

Urszula LORENZ*

Rynki międzynarodowe jako punkt odniesienia dla cen węgla energetycznego w kraju

STRESZCZENIE. Ceny węgla energetycznego na rynkach międzynarodowych są z uwagą obserwowane przez krajowych producentów i użytkowników tego paliwa. W artykule pokazano, na kilku przykładach teoretycznych, że ocena konkurencyjności węgla importowanego w porównaniu z węglem krajowym jest zmienna w czasie i zależy nie tylko od prostego porównania cen, ale też od położenia geograficznego użytkownika węgla, determinującego koszty transportu, jak również od przelicznika walutowego (złoty–dolar). Obliczenia wykonano bazując na średnich danych rocznych z okresu 2000–2009 oraz I połowy 2010 r. Zwrócono uwagę na brak referencyjnej ceny węgla energetycznego na rynku krajowym.

SŁOWA KLUCZOWE: węgiel energetyczny, rynki międzynarodowe, ceny krajowe, parytet importowy

Wprowadzenie

Od około 20 lat problem znalezienia sposobu powiązania cen węgla energetycznego na rynku krajowym z warunkami panującymi na rynkach międzynarodowych przewija się zarówno w dyskusjach wewnątrz branży, jak i w licznych publikacjach naukowych i popularnych.

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

Od początku przemian polityczno-gospodarczych w Polsce jedną ze spraw kluczowych stała się reforma górnictwa węgla kamiennego i możliwości uzyskania rentowności kopalń. Jednym z elementów oceny tej rentowności była (i wciąż jest) cena węgla. Na różnych etapach reformowania (restrukturyzacji) górnictwa odwoływano się w porównaniach do cen z rynków międzynarodowych.

W latach dziewięćdziesiątych, a szczególnie w drugiej połowie dekady, praktyką były negocjacje cenowe, odbywające się na szczeblu sektorów górnictwa węgla kamiennego i energetyki zawodowej, w wyniku których uzgadniano na najbliższy rok średnią cenę tzw. węgla normatywnego, czyli węgla klasy 21/22/09 (Q/A/S).

Z punktu widzenia energetyki, ustalony w tych negocjacjach poziom cen węgla normatywnego był istotny ze względu na stosowany w tamtych latach sposób rozliczeń za energię, sprzedawaną przez wytwórców do Polskich Sieci Elektroenergetycznych (PSE SA). Po stronie górnictwa natomiast cena bazowa węgla normatywnego była pewną ceną wzorcową w sprzedaży (miałów) na rynku krajowym, której uzyskanie było pożądane dla realizacji celów rządowego programu restrukturyzacji górnictwa.

Przy wyznaczaniu bazowej ceny węgla normatywnego opierano się na parytecie importowym węgla energetycznego [6]. Parytet ten określany był na podstawie cen węgla głównych światowych eksporterów w hipotetycznym imporcie (drogą morską) do Polski i – zgodnie z przyjętą definicją – wyznaczał maksymalną cenę, jaką może osiągnąć polski węgiel dla energetyki, aby móc konkurować z węglem importowanym. Parytet węgla energetycznego odnosił się do parametrów jakościowych węgla normatywnego. Oficjalnie wartość parytetu wyznaczono ostatni raz na rok 2001.

Od tamtego czasu wiele się zmieniło zarówno w praktyce ustalania cen węgla w umowach pomiędzy producentami i użytkownikami, jak i w podejściu do parytetu importowego. W ostatnich latach swoistym weryfikatorem dla cen węgla krajowego stał się import. Nie jest to już sytuacja hipotetyczna – jak kiedyś w przypadku parytetu importowego – ale rzeczywistość, będąca udziałem coraz większej liczby uczestników rynku węglowego w Polsce.

W artykule pokazano, na kilku przykładach teoretycznych, w jaki sposób kształtowałyby się ceny węgla energetycznego na rynku krajowym, gdyby w ich określaniu bazowano na cenach panujących na międzynarodowych rynkach spot.

1. Indywidualny parytet importowy

W latach dziewięćdziesiątych XX w. wyznaczano jeden parytet dla całej branży (górnictwo węgla kamiennego – energetyka zawodowa). Pod pojęciem parytetu importowego rozumiano średnią cenę węgla energetycznego sprowadzonego z wybranych krajów do Polski drogą morską. Cenę tę określano jako cenę *franco* wagon w porcie polskim (węgiel przeladowanego ze statku na wagony), w przeliczeniu na parametry jakościowe węgla normatywnego. Przyjmowano, że maksymalną ceną, jakiej mogą żądać krajowi producenci

węgla, jest cena równa parytetowi importowemu, czyli że cena *loco* kopalnia może być co najwyżej równa cenie węgla importowanego *franco* wagon w porcie [6].

Po 2000 r. zasadniczym zmianom uległa struktura właścicielska i organizacyjna firm w sektorze energetyki. Podczas gdy górnictwo w dalszym ciągu pozostaje w zdecydowanej większości w rękach państwa (z dwoma wyjątkami: LW Bogdanka SA i małej prywatnej kopalni Siltech sp. z o.o.), to przedsiębiorstwa wchodzące w skład sektora energetyki zawodowej są już w sporej części prywatne. Większość dużych grup energetycznych to spółki giełdowe. Niektóre elektrownie należą do międzynarodowych koncernów energetycznych i prowadzą politykę zakupów według zasad stosowanych przez te firmy. Nie ma znaczenia, czy kupowany węgiel pochodzi z kopalń polskich, czy z importu – istotna jest jego cena. Odbiorca (użytkownik węgla) wybierze to źródło surowca, które – w dostawie do elektrowni – da mu bardziej atrakcyjną, konkurencyjną cenę.

Przy takim podejściu łatwo zauważyć, że dla użytkownika koszty pozyskania paliwa (sprowadzenia go do zakładu) zależą będą nie tylko od oferty cenowej producenta krajowego czy dostawcy węgla z importu, ale też od odległości od źródła dostaw: kopalni czy punktu granicznego (granicy morskiej bądź lądowej). Odległość ta bowiem determinuje koszty transportu. Nie będzie to więc jedna, uniwersalna wielkość, taka sama dla całego rynku, ale wartość indywidualna dla każdego użytkownika węgla.

2. Założenia i dane przyjęte do obliczeń

Rozważono trzy teoretyczne elektrownie (E_1, E_2 i E_3), położone w zadanych odległościach od kopalni (dostawca krajowy) oraz od granicy (dostawca węgla z importu):

Elektrownia	Odległość w km	
	elektrownia – kopalnia	elektrownia – granica
E_1	100	400
E_2	300	300
E_3	400	100

Każda z tych teoretycznych elektrowni może kupić węgiel z importu, bądź z kopalni krajowej. Przyjęto, że węgiel importowany ma kaloryczność 25 MJ/kg (taka wartość dominuje w kontraktach międzynarodowych), a węgiel krajowy – 22 MJ/kg (wartość zbliżona do jakości węgla zużywanego obecnie w krajowej energetyce). W związku z tym, aby nabyć równoważną ilość energii chemicznej w paliwie, użytkownik musi kupić odpowiednio więcej węgla krajowego, na przykład zamiast 100 tys. ton węgla z importu – ponad 113,6 tys. ton węgla krajowego (co wynika z proporcji wartości opałowych: 25/22).

Aby uniknąć kolejnego założenia co do ilości ton węgla, obliczenia w przytoczonych poniżej przykładach prowadzono w przeliczeniu na jednostkę energii (GJ).

Obliczenia wykonano na średnich rocznych z lat 2000 – 2009 oraz z I połowy 2010 r.

Założono, że w każdym z lat średnia cena węgla z importu na granicy jest stała – taka sama dla każdego z potencjalnych użytkowników. Wzięto pod uwagę dwa potencjalne źródła węgla z importu:

- ❖ węgiel sprowadzony z kierunków zamorskich (bez precyzowania, jaki byłby kraj pochodzenia węgla) po cenie wyrażanej za pomocą średniego wskaźnika cen CIF ARA (średnia cena w imporcie do krajów zachodnioeuropejskich węgla sprowadzonego drogą morską do portów Amsterdam, Rotterdam i Antwerpia),
- ❖ węgiel z Rosji sprowadzany po cenie odpowiadającej ofercie rosyjskich eksporterów (cena na warunkach FOB Rosja w portach bałtyckich).

Cenę średnią w imporcie określono na podstawie danych z rynków *spot* (według [1, 2, 3, 5, 10]) – uśredniając dane źródłowe do wartości rocznych. Do tej średniej (dla każdego roku w okresie analizy) dodano pewną stałą wartość (około 7 USD/tonę) – korygującą ceny bazowe ze względu na różnicę w odległościach transportowych (ARA, rosyjskie porty bałtyckie – porty polskie) oraz koszty przeładunków. Oszacowana w ten sposób wartość wyraża średnią cenę na granicy węgla załadowanego już na wagon krajowego przewoźnika. Założono także, że takie same ceny odpowiadałyby – w danym roku – cenom węgla importowanego drogą lądową (przez kolejowe przejścia graniczne).

Ceny w dolarach przeliczono na złote kursem rocznym według NBP [16].

Do określenia kosztów transportu kolejowego na terenie kraju zastosowano stawki przewozowe z taryfy PKP Cargo, obowiązujące w okresie analizy (bez rabatów).

Dane wejściowe do obliczeń zestawiono w tabeli 1. Na rysunku 1 zilustrowano zmienność cen bazowych (CIF ARA i FOB Rosja, w USD/tonę) oraz kursu dolara, który wpływa na wyliczoną średnią w zł/GJ.

Stawki w taryfach kolejowych (PKP Cargo, [9]) podawane są w złotych za wagon 25-tonowy. W tabeli 1 (kol. 5–7) podano je w przeliczeniu na 1 tonę, a w dalszych obliczeniach – odpowiednio na jednostkę energii dla obu rozważanych węgla (22 i 25 MJ/kg). Zmienność tych stawek w zależności od kaloryczności węgla zilustrowano na rysunku 2, dla trzech przyjętych odległości transportowych.

3. Wyniki obliczeń

Poniżej na trzech prostych przykładach pokazano, w jaki sposób można wykorzystać odniesienie do cen węgla na rynkach międzynarodowych, aby zbadać ich konkurencyjność z węglem krajowym.

Przykład 1

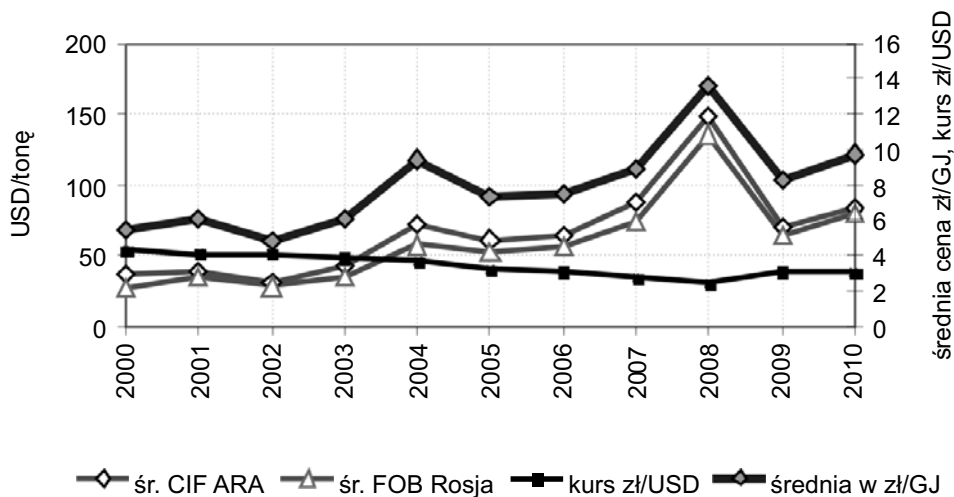
W tym przykładzie założono, że każda z elektrowni kupuje węgiel importowany po cenach na granicy. W związku z różnymi odległościami transportowymi (elektrownia –

TABELA 1. Dane wejściowe do obliczeń

TABLE 1. Input data

Rok	Kurs ¹⁾	Średnia cena węgla importowanego na granicy ²⁾		Stawki transportu kolejowego ³⁾ w zł/tonę na odległość:		
	zł/USD	USD/tonę	zł/GJ	100 km	300 km	400 km
1	2	3	4	5	6	7
2000	4,3464	38	6,61	15,76	33,12	42,60
2001	4,0939	44	7,21	17,04	35,76	46,00
2002	4,0795	37	6,04	18,08	37,56	48,08
2003	3,8889	46	7,16	19,00	39,44	50,48
2004	3,6540	72	10,52	28,52	59,16	75,72
2005	3,2348	64	8,28	29,16	61,44	78,36
2006	3,1025	68	8,44	30,04	63,28	80,72
2007	2,7667	88	9,74	39,56	83,32	106,28
2008	2,4092	149	14,36	41,92	88,32	112,64
2009	3,1162	74	9,22	48,20	101,56	129,12
2010 (I półrocze)	3,0182	88	10,62	52,04	104,60	133,40

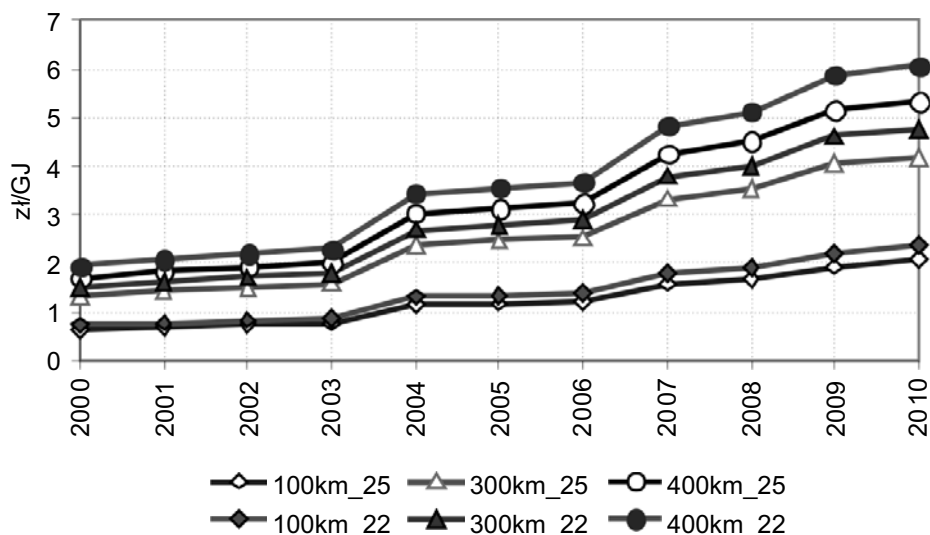
Źródło: ¹⁾ [16], ²⁾ oszacowano na podstawie [1, 2, 3, 5, 10], ³⁾ [9]



Rys. 1. Ilustracja zmienności w czasie danych bazowych do obliczeń

Źródło: opracowanie własne (dane jak w tab. 1)

Fig. 1. Variability of input data during analysed period



Rys. 2. Stawki transportu kolejowego w przeliczeniu na zł/GJ dla węgla o kaloryczności 22 i 25 MJ/kg
 Źródło: opracowanie własne na podstawie [9]

Fig. 2. Railway transportation rates in zloty/GJ for coals of NCV: 22 and 25 MJ/kg

granica) koszty sprowadzenia węgla do każdego z użytkowników będą inne – będą to ich indywidualne parytety importowe. Wyliczone – przy przyjętych założeniach – wartości parytetów w zł/GJ przedstawia tabela 2. Przy takiej samej cenie węgla na granicy – najwyższy koszt importu poniesie oczywiście użytkownik E_1, najbardziej od tej granicy oddalony.

TABELA 2. Indywidualne parytety importowe (koszty sprowadzenia węgla z importu do użytkownika) [zł/GJ]

TABLE 2. Individual import parity price (cost of coal imported to the user) [zloty/GJ]

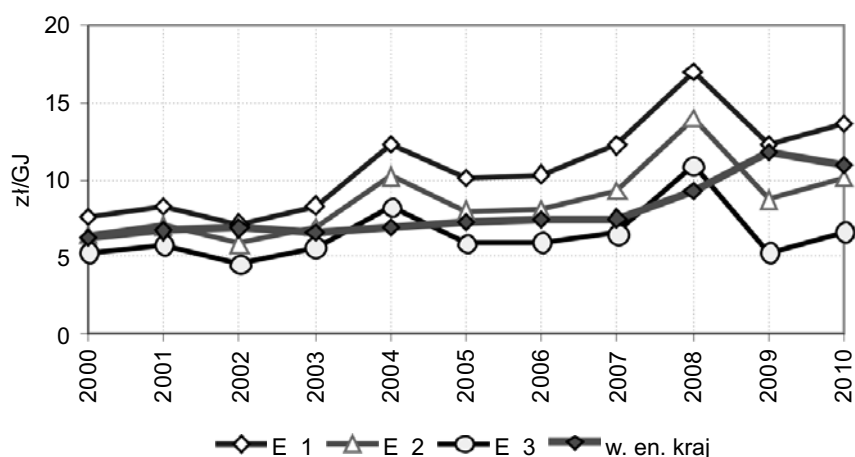
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
E_1	8,3	9,0	8,0	9,2	13,6	11,4	11,7	14,0	18,9	14,4	16,0
E_2	7,9	8,6	7,5	8,7	12,9	10,7	11,0	13,1	17,9	13,3	14,8
E_3	7,2	7,9	6,8	7,9	11,7	9,4	9,6	11,3	16,0	11,2	12,7

Ponieważ są to wyniki orientacyjnego oszacowania, liczby podano w zaokrągleniu do jednego miejsca po przecinku.

Indywidualny parytet importowy wyznacza równocześnie maksymalną cenę węgla krajowego, jaką dany użytkownik może zapłacić, aby sumaryczne koszty zakupu tego węgla (wraz z transportem) nie były wyższe od sprowadzenia węgla z importu. Aby tę cenę

wyznaczyć należy od wartości parytetu odjąć jednostkowe koszty transportu węgla krajowego (o niższej kaloryczności, w zł/GJ) na trasie kopalnia – elektrownia.

Wyznaczone w ten sposób ceny maksymalne (wynikające z indywidualnych parytetów importowych) zilustrowano na rysunku 3. Pokazano na nim także średnie ceny sprzedaży węgla energetycznego na rynku krajowym, jakie w analizowanym okresie osiągał węgiel polskich producentów (*loco* kopalnia) [4, 8].



Rys. 3. Obliczone ceny maksymalne węgla krajowego (*loco* kopalnia), wynikające z indywidualnych parytetów importowych użytkowników na tle rzeczywistych cen węgla energetycznego w sprzedaży na rynku krajowym [zł/GJ]

Źródło: opracowanie własne

Fig. 3. Maximal prices of domestic coal (ex-mine) calculated from individual import parity prices against the background of real price of steam coal sold on domestic market [złoty/GJ]

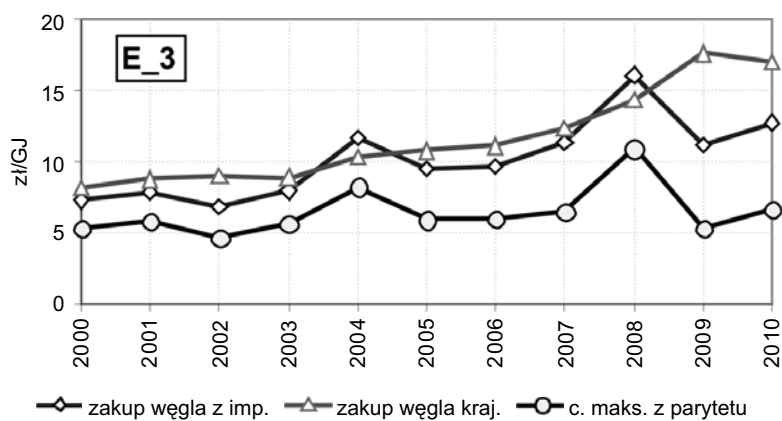
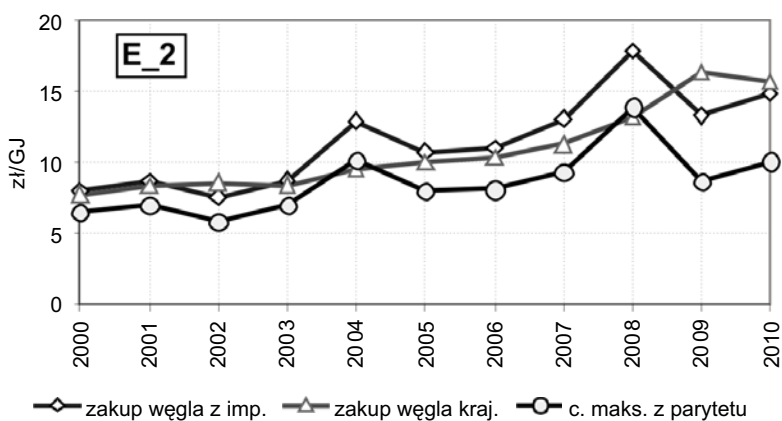
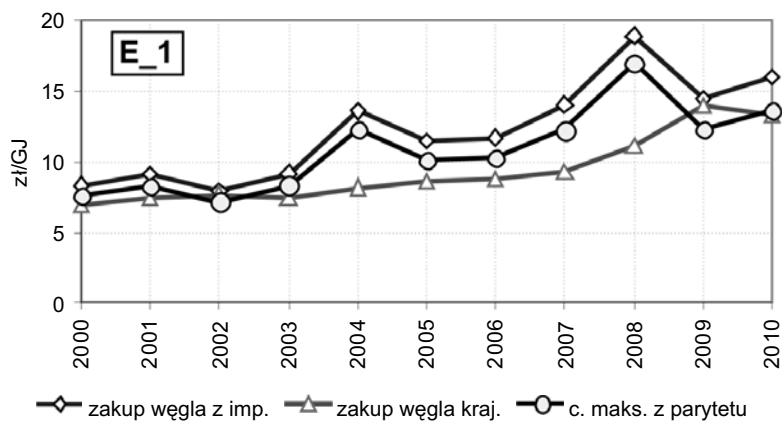
Przykład 2

W przykładzie 2 założono, że każdy z użytkowników ma do wyboru zakup węgla z importu (po cenach jak w przykładzie 1) albo też zakup węgla krajowego – po takich cenach, jakie w tamtych latach osiągał węgiel energetyczny w sprzedaży na rynku krajowym. Te ceny (*loco* kopalnia, w zł/GJ) ilustruje krzywa „w. en. kraj” na rysunku 3.

Wynik porównania tak obliczonych cen pokazują wykresy na rysunku 4.

Dla elektrowni E_1, położonej w najmniejszej odległości od kopalni, zakup węgla krajowego zawsze byłby korzystniejszy. Dla elektrowni E_2 – położonej w takiej samej odległości od granicy jak i od krajowego dostawcy – w zależności od warunków rynkowych (ceny na rynkach międzynarodowych i oferty krajowego producenta), niekiedy bardziej opłacalny byłby import. Dla elektrowni E_3 – import byłby korzystniejszy w większości przypadków (rozważanych lat).

Dodatkowo na tych wykresach pokazano wyliczone wcześniej (na rys. 3) ceny maksymalne węgla krajowego, wynikające z indywidualnych parytetów importowych: tylko elektrownia E_1 miała „rezerwę” w kosztach zakupu węgla krajowego (po cenach rzeczywistych).



Rys. 4. Porównanie kosztów zakupu węgla z importu z kosztami węgla krajowego [zł/GJ]
 Źródło: opracowanie własne

Fig. 4. Comparison of buying costs of imported coal and domestic coal [zloty/GJ]

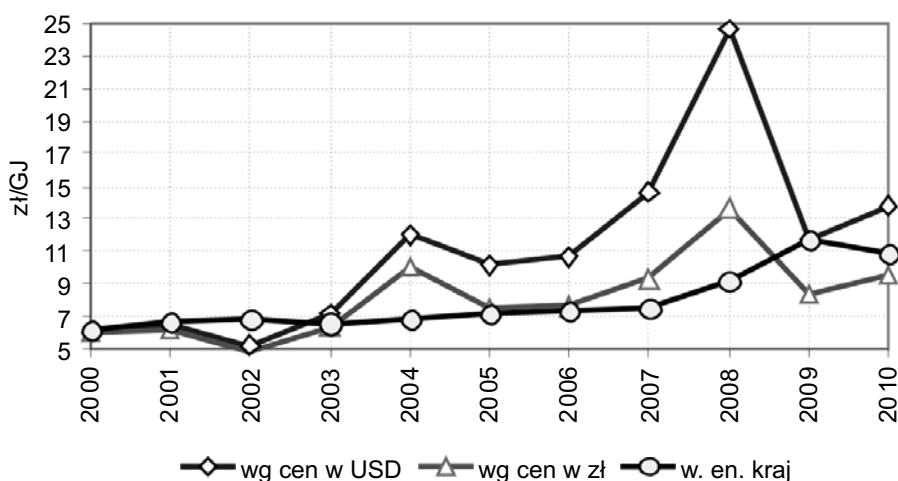
Przykład 3

Ten przykład ilustruje sytuację, gdyby użytkownik węgla zawarł z krajowym dostawcą wieloletnią umowę, w myśl której ustalono by w pierwszym roku pewną cenę bazową, a w następnych latach umowy, tę cenę indeksowano by za pomocą wskaźnika zmian cen węgla na rynkach międzynarodowych.

W przykładzie przyjęto, że rokiem bazowym będzie rok 2000, a ustalona wówczas cena (*loco* kopalnia) wynosi 6 zł/GJ.

Jak można stwierdzić z obserwacji krzywych przedstawionych na rysunku 1 – ceny na międzynarodowych rynkach *spot* węgla energetycznego (reprezentowane przez ceny CIF ARA i FOB Rosja) podlegały bardzo dynamicznym zmianom, nawet na poziomie średnich wartości rocznych. Ze względu na równoczesną zmienność kursu złoty–dolar, zmienność cen badana w USD/tonę i w zł/tonę jest inna. Ponieważ ceny z rynków międzynarodowych odnoszą się do węgla o standaryzowanej jakości (określonej wartości opałowej) dynamika zmian cen na jednostkę masy i energii jest taka sama.

Gdyby zatem indeksować ustaloną w roku bazowym cenę za pomocą zmienności cen w dolarach i w złotych, to w każdym z kolejnych lat uzyskiwano by zupełnie różne wartości, co ilustruje rysunek 5.



Rys. 5. Zmienność ceny bazowej w wyniku indeksowania za pomocą wskaźnika zmian cen węgla na rynkach międzynarodowych [zł/GJ]

Źródło: opracowanie własne

Fig. 5. Base price variation resulting from indexing by rates of coal price changes on international markets [złoty/GJ]

4. Problem „referencyjnej” ceny węgla energetycznego na rynku krajowym

Dla międzynarodowych rynków węgla energetycznego rolę – uznawanych za obiektywne – wskaźników cen rynkowych, pełnią wybrane indeksy cen węgla o standaryzowanej jakości.

Dla rynku europejskiego takim wskaźnikiem jest indeks cen CIF ARA. Przy czym należy podkreślić, że nie jest to jeden uniwersalny indeks. Własne indeksy publikuje kilka grup eksperckich, pracujących dla dużych wydawnictw branżowych, jak: Argus Media Group, McCloskey Coal Services, Platts – Mc Graw&Hill, czy platformy internetowej globalCOAL [7]. Bez wątplenia największą renomę zdobył sobie indeks znany pod nazwą API 2 – odpowiadający cenie *spot* na warunkach CIF ARA. Obecnie indeks ten, na prawach wyłączności, publikowany jest w jednym źródle (Argus McCloskey’ Coal Price Index Report). Jednakże wartości indeksów CIF ARA, podawane przez inne źródła, nie odbiegają od wartości API 2.

Dla rynku azjatyckiego rolę ceny referencyjnej pełni cena węgla australijskiego (na bazie FOB Newcastle) uzgadniana w rocznych kontraktach pomiędzy przedstawicielami australijskich eksporterów z dużymi firmami energetycznymi z Japonii, jak również indeksy rynku *spot*, określane najczęściej na bazie FOB w portach australijskich, ale też w portach innych eksporterów (np. indonezyjskich). Dla polskiego rynku węgla energetycznego brak jest takiej obiektywnej ceny. Kiedyś podobną funkcję spełniała wspomniana na wstępie cena węgla normatywnego.

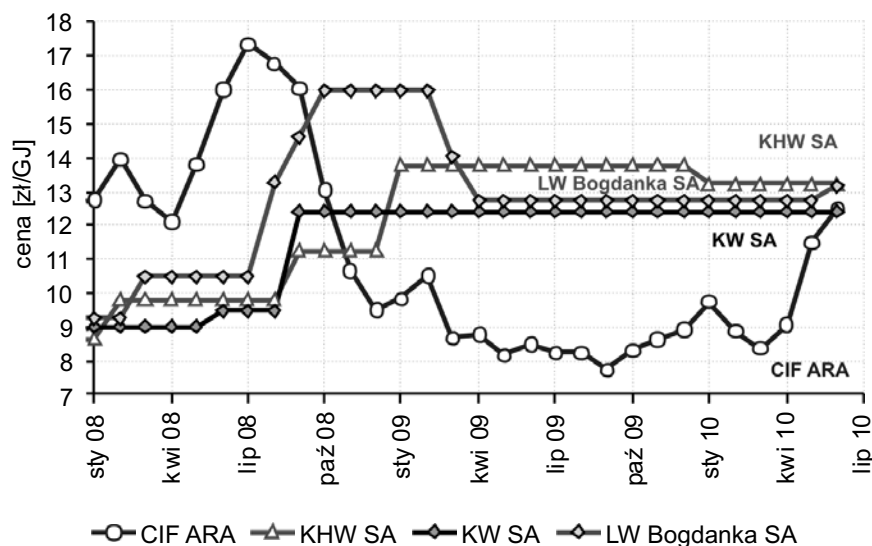
Obecnie w publicznie dostępnych statystykach podawane są tylko ceny węgla energetycznego w sprzedaży ogółem, w zł/tonę – bez informacji o jakości [4] oraz ceny węgla zużytego w sektorze energetyki zawodowej – w zł/GJ (dane kwartalne narastające) [11]. Kilka lat temu Towarowa Giełda Energii SA (TGE) nosiła się z zamiarem stworzenia indeksu dla węgla energetycznego, który miał być obliczany i publikowany przez TGE. Projekt indeksu, pod nazwą PIW – Polski Indeks Węglowy, prezentowany był (w formie ulotki informacyjnej) na XX Konferencji w Zakopanem w 2006 roku.

Według tamtego projektu, wartość indeksu PIW miała być podawana w zł/GJ, obliczana jako średnia ważona z cen transakcji sprzedaży węgla dla wirtualnego miejsca odbioru na terytorium Polski (bez uwzględniania kosztów transportu). Aby pozyskać dane źródłowe do wyznaczenia indeksu, TGE SA planowała zawrzeć stosowne umowy lub porozumienia ze spółkami węglowymi, samodzielnymi kopalniami, z importerami węgla, pośrednikami oraz użytkownikami (elektrownie i elektrociepłownie zawodowe i przemysłowe).

Sądząc jednak po braku jakichkolwiek dalszych informacji, prawdopodobnie prace nad indeksem do dziś się nie rozpoczęły.

Wspomniane wcześniej indeksy cen węgla na rynkach międzynarodowych reprezentują warunki rynków *spot*, czyli tzw. dostaw natychmiastowych (o 90-dniowym terminie realizacji). Na rynku krajowym, jako wyznacznik cen *spot* można by w uproszczeniu potraktować cenniki poszczególnych spółek węglowych, publikowane w internecie i przeznaczone dla tzw. odbiorców pozaumownych.

Na rysunku 6 zilustrowano zmienność cen miałów w cennikach internetowych największych producentów krajowych na przykładzie miału MIIA o wartości opałowej 22 MJ/kg i zawartości siarki z przedziału 0,6–0,8% (dla LW Bogdanka, która nie produkuje węgla o tak niskiej zawartości siarki, wzięto cenę miału klasy 22/18/12). Ceny podano w przeliczeniu na zł/GJ.



Rys. 6. Porównanie średnich miesięcznych cen *spot* CIF ARA z cennikami miałów (klasa 22/08) w ofercie krajowych producentów węgla [zł/GJ]
Źródło: opracowanie własne

Fig. 6. Comparison of *spot* CIF ARA coal price with coal fines' prices in spot offers of domestic coal producers [złotyGJ]

Na wykresie pokazano także, jak w przedstawionym okresie (od stycznia 2008 do czerwca 2010) zmieniały się średnie miesięczne ceny *spot* CIF ARA. Tych cen nie należy utożsamiać z ceną w imporcie – intencją było tu pokazanie tendencji zmian w okresach krótszych niż prezentowane wcześniej średnie roczne.

W pierwszej połowie 2008 r. oferty cenowe *spot* krajowych producentów były wyraźnie niższe od cen na rynkach międzynarodowych (CIF ARA). Był to okres przed „wybuchem” światowego kryzysu gospodarczego, gdy ceny wszystkich surowców na świecie rosły bardzo dynamicznie.

Pokazane relacje dość dobrze ilustrują stan rynku węgla energetycznego w Polsce: dopiero w obliczu niedoboru węgla krajowego oraz wysokiego wzrostu cen węgla na rynkach międzynarodowych w 2008 r., krajowym producentom udało się wynegocjować z energetyką wyższe ceny w kontraktach na 2009 rok – wcześniej uwidoczniło się to w ofercie *spot* (cenniki internetowe). Gdy jednak to nastąpiło – sytuacja na świecie zmieniła się: ceny rynkowe drastycznie spadły, a w kontraktach pozostały wysokie. To z kolei wzmogło zainteresowanie importem przez krajowych użytkowników węgla energetycznego.

W 2010 roku oferty internetowe poszczególnych spółek (dla przykładowego mialu klasy 22/08) były bardzo zbliżone, lecz wyraźnie wyższe od cen CIF ARA. Dopiero w maju i czerwcu br. – w związku ze wzrostem cen węgla na świecie, ale także przez sukcesywne umacnianie się złotego – różnice te znacznie się zmniejszyły (w złotych na GJ).

W tabeli 3 zestawiono ceny mialów podawane w internetowych cennikach spółek węglowych, uśrednione do wartości rocznych, w przeliczeniu na zł/GJ. Traktując te ceny jako ceny rynku *spot*, obliczono ważone indeksy cen węgla energetycznego na rynku krajowym. Jako wagę zastosowano udziały poszczególnych producentów w sprzedaży węgla energetycznego na rynku krajowym (przyjęto przybliżoną strukturę z 2008 roku).

Takie oszacowanie daje oczywiście jedynie bardzo ogólny pogląd na poziom cen węgla (na przykładzie jednej klasy mialu) oferowanego przez spółki w sprzedaży poza głównym segmentem odbiorców. Nie są przy tym dostępne żadne informacje o ilościach węgla dostępnego w takiej sprzedaży. Ceny węgla w ofercie *spot* były wyższe od przeciętnych cen węgla energetycznego w sprzedaży krajowej, a w dwóch ostatnich latach wyższe również od cen CIF ARA.

TABELA 3. Oszacowanie indeksu *spot* dla rynku krajowego na podstawie cenników internetowych spółek węglowych (miał klasy 22/08) [zł/GJ]

TABLE 3. *Spot* price index for domestic market (estimation based on coal price lists published on web sides of coal mining companies) [PLN/GJ]

Wyszczególnienie	Wagi	Ceny mialu 22/08 w cennikach internetowych – śr. roczne, zł/GJ			
	%	2007	2008	2009	2010 (I półrocze)
KHW SA	20	8,7	10,2	13,8	13,2
KW SA	57	8,3	10,2	12,4	12,4
LW Bogdanka SA	8	8,6	12,2	13,4	12,8
PKW SA	9	8,0	10,0	11,8	12,0
JSW SA	6	8,2	10,1	12,5	12,3
	100				
Indeks <i>spot</i> dla rynku krajowego		8,3	10,4	12,7	12,5
Śr. CIF ARA	zł/GJ	9,7	14,2	8,7	10,0
Węgiel energetyczny ogółem w sprzedaży krajowej		7,5	9,4	11,7	10,9

Źródło: opracowanie własne

Podsumowanie

Ceny węgla energetycznego na rynku *spot* CIF ARA są miernikiem poziomu cen w imporcie do krajów zachodnioeuropejskich. Stanowią też punkt odniesienia w śledzeniu tendencji zmian na rynkach międzynarodowych dla krajowych producentów i użytkowników węgla.

Okresy wzrostów cen węgla – w portach ARA, czy też w portach najbliższego geograficznie eksportera, czyli Rosji – budzą u krajowych producentów pokusę silniejszego powiązania cen w umowach z krajowymi odbiorcami z cenami z rynków międzynarodowych.

W okresach spadków cen z kolei podobne wymagania formułują odbiorcy węgla.

Przedstawione w artykule przykłady pokazują, że bazowanie wprost na cenach węgla z międzynarodowych rynków *spot* przy określaniu cen w umowach na dostawy na rynku krajowym, w horyzoncie wieloletnim niesie za sobą ryzyko nieprzewidywalnych wzrostów bądź spadków cen.

W zabezpieczeniu się przed takim ryzykiem przydatna byłaby jakaś obiektywna cena referencyjna węgla na rynku krajowym. Dawałaby uczestnikom rynku pogląd na aktualny poziom cen, ale też stwarzałaby możliwości rozwoju handlu nowoczesnymi instrumentami finansowymi (np. kontrakty terminowe typu *futures* [18]).

Wyznaczenie indywidualnego parytetu importowego dla danego użytkownika daje możliwość porównania opłacalności zakupu węgla z importu w stosunku do węgla krajowego. Dysponując bardziej szczegółowymi informacjami można w obliczeniach uwzględnić np. możliwe do uzyskania rabaty na przewozy kolejowe. Można też wyznaczyć obszar parametrów granicznych, które będą determinować opłacalność zakupu czy sprzedaży węgla w określonych warunkach rynkowych (jak kurs dolara, ceny węgla w imporcie, konkurencyjne ceny węgla różnych krajowych producentów itp.).

Literatura

- [1] Argus Coal Daily International. Wyd Argus Media Group Ltd.
- [2] Coal Trader International. Wyd. Platts, The McGraw Hill Companies, England.
- [3] ICR Coal Statistics Monthly. Wyd. Platts, McGraw Hill Companies, England.
- [4] Informacja o funkcjonowaniu górnictwa węgla kamiennego – wybrane raporty z lat 2007–2010. Ministerstwo Gospodarki. Warszawa (www.mg.gov.pl).
- [5] International Coal Report. Wyd. Platts, The McGraw Hill Companies, England.
- [6] LORENZ U., 2000 – Parytet importowy węgla kamiennego energetycznego. Studia, Rozprawy, Monografie nr 82, Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków, s. 86.
- [7] LORENZ U., GRUDZIŃSKI Z., 2009 – Międzynarodowe rynki węgla kamiennego energetycznego. Studia Rozprawy Monografie Nr 156, Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków, s. 103.
- [8] PASZCZA H., 2010 – Górnictwo węgla kamiennego w Polsce w 2009 r. – ocena działalności. Prezentacja na konferencji „Szkoła Eksploatacji Podziemnej”, Kraków, luty 2010.
- [9] PKP Cargo SA – Taryfy towarowe na lata 2000–2010.
- [10] Platforma internetowa handlu węglem globalCOAL (www.globalcoal.com).

- [11] Sytuacja w Elektroenergetyce. Biuletyny kwartalne. Wyd. ARE SA.
- [12] www.jsw.pl (Jastrzębska Spółka Węglowa SA).
- [13] www.khw.pl (Katowicki Holding Węglowy SA).
- [14] www.kwsa.pl (Kompania Węglowa SA).
- [15] www.lw.com.pl (Lubelski Węgiel „Bogdanka” SA).
- [16] www.nbp.pl (Narodowy Bank Polski).
- [17] www.pkwsa.pl (Południowy Koncern Węglowy SA).
- [18] ZAWIŁA-NIEDŹWIECKI J., JADWISZCZOK J., JADWISZCZOK A., JADWISZCZOK A., 2006 – Znaczenie Giełdy Towarowej na rynku paliw i energii – przykłady zastosowań. Polityka Energetyczna t. 9, z. spec., Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków, s. 103–142.

Urszula LORENZ

International coal market as a reference point to domestic steam coal prices

Abstract

Steam coal prices on international market are attentively observed by domestic producers and users of coal. Paper presents, on a few theoretical examples, that competitiveness assessment of imported coal against domestic coal is time-varying and depends not only on the simple price comparison but also on geographical location of coal user, determining transportation costs, as well as the exchange rates of USD against Polish zloty.

Calculations were based on annual averages from the period of 2000–2009 and the first half of 2010. The attention was put on the lack of steam coal reference price on domestic market.

KEY WORDS: steam coal, international coal markets, domestic prices, import parity