

**Joanicjusz Nazarko, Mikołaj Rybaczuk, Joanna Chrałońska**  
Politechnika Białostocka

## **CZYNNIKI WARUNKUJĄCE KONDYCJĘ I SPRAWNOŚĆ FUNKCJONOWANIA SPÓŁEK DYSTRYBUCYJNYCH ENERGII ELEKTRYCZNEJ**

### **1. Wstęp**

W każdym przedsiębiorstwie istotna jest relacja między przychodami a kosztami ponoszonymi przy określonym poziomie produkcji. Nadwyżka przychodów nad kosztami decyduje o zysku przedsiębiorstwa. Spółki dystrybucyjne energii elektrycznej są przedsiębiorstwami działającymi w specyficznych warunkach i oferującymi szczególne produkty: energię i usługę jej dostarczenia do odbiorcy. W warunkach gospodarki rynkowej energia elektryczna przestaje być traktowana jako dobro, którego dostarczenie jest służbą publiczną, a staje się towarem będącym przedmiotem handlu. Powstał rynek energii elektrycznej, na którym jako jeden z jego podmiotów funkcjonują spółki dystrybucyjne energii elektrycznej.

Specyfika rynku energii elektrycznej jest w dużej mierze zdeterminowana cechami zjawiska fizycznego, jakim jest przepływ prądu elektrycznego. W systemie elektroenergetycznym produkcja i zużycie energii elektrycznej są nierozdzielnie związane ze sobą w czasie, czyli podaż w każdej chwili musi równoważyć popyt. Spółki dystrybucyjne kupujące energię muszą pokryć koszty zakupu energii u wytwórcy oraz koszty przesyłu energii od wytwórcy do swoich odbiorców. Zobowiązane są one do dostarczenia swoim odbiorcom energii elektrycznej po cenie zawartej w taryfie. Taryfy dla spółek dystrybucyjnych zatwierdza prezes Urzędu Regulacji Energetyki (URE).

Zarówno koszty zakupu energii u wytwórców i jej przesyłu, jak i ceny sprzedaży odbiorcom są w znacznym stopniu regulowane, co wpływa bezpośrednio na kondycję finansową spółek dystrybucyjnych. Z drugiej strony, mimo że 33 spółki dystrybucyjne funkcjonujące w Polsce podlegają jednakowym ograniczeniom

prawno-organizacyjnym i ekonomicznym oraz stosują podobne technologie, ich kondycja finansowa jest jednak zróżnicowana.

W pracy autorzy podjęli próbę oceny, czy i na ile poziom ponoszonych kosztów działalności operacyjnej oraz wybrane wskaźniki mówiące o efektywności funkcjonowania w poszczególnych spółkach dystrybucyjnych uzależnione są od wybranych czynników charakteryzujących warunki ich działania. Wyróżniono czynniki geograficzne (powierzchnia, lokalizacja), organizacyjne (liczba odbiorców, struktura odbiorców), techniczne (długość linii różnych napięć, liczba stacji transformatorowych różnych napięć, moc zainstalowana transformatorów), ekonomiczne (płace, taryfy, straty bilansowe energii). Zastosowano oryginalną metodę graficznej prezentacji pełnej struktury danych wielowymiarowych, zaproponowaną w pracy [3] oraz analizę czynnikową i analizę regresji liniowej wielu zmiennych [4].

## **2. Struktura spółek dystrybucyjnych ze względu na wybrane czynniki warunkujące działanie i parametry kosztowo-efektywnościowe**

W celu wyodrębnienia czynników wpływających na kondycję i sprawność funkcjonowania spółek dystrybucyjnych autorzy przeanalizowali znaczną liczbę parametrów techniczno-organizacyjnych charakteryzujących warunki ich działania (tab. 1). Ponieważ analiza dokonana w pracy [1] wskazała, iż straty bilansowe energii elektrycznej mają w dużej części charakter strat handlowych i są słabo uzależnione od parametrów techniczno-organizacyjnych, do zestawu parametrów dołączono bezwzględne wartości strat bilansowych energii oraz ich procentowy udział w ilości energii różnej mocy wprowadzonej do systemu. Do obliczeń przyjęto dane z roku 2001 [5].

Analiza czynnikowa zastosowana do parametrów techniczno-organizacyjnych i strat bilansowych energii elektrycznej wykazała istnienie czterech grup parametrów (czynników). Czynniki 1 reprezentuje parametry mówiące o wielkości obrotu energią i środkach techniczno-osobowych zabezpieczenia dostaw (liczba odbiorców w sieciach różnych napięć, energia wprowadzona do obrotu, zatrudnienie i bezwzględne straty bilansowe energii). Czynniki 2 to parametry opisujące gęstość powierzchniową: dostarczanej energii, mocy transformatorów, linii energetycznych i odbiorców. Czynniki 3 to moc i gęstość powierzchniowa mocy transformatorów średnich napięć SN/SN. Czynniki 4 mówi o wyrażonych procentowo stratach bilansowych energii elektrycznej. Mieści się w nim również energia transformowana z sieci 110 kV do sieci SN w odniesieniu do energii wprowadzonej do sieci 110 kV, co również prawdopodobnie ma związek z wielkością strat. Poza czterema czynnikami znalazła się tam powierzchnia terenu działania spółki pośrednio uwzględniona w czynniku drugim oraz liczba odbiorców w sieci 110 kV (w spółkach są to pojedynczy odbiorcy, co nie pozwala zauważyć prawidłowości statystycznych).

Tabela 1. Grupowanie się rozpatrywanych parametrów techniczno-organizacyjnych spółek dystrybucyjnych i strat w czynniki

Nazwa cechy	Ładunki czynnikiowe			
	czynnik 1	czynnik 2	czynnik 3	czynnik 4
Powierzchnia terenu działania spółki [km <sup>2</sup> ]	0,500	-0,474	-0,537	-0,086
Liczba odbiorców w sieci 110 kV [szt.]	0,556	0,139	0,600	0,420
Liczba odbiorców w sieci SN [szt.]	<b>0,816</b>	-0,024	-0,149	-0,224
Liczba odbiorców w sieci nN [szt.]	<b>0,962</b>	0,221	0,059	0,042
Liczba odbiorców w sieci SN+nN [szt.]	<b>0,963</b>	0,221	0,059	0,041
Długość linii 110 kV [km]	<b>0,822</b>	-0,332	-0,042	0,245
Długość linii SN+nN [km]	<b>0,807</b>	-0,274	-0,334	-0,096
Moc transformatorów WN/SN [MVA]	<b>0,844</b>	0,288	0,402	0,123
Moc transformatorów SN/SN [MVA]	0,367	-0,009	<b>0,841</b>	0,016
Moc transformatorów SN/nN [MVA]	<b>0,941</b>	0,241	0,000	-0,003
Energia wprowadzona do sieci ogółem [GWh]	<b>0,760</b>	0,236	0,485	0,297
Energia 110 kV wprowadzona do sieci [GWh]	<b>0,748</b>	0,220	0,511	0,295
Energia SN+nN wprowadzona do sieci [GWh]	<b>0,922</b>	0,209	0,086	-0,077
Energia transformowana z sieci 110 kV do sieci SN+nN względem energii w sieci 110 kV	<b>0,922</b>	0,266	0,146	-0,064
Straty bilansowe energii ogółem [GWh]	<b>0,943</b>	0,114	0,228	-0,069
Straty bilansowe energii w sieci 110 kV [GWh]	0,630	0,093	0,377	0,568
Straty bilansowe energii w sieci SN+nN [GWh]	<b>0,877</b>	0,097	0,092	-0,392
Procentowe straty bilansowe energii ogółem [%]	0,346	-0,198	-0,339	<b>-0,650</b>
Procentowe straty bilansowe energii w sieci 110 kV [%]	0,298	-0,104	-0,052	<b>0,759</b>
Procentowe straty bilansowe energii w sieciach SN+nN [%]	0,191	-0,195	0,057	<b>-0,754</b>
Energia transformowana z sieci 110 kV do sieci SN w odniesieniu do energii wprowadzonej do sieci 110	0,214	-0,032	-0,368	<b>-0,629</b>
Gęstość powierzchniowa energii wprowadzonej na obszar przedsiębiorstwa [GWh/km <sup>2</sup> ]	0,128	<b>0,982</b>	0,108	0,048
Gęstość powierzchniowa energii 110 kV wprowadzonej na obszar przedsiębiorstwa [GWh/km <sup>2</sup> ]	0,130	<b>0,977</b>	0,130	0,053
Gęstość powierzchniowa energii SN+nN wprowadzonej na obszar przedsiębiorstwa [GWh/km <sup>2</sup> ]	0,097	<b>0,993</b>	-0,020	-0,021
Gęstość powierzchniowa odbiorców w sieci 110 kV [szt./km <sup>2</sup> ]	0,271	<b>0,807</b>	0,435	0,219
Gęstość powierzchniowa odbiorców w sieci SN+nN [szt./km <sup>2</sup> ]	0,103	<b>0,992</b>	-0,032	-0,007
Gęstość powierzchniowa linii w sieci 110 kV [km/km <sup>2</sup> ]	0,148	<b>0,938</b>	0,233	0,147
Gęstość powierzchniowa linii w sieci SN+nN [km/km <sup>2</sup> ]	0,120	<b>0,984</b>	-0,015	-0,024
Gęstość powierzchniowa mocy transformatorów WN/SN [MVA/km <sup>2</sup> ]	0,097	<b>0,989</b>	0,055	0,004
Gęstość powierzchniowa mocy transformatorów SN/SN [MVA/km <sup>2</sup> ]	0,107	0,096	<b>0,908</b>	0,008
Gęstość powierzchniowa mocy transformatorów SN/nN [MVA/km <sup>2</sup> ]	0,094	<b>0,990</b>	-0,055	-0,007
Zatrudnienie ogółem [szt.]	<b>0,850</b>	0,075	0,076	0,115

Drukiem pogrubionym zaznaczono ładunki cech (powyżej 0,7) reprezentowanych przez czynnik.

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 2. Zestaw istotnych cech charakteryzujących warunki działania poszczególnych spółek dystrybucyjnych oraz wybranych do analizy kosztów i wskaźników

Cecha	Symbol [jednostka]	Cechy charakteryzujące warunki działania spółek dystrybucyjnych	Cecha	Wybrane koszty i wskaźniki efektywności funkcjonowania spółek dystrybucyjnych
X1	$S$ [km <sup>2</sup> ]	Obszar działania przedsiębiorstwa	K1	Koszty operacyjne [tys. zł]
X2	$L_{odn(nN)}$ [szt.]	Liczba odbiorców w sieci nN	K2	Pozostałe koszty operacyjne [tys. zł]
X3	$L_{(110kV)}$ [szt.]	Długość linii 110 kV	K3	Wskaźnik poziomu kosztów = koszty uzyskania przychodów * 100/przychody ogółem [%]
X4	$L_{(SN+nN)}$ [km]	Długość linii SN+nN	K4	Zyskowność na sprzedaży energii elektrycznej = (przychody ze sprzedaży – koszty działalności operacyjnej) * 100/przychody ze sprzedaży [%]
X5	$Tr_{(SN/nN)}$ [MVA]	Moc transformatorów SN/nN	K5	Wskaźnik operacyjności = koszty działalności operacyjnej * 100/sprzedaż netto [%]
X6	$E$ [GWh]	Energia wprowadzona do sieci ogółem	K6	Średni koszt 1 MWh energii dostarczonej odbiorcy [zł/MWh]
X7	$E_{(110)}$ [GWh]	Energia wprowadzona do sieci 110 kV	K7	Średni koszt przesyłu i dystrybucji zawarty w 1 MWh energii dostarczonej odbiorcy [zł/MWh]
X8	$E_{(110 \rightarrow SN+nN)}$ $/E_{(110)}$	Energia transformowana z sieci 110 kV do sieci SN+nN względem energii w sieci 110 kV	K8	Średni koszt własny zawarty w 1 MWh energii dostarczonej odbiorcy [zł/MWh]
X9	$\Delta E_{b(110)}$ [GWh]	Straty bilansowe energii w sieci 110 kV		
X10	$\Delta E_{b(SN+nN)}$ [GWh]	Straty bilansowe energii w sieci SN+nN		
X11	$\Delta E_b\%$ [%]	Procentowe bilansowe straty energii ogółem		
X12	$\Delta E_b\%(SN+nN)$ [%]	Procentowe bilansowe straty energii w sieci SN+nN		
X13	$L_{odn(110)/S}$ [szt./km <sup>2</sup> ]	Gęstość powierzchniowa odbiorców w sieci 110 kV		
X14	$L_{(SN+nN)/S}$ [km/km <sup>2</sup> ]	Gęstość powierzchniowa linii w sieci SN+nN		
X15	$Tr_{(SN/SN)/S}$ [MVA/km <sup>2</sup> ]	Gęstość powierzchniowa mocy transformatorów SN/SN		
X16	$Tr_{(SN/nN)/S}$ [MVA/km <sup>2</sup> ]	Gęstość powierzchniowa mocy transformatorów SN/nN		

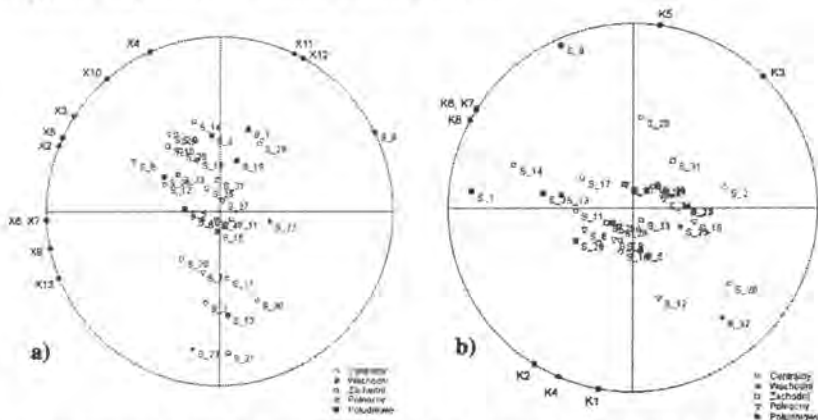
Źródło: opracowanie własne na podstawie [2; 6].

Koszty funkcjonowania spółek dystrybucyjnych energii elektrycznej można rozpatrywać w różnych układach. W raportach zysków i strat podawane są koszty w podziale na koszty działalności operacyjnej (ok. 97% ogółu kosztów), pozostałe koszty operacyjne (ok. 1,8% ogółu kosztów) oraz koszty finansowe (ok. 1,2% ogółu kosztów). Na koszty działalności operacyjnej składają się koszty zakupu energii elektrycznej u wytwórców (na sprzedaż, potrzeby własne i pokrycie strat), koszty zakupu usług przesyłowych, koszty zużytych materiałów i energii, usługi obce, podatki i opłaty, koszty pracy (wynagrodzenia, świadczenia na rzecz pracowników), amortyzacja. Na pozostałe koszty operacyjne składa się wartość netto zlikwidowanych środków trwałych, zapłacone kary, odszkodowania, darowizny itp. Koszty finansowe to odpisy aktualizujące wartość finansowego majątku trwałego oraz krótkoterminowych papierów wartościowych, odsetki do zapłacenia itp.

Ze względu na mały udział kosztów finansowych w puli kosztów spółek dystrybucyjnych oraz ich specyfikę, sugerującą słaby związek z uwarunkowaniami techniczno-organizacyjnymi funkcjonowania spółek, w pracy uwzględniono jedynie koszty operacyjne i pozostałe koszty operacyjne. W kosztach operacyjnych decydującą część stanowią koszty zakupu energii elektrycznej u wytwórców oraz koszty usług przesyłowych (ok. 72% ogółu kosztów), więc w analizie uwzględniono koszty działalności operacyjnej jako całość.

O kondycji finansowej spółek dystrybucyjnych decydują dochody i sprawność organizacyjna. Autorzy poddają też analizie wybrane wskaźniki rentowności, wskaźniki sprawności zarządzania, średni koszt 1 KWh energii dostarczonej odbiorcy (tab. 2) [6].

Po uwzględnieniu przynależności cech charakteryzujących warunki działania spółek dystrybucyjnych do wyodrębnionych czterech czynników oraz zbudowaniu modeli regresyjnych zamieszczonych w dalszej części pracy autorzy zdecydowali się ograniczyć ich listę do istotnie wpływających na poziom kosztów i wskaźników k1-k8. Listę wyselekcjonowanych cech X1-X16 zawiera tab. 2.



Rys. 1. Zróżnicowanie spółek dystrybucyjnych: a) pod względem parametrów techniczno-organizacyjnych i strat bilansowych energii, b) kosztów i wybranych wskaźników kondycji spółek

Źródło: opracowanie własne.

Analiza graficzna [3] wskazuje, że spośród parametrów techniczno-organizacyjnych i strat bilansowych energii (X1-X16) długość linii sieci SN+nN (X4) oraz straty bilansowe energii (X10, X11, X12) najbardziej różnicują spółki dystrybucyjne. Pod względem pozostałych parametrów także dość wyraźnie się różnią (rys. 1a). Na rysunku uwzględniono zróżnicowanie spółek pod względem lokalizacji przez wskazanie ich przypisania do okręgów: centralnego, wschodniego, zachodniego, północnego lub południowego. Nie stwierdzono wyraźnego zróżnicowania poziomu cech w zależności od położenia terytorialnego.

Wybrane koszty i wskaźniki efektywności funkcjonowania spółek dystrybucyjnych także dość mocno różnicują spółki dystrybucyjne (rys. 1b). Próba sporządzenia rankingów spółek ze względu na różne wskaźniki prowadziłyby do różnych wyników. Pod względem średniego kosztu (k6, k7, k8) spółki byłyby zupełnie inaczej uszeregowane niż przy uwzględnieniu pozostałych wskaźników (k1-k5).

### 3. Wpływ wybranych parametrów techniczno-organizacyjnych i strat bilansowych energii na koszty i wskaźniki efektywności

W celu oceny związku między kosztami operacyjnymi i wybranymi wskaźnikami ekonomicznymi (k1-k8) a czterema wyróżnionymi czynnikami dokonano ponownej analizy czynnikowej [4], rozszerzając zestaw cech z tab. 1 kolejno o parametry k1, k2, ..., k8. Uzyskane ładunki czynnikowe zawiera tab. 3. Niskie ładunki czynnikowe oznaczają słabe skorelowanie parametrów k1-k8 z cechami reprezentowanymi przez dany czynnik. Znaczny ładunek oznacza dość silne ich skorelowanie z cechami reprezentowanymi przez czynnik.

Tabela 3. Stopień związku parametrów k1-k8 z czynnikami z tab. 1

Nazwa cechy	Ładunki czynnikowe			
	czynnik 1	czynnik 2	czynnik 3	czynnik 4
Koszty operacyjne (k1)	<b>0,877</b>	0,326	0,274	0,135
Inne koszty operacyjne (k2)	0,575	0,168	0,459	0,441
Wskaźnik poziomu kosztów (k3)	-0,031	-0,092	0,301	<b>0,809</b>
Zyskowność na sprzedaży energii elektrycznej (k4)	0,454	0,331	-0,125	0,468
Wskaźnik operacyjności (k5)	-0,466	-0,320	0,134	-0,472
Średni koszt 1 MWh energii dostarczanej odbiorcy (k6)	-0,042	-0,114	-0,188	-0,097
Średni koszt przesyłu i dystrybucji 1 MWh energii dostarczanej odbiorcy (k7)	<b>-0,733</b>	-0,222	-0,065	-0,215
Średni koszt własny 1 MWh energii dostarczanej odbiorcy (k8)	-0,405	-0,170	-0,163	<b>0,718</b>

Drukiem pogrubionym zaznaczono ładunki cech (powyżej 0,7) reprezentowanych przez czynnik.

Źródło: opracowanie własne.

Do dokładniejszej oceny związku między kosztami operacyjnymi i wybranymi wskaźnikami ekonomicznymi (k1-k8) a parametrami techniczno-organizacyjnymi i



stratami bilansowymi energii elektrycznej spółek zastosowano wielokrotną analizę regresji liniowej [4]. Przy doborze zmiennych objaśniających poziom kosztów lub wskaźników ekonomicznych posłużono się wynikami analizy czynnikowej (tab. 1 i 3) i prezentacjami graficznymi wielowymiarowych danych. W zamieszczonych modelach liniowych uwzględniono jedynie istotne zmienne ( $p < 0,05$ ). Weryfikacji poddano też zmienne zero-jedynkowe identyfikujące przynależność spółek do okręgów (1 – należy; 0 – nie należy): centralnego (OC), wschodniego (OW), zachodniego (OZ), północnego (OPn) oraz południowego (OPd).

**Koszty operacyjne (k1)** są zdecydowanie zbliżone do czynnika 1 (tab. 1) i silnie skorelowane z większością parametrów. Mieszczące się w kosztach operacyjnych koszty zakupu energii elektrycznej od dostawców i usług przesyłowych stanowią 72% ogółu kosztów. Powoduje to silne skorelowanie poziomu kosztów operacyjnych z ilością energii wprowadzonej do sieci energetycznej ( $r=0,94$ ). Przy tak silnym zdeterminowaniu kosztów operacyjnych wartością zakupionej i przesyłanej energii wpływ innych czynników techniczno-organizacyjnych nie jest widoczny. Uwzględnienie energii wprowadzonej do sieci, liczby odbiorców niskich napięć (nN) oraz długości linii 110 kV w 97% objaśnia poziom kosztów operacyjnych (współczynnik determinacji  $R^2=0,968$ ). Z kosztami operacyjnymi bardzo silnie korelują koszty uzyskania przychodu ( $r=0,9994$ ), więc przedstawione stwierdzenia dotyczą także kosztów uzyskania przychodu.

**Pozostałe koszty operacyjne (k2)** nie są wyraźnie związane z żadnym z czterech czynników (tab. 1), więc nie będą zbyt silnie korelować z żadnym z parametrów. Formalnie do modelu włączona została tylko liczba odbiorców energii w sieci nN ( $R^2=0,329$ ).

**Wskaźnik poziomu kosztów (k3)** Najsilniej jest związany z czynnikiem 4 (ładunek czynnikowy 0,8), więc można oczekiwać, iż jego poziom jest skorelowany z procentowo wyrażonymi stratami bilansowymi energii oraz z mocą i gęstością mocy transformatorów średnich napięć (SN/SN) (ładunek czynnikowy 0,3). Uzyskano model (1):

$$\widehat{k3} = 95,38 + 0,2022 \Delta E_b \%_{(SN+nN)} - 0,00746 \Delta E_{b(110)} + 50,07 Tr_{(SN/SN)/S} + 2,68 OPd. \quad (1)$$

Zbudowany model pokazuje, iż na poziom wskaźnika k3 oprócz strat i mocy transformatorów SN/SN istotny wpływ ma położenie terytorialne ( $R^2=0,571$ ). Spółki dystrybucyjne z okręgu południowego (OPd=1) mają podwyższony wskaźnik poziomu kosztów.

**Zyskowność na sprzedaży energii elektrycznej (k4)** nie jest wyraźnie związana z żadnym z czterech wyłonionych czynników. Posiada ładunki czynnikowe rzędu 0,5 w czynnikach 1 i 4 i spośród cech reprezentowanych przez te czynniki jako istotne weszły do modelu (2) energia transformowana  $Et_{(110 \rightarrow SN+nN)}$ , liczba odbiorców w sieci nN, długość linii średnich i niskich napięć oraz moc transformatorów SN/nN:

$$\widehat{k4} = -0,362 + 0,00469 Tr_{(SN/nN)} - 2,853 OW - 0,00255 Et_{(110 \rightarrow SN+nN)} + 0,00001 L_{odb(nN)} - 0,00008 L_{(SN+nN)}. \quad (2)$$

Obniżoną zyskowność ma okręg wschodni (OW=1). Dodatni wpływ na zyskowność ma liczba odbiorców niskich napięć (co się przekłada na zwiększony przychód ze sprzedaży) oraz moc transformatorów SN/nN. Model objaśnia poziom wskaźnika k4 w 44% ( $R^2=0,437$ ).

**Wskaźnik operacyjności (k5)** ma ładunki czynnikowe rzędu 0,3-0,5 w czynnikach 1, 2 i 3. Po oszacowaniu parametrów model regresyjny przybrał postać:

$$\widehat{k5} = 99,13 - 6,687 Tr_{(SN/nN)/S} + 0,366 L_{odb(110)/S} + 0,624 L_{(SN+nN)/S} - 0,01669 \Delta E_{b(110)} \quad (3)$$

Wskaźnik operacyjności poprawia gęstość odbiorców napięć 100 kV oraz gęstość linii średnich i niskich napięć, obniża wielkość strat bilansowych energii elektrycznej napięć 110 kV oraz gęstość transformatorów SN/nN. Współczynnik determinacji  $R^2=0,549$ .

**Średni koszt 1 MWh energii dostarczonej odbiorcy (k6)** nie mieści się w zadnym z czterech czynników. Zbudowany model ma postać:

$$\widehat{k6} = 195,72 + 4,621 \Delta E_b \% - 0,0356 \Delta E_b \%_{(SN+nN)} + 21,30 OW + 10,99 OC \quad (4)$$

Wynika stąd, iż w 57,2% ( $R^2=0,572$ ) średni koszt jest zdeterminowany stratami bilansowymi energii oraz położeniem geograficznym. Podwyższają go straty bilansowe energii. Spółki dystrybucyjne okręgu wschodniego mają przeciętnie o 21,3 zł (OW=1) wyższy średni koszt w porównaniu z poziomem bazowym, należące zaś do okręgu centralnego (OC=1) – o 10,99 zł.

**Średni koszt przesyłu i dystrybucji 1 MWh energii dostarczonej odbiorcy (k7)** ma ładunek 0,73 w czynniku 1. Do modelu weszły jako istotne cechy reprezentowane przez ten czynnik:

$$\widehat{k7} = 121,20 - 0,0047 E_{(110)} + 0,0009 L_{(SN+nN)} - 7,77 OZ \quad (5)$$

W 60,6% ( $R^2=0,606$ ) średni koszt jednostkowy przesyłu i dystrybucji energii można objaśnić ilością wprowadzanej energii do sieci 110 kV, długością linii średnich i niskich napięć oraz położeniem geograficznym. Podwyższa go długość linii o mocy SN+nN, obniża zaś ilość energii wysokich napięć wprowadzanych do systemu. Istotnie niższego kosztu przesyłu i dystrybucji można oczekiwać w spółkach dystrybucyjnych okręgu zachodniego (OZ=1).

**Średni koszt własny 1 MWh energii dostarczonej odbiorcy (k8)** ma ładunek 0,72 w czynniku 4 i -0,4 w czynniku 1. Zbudowany model ma postać ( $R^2=0,718$ ):

$$\widehat{k8} = 40,52 - 0,00389 E_{(110)} + 0,00043 L_{(SN+nN)} - 7,49 \text{ okr. zach.} + 0,019 Tr_{(SN/nN)} + 1,293 \Delta E_b \% - 0,0419 \Delta E_{b(SN+nN)} \quad (6)$$

Średni koszt własny 1 KWh energii, podobnie jak średni koszt przesyłu i dystrybucji 1 KWh, jest niższy w spółkach okręgu zachodniego. Obniża go także ilość energii o napięciu 110 kV wprowadzanej do sieci. Podwyższa – długość linii SN+nN oraz *per saldo* straty bilansowe energii.



## 4. Wnioski

Wielowymiarowa analiza graficzna wykazała, że mimo bardzo zbliżonego zakresu działalności spółki dystrybucyjne są mocno zróżnicowane pod względem parametrów techniczno-organizacyjnych, a szczególnie pod względem strat bilansowych energii. Pod względem poziomu kosztów operacyjnych i przyjętych do analizy wskaźników spółki także mocno różnią się między sobą. Przeprowadzone badania miały na celu wskazanie czynników warunkujących kondycję i sprawność funkcjonowania spółek dystrybucyjnych energii elektrycznej. Spośród długiej listy rozpatrywanych parametrów techniczno-organizacyjnych wybrano 15 istotnie objaśniających poziom kosztów operacyjnych i wybranych wskaźników charakteryzujących kondycję spółek. Badania wykazały, że na poziom badanych wskaźników w znacznym stopniu wpływa poziom strat bilansowych energii, wyrażony stratami bezwzględными, jak i procentowo w stosunku do energii wprowadzonej do sieci. Wpływają one istotnie na wzrost wskaźnika kosztów ( $k_3$ ), obniżają istotnie wskaźnik operacyjności ( $k_5$ ), podnoszą średni koszt 1 MWh energii dostarczanej odbiorcy ( $k_6$ ). Wyższy średni koszt 1 MWh energii dostarczanej odbiorcy to przy cenach zbytu regulowanych zatwierdzanymi centralnie taryfami mniejszy przychód ze sprzedaży energii elektrycznej i w konsekwencji mniejszy zysk.

Włączenie do modeli zmiennych umożliwiających wskazanie przynależności spółek do jednego z pięciu okręgów energetycznych wykazało istotny wpływ czynników związanych z położeniem geograficznym na wysokość wskaźnika poziomu kosztów, zyskowności na sprzedaży oraz średnich kosztów 1 MWh energii dostarczanej odbiorcom.

Wyniki badania sugerują, że spółki dystrybucyjne mogą w znacznym stopniu wpływać na własną kondycję, minimalizując straty bilansowe energii [1], poprawiając sprawność organizacyjną oraz zdobywając nowych klientów.

## Literatura

- [1] Nazarko J., Rybaczuk M., *Analiza strat energii elektrycznej w sektorze dystrybucji w Polsce*, Prace Naukowe Akademii Ekonomicznej nr 988, AE, Wrocław 2003.
- [2] *Ograniczanie strat energii elektrycznej w elektroenergetycznych sieciach rozdzielczych*, red. J. Kuczycki, PTPiREE, Poznań 2002.
- [3] Rybaczuk M., *Graficzna prezentacja struktury danych wielowymiarowych*, Prace Naukowe Akademii Ekonomicznej nr 942, AE, Wrocław 2002, s. 146-153.
- [4] Stanisław A., *Przystępny kurs statystyki z wykorzystaniem programu STATISTICA PL*, t. II, StatSoft Polska, Kraków 2000.

- [5] *Statystyka elektroenergetyki polskiej 2000*, Agencja Rynku Energii SA, Warszawa 2001.
- [6] *Sytuacja finansowa przedsiębiorstw energetyki zawodowej w 2001 roku*, Agencja Rynku Energii SA, Warszawa 2002.

*Artykuł powstał w ramach prac badawczych W/WZ/3/02 oraz W/WZ/7/03.*

## **FACTORS DETERMINING CONDITION AND EFFICIENCY OF ELECTRIC ENERGY DISTRIBUTION UTILITIES**

### **Summary**

The article presents the statistical analysis of the influence of selected geographical, organisational, technical, and economic factors on the financial condition and efficiency of domestic electrical energy distribution utilities. An original method of graphic representation of multidimensional data, together with a factor analysis and a linear multiply regression analysis were used in the research. The existence of essential relations between certain conditions of activities of utilities and their effectiveness were proven. Especially distinctive is the influence of the level of balance energy losses in different distribution companies.