

Zbigniew GRUDZIŃSKI*

Konkurencyjność wytwarzania energii elektrycznej z węgla brunatnego i kamiennego

STRESZCZENIE. Węgiel kamienny i brunatny to dwa paliwa dominujące w Polskiej elektroenergetyce. Struktura zużycia paliw zmieniła się w niewielkim stopniu w ostatnich latach. W roku 2009 nastąpił spadek produkcji i zużycia energii elektrycznej. Tę sytuację najbardziej odczuły elektrownie na węglu brunatnym. Duży wzrost produkcji energii elektrycznej wystąpił w OZE, co było wynikiem dynamicznego wzrostu współspalania biomasy z węglem. Mimo spadku zużycia energii nastąpił wzrost cen energii elektrycznej, ale dotyczyło to tylko rynku długoterminowego, natomiast na rynku *spot* ceny wyraźnie spadły. Także ceny dla końcowych odbiorców wyraźnie wzrosły, co było wynikiem wzrostu cen energii elektrycznej, gdyż usługi dystrybucyjne wzrosły w niewielkim stopniu. Ceny węgla kamiennego w dostawach do energetyki w 2009 roku były wyższe o 72% od cen węgla brunatnego w przeliczeniu na GJ.

SŁOWA KLUCZOWE: energia elektryczna, węgiel kamienny, węgiel brunatny

Wprowadzenie

Struktura zużycia paliw w polskiej elektroenergetyce w ostatnim okresie zmieniła się w niewielkim stopniu – nadal dwa główne paliwa to węgiel kamienny i brunatny. Udział tych paliw w 2009 roku był na poziomie 93,7%. W stosunku do roku 2008 udział ten spadł

* Dr inż. – Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków;
e-mail: zg@min-pan.krakow.pl

o 1,2%, co było wynikiem wzrostu udziału biomasy i biogazu z poziomu 2% do 3,2%. Udział gazu ziemnego utrzymał się na poziomie z 2008 roku i wyniósł 3%.

Udział węgla kamiennego w produkcji energii elektrycznej spadł w 2009 roku o 0,6% i wyniósł 53,8%, natomiast węgla brunatnego obniżył się o 1,2% i wyniósł 33,2%.

Na koniec roku stan mocy osiągalnej na węglu kamiennym wyniósł 20 882 MW, a na węglu brunatnym 9 013 MW. W Polsce w ostatnich latach zauważalna jest mała aktywność inwestycyjna w obszarze energetyki konwencjonalnej. Ostatnie zrealizowane inwestycje to blok 464 MW w Pątnowie II (ZE PAK) w 2008 r i blok 460 MW w Łagiszy (Tauron PE) w 2009 r. Obecnie trwa budowa bloku 858 MW w Elektrowni Bełchatów (PGE), którego oddanie do użytku przewidziane jest na kwiecień 2011 roku.

1. Sytuacja na rynku energii w Polsce

Jednym z przejawów spowolnienia gospodarczego w roku 2009 był spadek zapotrzebowania na energię elektryczną, której zużycie zmniejszyło się 2,9% w porównaniu z rokiem poprzednim. Produkcja energii elektrycznej utrzymała drugi rok z rzędu trend spadkowy i była niższa o 2,2% w stosunku do roku 2008. Ta niekorzystna sytuacja na rynku energii elektrycznej, trwająca od października 2008 roku, zaczęła się odmieniać dopiero pod koniec 2009 r.

Bilans energii elektrycznej w latach 2008 i 2009 oraz za dwa miesiące roku 2010 przedstawiono w tabeli 1.

W całym roku 2009 spadek produkcji wystąpił w elektrowniach ciepłych zawodowych i wyniósł 2,9% natomiast wzrost produkcji zanotowały elektrownie wodne oraz elektrownie niezależne i przemysłowe, jednak udział tych jednostek w całkowitej produkcji kształtuje się tylko na poziomie 9,1%. Największy wzrost produkcji energii elektrycznej był w jednostkach bazujących na OZE i wyniósł 27,5%.

W minionym roku nastąpił spadek eksportu energii elektrycznej o 1,1%, natomiast spadek importu był o wiele większy i wyniósł 12,7%. Ta sytuacja spowodowała, że saldo wymiany z zagranicą wzrosło aż o 80% i zwiększyło się z 1,22 TWh w 2008 do 2,19 TWh w 2009 roku. Największy eksport energii był kierowany do Czech i Słowacji, natomiast największy import energii pochodził z Niemiec [11].

Zmiany produkcji energii elektrycznej w podziale na rodzaj działalności przedstawiono w tabeli 2. Spadek produkcji w elektrowniach spalających węgiel kamienny wyniósł 1,2%, natomiast w elektrowniach na węgiel brunatny był wyższy i wyniósł 5,3%. Sytuacja ta była głównie spowodowana problemami technicznymi w elektrowniach ZE PAK. Niższą produkcję odnotowano również w elektrociepłowniach zawodowych.

Mimo dynamicznego wzrostu produkcji energii z OZE jej ilość jest niewystarczająca do pokrycia obowiązkowych zakupów energii odnawialnej. W 2009 wyprodukowano 8,6 TWh energii w źródłach odnawialnych oraz w procesie współspalania biomasy z węglem [5]. Wzrost produkcji z OZE przy jednoczesnym spadku produkcji energii elektrycznej ogółem

TABELA 1. Bilans energii elektrycznej

TABLE 1. Balance of electricity

Wyszczególnienie		Rok		Zmiana	
		2008	2009		
		[TW·h]		[%]	
Produkcja ogółem		155,18	151,70	-2,2	
z tego:	elektrownie zawodowe PW	144,75	140,77	-2,7	
	w tym:	elektrownie ciepłe	142,28	138,09	-2,9
		elektrownie wodne	2,47	2,68	8,8
	elektrownie niezależne	3,98	4,33	8,9	
	w tym:	elektrownie ciepłe	2,72	2,73	0,3
		odnawialne źródła energii	1,26	1,61	27,5
	elektrownie przemysłowe	6,46	6,59	2,0	
Import		8,48	7,40	-12,7	
Eksport		9,70	9,59	-1,1	
Zużycie krajowe		153,96	149,51	-2,9	
Straty i różnice bilansowe		12,21	12,66	3,7	

Źródło: [7]

TABELA 2. Produkcja energii elektrycznej według rodzaju działalności w 2008 i 2009 roku

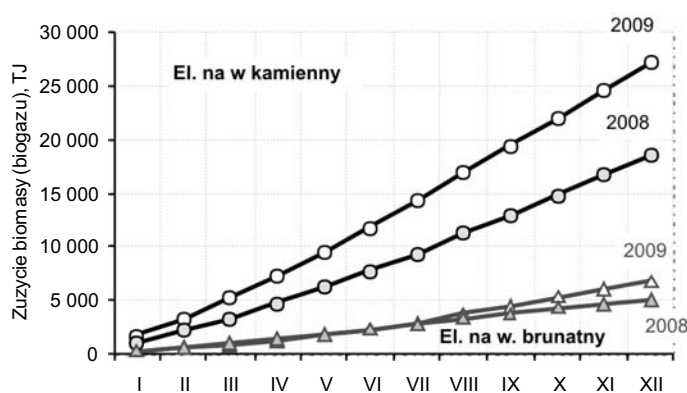
TABLE 2. Electricity production by type of generation in 2008 and 2009

Wyszczególnienie		2008	2009	Zmiana
		TW·h	TW·h	%
Elektrownie i elektrociepłownie zawodowe		144,98	140,79	-2,9
z tego:	elektrownie na węglu brunatnym	53,80	50,95	-5,3
	elektrownie na węglu kamiennym	68,72	67,88	-1,2
	elektrociepłownie	19,77	19,26	-2,6
	elektrociepłownie niezależne	2,70	2,70	-0,1
	elektrociepłownie przemysłowe do 2007 r.	1,25	1,32	6,0
Elektrownie wodne + pozostałe OZE		3,72	4,29	15,3
Elektrownie przemysłowe		6,49	6,63	2,2
w tym: na biogaz, biomasę i wodne		0,67	0,74	10,3

Źródło: [8]

sprawił, że udział tej energii zwiększył się z 4,1% w 2008 r. do 5,7% w 2009 roku. Sumaryczna moc zainstalowana w instalacjach OZE na koniec 2009 roku wyniosła prawie 2 tys. MW. Największy udział miały elektrownie wodne (47%), następnie elektrownie wiatrowe (36%), biomasa (13%, bez współspalania z węglem) oraz biogaz (4%) [11].

Biomasa, energetyka wiatrowa oraz biogaz to trzy największe potencjalnie źródła energii odnawialnej. Na rysunku 1 przedstawiono porównanie zużycia biomasy w elektrowniach zawodowych na węgiel kamienny i brunatny, które pokazuje jak w ostatnich dwóch latach dynamicznie rośnie udział tego paliwa w produkcji energii elektrycznej. W 2009 roku 38 jednostek (na 72) energetyki zawodowej produkowało energię w procesach współspalania z biomasą [8].



Rys. 1. Porównanie zużycia biomasy w elektrowniach zawodowych na węgiel kamienny i brunatny [TJ] (dane miesięczne narastające)

Źródło: Źródło: opracowanie własne na podstawie [7]

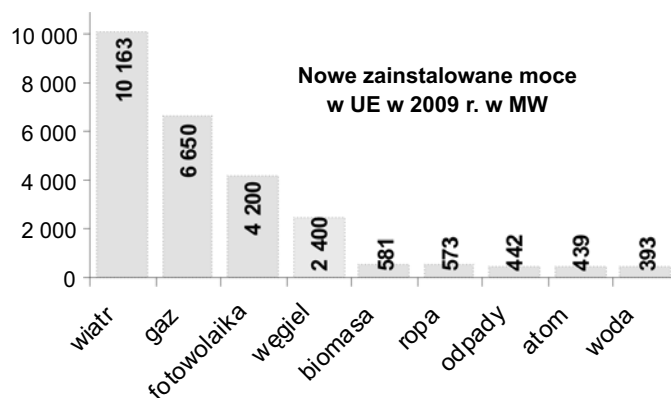
Fig. 1. Comparison of biomass consumption in public power plants fired by hard coal and brown coal [TJ] (data summed up after consecutive month)

Dynamicznie rozwijającą się branżą jest także energetyka wiatrowa. Moc w tych źródłach na razie jest niewielka, ale wzrosła o 32% w stosunku do 2008 roku i wyniosła 720 MW. Moc elektrowni tego typu w Polsce jest jedną z najniższych w UE. Według aktualnych prognoz w Polsce do roku 2020 moc elektrowni wiatrowych może wzrosnąć do 6000 MW (według stanu na sierpień 2010 r. moc elektrowni wiatrowych przekracza 1000 MW).

W 2009 r. odnawialne źródła energii stanowiły aż 61% nowych mocy w Unii Europejskiej. Już drugi rok z rzędu energia wiatrowa znalazła się na pierwszym miejscu pod względem nowych zainstalowanych mocy, wyprzedzając elektrownie gazowe, węglowe i nuklearne. Łączna moc farm wiatrowych w UE wzrosła o ponad 10 tys. MW – do 74,8 tys. MW.

Światowa moc energii wiatrowych w 2009 wzrosła o 24% (37,5 tys MW) i wyniosła 157,9 tys. MW. Według *Global Wind Energy Council* (GWEC) największy wzrost był w Chinach – o 13 tys. MW i w USA o 10 tys. MW [3].

Mniejsza produkcja energii elektrycznej to także mniejsze zapotrzebowanie na paliwa. W tabeli 3 przedstawiono, jak kształtowało się zużycie paliw w elektroenergetyce zawodowej w latach 2008–2009. W 2009 r. spadek zużycia węgla kamiennego i brunatnego był na



Rys. 2. Nowe moce zainstalowane w Unii Europejskiej w 2009 roku

Fig. 2. New capacities installed in the European Union in 2009

TABELA 3. Zużycie paliw w elektroenergetyce zawodowej w latach 2008–2009

TABLE 3. Fuels consumption in public power plants in 2008–2009

Wyszczególnienie	Jednostki	2008		2009		Zmiana	
		zużycie paliwa		zużycie paliwa		razem	w tym: na e.e.
		razem	w tym: na e.e.	razem	w tym: na e.e.		
Węgiel kamienny	mln ton	41,1	34,0	39,2	32,4	-4,5%	-4,8%
Węgiel brunatny	mln ton	58,6	57,9	56,0	55,3	-4,4%	-4,5%
Gaz ziemny	TJ	35 816	24 590	36 568	25 331	2,1%	3,0%
Gaz koksowniczy	TJ	9 788	7 417	7 490	5 794	-23,5%	-21,9%
Biomasa	TJ	30 281	25 680	46 491	38 421	53,5%	49,6%

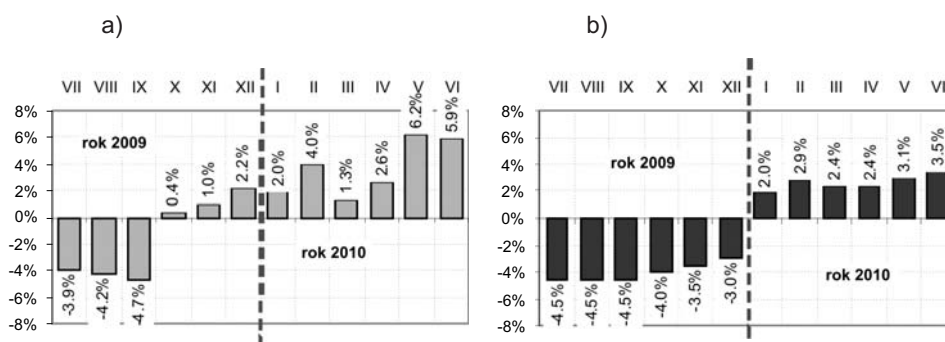
Źródło: [7]

zbliżonym poziomie 4,4% i 4,5%, natomiast zużycie gazu wzrosło o 2,1%. Największy wzrost zużycia (o prawie 53,5%) dotyczył biomasy. W energetyce zawodowej na węglu kamiennym biomasa zastępuje już 1,24 mln ton węgla (w przeliczeniu na węgiel o wartości opałowej 22 MJ/kg), a w energetyce na węglu brunatnym 0,8 mln t węgla (w przeliczeniu na węgiel o wartości opałowej 8,8 MJ/kg).

2. Bieżąca produkcja i zużycie energii elektrycznej

Porównanie zmian produkcji i zużycia energii elektrycznej w ostatnich 12 miesiącach (w okresie od lipca 2009 r. do czerwca 2010 r.) z analogicznym okresem roku poprzedniego

(w układzie miesięcznym i narastająco) zilustrowano wykresami na rysunkach 3 i 4. Podstawą były dane PSE Operator S.A., które są wyznaczane na podstawie pomiarów zbieranych przez OSP w czasie bieżącego prowadzenia ruchu KSE, dlatego też w niektórych przypadkach mogą się one różnić od ostatecznych danych przedstawianych przez przedsiębiorstwa energetyczne dla celów statystycznych.

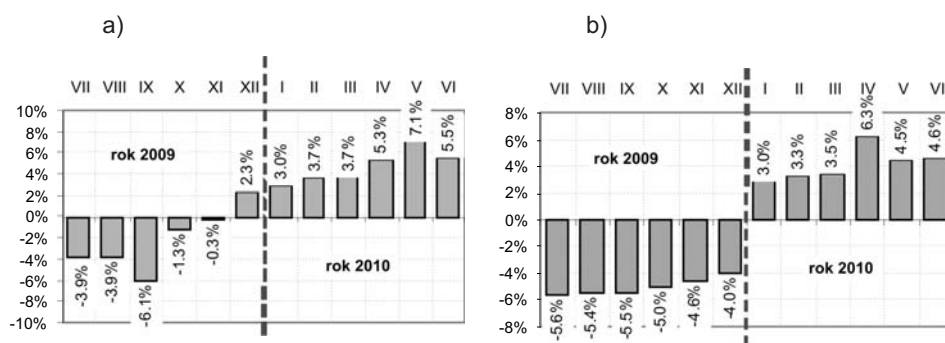


Rys. 3. Porównanie zmian produkcji energii elektrycznej z węgla kamiennego i brunatnego w okresie lipiec 2009 r. – czerwiec 2010 r.:

(a) – w układzie miesięcznym (miesiąc do miesiąca roku poprzedniego) (b) – narastająco (okres do okresu poprzedniego)

Źródło: opracowanie własne na podstawie [14]

Fig. 3. Changes of electricity production from hard coal and brown coal, in the period: July 2009 – June 2010 (a) month compared to the same month of previous year (b) month compared to previous month



Rys. 4. Zmiana krajowego zużycia energii elektrycznej w okresie lipiec 2009 – czerwiec 2010

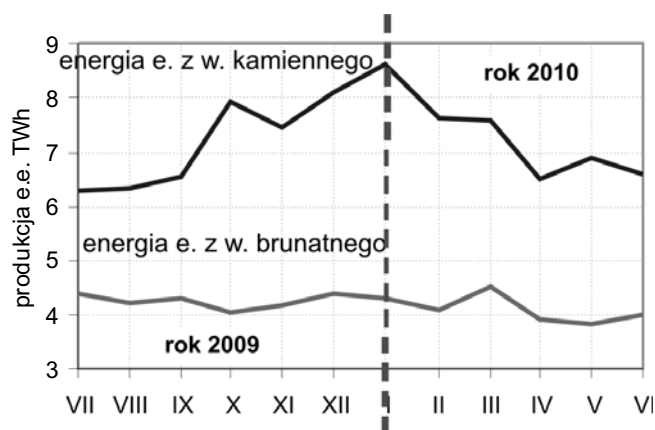
(a) – w układzie miesięcznym (miesiąc do miesiąca roku poprzedniego) (b) – narastająco (okres do okresu poprzedniego)

Źródło: opracowanie własne na podstawie [14]

Fig. 4. Changes of domestic electricity consumption in the period: July 2009 – June 2010; (a) month compared to the same month of previous year (b) month compared to previous month

Zestawione dane pokazują, że od października 2009 r. nastąpił stopniowy wzrost produkcji energii elektrycznej i tendencja ta utrzymuje się już dziewiąty miesiąc. W ostatnich dwóch miesiącach tempo wzrostu produkcji kształtowało się na poziomie około 6%.

W pierwszym półroczu 2010 roku produkcja energii wzrosła o 3,5%. Według danych PSE Operator w okresie tym wzrost produkcji energii na węglu kamiennym wyniósł 5,6%, natomiast na węglu brunatnym wyprodukowano o 1,8% energii elektrycznej mniej. Porównanie zmian produkcji energii elektrycznej z węgla kamiennego i brunatnego w ostatnich 12 miesiącach przedstawiono na rysunku 5. Największy wzrost produkcji zanotowano w elektrowniach wiatrowych (ponad 35%); w elektrowniach wodnych oraz w przemysłowych wzrost wyniósł odpowiednio 16% i ponad 9%. Na gazie spadek produkcji wyniósł w 2010 r. 2,2%.



Rys. 5. Porównanie produkcji energii elektrycznej z węgla kamiennego i brunatnego w okresie lipiec 2009 – czerwiec 2010

Źródło: Źródło: opracowanie własne na podstawie [14]

Fig. 5. Comparison of electricity production from hard coal and brown coal in the period: July 2009 – June 2010

Zużycie energii elektrycznej zaczęło rosnąć dopiero od grudnia 2009 r. Po spadku zużycia energii w całym roku 2009, po pierwszym półroczu roku 2010 nastąpił wzrost zużycia energii elektrycznej o 4,6%.

3. Ceny energii elektrycznej

W roku 2009 obserwowany był znaczący wzrost cen sprzedaży energii elektrycznej. Średnie ceny sprzedaży w obrocie energią elektryczną w latach 2008–2009 przedstawiono w tabeli 4 oraz na rysunku 6, natomiast porównanie cen energii w elektrowniach na węgiel kamienny i brunatny w tabeli 5.

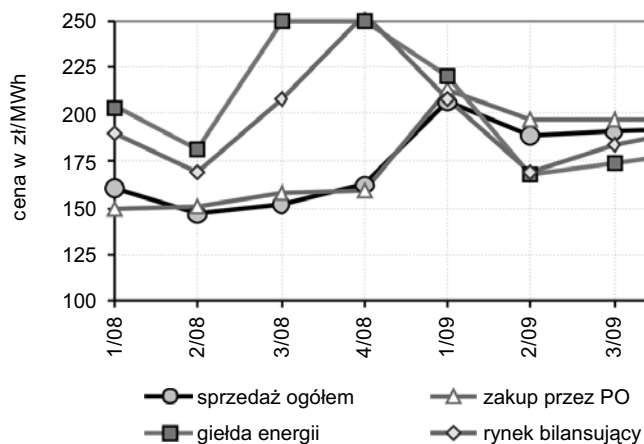
Ceny średnie w roku 2009 wzrosły ponad 25% pomimo spadku zużycia i produkcji energii elektrycznej. Głównym odbiorcą energii elektrycznej są przedsiębiorstwa obrotu. W tym segmencie rynku ceny wzrosły o 31%. Duży wpływ na wzrost cen średnich rocznych

TABELA 4. Ceny w obrocie energią elektryczną w latach 2008–2009 [zł/MW·h]

TABLE 4. Prices of electricity in the years 2008–2009 [Polish zlotys/MW·h]

Wyszczególnienie	Rok		Zmiana
	2008	2009	%
Sprzedaż przedsiębiorstw wytwórczych (PW)	155,3	194,8	25,4
w tym: elektrownie ciepłone	154,9	194,3	25,4
w tym: elektrociepłownie	157,1	197,4	25,6
Zakup przez przedsiębiorstwa obrotu (PO)	153,8	201,5	31,0
z elektrowni zawodowych	146,2	204,7	40,1
z elektrowni przemysłowych	137,4	170,4	24,0
z przedsiębiorstw obrotu	154,8	203,4	31,4
na giełdzie energii	215,0	177,3	-17,6
na rynku bilansującym	198,8	186,5	-6,2

Źródło: [9]



Rys. 6. Kwartalne ceny energii elektrycznej na wybranych segmentach rynku energii

Źródło: opracowanie własne na podstawie [9]

Fig. 6. Quarterly prices of electricity in selected energy markets

miął wzrost cen w pierwszym kwartale 2009 – ceny wzrosły do 213 zł/MW·h, tj. o 44% w stosunku do I kw. 2008 roku. W kolejnych kwartałach 2009 r. nastąpił spadek cen, co było wynikiem zaprzestania pobierania akcyzy oraz spadkiem zapotrzebowania na energię. Pod koniec roku 2009 ceny ustabilizowały się na poziomie 190–195 zł/MW.

W 2009 r. ceny energii elektrycznej z węgla brunatnego było niższe od cen z elektrowni na węgiel kamienny o 11%. Podobna sytuacja miała miejsce także w roku poprzednim.

TABELA 5. Porównanie średnich cen sprzedanej energii elektrycznej w elektrowniach zawodowych na węgiel brunatny i kamienny [zł/MW·h]

TABLE 5. Comparison of mean electricity prices sold from public power plants fired by hard coal and brown coal [Polish zlotys/MW·h]

Wyszczególnienie		El. na w. brunatnym			El. na w. kamiennym		
		2008	2009	%	2008	2009	%
Razem		145,5	183,4	26,1	162,2	202,8	25,0
w tym do:	PO	143,9	183,7	27,7	157,6	201,1	27,7
	Odb. końc. – umowy kompleksowe	180,6	237,3	31,4	200,3	263,6	31,6
	Rynek giełdowy	256,3	212,8	-17,0	241,3	211,1	-12,5
	Rynek bilansujący	178,5	173,2	-3,0	197,8	206,1	4,2

Źródło: [8]

W pierwszej połowie 2010 r. różnica cen wynosiła około 20 zł/MW. Duży wpływ na tę różnicę mają ceny paliwa.

Na giełdzie energii ceny energii wytworzonej na węglu kamiennym i brunatnym są prawie identyczne, jednak udział tego rynku w sprzedaży jest niewielki.

W tabeli 6 przedstawiono porównanie kosztów zużytego paliwa w elektrowniach i elektrociepłowniach w latach 2008 i 2009. W 2009 roku koszt paliwa w przeliczeniu na GJ był w elektrowniach na węglu kamiennym wyższy o 72%, podczas gdy w 2008 roku było to 39%.

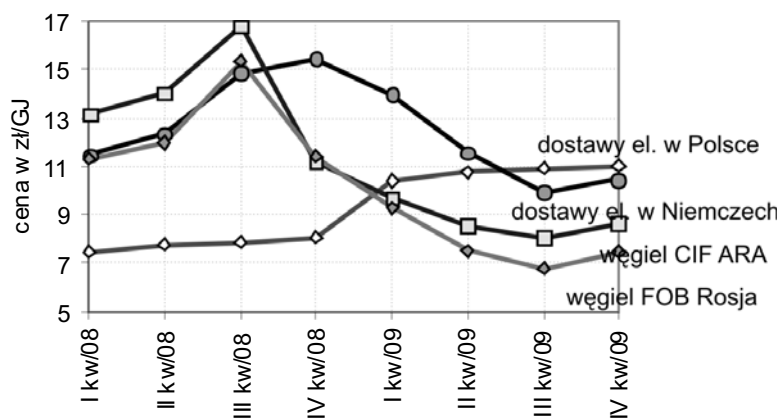
TABELA 6. Porównanie kosztów zużytego paliwa w elektrowniach zawodowych na węgiel brunatny i kamienny

TABLE 6. Comparison of fuel costs in public power plants fired by hard coal and brown coal [Polish zlotys/MW·h]

Wyszczególnienie	Elektrownie na w. brunatnym			Elektrownie na w. kamiennym		
	2008	2009	zmiana [%]	2008	2009	zmiana [%]
Koszt paliwa w zł/GJ	5,81	6,38	109,90	8,05	10,99	136,55

Źródło: [8]

Na rysunku 7 ceny węgla kamiennego energetycznego w dostawach do energetyki w Polsce (są to ceny narastające) porównano z cenami węgla w dostawach do elektrowni w Niemczech oraz do notowania cen węgla na poziomie CIF ARA (średnia z trzech indeksów ICR, Argus, globalCoal) oraz FOB Rosja (średnia z indeksów ICR i Argus). Średnie ceny węgla w Polsce w dostawach do energetyki reagują z dużym opóźnieniem w stosunku do zmian cen na rynkach międzynarodowych [2, 4, 6].



Rys. 7. Porównanie kwartalnych cen węgla kamiennego energetycznego w dostawach do energetyki w Polsce, elektrowni w Niemczech z notowaniami cen węgla na poziomie CIF ARA i FOB Rosja (porty Bałtyckie), [zł/GJ]

Źródło: opracowanie własne na podstawie [10, 12, 13, 16]

Fig. 7. Comparison of quarterly prices of hard steam coal delivered to power sector in Poland with coal imported to power plants in Germany and spot CIF ARA and FOB Russia (Baltic ports) [Polish zloty/GJ]

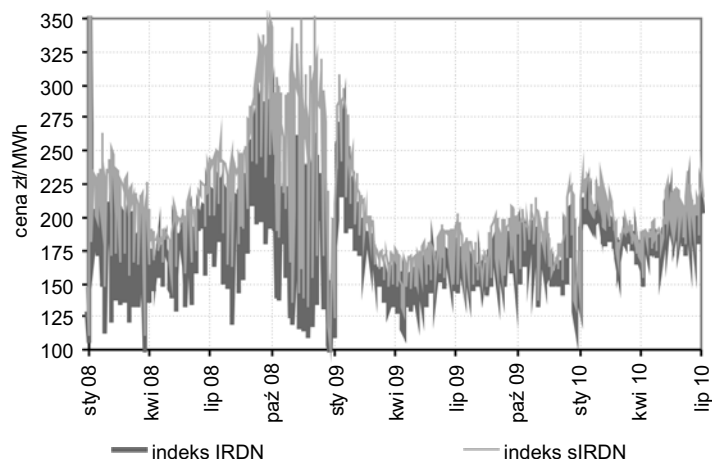
W 2009 roku, podobnie jak i w poprzednim, niemal cała wytworzona energia elektryczna (93%) była objęta kontraktami dwustronnymi z przedsiębiorstwami obrotu. W przypadku węgla brunatnego było to 98%, a w przypadku węgla kamiennego 88%. W dalszym ciągu dominowała sprzedaż odbiorcom w ramach własnej grupy energetycznej – w elektrowniach na węglu brunatnym było to 80% energii, a w elektrowniach na węgiel kamienny 73%.

Inna sytuacja wystąpiła w 2009 na rynku spotowym, czyli na takich rynkach jak rynek bilansujący i giełda energii. W tych segmentach ceny spadły: na rynku bilansującym około 6%, a na giełdzie prawie aż o 18%. Na tych dwóch rynkach spadek cen rozpoczął się już na początku stycznia 2009 r.

Na rysunku 8 przedstawiono zmiany cen energii elektrycznej na Towarowej Giełdzie Energii (TGE) w okresie 1 stycznia 2008–30 czerwca 2010. Ceny osiągnęły najwyższy poziom 383 zł/MW (3 grudnia 2008 r.). Na TGE handel energią odbywa się głównie na tzw. rynku dnia następnego. Jest to rynek *spot* dla energii elektrycznej w Polsce, dla którego wskaźnikowymi cenami są takie indeksy jak IRDN i sIRDN. TGE tak definiuje te indeksy [15]:

- ✧ IRDN określany jest jako średni ważony obrotem kurs z wszystkich kontraktów o terminie wykonania jedna godzina doby z rynków N-1 oraz N-2 dla tej samej daty dostawy,
- ✧ sIRDN określany jest jako średni ważony obrotem kurs ze wszystkich kontraktów o terminie wykonania jedna godzina doby z godzin od 8 do 22 (tzw. szczyt europejski).

Giełda energii była traktowana przez wytwórców marginalnie i jej udział w obrotach w 2009 r. był na poziomie 0,5%. Udział rynku bilansującego był większy i wyniósł 6%. Trzeba zaznaczyć, że giełda energii, mimo niewielkiego udziału na rynku obrotu energią elektryczną, dawała wcześniejsze sygnały, jak mogą zachowywać się ceny energii na innych



Rys. 8. Ceny energii elektrycznej na Towarowej Gieldzie Energii (TGE) [zł/MW·h]
 Źródło: opracowanie własne na podstawie [15]

Fig. 8. Electricity prices on Polish Power Exchange [Polish zlotys/MW·h]

segmentach rynku. Obecnie różnice między poszczególnymi segmentami są niewielkie i wynoszą poniżej 10 zł/MW·h.

Rola giełdy w sprzedaży energii elektrycznej zmieni się już w sierpniu 2010 r. na skutek zmian wprowadzonych w ustawie Prawo energetyczne. W nowelizacji z dnia 8 stycznia 2010 r. wprowadza się m.in. tzw. „obligo giełdowe”.

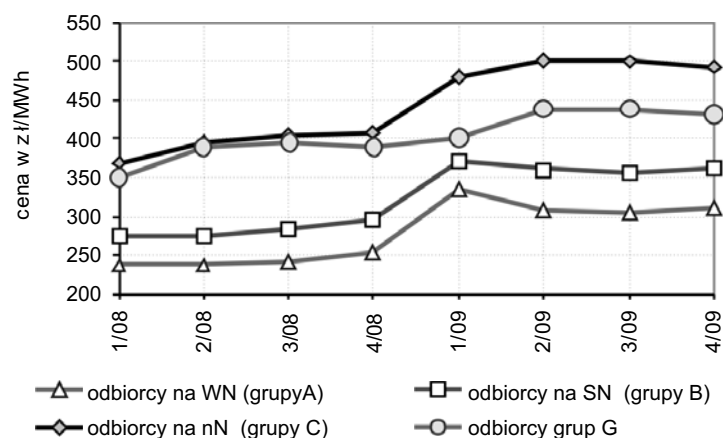
Zatem od sierpnia 2010 roku wszyscy wytwórcy będą mieli obowiązek sprzedaży przynajmniej 15% wyprodukowanej energii na giełdach towarowych, na rynku regulowanym.

Przedsiębiorstwa wchodzące w skład grup energetycznych i mające prawo do otrzymywania środków na pokrycie kosztów osieroconych na podstawie ustawy o „likwidacji KDT-ów” są zobowiązane do sprzedaży 100% wytworzonej energii przez giełdę lub w drodze otwartego przetargu.

Ustawa podaje też kilka wyjątków zwolnienia z takiego handlu (np. energia wytworzona w źródłach odnawialnych, w kogeneracji, na potrzeby własne, w źródłach małej mocy, etc.).

Ceny energii elektrycznej u końcowych odbiorców wzrosły podobnie (procentowo) jak ceny uzyskiwane przez przedsiębiorstwa wytwórcze (PW), jednak dynamika zmian tych cen w poszczególnych kwartałach była inna. Na rysunku 9 przedstawiono, jak kształtowały się ceny energii elektrycznej usług dystrybucyjnych w latach 2008–2009, natomiast w tabeli 7 pokazano strukturę tych cen i zmiany w porównaniu z rokiem 2008. Ceny sprzedaży na rynku detalicznym są ściśle powiązane z cenami hurtowymi. Na cenę dla odbiorcy końcowego istotny wpływ mają także systemy wsparcia dla energii pochodzącej z OZE i wysoko-sprawnej kogeneracji.

Średnia cena sprzedaży energii i usług dystrybucyjnych dla odbiorców końcowych posiadających umowy kompleksowe wzrosła o 24,2%. Najbardziej wzrosły ceny sprzedaży na średnim napięciu, potem na wysokim i niskim. Najmniejszy wzrost (o 12,4%) dotyczył



Rys. 9. Kwartalne ceny sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym w latach 2008–2010 [zł/MW·h]
Źródło: opracowanie własne na podstawie [9]

Fig. 9. Quarterly prices of electricity sold to final consumers in the years 2008–2010 [Polish zlotys/MW·h]

TABELA 7. Udział opłaty za energię elektryczną i opłaty dystrybucyjne w cenie energii dla odbiorców końcowych

TABLE 7. Share of electricity and distribution in average consumer price of electricity

Odbiorcy energii elektrycznej		Zmiana cen 2009/2008			Udział w cenie sprzedaży w 2009	
		średnia cena	opłata za energię e.	opłata dystrybucyjna	opłata za energię elektryczną	opłata dystrybucyjna
Ogółem odbiorcy		24,2%	40,1%	2,9%	57,1%	42,9%
z tego:	odbiornicy na WN (grupy A)	30,2%	39,1%	5,1%	74,0%	26,0%
	odbiornicy na SN (grupy B)	29,4%	44,3%	-1,3%	67,4%	32,6%
	odbiornicy na nN (grupy C)	25,2%	51,0%	-0,8%	50,1%	49,9%
	odbiornicy grup G	12,4%	26,6%	-1,1%	48,6%	51,4%

Źródło: opracowanie własne na podstawie [9]

cen dla odbiorców grupy G, czyli głównie dla gospodarstw domowych, gdyż dla tego odbiorcy ceny są regulowane.

Jak wynika z tabeli 8 wzrost cen sprzedaży spowodowany był głównie wzrostem opłaty za energię elektryczną, która dla odbiorców ogółem wzrosła ponad 40% (maksymalny wzrost 51%). Opłata dystrybucyjna (z wyjątkiem odbiorców na WN) spadła o około 1%. Największy udział opłaty dystrybucyjnej w średniej cenie energii był dla gospodarstw domowych (51%), podczas gdy dla odbiorców na WN kształtował się na poziomie 26%. Opłata dystrybucyjna stanowiła średnio około 43% ceny dla odbiorców końcowych.

Podsumowanie

Duży wpływ na sytuację na rynku energii elektrycznej w 2009 roku miało spowolnienie gospodarcze, którego efektem był spadek PKB z 5% do 1,8%. Mimo utrzymującego się wzrostu gospodarczego w 2009 roku nastąpił spadek produkcji i zużycia energii elektrycznej. Silniej tę sytuację odczuły elektrownie na węglu brunatnym, w których spadek wyniósł ponad 5%, podczas gdy na węglu kamiennym niewiele ponad 1%. Wzrost produkcji energii elektrycznej wystąpił przede wszystkim z OZE. Było to głównie wynikiem wzrostu o ponad 50% produkcji energii w procesie współspalania z biomasą. Ten kierunek, ze wszystkich rodzajów energii odnawialnej w Polsce, jest najbardziej rozwijany. W UE inwestycje w nowe moce zaliczane do OZE to głównie energetyka wiatrowa i fotowoltaika. W 2009 roku w UE oddano do użytku 2400 MW w elektrowniach na węgiel.

Pod koniec roku 2009 można było już zaobserwować poprawę sytuacji na rynku energii elektrycznej. Nastąpił wzrost zużycia, utrzymujący się w kolejnych miesiącach 2010 roku. Wzrost produkcji energii wystąpił już w październiku 2009 roku, a w 2010 roku powstała sytuacja, w której wzrost zużycia energii jest większy od wzrostu PKB o około 1,5%. Do czerwca 2010 roku wzrost produkcji energii elektrycznej na węglu kamiennym wyniósł 5,6%, jednak na węglu brunatnym w dalszym ciągu obserwujemy spadek produkcji, który wyniósł 1,8%.

Zmniejszenie zapotrzebowania na energię w 2009 roku spowodowało spadek cen tylko na rynkach spotowych, czyli na giełdzie energii i na rynku bilansującym. Udział tych rynków w obrocie energią elektryczną kształtuje się poniżej 7%. Taka tendencja nie pojawiła się w kontraktach bilateralnych, które dominują na rynku. To spowodowało, że ogółem ceny energii elektrycznej wzrosły o około 25%. W dalszym ciągu ceny energii elektrycznej z węgla brunatnego są około 11% niższe od cen energii z elektrowni na węgiel kamienny. Na rynkach spotowych tych różnic się nie obserwuje.

W 2009 roku koszt paliwa w przeliczeniu na GJ był w elektrowniach na węglu kamiennym wyższy aż o 72% w stosunku do elektrowni na węgiel brunatny. Porównując ceny węgla kamiennego w dostawach do elektrowni w Polsce z cenami na rynkach międzynarodowych nie stwierdza się istotnych korelacji. Ceny węgla w Polsce podlegają odmiennym tendencjom, pomimo że import węgla przekroczył poziom 10 mln ton w 2009 r.

Średni wzrost cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych był także wysoki w 2009 roku. Było to wynikiem wzrostu głównie cen energii elektrycznej, gdyż opłata dystrybucyjna wzrosła w niewielkim stopniu.

Wpływ na funkcjonowanie sektora elektroenergetycznego miały takie zdarzenia jak: zmiany w opodatkowaniu akcyzowym energii elektrycznej, rozliczenie pierwszych zaliczek wytwórców objętych ustawą o rozwiązaniu KDT, prywatyzacja Polskiej Grupy Energetycznej. Także istotnym wydarzeniem było opracowanie wzorcowej generalnej umowy dystrybucyjnej przez Towarzystwo Obrotu Energią (TOE) i Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPiREE) [1, 5, 11].

Literatura

- [1] GABRYŚ H., 2009 – Elektroenergetyka polska 2009. Energetyka, listopad 2009.
- [2] GRUDZIŃSKI Z., 2009 – Relacje cen surowców energetycznych na rynkach światowych. Przegląd Górniczy nr 11–12, s. 9–14. Wyd. ZG SITG, Katowice.
- [3] KOTOWSKI W., 2010 – Kryzys nie ima się wiatru Energia Gigawat nr 7.
- [4] LORENZ U., GRUDZIŃSKI Z., 2009 – Międzynarodowe rynki węgla kamiennego energetycznego. Studia Rozprawy Monografie Nr 156. Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków, s. 103.
- [5] MIKOŁAJUK H., 2010 – Sprzedaż i wyniki finansowe elektroenergetyki w roku 2009. Rynek Energii nr 2 (87).
- [6] Praca zbiorowa pod red. Grudziński Z., Lorenz U., 2008 – Opracowanie metodyki tworzenia systemu cen węgla brunatnego. Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków, s. 255.
- [7] ARE – Informacja statystyczna o energii elektrycznej (miesięcznik), numery z lat 2008–2009.
- [8] ARE – Sytuacja techniczno-ekonomiczna sektora elektroenergetycznego (kwartalnik), numery z lat 2008–2009.
- [9] ARE – Sytuacja w elektroenergetyce (kwartalnik), numery z lat 2008–2009.
- [10] Argus Coal Daily International. Wyd Argus Media Ltd.
- [11] Biuletyn URE – Sprawozdanie z działalności Prezesa URE, nr 3(71) 2010
- [12] Platts – CTI – Coal Trader International. Wyd. Platts, The McGraw Hill Companies, England.
- [13] Platts – ICR (International Coal Report). Wyd. Platts, The McGraw Hill Companies, England.
- [14] Raporty miesięczne z funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego i Rynku Bilansującego (dane operatywne), www.pse-operator.pl.
- [15] www.tge.pl, Towarowa Giełda Energii.
- [16] www.globalcoal.com

Zbigniew GRUDZIŃSKI

Competitiveness of brown and hard coal-based power generation

Abstract

Hard and brown coals dominate the fuel-mix of the Polish power sector. The structure of fuel consumption has not changed significantly in the recent years. The decrease in electricity consumption and production influenced particularly brown coal-based power plants in 2009. A significant increase in renewable electricity production was mostly a result of biomass co-firing. Although the electricity consumption decreased, the prices in long-term contracts increased. As

a result the prices for final consumers increased (mostly because of a rise in the wholesale electricity price, since distribution charges stayed almost at the same level). On the other hand the spot prices decreased considerably. The price of hard coal purchased by the power sector was 72% higher when compared to brown coal (in GJ) in 2009.

KEY WORDS: electric energy, hard coal, brown coal

