalnych

Czas trwania strat maksymalnych oblicza się na podstawie rocznego czasu użytkowania mocy szczytowej korzystając ze wzorów empirycznych. Istnieje szereg tych wzorów, przy czym większość z nich można zapisać w postaci:

$$\tau = T_p \left(c T_w + d T_w^2 \right)$$

gdzie:

c, d – stałe empiryczne,

T_w – względny roczny czas użytkowania mocy szczytowej:

$$T_w = \frac{T_s}{T_p} = \frac{A_r}{P_s T_p},$$

przy czym:

A_r – ilość energii przepływającej przez element sieci w ciągu roku,

P_s – moc szczytowa (maksymalna),

T_s – roczny czas użytkowania mocy szczytowej.



Rachunek kosztów – czas trwania strat maksymalnych – stałe we wzorach na τ

Autor wzoru	c	d
Buller i Woodrow	0.30	0.70
Horak	1/3	2/3
Jansen	0.50	0.50
Monasinghe i Scott	0.15	0.85



Rachunek kosztów – koszty zawodności ponoszone przez odbiorcę

Koszty zawodności zależą do rodzaju działalności i można je rozpatrywać z punktu widzenia odbiorcy oraz z punktu widzenia operatora sieci.

Koszty zawodności ponoszone przez odbiorcę energii oblicza się z zależności:

$$K_{a_{Odb}} = N(c_j - k_{zj}) + K_d,$$

gdzie:

N – ubytek produkcji (w jednostkach naturalnych - sztukach, tonach, MWh) w wyniku przerw w zasilaniu,

c_j – jednostkowa rynkowa cena zbytu produktu, zł/szt., zł/t, itp.,

k_{jz} – składowa zmienna jednostkowego kosztu własnego produkcji, zł/szt., zł/t, itp. (obejmująca koszty surowca, materiałów, energii elektrycznej i innej, wody, itp.),

K_d – roczne koszty dodatkowe spowodowane przerwami w dostawie energii elektrycznej (zniszczenie surowców, materiałów narzędzi, remonty poawaryjne, koszty rozruchu, koszty marketingu dla odzyskania straconej - w wyniku przerw w zasilaniu - pozycji na rynku itp.).

Uwaga! W literaturze spotyka się oznaczenie kosztów zawodności przez K_N



Rachunek kosztów – koszty zawodności ponoszone przez odbiorcę

Koszty zawodności zależą do rodzaju działalności i można je rozpatrywać z punktu widzenia odbiorcy oraz z punktu widzenia operatora sieci.

Koszty zawodności ponoszone przez odbiorcę energii oblicza się z zależności:

$$K_{a_{Odb}} = N(c_j - k_{zj}) + K_d,$$

gdzie:

N – ubytek produkcji (w jednostkach naturalnych - sztukach, tonach, MWh) w wyniku przerw w zasilaniu,

c_j – jednostkowa rynkowa cena zbytu produktu, zł/szt., zł/t, itp.,

k_{jz} – składowa zmienna jednostkowego kosztu własnego produkcji, zł/szt., zł/t, itp. (obejmująca koszty surowca, materiałów, energii elektrycznej i innej, wody, itp.),

K_d – roczne koszty dodatkowe spowodowane przerwami w dostawie energii elektrycznej (zniszczenie surowców, materiałów narzędzi, remonty poawaryjne, koszty rozruchu, koszty marketingu dla odzyskania straconej - w wyniku przerw w zasilaniu - pozycji na rynku itp.).

Uwaga! W literaturze spotyka się oznaczenie kosztów zawodności przez K_N



Rachunek kosztów – koszty zawodności ponoszone przez operatora sieci

W przypadku przedsiębiorstw świadczących usługi przesyłania i/lub dystrybucji energii elektrycznej, koszty zawodności są sumą bonifikat, udzielanych odbiorcom za , utraconych przychodów z opłat przesyłowych oraz kosztów napraw awaryjnych:

$$K_a = k_{nb} \bar{k}_A A_{nb} + S_Z A_n + K_{na} = K_{An} + K_{na}$$

gdzie:

k_{nb} – krotność ceny energii stosowana przy naliczaniu bonifikaty,

\bar{k}_A – cena przeciętna energii na rynku konkurencyjnym obowiązująca w roku zatwierdzenia taryfy,

A_{nb} – ilość niedostarczonej energii za którą przysługuje bonifikata,

A_n – całkowita ilość niedostarczonej energii,

S_Z – składnik zmienny stawki sieciowej,

K_{na} – koszty napraw awaryjnych.



Rachunek kosztów – koszty zawodności ponoszone przez operatora sieci

Ilość energii elektrycznej niedostarczonej w ciągu roku w wyniku awaryjności oblicza się z zależności:

$$A_a = P_{\acute{s}r} T_a = \frac{A_r}{T_p} T_a = A_r q_s$$

gdzie:

$P_{\acute{s}r}$ – średni pobór mocy przez odbiorcę w okresie analogicznym do okresu przerwy w zasilaniu energią elektryczną, w kW;

A_r – energia pobierana w ciągu roku, w kWh,

T_p – roczny czas pracy, $T_p \approx T_r = 8760$ h,

T_a – roczny czas przerw w zasilaniu energią elektryczną, w h/a,

q_s – współczynnik awaryjności sieci.

Obliczona w ten sposób ilość niedostarczonej energii może być wykorzystana do obliczenia wysokości bonifikat udzielanych odbiorcom za przekroczenie dopuszczalnego czasu przerw w zasilaniu.



Metody oceny efektywności inwestycji – warunki porównywalności rozwiązań

Rozwiązania techniczne konkretnych zadań mogą być wykonane na dwa sposoby (rozwiązania alternatywne) lub więcej sposobów (warianty rozwiązań).

Alternatywy lub warianty rozwiązań muszą być równoważne pod względem:

- spełnienia zadania (efektów) np. produkcji, zdolności przesyłowej, itp.,
- jakości,
- niezawodności i dyspozycyjności,
- okresu użytkowania (żywołności).



Metody oceny efektywności inwestycji – warunki porównywalności rozwiązań

Różnice pomiędzy wariantami w czasowym rozkładzie nakładów inwestycyjnych (modernizacyjnych, rewitalizacyjnych), efektów, dyspozycyjności lub żywotności są, przed porównaniem, sprowadzane do równoważności. Do tego celu wykorzystuje się rachunek dyskonta, przy czym efekty rzeczowe (produkcja) są dyskontowane z zastosowaniem tej samej stopy dyskonta co kapitał.

Rozwiązania techniczne są sprowadzane do ścisłej porównywalności pod względem:

- ✓ nakładów inwestycyjnych - całkowitych i jednostkowych,
- ✓ pełnych rocznych kosztów eksploatacyjnych (z uwzględnieniem oprocentowania kapitału) – całkowitych i jednostkowych,
- ✓ efektów produkcyjnych.

Przy porównywaniu należy uwzględnić dynamikę rozpatrywanych procesów tj. zmiany cen, zmiany ilości produkcji itp.



Metody oceny efektywności inwestycji – podział metod

Metody porównania i oceny rozwiązań technicznych można podzielić na:

➤ analityczne – wykorzystujące rachunek różniczkowy

➤ statyczne:

✓ metody okresu zwrotu nakładów inwestycyjnych,

✓ metody stopa zwrotu nakładów inwestycyjnych,

✓ metoda stopy zwrotu kapitału własnego.

➤ dynamiczne:

✓ metoda równoważnego kosztu rocznego,

✓ metoda równoważnego kosztu jednostkowego,

✓ metoda wartości zaktualizowanej netto,

✓ metoda wewnętrznej stopy zwrotu,

✓ metoda zmodyfikowanej wewnętrznej stopy zwrotu,



Metody oceny efektywności inwestycji – metody analityczne

W przypadku gdy koszty są funkcją tylko jednego zmiennego parametru, to dla znalezienia optymalnej wartości tego parametru można wykorzystać rachunek różniczkowy (zróżniczkować funkcję względem tego parametru, przyrównać wartość pierwszej pochodnej do zera, a następnie sprawdzić czy znalezione ekstremum stanowi minimum funkcji badając znak drugiej pochodnej. Jeśli tak, to oblicza się wartość funkcji dla znalezionej wartości parametru.

Gdy koszty roczne opisuje równanie:

$$K = a + b \cdot x + \frac{c}{x} \quad \text{to} \quad \frac{dK}{dx} = b - \frac{c}{x^2} = 0 \Rightarrow x = \sqrt{\frac{c}{b}}$$

Powyższe równanie jest znane jako równanie **Kelvina** i można nim opisać np. koszt roczny linii w funkcji przekroju przewodów.



Metody oceny efektywności inwestycji – metody analityczne

Gdy koszty roczne opisuje równanie:

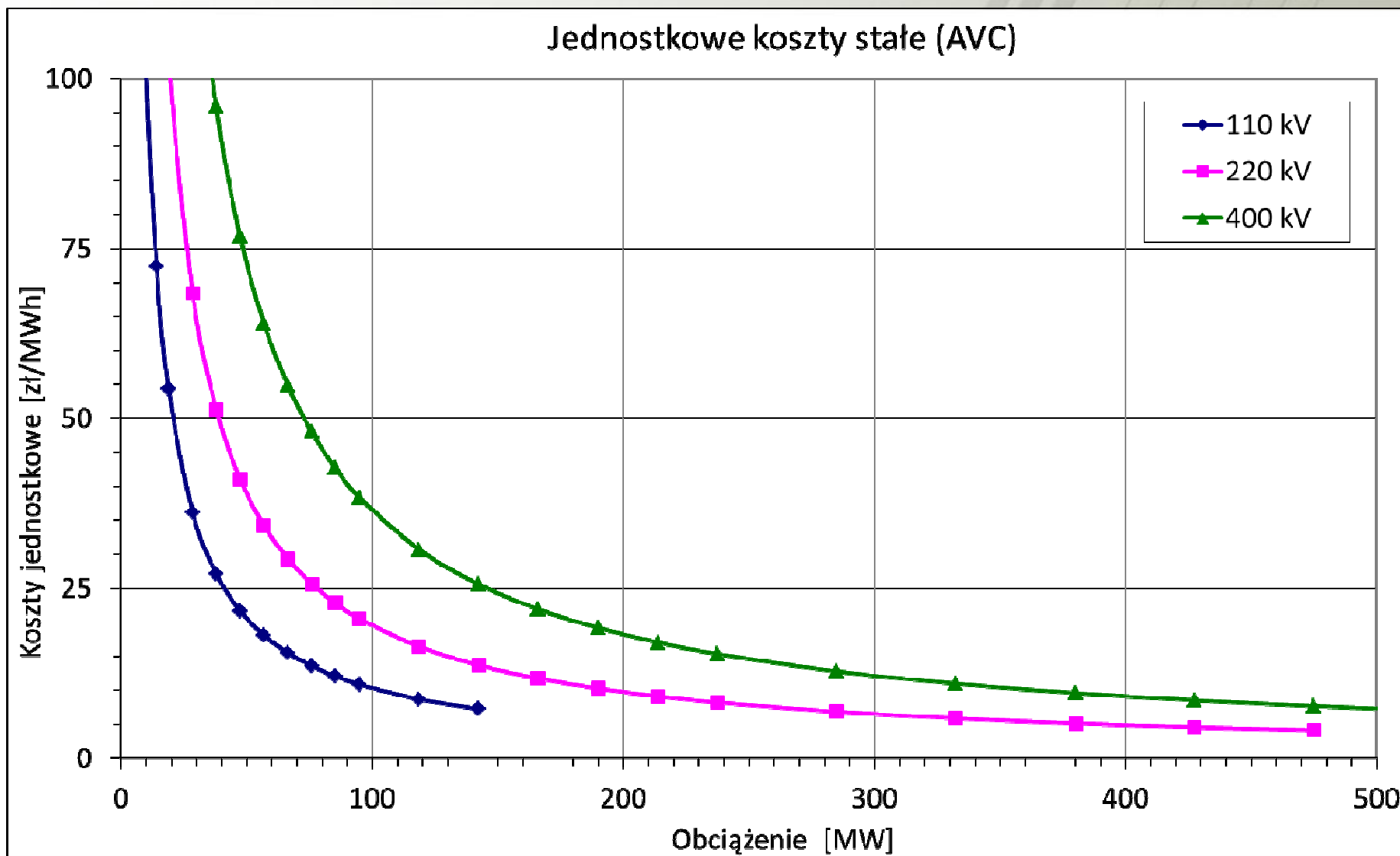
$$K = \frac{a+b}{x} + c \cdot x \quad \text{wtedy} \quad \frac{dK}{dx} = \frac{a+b}{x^2} + c \Rightarrow x = \sqrt{\frac{a+b}{c}}$$

Takim równaniem można np. opisać jednostkowy koszt przesyłania energii linią prądu przemiennego.

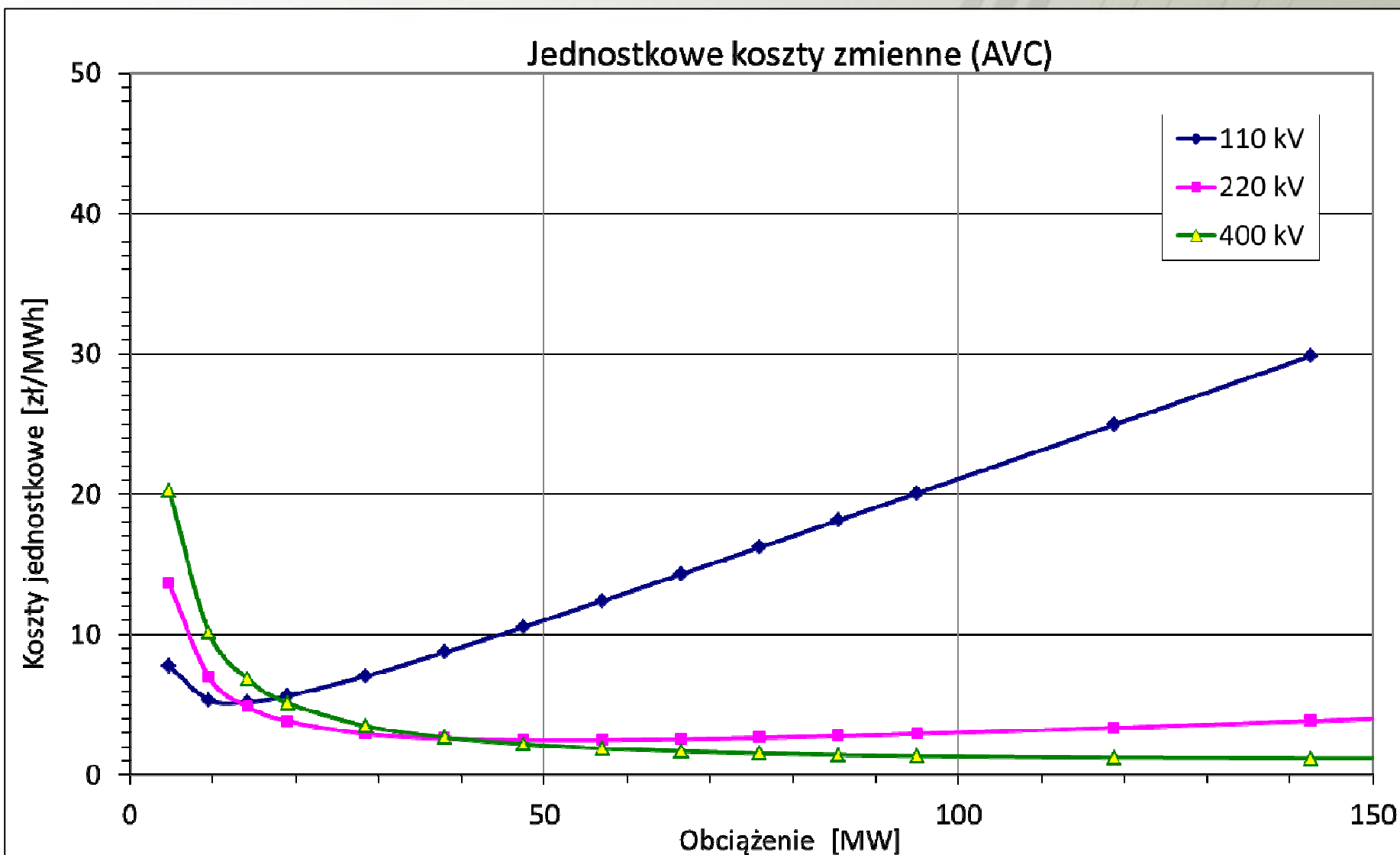
Jeśli funkcja opisująca koszt roczny zawiera człon dyskontujący wówczas nie zawsze można skorzystać z różniczkowania dla znalezienia jej ekstremum.



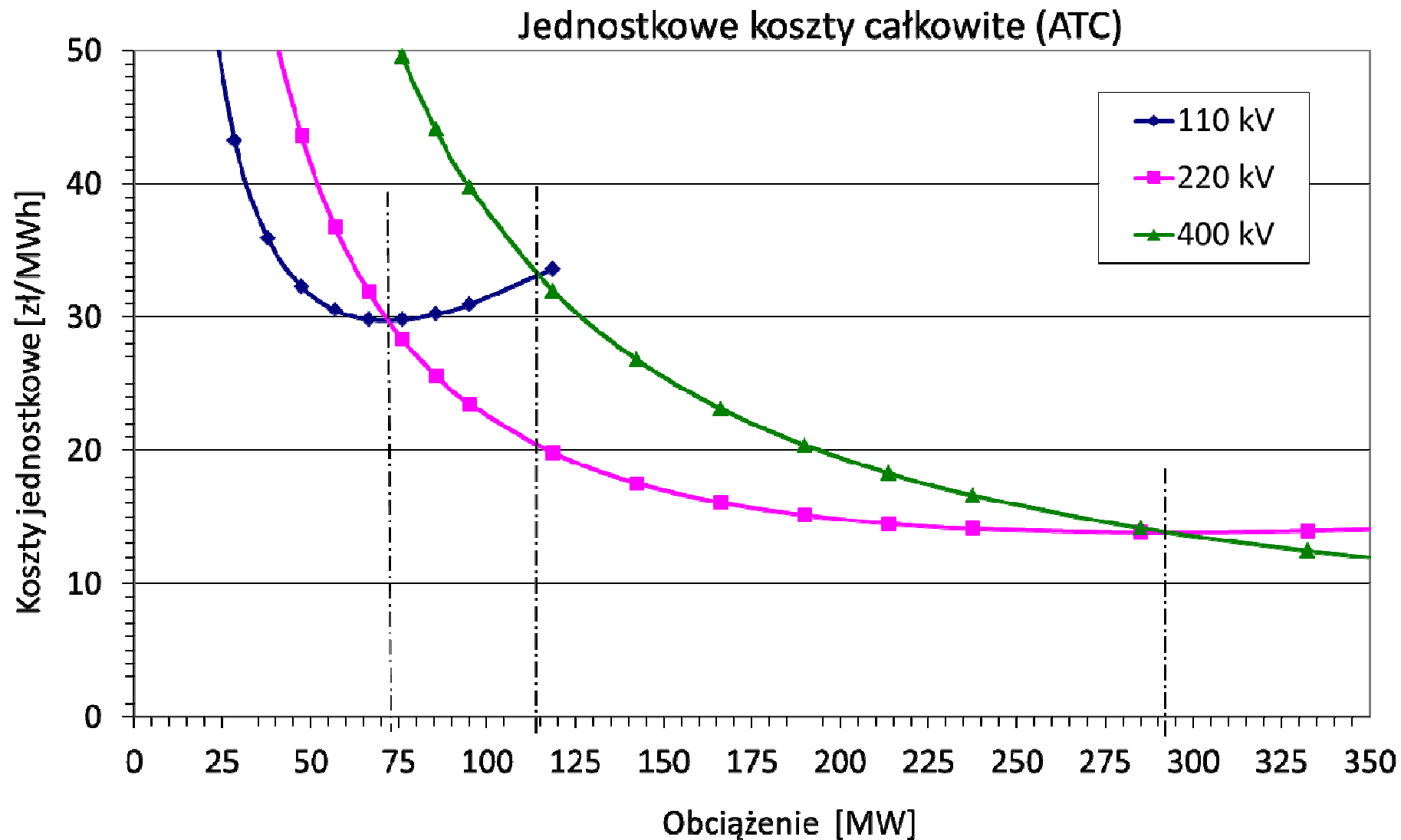
Zależność jednostkowego kosztu stałego przesyłania energii od przesyłanej mocy



Zależność jednostkowego kosztu zmiennego przesyłania energii od przesyłanej mocy



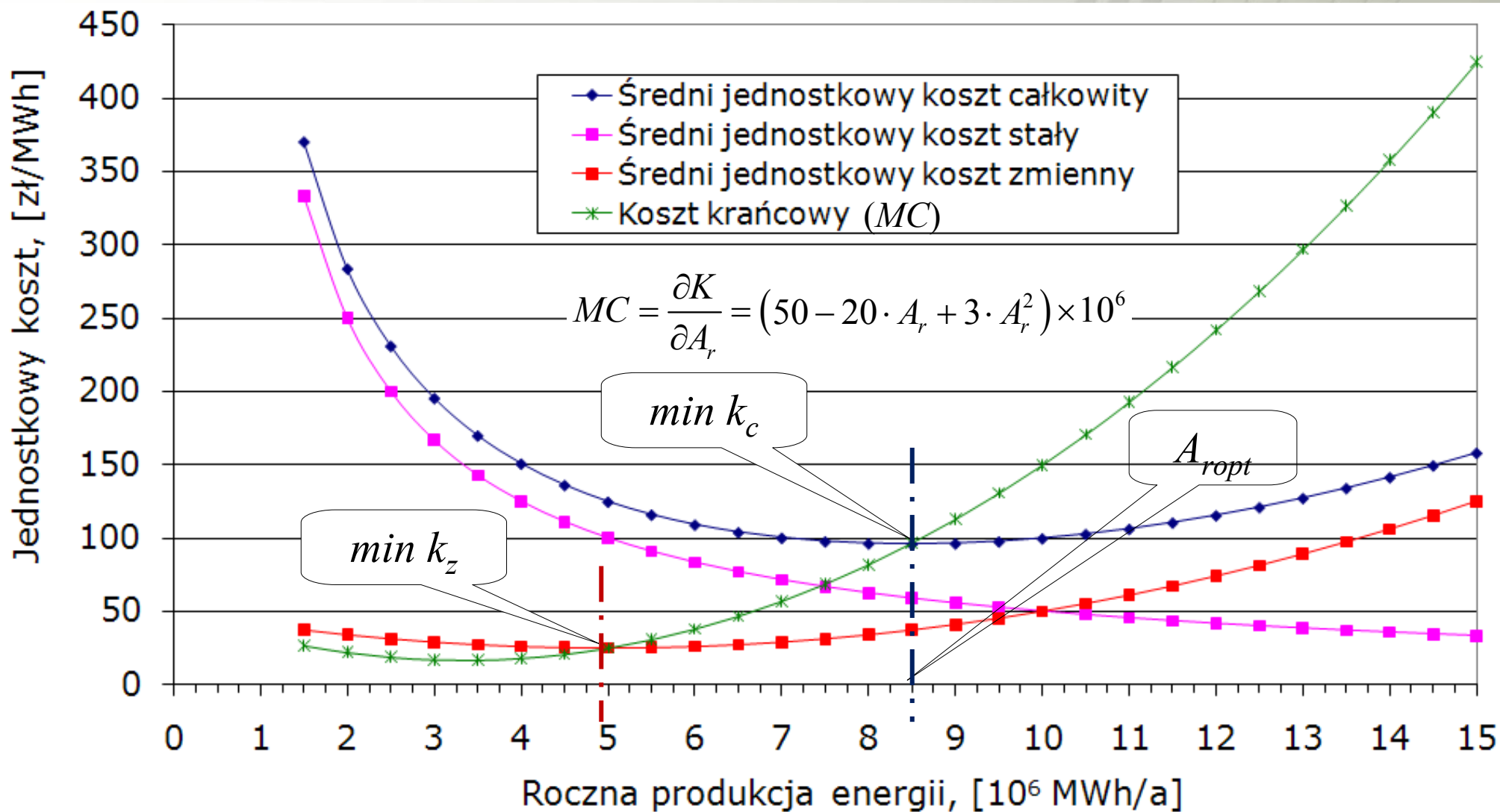
Zależność całkowitego jednostkowego kosztu przesyłania energii od przesyłanej mocy





Zależność jednostkowego kosztu produkcji od ilości wyprodukowanej energii

$$K = (500 + 50A_r - 10A_r^2 + A_r^3) \times 10^6$$





Metody oceny efektywności inwestycji – prosty okres zwrotu nakładów inwestycyjnych

Prosty okres zwrotu nakładów inwestycyjnych jest to liczba lat SPP , w ciągu których skumulowany zysk netto po opodatkowaniu plus amortyzacja pokrywają poniesione nakłady inwestycyjne:

$$I = \sum_{t=0}^{t=SPP} (F_t + D_t)$$

gdzie:

I - nakłady inwestycyjne (kapitał własny + pożyczony),

F_t - zysk netto po opodatkowaniu w roku t ,

D_t - rata amortyzacji w roku t .

Określony w ten sposób okres zwrotu nakładów inwestycyjnych jest porównywany z okresem zwrotu ustalonym arbitralnie przez inwestora. Jeśli okres zwrotu jest krótszy od ustalonego arbitralnie prowadzone są dalsze studia nad inwestycją.



Metody oceny efektywności inwestycji – prosty okres zwrotu nakładów inwestycyjnych

W przypadku różnych wariantów, do dalszych analiz wybiera się wariant, dla którego okres zwrotu nakładów jest najkrótszy.

W powyższym rachunku zarówno zyski jak i amortyzacja są sumowane arytmetycznie (z pominięciem rachunku dyskonta), pomija się również zyski osiągnięte po okresie zwrotu.

Zaletą takiego sposobu oceny rozwiązania jest prostota i dlatego jest on chętnie wykorzystywany na etapie wstępnych prac studialnych do eliminacji wariantów nieopłacalnych.

W literaturze anglosaskiej tak obliczony okres zwrotu nosi nazwę prostego okresu zwrotu *SPP* (ang. Simple Payback Period).

Arbitralny okres zwrotu nakładów inwestycyjnych przy zastosowaniu *SPP* przyjmowany jest jako 5 ÷ 6 lat dla inwestycji w przemyśle lekkim oraz 7 ÷ 9 lat w przemyśle ciężkim.



Metody oceny efektywności inwestycji – dyskontowany okres zwrotu nakładów inwestycyjnych

Okres zwrotu nakładów można obliczyć po sprowadzeniu (za pomocą rachunku dyskonta) zysków oraz amortyzacji do roku zerowego (tj. do roku zakończenia budowy i rozpoczęcia eksploatacji obiektu). Tak otrzymany okres zwrotu jest nazywany dyskontowanym okresem zwrotu *DPP* (ang. Discounted Payback Period).

$$I = \sum_{t=0}^{t=DPP} (F_t + D_t)(1 + p)^{-t}$$



Metody oceny efektywności inwestycji – stopa zwrotu nakładów inwestycyjnych i stopa zwrotu kapitału własnego

Stopa zwrotu nakładów inwestycyjnych ROI (ang. Return On Interest) – jest to stosunek zysku netto po opodatkowaniu powiększonego o odsetki od wypożyczonego kapitału do nakładów inwestycyjnych (kapitał własny i pożyczony) :

$$ROI = \frac{F_t + Y_t}{I} \cdot 100, \%,$$

gdzie: Y_t – odsetki od wypożyczonego kapitału w roku t ,

W niektórych przypadkach oblicza się stopę zwrotu kapitału własnego jako stosunek zysku netto po opodatkowaniu do kapitału własnego

ROE (ang. – Return On Equity):

$$ROE = \frac{F_t}{I_{wł}} \cdot 100, \%,$$

gdzie: $I_{wł}$ – kapitał własny (część nakładów inwestycyjnych sfinansowana z własnych środków).

Inwestycja jest opłacalna gdy: $ROI > i$ oraz $ROE > i$



Metody oceny efektywności inwestycji – metoda równoważnego kosztu rocznego

Jeśli ponoszone w kolejnych latach koszty roczne są różne, konieczne jest sprowadzenie tych kosztów do równoważnych (ekwiwalentnych) kosztów rocznych korzystając z rachunku dyskonta.

W celu obliczenia równoważnego kosztu rocznego dla danego wariantu należy obliczyć sprowadzone na rok zerowy (za pomocą rachunku dyskonta) wartości kosztów rocznych ponoszonych w poszczególnych latach, a następnie je zsumować i podzielić przez sumę czynników dyskontujących:

$$K_{r_{ekw}} = \frac{\sum_{t=1}^{t=N} K_{r_t} \cdot (1+p)^{-t}}{\sum_{t=1}^{t=N} (1+p)^{-t}}$$

gdzie N – okres analizy w latach.

Wariantem optymalnym jest wariant, którego równoważne koszty roczne są najniższe



Metody oceny efektywności inwestycji – metoda równoważnego kosztu jednostkowego

W celu obliczenia równoważnego kosztu jednostkowego należy podzielić równoważny koszt roczny przez równoważne roczne efekty (np. ilość wyprodukowanej lub przesłanej energii).

Równoważne (ekwiwalentne) efekty roczne oblicza się identycznie jak równoważne koszty roczne przy zastosowaniu takiej samej stopy dyskonta p :

$$E_{r_{ekw}} = \frac{\sum_{t=1}^{t=N} E_{r_t} \cdot (1+p)^{-t}}{\sum_{t=1}^{t=N} (1+p)^{-t}}$$

Równoważne koszty jednostkowe (jednakowe w całym rozważanym okresie eksploatacji) oblicza się z zależności:

$$k_{r_{ekw}} = \frac{K_{r_{ekw}}}{E_{r_{ekw}}} = \frac{\sum_{t=1}^{t=N} K_{r_t} \cdot (1+p)^{-t}}{\sum_{t=1}^{t=N} E_{r_t} \cdot (1+p)^{-t}}$$



Metody oceny efektywności inwestycji – metoda wartości zaktualizowanej netto *NPV*

Wartość zaktualizowana netto *NPV* (ang. Net Present Value) stanowi zdyskontowaną na rok rozpoczęcia realizacji inwestycji wartość wszystkich ponoszonych wydatków i uzyskiwanych wpływów pieniężnych związanych z daną inwestycją w całym okresie jej realizacji i eksploatacji:

$$NPV = \sum_{t=0}^{t=N} \frac{(CI_t - CO_t)}{(1+p)^t} = \sum_{t=0}^{t=N} \frac{NCF_t}{(1+p)^t}$$

gdzie:

CI_t - wpływy pieniężne uzyskane w roku t (ang. Cash Inflow),

CO_t - wydatki pieniężne poniesione w roku t (ang. Cash Outflow),

NCF_t - przepływy pieniężne netto w roku t (ang. Net Cash Flow).

Najlepszy jest wariant, dla którego wartość zaktualizowana netto jest największa, przy czym porównywane warianty muszą mieć jednakowe efekty (produkcję) w czasie. W obliczeniach należy uwzględnić zmienność w czasie uzyskiwanych wpływów i ponoszonych wydatków (wynikającą ze zmian stopy oprocentowani, cen surowców, płac, itp.).



Metody oceny efektywności inwestycji – Wskaźnik wartości zaktualizowanej netto *NPVR*

Wskaźnik wartości zaktualizowanej netto *NPVR* jest definiowany jako stosunek wartości zaktualizowanej netto do sumy zdyskontowanych na rok zerowy nakładów inwestycyjnych:

$$NPVR = \frac{NPV}{I}$$

gdzie:

NPVR - wskaźnik wartości zaktualizowanej netto (ang. Net Present Value Ratio),

I - nakłady inwestycyjne (jeśli realizacja inwestycji trwała dłużej niż jeden rok to nakłady inwestycyjne należy zdyskontować na rok zerowy.



Metody oceny efektywności inwestycji – metoda wewnętrznej stopy zwrotu *IRR*

Wewnętrzna stopa zwrotu *IRR* (ang. Internal Rate of Return) – jest to taka stopa dyskontowa, przy której zaktualizowana na rok rozpoczęcia realizacji inwestycji wartość wydatków pieniężnych jest równa zaktualizowanej na ten rok wartości wpływów pieniężnych (tj. taka, przy której zaktualizowana wartość netto jest równa zero). Poszukuje się takiej wartości stopy dyskontowej $p = IRR$, przy której spełniony jest warunek:

$$NPV = \sum_{t=0}^{t=N} \frac{(CI_t - CO_t)}{(1 + p)^t} = 0$$

Dla znalezienia wartości *IRR* najlepiej jest skorzystać z funkcji „szukaj wyniku” dostępnej w arkuszu kalkulacyjnym

Inwestycja jest opłacalna gdy wewnętrzna stopa zwrotu jest wyższa niż stopa graniczna tj. powiększona o margines ryzyka stopa oprocentowania kapitału.



Metody oceny efektywności inwestycji – metoda zmodyfikowanej wewnętrznej stopy zwrotu *MIRR*

Zmodyfikowana wewnętrzna stopa zwrotu *MIRR* (ang. Modified Internal Rate of Return) jest to stopa procentowa określająca rentowność osiąganą z bieżącego inwestowania zysków osiągniętych z prowadzonej działalności gospodarczej:

$$MIRR = \sqrt[N]{\frac{\sum_{t=0}^N CF_t^{(+)} \cdot (1 + p_r)^{N-t}}{\sum_{t=0}^N CF_t^{(-)} \cdot (1 + p)^{N-t}}} - 1$$

gdzie:

$CF_t^{(+)}$ – dodatni przepływ pieniężny (wpływy są większe od wydatków) z pominięciem nakładów inwestycyjnych,

$CF_t^{(-)}$ – ujemny przepływ pieniężny,

p_r – przewidywana stopa oprocentowania uzyskiwana z reinwestycji zysków.



Straty energii

W każdym elemencie sieci elektroenergetycznej energia odbierana jest mniejsza od energii wprowadzonej.

Straty sieciowe energii są różnicą między energią wprowadzoną do sieci, a energią odebraną z sieci. Straty sieciowe najczęściej klasyfikuje się według miejsc ich powstawania.

Wyróżniane są straty techniczne i straty handlowe.



Podział strat

*Straty bilansowe
(różnica bilansowa)*

straty techniczne

straty handlowe

*prądowe
(podłużne,
obciążeniowe)*

*napięciowe
(poprzeczne,
jałowe)*

*błędy
układów
pomiarowych*

*systemy
ewidencji
sprzedaży*

*nielegalny
pobór
energii*



Straty techniczne

Straty techniczne – są skutkiem zjawisk fizycznych, które towarzyszą przepływowi energii przez sieć lub napięciu w sieci. Ze względu na te zjawiska straty dzieli się następująco:

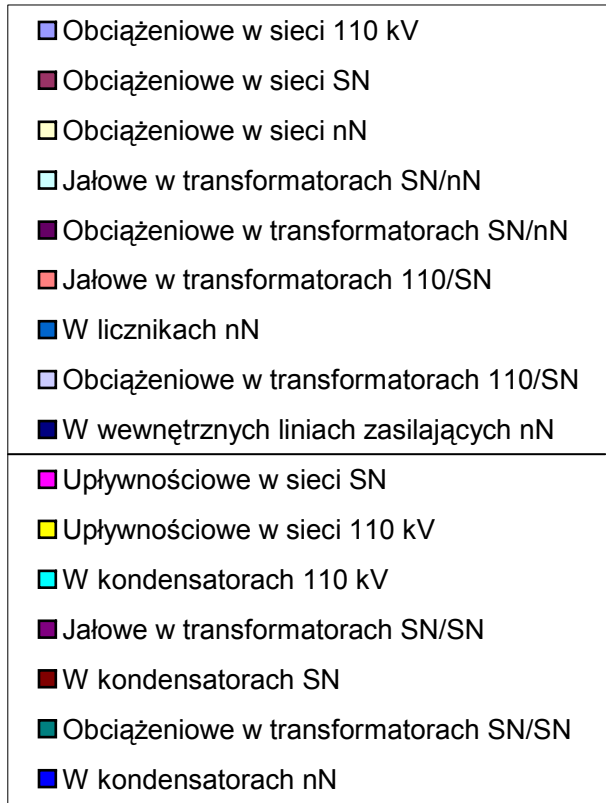
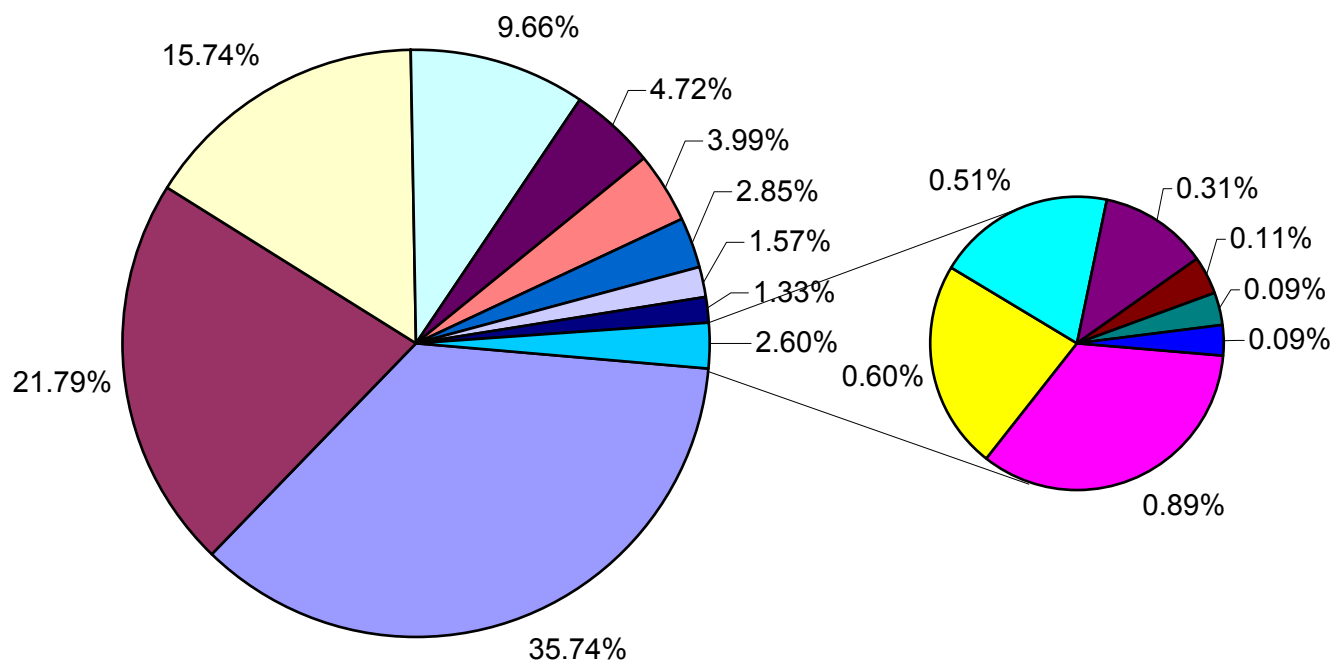
- **straty prądowe** – ciepło Joule’a – zależą od obciążenia (obciążeniowe, podłużne);
- **straty napięciowe** – zależą od wartości napięcia – straty w dielektrykach, straty ulotu, straty w rdzeniach transformatorów (jałowe, poprzeczne).

W sieci złożonej z elementów, w których te zjawiska występują, techniczne straty energii są nieuniknione.

Straty na rezystancji i w izolacji prawidłowo dobranego i eksploatowanego elementu sieci wynikają z „fizyki zjawisk” zachodzących przy przesyłaniu energii, nie są więc wynikiem niegospodarności.



Straty techniczne w sieci spółki dystrybucyjnej





Straty handlowe

Straty handlowe są efektem zjawisk występujących przy handlu energią. Straty te dzieli się następująco:

- **straty wynikające z błędów układów pomiarowych** – głównie są spowodowane wysokim progiem rozruchu liczników – zdarza się że straty te są ujemne;
- **straty systemu ewidencji sprzedanej energii** – są skutkiem: opóźnień w odczytach liczników, zróżnicowanej częstości odczytów poszczególnych grup liczników lub przyjęcie błędnych wskaźników sezonowości w systemach rozliczeń opartych o prognozę. Straty ewidencyjne przyjmują wartości dodatnie i ujemne, a w dłuższych okresach czasu ich wartość jest bliska zeru;
- **nielegalny pobór energii** – niezmiierzona energia pobrana z sieci.



Sposoby zmniejszania strat

O inwestycji mówimy wtedy, gdy w wyniku podjętych działań zostaje wytworzony nowy środek trwały, bądź istniejący zostanie tak zmodernizowany, że zmianie ulegną jego istotne parametry użytkowe, np. wzrośnie zdolność wytwórcza, obciążalność, itp.

W zależności od tego, czy w wyniku działań podejmowanych dla zmniejszania strat następuje czy nie następuje powiększenie bądź wytworzenie majątku trwałego, sposoby zmniejszania strat można podzielić na **inwestycyjne** i **bezinwestycyjne**.

Obie grupy działań wymagają jednak poniesienia mniejszych lub większych kosztów dla ich realizacji.

Sposoby zmniejszania strat

Inwestycyjne

Wymiana istniejących elementów sieci

Budowa nowych obiektów

Bezinwestycyjne

Zmniejszenie obciążenia całej sieci

Zmiana obciążenia niektórych elementów sieci

Wyrównywanie przebiegów obciążenia



Sposoby zmniejszania strat – Metody inwestycyjne

- wymiana istniejących elementów sieci - o gorszych pod względem strat parametrach na nowe o mniejszych stratach:
 - wymiana starych transformatorów na nowe o mniejszych stratach,
 - wymiana przewodów linii (kable) o małym przekroju na przewody (kable) o większym przekroju lub mniejszej rezystywności;

- dobudowanie nowych obiektów:
 - linii elektroenergetycznych – dla zmniejszenia obciążenia istniejących linii,
 - dodatkowych stacji transformatorowych – dla skrócenia dróg przesyłania sieciami o niższym poziomie napięcia znamionowego,
 - instalacji baterii kondensatorów – dla zmniejszenia obciążenia sieci mocą bierną,
 - filtrów wyższych harmonicznnych lub symetryzatorów – dla zmniejszenia dodatkowych strat w sieci wynikających z odkształcenia lub asymetrii napięć i prądów.



Sposoby zmniejszania strat – Metody bezinwestycyjne

Polegają na odejmowaniu działań, których celem jest:

- **zmniejszenie obciążenia całej sieci** – wdrażanie programów sterowania zapotrzebowaniem na energię (DSM – ang. Demand Side Management);
- **zmiana obciążenia niektórych elementów sieci:**
 - przez zmianę punktów stałego podziału sieci (rozcięcia),
 - wyłączanie jednego z pracujących równolegle transformatorów,
 - zamiana transformatorów miejscami;
- **regulacja napięcia w sieciach zamkniętych** – dla zmniejszenia wartości prądów wyrównawczych;
- **przełączenia odbiorników jednofazowych na inne fazy** - dla zmniejszenia asymetrii;
- **wyrównanie przebiegu obciążenia** - dla zmniejszenia obciążenia w strefach szczytowych i zwiększenia obciążenia w dolinie nocnej;
- **regulacja napięcia w sieciach otwartych** – może w niektórych sytuacjach prowadzić również do zmniejszenia strat energii.

Zamiana transformatorów

Rozważa się dwa transformatory: transformator Tr_1 pracujący w stacji A przy obciążeniu szczytowym S_{sA} oraz transformator Tr_2 pracujący w stacji B przy obciążeniu szczytowym S_{sB} . Przez oszczędności (zysk) z zamiany transformatorów rozumie się tu różnicę pomiędzy równoważnymi rocznymi kosztami zmiennymi pracy transformatorów przed zamianą i po zamianie. Oznaczając indeksami:

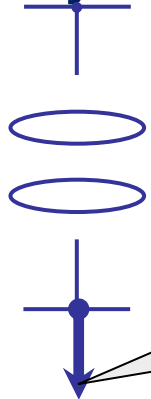
- 1A – wielkości odnoszące się do pracy transformatora nr 1 w stacji A (przed zamianą),
- 2B – wielkości odnoszące się do pracy transformatora nr 2 w stacji B (przed zamianą),
- 1B – wielkości odnoszące się do pracy transformatora nr 1 w stacji B (po zamianie),
- 2A – wielkości odnoszące się do pracy transformatora nr 2 w stacji A (po zamianie),



AGH

Zamiana transformatorów - stan przed zamianą

Stacja A



Transformator T_{r1}

$$S_{n1} = 160 \text{ kVA}$$

$$\Delta P_{Cu1} = 2.55 \text{ kW}$$

$$\Delta P_{Fe1} = 0.40 \text{ kW}$$

$$S_{maxA} = 120 \text{ kVA}$$

$$E_{rA} = 800 \text{ MWh/a}$$

$$\tau_{sA} = 6645 \text{ h/a}$$

Transformator T_{r2}

$$S_{n2} = 250 \text{ kVA}$$

$$\Delta P_{Cu2} = 3.00 \text{ kW}$$

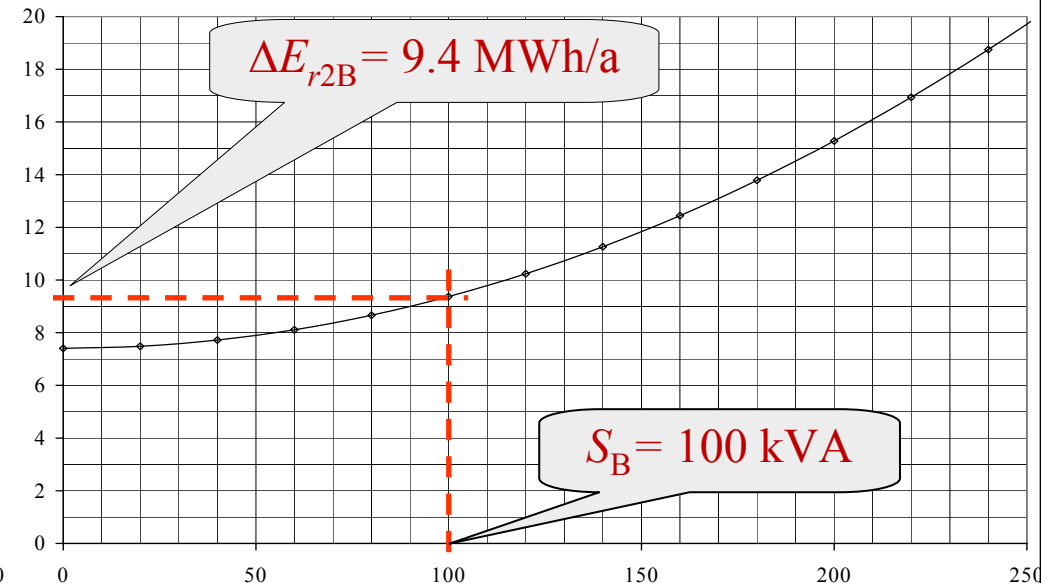
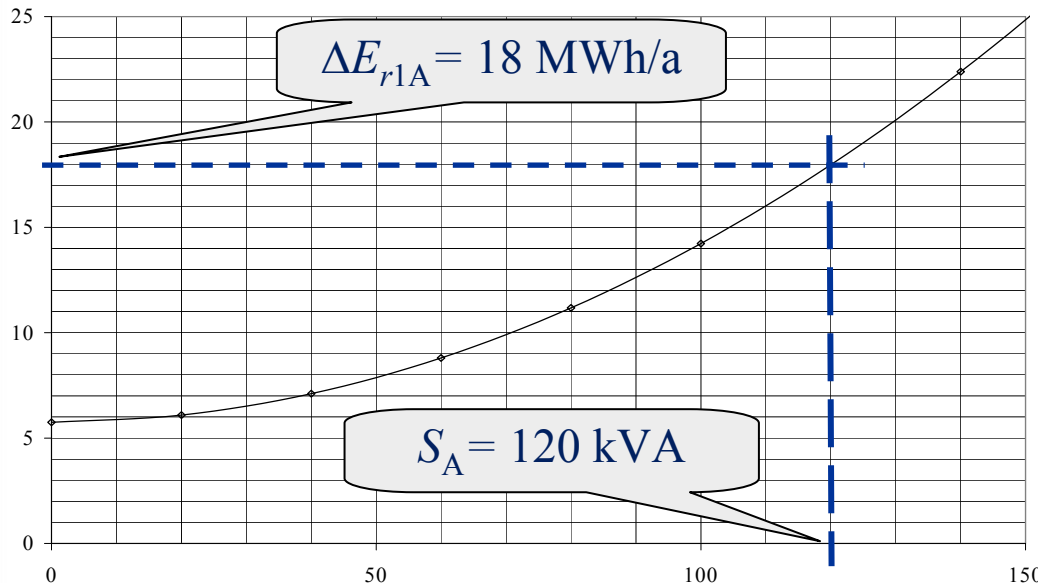
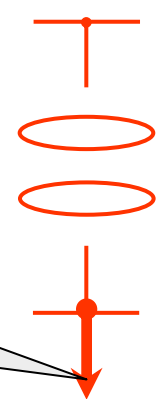
$$\Delta P_{Fe2} = 0.52 \text{ kW}$$

$$S_{maxB} = 100 \text{ kVA}$$

$$E_{rB} = 400 \text{ MWh/a}$$

$$\tau_{sB} = 2985 \text{ h/a}$$

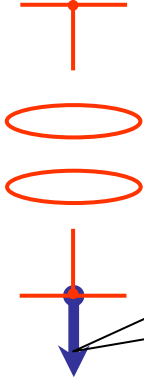
Stacja B



Straty energii przed zamianą: $\Delta E_{rI} = \Delta E_{r1A} + \Delta E_{r2B} = 18 + 9.4 = 27.4 \text{ MWh/a}$



AGH
Stacja A



Transformator Tr_2

$$S_{n2} = 250 \text{ kVA}$$

$$\Delta P_{Cu2} = 3.00 \text{ kW}$$

$$\Delta P_{Fe2} = 0.52 \text{ kW}$$

$$S_{sA} = 120 \text{ kVA}$$

$$E_{rA} = 800 \text{ MW}\cdot\text{h/a}$$

$$\tau_{sA} = 6645 \text{ h/a}$$

Transformator Tr_1

$$S_{n1} = 160 \text{ kVA}$$

$$\Delta P_{Cu1} = 2.55 \text{ kW}$$

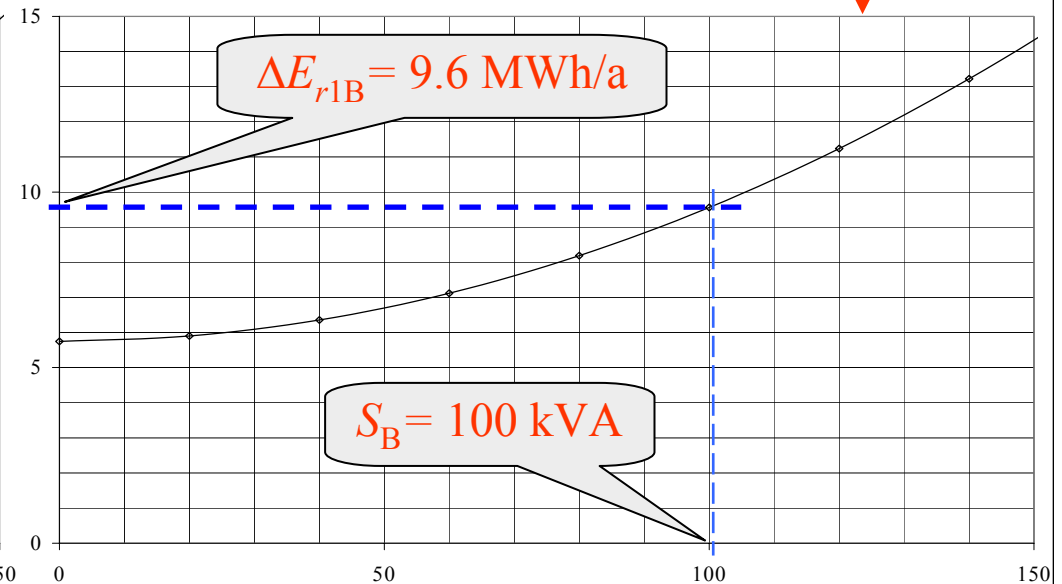
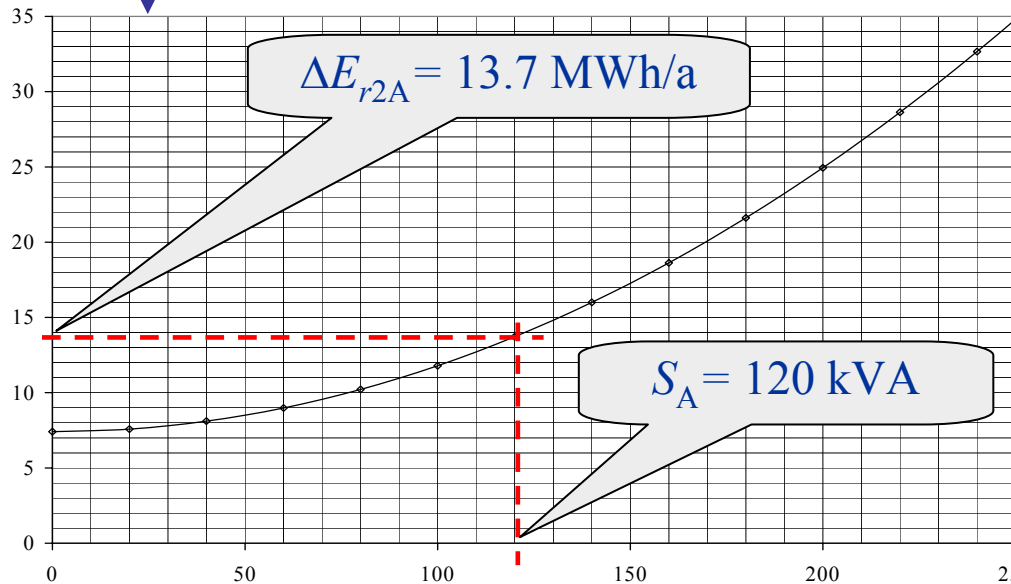
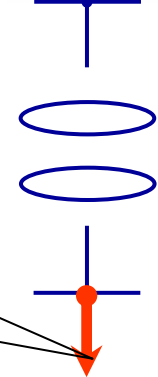
$$\Delta P_{Fe1} = 0.40 \text{ kW}$$

$$S_{sB} = 100 \text{ kVA}$$

$$E_{rB} = 400 \text{ MW}\cdot\text{h/a}$$

$$\tau_{sB} = 2985 \text{ h/a}$$

Stacja B

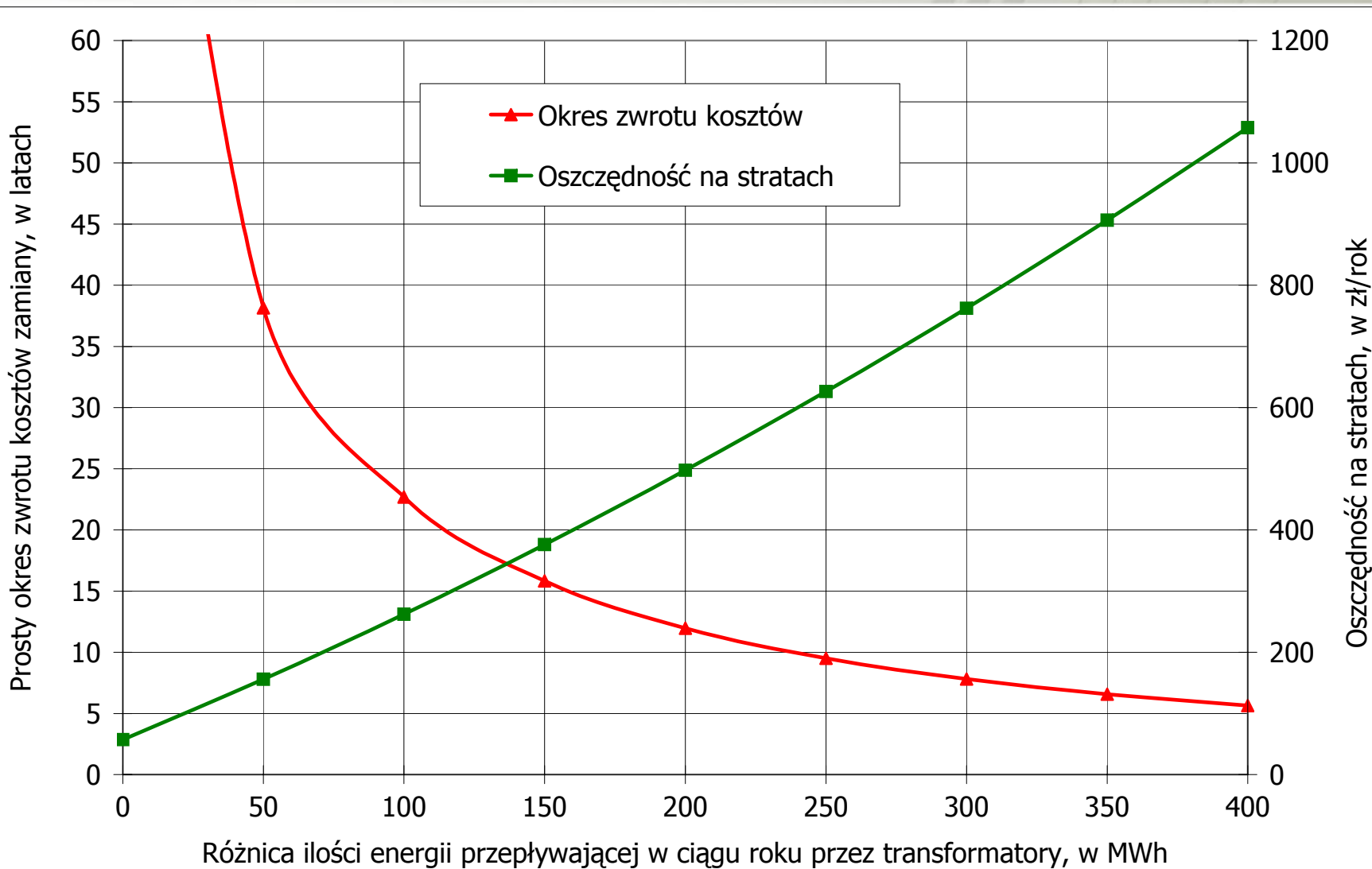


$$\Delta E_{rII} = \Delta E_{r2A} + \Delta E_{r1B} = 13.7 + 9.6 = 23.3 \text{ MWh/a, zmniejszenie strat } \Delta \Delta E_r = \Delta E_{rI} - \Delta E_{rII} = 27.4 - 23.3 = 4.1 \text{ MWh/a}$$

$$\text{Zysk na stratach energii: } Z_{\Delta E} = 4.1 \text{ MWh/a} \times 250 \text{ zł/MWh} = 1024 \text{ zł/a}$$



Opłacalność zamiany transformatorów





Zamiana transformatorów – ujęcie dynamiczne

Założenia:

- Względny, roczny przyrost obciążenia transformatora α_p jest znany i stały w kolejnych latach eksploatacji;
- Względny, roczny przyrost ilości energii odbieranej z transformatora α_E jest znany i stały w kolejnych latach eksploatacji;

Dodatkowo zakłada się, że w kolejnych latach ($t = 1, 2, \dots, N$) rozważanego okresu N lat eksploatacji transformatorów po dokonaniu zamiany stałe są:

- współczynnik mocy obciążenia transformatora $\cos \varphi_t = \cos \varphi_0 = \text{const}$
- roczny czas pracy transformatora jest stały w kolejnych latach $T_p = \text{const}$, najczęściej przyjmuje się $T_p = T_{ri}$;
- łączna roczna stopa inflacji i eskalacji cen: $i_{ie} = \text{const}$;
- pomija się wpływ odchylenia napięcia zasilającego od wartości znamionowej na jałowe straty mocy.



Zamiana transformatorów – ujęcie dynamiczne

Roczny zysk ze zmniejszenia strat mocy i energii wyznacza się z zależności:

$$Z_{zam_{ekw}} = \left(K_{ez_{ekw}}^{1A} + K_{ez_{ekw}}^{2B} \right) - \left(K_{ez_{ekw}}^{1B} + K_{ez_{ekw}}^{2A} \right) \quad (5.15)$$

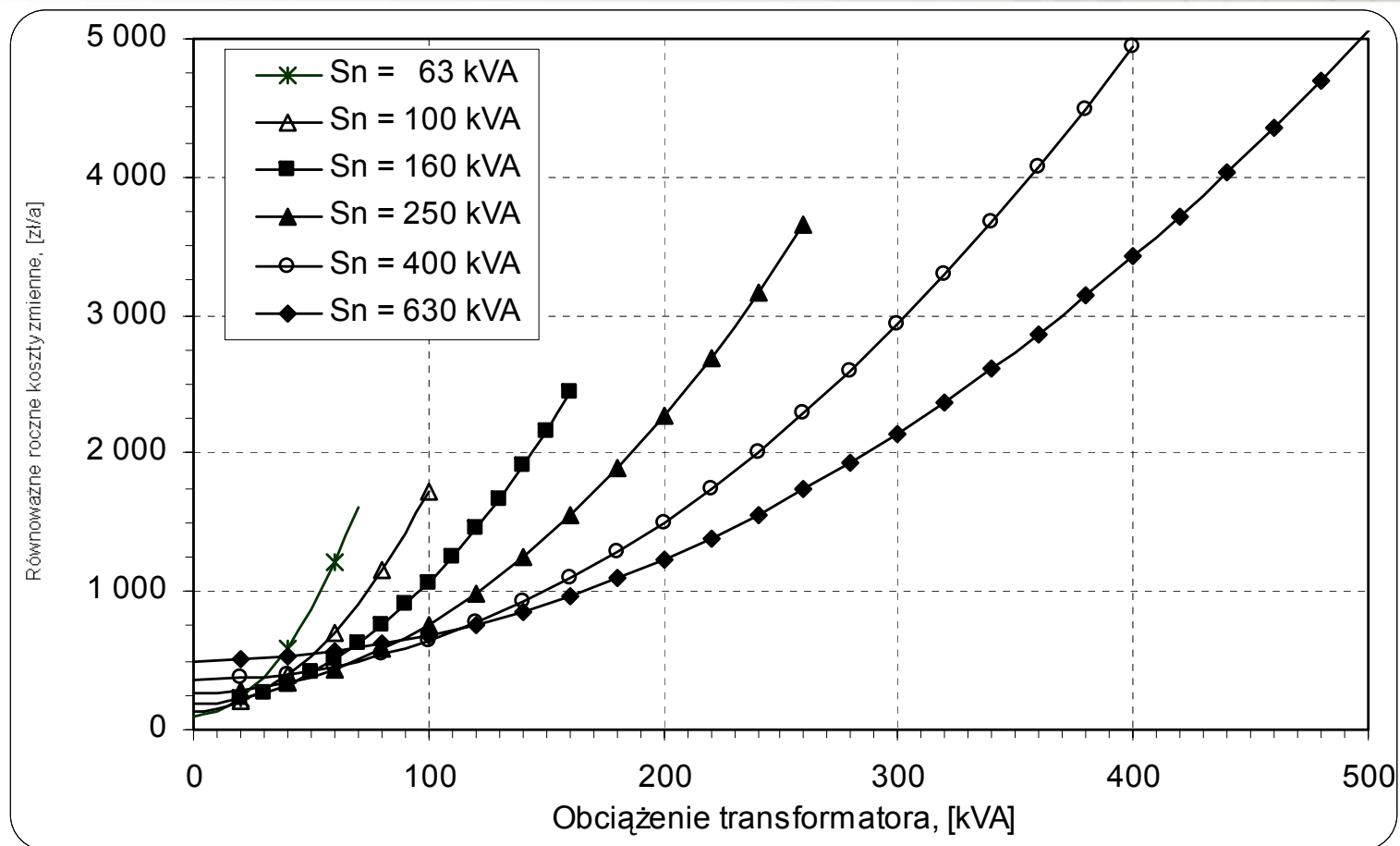
Równoważne koszty zmienne transformatora oblicza się ze wzoru:

$$K_{ez_{ekw}} = \left(P_k + k_e \frac{u_x S_n}{100} \right) \left(\frac{S_{s0}}{S_n} \right)^2 \frac{\sum_{t=1}^N \left[k_{\Delta P} \alpha_P^{2t} + k_{\Delta E} T_p \left(c_1 T_{w0} \alpha_P^t \alpha_E^t + c_2 T_{w0}^2 \alpha_E^{2t} \right) \right] (1 + i_{ie})^{t-1} (1 + p)^{-t}}{\sum_{t=1}^N (1 + p)^{-t}} + \quad (5.8)$$

$$+ \left(P_0 + k_e \frac{i_0 S_n}{100} \right) \frac{\sum_{t=1}^N (1 + i_{ie})^{t-1} (1 + p)^{-t}}{\sum_{t=1}^N (1 + p)^{-t}},$$

Szczegóły na str. 275-276 w podręczniku „Straty energii elektrycznej w sieciach dystrybucyjnych” pod red. Jerzego Kulczyckiego, wyd. PTPIREE, Poznań 2009. Numeracja wzorów jak ww. książce.

Zamiana transformatorów – ujęcie dynamiczne



Rys. 5.1. Zależność równoważnych rocznych kosztów zmiennych transformatorów od obciążenia: $T_s = 4\,000\text{ h/a}$ ($\tau_0 = 2480\text{ h/a}$), $\alpha_p = 1,01$; $\alpha_E = 1,015$, $k_{\Delta P} = 80\text{ zł/kW}\cdot\text{a}$; $k_{\Delta E} = 0,20\text{ zł/kWh}$



Koszty zamiany transformatorów

Dla określenia opłacalności zamiany transformatorów, konieczna jest również znajomość kosztów operacji zamiany. Na koszty te składają się koszty montażu i demontażu transformatorów, koszty transportu oraz koszty wynikające z przerwy w zasilaniu:

$$K_{zam} = K_D + K_M + k_T d_T + K_n \quad (5.16)$$

gdzie: K_D – koszt demontażu, K_M – koszt montażu, k_T – jednostkowy koszt transportu, d_T – odległość na jaką trzeba przewieźć transformator, K_n – przychody z opłat przesyłowych utracone w wyniku przerwy w zasilaniu:

Koszty zamiany transformatorów

Przychody z opłat przesyłowych utracone w wyniku przerwy w zasilaniu oblicza się z zależności:

$$K_n = S_z E_n = S_z T_z \frac{E_0}{T_p} \quad (5.17)$$

gdzie: S_z – składnik zmienny stawki sieciowej w sieci niskiego napięcia, E_n – energia niedostarczona odbiorcom zasilanym z obu transformatorów z powodu przerwy w zasilaniu, T_z – czas potrzebny na dokonanie zamiany, E_0 – energia pobierana z obu transformatorów w ciągu roku poprzedzającego zamianę.



Wybór transformatorów do zamiany

1° Korzystając z zależności (5.16), oblicza się koszty zamiany transformatorów i dzieli przez zakładany okres zwrotu tych kosztów zamiany $OZKZ$. Określa się w ten sposób minimalny równoważny roczny zysk na kosztach strat mocy i energii, przy którym zamiana będzie opłacalna. W obliczeniach kosztu zamiany można pominąć straty wynikające z przerwy w zasilaniu, a koszty transportu określić na podstawie przeciętnej odległości pomiędzy stacjami:

$$Z_{min} = \frac{K_{zam}}{OZKZ} \quad (5.18)$$

2° Na wykresie odpowiadającym przeciętnemu czasowi trwania obciążenia maksymalnego kreśli się półprostą styczną do obwiedni rocznych kosztów zmiennych (półprosta Z na rysunku 5.2) oraz półprostą Z_{min} równoległą do półprostej Z przesuniętą w górę, wzdłuż osi kosztów, o odcinek odpowiadający minimalnemu wymaganemu rocznemu zyskowi z zamiany Z_{min} .



Wybór transformatorów do zamiany

- 3° Kreśli się półproste pionowe S_{Sn} przechodzące przez punkty przecięcia półprostej Z_{min} z wykresami rocznych kosztów zmiennych odpowiadającymi poszczególnym mocom znamionowym transformatorów .
- 4° Znając maksymalne obciążenie transformatorów wybiera się pary transformatorów, których obciążenie maksymalne spełnia następujące warunki:
- obciążenie transformatora o mniejszej mocy znamionowej jest większe lub równe od obciążenia odpowiadającego punktowi przecięcia półprostej Z_{min} z wykresem kosztów zmiennych transformatora o większej mocy znamionowej, tj.: leży po prawej stronie półprostej pionowej przechodzącej przez punkt przecięcia wykresu transformatora o większej mocy z półprostą Z_{min} ;
 - obciążenie transformatora o większej mocy znamionowej jest nie większe od obciążenia odpowiadającego punktowi przecięcia półprostej Z_{min} z wykresem kosztów zmiennych transformatora o mniejszej mocy, tj.: leży po lewej stronie półprostej pionowej przechodzącej przez punkt przecięcia wykresu transformatora o mniejszej mocy z półprostą Z_{min} .



Przykład typowania transformatorów do zamiany

Rozważa się możliwość zamiany transformatorów pracujących z czasem wykorzystania mocy szczytowej $T_s = 4000$ h/a.

Przyjmując koszt montażu (demontażu) w wysokości 1800 zł, koszt transportu 6 zł/km, odległość transportu 25 km i pomijając koszty wynikające z przerwy w zasilaniu, z zależności (5.16) oblicza się koszty zamiany:

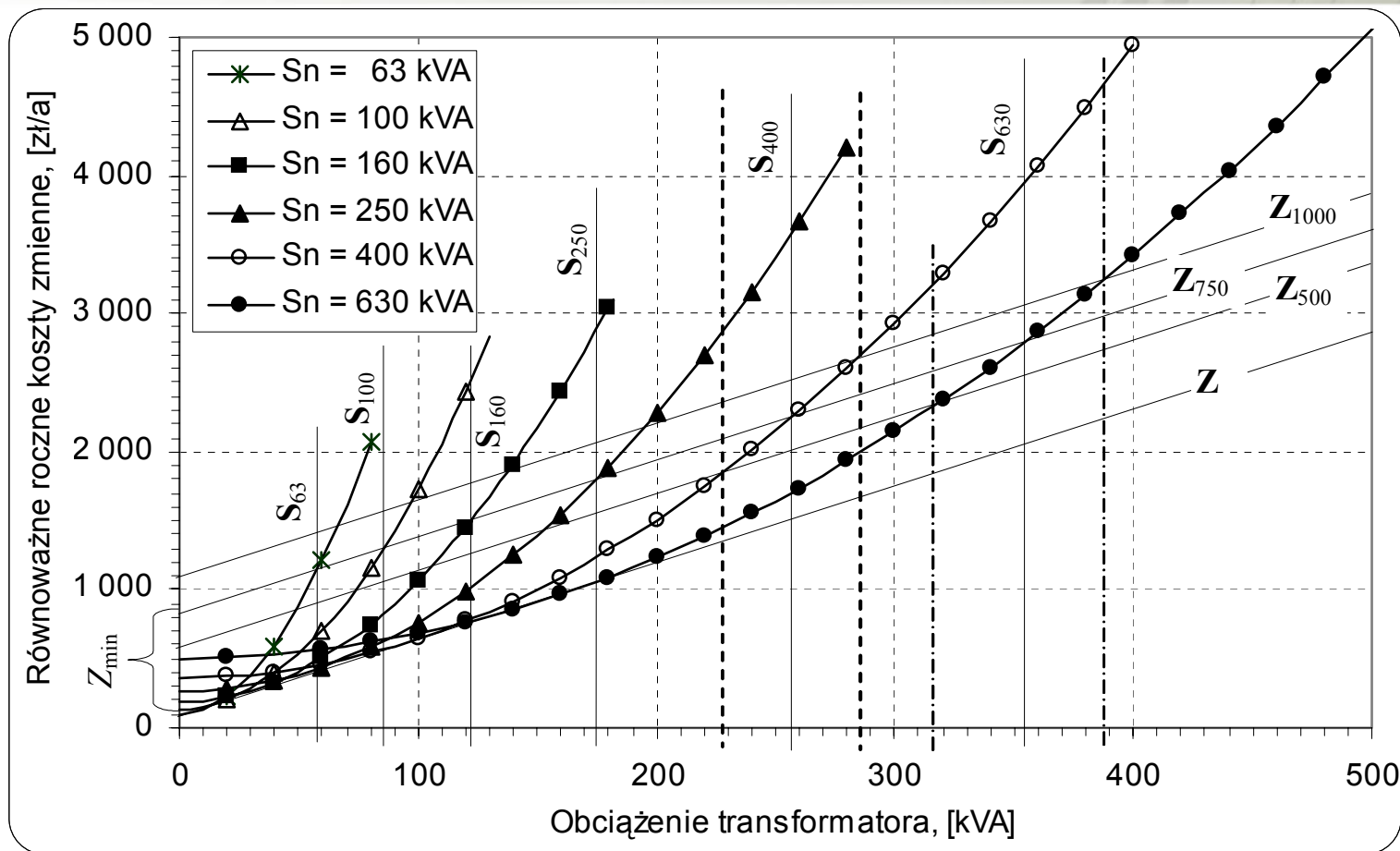
$$K_{zam} = 2 \times (1\ 800 + 1\ 800) + 2 \times 6 \times 25 = 7\ 200 + 300 = 7\ 500 \text{ zł.}$$

Zakładając, że zamiana powinna się zwrócić w okresie $OZKZ \leq 10$ lat, oblicza się minimalny roczny zysk z zamiany:

$$Z_{min} = K_{zam} / OZKZ = 7\ 500 / 10 = 750 \text{ zł/a.}$$

Na rysunku (5.2) kreśli się półprostą Z , i przesuniętą względem niej, o odcinek odpowiadający $Z_{min} = 750$ zł/a, równoległą półprostą Z_{750} .

Przykład typowania transformatorów do zamiany



Rys. 5.2. Ilustracja sposobu typowania transformatorów do zamiany:
 $T_s = 4\,000$ h/a ($\tau_0 = 2\,480$ h/a), $\alpha_P = 1,01$; $\alpha_E = 1,015$; $k_{\Delta P} = 80$ zł/kW·a;
 $k_{\Delta E} = 0,20$ zł/kWh



Przykład typowania transformatorów do zamiany

Przez punkty przecięcia krzywych odpowiadających mocom znamionowym transformatorów z półprostą Z_{750} kreśli się półproste pionowe: S_{63} , S_{100} , S_{160} , S_{250} , S_{400} , i S_{630} .

Transformatory o mocach 250 i 400 kVA mogłyby być zamienione, gdy obciążenie maksymalne transformatora o mocy 250 kVA jest większe niż 255 kVA (leży po prawej stronie półprostej S_{400}), a obciążenie transformatora o mocy 400 kVA jest mniejsze niż 175 kVA (leży po lewej stronie półprostej S_{250}).

Transformatory o mocach 400 i 630 kVA mogą być zamienione, gdy obciążenie transformatora o mocy 400 kVA **jest** większe niż 350 kVA, a obciążenie transformatora o mocy 630 kVA jest mniejsze niż 255 kVA.

Nie można zamienić miejscami transformatorów o mocach 100 i 160 kVA, bo punkty przecięcia wykresu dla transformatora o mocy 160 kVA z półprostą S_{100} leży poza mocą znamionową transformatora o mocy 100 kVA. Nie można również zamienić transformatorów o mocach 160 i 250 kVA.



Zamiana większej liczby transformatorów w rozległej sieci SN

Opracowany w AGH program komputerowy „TRANSLOK” maksymalizuje zysk z zamiany transformatorów w założonym okresie czasu. Zysk jest liczony jako różnica pomiędzy sumą zdyskontowanych kosztów zmiennych przed i po zamianie transformatorów, a łącznymi kosztami zamiany transformatorów:

$$\max \left\{ Z = \sum_{t=1}^N \Delta K_{ez_t} (1+p)^{-t} - \sum K_{zam} \right\} \quad (5.19)$$

gdzie: $\sum K_{zam}$ – łączne koszty zamiany transformatorów;

ΔK_{ez_t} – oszczędność na stratach mocy i energii w roku t ,
liczona jako różnica kosztów zmiennych po i przed zamianą transformatorów: $\Delta K_{ez_t} = K_{ez_t}^{przed} - K_{ez_t}^{po}$



Zamiana większej liczby transformatorów w rozległej sieci SN

W wyniku obliczeń otrzymuje się następujące informacje:

- lista zamienianych transformatorów z określeniem lokalizacji;
- wielkość strat mocy i energii (jałowych i obciążeniowych);
- koszty strat mocy i energii;
- koszty transportu i zamiany;
- sumaryczna wartość funkcji celu.

Sieć średniego napięcia zasila obszar o powierzchni około 200 km², na którym zlokalizowanych jest 66 stacji 15/0,4 kV. W stacjach zainstalowane są transformatory o mocach 30 ÷ 250 kVA wyprodukowane w latach 60-tych (10 szt.), 70-tych (16 szt.), 80-tych (6 szt.) i 90-tych (34 szt.). Przeciętny stopień obciążenia transformatorów w szczycie obciążenia wynosi 11,5 ÷ 87,8 % (średnio 32%).



Zamiana większej liczby transformatorów w rozległej sieci SN

Okres optymalizacji	Straty mocy w roku „0” [kW]	Koszt strat		Całkowity zysk zdyskontowany [tys. zł]	Optymalna strategia zamiany transformatorów
		mocy [tys. zł]	energii [tys. zł]		
6 lat	18,52 (21,02)	9,03 (10,25)	88,40 (100,37)	4,31	8↔36; 15↔16; 53↔54
9 lat	18,15 (21,35)	11,37 (13,38)	111,28 (130,93)	8,36	8→46→16→15→8; 21→36→43→21; 53↔54
12 lat	18,42 (21,68)	13,54 (15,93)	132,52 (155,92)	12,49	8→46→16→15→8; 21→36→43→21; 53↔54
15 lat	18,71 (22,01)	15,31 (18,01)	149,89 (176,36)	15,87	8→46→16→15→8; 21→36→43→21; 53↔54

W nawiasach podano wartości przed optymalizacją

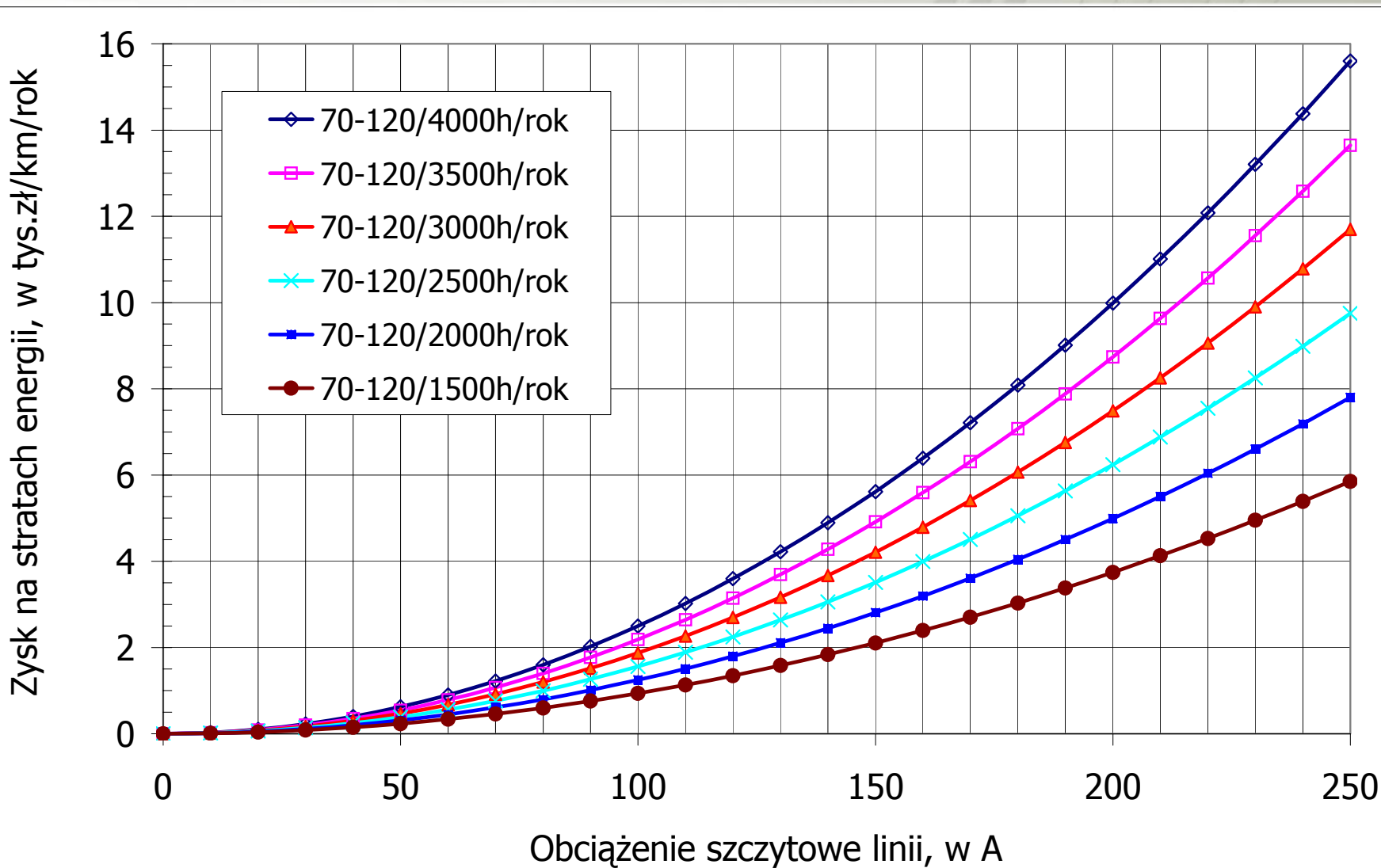


Zamiana transformatorów - podsumowanie

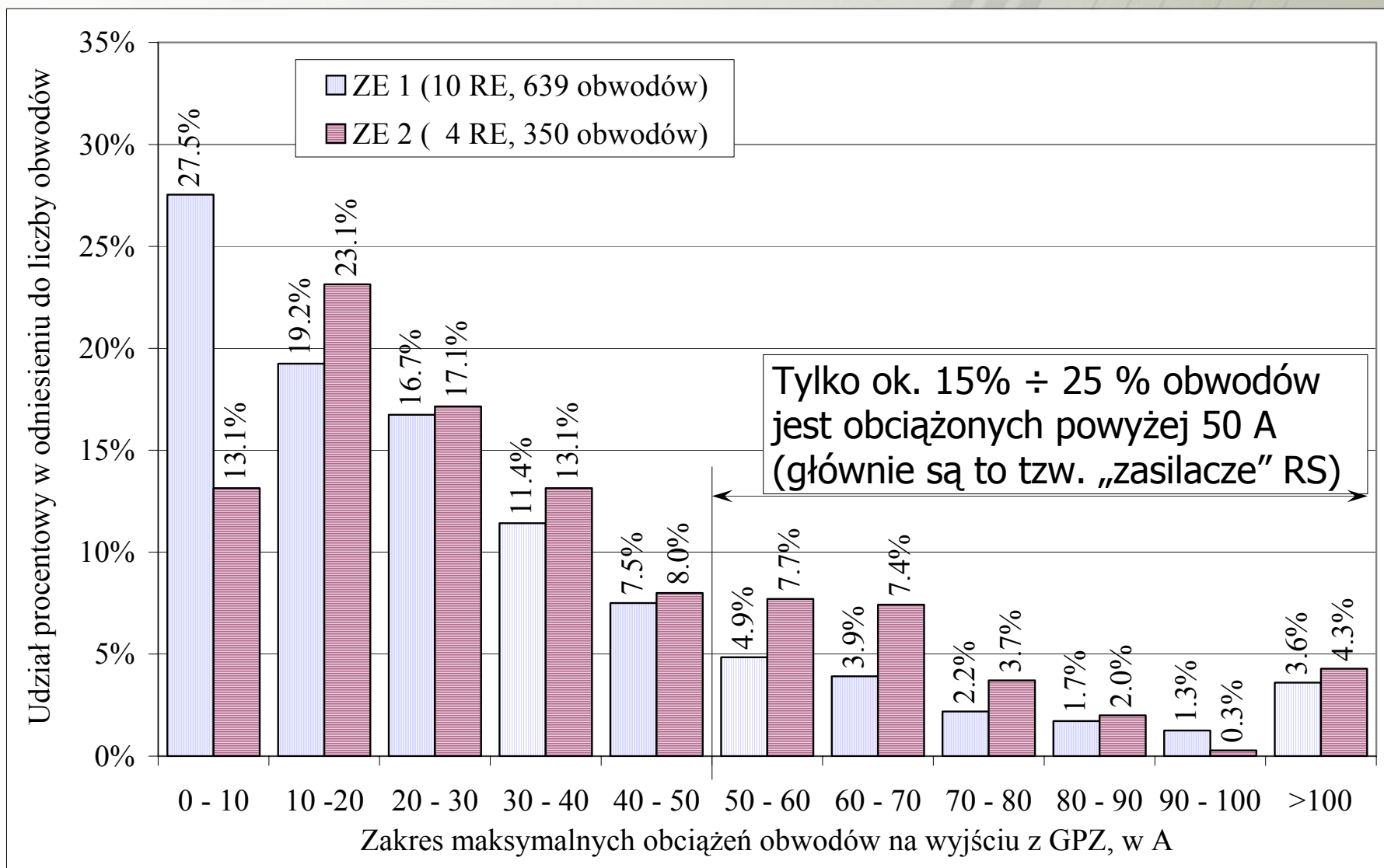
O opłacalności zamiany transformatorów decydują następujące czynniki:

- koszty operacji zamiany – im wyższe są te koszty, tym dłużej będzie okres ich zwrotu;
- jednostkowe koszty strat mocy i energii – im te koszty są wyższe tym okres zwrotu kosztów zamiany będzie krótszy;
- czas użytkowania mocy szczytowej – ze wzrostem tego czasu okres zwrotu kosztów zamiany maleje;
- prognozowany wzrost obciążenia i ilości transformowanej energii – okres zwrotu kosztów zamiany jest krótszy, gdy prognozowany wzrost obciążenia jest większy. Należy tu dodać, że w przypadku transformatora o dużym stopniu obciążenia jego zamiana lub wymiana i tak byłaby konieczna z powodu przeciążenia.

Wymiana przewodów



Histogram obciążenia linii SN





Kompensacja mocy biernej

W sieciach dystrybucyjnych baterie kondensatorów najczęściej instalowane są:

- w stacjach 110 kV/SN stanowiących główne punkty zasilania sieci rozdzielczych średniego napięcia (GPZ,
- w rozdzielniach sieciowych średniego napięcia (RS),
- oraz w stacjach SN/nn po stronie niskiego napięcia transformatorów.

W polskich sieciach dystrybucyjnych łączna moc baterii zainstalowanych w GPZ wynosi prawie 1 430 Mvar, z czego około 10 Mvar to baterie niskiego napięcia przyłączone za pośrednictwem transformatorów SN/nn.

Szacuje się, że baterie kondensatorów do kompensacji mocy biernej stanu jałowego transformatorów zainstalowane są w około 40% stacji SN/nn, a dalsze baterie są instalowane w nowych stacjach oraz przy okazji wymiany transformatorów w stacjach istniejących.



Ograniczenie strat w wyniku kompensacji mocy biernej

Wielkość ograniczenia strat w wyniku kompensacji mocy biernej zależy od mocy baterii, jej lokalizacji w sieci (odległości elektrycznej od punktu zasilania) oraz ilości energii biernej przed kompensacją:

$$\delta A_K = \frac{R}{U^2} (2 A_{b_{Tp}} Q_K - Q_K^2 T_p),$$

w transformatorze:

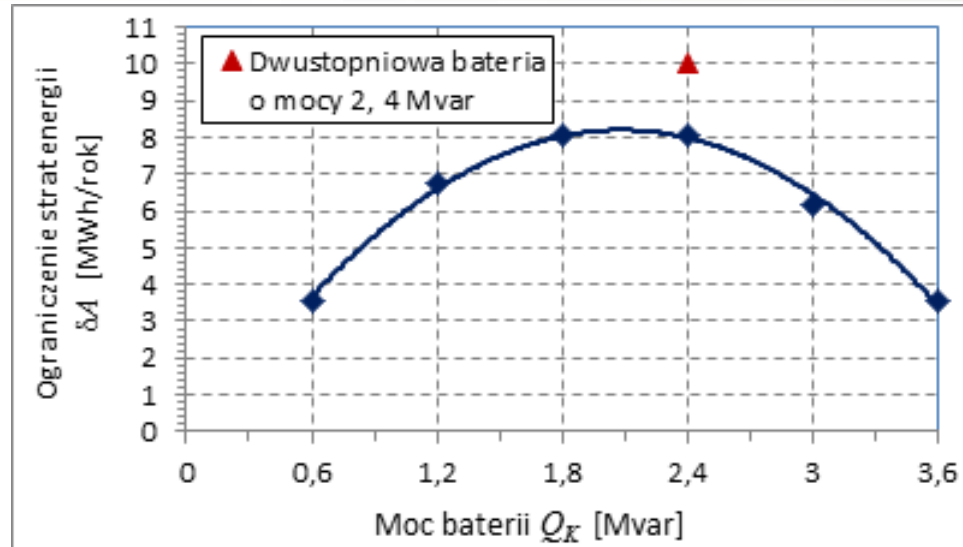
$$\delta A_{K_{Tr}} = \left\{ 2 A_{b_{Tp}} (Q_K - Q_{jn}) - T_p (Q_K - Q_{jn})^2 \right\} \frac{P_k}{S_n^2},$$

Moc baterii przy której wystąpi maksymalne ograniczenie strat:

$$Q_{K_{max}} = \frac{A_{b_{Tp}}}{T_p}.$$

gdzie: U – napięcie; R – rezystancja elementu sieci; Q_K – moc baterii; T_p – czas pracy baterii w ciągu roku; $A_{b_{Tp}}$ – moc bierna pobierana w okresie T_p ; Q_{jn} – znamionowe straty mocy biernej stanu jałowego transformatora; P_k – znamionowe straty obciążeniowe (dawniej ΔP_{Cu}); S_n – moc znamionowa transformatora.

Efektywność kompensacji w GPZ



Zależność ograniczenia strat energii w transformatorze 110/15 kV o mocy 25 MVA od mocy baterii kondensatorów przyłączonych w rozdzielni 15 KV.

Koszt jednostopniowej baterii o mocy 2,4 Mvar na napięciu 15,75 kV wynosi od 77 000 do 90 000 zł. Do tego należy doliczyć koszt pola w rozdzielni średniego napięcia, który wraz z wyposażeniem wynosi od 60 000 do 80 000 zł (razem 137 ÷ 170 tys. zł). Przyjmując, że roczne koszty eksploatacji baterii stanowią 1,5% nakładów inwestycyjnych na jej instalację, koszty eksploatacji wyniosą około 2 do 2,5 tys. zł/rok. Zakładając, że cena jednostkowa zaoszczędzonej energii wynosi 250 zł/MWh, roczne oszczędności na stratach energii wynikające pracy baterii o takiej mocy wyniosłyby około 2 tys. zł, a więc nie pokryły by kosztów eksploatacji baterii.

Przykład oceny efektywności kompensacji mocy biernej biegu jałowego transformatorów SN/nn

Dane analizowanych obwodów

Wielkość	Oznaczenie [jednostka]	Obiekt			
		L1	L2	L3	TR
Maksymalna moc czynna wpływająca do obwodu	P_{max} [MW]	1,55	3,80	3,45	9,50
Maksymalna moc bierna wpływająca do obwodu	Q_{max} [Mvar]	0,60	1,40	1,25	3,50
Liczba zasilanych transformatorów SN/nn	NT_L [szt.]	8	53	29	
Suma mocy znamionowych transformatorów	$\sum S_n$ [MVA]	3,11	6,44	4,95	25
Całkowita długość linii tworzących obwód	l_c [km]	3,61	50,77	22,86	
Długość magistrali obwodu	l_m [km]	3,61	13,73	12,95	
Średni przekrój przewodów magistrali	s_{sr} [mm ²]	102,60	42,03	56,81	
Straty mocy w szczycie obciążenia	ΔP_s [kW]	3,90	143,00	129,20	20,80
Rezystancja zastępcza obwodu	$3 \times R_z$ [Ω]	1,10	8,51	6,30	0,05
Rezystancja magistrali	R_m [Ω]	1,07	9,90	6,91	0,05
Wartość energetycznego równoważnika mocy biernej	k_{emax} [kW/kvar]	0,020	0,088	0,088	0,016
	k_{emin} [kW/kvar]	0,013	0,026	0,026	0,009
Napięcie na szynach SN w GPZ w szczycie obc.	U [kV]	15,66	15,66	15,66	15,66
Suma rejestrowanych co godzinę wartości mocy biernej wpływającej do obwodu w ciągu roku	[Mvar·h]	2 600	6 410	5 800	16 132

Przykład oceny efektywności kompensacji mocy biernej biegu jałowego transformatorów SN/nn *Parametry i warianty obliczeń*

Do obliczeń przyjęto następujące wartości parametrów:

- stopa dyskonta: $p = 0,08$;
- okres analizy lat: $N_a = \{10, 15\}$ lat;
- jednostkowy koszt strat energii: $k_A = 225$ zł/MWh;
- jednostkowy koszt strat mocy: $k_P = 100$ zł/kW·a;
- koszt montażu kondensatorów: $k_m = 75$ zł/szt.

Obliczenia wykonano dla dwóch wariantów:

- wariant „normalny”:
 - współczynnik stały ceny kondensatora $k_s = 92,7$ zł/szt.,
 - współczynnik zmienny ceny kondensatora $k_z = 9,4$ zł/kvar,
 - współczynnik kosztów eksploatacyjnych stałych $k_{es} = 0,02$;
- wariant „tani”: $k_s = 74,2$ zł/szt.; $k_z = 7,5$ zł/kvar; oraz $k_{es} = 0$.

Dla linii L2 wykonano ponadto obliczenia przy założeniu, że w stacjach z transformatorami o mocy $S_n = 63$ kVA nie instaluje się kondensatorów



Przykład oceny efektywności kompensacji mocy biernej biegu jałowego transformatorów SN/nn

Wyniki obliczeń

Obliczenia wykonano zakładając, że suma mocy kondensatorów jest k -tą krotnością sumy mocy biernej stanu jałowego transformatorów zasilanych z tych linii: $k = \{1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8\}$

Obliczenia dla linii L1 wykazały, że w stacjach zasilanych z tej linii nie opłaca się instalować kondensatorów (ujemna wartość NPV).

Wyniki obliczeń dla linii L2 i L3 zestawiono w tabeli oraz na wykresach pokazujących zależność wskaźnika wartości zaktualizowanej netto od mocy kondensatorów zainstalowanych w stacjach zasilanych z tych.

Na wykresach pokazano też porównanie różnych metod szacowania wartości ograniczenia energii (energetyczny równoważnik mocy biernej, model liniowy i model wykorzystujący rezystancję zastępczą obwodu

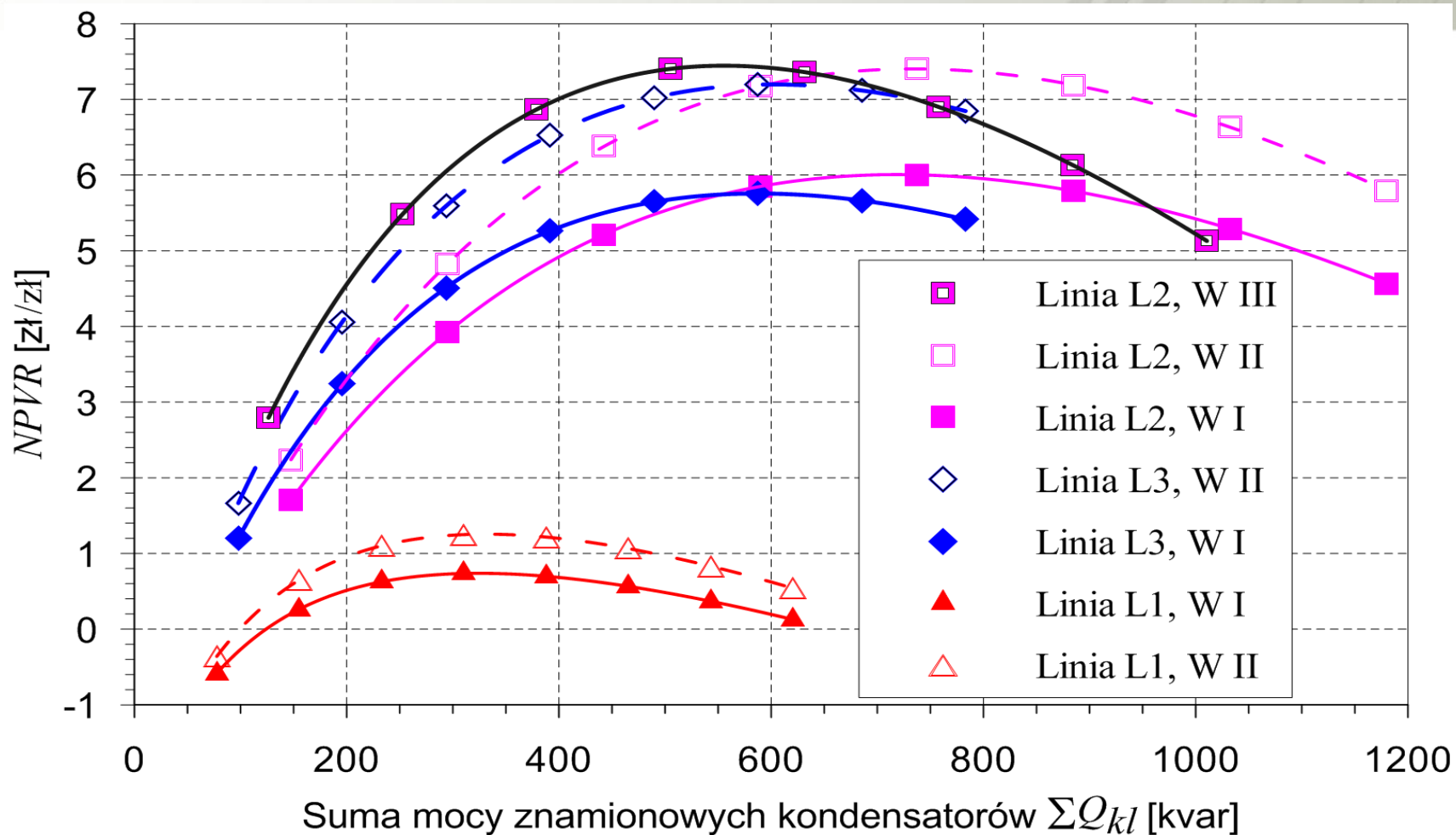


Wyniki obliczeń dla linii L2 i L3 porównanie wariantu „normalnego” i „taniego”

Krotność ΣQ_{jn}	1	2	3	4	5	6	7	8	4	5	6	7
Wyniki obliczeń dla linii L2 wariant "normalny"									wariant "tani"			
Q_{KI} [kvar]	147,5	295,0	442,5	590,0	737,5	885,0	1032,5	1180,0	590,0	737,5	885,0	1032,5
$K_{II}(Q_{KI})$ [zł]	10 275	11 661	13 048	14 434	15 821	17 207	18 594	19 980	13 262	14 600	15 939	17 277
$\delta P_s(Q_{opt})$ [kW]	4,00	8,39	12,36	15,91	19,04	21,74	24,02	25,87	18,57	21,86	24,54	26,60
$\delta A(Q_{KI})$ [kWh]	17 557	35 320	49 371	59 709	66 334	69 247	68 447	63 935	65 524	69 295	67 631	60 531
$O_r(Q_{KI})$ [zł]	4 350	8 786	12 345	15 026	16 829	17 755	17 802	16 972	16 600	17 778	17 671	16 279
$Z_r(Q_{KI})$ [zł]	2 613	6 815	10 140	12 586	14 155	14 846	14 659	13 595	14 623	15 602	15 296	13 704
$DPP(Q)$ [lat]	2,87	1,50	1,17	1,06	1,04	1,07	1,16	1,32	0,86	0,88	0,97	1,15
$NPV_{10}(Q_{KI})$ [zł]	17 535	45 730	68 036	84 453	94 980	99 617	98 365	91 223	98 121	104 689	102 633	91 955
$NPVR_{10}(Q_{KI})$ [zł/zł]	1,71	3,92	5,21	5,85	6,00	5,79	5,29	4,57	7,40	7,17	6,44	5,32
$NPV_{15}(Q_{KI})$ [zł]	25 202	61 553	90 392	111 716	125 528	131 826	130 611	121 883	128 830	137 578	135 325	122 071
$NPVR_{15}(Q_{KI})$ [zł/zł]	2,45	5,28	6,93	7,74	7,93	7,66	7,02	6,10	9,71	9,42	8,49	7,07
$k_{ekw10}(Q_{KI})$ [zł/MW·h]	98,92	55,81	44,67	40,86	40,31	42,00	45,92	52,82	30,16	31,40	35,12	42,54
$k_{ekw15}(Q_{KI})$ [zł/MW·h]	80,07	45,17	36,16	33,08	32,63	34,00	37,17	42,76	23,64	24,61	27,53	33,34
Wyniki obliczeń dla linii L3 wariant "normalny"									wariant "tani"			
Q_{KI} [kvar]	97,9	195,8	293,7	391,6	489,4	587,3	685,2	783,1	391,6	489,4	587,3	685,2
$K_{II}(Q_{KI})$ [zł]	5 783	6 704	7 624	8 544	9 464	10 384	11 304	12 225	7 880	8 769	9 657	10 545
$\delta P_s(Q_{opt})$ [kW]	1,80	4,02	6,09	8,00	9,77	11,38	12,84	14,15	9,50	11,46	13,19	14,71
$\delta A(Q_{KI})$ [kWh]	8 132	17 630	25 800	32 641	38 153	42 337	45 193	46 720	37 361	42 512	45 718	46 979
$O_r(Q_{KI})$ [zł]	2 010	4 369	6 414	8 145	9 561	10 664	11 452	11 927	9 356	10 711	11 606	12 041
$Z_r(Q_{KI})$ [zł]	1 033	3 236	5 125	6 700	7 962	8 909	9 542	9 860	8 181	9 404	10 167	10 470
$DPP(Q)$ [lat]	3,64	1,76	1,33	1,16	1,09	1,08	1,09	1,14	0,91	0,88	0,90	0,94
$NPV_{10}(Q_{KI})$ [zł]	6 929	21 713	34 390	44 960	53 422	59 777	64 024	66 164	54 896	63 100	68 219	70 252
$NPVR_{10}(Q_{KI})$ [zł/zł]	1,20	3,24	4,51	5,26	5,64	5,76	5,66	5,41	6,97	7,20	7,06	6,66
$NPV_{15}(Q_{KI})$ [zł]	10 434	29 548	45 974	59 711	70 760	79 120	84 793	87 776	72 204	82 915	89 690	92 529
$NPVR_{15}(Q_{KI})$ [zł/zł]	1,80	4,41	6,03	6,99	7,48	7,62	7,50	7,18	9,16	9,46	9,29	8,77
$k_{ekw10}(Q_{KI})$ [zł/MW·h]	120,21	64,27	49,95	44,25	41,93	41,46	42,28	44,23	31,43	30,74	31,48	33,45
$k_{ekw15}(Q_{KI})$ [zł/MW·h]	97,31	52,03	40,43	35,81	33,94	33,56	34,22	35,80	24,64	24,10	24,68	26,22

Przykład oceny efektywności kompensacji mocy biernej biegu jałowego transformatorów SN/nn

Porównanie NPVR



Zależność NPVR od mocy zainstalowanych kondensatorów:



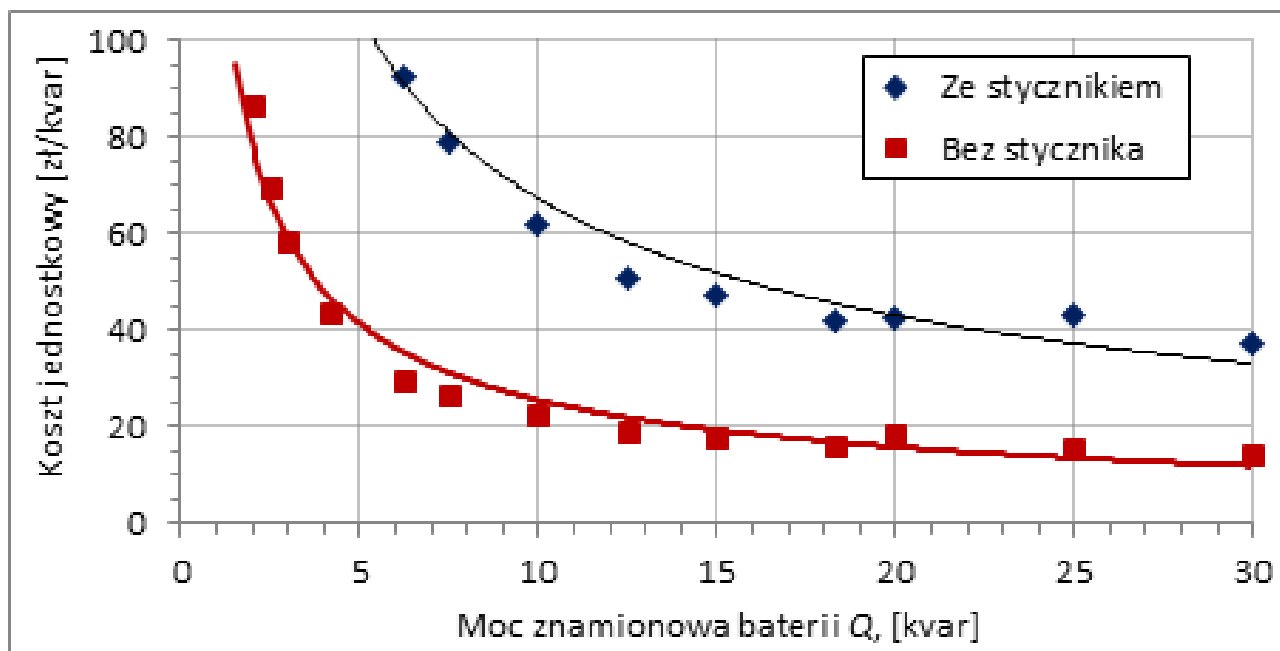
Kompensacja mocy biernej biegu jałowego transformatorów SN/nn

Przedstawione wyżej wyniki obliczeń oraz wyniki podobnych obliczeń wykonanych dla innych obwodów wskazują, że:

- instalacja kondensatorów o mocy odpowiadającej mocy biernej stanu jałowego transformatorów SN/nn tylko w nielicznych obwodach jest opłacalna (dyskontowany okres zwrotu kosztów dłuższy niż deklarowany przez dostawcę okres poprawnej pracy kondensatorów tj. 10 lat).
- kompensacja mocy biernej w stacjach transformatorowych SN/nn może jednak być efektywnym sposobem zmniejszenia strat energii w sieciach rozdzielczych średniego napięcia pod warunkiem instalacji mniejszej liczby kondensatorów o znacznie większych mocach.

Rozproszona kompensacja mocy biernej w sieciach rozdzielczych

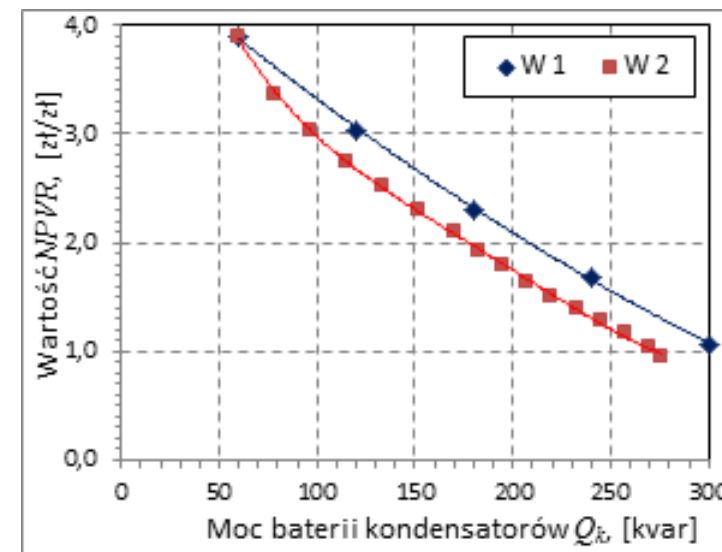
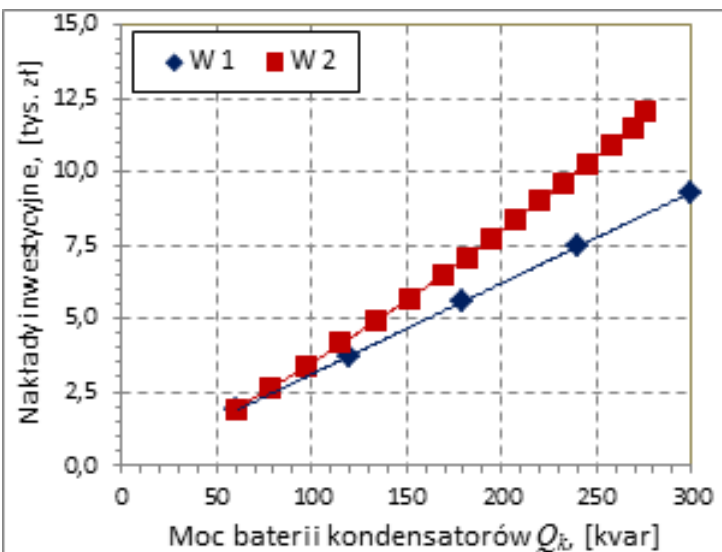
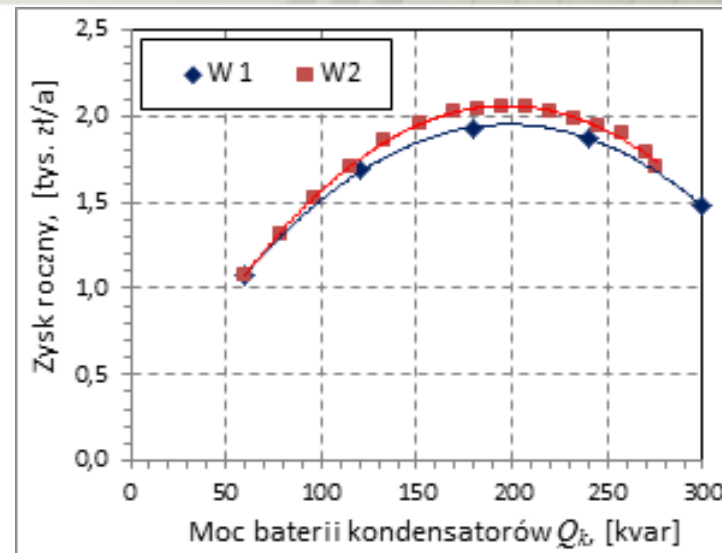
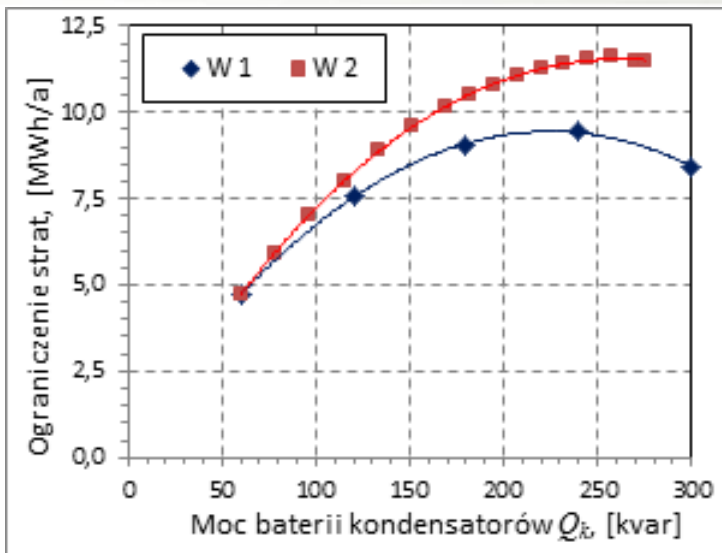
Na rysunku poniżej pokazano zależność jednostkowego kosztu mocy biernej w funkcji mocy znamionowej kondensatorów niskiego napięcia. W obliczeniach uwzględniono koszt montażu baterii w wysokości 250 zł w przypadku baterii ze stycznikiem, 50 zł w przypadku baterii bez stycznika.





Rozproszona kompensacja mocy biernej w sieciach rozdzielczych

Wyniki obliczeń dla linii L3 z poprzedniego przykładu, czas pracy baterii $T_p = 6000$ h/a



Podsumowanie

- Kompensacja mocy biernej może być skutecznym i efektywnym ekonomicznie sposobem zmniejszenia strat.
- Kompensowana moc bierna powinna być znacznie (kilka razy) większa niż moc bierna stanu jałowego transformatorów SN/nn. Należy zauważyć, że maksymalne ograniczenie strat energii w linii L3 jest porównywalne z ograniczeniem strat energii w transformatorze 110/15 kV, z tą różnicą, że takie ograniczenia strat można uzyskać instalując baterie o 10 razy mniejszej łącznej mocy przy 20 razy mniejszych nakładach inwestycyjnych.
- Nie w każdym obwodzie sieci kompensacja mocy biernej jest opłacalna. W krótkich obwodach o dużym przekroju przewodów i małym rocznym poborze energii biernej oraz sieciach kablowych nie opłaca się instalować baterii kondensatorów.
- Każdorazowa decyzja o instalacji kondensatorów powinna być poprzedzona analizą techniczno-ekonomiczną



Dobór transformatorów – ekonomiczne obciążenie maksymalne

Obecnie transformatory dobiera się korzystając z zależności na tzw. ekonomiczne obciążenie maksymalne, tj. takie, przy którym jednostkowe straty energii w transformatorze są najmniejsze:

$$\min \delta A = \min \frac{\Delta A'_r}{A_r} = \min \frac{\Delta P'_j \cdot T_p + \Delta P'_o \cdot \tau}{P_s \cdot T_s};$$

Ekonomiczne obciążenie maksymalne transformatora zależy od jego parametrów, czasu trwania strat maksymalnych oraz wartości energetycznego równoważnika mocy biernej w danym punkcie sieci i oblicza się je ze znanej zależności:

$$S_{ek} = S_n \sqrt{\frac{(\Delta P_{Fe} + k_e \cdot \Delta Q_j) \cdot T_p}{(\Delta P_{Cu} + k_e \cdot \Delta Q_{on}) \cdot \tau}} = \sqrt{\frac{\Delta P'_j \cdot T_p}{\Delta P'_o \cdot \tau}}$$

Zależność ta jest prawdziwa przy założeniu, że zarówno obciążenie maksymalne transformatora jak i ilość transformowanej energii są stałe w kolejnych latach jego eksploatacji.



Dobór transformatorów – kryteria optymalności przy wzrastającym obciążeniu

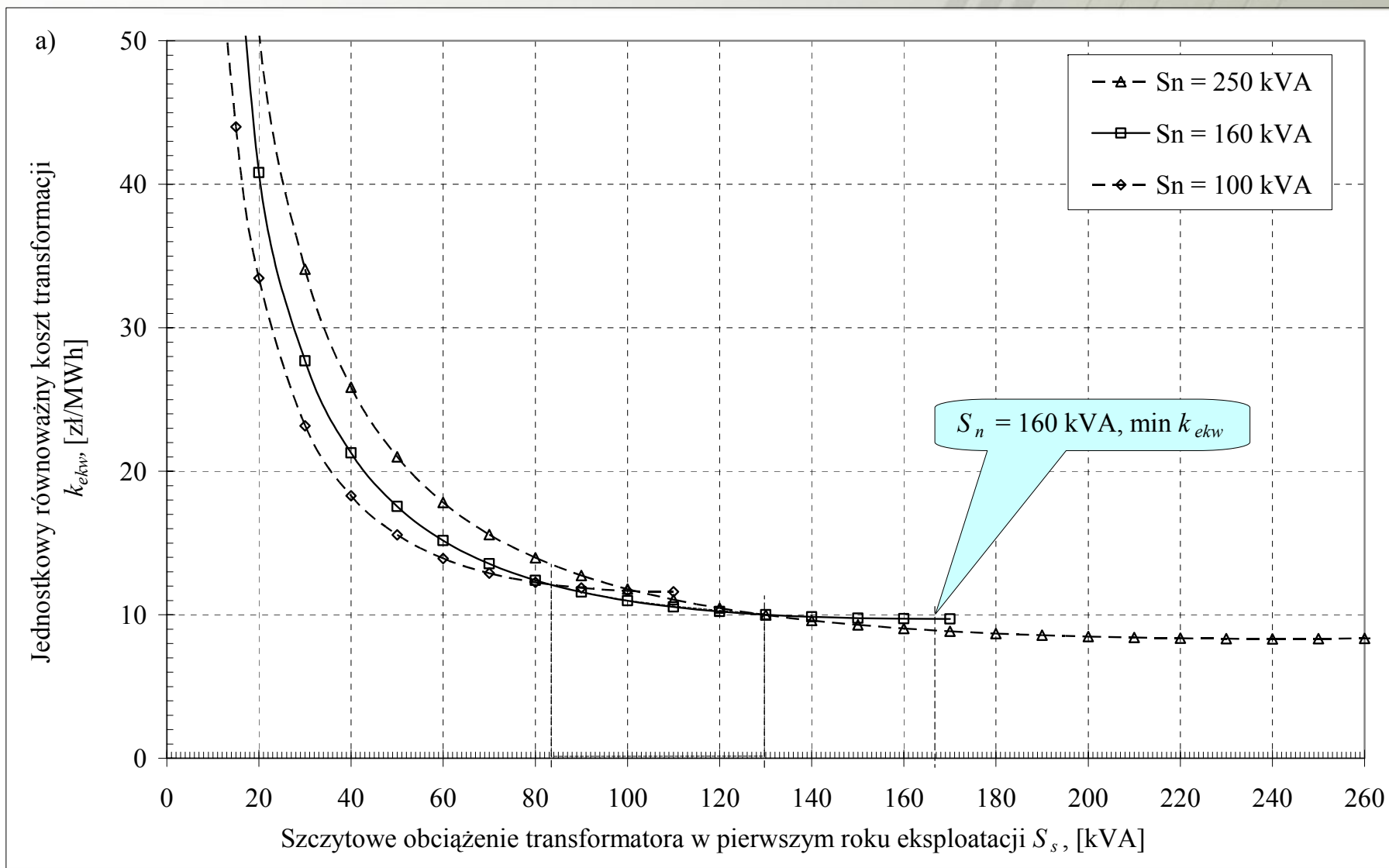
Minimum jednostkowych równoważnych strat energii:

$$\min \delta A_{ekw} = \min \frac{\sum_{r=1}^N \Delta A'_r \cdot (1+i)^{-r}}{\sum_{r=1}^N A_r \cdot (1+i)^{-r}};$$

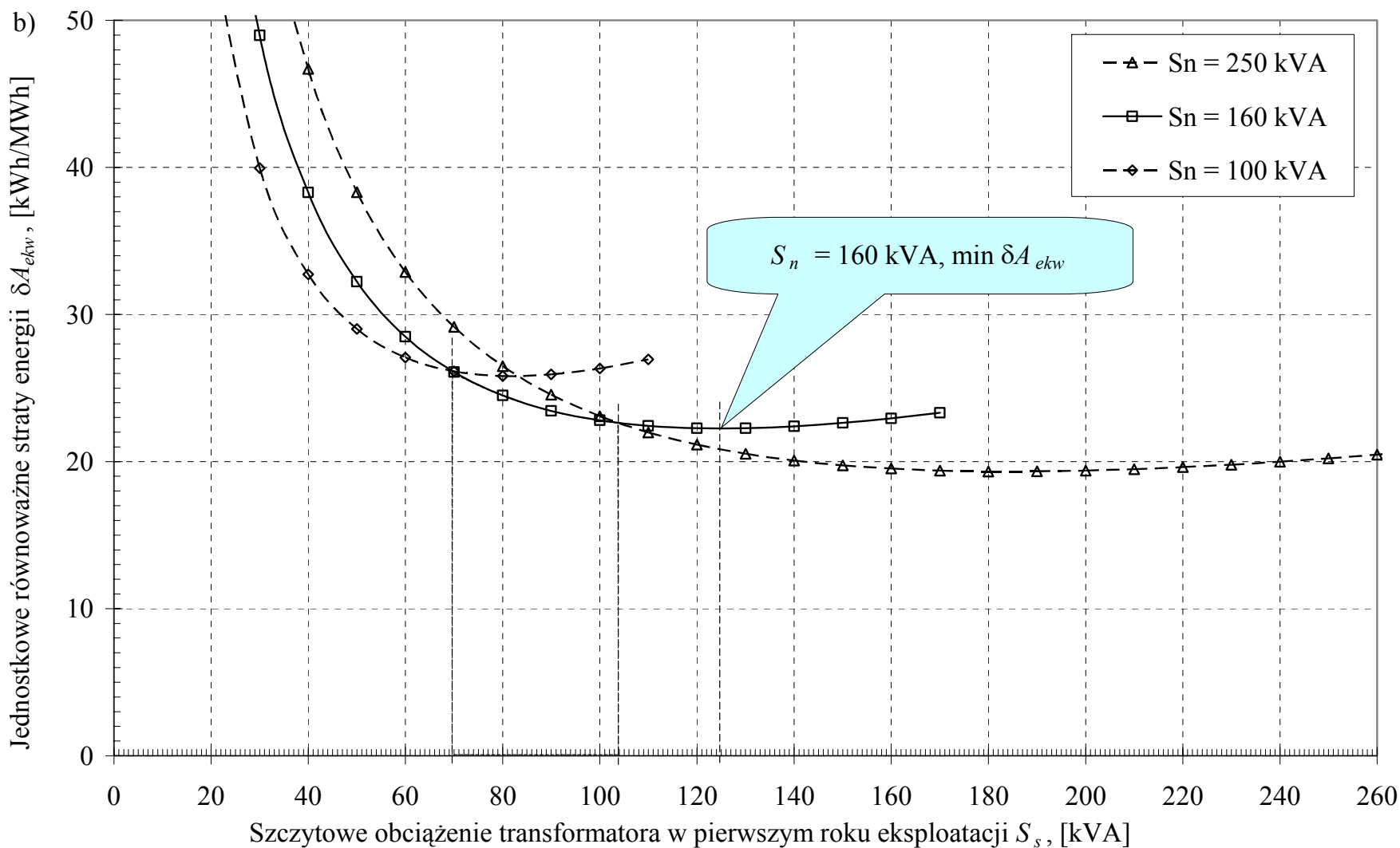
Minimum jednostkowych równoważnych kosztów transformacji:

$$\min k_{ekw} = \min \frac{\sum_{r=1}^N K_r \cdot (1+i)^{-r}}{\sum_{r=1}^N A_r \cdot (1+i)^{-r}}.$$

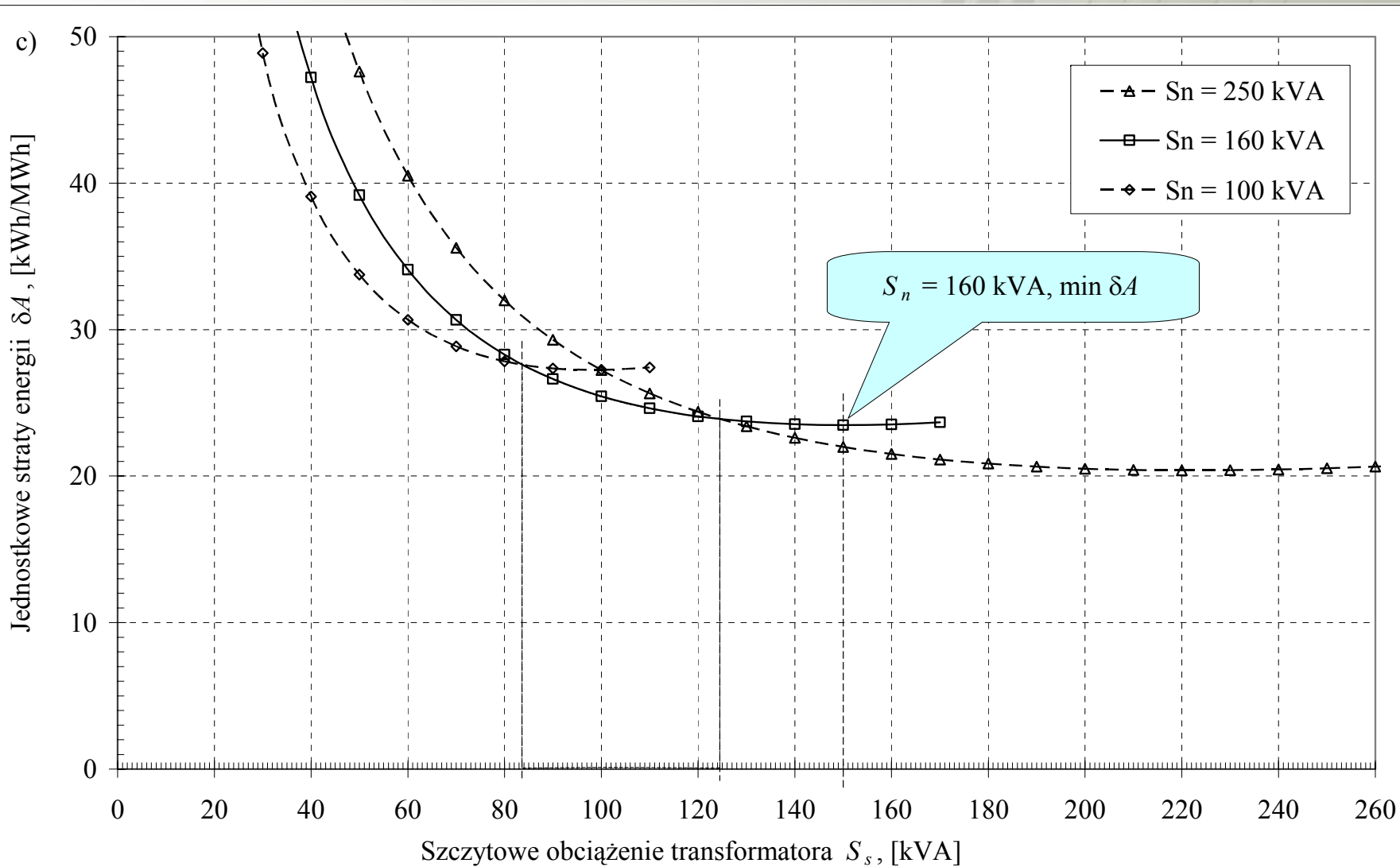
Optymalny zakres obciążenia transformatora o mocy 160 kVA wg kryterium minimum jednostkowych równoważnych kosztów transformacji



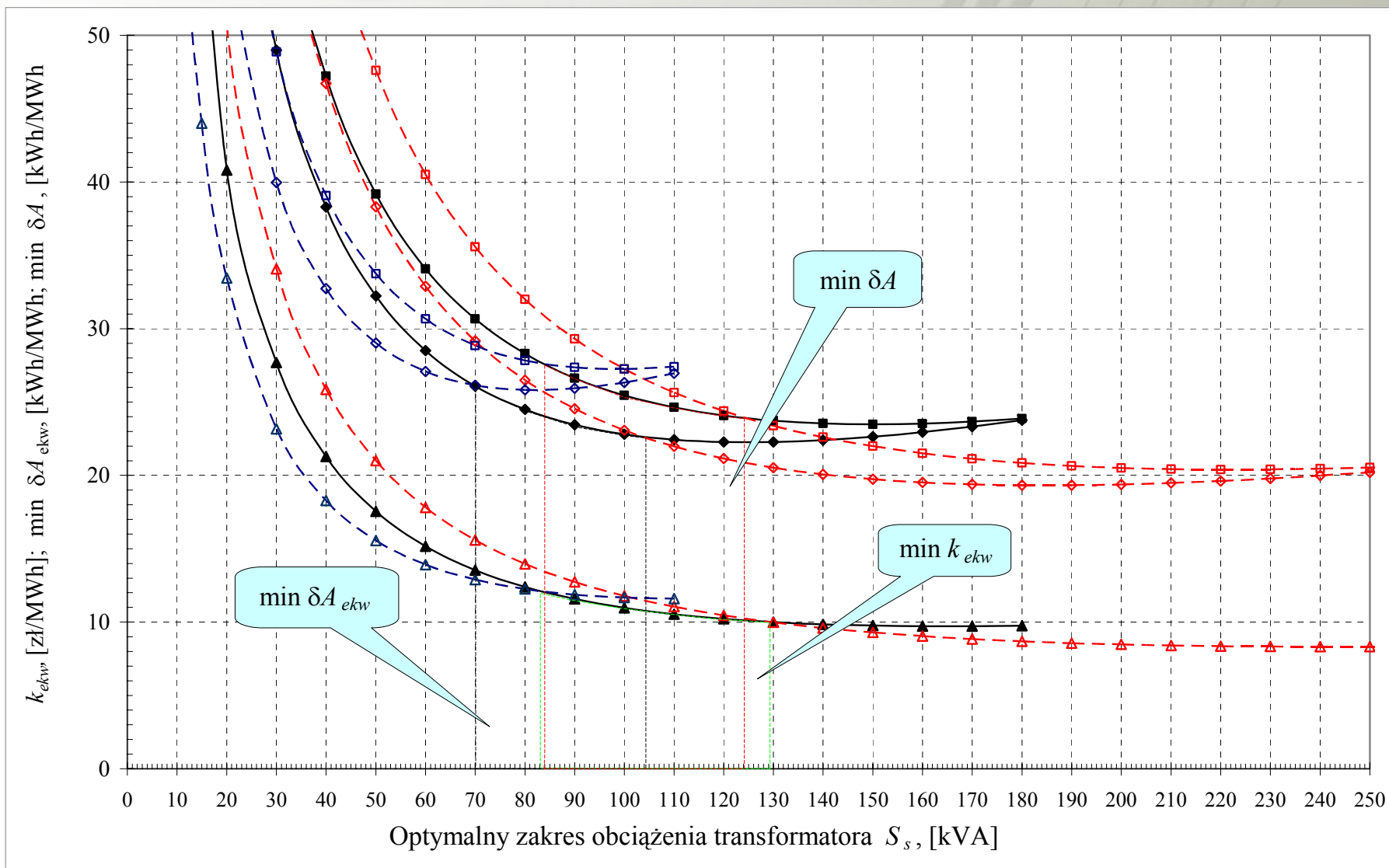
Optimalny zakres obciążenia transformatora o mocy 160 kVA wg kryterium minimum jednostkowych równoważnych strat energii



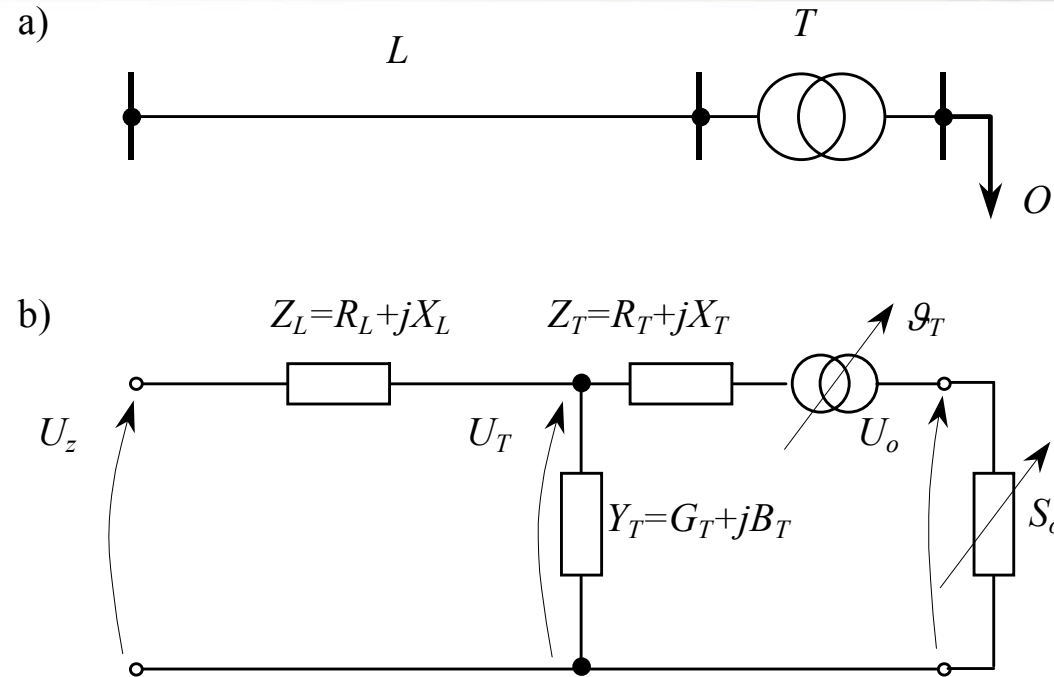
Optymalny zakres obciążenia transformatora o mocy 160 kVA wg kryterium minimum jednostkowych strat energii



Porównanie optymalnych zakresów obciążenia transformatora o mocy 160 kVA wg trzech ww. kryteriów



Wpływ regulacji napięcia na straty w sieci SN



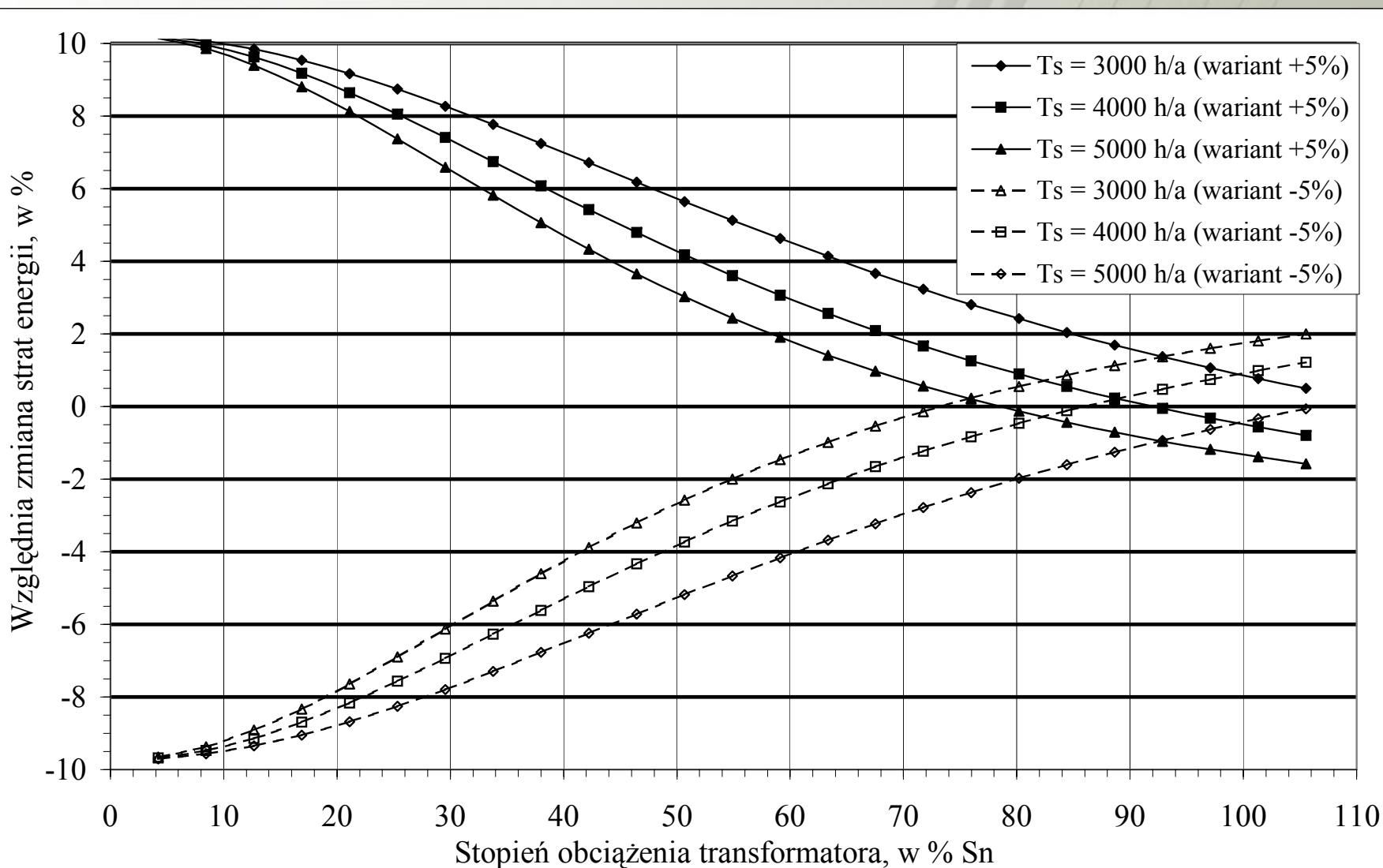
Obwód sieci SN i jego schemat zastępczy

Dwa przypadki regulacji napięcia:

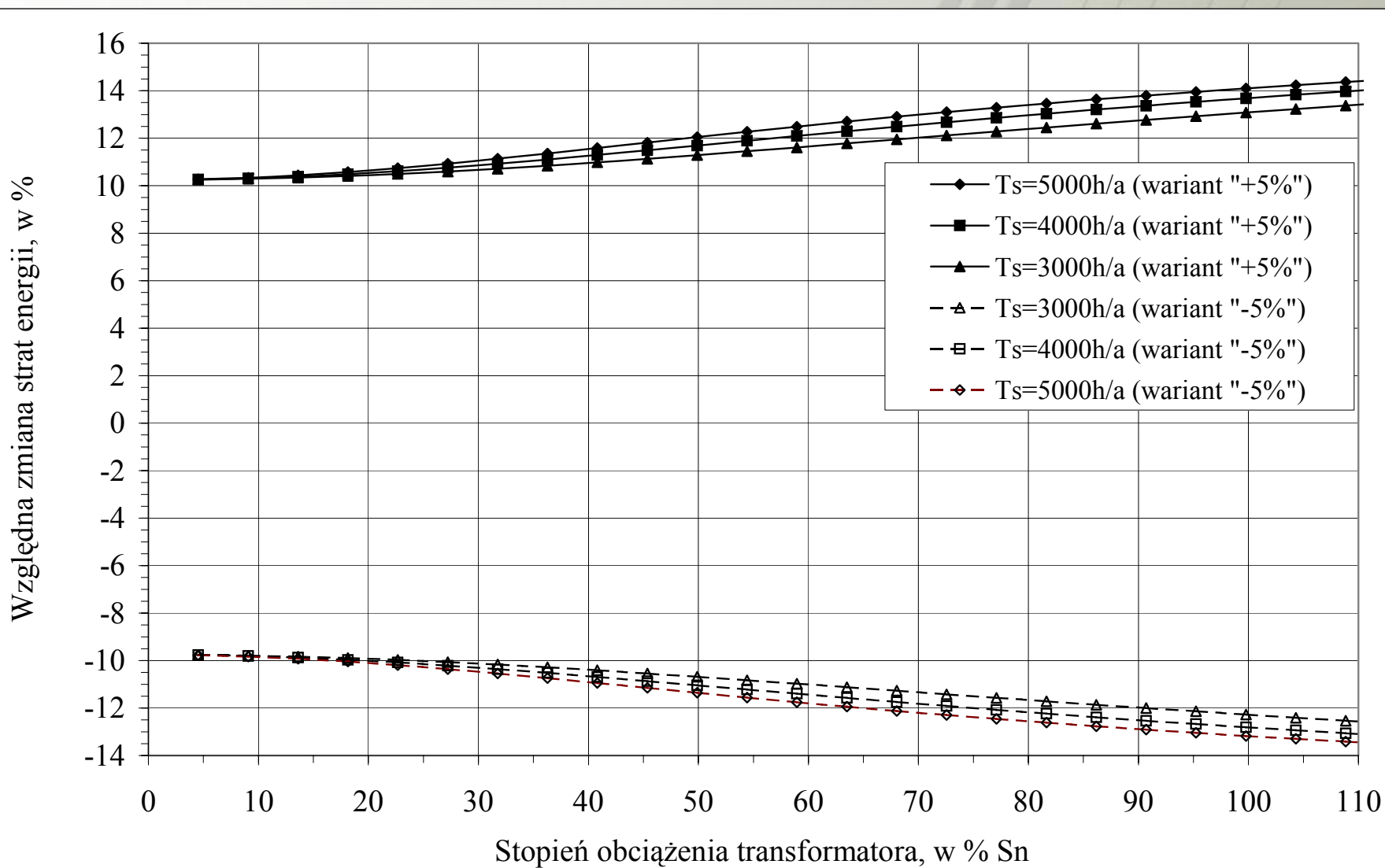
a) zmiana napięcia zasilającego U_z przy jednoczesnej zmianie przekładni ϑ_T , $U_o = const$,

b) zmiana napięcia zasilającego U_z przy niezmięnionej przekładni ϑ_T : $U_o \neq const$.

Wpływ zmiany napięcia na straty przy $U_o = const$

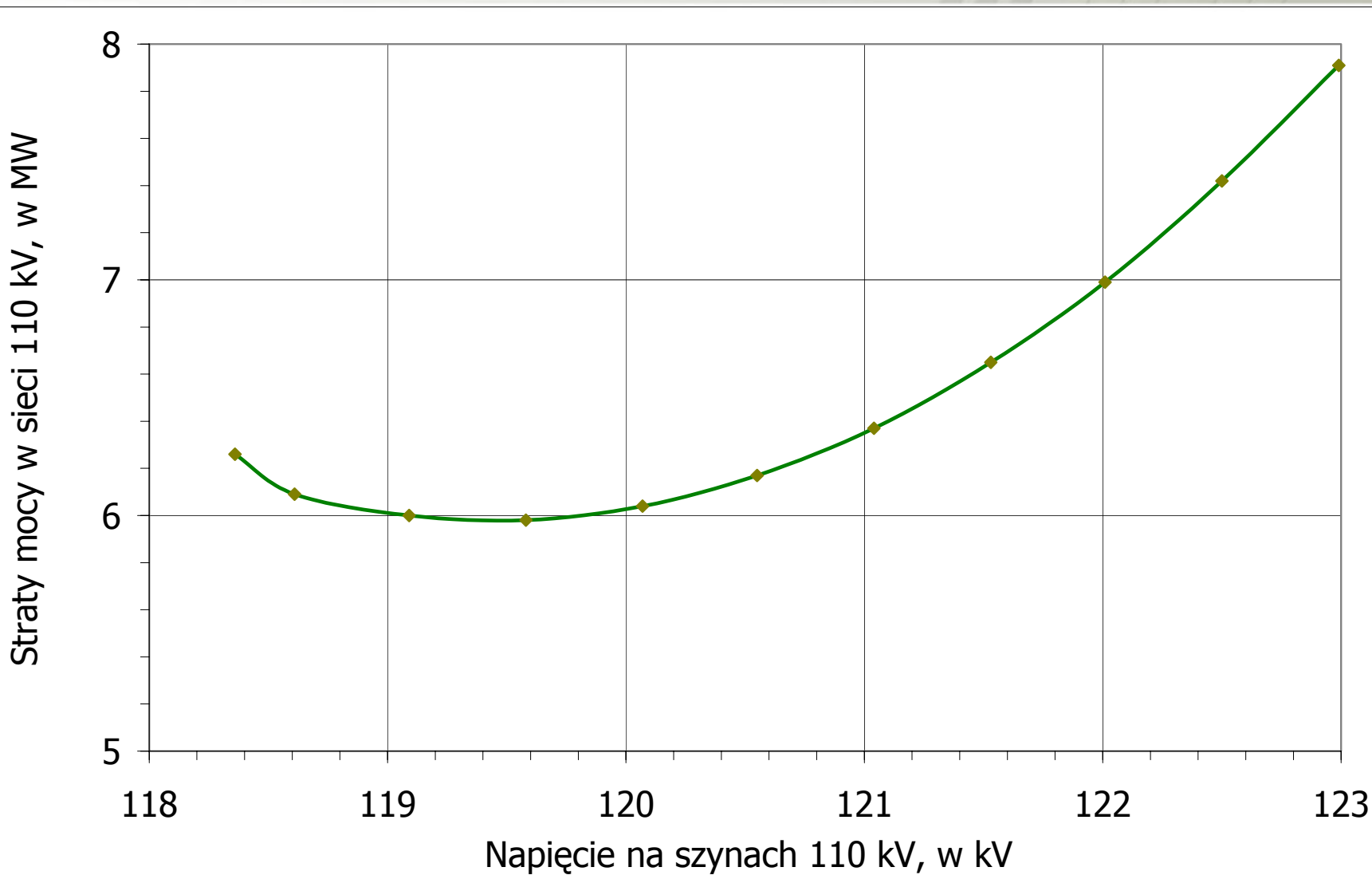


Wpływ zmiany napięcia na straty przy $U_o \neq const$



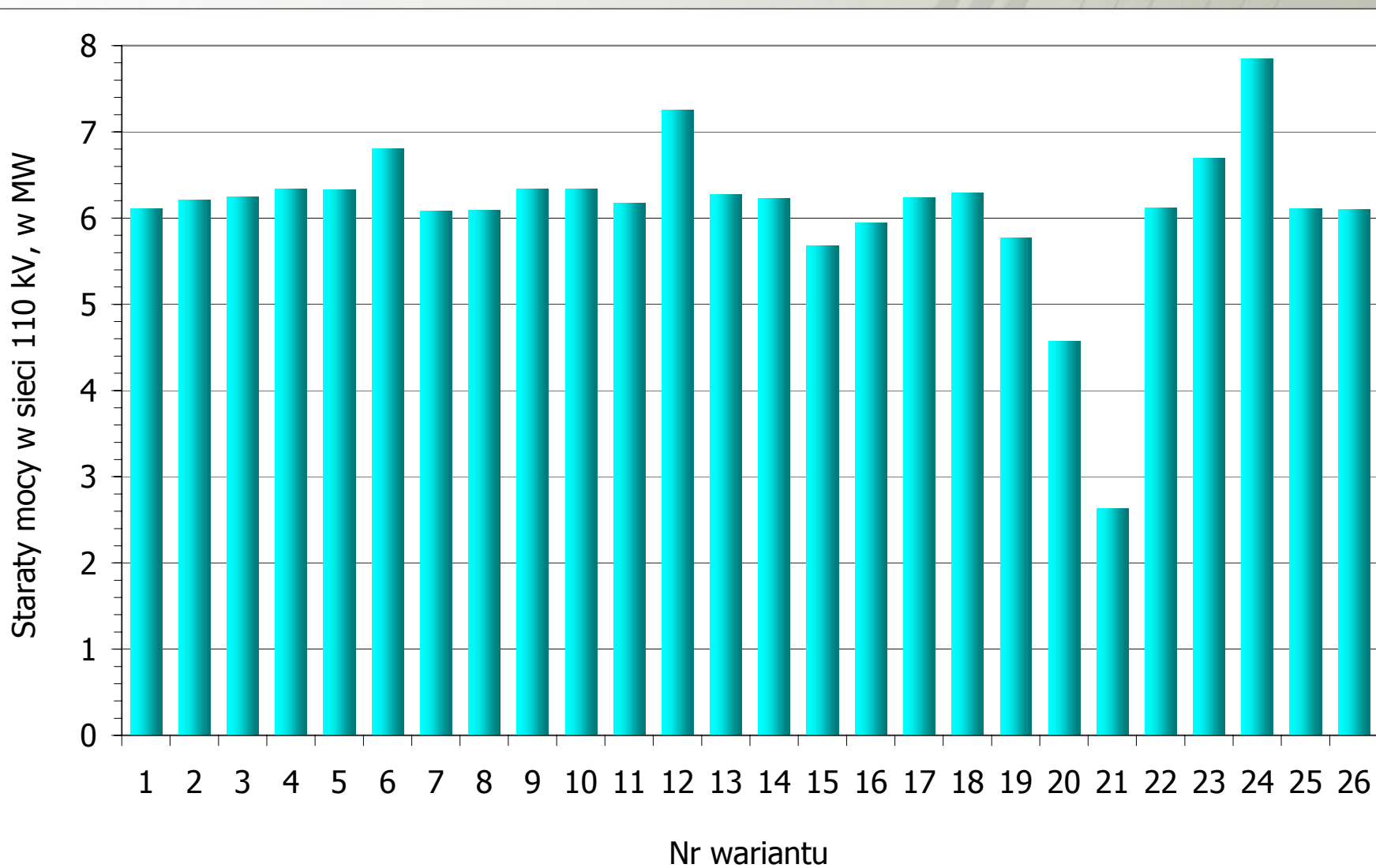


Regulacja napięcia w sieci 110 kV

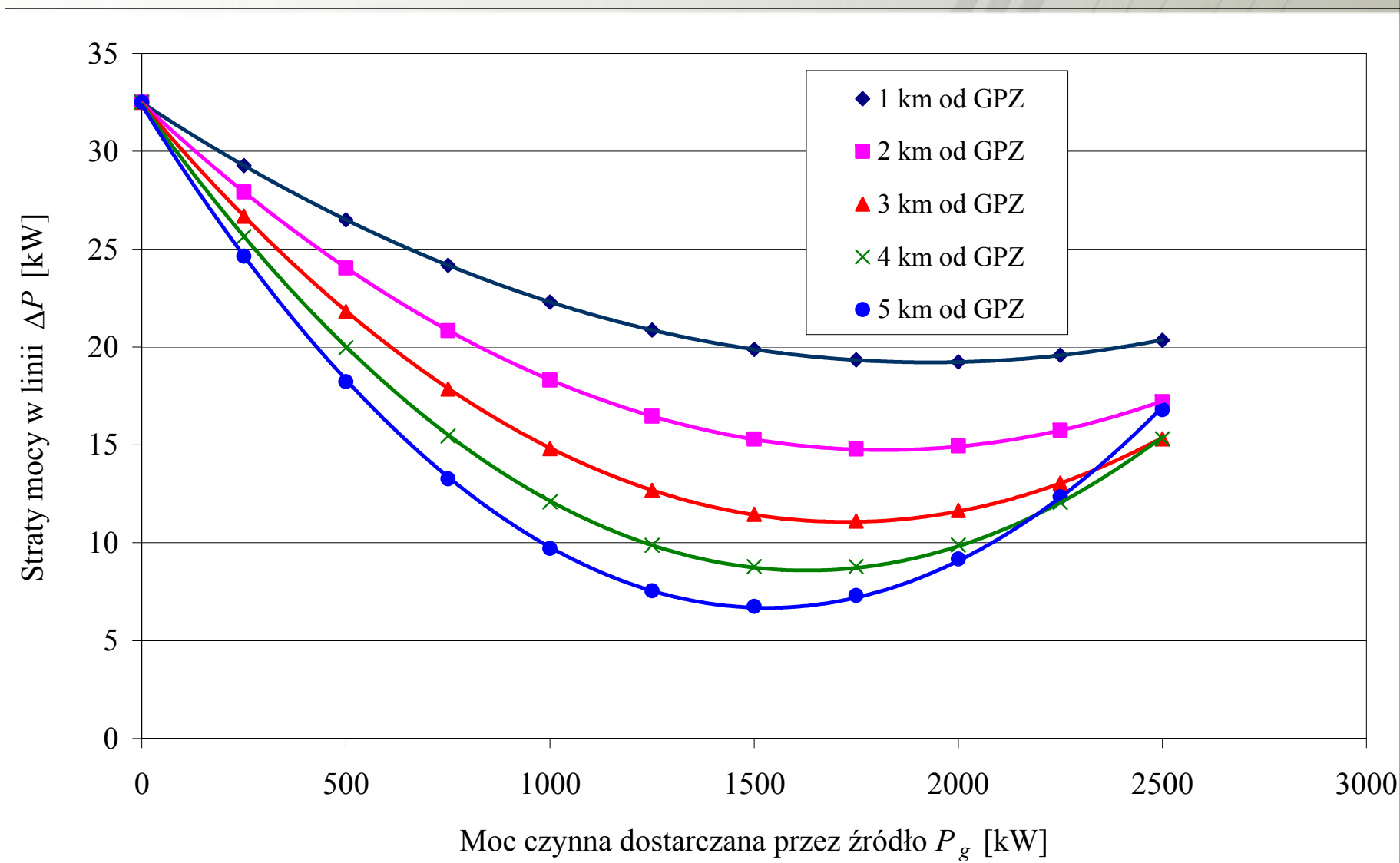




Konfiguracja sieci 110 kV



Zależność strat mocy od mocy i lokalizacji lokalnego źródła energii





Główne kierunki działań zmniejszających straty

Opracowanie uniwersalnej strategii postępowania dla zmniejszenia straty energii jest bardzo trudne, a może nawet niemożliwe. Dlatego na kolejnych slajdach podano za [7] przykłady takich działań. Działania te uporządkowano wg miejsca powstawania strat, tj.:

- w sieci i urządzeniach 110 kV;
- w sieci i urządzeniach średniego napięcia;
- w sieci i urządzeniach niskiego napięcia;
- w układach pomiarowych;



Główne kierunki działań zmniejszających straty

Jako kryterium oceny efektywności działań zmniejszających straty energii przyjęto kryterium czasu zwrotu nakładów koniecznych dla ich realizacji.

W tabelach na trzech kolejnych slajdach przyjęto następujące oznaczenia:

- * – działania, których zasadniczym celem nie jest zmniejszanie strat (zmniejszenie strat jest efektem dodatkowym, a poniesionych nakładów nie zalicza się do kosztów zmniejszania strat),
- # – działania, których efekty są trudne do oszacowania.



Działania poprawiające techniczne warunki pracy sieci

Są to działania mające na celu osiągnięcie wysokich poziomów bezpieczeństwa i niezawodności dostawy energii oraz wysokiej jakości energii. Działania takie mogą znacznie zmniejszyć straty energii. Zmniejszenie strat można więc traktować jako dodatkowy efekt prawidłowej działalności eksploatacyjnej.



Działania poprawiające techniczne warunki pracy sieci

Lp.	Działanie	Główny cel	Czas zwrotu nakładów (rzęd wielkości)
Sieci i urządzenia 110 kV			
1	Budowa GPZ	poprawa jakości energii i pewności zasilania	*
Sieci i urządzenia ŚN			
2	Przebudowa linii (zwiększenie przekroju)	zmniejszenie spadku napięcia i awaryjności, zwiększenie wytrzymałości zwarciowej	*
3	Kompensacja mocy biernej	a) zmniejszenie spadków napięcia b) zmniejszenie strat	a) * b) kilka lat
4	Budowa stacji transformatorowych ŚN/nN	poprawa jakości energii i pewności zasilania	*
Sieci i urządzenia nN			
5	Modernizacja linii nN	zmniejszenie spadku napięcia, większa pewność zasilania, bezpieczeństwo pracy	*
6	Styki - eliminacja zbędnych, zabiegi konserwacyjne w tym wymiana istniejących	a) pewność pracy, a) zmniejszenie strat	a) * b) 1.5 ÷ 2 lat
7	Regulacja napięcia	a) jakość energii, a) zmniejszenie strat	a) * b) #
8	Zmniejszenie asymetrii obciążenia	a) jakość energii, a) zmniejszenie strat	a) * b) #
Inne działania			
9	Utrzymywanie normalnego stanu pracy, np. dzięki pracy pod napięciem	a) jakość energii, a) zmniejszenie strat	a) * b) #



AGH

Działania o małych kosztach, których zasadniczym celem jest zmniejszenie technicznych strat energii

Lp.	Działanie	Główny cel	Czas zwrotu nakładów (rzęd wielkości)
Sieci i urządzenia 110 kV			
1	Regulacja napięcia w stacjach NN/110 kV	zmniejszenie strat	#
2	Wyłączenie 1 transformatora w niedociążonej stacji 110/ŚN	zmniejszenie strat	#
3	Zamiana transformatorów między stacjami 110/ŚN	zmniejszenie strat	kilka lat
Sieci i urządzenia ŚN			
4	Optymalizacja rozcięć w sieci: a) bez potrzeby instalowania odłączników, b) w przypadkach instalowania dodatkowych odłączników w optymalnych punktach rozcięć.	zmniejszenie strat	a) kilka miesięcy b) 3 ÷ 4 lata
5	Wymiana starych transformatorów na produkowane współcześnie: a) w przypadku awarii, b) w celu zmniejszenia strat.	a) ciągłość zasilania odbiorców b) zmniejszenie strat	a) * b) kilka lat
6	Dostosowanie transformatorów do aktualnych i przewidywanych obciążeń: a) w przypadku awarii istniejącego transformatora, b) jako planowe działanie w celu zmniejszenia strat.	zmniejszenie strat	a) * b) kilka lat

Oznaczenia (dotyczą wszystkich tabel):

* – działania, których zasadniczym celem nie jest zmniejszanie strat (zmniejszenie strat jest efektem dodatkowym, a poniesionych nakładów nie zalicza się do kosztów zmniejszania strat),

– działania, których efekty są trudne do oszacowania.



Działania, których zasadniczym celem jest poprawa efektywności obrotu energią

Lp.	Działanie	Główny cel	Czas zwrotu nakładów (rząd wielkości)
Sieci i urządzenia 110 kV			
1	Zmiana konfiguracji sieci 110 kV	zmniejszenie tranzytu mocy i energii	*
2	Budowa linii 110 kV	zmniejszenie opłat przesyłowych	*
Układy pomiarowe			
3	Instalacja rejestrujących układów pomiarowych	monitoring pracy sieci, pomiary mocy wymiany, bilanse cząstkowe	*
Inne działania			
4	Lokalne źródła energii	a) zmniejszenie kosztów zakupu energii, b) zmniejszenie strat technicznych	a) * b) #



Działania, których zasadniczym celem jest zmniejszenie strat handlowych

Lp.	Działanie	Główny cel	Czas zwrotu nakładów (rząd wielkości)
Sieci i urządzenia nN			
1	Izolowane przyłącza	bezpieczeństwo, straty handlowe	*
Układy pomiarowe			
2	Opomiarowanie stacji WN i ŚN,	bilanse cząstkowe, wykrycie błędów liczników	*
3	Wymiana liczników	a) zmniejszenie liczby reklamacji b) zmniejszenie strat	a) * b) #
4	Dobór i wymiana przekładników	dokładniejszy pomiar sprzedawanej energii	#
5	Liczniki I^2h , U^2h	określenie strat technicznych, rozliczenie strat w urządzeniach odbiorcy	kilka miesięcy
6	Wynoszenie układów pomiarowych na granice posesji	zmniejszenie strat handlowych	1.5 roku i więcej
7	Układy antykradzieżowe, liczniki przedpłatowe, przystawki do rejestratorów mocy	zmniejszenie strat handlowych	#
8	Kontrola układów pomiarowych	zmniejszenie strat handlowych	#
Inne działania			
9	Identyfikacja strat	zmniejszenie strat handlowych	#



Podsumowanie

1. Działania bezinwestycyjne mogą być skutecznym sposobem zmniejszenia strat energii pomimo iż zazwyczaj wymagają poniesienia określonych kosztów dla ich wdrożenia.
2. Działania inwestycyjne, które mogą znacząco wpłynąć na zmniejszenie strat są na ogół mało efektywne w sensie ekonomicznym – tylko koszty nielicznych działań zwracają się w krótkim czasie.
3. Każdorazowa decyzja o podjęciu działań inwestycyjnych powinna być poprzedzona analizą techniczno-ekonomiczną w celu określenia wpływu inwestycji na jednostkowe koszty dystrybucji energii w dłuższym okresie czasu.
4. Konieczne jest podjęcie badań mających na celu uaktualnienie wartości współczynników branych pod uwagę w analizach techniczno-ekonomicznych, jak np.: energetyczny równoważnik mocy biernej, współczynniki stałych kosztów obsługi i eksploatacji elementów sieci, itp.



Literatura

- [1] Pod red. Jerzego Kulczyckiego: „Ograniczanie strat energii elektrycznej w elektroenergetycznych sieciach rozdzielczych”. Wyd. PTPIREE, Poznań 2002.
- [2] Szpyra W.: „Optymalna moc transformatorów instalowanych w sieciach rozdzielczych przy uwzględnieniu wzrostu obciążenia w okresie ich eksploatacji”. Przegląd Elektrotechniczny 9/2006 str. 75-77.
- [3] Szpyra W.: „Optymalna regulacja napięcia sieci rozdzielczej średniego napięcia w warunkach rynkowych”. Rozdział XVI w *„Problemy systemów elektroenergetycznych”* Pod. red. Kazimierza Wilkosza. Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej. Seria wydawnicza Sekcji Systemów Elektroenergetycznych Komitetu Elektrotechniki Polskiej Akademii Nauk,



Dziękuję za uwagę