



## STRATY ENERGII JAKO NIEODZOWNE POTRZEBY WŁASNE SIECI

prof. dr hab. inż. Jerzy Kulczycki / Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie

mgr inż. Michał Rudziński / ENION S.A.

dr inż. Waldemar Szpyra / Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie

### 1. PRZYCZYNY STRAT – STRATY RZECZYWISTE, UZASADNIONE I OPTYMALNE

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 tej sieci. Straty sieciowe najczęściej klasyfikuje się według źródeł ich powstawania. Wyróżniane są straty techniczne i straty handlowe.

Straty techniczne energii są skutkiem zjawisk fizycznych towarzyszących przepływowi energii przez sieć lub napięciu w sieci. Ze względu na te zjawiska dzieli się je następująco:

- straty prądowe (obciążeniowe, podłużne) zależne od obciążenia (ciepło Joule'a)
- straty napięciowe (jałowe, poprzeczne) zależne od napięcia (straty w dielektrykach, straty ulotu, straty w rdzeniach transformatorów).

W sieci złożonej z elementów, w których te zjawiska występują, techniczne straty energii są nieuniknione. Ponieważ każdy element sieci ma rezystancję – przepływ prądu wytwarza ciepło, które jest stratą części przesyłanej energii. W izolacji pozostającej pod napięciem również powstają straty. Straty na rezystancji i w izolacji prawidłowo dobranego i użytkowanego elementu sieci wynikają z „fizyki zjawisk” zachodzących przy przesyłaniu energii. Nie są wynikiem niegospodarności. Wydaje się, że w odniesieniu do tych strat bardziej uzasadnionym określeniem byłoby – *potrzeby własne sieci* lub ściślej *energetyczne potrzeby własne sieci*. W dalszym ciągu będzie jednak używane pojęcie straty techniczne; jest ono krótsze, powszechnie rozumiane i powszechnie stosowane.

Straty handlowe są skutkiem tego, że zarówno energia wprowadzona, jak i odebrana są mierzone z pewnymi błędami. Są więc efektem zjawisk występujących przy handlu energią. Dzieli się je następująco:

- straty wynikające z błędów układów pomiarowych, głównie z wysokiego progu rozruchu liczników oraz klasy dokładności stosowanych liczników; może się zdarzyć, że straty wynikające z błędów układów pomiarowych są mniejsze od zera
- straty będące skutkiem systemu ewidencji sprzedanej energii, np. wynikające z przyjętego systemu rozliczeń opartego na prognozach zużycia energii przez drobnych odbiorców. Innymi przykładami strat ewidencyjnych są straty w przypadku zróżnicowanej częstości odczytów poszczególnych grup liczników i opóźnienia w odczytach liczników. Straty ewidencyjne przyjmują wartości dodatnie i ujemne, a w dłuższych okresach czasu ich wartość jest bliska zero
- energia niezmierną pobrana z sieci (nielegalny pobór energii).

### Streszczenie

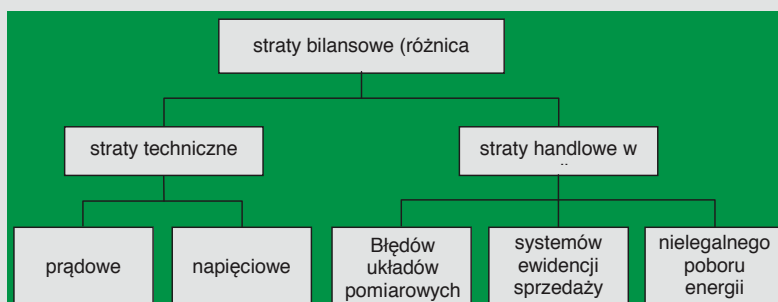
Przedstawiono klasyfikację strat sieciowych (różnicy bilansowej) wg źródeł ich powstawania. Wykazano, że różnica bilansowa nie stanowi wystarczającej informacji do określenia rzeczywistych strat technicznych występujących w sieci. Na skutek błędów pomiarowych i błędów wynikających z systemów ewidencji sprzedanej energii, różnica bilansowa przyjmuje w stosunku do strat rzeczywistych często wartości na przemian zawyżone i zaniżone, nawet ujemne. Przedstawiono trzy metody obliczania rzeczywistych strat na podstawie sprawozdawczości. Pokazano wpływ lokalnych źródeł energii, tranzytów energii, decyzji operatora sieci przesyłowej oraz zobowiązań umownych z niektórymi odbiorcami na wskaźnik strat.

Straty sieciowe bilansowe lub krótko różnica bilansowa lub straty bilansowe są różnicą między energią zmierzona wprowadzoną do sieci a energią zmierzona odebraną z tej sieci. Różnica bilansowa jest sumą strat technicznych i strat handlowych.

Podział strat sieciowych według źródeł ich powstawania podano na rys. 1.

Określmy dalsze pojęcia związane ze stratami technicznymi:

- straty rzeczywiste są to straty rzeczywiście występujące w danej sieci,
- straty uzasadnione są to straty, jakie wystąpiłyby w danej sieci przy optymalnym rozplywie mocy i poprawnej eksploatacji tej sieci,
- straty optymalne są to straty, jakie wystąpią w sieci o strukturze tak dobranej do obciążenia, że koszt roczny (lub suma zdyskontowanych kosztów w okresie amortyzacji) tej sieci osiąga minimum.



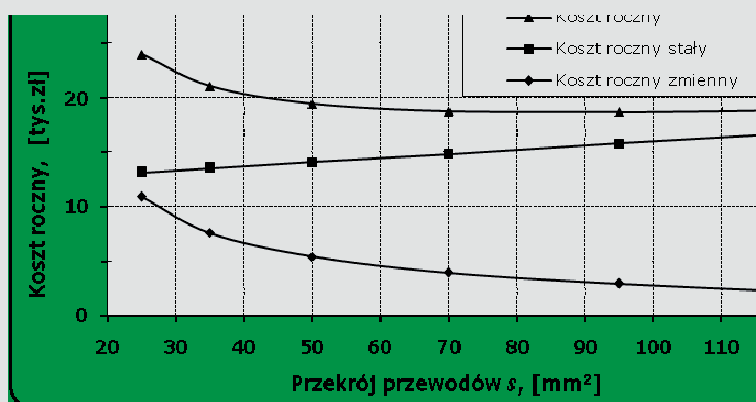
Rys. 1. Podział strat sieciowych według źródeł ich powstawania

Pojęcie strat optymalnych zostanie wyjaśnione na przykładzie linii elektroenergetycznej. Wymaga to przypomnienia pojęcia kosztu rocznego.

Koszt roczny jest miarą wszystkich nakładów związanych z budową i eksploatacją sieci lub elementu sieci, odniesioną do jednego roku.

Rozważmy przypadek projektowanej linii elektroenergetycznej o określonym obciążeniu. Koszt roczny tej linii składa się z kosztu stałego (koszt kapitału + koszt eksploatacji) oraz kosztu zmiennego (kosztu strat mocy i energii). Oba te składniki zależą od przekroju linii. Wzrost przekroju powoduje wzrost kosztu stałego i obniżkę kosztu strat, a więc kosztu zmiennego. Zależność kosztu rocznego i jego składników od przekroju pokazano na rys. 2.

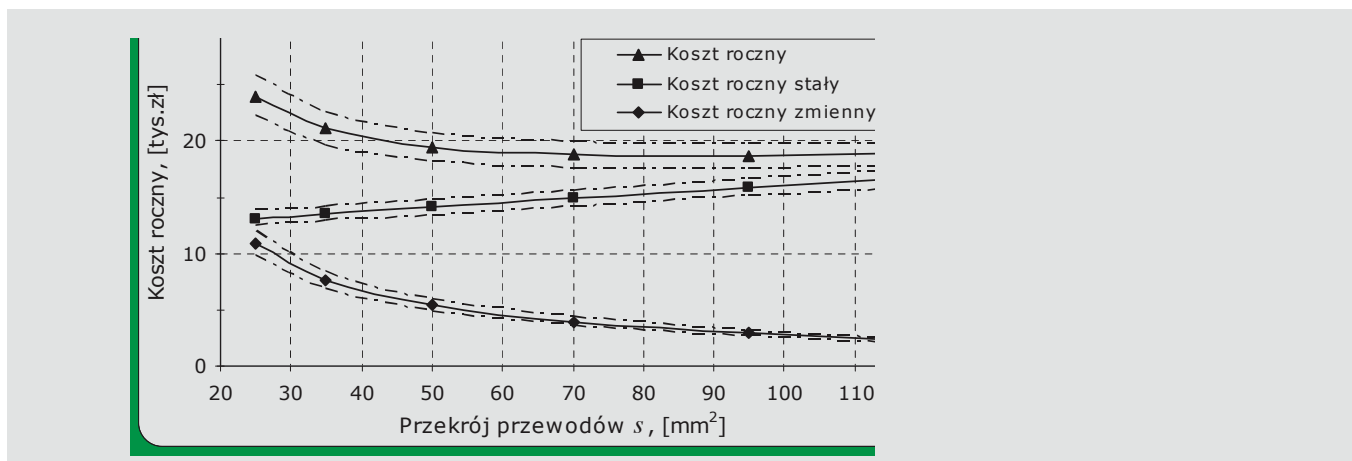
Przekrój, przy którym funkcja kosztu rocznego osiąga minimum  $K_{\min}$ , jest przekrojem ekonomicznym linii  $s_{ek}$ . Straty energii przy tym przekroju są stratami optymalnymi.



Rys. 2. Zależność kosztu rocznego i jego składników od przekroju linii.

Koszt roczny w otoczeniu  $s_{ek}$  jest funkcją płaską, w przypadku odchylenia wartości przekroju od przekroju ekonomicznego koszt roczny linii stosunkowo mało się zmienia.

W praktyce dane do obliczenia kosztu rocznego i przekroju ekonomicznego są rozmyte. W czasie projektowania linii, „z góry” nie są dokładnie znane wielkości, od których zależą koszty roczne, np.: koszty budowy, obciążenie, koszty energii. Linie na rys. 2 należałoby zastąpić pasmami odzwierciedlającymi zakresy możliwej zmienności tych danych. W rezultacie wykres z rys. 2 przybierze postać jak na rys. 3.



Rys. 3. Zależność kosztu rocznego i jego składników od przekroju linii w przypadku „rozmytych” danych o kosztach – linią przerywaną zaznaczono granice zmienności kosztów przy założeniu, że nakłady inwestycyjne i straty mocy są określone z błędem  $\pm 5\%$ .

Na rys. 3 widać, że wartości przekroju ekonomicznego, a zatem również optymalnych strat, są „rozmyte” – ich wartości mogą być obliczone z pewnym błędem.

Z analizy wykresu kosztu rocznego linii i jego składników wynikają następujące wnioski: zwiększenie przekroju linii zwiększa koszt stały linii i zmniejsza jej koszt zmienny. Zatem, przy danej prognozie obciążenia obniżenie strat w projektowanej linii jest możliwe, ale podwyższa nakłady na budowę linii. Zmniejszenie strat poniżej strat optymalnych jest możliwe, ale wymaga zastosowania większego, droższego przekroju i w rezultacie podwyższa koszty pracy sieci.

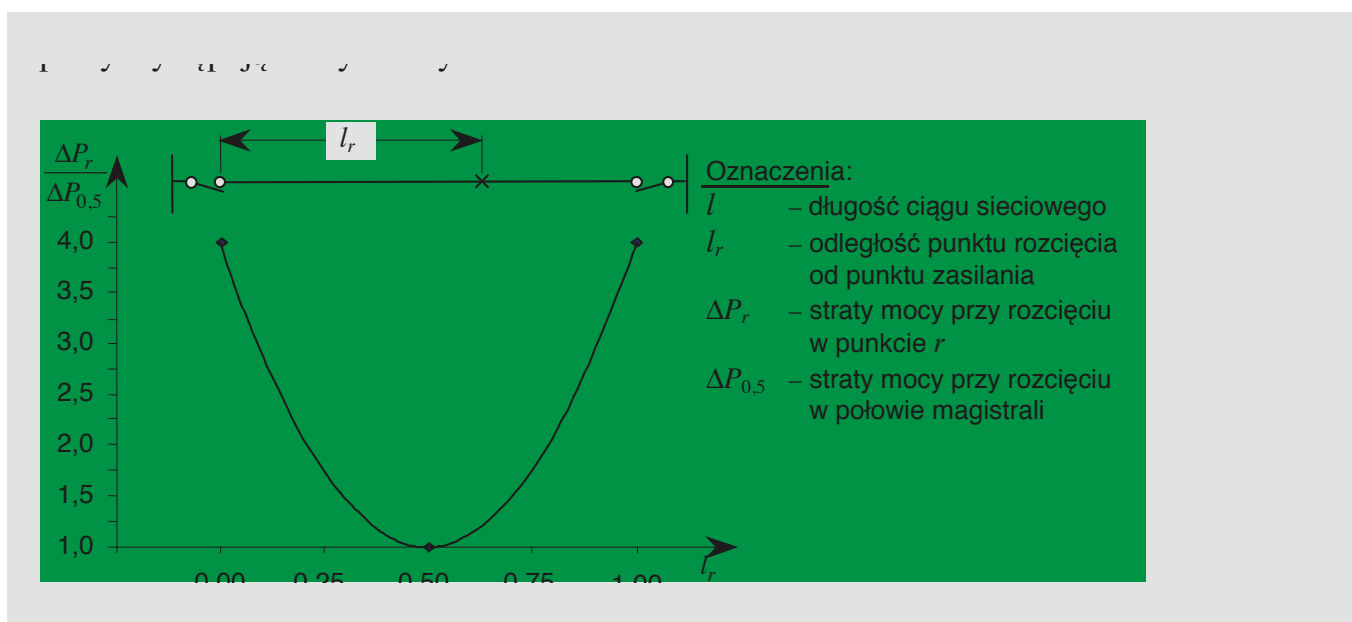
Należy mieć na uwadze, że dane do obliczeń optymalnych strat są niepewne (rozmyte). Zatem wyniki obliczeń ekonomicznego przekroju linii i związanych z tym przekrojem optymalnych strat mogą być wytycznymi w działaniach mających na celu obniżkę strat, ale powinny być przyjmowane jako dane orientacyjne z pewną tolerancją.

Analogiczne wnioski można uzasadnić w odniesieniu do innych elementów sieci (np. transformatorów) oraz do sieci złożonych z tych elementów.

Pojęcia strat rzeczywistych, uzasadnionych i optymalnych ilustruje następujący przykład.

### Przykład 1

Linia dwustronnie zasilana o równomiernym obciążeniu na całej długości i o stałym przekroju  $s$  jest rozcięta w jednym z węzłów zasilania (rys. 4). W tym stanie pracy występują straty rzeczywiste.



Rys. 4. Ciąg sieciowy równomiernie obciążony – zależność strat mocy od miejsca rozcięcia sieci [3]

W linii o stałym przekroju dwustronnie zasilanej, równomiernie obciążonej na całej długości, ale rozciętej, straty rzeczywiste zależą od lokalizacji punktu rozcięcia. Zależność tę pokazano na rys. 4. Gdyby nie było przeciwwskazań do zmiany punktu rozcięcia (np. wynikających z wymogu pewności zasilania), linię należałoby rozciąć w połowie długości. Wtedy wystąpiłyby najmniejsze straty. Byłyby to straty uzasadnione. Załóżmy, że sieć jest rozcięta na początku linii – przy odbiorze o zwiększonych wymaganiach pewności zasilania, wyposażonym w automatykę SZR. W takim przypadku straty rzeczywiste będą cztery razy większe niż przy rozcięciu linii w połowie długości, ale będą to straty uzasadnione.

Gdyby przekrój linii na etapie projektowania  $s_{ek}$  był tak dobrany, aby koszty roczne (a nie straty!) były najmniejsze, to straty, które wystąpiłyby przy tak dobranym przekroju i przy rozcięciu linii w połowie jej długości, byłyby stratami optymalnymi. W zależności od tego czy istniejący przekrój linii  $s$  jest większy lub mniejszy od przekroju ekonomicznego  $s_{ek}$ , porównanie strat uzasadnionych i optymalnych byłoby następujące:

- jeżeli  $s > s_{ek}$ , to straty optymalne byłyby mniejsze od strat uzasadnionych
- jeżeli  $s < s_{ek}$ , to straty optymalne byłyby większe od strat uzasadnionych.

## Podsumowanie

Z powyższych rozważań wynika, że:

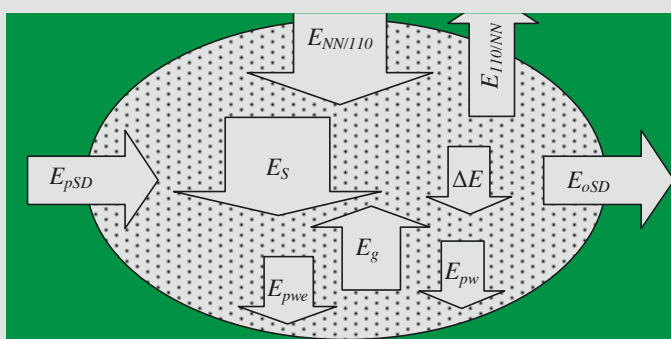
- Straty bilansowe (różnica bilansowa) nie stanowią wystarczającej informacji do określenia rzeczywistych strat technicznych występujących w sieci.
- Wielkość strat uzasadnionych w pojedynczym elemencie sieci może zależeć od różnych okoliczności.
- Straty rzeczywiste są większe lub równe stratom uzasadnionym, natomiast straty optymalne mogą być większe, równe lub mniejsze od strat rzeczywistych i/lub uzasadnionych.
- Minimalizacja strat (kosztów strat) nie może być dla operatora sieci celem nadrzędnym w stosunku do innych celów. Zasadniczym celem pracy sieci jest dostawa energii o określonych cechach jakościowych i przy najmniejszych kosztach. Koszty strat są jednym z wielu składników kosztów pracy sieci.

## 2. WSKAŹNIKI STRAT

Na podstawie bezwzględnej, a więc liczonej np. w MWh, wielkości strat bilansowych można obliczyć sprawność sieci i straty względne procentowe.

Wskaźnik procentowych strat względnych i w konsekwencji sprawność sieci są różnie definiowane. Dlatego, operując tymi wskaźnikami, należy przytoczyć ich definicje. Różnice wartości wskaźników strat mogą wynikać m.in. z różnych sposobów uwzględnienia w rachunku energii oddanej z sieci danej SD do sieci sąsiedniej SD.

Poniżej zostaną przedstawione sposoby obliczenia współczynnika strat bilansowych wg Sprawozdania G-10.7.



Rys. 5. Bilans energii spółki dystrybucyjnej

Rys. 5. Bilans energii spółki dystrybucyjnej

Przyjmijmy oznaczenia:  $E_{wp}$  – całkowita energia wprowadzona do sieci SD;  $E_{od}$  – całkowita energia oddana z sieci SD;  $E_{NN/110}$  – energia wprowadzona do sieci SD przez transformatory NN/110 kV;  $E_{110/NN}$  – energia oddana z sieci SD przez transformatory NN/110 kV;  $E_g$  – energia wprowadzona do sieci SD z elektrowni przyłączonych do sieci dystrybucyjnej SD;  $E_{pSD}$  – energia pobrana z sieci sąsiednich SD;  $E_{oSD}$  – energia oddana do sieci sąsiednich SD;  $E_s$  – energia dostarczona odbiorcom finalnym, w tym pobrana nielegalnie;  $E_{pw}$  – potrzeby własne (energia pobrana przez odbiory własne SD);  $E_{pwe}$  – pompowanie wody w elektrowniach wodnych;  $\Delta E$  – straty energii w sieci.



Zachodzą zależności:

- energia wprowadzona do sieci

$$E_{wp} = E_{NN/110} + E_g + E_{pSD} \quad (1)$$

- energia oddana z sieci

$$E_{od} = E_{NN/110} + E_{pSD} + E_{sSD} + E_{sSN} + E_{sE} \quad (2)$$

- straty bilansowe (różnica bilansowa, wartość bezwzględna)

$$\Delta E = E_{wp} - E_{od} \quad (3)$$

Procentowy wskaźnik strat bilansowych (różnicy bilansowej) w Sprawozdaniu G-10.7 jest od maja 1995 określony następująco:

$$\Delta E_{\%} = \frac{E_{wp} - E_{od}}{E_{wp}} \times 100\% \quad (4)$$

W sprawozdawczości (Sprawozdania G.10.7) obowiązującej w energetyce do kwietnia 1995 roku wskaźnik strat bilansowych (różnicy bilansowej) liczono inaczej, a mianowicie:

$$\Delta E_{\%} = \frac{E_{wp} - E_{od}}{E_g + E_{pSD} + \Delta E} \times 100\% \quad (5)$$

Oczywiste jest, że korzystając z różnych wzorów definicyjnych można otrzymać różne wyniki. Również rankingi spółek dystrybucyjnych uporządkowane według wskaźnika strat liczonego według różnych wzorów mogą być różne. Zostanie to zilustrowane przykładem podanym w dalszej części artykułu.

Udział niektórych składników energii wprowadzonej do sieci  $E_{wp}$  i energii oddanej z sieci  $E_{od}$  ma wpływ na wartość wskaźnika strat bilansowych (różnicy bilansowej). Dotyczy to udziału energii  $E_g$  wprowadzonej do sieci SD z elektrowni przyłączonych do sieci dystrybucyjnej SD w całkowitej energii wprowadzonej do sieci  $E_{wp}$  oraz udziału energii  $E_{oSD}$  oddanej do sieci sąsiednich SD.

Tabl. 1. Przykład zależności wskaźnika strat bilansowych od produkcji elektrowni lokalnej

Kolejny rok	$E_g$ – produkcja elektrowni lokalnej [GWh]	$E_s$ – sprzedaż energii odbiorcom finalnym [GWh]	$\Delta E_{\%}$ – wskaźnik strat bilansowych (różnicy bilansowej) [%]	$E_g/E_s$
1	890	4336	13,96	0,21
2	752	4559	14,99	0,16
3	1026	4805	13,68	0,21
4	1014	4682	13,04	0,22
5	1544	4642	12,00	0,33

W odniesieniu do elektrowni przyłączonych do sieci dystrybucyjnej w dalszym ciągu będzie stosowane krótsze określenie – elektrownie lokalne. Wpływ elektrowni lokalnych na wielkość strat energii zależy od wielkości wprowadzonej przez nie mocy do sieci oraz od lokalizacji elektrowni w stosunku do innych źródeł zasilających tę sieć, np. od stacji NN/110 lub 110/SN.

Gdy moc elektrowni jest stosunkowo mała i pokrywa zapotrzebowanie bliskiego fragmentu sieci, energia z lokalnych elektrowni ma zwykle krótszą drogę przepływu do odbiorów niż energia dopływająca ze stacji NN – jest więc oddawana z sieci przy mniejszych stratach. Ilustracją tego zjawiska są dane jednej ze spółek dystrybucyjnych zestawione w tabl. 1.

Natomiast, gdy elektrownia lokalna pokrywa również obciążenie dalekich odbiorców, np. gdy nadmiar energii wprowadzonej do sieci na danym napięciu jest transformowany na wyższe napięcie – praca elektrowni lokalnej może zwiększyć straty energii.

Jeśli elektrownia lokalna wprowadza do sieci 110 kV moce rzędu setek MW rozptylujące się w sieciach 110 kV kilku SD, straty energii w niektórych SD zmniejszą, a w innych wzrosną; przy czym:

- największy wzrost strat występuje w sieci tej SD, do której jest przyłączona elektrownia lokalna
- straty we wszystkich SD liczone łącznie mogą wzrosnąć lub zmaleć

Tabele 2 i 3 dotyczą takich sytuacji.

Tab. 2. Przykład zależności wskaźnika strat bilansowych w czterech SD oraz w sieci 110 kV krajowego systemu elektroenergetycznego (KSE) od pracy elektrowni lokalnej (elektrociepłowni) o mocy 500 MW przyłączonej do sieci SD-1

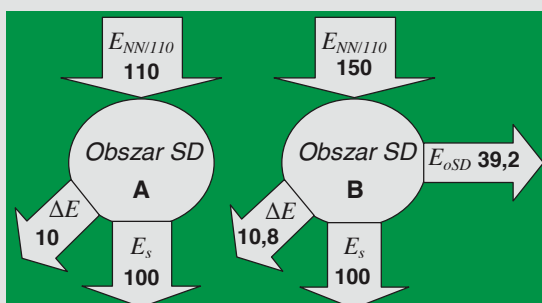
Wariant	Straty mocy w MW w sieci 110 kV czterech SD oraz sieci krajowego systemu elektroenergetycznego (KSE), planowany szczyt zimy 2015				
	SD-1	SD-2	SD-3	SD-4	Sieć KSE
Wyjściowy	17,8	13,3	11,5	27,9	
Po uruchomieniu EC o mocy 500 MW	31,1	12,5	10,5	22,5	
Efekt uruchomienia EC	+13,3	-0,8	-1,0	-5,4	+6,3

Tab. 3. Przykład zależności wskaźnika strat bilansowych w pięciu SD oraz w sieci 110 kV KSE od pracy dwóch elektrociepłowni o łącznej mocy 330 MW przyłączonej do sieci SD-2

Wariant	Straty mocy w MW w sieci 110 kV pięciu SD oraz sieci krajowego systemu elektroenergetycznego (KSE), planowany szczyt zimy 2015					
	SD-1	SD-2	SD-3	SD-4	SD-5	Sieć KSE
Wyjściowy	17,8	13,3	11,5	27,9	10,8	
Po uruchomieniu EC o mocy 500 MW	16,1	14,9	10,6	26,4	11,9	
Efekt uruchomienia EC	-1,7	+1,6	-0,9	-1,5	+1,1	-1,4

Większość tranzytu energii do sąsiednich SD występuje na napięciu 110 kV, co wiąże się ze znacznie mniejszymi stratami procentowymi niż przesył energii do odbiorców finalnych, zasilanych na niższych napięciach. W przypadku występowania tranzytu energii (oddawania energii do sąsiednich SD) straty procentowe są mniejsze, a sprawność sieci większa. Wyjaśnia to następujący przykład obliczeniowy:

## Przykład 2



Rys. 6. Bilans energii spółek dystrybucyjnych – wpływ metodologii liczenia na wielkość wskaźnika strat bilansowych (różnicy bilansowej)

Wskaźniki strat bilansowych (różnicy bilansowej) dla obu spółek dystrybucyjnych z bilansami energii jak na rysunku 6 [wzór (4)] wynoszą:

- spółka dystrybucyjna A

$$\Delta E_{\%} = \frac{E_{wp} - E_{od}}{F} \times 100\% = \frac{110 - 100}{110} \times 100\% = 9,09\%$$

- spółka dystrybucyjna B

$$\Delta E_{\%} = \frac{150 - 139,2}{150} \times 100\% = 7,20\%$$

Natomiast wskaźniki obliczone metodą obowiązującą do kwietnia 1995 roku [ wzór (5) ] wynoszą:

- spółka dystrybucyjna A

$$\Delta E_{\%} = \frac{E_{wp} - E_{od}}{F + F + \Delta F} \times 100\% = \frac{110 - 100}{100 + 10} \times 100\% = 9,09\%$$

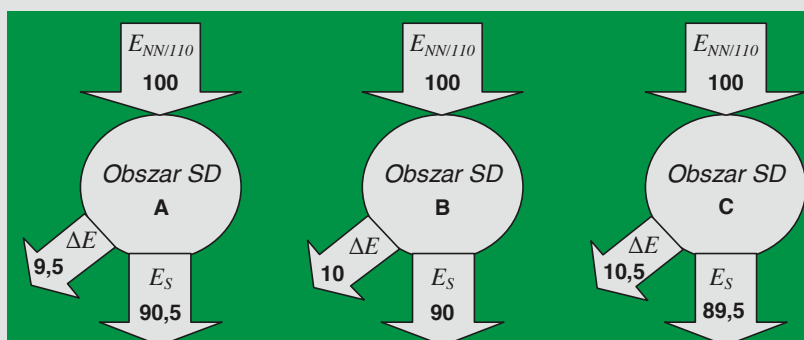
- spółka dystrybucyjna B

$$\Delta E_{\%} = \frac{150 - 139,2}{150} \times 100\% = 9,75\%$$

W przypadku SD oddającej energię do sieci sąsiedniej spółki wynik obliczeń zależy od metody. Warto też zauważyć, że gdyby układać dwa rankingi SD według wskaźników strat bilansowych (różnicy bilansowej) liczonych tymi dwoma metodami, to wzajemne położenie spółek A i B w obu rankingach byłoby różne. W rankingu sporządzonym wg obowiązującej obecnie metodologii liczenia SD spółka B miałaby mniejszy wskaźnik strat (7,20%) od wskaźnika SD spółki A (9,09%). W rankingu sporządzonym wg starszej metodologii byłoby przeciwnie; SD A miałaby mniejszy wskaźnik strat (9,09%) od wskaźnika SD B (9,75%). Różnice sprawności sieci obliczone dla Polski tymi dwoma metodami wynoszą 2,5 ÷ 3,0%, a dla poszczególnych SD mogą się zawierać w znacznie szerszych granicach.

### Przykład 3

W tym przykładzie zostanie pokazany wpływ tranzytu energii (przesyłu energii do sąsiednich SD) na wskaźnik strat (różnicy bilansowej). Założmy, że trzy SD nie przekazują sobie energii, a ich bilanse przedstawia rys. 7.



Rys. 7. Bilanse energii trzech spółek dystrybucyjnych – wariant bez tranzytów energii między sieciami spółek

Wskaźniki strat bilansowych (różnicy bilansowej) obliczone ze wzoru (4) wynoszą:

- spółka dystrybucyjna A

$$\Delta E_{\%} = \frac{100 - 90,5}{100} \times 100\% = 9,50\%$$

- spółka dystrybucyjna B

$$\Delta E = \frac{100 - 90}{100} \times 100\% = 10,00\%$$

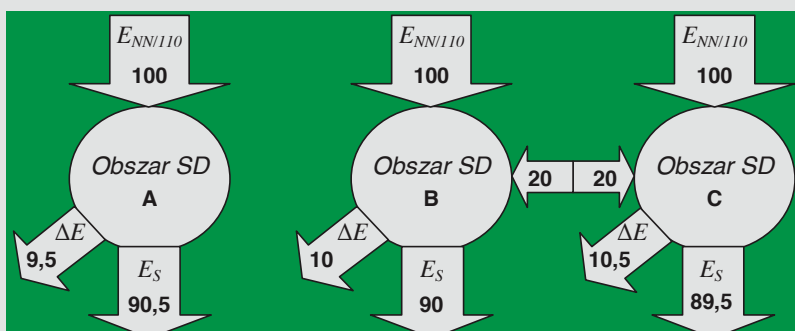
- spółka dystrybucyjna C

$$\Delta E = \frac{100 - 89,5}{100} \times 100\% = 10,50\%$$

Kolejność spółek dystrybucyjnych ustalona wg tego wskaźnika jest następująca:

- 1) SD A – 9,50%
- 2) SD B – 10,00%
- 3) SD C – 10,50%.

Rozpatrzmy, jak na rys. 8 między SD B i SD C następuje wymiana 20 jednostek energii bez zmiany strat.



Rys. 8. Bilanse energii trzech SD – wariant z wymianą 20 jednostek energii między SD B i SD C

Wskaźnik strat bilansowych (różnicy bilansowej) SD A nie zmieni się, natomiast wskaźniki SD B i SD C wyniosą:

- spółka dystrybucyjna B

$$\Delta E_{\%} = \frac{120 - 110}{120} \times 100\% = 8,33\%$$

- spółka dystrybucyjna C

$$\Delta E_{\%} = \frac{120 - 109,5}{120} \times 100\% = 8,75\%$$

Kolejność spółek dystrybucyjnych wg wskaźnika strat bilansowych (różnicy bilansowej) będzie następująca:

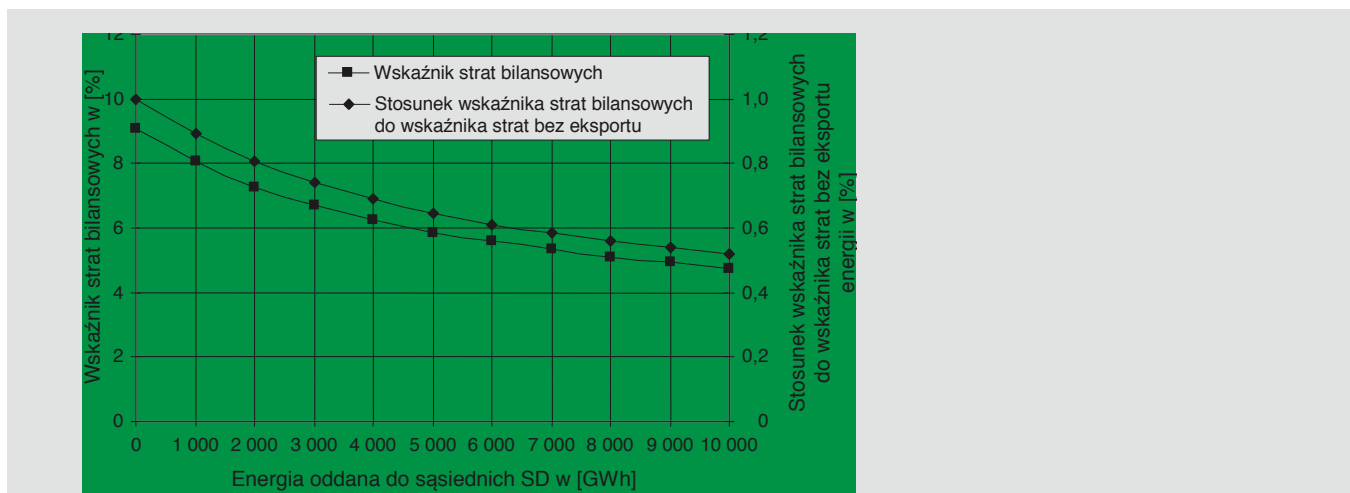
- 1) SD B – 8,33%
- 2) SD C – 8,75%
- 3) SD A – 9,50%.

W oddawaniu energii do sąsiednich spółek uczestniczy głównie sieć 110 kV. Straty związane z przekazywaniem energii na tym napięciu są znacznie mniejsze od strat towarzyszących przepływowi energii do odbiorców na niższych napięciach. Jeżeli w sieci danej SD wzrasta energia przenoszona do sieci sąsiednich SD, to w sieci danej spółki muszą wzrosnąć wielkości energii wprowadzonych  $E_{wp}$  i oddanych  $E_{od}$ . W przypadku liczenia wskaźnika strat bilansowych (różnicy bilansowej) ze wzoru (4) znacznemu wzrostowi tranzytu, a tym samym wzrostowi mianownika (np. o kilkadziesiąt procent) towarzyszy mniejsze zwiększenie strat, a więc licznika (np. o kilka procent). Zatem tranzyt energii do sąsiednich spółek obniża wskaźnik strat bilansowych (różnicy bilansowej). Wskazują na to obliczenia przykładu 3.

Wykresy pokazane na rys. 9 przedstawiają przykład zależności wskaźnika strat bilansowych  $\Delta E\%$  od energii oddanej do sąsiednich spółek dystrybucyjnych  $E_{osd}$  oraz zależność stosunku wskaźnika strat bilansowych do wskaźnika strat bilansowych bez eksportu energii od wielkości energii oddanej sąsiednim SD.

Wykresy opracowano przy założeniach, że cała energia wprowadzana jest do sieci analizowanej SD z sieci NN, energia dostarczona odbiorcom finalnym  $E_s = 5\,000$  GWh, straty energii w sieci bez tranzytu wynoszą 10%,  $\Delta E = 500$  GWh, straty energii wywołane tranzytem energii do sieci 110 kV sąsiedniej SD wynoszą 2,5% oddawanej energii.



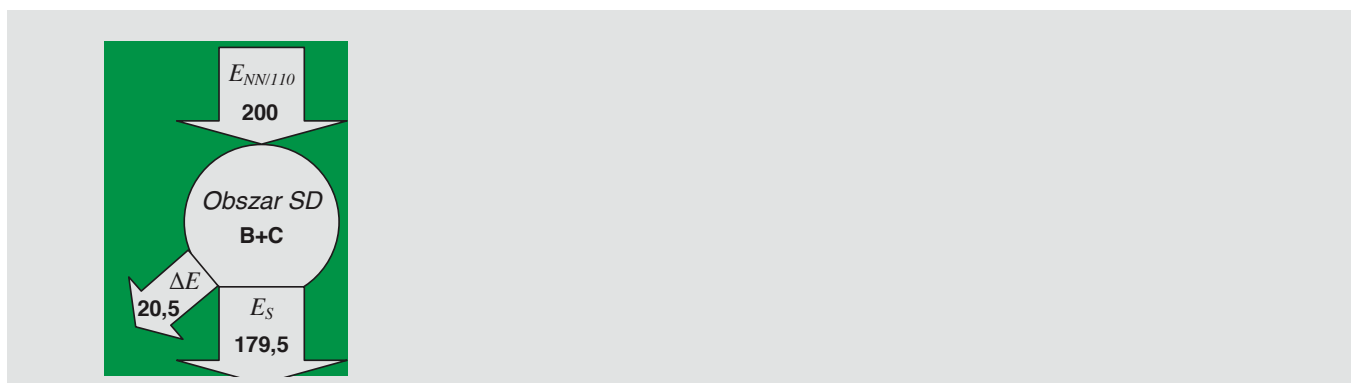


Rys. 9. Zależność wskaźnika strat bilansowych (różnicy bilansowej)  $\Delta E_{\%}$  od energii oddanej do sąsiedniej spółki dystrybucyjnej  $E_{oSD}$  oraz zależność stosunku wskaźnika strat bilansowych do wskaźnika strat bilansowych bez eksportu energii od wielkości energii oddanej sąsiednim SD

## Wpływ konsolidacji przedsiębiorstw sieciowych na wskaźnik strat

### Przykład 4

Założmy, że spółki dystrybucyjne B i C, z bilansem energii jak w przykładzie 3, (rys. 8), połączyły się w jedno przedsiębiorstwo. Bilans energii po konsolidacji będzie jak na rys.10.



Rys. 10. Bilans energii skonsolidowanych spółek dystrybucyjnych

Wskaźniki strat bilansowych tych spółek przed połączeniem wynosiły dla SD B – 8,33%, dla SD C – 8,75%. Wskaźnik strat bilansowych po konsolidacji wyniesie:

$$\Delta E_{\%} = \frac{200 - 179,5}{200} \times 100 = 10,25\%$$

W tym przypadku zmiana własności, bez żadnych zmian technicznych, w tym bez zmian w rozptywie energii, spowoduje znaczny wzrost wskaźnika strat. Tak może być w przypadkach konsolidacji SD, między którymi są znaczne tranzyty energii.

## Podsumowanie

Z analizy wzorów (4) i (5) wynikają następujące wnioski:

1. Metodologia liczenia wskaźnika strat bilansowych (różnicy bilansowej) ma znaczący wpływ na jego wartość
2. Wymiana energii między sieciami sąsiednich SD (wzajemne świadczenia usług tranzytowych) zmniejsza wskaźnik strat bilansowych (różnicy bilansowej) nawet, gdy prowadzi do wzrostu strat bezwzględnych
3. Połączone (skonsolidowane) SD mogą mieć procentowy wskaźnik strat bilansowych wyższy od wskaźników strat poszczególnych spółek przed połączeniem (przy niezmienionej wartości strat bezwzględnych, liczonych np. w MWh).



### 3. STRATY HANDLOWE

Jak podano w rozdziale 1, przyczyną strat handlowych są błędy układów pomiarowych, błędy wynikające z systemów ewidencji sprzedaży energii oraz nielegalny pobór energii.

#### Błędy układów pomiarowych

##### Przykład 5

Rozpatrzmy przypadek elementu sieci, np. linię z pomiarami energii na początku i na końcu.

Założmy, że w pewnym okresie między odczytami liczników energia rzeczywiście oddana z linii wynosi 100 kWh; rzeczywiste straty energii w linii wynoszą 0,5 kWh; oba liczniki, na początku i na końcu linii, są klasy 0,5; licznik na początku linii ma uchyb ujemny: jego wskazania są o 0,4% niższe od rzeczywistego przepływu energii; licznik na końcu linii ma uchyb dodatni: jego wskazania są o 0,3% wyższe od rzeczywistej wielkości energii.

Z tych założeń wynika, iż:

- energia rzeczywiście wpływająca do linii wynosi 100,5 kWh
- energia zmierzona jako wpływająca do linii wynosi  $100,5 - 0,402 \approx 100,1$  kWh
- energia zmierzona jako odebrana z linii wynosi  $100 + 0,3 = 100,3$  kWh
- różnica między energiami zmierzonymi na początku i na końcu linii, a więc straty wynoszą  $100,1 - 100,3 = -0,2$  kWh.

Z tego przykładu wynika wniosek, że straty bilansowe (różnica bilansowa) w istotny sposób mogą zależeć od błędów układów pomiarowych. Błąd różnicy bilansowej jest tym większy, im mniejsze są rzeczywiste straty sieci.

W praktyce przedmiotem analizy strat są fragmenty sieci o znacznie większych stratach, rzędu kilku do kilkunastu procent. Jednak w skrajnych przypadkach wielkość strat bilansowych (różnicy bilansowej) na skutek błędów układów pomiarowych może być mniejsza od zera.

#### Systemy ewidencji sprzedanej energii

Przyczyną większych i częstszych błędów mogą być systemy ewidencji sprzedanej energii. Wielkość energii podawanej w sprawozdaniach jako sprzedawanej w poszczególnych miesiącach może być obciążona błędami. Dotyczy to szczególnie energii sprzedawanej z sieci nN. Błędy te są wynikiem przyjęcia np. następujących zasad odczytów liczników:

1. Liczniki energii wprowadzonej do sieci są odczytywane co miesiąc
2. Odbiorcy są podzieleni na dwie grupy, np. A i B
3. W pierwszej grupie odbiorców liczniki odczytuje się w miesiące nieparzyste, a więc w styczniu, marcu, maju..., natomiast w drugiej grupie liczniki odczytuje się w miesiące parzyste – w lutym, kwietniu, czerwcu...
4. Odczytywanie liczników w każdej grupie trwa cały miesiąc. Zużycie energii odczytane w ciągu miesiąca jest przypisane na dzień 15 danego miesiąca i wykazywane jako zużycie energii w obu grupach w danym miesiącu. Tak więc, np. zużycie energii przez odbiorców grupy A, odczytane w okresie od 1 do 31 stycznia, jest przypisane na dzień 15 stycznia i wykazywane w sprawozdawczości jako zużycie energii przez odbiorców grup A i B w styczniu.

Skutkiem tego zjawiska, określanego jako „przesunięcie inkasa energii”, mogą być znaczne różnice między ilościami energii wykazanej w sprawozdawczości jako dostarczona odbiorcom a ilością energii rzeczywiście dostarczonej odbiorcom w poszczególnych miesiącach. W konsekwencji wyznaczone straty bilansowe (różnica bilansowa) zostają obciążone wpływem przyjętego systemu rozliczeń, opartego na prognozie zużycia energii przez drobnych odbiorców. Wielkość strat bilansowych (różnicy bilansowej) przyjmuje w stosunku do strat rzeczywistych na przemian wartości zawyżone i zaniżone („falowanie strat”).

##### Przykład 6

Rozważmy prosty przypadek, w którym:

- energię wprowadzoną do sieci odczytuje się co miesiąc
- odbiorcy są podzieleni na dwie grupy A i B z odczytami co dwa miesiące. Liczniki odczytuje się w miesiącach nieparzystych u odbiorców grupy A, natomiast w miesiącach parzystych u odbiorców grupy B
- zużycia energii przez obie grupy znacznie się różnią, co może być skutkiem losowego podziału ogółu odbiorców na te grupy.

Założmy, że pobór energii i energia wprowadzona do sieci w poszczególnych miesiącach przez ogół odbiorców są stałe i wynoszą odpowiednio 100 MWh i 110 MWh; rzeczywiste straty w poszczególnych miesiącach są więc również stałe i wynoszą:  $110 - 100 = 10$  MWh.

Zużycie energii mierzone w okresach dwumiesięcznych wynosi: dla odbiorców grupy A – 105 MWh, a dla odbiorców grupy B – 95 MWh.

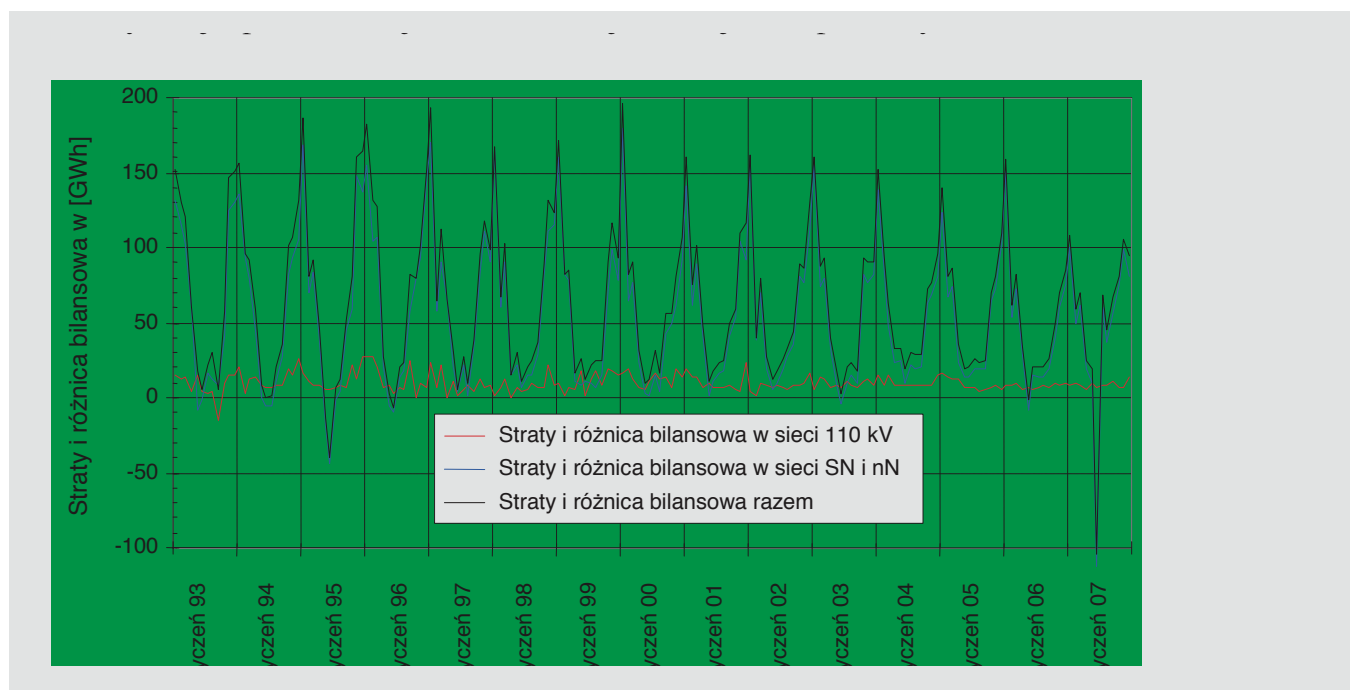
Straty bilansowe (różnica bilansowa), obliczone jako różnica energii wprowadzonej do sieci i energii sprzedanej, wynoszą więc w miesiącach nieparzystych  $110 - 105 = 5$  MWh, natomiast w miesiącach parzystych  $110 - 95 = 15$  MWh. Taka zmienność strat utrudni lub wręcz uniemożliwi ich rzetelną analizę.

Przyczyną błędów dotyczących wielkości energii dostarczonej odbiorcom, wykazanej w sprawozdaniach, może być system rozliczeń oparty na prognozie zużycia energii przez drobnych odbiorców. Niektóre systemy obsługi odbiorców uwzględniają zmienność miesięcznego poboru energii w ciągu roku. Podstawę do obliczenia prognozowanego zużycia energii dla każdego odbiorcy może na przykład stanowić średnie dobowe zużycie odnotowane u tego odbiorcy w okresie ostatniego roku, w tych samych miesiącach, na które oblicza się prognozę zużycia w roku następnym. Taka prognoza również może być nietrafna, np. prognoza na nadchodzącą mroźną zimą wykonana na podstawie zużycia podczas ubiegłej ciepłej zimy itp.

Im mniejsza jest sieć, dla której wykonuje się bilans strat, tym większa możliwość wystąpienia tych zjawisk. Zdarza się, że straty bilansowe (różnica bilansowa) mogą być ujemne. Utrudnia to wnioskowanie o przyczynach strat i zapobieganiu im. Wynikła stąd potrzeba opracowania metod obliczeniowych dla zbliżenia zużycia energii na podstawie sprawozdawczości do danych rzeczywistych.

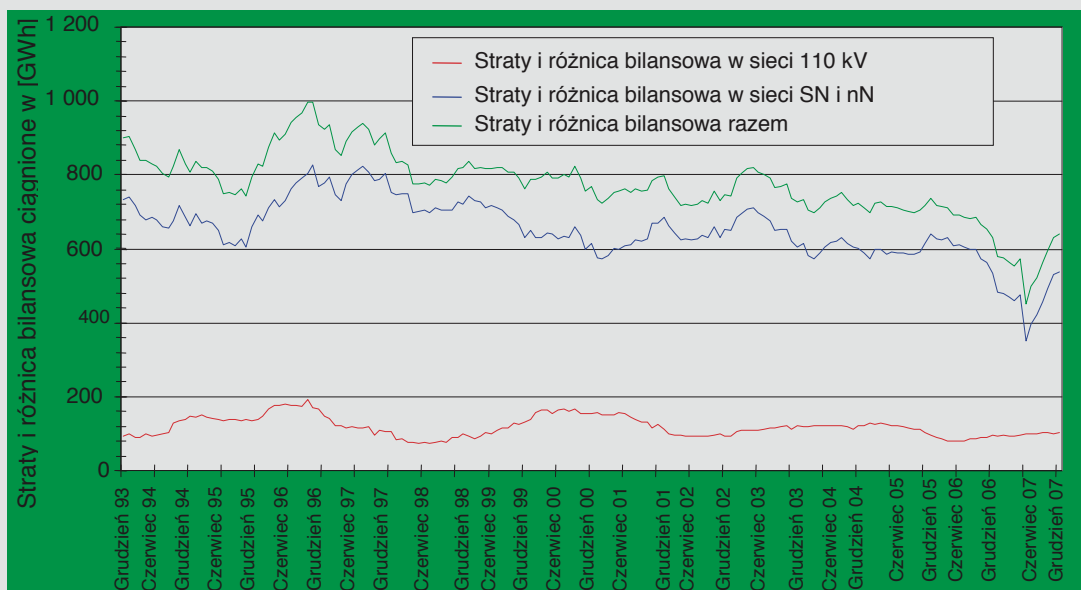
Na rysunku 11 przedstawiono miesięczne różnice bilansowe w jednej ze spółek dystrybucyjnych w latach 1993–2007 w sieci 110 kV, łącznie w sieci SN i nN, a także sumaryczną różnicę bilansową w całej sieci dystrybucyjnej SD.

Na wykresie tym można zauważyć cykliczność przebiegu różnicy bilansowej, wynikającą z pór roku, oraz zniekształcenie różnicy bilansowej w sieci SN i nN spowodowane dużym wpływem strat ewidencyjnych. Aby analizować różnicę bilansową, celowe jest dokonanie jej w połączeniu z analizą wielkości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci i z niej oddanej oraz sprzedaży.



Rys. 11. Różnica bilansowa w jednej z SD w latach 1993–2007

Natomiast rys. 12 został opracowany na podstawie danych z rys. 11 i przedstawia wykresy skonstruowane w układzie ciągnionym, tzn. każdy punkt na wykresie jest sumą energii elektrycznej z poprzednich 12 miesięcy stanowiącej odpowiednio różnicę bilansową lub energię elektryczną wprowadzoną do sieci lub energię elektryczną oddaną z sieci lub sprzedaż. Pojęcie wykresów ciągnionych zostanie dokładniej omówione poniżej.



Rys. 12. Straty i różnica bilansowa ciągniona w okresie 12 miesięcy w latach 1994–

Rys. 12. Straty i różnica bilansowa ciągniona w okresie 12 miesięcy w latach 1994–2007

#### 4. METODY OBLICZANIA RZECZYWISTEGO ZUŻYCIA ENERGII NA PODSTAWIE DANYCH ZE SPRAWOZDAWCZOŚCI

Poniżej zostaną przedstawione trzy sposoby obliczania rzeczywistego zużycia energii na podstawie sprawozdawczości. Koncepcję pierwszych dwóch podała J. Sumera (ZE Tarnów SA). Zostały one dopracowane w publikacjach [1] i [6]. Trzeci sposób jest stosowany w jednej z SD.

##### Metoda idealizacji

Metoda opiera się na spostrzeżeniu, że maksimum zużycia energii przypada na miesiące zimowe, minimum na miesiące letnie, a przebieg zużycia w poszczególnych miesiącach przypomina sinusoidę. Zasadniczymi przyczynami takiego przebiegu zmienności zużycia energii są zmienna długość dnia i zmienność temperatury w ciągu roku. Na tej podstawie zakłada się, że zużycie energii w poszczególnych miesiącach roku jest cosinusoidalną – przebieg idealizowany. Przebieg zużycia energii w poszczególnych miesiącach, podany w sprawozdawczości, aproksymowano funkcją cosinusoidalną metodą najmniejszych kwadratów [6]. Po zweryfikowanych obliczeniach uproszczeniach otrzymano wzór na idealizowane zużycie energii  $E_{id}$  w poszczególnych miesiącach roku:

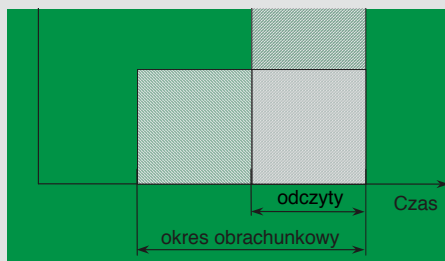
$$\text{energia po przeprowadze} \quad (6) \\ \text{cia energii w rozpatrywany}$$

przy czym:  $E_{id}$  – zużycie energii po przeprowadzeniu idealizacji,  $E_{sr}$  – wartość średnia z 12 miesięcy zużycia energii w rozpatrywanym roku,  $E_{max}$  – wartość średnia zużycia energii w miesiącach: styczeń, luty, listopad i grudzień rozpatrywanego roku.

##### Metoda oczyszczania danych statystycznych

Rys. 13 przedstawia zależność między energią zużytą w okresie obrachunkowym a zużyciem energii odczytanym w miesiącu. Zależność ta jest spełniona przy założeniach, że:

- są dwie grupy odbiorców, u których okres między odczytami (okres obrachunkowy) wynosi 2 miesiące, a odczyty u odbiorców danej grupy trwają miesiąc (okres odczytów)
- odczyty jednej grupy w danym miesiącu są zaliczane jako zużycie obu grup odbiorców i przypisane do 15 dnia miesiąca odczytów. Tak więc energia odczytana w ciągu całego miesiąca jest traktowana jako energia odczytana w 15 dniu danego miesiąca.



Rys. 13. Energie zużyta i odczytana (sprzedana)

Rys. 13. Energie zużyta i odczytana (sprzedana) w okresie obliczeniowym [1]

Rys. 13 pokazuje, że energia sprzedana nie jest energią faktycznie pobraną przez dwie grupy odbiorców w miesiącu odczytów, ale energią pobraną przez jedną z grup w okresie obliczeniowym (dwóch miesięcy). Obliczanie rzeczywistego poboru energii określono tu roboczo jako „oczyszczanie” statystyk zużycia energii elektrycznej.

W [1] i [6] podano wzór wyprowadzony przy podanych wyżej założeniach:

$$E_{ocz}^{(n)} = E_s^{(n)} + E_s^{(n-1)} + E_s^{(n-2)} \quad (7)$$

gdzie:  $E_{ocz}^{(n)}$  – zużycie energii w n-tym miesiącu po oczyszczeniu danych statystycznych,  $E_s^{(n)}$ ;  $E_s^{(n-1)}$ ;  $E_s^{(n-2)}$

– energia sprzedana w miesiącach n-tym, n-1, oraz n-2.

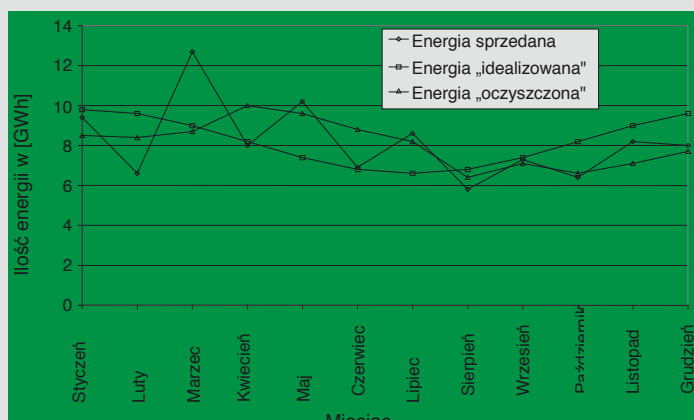
### Metoda wykresów ciągnionych

Korzysta się ze spostrzeżenia, że straty ewidencyjne „falują” i w dłuższych okresach czasu ich wartość jest bliska zeru. Analizy różnicy bilansowej dokonuje się na podstawie zsumowanych danych miesięcznych. Okresem sumowania jest zawsze wielokrotność poprzednich 12 miesięcy. Przyjęcie wielokrotności 12 miesięcy jest celowe z uwagi na to, że obejmuje pełny roczny cykl pogodowy, eliminuje straty ewidencyjne oraz ogranicza wpływ niedoskonałości systemu rozliczeń odbiorców energii o niskim napięciu. Przykładem wykresów ciągnionych jest rys. 12.

### Przykład zastosowania metod oczyszczania i idealizacji

Na rys. 14 zestawiono dane o zużyciu energii wg sprawozdań i zużyciu energii obliczonym metodą oczyszczania. Rysunek dotyczy fragmentu sieci o miesięcznej dostawie energii do odbiorców 22÷37 GWh i podaje ilości energii sprzedanej i „oczyszczonej” w dwuletnim okresie.

Natomiast na rys. 15 zestawiono ilości energii „oczyszczonej” i „idealizowanej” dostarczonej do odbiorców w jednym roku w sieci o miesięcznej sp. 6÷12GWh.



miesiąc

Rys. 14. Energia zużyta rzeczywista, obliczona metodą oczyszczania i odczytana wg sprawozdawczości dostawy energii do odbiorcy [1]

Natomiast na rys. 15 zestawiono ilości energii „oczyszczonej” i „idealizowanej”, dostarczonej do odbiorców w jednym roku w sieci o miesięcznej sprzedaży  $6 \div 12 \text{GWh}$ .

miesiącach, tzw. falowanie strat.

**Rys. 16** przedstawia wyniki obliczeń strat energii w ciągu roku zakładów energetycznych. Poszczególne krzywe reprezentują w wykonanych:

- a) na podstawie bilansu energii wprowadzonej i sprzedanej z sieci
- b) metodą J. Horaka [2] na podstawie energii sprzedanej z sieci
- c) na podstawie bilansu energii wprowadzonej i oddanej, przy czym obliczono z energii sprzedanej z zastosowaniem metody idealizacji
- d) metodą J. Horaka na podstawie energii oddanej, przy czym obliczono z energii sprzedanej z zastosowaniem metody idealizacji

miesiąc

Rys. 15. Energia zużyta rzeczywista obliczona metodą oczyszczania i metodą idealizacji oraz wg odczytów (wg sprawozdawczości sprzedaży); sieć o dostawie energii do odbiorców  $6 \div 12 \text{GWh/mies.}$  [6]

Przedstawione metody pozwalają na podstawie sprawozdawczości, dotyczącej energii dostarczonej do odbiorców, obliczyć ilości energii rzeczywiście przekazanej odbiorcom, usunąć naprzemienne zawyżanie i zaniżanie strat w kolejnych miesiącach, tzw. falowanie strat.

Rys. 16 przedstawia wyniki obliczeń strat energii w ciągu roku w jednym z zakładów energetycznych. Poszczególne krzywe reprezentują wyniki obliczeń wykonanych:

- a) na podstawie bilansu energii wprowadzonej i sprzedanej z sieci
- b) metodą J. Horaka [2] na podstawie energii sprzedanej z sieci
- c) na podstawie bilansu energii wprowadzonej i oddanej, przy czym energię oddaną obliczono z energii sprzedanej z zastosowaniem metody idealizacji
- d) metodą J. Horaka na podstawie energii oddanej, przy czym energię oddaną obliczono z energii sprzedanej z zastosowaniem metody idealizacji.

## Podsumowanie

Błędy układów pomiarowych, błędy wynikające z systemów sprzedanej energii oraz nielegalny pobór energii są powodem strat. Wielkość strat bilansowych (różnica bilansowa) przyjmuje w rzeczywistości często wartości na przemian zawyżone i zaniżone („falowanie”). Przyczyną tego zjawiska są straty handlowe, a szczególnie błędy systemów ewidencji sprzedanej energii. W skrajnych przypadkach różnica może być ujemna.

Przedstawiono trzy metody obliczania rzeczywistego zużycia i rzeczywistych strat na podstawie danych ze sprawozdawczości:

- metodę idealizacji
- metodę oczyszczania danych statystycznych

miesiąc

Rys. 16. Miesięczne straty energii ZE (oznaczenia w tekście)



## Podsumowanie

Błędy układów pomiarowych, błędy wynikające z systemów ewidencji sprzedanej energii oraz nielegalny pobór energii są powodem strat handlowych. Wielkość strat bilansowych (różnica bilansowa) przyjmuje w stosunku do strat rzeczywistych często wartości na przemian zawyżone i zaniżone („falowanie strat”). Przyczyną tego zjawiska są straty handlowe, a szczególnie błędy wynikające z systemów ewidencji sprzedanej energii. W skrajnych przypadkach różnica bilansowa może być ujemna.

Przedstawiono trzy metody obliczania rzeczywistego zużycia energii i rzeczywistych strat na podstawie danych ze sprawozdawczości:

- metodę idealizacji
- metodę oczyszczania danych statystycznych
- metodę wykresów ciągnionych.

Metody pozwalają na podstawie sprawozdawczości o energii dostarczonej do odbiorców obliczyć ilość energii rzeczywiście przekazanej odbiorcom oraz usunąć efekt „falowania strat”.

Z dotychczasowych zastosowań przedstawionych metod wynikają następujące wnioski:

1. Mogą istnieć znaczne różnice między energią dostarczoną do odbiorców i zaliczoną w sprawozdawczości a ilością energii obliczoną tymi metodami
2. Metoda wykresów ciągnionych i metoda idealizacji są mniej pracochłonne od metody oczyszczania i pozwalają obliczyć:
  - metoda wykresów ciągnionych – rzeczywiste straty roczne
  - metoda idealizacji – przebieg rzeczywistego zużycia
3. Metoda oczyszczania wymaga (w stosunku do pozostałych dwóch metod) dłuższych obliczeń opartych na znajomości przyczyn zaburzeń odczytów liczników
4. W metodzie wykresów ciągnionych nie czyni się żadnych założeń odnośnie przebiegu zużycia energii. W metodzie idealizacji zakłada się cosinusoidalny przebieg miesięcznych ilości energii, natomiast w metodzie oczyszczania zakłada się, że dzienne zużycie energii jest w danym miesiącu stałe. Z analizy tych założeń wynika, że metoda oczyszczania jest metodą najdokładniejszą
5. Porównując przebiegi zużycia energii wg sprawozdawczości i energii „oczyszczonej” można zauważyć, że metoda oczyszczania przesuwca rzeczywiste zużycie energii w kierunku wcześniejszych miesięcy.

## Straty techniczne niezależne od operatora sieci dystrybucyjnej

Decyzje operatora sieci przesyłowej NN mogą wpływać na straty w zasilanej sieci dystrybucyjnej 110 kV. W szczególności na wielkość tych strat mają wpływ:

1. Rozptyw mocy w sieci NN
2. Regulacja napięcia w stacjach NN/110 kV
3. Decyzje o układzie sieci 110 kV. Sieć ta jest własnością operatorów sieci dystrybucyjnych, przy czym ciągi linii mające istotny wpływ na wyprowadzenie mocy z elektrowni lub służące do tranzytu energii między spółkami są koordynowane przez Obszarowe Dyspozycje Mocy
4. Budowa nowych stacji NN/110 kV.

Również zobowiązania w umowach z odbiorcami mogą mieć wpływ na zwiększenie strat w sieciach SN. Dotyczy to lokalizacji rozcięć w sieciach SN.

## Rozptyw mocy w sieci NN

Zmiany w rozdziale obciążeń między elektrownie wpływają na rozptyw mocy w sieci NN, a w konsekwencji na obciążenie poszczególnych stacji NN/110 kV. Zmiana tych obciążeń prowadzi do zmian rozptywu mocy i strat mocy w sieci 110 kV. Zjawisko to ilustruje rysunek 17. Sieć 110 kV zakładu energetycznego jest zasilana z dwóch stacji najwyższych napięć: stacji 220/110 kV i stacji 400/110 kV. Na rysunku naniesiono (w jednostkach względnych) rozptyw mocy czynnej w liniach NN zasilających te stacje (za jednostkę odniesienia przyjęto łączną moc dopływającą do sieci 110 kV za pośrednictwem obu stacji zasilających sieć). W stanie pracy normalnej obie stacje są obciążone mocą czynną 0,5.

Jeśli nastąpi zmiana mocy generowanej w węzłach zasilających sieć NN, znacznym zmianom ulegnie rozptyw mocy w tej sieci (wielkości w nawiasach). Zmiany te spowodują zmiany obciążenia stacji NN/110 kV (odpowiednio do 0,2 i 0,8 mocy odniesienia). Konsekwencją tych zmian będą zmiany rozptywów mocy i strat w sieci 110 kV zakładu energetycznego.



Rys. 17. Rozpływy mocy czynnej we fragmencie sieci 400/220/110 kV

### Regulacja napięcia w stacjach NN/110 kV

Transformatory i autotransformatory w stacjach najwyższych napięć są wyposażone w urządzenia do regulacji podłużnej napięcia. Regulowane jest napięcie po stronie 110 kV. Regulację tę prowadzi operator sieci najwyższych napięć.

Poziomy napięcia po stronie 110 kV w stacjach NN wpływają na rozptyw mocy w sieci 110 kV zasilanej z tych stacji. Na skutek różnicy napięć zasilających sieć 110 kV płynie prąd wyrównawczy. Ponieważ w sieci 110 kV reaktancja jest znacznie większa od rezystancji,  $X \gg R$ , przepływ wyrównawczy mocy biernej jest znacznie większy od przepływu mocy czynnej.

Rozważmy linię A – B łączącą stacje A i B należące do różnych przedsiębiorstw sieciowych. W linii 110 kV A – B przepływ mocy biernej  $Q$  przez linię o rezystancji  $R$  spowoduje straty mocy czynnej:

Rys. 17. Rozpływy mocy czynnej we fragmencie sieci 400/220/110 kV

### Regulacja napięcia w stacjach NN/110 kV

Transformatory i autotransformatory w stacjach najwyższych napięć są wyposażone w urządzenia do regulacji podłużnej napięcia. Regulowane jest napięcie po stronie 110 kV. Regulację tę prowadzi operator sieci najwyższych napięć.

Poziomy napięcia po stronie 110 kV w stacjach NN wpływają na rozptyw mocy w sieci 110 kV zasilanej z tych stacji. Na skutek różnicy napięć zasilających sieć 110 kV płynie prąd wyrównawczy. Ponieważ w sieci 110 kV reaktancja jest znacznie większa od rezystancji,  $X \gg R$ , przepływ wyrównawczy mocy biernej jest znacznie większy od przepływu mocy czynnej.

Rozważmy linię A – B łączącą stacje A i B należące do różnych przedsiębiorstw sieciowych. W linii 110 kV A – B przepływ mocy biernej  $Q$  przez linię o rezystancji  $R$  spowoduje straty mocy czynnej:

$$\Delta P = \frac{Q^2 R}{U^2} \quad (8)$$

a odległości

W tym przypadku tranzyt mocy i energii biernej ze stacji A do należącej do innego przedsiębiorstwa stacji B spowoduje straty czynnej mocy i energii w sieci SD A. Obecnie (lipiec 2009) tranzyt ten jest bezpłatny.

### Konfiguracja układu sieci 110 kV

Układ połączeń sieci 110 kV w oczywisty sposób wpływa na rozptyw mocy i na straty w tej sieci.

Sieć 110 kV, będąca własnością przedsiębiorstw dystrybucyjnych, oprócz funkcji sieci dystrybucyjnej spełnia zadania sieci przesyłowej. Z tego powodu o układzie połączeń tej sieci w dużym stopniu decydują Obszarowe Dyspozycje Mocy.

### Budowa nowych stacji NN/110 kV

Budowa nowych stacji NN/110 kV oraz nowych linii wyprowadzających moc z tych stacji do sieci 110 kV skraca odległości przesyłu mocy siecią 110 kV oraz zmniejsza przepływy mocy w poszczególnych liniach 110 kV; w rezultacie straty w sieciach 110 kV maleją.

### Lokalizacja rozcięć w sieciach SN

Sieci SN są budowane jako sieci zamknięte, ale pracują jako otwarte; przy czym miejsca rozcięć tej sieci mają wpływ na wielkość strat energii. Wybór miejsc rozcięć jest więc przedmiotem optymalizacji. Wybiera się te punkty rozcięć, przy których wszystkie warunki techniczne (np. dotyczące spadków napięć, obciążalności kabli i przewodów) są spełnione, a straty energii są najmniejsze. Bywają przypadki, w których wybór lokalizacji rozcięć jest wynikiem wymagań pewności zasilania niektórych odbiorców, a nie minimalizacji strat.





## Podsumowanie

Decyzje operatora sieci przesyłowej NN oraz zobowiązania umowne z niektórymi odbiorcami mogą wpływać na straty zasilanej sieci dystrybucyjnej 110 kV. W szczególności mają wpływ na wielkość tych strat:

- rozptyw mocy w sieci NN
- regulacja napięcia w stacjach NN/110 kV
- decyzje o układzie sieci 110 kV
- budowa nowych stacji NN/110 kV.

Zmiany w rozdziale obciążeń między elektrownie wpływają na rozptyw mocy w sieci NN, a w konsekwencji na obciążenie poszczególnych stacji NN/110 kV. Zmiana tych obciążeń prowadzi do zmian w rozptywach mocy i stratach mocy w sieci 110 kV.

Regulację napięcia w stacjach NN/110 kV prowadzi operator sieci najwyższych napięć. Poziomy napięcia po stronie 110 kV w stacjach NN/110 kV wpływają na rozptyw mocy w sieci 110 kV zasilanej z tych stacji. Różnica napięć w stacjach zasilających sieć 110 kV powoduje prąd wyrównawczy, a w konsekwencji straty czynne.

Układ połączeń sieci 110 kV w oczywisty sposób wpływa na rozptyw mocy i na straty w tej sieci. Sieć 110 kV jest własnością operatorów sieci dystrybucyjnych, przy czym ciągi mające istotny wpływ na wyprowadzenie mocy z elektrowni lub służące do tranzytu energii między SD są koordynowane przez Obszarowe Dyspozycje Mocy.

Budowa nowych stacji NN/110 kV, skracając odległości przesyłu mocy siecią 110 kV oraz zmniejszając przepływy mocy w liniach 110 kV, zmniejsza straty w sieciach 110 kV.

Uwzględnienie wymagań podwyższonej pewności zasilania niektórych odbiorców może się łączyć zwiększeniem strat energii w sieciach zasilających tych odbiorców.

## 5. INNE WSKAŹNIKI JAKOŚCI PRACY SIECI

W poprzednich rozdziałach omówiono podział strat w sieci oraz różne wskaźniki strat służące do oceny sprawności sieci. Wskaźniki strat nie mogą jednak stanowić jedynej podstawy do oceny sieci zarówno pod względem jej struktury, jak i prowadzenia ruchu. W gospodarce rynkowej działalność przedsiębiorstw jest oceniana na podstawie wskaźników finansowych, takich jak płynność, aktywność, rentowność i zadłużenie.

W przedsiębiorstwach zajmujących się dystrybucją energii elektrycznej miernikiem efektywności mogłyby być jednostkowe koszty dystrybucji energii, mierzone jako iloraz całkowitych kosztów działalności związanej z przesyłem i rozdziałem energii przez całkowitą ilość energii, która przepłynęła przez sieć przedsiębiorstwa (dostarczonej odbiorcom końcowym lub sąsiednim przedsiębiorstwom) w określonym czasie (np. w ciągu roku). Można również określać jednostkowe koszty przesyłania (dystrybucji) energii w sieciach poszczególnych jednostek organizacyjnych przedsiębiorstwa lub na poszczególnych poziomach napięcia, czy wreszcie w poszczególnych urządzeniach.

Należy jednak przy tym pamiętać, że przedsiębiorstwa dystrybucyjne działają na terenach różniących się gęstością zaludnienia, stopniem uprzemysłowienia oraz ukształtowaniem terenu. Czynniki te w istotny sposób wpływają na strukturę sieci oraz stopień jej wykorzystania. W związku z tym jednostkowe koszty dystrybucji energii (podobnie jak i straty energii) są różne w przedsiębiorstwach działających na różnych obszarach.

Obniżenie jednostkowych kosztów dystrybucji jest możliwe poprzez obniżenie kosztów i/lub zwiększenie ilości energii dostarczanej odbiorcom. Obie możliwości są ograniczone. Działalność spółek dystrybucyjnych (SD) jest regulowana przez ustawę Prawo energetyczne [7] oraz akty wykonawcze do tej ustawy, a w szczególności przez rozporządzenia: „taryfowe” [4] i „systemowe” [5]. Spełnienie wymagań tych aktów prawnych często prowadzi do realizacji inwestycji, a w konsekwencji do wzrostu kosztów.

Jednym ze sposobów obniżenia kosztów jest zmniejszenie strat energii w eksploatowanych przez te przedsiębiorstwa sieciach elektroenergetycznych. Zmniejszenie strat osiąga się, stosując różne zabiegi eksploatacyjne lub drogą inwestycji. Do eksploatacyjnych sposobów zmniejszenia strat w sieciach rozdzielczych zalicza się m.in. regulację napięcia w tych sieciach, ograniczenie asymetrii oraz odkształceń napięcia i prądu, zmianę punktów rozcięć w sieci średniego napięcia.

Należy mieć na uwadze, że np. w niektórych skrajnych przypadkach regulacja napięcia, powodująca zmniejszenie strat mocy i energii, może spowodować zmniejszenie ilości energii pobieranej przez odbiorców, a tym samym zmniejszenie przychodów z opłat przesyłowych.



## BIBLIOGRAFIA

1. Bogacz S., Więcek M., Estymacja strat energii w wybranym zakładzie energetycznym, praca dyplomowa. Wydział Elektrotechniki, Automatyki i Elektroniki AGH, Kraków 1996.
2. Horak J., Gawlak A., Szkutnik J., Sieć elektroenergetyczna jako zbiór elementów. Wydawnictwo Politechniki Częstochowskiej, Częstochowa 1998.
3. Horak J., Popczyk J., Eksploatacja elektroenergetycznych sieci rozdzielczych. WNT Warszawa 1985.
4. 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).
5. 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).
6. Rutowicz R., Szacunek strat energii w sieciach zakładu energetycznego z uwzględnieniem błędów systemów sprzedaży, praca dyplomowa. Wydział Elektrotechniki, Automatyki i Elektroniki AGH, Kraków 1997.
7. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54 poz. 348 z późniejszymi zmianami – Dz. U. Nr 158, poz. 1042 oraz z 1998 r. Nr 94 poz. 594 i Nr 108 poz. 668).