

Zbigniew GRUDZIŃSKI\*

## Tendencje zmian cen energii elektrycznej w latach 2002—2005

**STRESZCZENIE.** W artykule przedstawiono analizę struktury produkcji i sprzedaży energii elektrycznej w Polsce oraz ceny sprzedaży energii w poszczególnych segmentach rynku. Produkcja energii elektrycznej w kraju w 2004 roku wzrosła o 1,6% w stosunku do roku poprzedniego, a w stosunku do roku 2002 o 7,6%. W 2004 r. sytuacja cenowa nie była korzystna dla producentów energii elektrycznej. Średnie ceny energii elektrycznej sprzedanej przez przedsiębiorstwa wytwórcze w 2004 r. spadły o około 0,6%, pomimo wzrostu inflacji do 3,5%, a także wysokiego wzrostu PKB w tym roku. W UE cały czas utrzymuje się tendencja wzrostowa cen energii elektrycznej, pomimo postępującej liberalizacji rynków energii. Średnie ceny energii elektrycznej w Polsce są na tym tle wciąż niższe o około 30%.

**SŁOWA KLUCZOWE:** ceny energii elektrycznej, struktura produkcji, ceny energii elektrycznej w UE

### 1. Struktura wytwarzania energii elektrycznej w Polsce

W analizach gospodarczych przyjmuje się, że wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną jest o 2 do 3% mniejszy od wzrostu PKB. Dlatego też wzrost gospodarczy może

---

\* Dr inż., Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Zakład Ekonomiki i Badań Rynku Paliwowo-Energetycznego, Kraków.

Recenzent: prof. dr hab. inż. Eugeniusz MOKRZYCKI

znacząco wpłynąć na to zapotrzebowanie. Do 2010 roku prognozowany jest wzrost PKB na poziomie od 4,5 do 5,5% rocznie.

W Polsce energia elektrycznej w głównej mierze jest produkowana z węgla kamiennego oraz brunatnego. Tabela 1 przedstawia, jak w latach 2002—2004 kształtowała się w kraju wielkość produkcji energii elektrycznej, jej struktura oraz dynamika zmian, w tabeli 2 natomiast przedstawiono sytuację po trzech kwartałach 2005 roku.

TABELA 1. Dynamika i struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce w latach 2002—2004

TABLE 1. The dynamics and structure of electricity production in Poland in 2002—2004

Segment rynku	Produkcja energii [TW·h]			Dynamika [%]			Struktura wytwarzania [%]		
	2002	2003	2004	03/02	04/03	04/02	2002	2003	2004
Produkcja w kraju ogółem	143,2	151,6	154,1	5,9	1,6	7,6	100,0	100,0	100,0
Elektrownie zawodowe	135,1	143,3	145,6	6,1	1,6	7,8	94,3	94,5	94,5
– w tym elektrownie ciepłe łącznie	131,4	140,2	142,1	6,7	1,3	8,1	91,7	92,5	92,2
na węgiel kamienny	82,7	85,7	86,6	3,7	1,1	4,8	57,7	56,5	56,2
na węgiel brunatny	48,7	51,6	52,2	5,9	1,1	7,0	34,0	34,0	33,8
Elektrownie przemysłowe	8,1	7,9	8,1	-2,1	1,4	-0,7	5,7	5,2	5,2

Źródło: Informacja statystyczna o energii elektrycznej nr 12(120) i 12(132)

Produkcja energii elektrycznej w kraju w 2004 roku wzrosła o 1,6% w stosunku do roku poprzedniego, a w stosunku do roku 2002 o 7,6%, czyli o ponad 10 TW·h. Należy jednak zauważyć, że wzrost produkcji energii w okresie 04/03 był niższy w porównaniu do okresu 03/02, kiedy to wynosił 5,9%.

Tylko w 2004 r. elektrownie na węgiel kamienny miały taką samą dynamikę wzrostu produkcji jak elektrownie na węgiel brunatny. W stosunku do roku 2002 wzrost produkcji energii elektrycznej z węgla kamiennego wyniósł 4,8% i był niższy o 2,2% od wzrostu w elektrowniach na węgiel brunatny.

Podobnie jak w 2003, w 2004 roku 92,2% energii elektrycznej produkowano w elektrowniach ciepłych zawodowych, przy czym 56,2% energii wyprodukowano w elektrowniach na węglu kamiennym, a prawie 34% na węglu brunatnym. W ostatnich latach widoczny jest spadek udziału węgla kamiennego w produkcji energii elektrycznej. Ten spadek pogłębił się w 2005 roku (tab. 2). Udział węgla kamiennego spadł o 2,7%, a w tym czasie produkcja energii z węgla brunatnego zwiększyła się znacznie, bo aż o 3,6%. Po trzech kwartałach 2005 roku wyprodukowano 113,5 TW·h, co oznacza niewielki spadek produkcji w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego. Spowolnienie gospodarcze z początku roku odbiło się niekorzystnie na wielkości produkcji energii elektrycznej, jednak wyniki po trzech kwartałach są dużo lepsze niż wyniki po I półroczu. Ożywienie gospodarcze w drugiej połowie roku wpłynęło na wzrost produkcji energii

TABELA 2. Dynamika i struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce za III kwartały roku 2004 i 2005

TABLE 2. The dynamics and structure of electricity production in Poland in 2004—2005 (3 quarters)

Segment rynku	Produkcja energii za III kwartały [TWh]		Dynamika [%]	Struktura wytwarzania [%]	
	2004	2005	05/04	2004	2005
Produkcja w kraju ogółem	113,6	113,5	-0,1	100,0	100,0
Elektrownie zawodowe	107,6	107,4	-0,1	94,7	94,7
– w tym elektrownie ciepłne łącznie	104,9	104,6	-0,3	92,4	92,2
na węgiel kamienny	63,5	61,8	-2,7	56,0	54,5
na węgiel brunatny	38,9	40,3	3,6	34,2	35,5
Elektrownie przemysłowe	5,7	5,7	-0,1	5,0	5,0

Źródło: Informacja statystyczna o energii elektrycznej nr 10 (142)

elektrycznej i można przewidywać, że za cały rok 2005 produkcja energii będzie nawet wyższa niż w 2004 roku.

Polska jest eksporterem netto energii elektrycznej. Saldo wymiany z zagranicą w 2004 r. wyniosło 9,3 TWh — o 0,9 TWh (8,5%) mniej niż w roku 2003. Składały się na to:

- ✧ eksport 12,5 TWh, mniej o 0,77 TWh (5,6%) niż w 2003 r.,
- ✧ import 3,2 TWh, więcej o 0,2 TWh (4,3%) niż w 2003 r. [3].

Wielkość importu i eksportu energii do Polski zarówno w kierunku zachodnim, jak i wschodnim jest ograniczona, ponieważ linie połączeń transgranicznych mają ograniczoną przepustowość.

Ograniczeniem w ewentualnym imporcie są również ceny. W Niemczech energia elektryczna jest droższa. W Szwecji przez ubiegłe dwa lata energia też była dużo droższa, ale w 2005 roku nieco potaniała. Jest to rynek bardzo niestabilnych cen, gdyż ceny w Szwecji w głównej mierze zależą od wielkości produkcji energii elektrycznej w elektrowniach wodnych, a te z kolei od stanu opadów.

Wymiana energii elektrycznej z Litwą, Białorusią i Ukrainą z powodu małej przepustowości istniejących połączeń jest mocno ograniczona. Istnieje także możliwość współpracy energetycznej z Rosją, a niektóre gremia widzą nawet potrzebę stworzenia mostu energetycznego przez Polskę. Taka współpraca wydaje się obecnie dość ryzykowna, gdyż prowadziłoby to do jeszcze większego uzależnienia polskiej gospodarki od dostaw energii i innych nośników z tego kierunku (w sytuacji silnego uzależnienia od dostaw ropy i gazu).

Eksport energii elektrycznej po trzech kwartałach 2005 roku, w porównaniu z analogicznym okresem roku poprzedniego, utrzymał się na zbliżonym poziomie i wyniósł 11,08 TWh przy imporcie energii elektrycznej na poziomie 3,6 TWh [8].

W 2005 r. całkowita zdolność przesyłowa (TTC — *total transmission capacity*) dla eksportu wynosiła 2500 MW, a dla importu 600 MW [2].

## 2. Ceny sprzedaży energii elektrycznej

W 2004 roku sytuacja cenowa nie była korzystna dla producentów energii elektrycznej. Poziom cen i dynamikę na poszczególnych segmentach rynku za lata 2002—2005 przedstawiono w tabeli 3. Średnie ceny energii elektrycznej sprzedanej przez przedsiębiorstwa wytwórcze w 2004 roku nieznacznie spadły (o ok. 0,6%), pomimo wzrostu inflacji do 3,5%,

TABELA 3. Średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej w latach 2002—2004 według kierunków

TABLE 3. The average prices of electricity in 2002—2004 (according to sales directions)

Kierunki sprzedaży	Średnia cena energii elektrycznej [zł/MW·h]				Dynamika zmian [%]			
	2002	2003	2004	2005*	03/02	04/03	04/02	05/04
Sprzedaż przedsiębiorstw wytwórczych (PW)	135,03	141,27	140,42	141,30	4,6	-0,6	4,0	0,6
w tym: elektrownie ciepłone	136,29	139,65	137,75	138,11	2,5	-1,4	1,1	0,3
do PSE	148,91	155,20	161,16	187,05	4,2	3,8	8,2	16,1
do SD	123,86	119,54	117,27	116,30	-3,5	-1,9	-5,3	-0,8
Zakup przez przedsiębiorstwa dystrybucyjne	120,57	124,68	124,36	123,19	3,4	-0,3	3,1	-0,9
w tym: OZE	168,52	201,50	219,13	217,95	19,6	8,7	30,0	-0,5
z PSE wg taryfy (MiE)	119,32	124,44	125,24	121,63	4,3	0,6	5,0	-2,9
z elektrowni zawodowych	120,55	124,11	123,67	125,26	3,0	-0,4	2,6	1,3
z przedsiębiorstw obrotu	117,30	124,82	118,52	121,39	6,4	-5,0	1,0	2,4
na giełdzie energii	122,78	113,63	114,83	112,62	-7,5	1,1	-6,5	-1,9
na rynku bilansującym	138,15	155,24	149,43	144,71	12,4	-3,7	8,2	-3,2

\* Dane za trzy kwartały 2005 r.

Źródło: Sytuacja w Elektroenergetyce nr 4(45), 4(49), 3(52)

a także wysokiego wzrostu PKB w tym roku. Można powiedzieć, że rezerwy w wytwarzaniu energii były na tyle duże, że wpływ czynników makroekonomicznych, a także niewielki wzrost produkcji energii, nie doprowadziły do wzrostu cen. Ceny w 2004 roku wzrosły natomiast w stosunku do 2002 o ponad 5 zł/MW·h (4%). Ceny sprzedaży energii z elektrowni ciepłych spadły w 2004 roku o 1,4%. Ten spadek osłabił nieco wzrost cen w sprzedaży energii do PSE, który wyniósł 3,8%, a w stosunku do roku 2002 — 8,2%. W cenach tych znajduje się sprzedaż energii w ramach kontraktów KDT, stąd taki wysoki poziom tych cen.

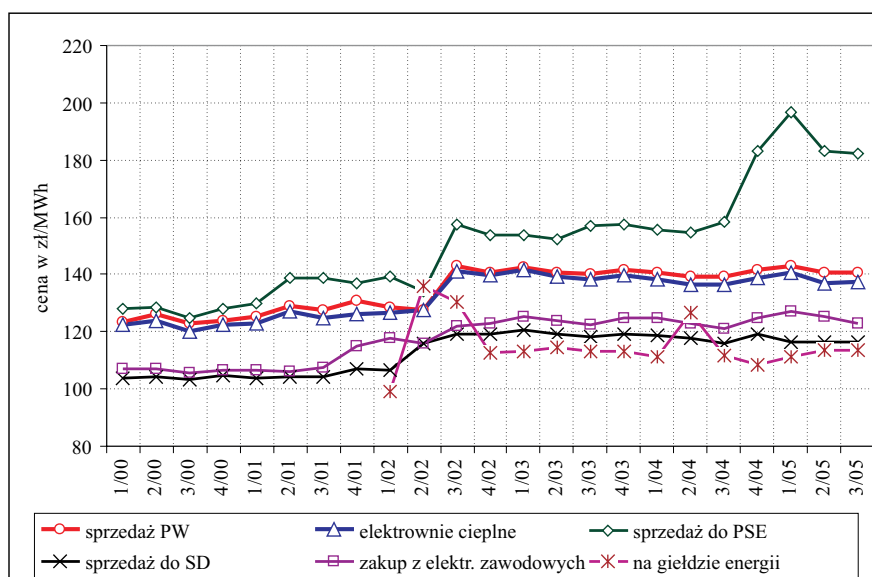
Ceny zakupu energii ze wszystkich elektrowni przez przedsiębiorstwa dystrybucyjne także odnotowały w 2004 roku spadek, chociaż niewielki, bo tylko 0,3%. Największy wzrost

w 2004 roku (8,7%) odnotowano w sprzedaży energii z OZE (energia ze źródeł odnawialnych). Uzyskiwane ceny na tym kierunku były w tym roku prawie dwukrotnie wyższe niż na giełdzie energii.

Zmiany cen energii elektrycznej przy sprzedaży do spółek dystrybucyjnych dla elektrowni ciepłych oraz przy zakupie przez przedsiębiorstwa dystrybucyjne z elektrowni zawodowych i z przedsiębiorstw obrotu są na zbliżonym poziomie (spadek cen zmienił się w granicach 0,4—1,9%).

Wartości zamieszczone w tabeli 3, a odnoszące się do roku 2005, obejmują dane tylko za trzy kwartały tego roku: za ten okres — w porównaniu do średniej za rok 2004 — ceny energii wzrosły o 0,6%. Duży wpływ na ten wzrost miał poziom cen energii sprzedawanej do PSE, który wyniósł ponad 187 zł/MW·h (wzrost o 16,1%) Ceny wzrosły także w sprzedaży energii elektrycznej z elektrowni ciepłych o 0,3% oraz z elektrowni zawodowych o 1,3% i przedsiębiorstw obrotu 2,2%. Największy spadek w tym okresie wystąpił na rynku bilansującym 3,2% [6].

Na rysunku 1 przedstawiono, jak ceny energii elektrycznej kształtowały się w dłuższym horyzoncie czasowym w układzie kwartalnym (okres: I kwartał 2000—III kwartał 2005 r.).



Rys. 1. Kwartalne zmiany cen energii elektrycznej w okresie: I kwartał 2000—III kwartał 2005 na różnych kierunkach

Fig. 1. The price changes of electricity — I quarter of 2000—III quarter of 2005 (different sales directions)

W latach 2000—2005 ceny energii elektrycznej ze wszystkich elektrowni i elektrociepłowni wzrosły o prawie 14%; zbliżoną dynamikę osiągnęły ceny sprzedaży z elektrowni ciepłych (ponad 12%). Średnioroczne zmiany tych cen kształtowały się na poziomie 2,6 do

2,3%. O prawie 43% wzrosły ceny sprzedaży energii kierowanej do PSE. Średnioroczny przyrost cen to 7,3%.

W części rynku podlegającej działaniu konkurencji wzrosty cen energii elektrycznej od I kwartału 2000 roku kształtowały się następująco:

❖ sprzedaż do spółek dystrybucyjnych z elektrowni ciepłych — wzrost o 11,7%,

❖ średnio zakup przez przedsiębiorstwa dystrybucyjne — wzrost o 5,0%,

w tym:

❖ zakup z elektrowni zawodowych — wzrost o 15,1%,

❖ zakup na giełdzie energii – wzrost o 14,7% (od I kw. 2002 r.).

Na głównych rynkach podlegających działaniu konkurencyjnemu wzrost cen energii elektrycznej ukształtował się więc średnio na poziomie około 13% w okresie do III kwartału 2005. Natomiast średnioroczny wzrost cen w analizowanym okresie (I kw. 2000—III kw. 2005) wyniósł 2,5%. Zasadnicza część tego wzrostu przypadła jednak na okres do trzeciego kwartału 2002 roku. Od tego czasu obserwuje się stabilizację cen.

Biorąc pod uwagę, że głównym konkurentem węgla kamiennego w produkcji energii elektrycznej jest węgiel brunatny, w tabeli 4 przedstawiono strukturę sprzedaży energii elektrycznej oraz ceny w rozbiciu na oba węgle.

Analizując informacje zestawione w tabeli 4 można zauważyć, że w 2004 roku nastąpił spadek średnich cen energii zarówno w elektrowniach na węglu kamiennym, jak i w elektrowniach na węglu brunatnym na bardzo zbliżonym poziomie (dynamika około 98,4%). Równocześnie obserwujemy wzrost cen energii sprzedawanej do PSE S.A., średnio o 4% biorąc pod uwagę węgiel kamienny i niecały 1% z węgla brunatnego [7].

W przypadku węgla kamiennego obserwujemy duży wzrost cen w sprzedaży do odbiorców korzystających z zasady TPA (ponad 8%) oraz w sprzedaży do PSE. Największy spadek cen (ponad 18%) wystąpił w ramach kontaktów KDT. Ceny uzyskiwane w ramach KDT na węglu kamiennym były w 2003 roku prawie dwukrotnie wyższe niż na węglu brunatnym, a w 2004 o ponad 61%. Ceny średnie w ramach KDT mogą wzrosnąć znacznie w roku 2006, po wygaśnięciu kontraktu KDT Elektrowni Bełchatów [7].

Na rynku giełdowym i bilansującym oraz w sprzedaży do pozostałych odbiorców nastąpił spadek cen dla węgla kamiennego.

Porównując ceny energii elektrycznej uzyskiwanej z węgla kamiennego obserwujemy duże różnice w poszczególnych segmentach rynku. W sprzedaży ogółem ceny energii elektrycznej z węgla kamiennego są średnio o 28% wyższe od cen energii z węgla brunatnego zarówno w 2004 jak i 2003 roku. W obszarze rynku konkurencyjnego (sprzedaż do spółek dystrybucyjnych) te różnice nie są tak duże i w roku 2004 ceny z węgla kamiennego były wyższe o ponad 4%.

Dla węgla kamiennego główne kierunki sprzedaży to PSE SA (gdzie prawie cała sprzedaż jest w ramach kontraktów KDT), przedsiębiorstwa obrotu i spółki dystrybucyjne. Sprzedaż na tych trzech kierunkach to prawie 80% całości energii sprzedanej w 2004 roku. Takie kierunki sprzedaży jak: rynek giełdowy, rynek bilansujący, pozostali odbiorcy mają marginalny wpływ na cenę.

W sprzedaży energii z elektrowni na węglu brunatnym nadal (mimo dużego spadku w 2004 r.) przeważa sprzedaż w ramach KDT. Kontrakty długoterminowe obejmują dla tego

TABELA 4. Średnie ceny sprzedaży oraz struktura sprzedaży w elektrowniach na węglu kamiennym i brunatnym w latach 2003—2004

TABLE 4. The average prices of electricity in public power plants (hard and lignite) in 2003—2004

Wyszczególnienie	Lata Dynamika	Razem	W tym do:							Ogółem <sup>1</sup>	
			PSE SA	w tym:		spółki dystryb.	odbiorcy finalni				
				KDT	korzyst. z zas. TPA		pozostali odbiorcy	przeds. obrotu	rynek giełdowy		rynek bilansujący
Ceny sprzedaży [zł/MW·h]											
Elektrownie na w. kamiennym	2003	152,51	198,31	256,39	120,28	108,97	176,42	118,81	114,87	160,34	162,06
	2004	150,98	206,49	209,15	120,05	118,45	173,89	113,83	112,70	136,01	159,45
	%	99,00	104,12	81,57	99,81	108,70	98,57	95,81	98,11	84,83	98,39
Elektrownie na w. brunatnym	2003	123,55	125,86	126,65	119,68	119,24	135,25	117,44	114,46	104,52	126,29
	2004	121,55	127,06	129,14	115,04	114,98	145,94	111,44	116,49	104,97	124,32
	%	98,38	100,95	101,97	96,12	96,43	107,90	94,89	101,77	100,43	98,44
Stosunek cen energii elektrycznej z węgla kamiennego do cen z węgla brunatnego [%]											
W. kamienny / w. brunatny	2003	123,44	157,56	202,44	100,50	91,39	130,44	101,17	100,36	153,41	128,32
	2004	124,21	162,51	161,96	104,36	103,02	119,15	102,14	96,75	129,57	128,26

<sup>1</sup> Łącznie z regulacyjnymi usługami systemowymi.

Źródło: „Sytuacja Techniczno-Ekonomiczna Sektora Elektroenergetycznego” (nr: cztery kwartały 2003 i 2004)

paliwa ponad 57% sprzedaży energii, gdy w elektrowniach na węglu kamiennym jest to niecałe 34%.

Dla węgla brunatnego największą dynamikę zmian wykazują dwa rynki: przedsiębiorstwa obrotu i odbiorcy korzystający z zasady TPA.

W 2005 roku po trzech kwartałach sytuacja cenowa dla węgla kamiennego kształtowała się korzystniej niż w roku 2004. Porównanie cen i struktury sprzedaży przedstawiono w tabeli 5: w odniesieniu do analogicznego okresu roku ubiegłego, średnie ceny energii elektrycznej sprzedanej przez elektrownie na węglu kamiennym wzrosły o prawie 0,9%. Tylko w sprzedaży do spółek dystrybucyjnych w ramach kontraktów KDT ceny były minimalnie niższe. Ceny energii z węgla kamiennego, podobnie jak w poprzednim porównaniu, są wyższe o ponad 28% od cen energii z węgla brunatnego [7].

Analizując kierunki sprzedaży, najwyższą dynamikę wzrostu cen obserwujemy przy sprzedaży energii elektrycznej w KDT w grupie elektrowni na węglu brunatnym. Nie jest ona związana z gwałtownym wzrostem cen tego kierunku, a jedynie ze zmianą kierunku sprzedaży najtańszej energii z El. Bełchatów (przekazanie cesji KDT do przedsiębiorstwa obrotu). W ramach KDT nastąpił spadek udziałów tego kierunku z ponad 65% do ponad 23%, wzrósł natomiast udział przedsiębiorstw obrotu z 4,56 do 53,83% [7].

Największy spadek cen energii elektrycznej dotyczy elektrowni na węglu brunatnym w sprzedaży do przedsiębiorstw obrotu (dynamika 96,55%).

Struktura sprzedaży energii z węgla kamiennego w 2005 jest zbliżona do struktury z roku 2004. Nadal dominuje sprzedaż do PSE (prawie cała sprzedaż to energia w ramach KDT), sprzedaż do przedsiębiorstw obrotu oraz do spółek dystrybucyjnych.

W dalszym ciągu udział rynku giełdowego jest minimalny i w 2005 roku nawet spadł z 1,3% do 0,99%.

### 3. Ceny energii elektrycznej na rynkach europejskich

Na ceny energii elektrycznej wpływa wiele czynników, a jednym z nich jest niewątpliwie struktura wytwarzania energii elektrycznej w danym kraju. Można powiedzieć, że w UE nie ma typowej struktury wytwarzania energii elektrycznej. W krajach skandynawskich produkcja energii elektrycznej oparta jest głównie na energetyce wodnej, we Francji z kolei dominuje energetyka jądrowa, Włochy to przede wszystkim energetyka bazująca na importowanych surowcach węglowodorowych, Niemcy zaś wykorzystują w 50% paliwa stałe, a energetyka w Wielkiej Brytanii w 40% oparta jest na własnym gazie. Analizując dane zamieszczone w tabeli 6 oraz na rysunkach 2 i 3 można zauważyć pewne generalne tendencje, odzwierciedlające strukturę wytwarzania — ceny energii we Francji są najniższe, natomiast ceny we Włoszech najwyższe.

Pokazane na wykresach i w tabelach dane przedstawiają średnie ceny energii elektrycznej w kilku krajach zachodnioeuropejskich dla wybranej grupy odbiorców — „Przemysł 1”, zużywających od 1300 do 7000 MW·h energii rocznie (przy obciążeniu 4500



TABELA 5. Średnie ceny sprzedaży oraz struktura sprzedaży w elektrowniach na węglu kamiennym i brunatnym w trzech kwartałach 2004 i 2005 roku  
 TABLE 5. The average prices of electricity in public power plants (hard and lignite) in 2004—2004 (3 quarters)

Wyszczególnienie	Lata Dynamika	Razem	W tym do:										Ogółem <sup>1</sup>
			PSE SA	w tym:		Spółki dystryb.	odbiorcy finalni				Rynek bilansujący		
				KDT	korzyst. z zas.TPA		pozostali odbiorcy	Przeds. obrotu	Rynek giełdowy				
Ceny sprzedaży [zł/MW·h]													
Elektrownie na w. kamiennym	2004	149,52	200,68	203,24	119,27	118,63	174,27	114,09	112,78	135,29	158,22		
	2005	152,43	202,04	202,08	119,13	121,24	175,78	116,54	116,46	138,46	159,63		
	%	101,95	100,68	99,43	99,88	102,20	100,87	102,15	103,26	102,34	100,89		
Elektrownie na w. brunatnym	2004	121,45	124,54	126,29	116,58	114,24	145,11	112,03	116,29	104,01	124,14		
	2005	121,21	157,23	157,23	114,71	118,45	152,20	108,16	115,96	109,66	123,96		
	%	99,80	126,25	124,50	98,40	103,69	104,89	96,55	99,72	105,43	99,86		
Stosunek cen energii elektrycznej z węgla kamiennego do cen z węgla brunatnego [%]													
w. kamienny / w. brunatny	2004	123,1	161,1	160,9	102,3	103,8	120,1	101,8	97,0	130,1	127,5		
	2005	125,8	128,5	128,5	103,9	102,4	115,5	107,7	100,4	126,3	128,8		

<sup>1</sup> Łącznie z regulacyjnymi usługami systemowymi.

Źródło: „Sytuacja Techniczno-Ekonomiczna Sektora Elektroenergetycznego” (trzy kwartały 2005)

TABELA 6. Poziom cen energii elektrycznej w wybranych krajach UE w stosunku do cen w Polsce (Polska = 100%) [%]

TABLE 6. Prices of electricity in selected EU countries — in relation to the prices in Poland (100%) [%]

Kraj	2002	2003	2004	2005*
Przemysł 1 bez podatków				
Francja	101,7	101,7	104,2	106,5
Hiszpania	111,1	129,4	135,6	131,8
Niemcy	92,2	98,8	124,2	122,7
W. Brytania	81,4	95,3	134,2	151,3
Włochy	140,9	166,3	162,0	154,3
Średnia (UE15)	105,9	121,7	136,1	128,0
Przemysł 2 bez podatków				
Francja	79,9	84,8	95,2	114,9
Hiszpania	119,9	141,2	146,6	136,6
Niemcy	86,6	86,0	96,8	108,0
W. Brytania	88,0	100,7	140,7	156,9
Włochy	138,1	177,2	171,4	162,0
Średnia (UE15)	99,9	118,1	129,3	133,6

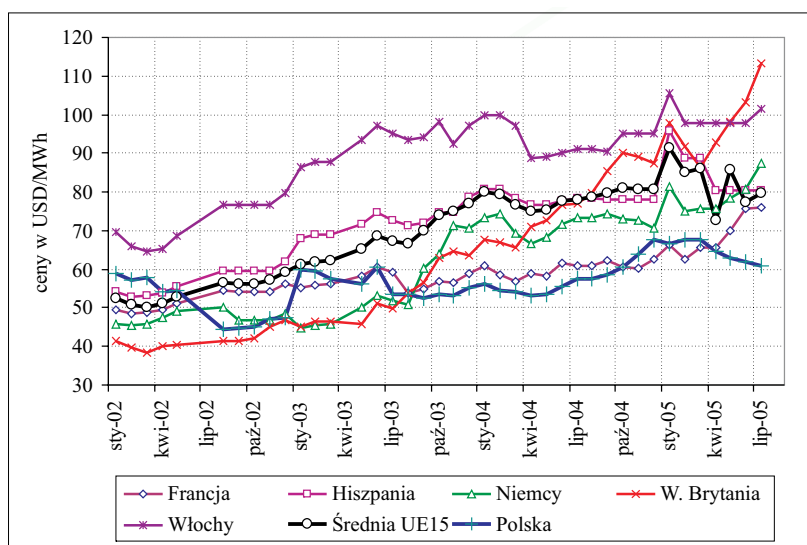
\* Rok 2005 obejmuje ceny do końca lipca.

Źródło: Obliczenia własne na podstawie: „Europejski biuletyn cenowy nośników energii”

godzin). Jest to więc grupa średnich przedsiębiorstw, będących motorem rozwoju gospodarczego. „Przemysł 2” to takie przedsiębiorstwa, które zużywają od 7000 MW·h do 35000 MW·h energii rocznie (przy obciążeniu 6000 godzin). Na tym tle pokazano średnie ceny w Polsce oraz w UE. Ceny te nie zawierają podatków ani VAT-u.

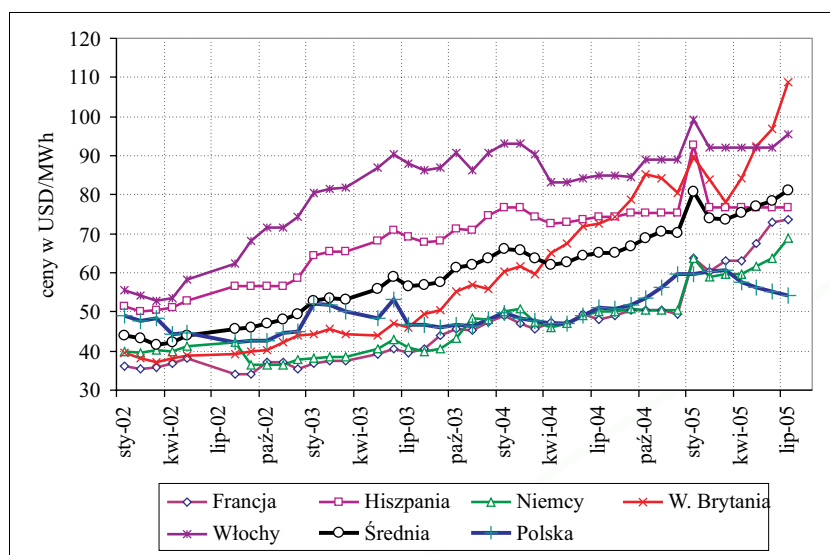
W latach 2002—2005 można zaobserwować bardzo znaczący wzrost cen średnich w UE(15) — od 62,9% dla „Przemysłu 1” do 71,4% dla „Przemysłu 2”. Największy wzrost wystąpił w Wielkiej Brytanii: prawie 130% dla „Przemysłu 1” i prawie 120% dla „Przemysłu 2”. Tak duży wzrost cen w tym kraju związany jest ze wzrostem cen światowych gazu. Duży jest też wzrost cen w Niemczech i Hiszpanii.

Generalnie cały czas utrzymuje się tendencja wzrostowa cen energii elektrycznej, pomimo postępującej liberalizacji rynków energii. Najniższe wzrosty były w Francji (80% produkcji energii pochodzi z elektrowni atomowych), ale tylko dla grupy średnich przed-



Rys. 2. Średnie miesięczne ceny energii elektrycznej w okresie 2002—lipiec 2005 w wybranych krajach europejskich dla grupy odbiorców „Przemysł 1” — bez podatków  
Źródło: Europejski biuletyn cenowy nośników energii

Fig. 2. The average monthly prices of electricity in 2002—July 2005 in selected EU countries — for “industry 1” consumer (without taxes)



Rys. 3 Średnie miesięczne ceny energii elektrycznej w okresie 2002—lipiec 2005 w wybranych krajach europejskich dla grupy odbiorców „Przemysł 2” — bez podatków  
Źródło: Europejski biuletyn cenowy nośników energii

Fig. 3. The average monthly prices of electricity in 2002—July 2005 in selected EU countries — for “industry 2” consumer (without taxes)

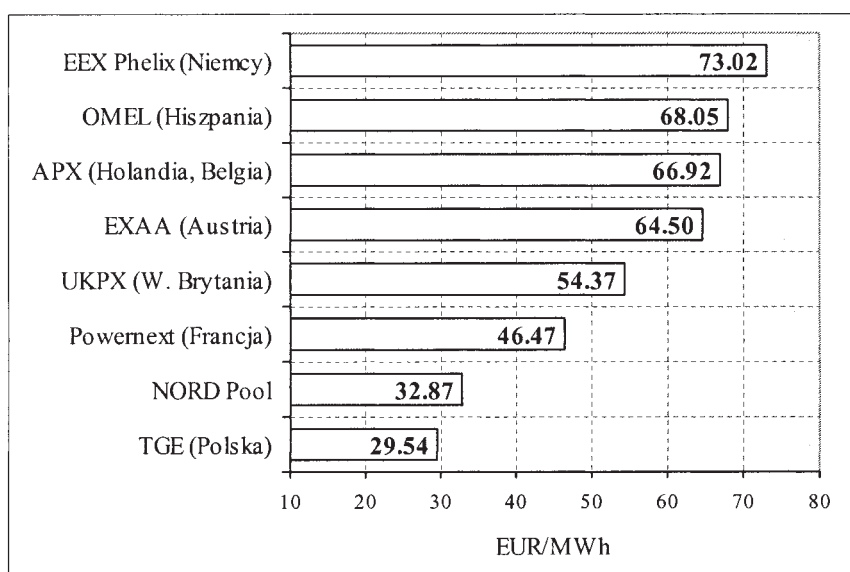
siębiorstw (23,6%); dla tzw. dużego przemysłu ceny wzrosły o ponad 70%. Rozpiętość cen minimalnych i maksymalnych w poszczególnych latach kształtuje się na poziomie około 33 USD/MW·h dla obu segmentów rynku.

Średnie ceny energii elektrycznej w Polsce są na tym tle wciąż relatywnie niskie (niższe o ok. 30%) zarówno dla odbiorców z grupy statystycznej „Przemysł 1”, jak i „2”.

Na wykresach 2 i 3 przedstawiono ceny energii dla dwóch rodzajów odbiorców finalnych w układzie cen średnich miesięcznych. Najbardziej zauważalny jest wzrost cen w Wielkiej Brytanii. Dla obu grup odbiorców prawie w całym okresie najwyższe ceny były we Włoszech — średnio ceny energii w tym kraju przekraczały średnią UE15 od 25 do 40%. Najbardziej zbliżone ceny w okresie 2002—2004 do cen w Polsce miała Francja dla odbiorców „Przemysł 1” oraz Francja i Niemcy dla odbiorców „Przemysł 2”. W roku 2005 ceny w Polsce wykazują tendencję spadkową, gdy w UE nadal utrzymuje się tendencja wzrostowa.

Ceny średnie miesięczne w UE dla „Przemysłu 1” były prawie około 20% wyższe od cen dla „Przemysłu 2” do końca 2004 roku. Od początku roku 2005 obserwowane jest wyraźne wyrównywanie się cen dla tych odbiorców (w Polsce ta różnica w 2005 r. wynosiła około 11%).

Na rysunku 4 przedstawiono przykładowe ceny z giełd energii w Europie. Najniższe ceny są na giełdzie w Polsce. Ceny na giełdzie w Niemczech, Hiszpanii czy Holandii są o ponad 130% wyższe. W przeliczeniu na zł (kurs 1EUR = 3,9760 zł) cena w Polsce to 117,5 zł/MW·h, w Niemczech (EEX Phelix) 290,3 zł/MW·h, a w Hiszpanii 270,6 zł/MW·h.



Rys. 4. Ceny energii elektrycznej na rynku giełdowym 18 listopada 2005 r.  
Źródło: [2]

Fig. 4. Prices of electricity in the stock market in 18 November 2005

Według niemieckich ekspertów (Europejski biuletyn cenowy ... nr 12/04), na podstawie badań Europejskiego Centrum Studiów Ekonomicznych z Mannheim, ceny energii elek-

trycznej wzrosną w krótkim i średnim horyzoncie czasowym. Większość ekspertów uważa, że Niemcy czeka wzrost cen w ciągu najbliższych 5 lat. Opinia ta jest zgodna z przewidywaniami niemieckiego rynku kontraktów długoterminowych EEX, w odniesieniu do cen energii elektrycznej w latach 2005—2007.

Zmiany cen na rynku niemieckim mogą też w niedalekiej przyszłości wynikać z nowych uregulowań prawnych (pod koniec 2005 r. zostało tam uchwalone nowe prawo energetyczne). Jednym z celów nowego prawa w Niemczech jest przeciwdziałanie wzrostowi cen energii elektrycznej dla odbiorców finalnych na skutek wzrostu cen za przesył i dystrybucję energii.

W Wielkiej Brytanii największe wzrosty dla tych dwóch kategorii odbiorców były wynikiem dużego wzrostu cen gazu ziemnego. Ta sytuacja pokazuje, jak podatne mogą być ceny energii elektrycznej w przypadku, gdy duża część produkcji energii opiera się na niestabilnym cenowo paliwie. W Wielkiej Brytanii najwcześniej rozpoczęła się poważna restrukturyzacja i prywatyzacja energetyki, bo już w 1992 roku. Ocenia się, że kraj ten osiągnął największą konkurencyjność na tym rynku.

Także w Hiszpanii obserwujemy bardzo wysokie ceny energii. Przy pełnej liberalizacji rynku energii elektrycznej dwa koncerny, Endesa oraz Iberdrola, nadal kontrolują ponad 80% rynku. Mimo tej sytuacji rząd hiszpański zamierza zlikwidować energetykę jądrową (pokrywającą obecnie 30% zapotrzebowania) oraz promować rozwój energetyki opartej na gazie ziemnym.

Europa liberalizuje sektor energii elektrycznej zgodnie z dyrektywami Komisji Europejskiej. Poszczególne kraje postępują w sposób zróżnicowany, zwłaszcza w zakresie restrukturyzacji, reagowania na procesy przejęć i fuzji, określania siły rynkowej uczestników rynków. Te działania na pewno także wpływają na ceny energii elektrycznej [1].

Procesy liberalizacji i prywatyzacji w sektorze paliwowo-energetycznym w Polsce również będą miały istotny wpływ na ceny energii elektrycznej. Obecnie w sektorze wytwarzania energii elektrycznej udział Skarbu Państwa wynosi około 75%, a w sektorze dystrybucji około 85%. Jednak w porównaniu do innych krajów, w Polsce jest stosunkowo niewielka koncentracja produkcji energii elektrycznej. O skali dominacji największych producentów w poszczególnych krajach świadczą dane z poniższego zestawienia, pokazujące stopień koncentracji produkcji dla trzech największych producentów w danym kraju:

Francja	95%	Czechy	75%
Belgia	95%	Austria	75%
Irlandia	90%	Niemcy	70%
Słowacja	85%	<b>Polska</b>	<b>48%</b>
Włochy	75%	W. Brytania	40%

Źródło: [2]

Polska w tym zestawieniu z koncentracją na poziomie 40% plasuje się na przedostatnim miejscu, ustępując miejsca tylko Wielkiej Brytanii, która jest uważana — jak już wcześniej wspomniano — za lidera w liberalizacji sektora elektroenergetyki w Europie.

## Podsumowanie

Jak pokazano, średnie ceny energii elektrycznej w Polsce są niższe (nawet o ok. 30%) niż w krajach Europy Zachodniej. Taka tendencja utrzymuje się w ostatnim okresie. Można prognozować, że wraz ze wzrostem integracji polskiej gospodarki z pozostałymi krajami UE, ceny w Polsce będą się dostosowywać do cen średnich w Unii. W analizowanym okresie w UE występują silne tendencje wzrostu cen energii elektrycznej, które także mogą być sygnałem o niezbędności inwestycji w obszarze wytwarzania.

Te tendencje mogą być także podtrzymywane i wzmacniane w wyniku bardzo wysokich wzrostów cen ropy naftowej, za którymi zawsze kroczą ceny gazu ziemnego. Dodatkowym czynnikiem, mającym wpływ na tę tendencję, może być poziom cen węgla na rynkach międzynarodowych, który nadal jest wysoki, mimo dużych spadków cen w 2005 roku. Obecnie w UE zużywa się ponad 200 mln ton węgla kamiennego, który w większości pochodzi z importu.

Producenci energii elektrycznej w Polsce przekonują, że wkrótce możemy się spodziewać znaczących podwyżek cen energii, nawet ponad 20% w okresie najbliższych lat. Jednym z powodów, dla których ceny mają wzrosnąć jest postępujący wzrost zużycia energii. Ten wzrost potrwa jeszcze pewien czas, gdyż wciąż średnie zużycie energii na mieszkańca w Polsce jest prawie dwukrotnie niższe niż w krajach UE [6]. Tymczasem nie są rozbudowywane zdolności wytwórcze. Moc zainstalowana pozostaje na poziomie około 35 000—36 000 MW [10]. Potrzebne są nowe inwestycje w sektorze energetycznym. Są to inwestycje kosztowne, a środki na ich sfinansowanie na pewno będą musiały pochodzić przynajmniej częściowo ze wzrostu cen energii.

Obecnie istnieje co prawda nadmiar mocy wytwórczych w systemie elektroenergetycznym, lecz wykorzystywanych jest wciąż wiele wyeksploatowanych jednostek wytwórczych, które w niedługim czasie powinny być zlikwidowane. Są to często zawodne urządzenia o małej sprawności i szkodliwym oddziaływaniu na środowisko przyrodnicze. Poważnym problemem polskiej energetyki już w niedalekiej przyszłości będzie zatem brak mocy wytwórczych z powodu wyłączenia z użytku przestarzałych urządzeń (mówi się o konieczności likwidacji co najmniej 3000 MW w ciągu najbliższych 5 lat) [9].

Ten okres nadmiaru mocy należy więc uznać za przejściowy i krótkotrwały. Prognozowane z jednej strony wzrosty zużycia energii elektrycznej w kraju, z drugiej zaś konieczność likwidacji przestarzałych i wyeksploatowanych jednostek wytwórczych mogą spowodować, że już po roku 2007 roku zacznie brakować mocy wytwórczych. Te braki będą najprawdopodobniej pogłębiać się przez następne lata. Podobne problemy będą miały także inne kraje Unii Europejskiej. Do roku 2012 w UE należałoby zbudować około 65 GW nowych mocy wytwórczych. Poziom cen energii musi umożliwiać inwestorom podejmowanie decyzji o budowaniu nowych mocy wytwórczych, gwarantując rentowność tych inwestycji.

Ponadto należy się liczyć z faktem, że w związku z ograniczeniami emisyjnymi budowane w przyszłości nowe moce wytwórcze mogą się opierać na gazie ziemnym, co z pewnością spowoduje wzrost cen energii.

Europa liberalizuje sektor energii elektrycznej zgodnie z dyrektywami Komisji Europejskiej. Procesy liberalizacji wpływają na ceny energii elektrycznej. Czynnikiem ograniczającym zmiany wynikające z liberalizacji są techniczne możliwości wymiany energii elektrycznej między poszczególnymi krajami i systemami.

Mówiąc o przyszłych cenach energii elektrycznej trzeba mieć na uwadze dwa okresy, mianowicie rozpatrywać jej ceny w perspektywie 1 czy 2 lat oraz w perspektywie przynajmniej kilkuletniej. Na pewno czynnikiem, który w najbliższym czasie będzie mieć wpływ na ceny energii elektrycznej są kontrakty KDT i sposób w jaki zostaną rozwiązane. Jednak wśród analityków nie ma zgodności co do oceny wpływu likwidacji KDT-ów na ceny energii.

Trudno obecnie ocenić, jak planowane prywatyzacje i konsolidacje w branży wpłyną na rynek.

Ocenia się także, że w przyszłości ceny energii w dużej części będą bezpośrednio związane z kosztem emisji CO<sub>2</sub>, co można stwierdzić na podstawie obserwacji aktualnych tendencji kształtowania się cen praw do emisji CO<sub>2</sub>.

Doświadczenia krajów, w których system handlu emisjami już funkcjonuje wskazują, że rosnącej cenie praw do emisji zawsze towarzyszy wzrost cen energii. Obecnie cena praw do emisji wynosi ponad 20 euro za tonę; w pierwszym okresie było to około 7 euro, a maksymalnie nawet prawie 30 euro.

Podsumowując przedstawione wyżej rozważania, wymienić można następujące czynniki, które będą wpływały na zmiany cen energii elektrycznej

- ✧ znaczny wzrost wymagań ochrony środowiska (m.in. problem CO<sub>2</sub>) związany z koniecznością wdrażania dyrektyw UE (np. IPPC, LCP), a co za tym idzie wzrost kosztów wytwarzania energii elektrycznej,
- ✧ spodziewany w ciągu najbliższych lat znaczący ubytek mocy elektrowni (likwidacja starych bloków),
- ✧ przewidywany wzrost popytu na energię elektryczną (o 1 do 3% rocznie),
- ✧ co prawda w ostatnim roku czy dwóch nastąpił spadek cen na rynku krajowym, tym niemniej w latach 2000—2004 ceny wzrosły o prawie 13% (rocznie ok. 3%),
- ✧ wysoki poziom cen innych nośników energii, zwłaszcza gazu ziemnego,
- ✧ w dłuższej perspektywie — budowa nowych mocy wytwórczych w oparciu o gaz ziemny,
- ✧ zmiany w rozliczeniach kontraktów długoterminowych oraz koniec kontraktu KDT dla Bełchatowa (o niskiej cenie) — powinny wpłynąć na wzrost cen tej energii,
- ✧ ceny w Polsce są niższe od cen średnich w UE — coraz większa integracja będzie powodować wyrównywanie się tych cen,
- ✧ brak obecnie większych możliwości uzupełnienia ilości energii elektrycznej przez import energii,
- ✧ wzrost podatków pośrednich — np. akcyza — powodując wzrost cen energii.

## Literatura

- [1] MALKO J., 2005 — Rynkowe reformy sektora energii elektrycznej w Europie. Energetyka — grudzień 2005.
- [2] SMARDZ J. z zespołem, 2005 — Efektywność wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w Polsce na tle krajów Unii Europejskiej. Konferencja „Konkurencyjność polskiej elektroenergetyki w Unii Europejskiej”, ARE, Warszawa.
- [3] Biuletyny Urzędu Regulacji Energetyki, numery z lat 2005 i 2004.
- [4] Europejski biuletyn cenowy nośników energii (miesięcznik) — wyd. ARE, numery z lat 2002—2005.
- [5] Informacja statystyczna o energii elektrycznej (miesięcznik) — wyd. ARE, numery z lat 2002—2005.
- [6] Key world energy statistics 2004, wyd. IEA.
- [7] Sytuacja techniczno-ekonomiczna sektora elektroenergetycznego (kwartalnik) — wyd. ARE, numery z lat 2003–2005.
- [8] Sytuacja w elektroenergetyce — biuletyn kwartalny — wyd. ARE, numery z lat 2000—2005.

Zbigniew GRUDZIŃSKI

## The trends in electricity prices, 2002—2005

### Abstract

Paper presents the structure of electricity production and sale in Polish energy sector. Additionally, prices observed in different markets are presented. Electricity production increased by 1.6% in 2004, in relation to the previous year. However, more significant increase, by 7.6%, was noticed in comparison to 2002. Average prices of electricity decreased by 0.6% in 2004, despite the increase of both the inflation rate, by 3.5%, and GDP. Analysis of electricity prices in selected EU countries shows the upward trend in spite of electricity market liberalisation progress. Average prices of electricity in Poland are still approximately 30% below European level.

KEY WORDS: steam coal, prices, price forecast