

Zbigniew GRUDZIŃSKI*

Poziom cen węgla brunatnego w odniesieniu do cen energii elektrycznej

STRESZCZENIE. Rok 2002 był ostatnim rokiem kiedy ceny węgla brunatnego były zatwierdzano w sposób urzędowy. Uwolnienie cen węgla brunatnego od 2003 r. z obowiązku zatwierdzania przez Prezesa URE stworzyło możliwość bardziej swobodnego negocjowania poziomu ceny oraz uwzględnienia związku między ceną a parametrami jakościowymi pomiędzy kopalnią i elektrownią. Sytuacja poszczególnych producentów węgla brunatnego w Polsce jest zróżnicowana, co jest wynikiem zmian organizacyjnych i restrukturyzacyjnych w sektorze elektroenergetycznym. W referacie przedstawiono propozycje określania poziomu cen bazowych węgla brunatnego w porównaniu do cen energii elektrycznej. Poziom cen bazowych węgla brunatnego powinien być uzależniony od rynkowych cen energii elektrycznej. W artykule przedstawiono propozycje określania poziomu cen bazowych węgla brunatnego w porównaniu do cen energii elektrycznej oraz wyniki symulacji poziomu cen węgla brunatnego przy zadanych poziomie cen energii elektrycznej. Przeprowadzone symulacje potwierdzają ścisłe powiązanie w układzie kopalnia–elektrownia. Wyniki obliczeń wykazują, że przy ustalaniu poziomu ceny powinno się wziąć pod uwagę możliwości obu wytwórców wytwarzających w końcowym efekcie energię elektryczną.

SŁOWA KLUCZOWE: węgiel brunatny, parametry jakościowe, ceny bazowe

* Dr inż. – Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków.

Wprowadzenie

W latach dziewięćdziesiątych ubiegłego wieku ceny węgla brunatnego wynikały pośrednio z corocznie aktualizowanego przez Ministerstwo Gospodarki (dawniej Ministerstwo Przemysłu i Handlu) dokumentu, a określającym zasady rozliczeń energii pomiędzy wytwórcami i Polskimi Sieciami Energetycznymi (PSE). Od 1995 roku, po wprowadzeniu hurtowego obrotu energią na rynku energii elektrycznej i ciepłej, dokument ten nosił nazwę „Zasady hurtowego obrotu energią elektryczną w krajowym systemie elektroenergetycznym”. W zasadach tych ustalano bazową cenę energii chemicznej zużywanej na produkcję energii elektrycznej w węglu brunatnym. W praktyce poziom cen był zdefiniowany w tych zasadach, a negocjacje pomiędzy kopalnią a elektrownią dotyczyły głównie struktury cen.

Sytuacja ta zmieniła się w roku 1997, kiedy to w Prawie energetycznym (Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne – Dz.U. z dnia 4 czerwca 1997 r.) pojawił się zapis, że ceny węgla brunatnego stosowane przez kopalnie, w stosunku do elektrowni podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE. Natomiast Minister Gospodarki określa, w drodze rozporządzenia, szczegółowe zasady kształtowania cen węgla brunatnego.

Na podstawie tych przepisów w latach 1999–2002, ceny węgla brunatnego podlegały zatwierdzeniu przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE). Bazowe ceny dla węgla wskaźnikowego w latach 1998–2002 przedstawiono w tabeli 1.

TABELA 1. Bazowe ceny dla węgla wskaźnikowego w latach 1998–2002 zatwierdzane przez Prezesa URE [zł/Mg]

TABLE 1. Base prices for indicative coal between 1998 and 2002, approved by the president of the ERO (the Energy Regulatory Office) [PLN/Mg]

Kopalnia	1998	1999	2000	2001	2002	Wzrost cen od 1998 r
Adamów	36,80	37,97	45,71	51,24	50,01	35,9%
Bełchatów	26,21	30,67	34,97	38,95	40,66	55,1%
Konin	33,60	41,58	42,16	47,25	47,25	40,6%
Turów	51,97	55,00	59,07	59,07	59,07	13,7%

Źródło: Biuletyn URE – Sprawozdania Prezesa URE

W trakcie funkcjonowania tego sposobu ustalenia cen pojawiły się wątpliwości (wobec nieprecyzyjnych zapisów w prawie), jakiego rodzaju są ceny zatwierdzane przez Prezesa URE. Czy to są ceny sztywne, czy może minimalne, czy maksymalne. Ta sytuacja powodowała duże trudności z wprowadzaniem zatwierdzonych cen do niektórych umów dwustronnych kopalnia–elektrownia (Muras 2002; Jurdziak 2005).

Informacje o przebiegu zatwierdzania cen węgla brunatnego dla poszczególnych układów kopalnia-elektrownia, były przedstawiane w corocznych sprawozdaniach z działalności Prezesa URE w Biuletynach Urzędu Regulacji Energetyki.

Rok 2002 był ostatnim rokiem, kiedy Prezes URE zatwierdzał ceny węgla brunatnego. Stwierdzono wówczas, że w warunkach gdy wytwórcy energii elektrycznej działają na rynku konkurencyjnym, istnieje możliwość wykreślenia z Prawa Energetycznego zapisu mówiącego o kompetencjach Prezesa URE w sprawie zatwierdzania cen węgla brunatnego stosowanych przez kopalnie (Sprawozdanie... 3/2003). Prawo energetyczne zostało znove-
lizowane 24 lipca 2002 roku (Dz.U. z 2002 r. nr 135, poz. 1144) i od 1 stycznia 2003 r. ceny węgla brunatnego przestały być regulowane urzędowo.

Uwolnienie cen węgla brunatnego z obowiązku zatwierdzania przez Prezesa URE stworzyło możliwość swobodniejszego negocjowania pomiędzy kopalnią a elektrownią ceny oraz jej związku z parametrami jakościowymi (struktury cen). Jednakże przy tak ścisłym powiązaniu między tymi podmiotami pole ewentualnego rynkowego manewru jednego czy drugiego przedsiębiorstwa jest bardzo małe. Są one zatem nadal skazane na funkcjonowanie w warunkach monopolu naturalnego (Jurdziak 2005). Ceny więc w ściślejszy sposób będą uzależnione od cen na rynku energii elektrycznej.

Sytuacja rynkowa poszczególnych producentów węgla brunatnego w Polsce jest zróżnicowana. W ostatnim okresie przeprowadzono zmiany organizacyjne i restrukturyzacyjne w sektorze elektroenergetycznym (powołano grupę BOT, a później grupę PGE, w skład której weszły między innymi weszły kopalnie węgla brunatnego: Bełchatów i Turów oraz związane z nimi elektrownie). To spowodowało, że kopalnie Konin i Adamów są obecnie jedynymi kopalniami węgla brunatnego niepowiązanymi kapitałowo z elektrowniami.

W październiku 2007 roku rząd zdecydował, że kopalnie Konin i Adamów wejdą w skład Grupy Kapitałowej Enea. W połowie lutego 2008 roku Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów zgodził się na połączenie firm. Brak powiązania kapitałowego tych kopalń z zależnymi od nich elektrowniami utrudnia negocjacje zmierzające do ustalenia cen, po jakich węgiel powinien być sprzedawany.

1. Rynek energii elektrycznej

Znajomość aktualnej sytuacji na rynku energii elektrycznej jest istotna nie tylko dla wytwórców energii, ale także dla producentów węgla, konkurencja pomiędzy producentami węgla brunatnego odbywa się pośrednio poprzez ceny energii elektrycznej, wytwarzanej w elektrowniach związanych (umowami na dostawy) z tymi kopalniami.

Wymienione poniżej zagadnienia, ściśle związane z rynkiem energii, wpływać będą pośrednio na producentów węgla brunatnego:

- ✧ uregulowania prawne wynikające z członkostwa w UE,
- ✧ deregulacja, liberalizacja w sektorze energetycznym,
- ✧ umowy KDT (skutki rozwiązania tych umów),
- ✧ regulacje środowiskowe – limity emisji,
- ✧ działania zmierzające do reorganizacji, konsolidacji i prywatyzacji branży,

- ✧ konkurencja innych nośników energii – zwłaszcza gazu,
- ✧ bezpieczeństwo energetyczne.

Zmiany zachodzące w ostatnim okresie na krajowym rynku energii elektrycznej w przeważającej mierze wynikają z przystąpienia Polski do Unii Europejskiej. Fakt ten wymusił konieczność implementacji szeregu wspólnotowych przepisów do prawa krajowego, w tym również z obszaru elektroenergetyki.

W latach 2002–2007 produkcja energii elektrycznej rosła szybciej niż ceny (tab. 2). Można powiedzieć, że rezerwy mocy były na tyle duże, że ten wzrost produkcji energii elektrycznej nie spowodował większego wzrostu cen. Sytuację tę z pewnością odczuły kopalnie węgla brunatnego – możliwości negocjacji cen okazały się bardzo ograniczone.

TABELA 2. Ceny, produkcja i zużycie energii elektrycznej w latach 2002–2007

TABLE 2. Prices, production and consumption of electric energy between 2002 and 2007

Wyszczególnienie	Średnia cena energii elektrycznej [zł/MW·h]						Dynamika zmian [%]
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	
Sprzedaż PW	135,0	141,3	140,4	140,7	142,0	145,8	8,0%
w tym: Elektrownie ciepłne	136,3	139,7	137,7	137,3	138,0	142,5	4,6%
w tym: do PSE	148,9	155,2	161,1	183,7	170,6	176,6	18,6%
do PO*	123,9	119,5	117,9	116,4	117,7	127,5	2,9%
w tym Elektrociepłownie	144,8	150,8	155,7	159,8	166,2	165,2	14,1%
w tym: do PSE	168,2	172,8	176,9	189,8	203,1	211,5	25,7%
do PO*	133,9	134,9	135,9	135,6	140,1	139,4	4,2%
Zakup przez PO*	120,6	124,7	124,4	123,5	120,5	128,2	6,3%
w tym: OZE	168,5	201,5	219,2	206,9	90,1	100,6	−40,3%
z PSE	119,3	124,4	125,2	123,3	120,0	129,0	8,1%
z elektrowni zawodowych	120,6	124,1	123,9	125,6	124,5	131,3	8,9%
z elektrowni przemysłowych	112,9	123,3	119,5	135,7	136,1	152,8	35,4%
z el. własnych i zależnych	124,2	135,0	130,9	114,6	79,8	99,2	−20,1%
z przedsiębiorstw obrotu	117,3	124,8	118,5	120,1	118,3	127,2	8,4%
na giełdzie energii	122,8	113,6	114,8	113,3	118,7	117,7	−4,2%
na rynku bilansującym	138,2	155,2	149,4	144,9	141,5	135,6	−1,9%
Produkcja energii elektr. [TW·h]	144,1	151,6	154,1	157,0	161,7	159,3	10,5%
Zużycie energii elektr. [TW·h]	137,1	141,5	144,8	145,7	150,7	153,9	12,3%

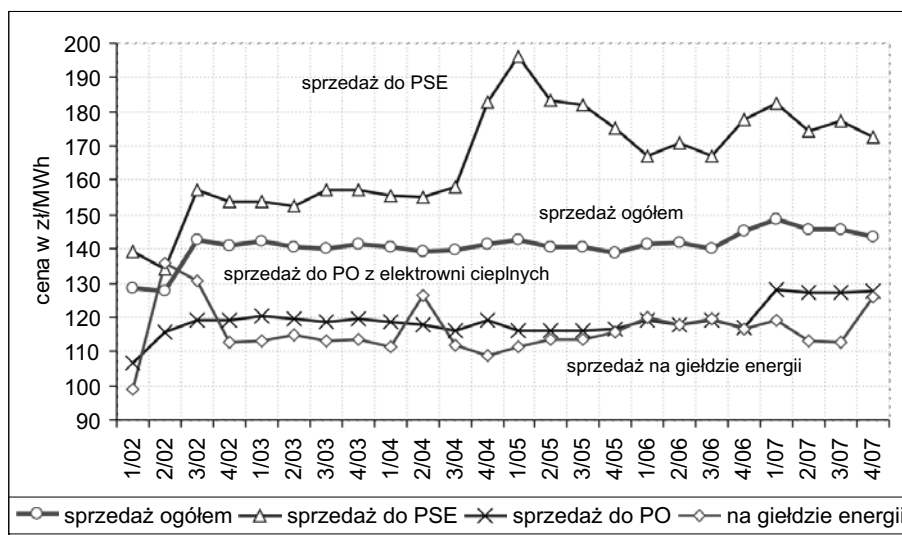
* Przedsiębiorstwa obrotu – dawne spółki dystrybucyjne.

Źródło: Sytuacja w Elektroenergetyce – ARE

W przypadku energii elektrycznej do podstawowych elementów rzutujących na ceny należy zaliczyć: prognozowane zużycie energii, dostępność surowców energetycznych (zwłaszcza gazu ziemnego), rozwój technologii wytwarzania energii elektrycznej, zmiany struktury produkcji energii, uwarunkowania ekologiczne, wzrost PKB, zmiany klimatyczne, ale także czynniki polityczne, które silnie oddziałują na ceny surowców energetycznych (dotyczy to głównie ropy naftowej i gazu ziemnego). Ceny surowców energetycznych są w różnym stopniu skorelowane. Główne tendencje występujące zwłaszcza na rynku ropy, mają wpływ na inne nośniki energii pierwotnej.

Poziom cen bazowych węgla brunatnego powinien być (przynajmniej w części) uzależniony od rynkowych cen energii elektrycznej. Skutkować to może jednak brakiem stabilności cen (Grudziński 2006a,b). Sytuacja na rynku energii ulega obecnie niezwykle silnym przeobrażeniom. Jest to szczególnie widoczne od końca 2007 roku. Analiza przeprowadzona na potrzeby niniejszego artykułu odnosi się głównie do lat 2002–2007.

Elektrownie sprzedają energię elektryczną na wielu segmentach rynku, na których ceny wahają się w szerokich granicach. Informacje o poziomie cen w obrocie energią elektryczną przedstawiono w tabeli 2. Mimo dużych różnic cen między segmentami rynku, wykazywały one stosunkowo dużą stabilność. Wzrosty cen w prezentowanym okresie są stosunkowo niewielkie. Zmianę wybranych cen w czasie, na podstawie danych kwartalnych, pokazano na rysunku 1. Zwracają uwagę bardzo wysokie ceny w sprzedaży do PSE. Poziom tych cen wynika z tego, że te ceny są głównie cenami sprzedaży węgla w ramach kontraktów KDT. Ceną właściwą dla rynku konkurencyjnego jest cena sprzedaży do przedsiębiorstw obrotu



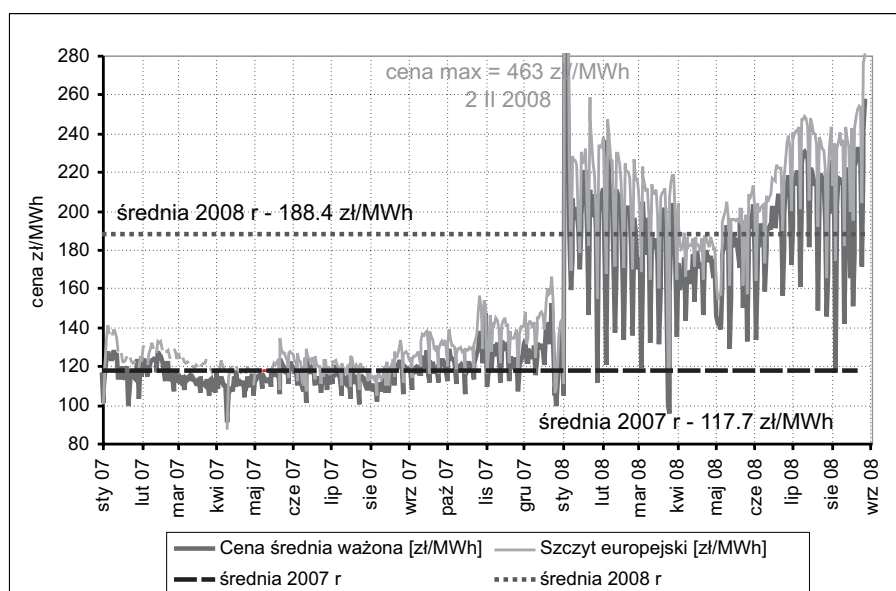
Rys. 1. Średnie ceny energii elektrycznej w ujęciu kwartalnym na wybranych segmentach rynku energii elektrycznej

Źródło: Sytuacja w Elektroenergetyce – ARE

Fig. 1. Average prices of electric energy in a quaternary perspective in selected segments of the electric energy market

(PO), a poziom tych cen zbliżony jest do cen energii na giełdzie, gdzie zanotowano spadek nawet o 4,2% w stosunku do 2002 r.

Sytuację na rynku energii zdecydowanie odmienił początek roku 2008. Zostało to pokazane na rysunku 2. Wiele czynników spowodowało, że ceny energii na rynku konkurencyjnym zaczęły gwałtownie się zmieniać z tendencją silnego wzrostu. Przedstawione na tym wykresie ceny są średnimi cenami na Towarowej Giełdzie Energii. Ceny w poprzednim okresie były bardzo stabilne i miały wręcz tendencję spadkową. Powodem wzrostu cen była niepewność w stosunku do przyznawanych limitów CO₂ oraz wzrost cen innych surowców energetycznych, który także spowodował wzrost cen węgla energetycznego na rynkach międzynarodowych.



Rys. 2. Ceny energii elektrycznej na Towarowej Giełdzie Energii SA
Źródło: www.cire.pl

Fig. 2. Prices of electric energy on the Polish Energy Exchange

Ceny energii elektrycznej na giełdzie (TGE) kształtowały się na różnych poziomach. W 2007 roku wynosiły tylko 118 zł/MW·h i były bardzo stabilne z niewielkim wzrostem pod koniec roku. Początek roku 2008 był związany ze wzrostem tych cen nawet do poziomu ponad 200 zł/MW·h. Średnia cen w 2008 roku (do sierpnia) wyniosła około 188 zł/MW·h (czyli wzrost o ponad 55% w stosunku do roku poprzedniego). Natomiast na koniec roku 2008 zawierane są już kontrakty na poziomie prawie 200 zł/MW·h. Liczba tych transakcji jest na razie niewielka. Nasuwa się więc pytanie, ile w tym kontekście powinna kosztować tona węgla brunatnego dostarczana do elektrowni.

2. Propozycja powiązania poziomu ceny węgla bazowego z ceną energii elektrycznej

Cena bazowa węgla brunatnego powinna wynikać z cen energii elektrycznej sprzedawanej przez daną elektrownię. Taka sytuacja była by idealna.

Na rynku energii jest wiele segmentów, dlatego trudno jest określić w stosunku, do którego z nich należy obliczać cenę bazową węgla. Sytuacja jest dużo prostsza w przypadku, gdy kopalnia i elektrownia są w jednej grupie kapitałowej. Wówczas istnieje możliwość transparentności uwzględnienia kosztów wytwarzania produktów dla obu stron oraz oparcie się na średniej cenie energii elektrycznej wytwarzanej z konkretnej elektrowni.

W sytuacji, w jakiej są kopalnie Konin i Adamów, jedyna możliwość negocjacji cen polega na oparciu się na danych średnich z rynku energii elektrycznej. Po roku 2007 wydaje się to o tyle prostsze, że rynek nie jest zdominowany przez KDT, a o cenach decyduje bieżąca sytuacja rynkowa.

W tabeli 3 przedstawiono, jak zmieniały się ceny węgla energetycznego dostarczanego do elektrowni. Wielkości podano w zł/Mg, zł/GJ i USD/GJ oraz pokazano koszt węgla

TABELA 3. Ceny jakości węgla brunatnego w dostawach do elektrowni

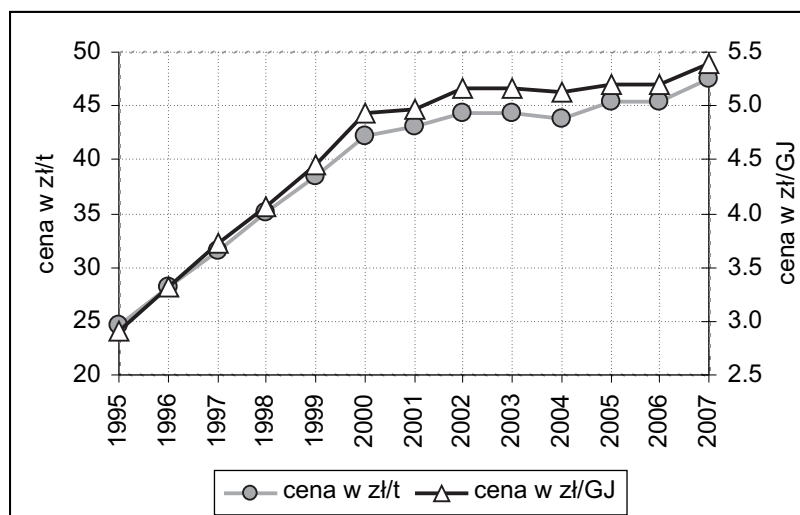
TABLE 3. Prices and quality of brown coal delivered to power plants

Rok	Cena węgla			Wartość opałowa [kJ/kg]	Koszty węgla w produkcji [zł/MW·h]	Kurs [zł/USD]
	zł/Mg	zł/GJ	USD/GJ			
2002	44,31*	5,17	1,27	8 563	56,70	4,0795
2003	44,33*	5,17	1,33	8 578	56,30	3,8889
2004	43,71*	5,13	1,40	8 525	55,30	3,6540
2005	45,47*	5,20	1,61	8 742	54,80	3,2348
2006	45,30**	5,19	1,67	8 728	55,90	3,1025
2007	47,44**	5,39	1,95	8 806	58,40	2,7667
Zmiana w stos. do 2002 r	7,1%	4,1%	53,5%	2,8%	3,0%	-32,2%

Źródło: * obliczenia własne na podstawie danych z biuletynu ARE, ** Sytuacja w Elektroenergetyce – ARE

w produkcji 1 MW·h. Na rysunku 3 przedstawiono te tendencje w dłuższym horyzoncie czasowym, bo od roku 1995 w przeliczeniu na zł/GJ i zł/Mg. Przedstawione dane skłaniają do następujących wniosków:

- ✧ w latach 2002–2007 ceny wzrosły o 7,1% co daje średnioroczny przyrost cen na poziomie 1%. W tym czasie ceny energii elektrycznej wzrosły o 8%;



Rys. 3. Zmiana cen węgla w dostawach do energetyki w latach 1995–2007
 Źródło: Modrzejewski 2007, obliczenia własne na podstawie danych z ARE, Sytuacja w Elektroenergetyce – ARE

Fig. 3. Changes of coal delivered to the power engineering sector between 1995 and 2007

- ✧ od roku 2002 ceny węgla brunatnego w przeliczeniu na GJ wzrosły o 4,1%, a wzrost cen energii był w tym czasie 2-krotnie większy. Wzrostowi cen węgla brunatnego towarzyszył także wzrost wartości opałowej o 2,8%;
- ✧ w przeliczeniu na USD/GJ ceny węgla wzrosły aż o 53,5% od roku 2002, ale w głównej mierze było to związane ze spadkiem kursu USD w stosunku do zł o 32,2%;
- ✧ koszt węgla w produkcji 1 MW·h wzrósł tylko o 3%.
- ✧ trzeba przypomnieć że ceny węgla brunatnego w okresie 1995–2002 wzrosły o prawie 80%. Okres ten obejmuje sytuację urzędowego ustalania cen. Średnioroczny wzrost cen wyniósł 12,5%. Taka sytuacja się już nie powtórzyła;

Wartość węgla dla elektrowni wynika z wartości produktu finalnego. Wpływa na to ilość energii elektrycznej, jaką wytwórca może z niego uzyskać oraz cena, za jaką może tę energię sprzedać. Cena ta musi pokryć koszty wytwarzania, na które składają się koszty stałe, koszty zmienne oraz koszty użytkowania środowiska. Koszty stałe są kosztami utrzymania zdolności produkcyjnej. Koszty zmienne są kosztami zależnymi od paliwa, a więc wpływa na nie koszt zakupu węgla. Cena produktu finalnego powinna również zapewnić wytwórcy pewien zysk.

Przedmiotem rozważań w tej części będzie tylko grupa kosztów bezpośrednio związanych z węglem.

Zaprezentowana koncepcja powiązania ceny węgla z ceną rynkową energii elektrycznej opiera się na następującym założeniu (Lorenz 1999): *Miarą wartości węgla do celów energetycznych powinna być wartość energii chemicznej zawartej w tym paliwie, a w konsekwencji wartość energii elektrycznej, jaką można z niego wytworzyć.*

Warunek ten można zapisać następująco:

$$K_{GJ} \leq C_{EE} \quad (1)$$

gdzie: K_{GJ} – wartość 1 GJ energii chemicznej węgla o parametrach Q, A, S [zł/GJ],
 C_{EE} – wartość wytworzonej energii elektrycznej [zł/GJ].

Wartość C_{EE} wynika z ceny, jaką można uzyskać ze sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej C_{ee} [zł/MW·h] oraz stopnia przetworzenia energii chemicznej węgla na energię elektryczną, zwanego wskaźnikiem zużycia energii chemicznej na energię elektryczną W_{ech} [MJ/kW·h = GJ/MW·h].

Cenę energii C_{ee} w równaniu (1) należy rozumieć, jako składową zmienną kosztu wytwarzania, odpowiadającą udziałowi kosztów zmiennych w kosztach wytwarzania energii elektrycznej ogółem.

Graniczna (minimalna) wartość C_{ee} będzie więc odpowiadać jednostkowemu kosztowi zmiennemu wytworzenia energii.

$$C_{EE} = \frac{C_{ee}}{W_{ech}} \quad (2)$$

Wskaźnik W_{ech} jest wielkością charakterystyczną dla danego zespołu urządzeń wytwórczych w elektrowni cieplnej i najsilniej zależy od sprawności wytwarzania, obciążenia elektrowni (stopnia wykorzystania mocy), stopnia skomplikowania układu wytwórczego (wyposażenia elektrowni np. w instalację odsiarczania spalin) oraz pory roku (ze względu na temperatury wody chłodzącej w miesiącach letnich jednostkowe zużycie ciepła jest większe) (Gładyś, Matla 1990).

Jeżeli wartość W_{ech} będzie wartością netto, uwzględniającą zużycie energii na potrzeby własne elektrowni, to cena C_{EE} osiągnie wartość najniższą.

Występująca w równaniu (3) wartość K_{GJ} musi pokryć koszty zakupu węgla K_W oraz koszty użytkowania środowiska. Wielkość ta, pomnożona przez wartość opałową węgla wyznaczy graniczną cenę w [zł/Mg], jaką elektrownia może zapłacić za węgiel, aby za wytworzoną energię elektryczną – po pokryciu kosztów korzystania ze środowiska – móc uzyskać średnią cenę nie niższą niż C_{ee} .

$$K_W = K_{GJ} - K_{\acute{s}rod} \quad (3)$$

$$C_W = Q \cdot K_W \quad (4)$$

gdzie: K_W – koszt węgla [zł/GJ],
 $K_{\acute{s}rod}$ – sumaryczne koszty korzystania ze środowiska [zł/GJ],
 C_W – cena węgla [zł/Mg],
 Q – wartość opałowa węgla [GJ/Mg].

Taka metoda oceny wartości węgla daje wytwórcy energii możliwość analizy relacji kosztów paliwowych (kosztów węgla i związanych z jego spalaniem kosztów korzystania ze środowiska) do kosztów wytwarzania energii. W ten sposób można wyznaczyć obszar negocjacji cenowych z dostawcami węgla.

Warto w tym miejscu nadmienić, w metodologicznie w podobny sposób szacuje się teoretyczną marżę wytwórcy energii w obrocie giełdowym (tzw. *spark spread*). Definicja *spark spread* mówi, że jest to różnica pomiędzy ceną energii elektrycznej sprzedanej wytwórcy a ceną paliwa użytego do wytworzenia tej energii, wyrażoną w ekwiwalentnych (równoważnych) jednostkach. Inna wersja tej definicji: jest to różnica pomiędzy rynkową ceną energii elektrycznej a kosztem jej wytworzenia (obie wartości w równoważnych jednostkach). Na giełdach handluje się najczęściej kontraktami futures dla paliw oraz kontraktami OTC (*over-the-counter*) dla energii elektrycznej.

Jeśli *spark spread* jest liczbą dodatnią – czyli rynkowa cena energii jest wyższa niż cena paliwa, to wytwarzanie jest dochodowe. Porównania „spread’ów” dla różnych paliw pozwalają inwestorom giełdowym na podejmowanie właściwych decyzji: np. przy bardzo wysokich cenach gazu „spread” dla elektrowni gazowych jest ujemny, a więc korzystniej jest angażować się w zakupy kontraktów na energię z elektrowni węglowych.

Poniżej zamieszczono wyniki symulacji obliczeń maksymalnych cen węgla brunatnego przy założonych poziomach cen rynkowych energii elektrycznej.

Obliczenia wykonano dla następujących założeń:

- ✧ przyjęto poziomy cen energii elektrycznej według ostatnich prognoz rynkowych,
- ✧ założono wskaźniki W_{ech} w zakresie 10 000–13 500 GJ/MW·h,
- ✧ założono, że koszty środowiska będą stanowić 15% kosztów węgla,
- ✧ obliczenia wykonano dla czterech poziomów udziałów kosztów zmiennych w koszcie wytwarzania energii elektrycznej (50, 55, 60 i 65%),
- ✧ ceny węgla podano dla wartości opałowej 8850 kJ/kg (czyli dla obecnej kaloryczności bazowej).

Wyniki obliczeń symulacyjnych poziomu cen węgla brunatnego zebrano w tabeli 4.

Podobną symulację jak w tabeli 4 przeprowadzono w tabeli 6. Obliczenia wykonano dla następujących założeń:

- ✧ przyjęto poziomy cen energii elektrycznej według ostatnich prognoz rynkowych,
- ✧ na podstawie informacji statystycznych (tab. 5) został założony udział paliwa w zł/MW·h w cenie energii elektrycznej z elektrowni na węgiel brunatny. Przyjęto wielkości w przedziale od 30 do 45%;
- ✧ obliczenia symulacyjne przeprowadzono z uwzględnieniem różnych ilości ton węgla brunatnego, jaka jest potrzebna na wyprodukowanie 1 MW·h. Przyjęto wielkości w przedziale 0,9–1,6;
- ✧ wyliczone ceny węgla brunatnego w zł/Mg zależą od ilości zużywanego węgla na produkcję 1 MW·h, od udziału kosztów paliwa w cenie energii i od ceny energii elektrycznej.

Cena energii elektrycznej w dużej części uzależniona jest od tego, ile dana elektrownia potrzebuje węgla na produkcję 1 MW·h. Sytuacje w poszczególnych elektrowniach są bardzo różne. Obecnie najnowocześniejszą elektrownią po modernizacjach jest elektrownia

TABELA 4. Wyniki obliczeń symulacyjnych maksymalnego poziomu cen węgla brunatnego przy różnych poziomach cen rynkowych energii elektrycznej oraz dla założonych udziałów kosztów zmiennych wytwarzania energii. Ceny węgla w zł/tonę dla wartości opałowej 8850 kJ/kg

TABLE 4. Results of simulation calculation for the maximum level of brown coal prices at various levels of the market prices of electric energy and for the assumed share of variable cost of energy generation. Prices of coal in PLN/tonne for caloric value 8850 kJ/kg

Wskaźnik W_{ech}	Ceny energii [zł/MW·h]							
	130	140	150	160	170	180	190	200
	Maksymalne ceny węgla [zł/tonę]							
GJ/MW·h	50% – udział kosztów zmiennych							
10 000	48,90	52,66	56,42	60,18	63,94	67,70	71,46	75,23
10 500	46,57	50,15	53,73	57,31	60,90	64,48	68,06	71,64
11 000	44,45	47,87	51,29	54,71	58,13	61,55	64,97	68,39
11 500	42,52	45,79	49,06	52,33	55,60	58,87	62,14	65,41
12 000	40,75	43,88	47,02	50,15	53,28	56,42	59,55	62,69
12 500	39,12	42,13	45,14	48,14	51,15	54,16	57,17	60,18
13 000	37,61	40,51	43,40	46,29	49,19	52,08	54,97	57,87
13 500	36,22	39,01	41,79	44,58	47,36	50,15	52,94	55,72
	55% – udział kosztów zmiennych							
10 000	53,79	57,92	62,06	66,20	70,34	74,47	78,61	82,75
10 500	51,22	55,17	59,11	63,05	66,99	70,93	74,87	78,81
11 000	48,90	52,66	56,42	60,18	63,94	67,70	71,46	75,23
11 500	46,77	50,37	53,97	57,56	61,16	64,76	68,36	71,95
12 000	44,82	48,27	51,72	55,17	58,61	62,06	65,51	68,96
12 500	43,03	46,34	49,65	52,96	56,27	59,58	62,89	66,20
13 000	41,37	44,56	47,74	50,92	54,10	57,29	60,47	63,65
13 500	39,84	42,91	45,97	49,04	52,10	55,17	58,23	61,29
	60% – udział kosztów zmiennych							
10 000	58,68	63,19	67,70	72,22	76,73	81,24	85,76	90,27
10 500	55,88	60,18	64,48	68,78	73,08	77,37	81,67	85,97
11 000	53,34	57,44	61,55	65,65	69,75	73,86	77,96	82,06
11 500	51,02	54,95	58,87	62,80	66,72	70,65	74,57	78,50
12 000	48,90	52,66	56,42	60,18	63,94	67,70	71,46	75,23
12 500	46,94	50,55	54,16	57,77	61,38	64,99	68,61	72,22
13 000	45,14	48,61	52,08	55,55	59,02	62,49	65,97	69,44
13 500	43,46	46,81	50,15	53,49	56,84	60,18	63,52	66,87
	65% – udział kosztów zmiennych							
10 000	63,57	68,45	73,34	78,23	83,12	88,01	92,90	97,79
10 500	60,54	65,20	69,85	74,51	79,17	83,82	88,48	93,14
11 000	57,79	62,23	66,68	71,12	75,57	80,01	84,46	88,90
11 500	55,27	59,53	63,78	68,03	72,28	76,53	80,79	85,04
12 000	52,97	57,05	61,12	65,20	69,27	73,34	77,42	81,49
12 500	50,85	54,76	58,68	62,59	66,50	70,41	74,32	78,23
13 000	48,90	52,66	56,42	60,18	63,94	67,70	71,46	75,23
13 500	47,09	50,71	54,33	57,95	61,57	65,20	68,82	72,44

TABELA 5. Udział paliwa w cenie energii elektrycznej w elektrowniach na węglu brunatnym

TABLE 5. Share of fuel in the price of electric energy in brown coal-fired power plants

Wyszczególnienie	2003	2004	2005	2006	2007
Cena energii elektrycznej z węgla brunatnego [zł/MW·h]	126,3	124,3	123,9	129,6	139,2
Koszty paliwa na produkcję 1 MW·h	56,3	55,3	54,8	55,9	58,4
Udział kosztów paliwa w cenie	44,6%	44,5%	44,2%	43,1%	41,9%

Źródło: Sytuacja techniczno-ekonomiczna sektora elektroenergetycznego (kwartalnik) – ARE

Turów (nie licząc bloku Pątnów II uruchomionego w styczniu 2007). W tej elektrowni na produkcję 1 MW·h zużywa się od 0,9 do 1,0 tony węgla na 1 MW·h. Ten wynik jest w głównej mierze uzależniony od dwóch czynników: sprawności przetwarzania i wartości opałowej (w przypadku węgla kamiennego energetycznego średnie zużycie węgla jest na poziomie 0,47 Mg/MW·h). Natomiast w elektrowni Konin (skrajny przypadek), wartość ta przekracza 1,5 Mg/MW·h. W elektrowni Adamów zużycie węgla to poziom około 1,4 Mg/MW·h, elektrownia Bełchatów to 1,3 Mg/MW·h, elektrownia Pątnów to 1,22 Mg/MW·h. Wszystkie podane wielkości są w przeliczeniu na produkcję energii elektrycznej netto.

Wyniki obliczeń potwierdzają przypuszczenie, że im większy udział kosztów zakupu węgla w cenie energii elektrycznej i im mniejsza ilość węgla potrzebnego na wyprodukowanie 1 MW·h, tym większy może być negocjowany poziom cen. Duża efektywność pracy jednego podmiotu przy niedostosowaniu drugiego może zniweczyć efekty ekonomiczne całego układu, zwłaszcza gdy kopalnia i elektrownia jest są ze sobą silnie powiązane. Przy ustalaniu poziomu ceny powinno się więc wziąć pod uwagę możliwości obu podmiotów wytwarzających w końcowym efekcie energię elektryczną.

Podsumowanie

W negocjacjach umów na dostawę węgla, w odniesieniu do cen obecnie występują dwa główne obszary uzgodnień. Pierwszy określać poziom ceny bazowej a drugi obszar dotyczy ustalenia, jak powinna się zmieniać uzgodniona cena bazowa wraz z upływem czasu, kiedy to na sytuację układu kopalnia–elektrownia będą oddziaływać czynniki zewnętrzne. Logicznym rozwiązaniem wydaje się powiązanie zmian cen węgla ze zmianami cen energii elektrycznej, zwłaszcza, że wytwórcy systemowi energii (po rozwiązaniu KDT) już od 2008 r. mogą ze sobą konkurować na całym rynku.

Na rynku energii elektrycznej należy liczyć się z dużą zmiennością cen. Elektrownie, konkurując z innymi jednostkami wytwórczymi, muszą uwzględniać możliwość spadku rynkowych cen energii. Przy ścisłych związkach łączących elektrownię i kopalnię węgla brunatnego, całości ryzyka gry na rynku konkurencyjnym nie powinna ponosić jedynie

TABELA 6. Wyniki obliczeń symulacyjnych maksymalnego poziomu cen węgla brunatnego przy różnych poziomach cen rynkowych energii elektrycznej oraz dla założonych ilości zużytego węgla na wyprodukowanie 1 MW·h oraz udziałów paliwa w cenie energii elektrycznej. Ceny węgla w zł/tonę dla wartości opałowej 8850 kJ/kg

TABLE 6. Results of simulation calculation for the maximum level of brown coal prices at various levels of the market prices of electric energy and for the assumed quantities of coal used to produce 1 MW·h and the share of fuel in the price of electric energy. Prices of coal in PLN/tonne for calorific value 8850 kJ/kg

Zużycie węgla	Ceny energii [zł/MW·h]							
	130	140	150	160	170	180	190	200
	Maksymalne ceny węgla [zł/tonę]							
t/MW·h	30% – udział kosztów paliwa w cenie energii elektrycznej							
0,9	43,33	46,67	50,00	53,33	56,67	60,00	63,33	66,67
1,0	39,00	42,00	45,00	48,00	51,00	54,00	57,00	60,00
1,1	35,45	38,18	40,91	43,64	46,36	49,09	51,82	54,55
1,2	32,50	35,00	37,50	40,00	42,50	45,00	47,50	50,00
1,3	30,00	32,31	34,62	36,92	39,23	41,54	43,85	46,15
1,4	27,86	30,00	32,14	34,29	36,43	38,57	40,71	42,86
1,5	26,00	28,00	30,00	32,00	34,00	36,00	38,00	40,00
1,6	24,38	26,25	28,13	30,00	31,88	33,75	35,63	37,50
	35% – udział kosztów paliwa w cenie energii elektrycznej							
0,9	50,56	54,44	58,33	62,22	66,11	70,00	73,89	77,78
1,0	45,50	49,00	52,50	56,00	59,50	63,00	66,50	70,00
1,1	41,36	44,55	47,73	50,91	54,09	57,27	60,45	63,64
1,2	37,92	40,83	43,75	46,67	49,58	52,50	55,42	58,33
1,3	35,00	37,69	40,38	43,08	45,77	48,46	51,15	53,85
1,4	32,50	35,00	37,50	40,00	42,50	45,00	47,50	50,00
1,5	30,33	32,67	35,00	37,33	39,67	42,00	44,33	46,67
1,6	28,44	30,63	32,81	35,00	37,19	39,38	41,56	43,75
	40% – udział kosztów paliwa w cenie energii elektrycznej							
0,9	57,78	62,22	66,67	71,11	75,56	80,00	84,44	88,89
1,0	52,00	56,00	60,00	64,00	68,00	72,00	76,00	80,00
1,1	47,27	50,91	54,55	58,18	61,82	65,45	69,09	72,73
1,2	43,33	46,67	50,00	53,33	56,67	60,00	63,33	66,67
1,3	40,00	43,08	46,15	49,23	52,31	55,38	58,46	61,54
1,4	37,14	40,00	42,86	45,71	48,57	51,43	54,29	57,14
1,5	34,67	37,33	40,00	42,67	45,33	48,00	50,67	53,33
1,6	32,50	35,00	37,50	40,00	42,50	45,00	47,50	50,00
	45% – udział kosztów paliwa w cenie energii elektrycznej							
0,9	65,00	70,00	75,00	80,00	85,00	90,00	95,00	100,00
1,0	58,50	63,00	67,50	72,00	76,50	81,00	85,50	90,00
1,1	53,18	57,27	61,36	65,45	69,55	73,64	77,73	81,82
1,2	48,75	52,50	56,25	60,00	63,75	67,50	71,25	75,00
1,3	45,00	48,46	51,92	55,38	58,85	62,31	65,77	69,23
1,4	41,79	45,00	48,21	51,43	54,64	57,86	61,07	64,29
1,5	39,00	42,00	45,00	48,00	51,00	54,00	57,00	60,00
1,6	36,56	39,38	42,19	45,00	47,81	50,63	53,44	56,25

elektrownia, lecz jego część powinna przejąć na siebie również kopalnia. Jest jednak pewna granica możliwości przejścia tego ryzyka: tą granicą jest rentowność kopalni, bo tylko wtedy układ kopalnia–elektrownia będzie miał szansę prawidłowego działania w długim terminie. (Grudziński, Kasztelewicz 2005; Grudziński, Blaschke, Lorenz 2007)

Ścisłe uzależnienie wzajemne układu kopalnia–elektrownia w sektorze węgla brunatnego powoduje potrzebę ustalenia takiego sposobu indeksacji cen bazowych węgla, który pozwoli efektywnie działać na rynku obu podmiotom. Dlatego podstawowym zagadnieniem jest poprawne ustalenie właściwego poziomu ceny bazowej. Dopiero tak ustalona cena może być poddawana indeksacji w związku ze zmianą zewnętrznych warunków gospodarczych i rynkowych. Indeksacja niepoprawnie ustanowionej ceny bazowej prowadzić będzie do pogłębiania się nierównych warunków funkcjonowania kopalni i elektrowni (Gawlik, Grudziński, Lorenz 2007; Grudziński, Lorenz 2007).

Temat realizowany w ramach grantu nr: 4 T12A 035 029

Literatura

- GAWLIK L., GRUDZIŃSKI Z., LORENZ U., 2007 – Wybrane problemy produkcji i wykorzystania węgla brunatnego. *Górnictwo i geoinżynieria*. Rok 31, z. 2. Wyd. AGH, Kraków, s. 241–252.
- GLADYŚ H., MATLA R., 1990 – Praca elektrowni w systemie elektroenergetycznym. WNT, Warszawa, 311 s.
- GRUDZIŃSKI Z., 2006a – Konkurencyjność wytwarzania energii elektrycznej z węgla brunatnego. *Polityka Energetyczna* t. 8, z. spec. Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków, s. 521–534.
- GRUDZIŃSKI Z., 2006b – Tendencje zmian cen energii elektrycznej w latach 2002–2005. *Polityka Energetyczna* t. 9, z. 1, s. 45–60.
- GRUDZIŃSKI Z., BLASCHKE S., LORENZ U., 2007 – Formuły indeksacyjne dla cen węgla brunatnego. *Polityka Energetyczna* t. 10, z. spec. 2. Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków, s. 483–496.
- GRUDZIŃSKI Z., KASZTELEWICZ Z., 2005 – Propozycja powiązania ceny węgla brunatnego ze zmianami cen energii elektrycznej i inflacją. *Prace naukowe Instytutu Górnictwa Politechniki Wrocławskiej* nr 112. Wrocław, s. 255–263.
- GRUDZIŃSKI Z., LORENZ U., 2007 – Kształtowanie cen węgla brunatnego w warunkach rynkowych – zarys problemu. *Przegląd Górniczy* nr 5 (1014), s. 32–36.
- JURDZIAK L., 2005 – Kształtowanie się cen węgla brunatnego w warunkach ich regulacji i zatwierdzeń. *Górnictwo odkrywkowe* 4–5, s. 84–93.
- LORENZ U., 1999 – Metoda oceny wartości węgla kamiennego energetycznego uwzględniająca skutki jego spalania dla środowiska przyrodniczego. *Studia, Rozprawy, Monografie* nr 64. Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków, 84 s.
- MURAS Z., 2002 – Zwolnienie z obowiązku zatwierdzania ceny węgla brunatnego. *Biuletyn URE* 2. Informacja statystyczna o energii elektrycznej. *Biuletyny miesięczne 2000–2006*. Agencja Rynku Energii S.A., Warszawa.
- Biuletyny Urzędu Regulacji Energetyki (URE) z lat 1999–2003.
- Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, *Biuletyn URE* z lat 1999–2003.
- Statystyka energetyki polskiej (rocznik) ARE, numery z lat 2001–2007.

Sytuacja techniczno-ekonomiczna sektora elektroenergetycznego (kwartalnik) – ARE, numery z lat 2003–2007.

Sytuacja w Elektroenergetyce (kwartalnik) – ARE, numery z lat 2003–2007.

www.cire.pl

Zbigniew GRUDZIŃSKI

Brown coal price level in relation to prices of electric energy

Abstract

2002 was the last year in which prices of brown coal were approved officially. Relieving prices of hard coal, since 2003, from the obligatory approval of the President of the Energy Regulatory Office created grounds for free negotiations of the price level and inclusion of the relationships between price and quality and between coal mines and power plants. The situation of individual producers of brown coal in Poland is varied, which results from organisational changes and restructuring of the power generating sector. The paper presents a proposal to determine the basis price level of brown coal in comparison to the prices of electric energy. The level of base prices of brown coal should depend on the market prices of electric energy. The proposals to determine the level of brown coal base prices as compared to the prices of electric energy and the results of simulations of brown coal prices at the given electric energy prices have been also included. Simulations carried out acknowledge the close relation in the mine – power plant system. According to the calculation results, while determining the price level, the possibilities of both producers generating electric energy should be taken into consideration.

KEY WORDS: brown coal, quality parameters, base prices

