

Zbigniew GRUDZIŃSKI\*

## Konkurencyjność paliw w wytwarzaniu energii elektrycznej

**STRESZCZENIE.** Z węgla kamiennego i brunatnego w Polsce wytwarza się 86% energii elektrycznej (2012 rok). Udział ten spadł w ostatnich latach o 4%. Wpływ na zmianę struktury ma zwiększający się udział energii z OZE i spadający eksport energii. O poziomie konkurencyjności węgla w stosunku do innych paliw świadczą relacje pomiędzy nimi. Ceny węgla brunatnego są około 40% niższe od cen węgla energetycznego, natomiast gaz ziemny jest około trzykrotnie droższy od węgla. Najwyższe wzrosty cen w ostatnich latach dotyczyły ciężkiego oleju opałowego (125%) i gazu ziemnego (110%). Ceny węgla wzrosły o około 70%. Węgiel kamienny konkuruje z węglem brunatnym poprzez cenę energii, obecnie na rynku krajowym jest to konkurencja bezpośrednia w wyniku wprowadzonych rygorów zmuszających grupy energetyczne do sprzedawania energii poprzez giełdę (tzw. obligo giełdowe). Dlatego też głównie relacje cen między tymi paliwami decydują o popycie na dany surowiec. W artykule przeprowadzone obliczenia pokazują, jak zmienia się wartość *Clean Dark Spread* przy zmianach cen węgla i cen energii elektrycznej w zależności od przyjętej ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. Obliczenia te pozwalają określić, jaka może być maksymalna cena węgla przy określonych uwarunkowaniach rynkowych wynikających z rynkowych cen energii i uprawnień emisji. Biorąc pod uwagę, że w przyszłości głównym konkurentem węgla przeznaczonego do produkcji energii elektrycznej będzie prawdopodobnie gaz ziemny, omówiono zagadnienie tzw. „parytetu gazowego”. Otrzymane wyniki pokazują, jakie mogą być maksymalne ceny węgla w stosunku do cen gazu ziemnego, aby przy danych uwarunkowaniach węgiel zachował konkurencyjność cenową.

**SŁOWA KLUCZOWE:** konkurencyjność paliw, relacje cen nośników energii, parytet gazowy, *Clean Dark Spread*

---

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

## Wprowadzenie

Najważniejszymi paliwami wykorzystywanymi w Polsce do produkcji energii elektrycznej są węgiel kamienny i brunatny. Z tych dwóch paliw produkuje się obecnie około 86% energii elektrycznej (2012 r.), ale udział ten od 2005 r. obniżył się o 4%. Warto podkreślić, że ten udział węgla jest jednym z najwyższych na świecie.

Taka struktura wytwarzania zdeterminowana jest wielkością bazy zasobowej i wynikającą z niej infrastrukturą systemu wytwarzania energii. W celu utrzymania znaczącej roli węgla krajowego w produkcji energii, konieczne będzie sprostanie konkurencji międzynarodowych rynków nie tylko węgla i energii, ale także innych paliw, których zwiększający się udział bardzo często będzie wynikać jedynie z uwarunkowań ekologicznych, będących efektem prowadzonej określonej polityki klimatycznej w UE.

Analizy oceny konkurencyjności poszczególnych paliw do produkcji energii muszą uwzględniać następujące zagadnienia:

- ✧ główne paliwa do wytwarzania energii elektrycznej,
- ✧ rynek energii elektrycznej – wpływ uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>,
- ✧ integracja rynków energii w Unii Europejskiej.

Spadek udziału węgla w produkcji energii elektrycznej to głównie rezultat wzrostu udziału innych nośników energii – np. biomasy i gazu ziemnego. Udział odnawialnych źródeł energii (OZE) w produkcji energii elektrycznej wymuszany jest głównie przez uregulowania unijne. Zakłada się, że udział OZE (energii końcowej brutto) w 2020 roku w Polsce nie powinien być niższy niż 15%.

## 1. Ceny nośników energii

O poziomie konkurencyjności węgla w stosunku do innych nośników świadczy zestawienie pokazane w tabeli 1. W tym zestawieniu pokazano ceny wybranych nośników energii w przeliczeniu na zł/GJ za lata 2005, 2010 i 2012. Przedstawione poziomy cen są cenami na koniec danego roku. Nie są to ceny średnie w danym roku (tak zebrane dane przedstawione są w statystykach ARE, na podstawie których wykonano to zestawienie). W tabeli 1 pokazano także jaka była zmiana cen od 2005 do 2012 roku oraz o ile ceny innych nośników energii różnią się od cen węgla kamiennego energetycznego służącego to wytwarzania energii elektrycznej (ceny węgla energetycznego w tym porównaniu = 1).

Porównanie dobrze obrazuje jaka jest pozycja węgla energetycznego w stosunku do innych nośników energii.

Ceny węgla energetycznego wzrosły około 71–75% od roku 2005 (w zależności od grupy odbiorców), podczas gdy energia na WN (wysokie napięcie) i SN (średnie napięcie) wzrosła około 62–63%. Wzrosty cen węgla brunatnego w tym zestawieniu są najniższe i wyniosły około 39%, a ich poziom w stosunku do węgla energetycznego ma tendencję

TABELA 1. Porównanie cen wybranych nośników energii na rynku krajowym

TABLE 1. Comparison of prices of selected energy carriers in the domestic market

Nośnik energii	Rok 2005		Rok 2010		Rok 2012		Zmiana 2012/2005	Zmiana 2012/2010
	cena [zł/GJ]	węgiel =1	cena [zł/GJ]	węgiel =1	cena [zł/GJ]	węgiel =1	%	%
Energia elektryczna WN	55,0	<b>7,5</b>	87,7	<b>7,9</b>	89,0	<b>6,9</b>	62	1
Energia elektryczna SN	66,0	<b>9,0</b>	104,8	<b>9,5</b>	107,5	<b>8,4</b>	63	3
Gaz ziemny wysoko- metanowy – przemysł	22,8	<b>3,1</b>	39,9	<b>3,6</b>	47,7	<b>3,7</b>	110	20
Lekki olej opałowy	52,6	<b>7,1</b>	71,5	<b>6,5</b>	86,6	<b>6,8</b>	65	21
Ciężki olej opałowy wysokosiarkowy	23,3	<b>3,2</b>	37,7	<b>3,4</b>	51,4	<b>4,0</b>	121	36
Węgiel brunatny – do wytwarzania e.e.	5,2	<b>0,7</b>	6,7	<b>0,6</b>	7,2	<b>0,6</b>	39	7
Węgiel energetyczny – średni przemysł	8,7	<b>1,2</b>	13,6	<b>1,2</b>	14,9	<b>1,2</b>	71	9
Węgiel energetyczny – gospodarstwa domowe	15,0	<b>2,0</b>	24,7	<b>2,2</b>	26,3	<b>2,0</b>	75	6
Węgiel energetyczny – do wytwarzania e.e.	<b>7,4</b>	<b>1,0</b>	<b>11</b>	<b>1,0</b>	<b>12,8</b>	<b>1,0</b>	<b>74</b>	<b>16</b>

\* Energia WN – wysokie napięcie, SN – średnie napięcie

Źródło: obliczenia własne na podstawie ARE – Europejski Biuletyn ...

spadkową. Największe wzrosty cen dotyczyły ciężkiego oleju opałowego (121%) oraz cen gazu ziemnego dla przemysłu (110%). Podobne zależności występują także w porównaniu do roku 2010.

Relacje cen węgla (przemysł i gospodarstwa domowe) w omawianych latach kształtują się na zbliżonych poziomach. Ceny węgla dla gospodarstw domowych są około dwukrotnie wyższe od cen miałów przeznaczonych do energetyki, natomiast ceny węgla do przemysłu są wyższe około 20%. Jak widać z przedstawionego porównania relacje te są stosunkowo niezmiennie od wielu lat.

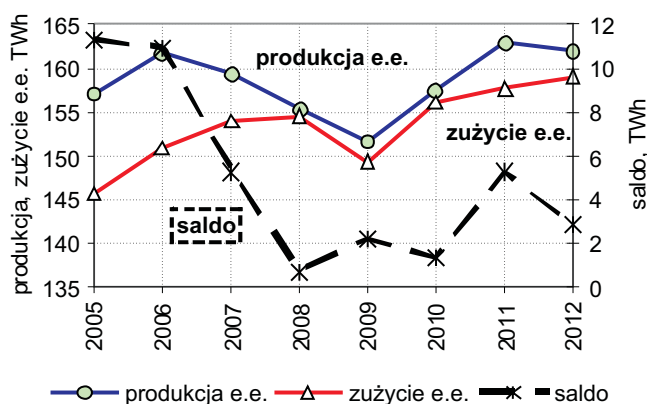
Średnioroczny wzrost cen w analizowanym okresie wyniósł dla węgla energetycznego 8,3%, dla węgla brunatnego 4,8%, a dla gazu ziemnego 11,2%. W tym okresie ceny energii elektrycznej dla końcowych odbiorców (WN i SN) wyniosły około 7,2%. Dynamika wzrostu cen węgla kamiennego przewyższa dynamikę wzrostu cen energii dla odbiorców końcowych. W tym czasie (od roku 2005) inflacja w kraju wyniosła 24,3%, co daje średnioroczną inflację na poziomie 3,2%.

Głównym czynnikiem generującym zapotrzebowanie na paliwa jest wielkość produkcji i zużycie energii elektrycznej.

Wielkość produkcji energii elektrycznej i jej zużycie wpływają na popyt na te paliwa, do tego należy jeszcze dodać wymianę handlową z zagranicą, czyli import i eksport energii. Im ceny energii elektrycznej będą bardziej konkurencyjne w stosunku do cen na rynku międzynarodowym, tym większa możliwość wzrostu eksportu energii czyli wzrostu produkcji, a to z kolei stymuluje wzrost zużycia paliw w elektrowniach.

Na rysunku 1 przedstawiono produkcję i zużycie oraz saldo energii elektrycznej w latach 2005–2012. Zmiany te można scharakteryzować w następujący sposób:

- ✧ wzrost produkcji energii od 2005 roku wyniósł 3,1%, natomiast zużycie energii wzrosło o 9,2%;
- ✧ nastąpił spadek salda wymiany energią o 75%. Dynamika wzrostu importu energii przewyższa dynamikę eksportu energii. W 2005 r. nadwyżka eksportu nad importem wyniosła 11,3 TWh, a w 2012 r. było to zaledwie 2,8 TWh;
- ✧ w porównaniu z 2005 r. produkcja energii wzrosła nieznacznie i jej średnioroczny wzrost wyniósł 0,44%, natomiast wzrost zużycia wyniósł średniorocznie 1,26%;
- ✧ wzrost zapotrzebowania na energię o 1 TWh generuje zapotrzebowanie na około 0,45 mln ton węgla energetycznego lub około 1 mln ton węgla brunatnego;
- ✧ od 2005 wzrost PKB wzrósł o 33,9% natomiast zużycie energii elektrycznej wzrosło 9,2%. Tak więc 1% PKB generowało wzrost zużycia energii elektrycznej o 0,33%;
- ✧ dynamiczny wzrost produkcji energii elektrycznej z OZE (wiatr) w Niemczech – zajmując łączą transgraniczną – zmniejsza możliwości eksportu polskiej energii.



Rys. 1. Produkcja i zużycie energii elektrycznej w latach 2000–2012

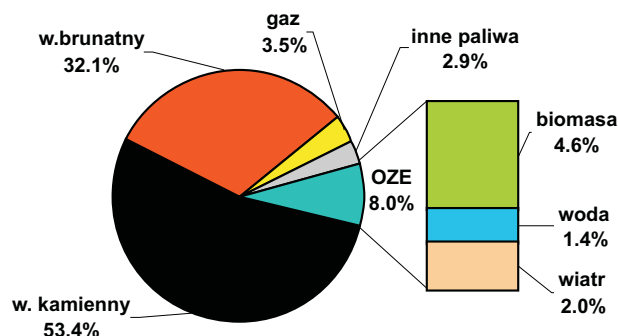
Źródło: obliczanie własne na podstawie ARE – Statystyka elektroenergetyki ..., ARE – Informacja statystyczna, Węgiel – Energetyka...

Fig. 1. Production and consumption of electricity in 2000–2012

Na rysunku 2 przedstawiono strukturę zużycia paliw do produkcji energii elektrycznej. Z przedstawionych danych wynika:

- ✧ z paliw stałych w 2011 roku wyprodukowano 85,5% energii elektrycznej,
- ✧ coraz więcej energii produkowane jest z OZE (8% w 2011 roku), gdzie dominuje zużycie biomasy w procesie współspalania,

- ✧ dynamicznie rozwija się produkcja energii z wiatru (udział 2%); w 2005 roku produkcja wyniosła zaledwie 0,1 TWh, by w roku 2012 osiągnąć poziom 3,2 TWh.



Rys. 2. Struktura zużycia paliw do produkcji energii elektrycznej w 2011 roku

Źródło: ARE – Statystyka elektroenergetyki...

Fig. 2. Electricity generation fuel-mix in 2011

W innym ujęciu zużycie paliw w roku 2005 i 2012 przedstawiono w tabeli 2. Zmiany w zużyciu paliw można scharakteryzować następująco:

- ✧ beneficjentem obecnej sytuacji na rynku paliw jest węgiel brunatny,
- ✧ zużycie węgla brunatnego wzrosło 3,7%, gdy w tym czasie wykorzystanie węgla kamiennego spadło 7,9%,
- ✧ różnice w dynamice zmian między węglem kamiennym i brunatnym przekraczają 10%,
- ✧ od 2000 roku nie było tak wysokiego zużycia węgla brunatnego – ponad 63 mln ton,

TABELA 2. Zużycie paliw w energetyce zawodowej w roku 2005 i 2012

TABLE 2. Fuel consumption in the public power sector in 2005 and 2012

Paliwo	Jedn.	Rok 2005		Rok 2012		Dynamika zmian [%]	
		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	42,4	33,9	39,0	31,9	-7,9	-6,1
	TJ	907,4	722,2	834,3	673,9	-8,0	-6,7
Węgiel brunatny	mln ton	61,0	60,3	63,3	62,5	3,7	3,7
	TJ	510,6	504,1	526,8	520,3	3,2	3,2
Gaz ziemny	TJ	39,8	30,1	41,9	29,0	5,3	-3,7
Gaz koksowniczy	TJ	7,6	5,8	17,3	8,5	127,1	46,1
Biomasa	TJ	9,7	7,7	92,9	75,3	861,8	880,2

Źródło: opracowanie własne na podstawie ARE – Europejski Biuletyn Cenowy ...

- ✧ bardzo dynamicznie rośnie wykorzystanie biomasy – ponad ośmiokrotnie w porównaniu z 2005 rokiem,
- ✧ obecnie ponad 50% energii z OZE pochodzi ze współpalania biomasy z węglem,
- ✧ w 2012 r. biomasa zastępuje już 4,3 mln ton węgla kamiennego albo 11,2 mln ton węgla brunatnego.

## 2. Porównanie cen węgla kamiennego z węglem brunatnym

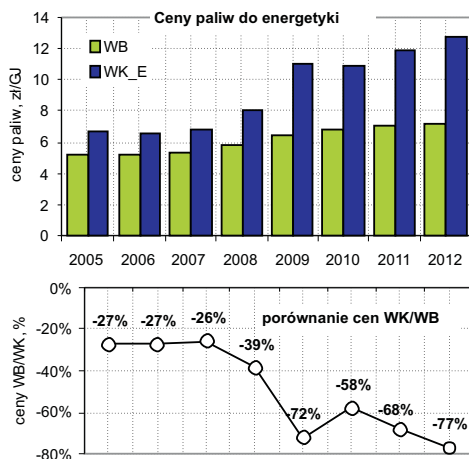
Węgiel kamienny konkuruje z węglem brunatnym na rynku krajowym poprzez cenę energii i obecnie jest to konkurencja bezpośrednia w wyniku wprowadzonych rygorów zmuszających grupy energetyczne do sprzedawania energii poprzez giełdę. Dlatego relacje cen między tymi paliwami decydują o popycie na dany surowiec, zwłaszcza w sytuacji lekkiej nadpodaży mocy wytwórczej na rynku energii elektrycznej w wyniku spowolnienia gospodarczego i wzrastającego importu energii (Grudziński 2010, 2012 a,b).

Na rysunkach 3 i 4 przedstawiono porównanie cen paliw i energii elektrycznej w elektrowniach na węgiel kamienny (WK) i brunatny (WB) na tle cen energii ogółem (PW). Przedstawione wielkości można scharakteryzować w następujący sposób:

- ✧ obecna pozycja WB to wynik niskich cen paliwa i efekt zmiany struktury sprzedaży energii przez wytwórców – konieczność sprzedaży energii giełdzie energii – wymuszone ustawowe zmiany w handlu energią;
- ✧ w 2012 r. ceny WB w dostawie do energetyki kształtowały się na poziomie 7,2 zł/GJ, a WK 12,8 zł/GJ (cena z kosztem dostawy). W węglu brunatnym koszty dostawy są po stronie kopalni, a w przypadku elektrowni na węgiel kamienny wchodzi w skład kosztów elektrowni,
- ✧ ceny WK są w 2012 r. o 77% wyższe od cen WB i wskaźnik ten praktycznie od 2007 r. cały czas rośnie. W 2005 roku wskaźnik ten wyniósł 26%;
- ✧ ceny energii elektrycznej z tych dwóch paliw są bardzo zbliżone. *Spread* tych cen (WB-WK – rys. 4) wyniósł w 2012 roku 3 zł/MWh, gdy jeszcze w 2005 roku było to 29 zł/MWh;
- ✧ *spread* WB-WK w poprzednich latach był dużo większy, a zmiana ta to efekt działania giełdy energii elektrycznej i zmian ustawowych;
- ✧ wzrost cen energii elektrycznej od 2005 roku z WB – 67% z WK – 36%.

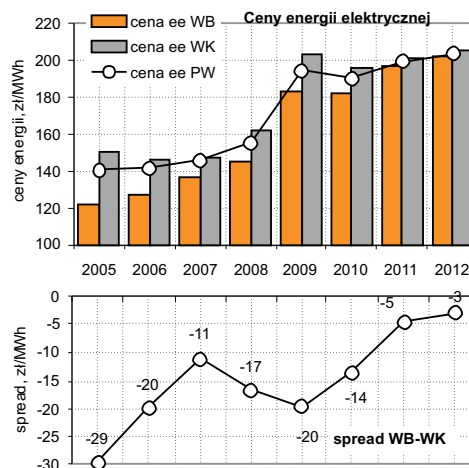
Koszty paliw i energii w elektrowniach na węgiel kamienny i energetyczny przedstawiono na rysunkach 5 i 6. Koszty ogółem wytworzenia energii elektrycznej także obejmują regulacyjne usługi systemowe.

Różnica pomiędzy jednostkowymi kosztami paliwa z węgla kamiennego i brunatnego cały czas rośnie od poziomu 15 zł/MWh w 2005 roku do 58 zł/MWh w roku 2012. Wpływa to także oczywiście na jednostkowe koszty ogółem, które wykazują prawie taką samą



Rys. 3. Porównanie cen paliw w elektrowniach na węgla brunatnym i kamiennym [zł/GJ]  
 Źródło: opracowanie własne na podstawie ARE – Sytuacja techniczno-ekonomiczna..., ARE – Sytuacja w elektroenergetyce...

Fig. 3. Comparison of fuel prices in hard and brown coal power plants [zł/GJ]



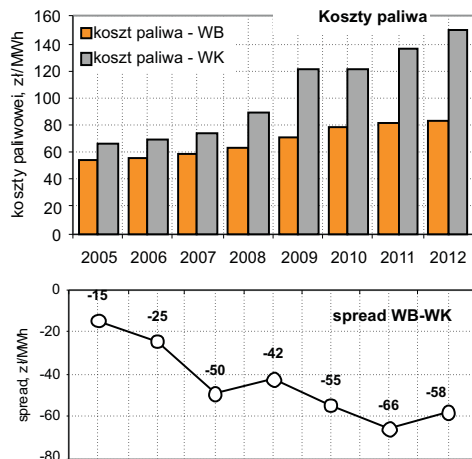
Rys. 4. Porównanie cen energii elektrycznej wytworzonej z węgla brunatnego i kamiennego z cenami przedsiębiorstw wytwórczych ogółem [zł/MWh]

Źródło: opracowanie własne na podstawie ARE – Sytuacja techniczno-ekonomiczna..., ARE – Sytuacja w elektroenergetyce...

Fig. 4. Comparison of hard and brown coal-based electricity prices with average electricity prices [zł/MWh]

tendencję wzrostową. Jest to spowodowane kosztem paliwa. Jednostkowe koszty produkcji energii elektrycznej ogółem w 2012 roku są już wyższe o 66 zł/MWh od cen na węgla brunatnym. Koszty produkcji energii elektrycznej przekroczyły ceny *spotowe* na giełdzie energii. Omawiane zmiany można scharakteryzować w następujący sposób:

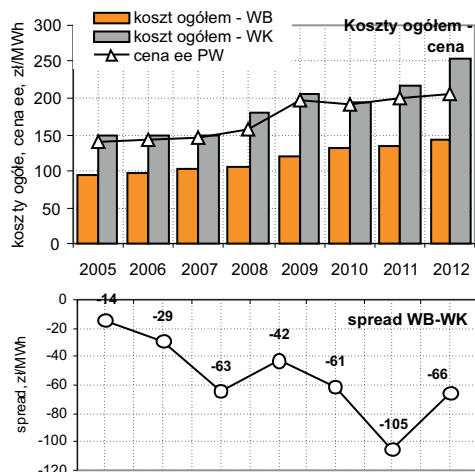
- ✧ koszty paliwa w elektrowniach dla WB wyniosły 83 zł/MWh, a dla WK 149 zł/MW,
- ✧ *spread* (różnica – WB-WK) osiągnął poziom 66 zł/MW (w 2012 r.), gdy w 2005 r. było to tylko 15 zł,
- ✧ w 2012 r. produkcja energii z WK jest droższa o 66 zł/MWh,
- ✧ wzrost kosztów paliwowych od 2005 roku elektrownie: WB – 52%, WK – 122%,
- ✧ różnice w kosztach paliwowych przekładają się na wyniki ekonomiczne: wskaźnik rentowności ogółem w elektrowniach na WB – 33% (2012), a w elektrowniach na WK 8% (2012),
- ✧ ceny energii (średnia cena uzyskiwana przez PW – przedsiębiorstwa wytwórcze) były niższe od jednostkowych kosztów produkcji energii. Elektrownie na WK nie pracowały ze stratą, bo jeszcze mają inne wpływy m.in. środki na pokrycie kosztów osieroconych po KDT, usługi regulacyjne, dochody z certyfikatów.



Rys. 5. Porównanie kosztów zużytego węgla w elektrowniach na węglu brunatnym i kamiennym [zł/MWh]

Źródło: opracowanie własne na podstawie ARE – Sytuacja techniczno-ekonomiczna..., ARE – Sytuacja w elektroenergetyce...

Fig. 5. Comparison of cost of consumed coal in hard and brown coal-based power plants [zł/MWh]



Rys. 6. Porównanie kosztów wytworzenia energii elektrycznej z węgla brunatnego i kamiennego z cenami przedsiębiorstw wytwórczych ogółem [zł/MWh]

Źródło: opracowanie własne na podstawie ARE – Sytuacja techniczno-ekonomiczna..., ARE – Sytuacja w elektroenergetyce...

Fig. 6. Comparison of costs of power generation in hard and brown coal power plants with average electricity prices [zł/MWh]

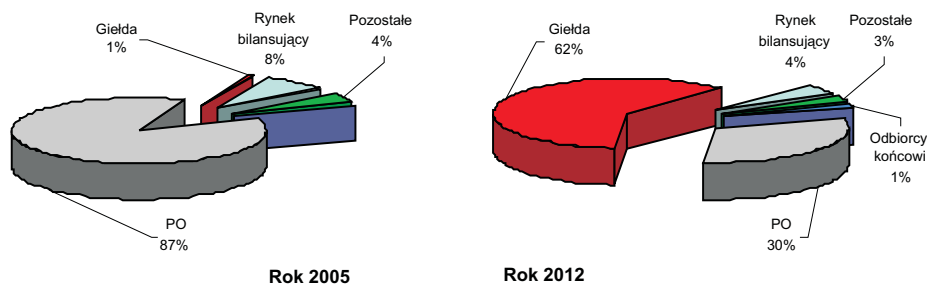
### 3. Ceny energii elektrycznej na TGE

W ostatnim okresie w Polsce nastąpiły istotne zmiany w strukturze sprzedaży energii elektrycznej, co zdecydowanie wpłynęło na sposób kształtowania się cen energii w kraju. Sytuację tę dobrze obrazuje porównanie przedstawione na rysunku 7.

W wyniku wprowadzenia w 2010 r. tzw. „obligu giełdowego” sposób ustalania cen na rynku energii elektrycznej stał się bardziej transparentny. Do sierpnia 2010 r. struktura sprzedaży kształtowała się następująco: około 93% była to sprzedaż do przedsiębiorstw obrotu na podstawie umów dwustronnych, a energia elektryczna wytwarzana przez elektrownie i elektrociepłownie była niemal w całości sprzedawana na rynku hurtowym (umowy sprzedaży energii w ramach własnej grupy stanowiły aż 73% sprzedaży do przedsiębiorstw obrotu). Rynek bilansujący stanowił około 6–8,4%, a niewielką część (do 0,7%) obejmowała giełda energii (Kamiński 2010; Szurlej i in. 2013; Grudziński 2011).

Sytuacja na rynku energii do 2010 r. powodowała ograniczenie konkurencji i brak ceny energii elektrycznej, którą można było uznać za referencyjną. Dopiero po wprowadzeniu zmian ustawowych, struktura sprzedaży energii elektrycznej uległa zasadniczym zmianom. W tym zestawieniu widać, że obecnie najważniejszym rynkiem jest giełda energii (wymogi





Rys. 7. Struktura sprzedaży energii elektrycznej – wytwórcy  
 Źródło: opracowanie własne na podstawie ARE – Sytuacja techniczno-ekonomiczna...,  
 ARE – Sytuacja w elektroenergetyce...

Fig. 7. Structure of the sales of electricity – producers

ustawowe spełnia Towarowa Giełda Energii – TGE, której głównym udziałowcem jest GPW – Giełda Papierów Wartościowych w Warszawie), gdzie funkcjonuje cena energii elektrycznej, którą można uznać za referencyjną. Zmiany te na rynku energii wpływają także na sposób zawierania umów na dostawy węgla. Elektrownie, które w dużej części sprzedają energię na *spotowym* rynku energii będą chciały kupować węgiel indeksacyjnie powiązany z tymi cenami. Na rysunku 7 przedstawiono porównanie struktur sprzedaży energii elektrycznej w 2005 i 2012 roku. W wyniku porównań można stwierdzić:

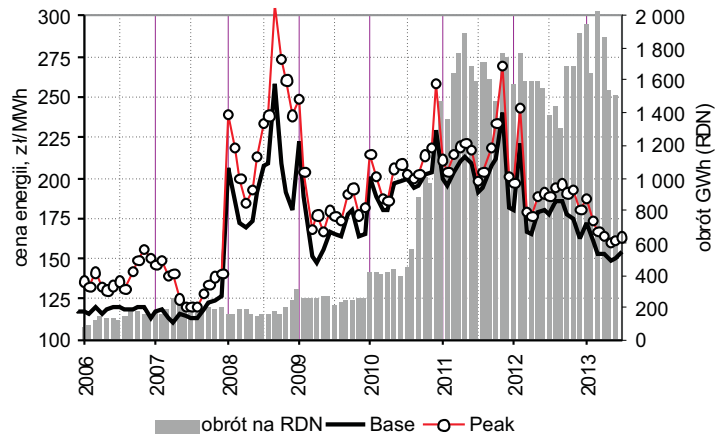
- ✧ rok 2005 – na giełdę energii elektrycznej przypada około 1% udział sprzedaży energii elektrycznej. W roku 2012 62% energii sprzedanej przez wytwórców kierowana była wprost na giełdę energii. Natomiast obrót na wszystkich rynkach TGE dedykowanych energii elektrycznej obejmuje już 84% zużycia energii w Polsce – to wynik zmian wprowadzenia od sierpnia 2010 roku „obliga giełdowego” – wymuszenia sprzedaży określonych ilości energii przez giełdę;
- ✧ obecnie najważniejszym rynkiem handlu energią elektryczną jest TGE;
- ✧ na rynku energii elektrycznej funkcjonuje cena energii, którą można uznać za referencyjną. Tą ceną jest średnia cena sprzedaży energii na RDN (Rynek Dnia Następnego).

Na Towarowej Giełdzie Energii najdłużej funkcjonującym rynkiem jest Rynek Dnia Następnego (RDN). Rynek ten funkcjonuje od 30 czerwca 2000 r. i jest fizycznym rynkiem *spot* dla energii elektrycznej. Ceny na tym rynku są referencyjne (bazowe) dla innych kontraktów zawieranych na hurtowym rynku energii w Polsce.

Dwa najważniejsze kontrakty to *Base* oraz *Peak*, dla którego wskaźnikowymi cenami są indeksy IRDN i sIRDN.

Na rysunku 8 przedstawiono zmiany średnich cen miesięcznych i obroty energią elektryczną w notowaniach, co pozwala w bardziej czytelny sposób zilustrować występujące tendencje zmian. Obecnie najważniejsze rynki do obrotu energią to:

- ✧ najważniejsze kontrakty na RDN to *Base*, *Peak* (8 godz. –22 godz.) oraz *OffPeak* (23-7),
- ✧ *Base* – dostawa pasmowa – stała ilość energii przez wszystkie godziny doby,
- ✧ drugim ważnym rynkiem jest Rynek Terminowy Towarowy (RTT), a najważniejszym kontraktem jest kontrakt roczny *Base* z dostawą na następny rok.



Rys. 8. Miesięczne ceny energii elektrycznej i obroty na TGE – Rynek Dnia następnego (RDN)  
 Źródło: opracowanie własne na podstawie ARE – Sytuacja techniczno-ekonomiczna...,  
 ARE – Sytuacja w elektroenergetyce... TGE – Raport miesięczny, TGE

Fig. 8. Monthly electricity prices and sales in the Day-Ahead Power Exchange

#### 4. Wpływ uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> na ceny energii elektrycznej

Wdrażanie Pakietu Klimatyczno-Energetycznego przez UE powoduje, że poziom cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> będzie w coraz większym stopniu oddziaływał na poziom cen energii elektrycznej. Ten element kosztowy w istotny sposób może wpłynąć na konkurencyjność cenową między poszczególnymi nośnikami energii.

Zagadnienie to można przedstawić przeprowadzając analizę *spreadu* rozumianego jako teoretyczna marża wytwórcy energii. Z samej definicji tego pojęcia wynika, że jest to różnica między ceną rynkową energii a ceną paliwa zużytego do jej wytworzenia (Grudziński 2011, 2012 b).

W przeprowadzonych dalej obliczeniach uwzględniono dodatkowo koszty emisji CO<sub>2</sub> i w związku z tym do nazwy *spreadu* dodaje się słowo *Clean*.

W tabeli 4 pokazano wyliczone wartości *spreadu* w zależności od założonych cen rynkowych energii elektrycznej (150–220 zł/MWh) i cen węgla w przedziale 7–15 zł/GJ (ceny węgla podano także w przeliczeniu w zł/MWh, przy założonej sprawności elektrowni – 36%) dla dwóch przyjętych poziomów cen uprawnień do emisji. W pierwszym wariantcie (górną część tabeli 6) cena uprawnień wynosi 5 EUR/tonę CO<sub>2</sub>, a elektrownia musi kupić tylko 30% brakujących pozwoleń do emisji. W drugim wariantcie cena uprawnień wynosi 15 EUR/1 tonę CO<sub>2</sub>, a elektrownia musi zakupić 100% pozwoleń na emisję. Główne stałe przyjęte w obliczeniach zestawiono w tabeli 3.

W drugim przykładzie w tabelach 5, 6 przedstawiono inny przypadek obliczeń. W tym przykładzie wszystkie warunki są takie same jak w poprzednich obliczeniach, inna jest nato-

TABELA 3. Główne stałe przyjęte do obliczeń CDS (*Clean Dark Spread*) – wariant I

TABLE 3. The main constants for the calculation of CDS – Option I

Parametry zmienne	Parametry stałe
Cena energii – od 150 do 220 zł/MW·h	sprawność – 36%
Cena węgla – od 7 do 15 zł/GJ	kurs – 4,2 zł/EUR
Ceny uprawnień – obliczenia wykonano dla dwóch poziomów: 5 i 15 EUR/tonę CO <sub>2</sub>	współczynnik emisji WE (KASHUE) – 0,94 ton CO <sub>2</sub> /MW·h

TABELA 4. Wyniki symulacyjnych obliczeń CDS przy przyjętych założeniach – sprawność elektrowni 36% [zł/MW·h]

TABLE 4. Results of CDS simulations under various scenario assumptions [zł/MWh]

Cena węgla		Cena uprawnień do emisji – 5 EUR/tonę CO <sub>2</sub> (zakup 30%)							
		cena energii elektrycznej [zł/MWh]							
zł/GJ	zł/MWh	150	<b>160</b>	<b>170</b>	<b>180</b>	190	200	210	220
7	70	74	84	94	104	114	124	134	144
8	80	64	74	84	94	104	114	124	134
9	90	54	64	74	84	94	104	114	124
10	100	44	54	64	74	84	94	104	114
<b>11</b>	<b>110</b>	34	44	54	64	74	84	94	104
<b>12</b>	<b>120</b>	24	34	44	54	64	74	84	94
13	130	14	24	34	44	54	64	74	84
14	140	4	14	24	34	44	54	64	74
15	150	-6	4	14	24	34	44	54	64
		Cena uprawnień do emisji – 15 EUR/tonę CO <sub>2</sub> (zakup 100%)							
		170	<b>180</b>	<b>190</b>	<b>200</b>	210	220	230	240
7	70	21	31	41	51	61	71	81	91
8	80	11	21	31	41	51	61	71	81
9	90	1	11	21	31	41	51	61	71
10	100	-9	1	11	21	31	41	51	61
<b>11</b>	<b>110</b>	-19	-9	1	11	21	31	41	51
<b>12</b>	<b>120</b>	-29	-19	-9	1	11	21	31	41
13	130	-39	-29	-19	-9	1	11	21	31
14	140	-49	-39	-29	-19	-9	1	11	21
15	150	-59	-49	-39	-29	-19	-9	1	11

TABELA 5. Główne stałe przyjęte do obliczeń CDS – wariant I

TABLE 5. The main constants for the calculation of CDS – Option I

Parametry zmienne	Parametry stałe
Cena energii – od 150 do 220 zł/MW·h	sprawność – 45%
Cena węgla – od 7 do 15 zł/GJ	kurs – 4,2 zł/EUR
Ceny uprawnień – obliczenia wykonano dla trzech poziomów: 5 i 15 iEUR/tonę CO <sub>2</sub>	współczynnik emisji WE (KASHUE) – 0,94 ton CO <sub>2</sub> /MW·h

TABELA 6. Wyniki symulacyjnych obliczeń CDS przy przyjętych założeniach – sprawność elektrowni 45% [zł/MW·h]

TABLE 6. Results of CDS simulations under various scenario assumptions [zł/MW·h]

Cena węgla	Cena uprawnień do emisji – 5 EUR/tonę CO <sub>2</sub> (zakup 30%)								
	cena energii elektrycznej [zł/MW·h]								
	zł/GJ	zł/MW·h	150	160	170	180	190	200	210
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
7	56	88	98	108	118	128	138	148	158
8	64	80	90	100	110	120	130	140	150
9	72	72	82	92	102	112	122	132	142
10	80	64	74	84	94	104	114	124	134
<b>11</b>	<b>88</b>	56	66	76	86	96	106	116	126
<b>12</b>	<b>96</b>	48	58	68	78	88	98	108	118
13	104	40	50	60	70	80	90	100	110
14	112	32	42	52	62	72	82	92	102
15	120	24	34	44	54	64	74	84	94
		Cena uprawnień do emisji – 15 EUR/tonę CO <sub>2</sub> (zakup 100%)							
		150	160	170	180	190	200	210	220
7	56	35	45	55	65	75	85	95	105
8	64	27	37	47	57	67	77	87	97
9	72	19	29	39	49	59	69	79	89
10	80	11	21	31	41	51	61	71	81
<b>11</b>	<b>88</b>	3	13	23	33	43	53	63	73
<b>12</b>	<b>96</b>	-5	5	15	25	35	45	55	65
13	104	-13	-3	7	17	27	37	47	57
14	112	-21	-11	-1	9	19	29	39	49
15	120	-29	-19	-9	1	11	21	31	41

miast sprawność elektrowni (45%). To powoduje, że mniejsza jest emisja CO<sub>2</sub> na MWh (wskaźnik – 0,75 tony/MWh) i mniejsze są koszty paliwa potrzebnego do produkcji 1 MWh energii elektrycznej.

Przeprowadzone obliczenia przedstawiają, jak zmienia się wartość CDS przy zmianach cen węgla i energii elektrycznej w zależności od przyjętej ceny uprawnień do emisji. Obliczenia te pozwalają określić, jaka może być maksymalna cena węgla przy określonych uwarunkowaniach rynkowych (Grudziński 2012b).

W tabelach pola wyróżnione kursywą obrazują zestawy parametrów, dla których CDS przyjmuje wartości ujemne (wytwarzanie energii jest całkowicie nieopłacalne). Przy takich zestawach parametrów ceny energii nie pokryją nawet kosztów paliwowych i kosztów uprawnień.

Natomiast pola wyróżnione szarością z wartościami pogrubionymi pokazują wartość CDS powyżej 40 zł/MWh. Można przyjąć na podstawie danych (2008–2012), że jest to minimalna teoretyczna marża wytwórcy, która umożliwi pokrycie kosztów związanych z produkcją energii elektrycznej przy założonej cenie paliwa i uprawnień emisji CO<sub>2</sub> (ARE – Sytuacja techniczno-ekonomiczna).

Liczby w tabeli 4 i 6 pokazują, że w zależności od sytuacji rynkowej (tutaj: przyjętych założeń co do cen energii, węgla, uprawnień i innych) można uzyskać diametralnie różne wartości CDS. Warto zauważyć – choć jest to oczywiste z samego prostego zapisu wzoru na CDS – że zmiana ceny węgla o tylko o 1 zł/GJ powoduje zmianę CDS w granicach 8 do 10 zł/MW·h.

## 5. Ocena konkurencyjności węgla energetycznego z gazem ziemnym do produkcji energii elektrycznej

W Polsce głównym nośnikiem w sektorze wytwarzania energii elektrycznej jest węgiel kamienny i brunatny, a udział gazu ziemnego w produkcji energii elektrycznej jest na poziomie 3,5% (w 2012 r.). Jednak przewidywane rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną oraz likwidacja starych bloków energetycznych w kolejnych latach spowoduje konieczność rozwoju mocy wytwórczych, w tym również opartych na paliwach gazowych. W takim przypadku krajowe zużycie gazu w skali roku musiałyby wzrosnąć nawet o kilka miliardów m<sup>3</sup> (Rychlicki, Siemek 2013). Problemem kluczowym staje się więc zagwarantowanie stabilności i ciągłości dostaw dużych ilości tego paliwa przy konkurencyjnych cenach (Grudziński 2012b).

Potencjalnie w przyszłości gaz ziemny może być największym konkurentem węgla w energetyce. W perspektywie najbliższych lat będzie dodatkowa podaż gazu z terminalu LNG oraz nowych połączeń międzysystemowych (Janusz 2013). Istnieją także potencjalne możliwości wydobywania gazu z formacji łupkowych. W wielu krajach UE, najważniejszym paliwem do produkcji energii elektrycznej jest gaz ziemny. Ta sytuacja wynika głównie

z uwarunkowań ekologicznych. W Polsce bardzo wysokie ceny gazu ograniczają znacznie wykorzystanie tego paliwa do produkcji energii elektrycznej. Obecnie ceny gazu ziemnego w dostawach do przemysłu (tab. 1) ponad trzykrotnie przekraczają ceny węgla energetycznego. W tabeli 7 przedstawiono przy jakich uwarunkowaniach rynkowych węgiel będzie konkurencyjny w stosunku do gazu. Zaproponowano obliczenia pozwalające na oszacowanie konkurencyjnej ceny węgla w stosunku do gazu ziemnego. Celem więc jest wyznaczenie maksymalnej ceny węgla (parytetu gazowego) równoważnego z cenami gazu ziemnego zużywanego do produkcji energii elektrycznej.

TABELA 7. Poziom cen węgla kamiennego konkurencyjny w stosunku do cen gazu ziemnego [zł/GJ]

TABLE 7. Hard coal prices [zł/GJ] competitive in comparison to natural gas prices

Cena gazu		Sprawność El. 36%			Sprawność El. 45%		
		ceny uprawnień do emisji CO <sub>2</sub> [EUR/tonę]					
USD/1000 m <sup>3</sup>	zł/m <sup>3</sup>	5	15	30	5	15	30
100	0,32	4,0	1,6		5,6	3,6	0,6
125	0,40	5,4	3,0		7,4	5,4	2,4
150	0,48	6,9	4,5	0,8	9,3	7,2	4,2
175	0,56	8,3	5,9	2,3	11,1	9,0	6,0
200	0,64	9,8	7,4	3,8	12,9	10,9	7,8
250	0,80	12,7	10,3	6,7	16,5	14,5	11,5
300	0,96	15,6	13,2	9,6	20,2	18,1	15,1
<b>350</b>	<b>1,12</b>	18,5	16,1	12,5	23,8	21,8	18,7
<b>400</b>	<b>1,28</b>	21,4	19,0	15,4	27,4	25,4	22,4
<b>450</b>	<b>1,44</b>	24,3	21,9	18,3	31,1	29,0	26,0
500	1,60	27,2	24,8	21,2	34,7	32,7	29,6
550	1,76	30,2	27,7	24,1	38,3	36,3	33,3
600	1,92	33,1	30,6	27,0	42,0	40,0	36,9

Parytet „gazowy” jest to taka cena węgla energetycznego (wyrażona w zł/GJ *loco* odbiorca), która daje koszty wytworzenia energii z węgla na poziomie równym kosztom wytworzenia energii z gazu (z uwzględnieniem sprawności spalania, kosztów emisyjnych, kosztów utylizacji odpadów itp.). W artykule oparto się na metodyce wyliczenia parytetu gazowego szczegółowo omówionej w pracy (Grudziński 2012b).

Obliczenia parytetu gazowego przedstawiono w tabeli 7. Wyniki pokazują jaki jest poziom konkurencyjnych cen węgla w przeliczeniu na zł/GJ (obliczenia dla węgla o parametrach międzynarodowych – 25 MJ/kg, 12% popiołu, 1% siarki).

Przyjęte założenia były następujące:

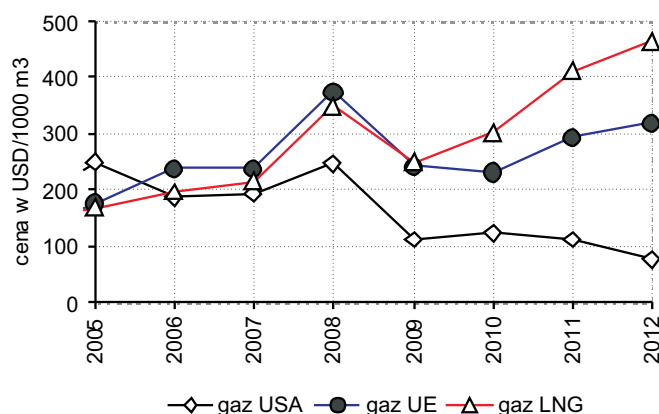
- ✧ rozpatrzono dwie elektrownie na węgiel energetyczny o sprawności 36 i 45%,
- ✧ elektrownia na gaz ziemny miała sprawność 55%,
- ✧ ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> przyjęto na trzech poziomach 5, 15, 30 EUR,
- ✧ ceny rynkowe gazu przyjęto w granicach 100 (0,32 zł/m<sup>3</sup>) – 600 (1,92 zł/m<sup>3</sup>) USD/1000 m<sup>3</sup>,
- ✧ przeliczniki walut przyjęto na poziomie 1 EUR – 4,2 zł, 1 USD – 3,2 zł.

Pola szare w tabeli 7 to cena 1 GJ węgla wyższa od 12 zł/GJ (średnia zbliżona do cen węgla w dostawach do energetyki w 2012 r.). Wyróżnione zakresy wyników pokazują, jaka mogłaby być maksymalna cena węgla w elektrowni, aby koszty produkcji energii elektrycznej z tych porównywanych paliw były równe. Pola puste to zakres parametrów, dla których wyliczona cena węgla byłaby ujemna – czyli nawet minimalna cena węgla nie zapewniałaby konkurencji w stosunku do cen gazu. W obecnej sytuacji rynkowej (cena węgla ok. 12 zł/GJ, uprawnienia 5 EUR) w elektrowni o sprawności 36% konkurencyjna cena gazu byłaby poniżej 250 USD/1000m<sup>3</sup>.

Wyniki w tabeli 7 pokazują więc jaka może być maksymalna cena węgla, aby przy danych cenach gazu, cenach uprawnień do emisji i określonej sprawności elektrowni, spełniała warunki konkurencyjności w stosunku do gazu ziemnego.

Z przedstawionych rachunków wynika, że przy cenach uprawnień na poziomie 5 EUR/tonę, cena gazu zapewniająca minimalną konkurencyjność węgla wynosi 250 USD/1000 m<sup>3</sup>, a przy 30 EUR/tonę CO<sub>2</sub> cena gazu zapewniająca minimalną konkurencyjność węgla wynosi 400 USD/1000 m<sup>3</sup> (dla elektrowni o sprawności 36%). Natomiast przy obecnych cenach uprawnień i cenach gazu ziemnego (ceny w granicach 400–500 USD – kontrakt Jamalski) na rynku krajowym poziom parytetu gazowego można szacować w granicach 24–30 zł/GJ, czyli zdecydowanie więcej niż obecna średnia cena węgla energetycznego w dostawach do elektrowni.

Na rysunku 9 przedstawiono porównanie cen gazu ziemnego na najważniejszych rynkach.



Rys. 9. Porównanie cen gazu na rynku amerykańskim, europejskim z cenami gazu LNG w dostawach do Japonii  
Źródło: opracowanie własne na podstawie Bank Światowy

Fig. 9. Comparison of natural gas prices in the American and European markets with the LNG price of supplies to Japan

- ✧ gaz USA – ceny *spotowe* – Henry Hub,
- ✧ gaz UE – ceny *spotowe* gazu importowanego do Wielkiej Brytanii łącznie z gazem krajowym,
- ✧ gaz LNG – ceny gazu w imporcie do Japonii (największy importer gazu LNG na świecie – import w ostatnich latach w granicach 70–80 mld m<sup>3</sup>).

Jak można zauważyć ceny gazu na rynku europejskim są ponad trzykrotnie wyższe od cen na rynku amerykańskim. Wpływ na tę sytuację ma dynamiczny wzrost wydobycia gazu ze złóż niekonwencjonalnych przy stosunkowo niskich kosztach. Za przełomowy w eksploatacji gazu z formacji łupkowych w Stanach Zjednoczonych uważa się rok 2007 – od tego czasu datuje się gwałtowny wzrost wydobycia tego surowca (Gawlik 2013). Dzięki temu ceny gazu kształtują się tam na poziomie około 100 USD/1000 m<sup>3</sup> (okresowe ceny gazu na rynku amerykańskim w przeliczeniu na GJ są niższe od cen węgla energetycznego). Najwyżej w tym zestawieniu są ceny gazu LNG w dostawach do Japonii.

## Podsumowanie

Na rynku energii elektrycznej dwa najważniejsze paliwa to węgiel kamienny i brunatny. Konkurencja pomiędzy tymi paliwami odbywa się poprzez ceny energii elektrycznej. Od 2010 roku nastąpiła zmiana sposobu kształtowania cen. Dzięki zmianom ustawowym, obecnie prawie 62% energii elektrycznej (łącznie na rynku RDN i RTT) jest sprzedawane za pośrednictwem giełdy energii. Polski rynek stał się rynkiem konkurencyjnym i w dużej części transparentnym. Ta sytuacja spowodowała, że obecnie ceny energii z węgla brunatnego i kamiennego są bardzo zbliżone.

W analizowanym okresie (lata 2005–2012) ceny energii (u wytwórców) wzrosły o 36% (u odbiorców końcowych o około 62%), a ceny węgla kamiennego w dostawach o 93%, gdy w tym czasie cena węgla brunatnego wzrosła o 39%. To spowodowało, że obecnie koszty produkcji energii z węgla kamiennego są o 66 zł/MWh wyższe od kosztów produkcji energii z węgla brunatnego. Przy niewielkim wzroście produkcji energii wyraźnie spadł udział węgla kamiennego przy jednoczesnym dynamicznym wzroście wykorzystania węgla brunatnego. Sytuację tę wzmacnia znaczny wzrost zużycia biomasy i wyraźny spadek salda wymiany energii z zagranicą. Niższe ceny – zwłaszcza na rynku skandynawskim – powodują wzrost importu energii, a giełda (TGE) wdrożyła mechanizmy (*market coupling*) umożliwiające bezpośredni zakup energii elektrycznej na giełdach zagranicznych.

Kolejne etapy wdrażania Pakietu Klimatyczno-Energetycznego przez UE powodują, że poziom cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> będzie w coraz większym stopniu oddziaływał na poziom cen energii elektrycznej. Ten element kosztowy w istotny sposób może wpłynąć na konkurencyjność cenową między poszczególnymi nośnikami energii. Obecnie wpływ cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> na ceny energii elektrycznej jest niewielki. Wynika to z tego, że elektrownie (prawie wszystkie) dostają w dużej części bezpłatne uprawnienia, a brakujące



limity uprawnień do emisji są obecnie na bardzo niskim poziomie w granicach 4–5 EUR/tonę CO<sub>2</sub>. Na podstawie obecnych uwarunkowań rynkowych poziom cen CO<sub>2</sub> w perspektywie 2020 można szacować w granicach 5–15 EUR. Jednak poziom w najbliższej przyszłości może być zdeterminowany następującymi czynnikami:

- ✧ możliwość administracyjnego wycofania z giełd około 1 mld ton uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>,
- ✧ zwiększenie celu redukcyjnego CO<sub>2</sub> w perspektywie 2020 r. do 30%,
- ✧ problemy finansowe strefy euro – przedłużająca się recesja powodująca spadek zapotrzebowania na brakujące uprawnienia do emisji.

Te wszystkie czynniki zwiększają niepewność prognoz przyszłych cen CO<sub>2</sub>.

Zagadnienie oceny wpływu kosztów CO<sub>2</sub> na cenę energii przeprowadzono analizując wartość *spreadu* CDS (*Clean Dark Spread*). Przedstawiono dwa przypadki obliczeniowe, różniące się założoną sprawnością przetwarzania w elektrowni na poziomie 36 oraz 45% – przy założonych dwóch poziomach cen CO<sub>2</sub>, w wysokości 5, 15 EUR/1 tonę CO<sub>2</sub>. Obliczenia pozwalają ocenić np.:

- ✧ przy jakim zakresie cen energii elektrycznej na rynku i minimalnym poziomie CDS (zapewniającym pokrycie kosztów produkcji energii) cena węgla w elektrowni w przeliczeniu w zł/GJ i zł/MWh byłaby konkurencyjna,
- ✧ jak dany poziom cen węgla i uprawnień do emisji generuje ceny energii elektrycznej,
- ✧ jak zmienia się wartość CDS przy zmianie cen węgla, cen energii na rynku i cen uprawnień do emisji.

Mimo, że w Polsce głównym nośnikiem w sektorze wytwarzania energii elektrycznej jest węgiel kamienny i brunatny, to udział gazu ziemnego w produkcji energii elektrycznej w związku z planami rozwojowymi branży energetycznej będzie się znacznie zwiększał. Obecnie trwa budowa dwóch dużych bloków gazowo-parowych w Stalowej Woli oraz Włocławku (Szurlej i in. 2013).

W przedstawionych obliczeniach celem było wyznaczenie maksymalnej ceny węgla (parytetu gazowego) równoważnego z cenami gazu ziemnego zużywanego do produkcji energii elektrycznej. W obliczeniach wykorzystano metodykę wyznaczania tego parytetu przedstawioną w pracy (Grudziński 2012b). Parytet „gazowy” jest to więc taka cena węgla energetycznego (wyrażona w zł/GJ *loco* odbiorca), która daje koszty wytworzenia energii z węgla na poziomie równym kosztom wytworzenia energii z gazu.

Wykorzystując zaproponowaną metodykę obliczania parytetu gazowego w kolejnych obliczeniach przeprowadzono symulacje zmian poziomu parytetu w zależności od zmian cen gazu ziemnego i zmiennej wartości opałowej węgla. Obliczenia wykonano dla trzech poziomów cen uprawnień do emisji – 5, 15, 30 EUR/tonę CO<sub>2</sub> i sprawności elektrowni w wysokości 36 i 45%.

Z przedstawionych obliczeń wynika, że przy założonych cenach uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> oraz zastosowaniu algorytmu obliczeń wynikających z definicji „parytetu gazowego” uzyskano następujące rezultaty:

- ✧ ceny na poziomie 5 EUR/tonę CO<sub>2</sub> – cena gazu zapewniająca minimalną konkurencyjność z węglem wynosi 250 USD/1000 m<sup>3</sup> (dla elektrowni o sprawności 45% 200 USD/1000 m<sup>3</sup>,

- ✧ ceny na poziomie 15 EUR/tonę CO<sub>2</sub> – cena gazu zapewniająca minimalną konkurencyjność z węglem wynosi 300 USD/1000 m<sup>3</sup> (dla elektrowni o sprawności 45% 250 USD/1000 m<sup>3</sup>,
- ✧ ceny na poziomie 30 EUR/tonę CO<sub>2</sub> – cena gazu zapewniająca minimalną konkurencyjność z węglem wynosi 350 USD/1000 m<sup>3</sup> (dla elektrowni o sprawności 45% 300 USD/1000 m<sup>3</sup>,
- ✧ przy obecnych cenach uprawnień i cenach gazu ziemnego na rynku krajowym poziom parytetu gazowego można szacować w granicach 24–30 zł/GJ, czyli zdecydowanie więcej niż obecna średnia cena węgla energetycznego w dostawach do elektrowni.

## Literatura

- GAWLIK L., 2013 – Gaz ziemny z łupków w Polsce – raport. Wyd. IGSMiE PAN, Warszawa, maj.
- JANUSZ P., 2013 – Aktualna sytuacja na rynku gazu ziemnego – perspektywy rozwoju. *Polityka Energetyczna* t. 16, z. 2.
- GRUDZIŃSKI Z., 2010 – Konkurencyjność wytwarzania energii elektrycznej z węgla brunatnego i kamiennego. *Polityka Energetyczna* t. 13, z. 2, Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków, s. 157–171.
- GRUDZIŃSKI Z., 2011 – Ceny energii elektrycznej w kontekście wdrożenia obowiązkowego handlu na giełdzie energii. *Polityka Energetyczna* t. 14, z. 2, Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków, s. 93–106, PL ISSN 1429-6675.
- GRUDZIŃSKI Z., 2012a – Sytuacja na giełdach handlu emisją a ceny energii elektrycznej. *Polityka Energetyczna* t. 15, z. 3, Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków, s. 77–90.
- GRUDZIŃSKI Z., 2012b – Metody oceny konkurencyjności krajowego węgla kamiennego do produkcji energii elektrycznej. *Studia Rozprawy Monografie* Nr 180, Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków, s. 271.
- KALISKI M., SZURLEJ A., GRUDZIŃSKI Z., 2012 – Węgiel i gaz ziemny w produkcji energii elektrycznej Polski i UE. *Polityka Energetyczna* t. 15, z. 4, Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków, s. 201–213.
- KAMIŃSKI J., 2010 – Wpływ kosztów paliwowych oraz cen pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub> na ceny rynkowe energii elektrycznej: zastosowanie modelu WILMAR. *Polityka Energetyczna* t. 13, z. 1, s. 67–78.
- RYCHLIŃSKI S., SIEMEK J., 2013 – Stan aktualny i prognozy wykorzystania gazu ziemnego do produkcji energii elektrycznej w Polsce. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi* t. 29, z. 1, s. 5–14.
- SZURLEJ A., MIROWSKI T., KAMIŃSKI J., 2013 – Analiza zmian struktury wytwarzania energii elektrycznej w kontekście założeń polityki energetycznej. *Rynek Energii* nr 1 (104), s. 3–10.
- ARE – Europejski Biuletyn Cenowy Nośników Energii: (miesięcznik), numery z lat 2005–2012.
- ARE – Informacja statystyczna o energii elektrycznej (miesięcznik), numery z lat 2005–2012.
- ARE – Statystyka elektroenergetyki polskiej (rocznik), numery z lat 2000–2012.
- ARE – Sytuacja techniczno-ekonomiczna sektora elektroenergetycznego (kwartalnik), numery z lat 2003–2011.
- ARE – Sytuacja w elektroenergetyce (kwartalnik), numery z lat 2005–2011.
- Bank Światowy – Global Commodity Markets ([www.worldbank.org](http://www.worldbank.org)).
- KASHUE – KOBIZE – Wartości opałowe (WO) i wskaźniki emisji CO<sub>2</sub> (WE) do raportowania w ramach Wspólnotowego Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji – 2012.

TGE – Raport miesięczny – PoIPX Monthly Report. Towarowa Giełda Energii (numery: za lata 2008–2012)

TGE – Towarowa Giełda Energii ([www.tge.pl](http://www.tge.pl))

Węgiel – Energetyka w Polsce; dane opracowane przez Grudzińskiego Z.  
([http://min-pan.krakow.pl/zaklady/zrynek/cf\\_web.htm](http://min-pan.krakow.pl/zaklady/zrynek/cf_web.htm))

Zbigniew GRUDZIŃSKI

## Competitiveness of fuels for power generation

### Abstract

Almost 86% of electricity generation in Poland is based on coal and lignite combustion. This share has fallen by 4% in recent years, resulting from a change in the power generation fuel-mix due to an increasing share of renewables, as well as a drop in the export of electricity. The competitiveness of coal in relation to other fuels can be analysed through a comparison of their pricing. Brown coal prices are about 40% lower than steam coal prices, while natural gas is three times more expensive than coal. The greatest increases in prices in recent years have been seen for heavy fuel oil (125%) and natural gas (110%), while coal prices increased by only about 70%. Steam coal competes with brown coal through the price of energy. Currently in the domestic market, this is direct competition due to the obligation imposed on power companies which are now forced to trade electricity through the stock exchange. Therefore, price relationships between fuels are the main driver of demand for individual fuels. This paper provides an analysis of the change in the value of the Clean Dark Spread with changes in coal and electricity prices depending on the assumed CO<sub>2</sub> permit price. These calculations allow one to determine the theoretical maximum price of coal under certain market conditions resulting from the prices of electricity and CO<sub>2</sub> emissions allowances. Taking into account that in the future the main competitor of coal for power generation could be natural gas, the issue of so called ‘gas parity’ is explained. The results of the analysis demonstrate the maximal potential level of coal prices in relation to natural gas prices so that under certain conditions, coal could remain competitive.

KEY WORDS: competitiveness of fuels, fuel prices’ relationships, gas parity, CDS

