



Metody oceny konkurencyjności paliw do wytwarzania energii elektrycznej

Methods of assessment of competitiveness of fuels for the production of electricity

Dr inż. Zbigniew Grudziński*)

Treść: W artykule przedstawiono metodykę określania poziomu konkurencyjnej ceny węgla w stosunku do węgla importowanego oraz do innych paliw na rynku energii elektrycznej. O poziomie konkurencyjności węgla w stosunku do innych paliw świadczą także relacje cenowe pomiędzy nimi. Ceny węgla brunatnego są około 40% niższe od cen węgla energetycznego, natomiast gaz ziemny jest około trzykrotnie droższy od węgla przeznaczonego do wytwarzania energii elektrycznej. W związku z coraz większym importem węgla, ceny w dostawach do dużych odbiorców są stymulowane zmianami cen z rynków międzynarodowych. W wyniku obliczeń przedstawiono symulacje maksymalnych cen węgla u producenta (loco kopalnia), które są konkurencyjne (równe cenom węgla z importu) u użytkownika (elektrowni). 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 cena energii elektrycznej z tych dwóch paliw była identyczna.

Abstract: This paper presents the methodology of determining the level of competitive price of coal in relation to the import coal and other fuels on energy markets. The level of competitiveness of coal in relation to other fuels is also determined by their price relationships. Lignite prices, for instance, are 40% lower than those of energy coal. Alternatively, the natural gas price is about three times higher than of coal for electricity production. Along with the increasing level of import of coal, the prices of supplies for the major buyers are stimulated by price changes on the international markets. The performed calculations allowed to present a simulation of maximum prices of coal from the producer (loco mine) which are competitive for (equal to import prices) the user (power station). Taking that the natural gas is the future major competitor for energy coal, the paper discusses the issue of “gas parity”. The obtained results show the possible maximum coal prices in relation to the natural gas prices to ensure that both of the prices are equal in terms of supplying electricity.

Słowa kluczowe:

ceny maksymalne węgla, konkurencyjność paliw, relacje cen nośników energii, parytet gazowy

Key words:

maximum prices of coal, fuel competitiveness, relations of energy carrier prices, gas parity

1. Wprowadzenie

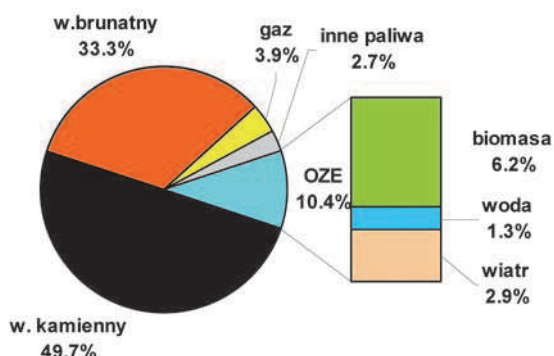
W Polsce głównymi nośnikami w sektorze wytwarzania energii elektrycznej jest węgiel kamienny i brunatny. Strukturę produkcji energii elektrycznej w roku 2012 według nośników przedstawiono na rys. 1. Z tych dwóch paliw produkuje się około 83% energii elektrycznej, ale udział ten obniżył się o 6,1% w stosunku do roku 2005. Udział gazu ziemnego w produkcji energii elektrycznej jest na poziomie 3,9% i udział ten wzrósł w niewielkim stopniu o 0,5% w porównaniu z rokiem 2005. Coraz więcej energii produkowane jest z OZE (10,4% w 2012 roku), gdzie dominuje zużycie biomasy w procesie współspalania. Także 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.

Ta struktura wytwarzania energii elektrycznej w Polsce 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 wynikał jedynie z uwarunkowań ekologicznych, będących efektem prowadzonej określonej polityki klimatycznej w UE.

W artykule przedstawiono metodykę określania poziomu konkurencyjnej ceny węgla w stosunku do węgla importowanego oraz do innych paliw na rynku energii elektrycznej [5]. W pierwszym etapie obliczeń określono jakie warunki cenowe musi spełnić węgiel krajowy, by móc konkurować z węglem importowanym. Jest to więc wyznaczenie takiej maksymalnej ceny węgla u producenta, którego poziom w elektrowni (użytkownika – odbiorcy węgla) nie byłby

*) Instytut GSMiE PAN, Kraków

wyższy od cen węgla importowanego z rynków międzynarodowych. W etapie drugim wyznaczono maksymalne ceny węgla wynikające z konkurencji pomiędzy innymi paliwami na rynku energii elektrycznej.



Rys. 1. Struktura produkcji energii elektrycznej w 2012 roku według nośników

Fig. 1. Structure of electricity production in 2012 acc. to the carriers

Źródło: ARE – Statystyka elektroenergetyki ...

2. Porównanie cen głównych nośników energii w Polsce

Poziom konkurencyjności między nośnikami można ocenić porównując ich ceny sprowadzone do porównywalnych jednostek (przedstawione porównanie nie uwzględnia sprawności przetwarzania poszczególnych paliw). W zestawieniu w tabeli 1 pokazano ceny wybranych nośników energii w przeliczeniu na zł/GJ w latach 2011-2013. W tabeli pokazano także relacje cen między poszczególnymi nośnikami w stosunku do cen węgla kamiennego energetycznego przeznaczonego do wytwarzania energii elektrycznej. Ceny węgla energetycz-

nego w tym porównaniu równają się 1. Porównanie dobrze obrazuje jaka jest pozycja cenowa węgla energetycznego w stosunku do innych nośników energii. Relacje cen pomiędzy nośnikami są stosunkowo stabilne. Z przedstawionego porównania wynika że:

- najniższe ceny ma węgiel brunatny. Jest tańszy od węgla kamiennego o około 40%,
- relacje cen pomiędzy węglami kierowanymi do różnych użytkowników są stabilne. Ceny węgla używanego w gospodarstwach domowych są dwukrotnie wyższe od cen węgla przeznaczonego do wytwarzania energii elektrycznej, natomiast węgiel używany przez średni przemysł jest droższy o średnio około 20%,
- ceny gazu ziemnego używanego przez elektrociepłownie cały czas rosną także w relacji do węgla. W 2011 relacja wyniosła 2,6, by w 2013 roku wzrosnąć do 3,3. Tak więc ceny gazu są ponad 3-krotnie większe od cen węgla.

Ceny węgla energetycznego w przedstawionym okresie spadły o 5% w stosunku do roku 2011 i aż o 12% w stosunku do roku 2012. Spadły także ceny energii elektrycznej w granicach 5- 11% (w zależności od grupy odbiorców).

Ceny węgla brunatnego w tym zestawieniu wzrosły zarówno w porównaniu z rokiem 2011, jak i 2012. Największe wzrosty cen dotyczyły gazu ziemnego używanego przez elektrociepłownie – 24% w stosunku do roku 2011.

3. Analiza konkurencyjności cenowej węgla krajowego w stosunku do węgla importowanego

Czynnikiem, który w coraz większym stopniu oddziałuje na poziom cen na rynku krajowym i na tryb zawierania umów jest wielkość importu węgla oraz brak barier prawnych i logistycznych w imporcie węgla. Natomiast ceny w imporcie wynikają wprost z relacji na rynkach międzynarodowych, co

Tabela 1. Porównanie cen wybranych nośników energii na rynku krajowym

Table 1. Comparison of prices of selected types of carriers on domestic market

Nośnik energii	Rok 2011		Rok 2012		Rok 2013		Zmiana	
	Cena zł/GJ	Węgiel =1	Cena zł/GJ	Węgiel =1	Cena zł/GJ	Węgiel =1	2013/2011	2013/2012
							%	%
Energia elektryczna WN	88.1	7.4	89.0	6.9	79.1	7.0	-10%	-11%
Energia elektryczna SN	104.8	8.8	107.5	9.0	99.9	8.4	-5%	-7%
Gaz ziemny – przemysł	42.9	3.6	47.7	4.0	48.0	4.0	12%	0%
Gaz ziemny – elektrociepłownie	31.3	2.6	36.5	3.1	38.7	3.3	24%	6%
Lekki olej opałowy	77.7	6.5	86.6	7.3	88.1	7.4	13%	2%
Ciężki olej opałowy	54.2	4.6	51.4	4.3	53.2	4.5	-2%	4%
Węgiel brunatny - do wytwarzania energii elektrycznej	7.1	0.6	7.2	0.6	7.6	0.6	7%	5%
Węgiel energetyczny-średni przemysł	14.2	1.2	14.9	1.3	13.3	1.1	-6%	-11%
Węgiel energetyczny – gospodarstwa domowe	23.8	2.0	26.3	2.2	25.5	2.1	7%	-3%
Węgiel energetyczny - do wytwarzania energii elektrycznej	11.9	1.0	12.8	1.0	11.3	1.0	-5%	-12%

*Energia WN – wysokie napięcie, SN – średnie napięcie

Źródło: obliczenia własne na podstawie ARE – Europejski Biuletyn ..., ARE – Sytuacja techniczno – ekonomiczna

*Energy WN - high voltage, SN - medium voltage

powoduje konieczność ciągłej analizy tych cen i znajomości panujących tam reguł [9, 10].

W ostatnich latach można zaobserwować tendencję wiązania cen węgla w kontraktach krajowych z cenami międzynarodowymi. W handlu międzynarodowym tendencja ta staje się obowiązującą regułą, gdyż coraz więcej transakcji zawieranych jest na rynku natychmiastowym (ceny spot). Ponadto ceny spot kreują ceny referencyjne, które są często wykorzystywane jako baza w kontraktach średnio i długoterminowych. Wynikiem tego jest wzrost roli międzynarodowych indeksów cenowych, opracowywanych dla wszystkich ważniejszych producentów i rynków odbiorców węgla [5, 6].

Na polskim rynku węgla w związku z coraz większym importem, ceny w dostawach do dużych odbiorców są stymulowane zmianami cen z rynków międzynarodowych. Ceny w kontraktach są indywidualnie ustalane z każdym odbiorcą.

Ustalenie ceny przez producenta polega na wyznaczeniu maksymalnej ceny węgla u danego odbiorcy, która byłaby konkurencyjna (u tego odbiorcy) w stosunku do ceny węgla z importu. Decydującym czynnikiem poziomu cen jest więc – oprócz ceny węgla importowanego – różnica odległości między kopalnią a elektrownią i elektrownią a granicą Polski. Mechanizm tak obliczanych cen pokazano w tabeli 2.

W wyniku obliczeń w tabeli 2 przedstawiono symulacje maksymalnych cen węgla u producenta (loco kopalnia), które są konkurencyjne (równe cenom węgla z importu) u użytkownika (elektrowni) w stosunku do cen węgla importowanego (w Polsce w przypadku zawieraniu kontraktu na dostawę węgla z kopalni do elektrowni, cena jest ustalana w większości kontraktów na bramie kopalni, gdyż koszty transportu węgla do elektrowni są na ogół po stronie odbiorcy).

W przedstawionych wynikach o poziomie cen konkurencyjnych u producenta węgla decyduje różnica odległości (renta geograficzna) między kopalnią i elektrownią oraz elektrownią i granicą Polski. Jeśli różnica odległości wynosi „0” – oznacza to, że przykładowa elektrownia znajduje się w odległości takiej samej od granicy i od krajowego producenta. Wówczas koszty transportu węgla są identyczne (zakładając, że uda się wynegocjować identyczne stawki za transport kolejowy

na taką samą odległość, ale z różnych kierunków), a cena konkurencyjna węgla będzie uzależniona tylko od poziomu cen węgla w imporcie. Jeżeli różnica odległości jest dodatnia – oznacza to, że elektrownia położona jest bliżej kopalni niż granicy. Wówczas i kopalnia może zaproponować wyższą cenę za swój węgiel. W odwrotnej sytuacji – gdy różnica jest ujemna – cena węgla zaferowanego przez krajowego producenta musi być niższa o koszty transportu wynikające z różnicy odległości. W tabeli wyróżniono wyniki obliczeń dla ceny węgla importowanego na poziomie 80 USD (poziom zbliżony do obecnej sytuacji cenowej), których interpretację graficzną przedstawiono na rys. 2.

W obliczeniach cena węgla importowanego zmienia się w granicach 70 – 110 USD/tonę. Wielkości przeliczono także na zł/GJ (kurs przeliczeniowy przyjęto w wysokości 3,2 zł za 1USD). Zakres zmienności tych cen to: 9 zł/GJ – 14,1 zł/GJ. Parametry jakościowe węgla importowanego to standard międzynarodowy: wartość opałowa 25 MJ/kg (6000 kcal/kg) i zawartość siarki poniżej 1% dla parametrów w stanie roboczym. W tych cenach węgla importowanego zawierają się także koszty portowe, które obecnie można szacować w granicach 4-6 USD/tonę. Tak więc symulowane ceny w zakresie 70 – 110 USD/tonę zawierają wszystkie koszty związane z importem węgla. Jest to cena w porcie polskim na warunkach DAP (formuła handlowa - Delivered at Place – dostarczony do miejsca).

Koszty transportu węgla kolejają do użytkowników przyjęto wg taryf PKP Cargo i zastosowano rabat w wysokości 75%. Taką wielkość rabatu w transporcie kolejowym przyjęto w wyniku analizy informacji prasowych, internetowych w których pojawiała się informacja o zawieranych kontraktach na transport węgla. Znając wielkość kontraktu na dostawę węgla i globalną ceną i porównując to z taryfami PKP Cargo, można było oszacować wielkość upustów cenowych w stosunku do publikowanych taryf przewozowych. W roku 2013 wysokość taryfy towarowej za przewóz towarów pozostała na poziomie cen z 2013 roku. Kolej jest najczęstszym rodzajem transportu wykorzystywanym w imporcie węgla do Polski [13,14,12,15].

Tabela 2. Cena węgla loco producenta konkurencyjna w dostawie do elektrowni w stosunku do cen węgla importowanego, zł/GJ
Table 2. Coal price of loco producer competitive in the supply to power stations in relation to the prices of import coal, zł/GJ

Cena węgla w kopalni – przy zastosowaniu stawek kolejowych z rabatem 75%									
Różnica Odległości, km	Cena węgla importowanego w portach polskich, USD/tonę								
	70	75	80	85	90	95	100	105	110
Cena węgla importowanego w portach polskich, zł/GJ									
kopalnia	9.0	9.6	10.2	10.9	11.5	12.2	12.8	13.4	14.1
300	10.2	10.9	11.5	12.1	12.8	13.4	14.1	14.7	15.3
250	10.1	10.7	11.3	12.0	12.6	13.3	13.9	14.5	15.2
200	9.9	10.5	11.2	11.8	12.5	13.1	13.7	14.4	15.0
150	9.7	10.4	11.0	11.6	12.3	12.9	13.6	14.2	14.8
100	9.6	10.2	10.9	11.5	12.1	12.8	13.4	14.1	14.7
50	9.5	10.1	10.8	11.4	12.0	12.7	13.3	14.0	14.6
0	9.0	9.6	10.2	10.9	11.5	12.2	12.8	13.4	14.1
-50	8.4	9.1	9.7	10.4	11.0	11.6	12.3	12.9	13.6
-100	8.3	9.0	9.6	10.3	10.9	11.5	12.2	12.8	13.5
-150	8.2	8.8	9.5	10.1	10.8	11.4	12.0	12.7	13.3
-200	8.0	8.7	9.3	9.9	10.6	11.2	11.9	12.5	13.1
-250	7.9	8.5	9.1	9.8	10.4	11.1	11.7	12.3	13.0
porty	7.7	8.3	9.0	9.6	10.3	10.9	11.5	12.2	12.8

Dla zilustrowania przeprowadzonych obliczeń na rys. 2 sporządzono nomogram, który pokazuje symulację zmian cen węgla loco kopalnia przy założonych poziomach cen węgla z importu w zależności od różnicy odległości kopalnia – użytkownik – port.

Na wykresie zaznaczono trzy przypadki (P1, P2 i P3), określające cenę loco producent przy cenach w imporcie na poziomie 80 USD/tonę (10,2 zł/GJ). Interpretacja tych przypadków jest następująca:

- przykład **P1** – odległość kopalni od elektrowni jest taka sama jak odległość elektrowni od portu. Wówczas cena maksymalna węgla w kopalni zapewniająca konkurencyjny poziom jest równa cenie importowej, czyli 10,2 zł/GJ (80 USD/tonę),
- przykład **P2** – odległość kopalni od elektrowni jest większa od odległości elektrowni od portów: różnica ta wynosi 200 km. W takim przypadku maksymalna cena węgla w kopalni zapewniająca konkurencyjny poziom (w stosunku do węgla importowanego) to 9,3 zł/GJ,
- przykład **P3** – odległość kopalni od elektrowni jest mniejsza od odległości elektrowni od portów i wynosi 150 km. Wówczas maksymalna cena węgla w kopalni (konkurencyjna wobec importu) to poziom 11 zł/GJ.
- Przypadek **P3'** obrazuje sytuację innego krajowego producenta węgla, który dostarcza węgiel do tej samej elektrowni jak w przypadku P3, ale znajdującego się w innej odległości od odbiorcy. Wówczas - przy takiej samej cenie węgla z importu - konkurencyjna cena może wynieść 11,3 zł/GJ.

Przedstawiony (w tab. 2 i rys. 2) sposób wyliczenia zakłada, że dostawca krajowy dostarcza węgiel o takiej samej kaloryczności jak węgiel importowany – i wówczas wystarczy skorygować różnicę stawek frachtu kolejowego na odległość „granica – odbiorca” i „kopalnia – odbiorca” (w przeliczeniu na zł/GJ) – wzór 1. Jeśli jednak kaloryczność węgla krajowego jest inna – to stawkę transportu kolejowego z kopalni do

elektrowni (w zł/tonę) należy podzielić przez tę inną wartość opałową – wzór 2.

Poniżej przedstawiono wzory, według których przeprowadzono obliczenia

$$C_{wk} = (C_{DDP} + (Kt_{EP} - KT_{EK})) * W_K \quad \text{USD/tonę} \quad (1)$$

$$C_{wk} = (C_{DDP}/Q_I + (Kt_{EP}/Q_I - KT_{EK}/Q_K)) * W_K \quad \text{USD/tonę} \quad (2)$$

gdzie:

C_{wk} – cena węgla loco kopalnia (konkurencyjna w stosunku do węgla importowanego),

C_{DDP} – średnia cena węgla importowanego, określana na granicy kraju

Kt_{EP} – koszt transportu odbiorca – granica (elektrownia – port),

KT_{EK} – koszt transportu odbiorca – kopalnia (elektrownia – producent),

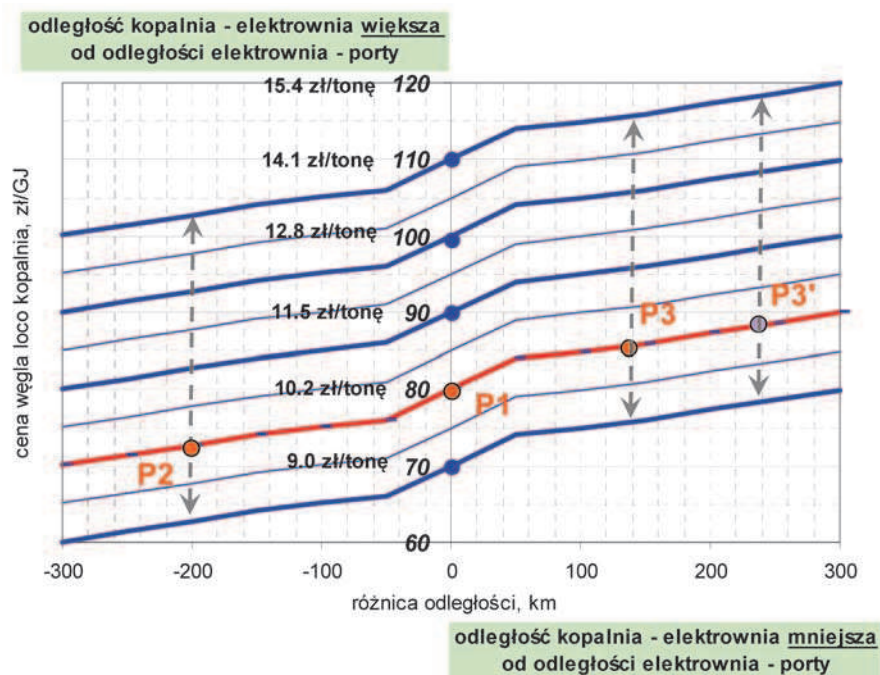
W_K – współczynnik konkurencyjności,

Q_I – wartość opałowa węgla importowanych (około 25 MJ/kg),

Q_K – wartość opałowa węgla z kopalni krajowej, MJ/kg. [5]

Bazą dla przedstawionych obliczeń były ceny węgla na międzynarodowych rynkach. Przedstawiono procedurę wyznaczania zakresu zmienności cen w imporcie od najważniejszych eksporterów węgla na rynki europejskie. Zaproponowano następujący schemat obliczeniowy cen węgla w dostawach do Europy:

- wybrano pięciu największych dostawców węgla na rynki europejskie (RPA – port Richards Bay, Kolumbia – port Bolivar, Rosja – porty bałtyckie, Indonezja – port Kalimantan i Australia – port Newcastle) i dla węgla z tych krajów w układzie miesięcznym wyznaczono przedział minimalnych i maksymalnych cen importowych na rynku europejskim;

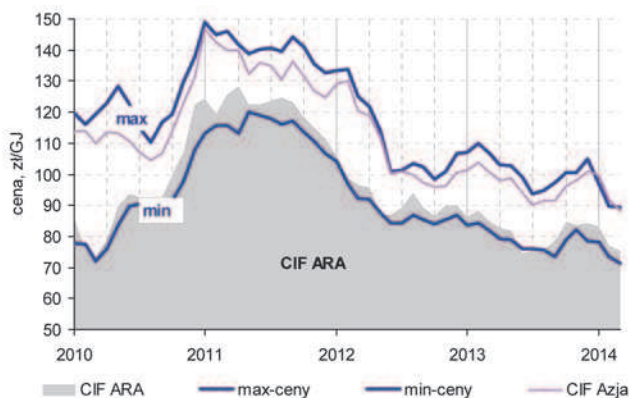


Rys. 2. Symulacja zmian cen węgla (konkurencyjnego) loco kopalnia w dostawach do elektrowni przy założonych poziomach cen węgla z importu

Fig. 2. Simulation of changes in prices of coal of loco mine (competitive) in the supplies to power stations by the assumed prices of import coal

- ceny węgla w imporcie to w tych obliczeniach ceny na warunkach CIF. Na ceny te składają się takie elementy jak: cena węgla FOB w porcie eksportera, koszt frachtu do portów Europy Zachodniej oraz ubezpieczenie ładunku;
- ceny FOB i frachtu do portów ARA zostały obliczone na podstawie danych tygodniowych uśrednionych do średnich kwartalnych;
- informacje o cenach FOB pochodziły z trzech źródeł informacji: Platts, Argus, globalCoal. Są to ceny średnie (średnia arytmetyczna) w zależności od okresu z minimum dwóch źródeł informacji, przeliczone na węgiel 6000 kJ/kg NAR (parametry w stanie roboczym);
- frachty morskie to średnie z dwóch źródeł Platts i Argus. Większość transportu morskiego realizowana jest statkami typu *capesize* i *panamax*, dlatego dla potrzeb tej analizy opracowano indeks frachtowy dla przewozu węgla z portów producentów na rynek europejski. Frachty te zważono udziałem 70% statki *capesize* i 30% statki typu *panamax*; [5, 7]

Wyniki obliczeń zademonstrowano na rys. 3. Są to maksymalne i minimalne ceny węgla eksportowanego (na poziomie CIF) przez największych producentów na rynki europejskie (dane miesięczne od początku roku 2010). Zakres zmian pokazuje z jak dużymi wahaniami cen musi się liczyć potencjalny importer węgla. Wyliczone ceny pokazano na tle cen indeksu CIF ARA (ceny w portach Amsterdam-Rotterdam-Anwerpia) i cen CIF Azja (ceny w imporcie na rynki azjatyckie). Wskaźnik cen azjatyckich został obliczony jako średnia z dwóch indeksów opracowywanych dla rynku japońskiego i koreańskiego – przeliczony na parametry 6000 kJ/kg na podstawie informacji pochodzących z dwóch źródeł Platts oraz Argus i zważony udziałem 60% Japonia, 40% Korea, wynikających z wielkości importu węgla przez te kraje. Natomiast wahania cen w układzie kwartalnym od I kwartału 2012 r. i ich relacje do cen indeksu CIF ARA pokazano w tabeli 3. Przedstawione dane pokazują jak duży spadek cen wystąpił na rynku międzynarodowym. Ceny maksymalne od I kw. 2012 roku spadły z poziomu 131 USD/tonę do poziomu 92 USD/tonę w I kw. 2014 roku. Natomiast ceny minimalne w imporcie na początku 2014 r. na warunkach CIF to tylko 74 USD/tonę. Obecne tendencje cenowe na rynku międzynarodowym są bardzo niekorzystne dla krajowych producentów węgla kamiennego.



Rys. 3 Poziom cen (minimalny i maksymalny) głównych eksporterów węgla na rynki europejskie na tle cen indeksów CIF ARA i CIF Azja

Fig. 3. Level of prices (minimum and maximum) of the leading exporters of coal on the European markets in the light of CIF ARA and CIF Azja indexes

Źródło: obliczenia własne na podstawie Argus, Platts, Bank Światowy

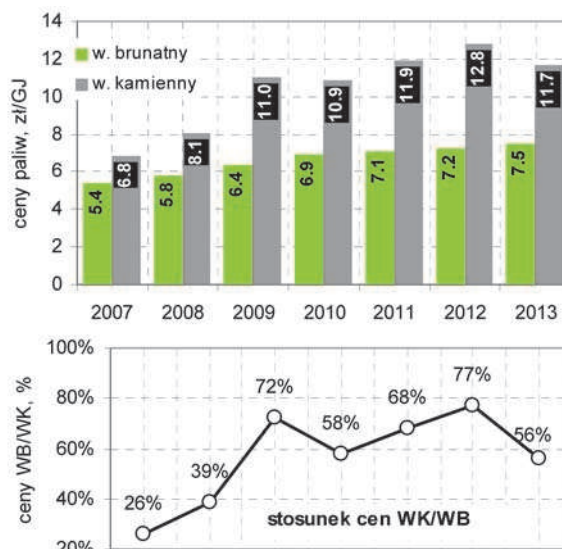
Tabela 3. Porównanie obliczonych cen minimalnych i maksymalnych węgla energetycznego w dostawach do Europy z średnim indeksem cen CIF ARA, USD/tonę
Table 3. Comparison of the calculated minimum and maximum prices of energy coal in the supplies to Europe with an average price index of CIF ARA, USD/ton

Rok	Kwartał	Cena węgla w dostawach do Europy			Indeks cen CIF ARA		
		max.	min.	różnica	cena	% maks.	% min.
2012	I	131	98	33	101	30%	-3%
	II	112	88	24	90	25%	-2%
	III	102	86	17	91	13%	-6%
	IV	102	85	17	89	15%	-4%
2013	I	108	83	25	86	25%	-4%
	II	102	78	24	80	27%	-2%
	III	95	75	20	76	25%	-2%
	IV	102	80	22	84	21%	-5%
2014	I	92	74	18	79	17%	-5%

4. Porównanie kosztów paliwa w elektrowniach na węgiel kamienny i brunatny

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. 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 znacznego importu energii [3]. Poniżej przedstawiono porównanie cen paliw dostarczanych do tych dwóch typów elektrowni w zł/GJ oraz zł/MW, oraz kosztów produkcji energii elektrycznej w tych elektrowniach.

Na rys 4 przedstawiono porównanie cen (w latach 2007 – 2013) paliw dostarczanych do elektrowni na węglu brunatnym (WB) i kamiennym (WK). Ceny te obejmują także



Rys. 4. Porównanie cen energii w elektrowniach z węgla kamiennego i brunatnego na tle cen energii ogółem

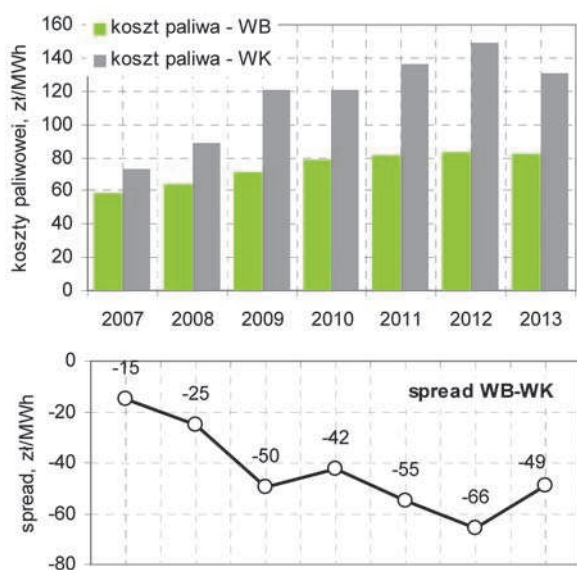
Fig. 4. Comparison of prices of energy from hard coal and lignite in the light of the energy total

koszty dostaw do elektrowni. Przedstawione wielkości można scharakteryzować w następujący sposób:

- W 2013 r. ceny WB w dostawie do energetyki kształtowały się na poziomie 7,5 zł/GJ, a WK 11,7 zł/GJ.
- Od roku 2007 ceny węgla brunatnego wzrosły 39%, a węgla kamiennego 72%. Ceny węgla brunatnego cały czas rosną, natomiast ceny węgla kamiennego w ostatnim okresie spadły. W węglu brunatnym koszty dostawy są po stronie kopalni, a w przypadku elektrowni na węgiel kamienny (w większości kontraktów) wchodzi w skład kosztów elektrowni,
- Ceny WK są w 2013 r. o 56% wyższe od cen WB i wskaźnik ten spadł do wielkości z roku 2010 i od 2007 r. cały czas rośnie. W 2007 roku wskaźnik ten wynosił tylko 26%.

Koszty paliw (w przeliczeniu na zł/MWh) i koszty wytworzenia energii w elektrowniach na węgiel kamienny i energetyczny przedstawiono na rys. 5 i 6. Różnica pomiędzy jednostkowymi kosztami paliwa z węgla kamiennego i brunatnego cały czas ma tendencję rosnącą od poziomu 15 zł/MWh w 2007 roku do 49 zł/MWh w roku 2013. Wpływa to na jednostkowe koszty ogółem, które wykazują prawie taką samą tendencję wzrostową. Jest to spowodowane wzrostem kosztów paliwa. Jednostkowe koszty produkcji energii elektrycznej ogółem w 2012 roku są już wyższe o 67 zł/MWh od cen na węglu brunatnym. Koszty produkcji energii elektrycznej przekroczyły ceny spotowe na giełdzie energii. Omawiane zmiany można scharakteryzować w następujący sposób:

- koszty paliwa w 2013 w elektrowniach dla WB wyniosły 83 zł/MWh, a dla WK 131 zł/MWh,
- spread (różnica – WB-WK) osiągnęła poziom 49 zł/MWh (w 2013 r.), gdy w 2007 r. było to tylko 15 zł,
- w 2013 r. produkcja energii z WK jest droższa o 67 zł/MWh, w 2012 roku było to 97 zł/MWh),
- wzrost kosztów paliwowych od 2007 roku, elektrownie: WB – 40%, WK – 79%,
- różnice w kosztach paliwowych przekładają się na wyniki ekonomiczne: wskaźnik rentowności ogółem w elektrowniach na WB – 16% (2013), a w elektrowniach na WK był ujemny -5.2% (2013),



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

Fig. 5. Comparison of costs of the utilized coal between hard coal and lignite, zł/MWh

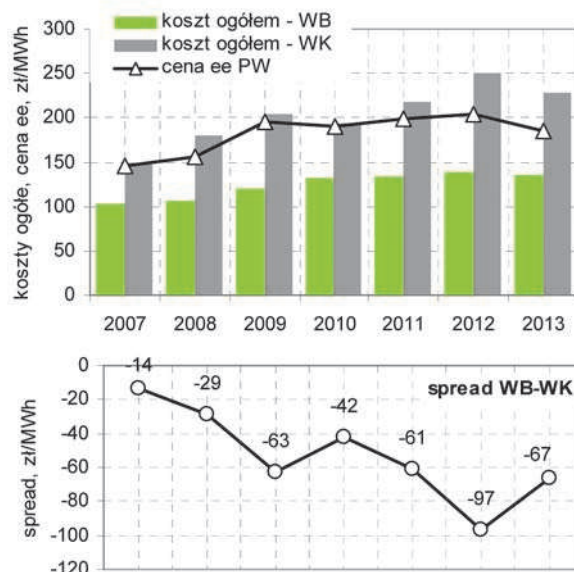
Stosunkowo niska cena paliwa i koszt produkcji energii z węgla brunatnego powoduje z jednej strony wzrost wykorzystania zdolności wydobywczej kopalni, z drugiej strony wpływa na spadek cen na rynku energii przy niekorzystnej sytuacji popytowej energii elektrycznej. Ta sytuacja ma duży wpływ na wyniki finansowe w sektorze wytwarzania energii elektrycznej. Przenosi się to wszystko na producentów węgla kamiennego, którzy muszą konkurować cenowo ze swoim produktem, także z węglem importowanym.

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

W Polsce w najbliższych latach przewiduje się rozwój energetyki opartej o gaz ziemny. W takim przypadku krajowe zużycie gazu w skali roku musiałyby wzrosnąć nawet o kilka miliardów m³ [11]. Problemem kluczowym staje się więc zagwarantowanie stabilności i ciągłości dostaw dużych ilości tego paliwa przy konkurencyjnych cenach [5, 17].

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 [2]. Istnieją także potencjalne możliwości wydobycia 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 (rys. 1). Obecnie ceny gazu ziemnego w dostawach do elektrociepłowni (tabela 1) ponad trzykrotnie przekraczają ceny węgla energetycznego.

W wyniku obliczeń 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 jest więc wyznaczenie maksymalnej ceny węgla (parytetu gazowego) równoważnego z cenami gazu ziemnego używanego do produkcji energii elektrycznej.



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

Fig. 6. Comparison of costs of electricity production from hard coal and lignite with the prices of manufacturing plants in total, zł/MWh

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 [5].

Obliczenia parytetu gazowego przedstawiono w tabeli 4. 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 CO₂ przyjęto na trzech poziomach 5, 15, 30 EUR,
- ceny rynkowe gazu przyjęto w granicach 100 (0,32 zł/m³) – 550 (1,70 zł/m³) USD/1000 m³,
- przeliczniki walut przejęto na poziomie 1 EUR – 4,2 zł, 1 USD – 3,2 zł.

Pola szare w tabeli 4 to cena 1 GJ węgla wyższa od 11 zł/GJ (średnia zbliżona do cen węgla w dostawach do energetyki w 2013 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. 11 zł/GJ, uprawnienia 5 EUR) w elektrowni o sprawności 36% konkurencyjna cena gazu byłaby poniżej 250 USD/1000m³.

Wyniki w tabeli 4 pokazują 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.

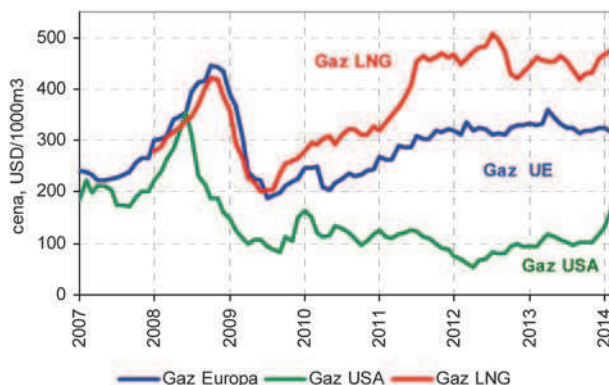
Z przedstawionych rachunków wynika, że przy cenach uprawnień na poziomie 5 EUR/tonę, cena gazu zapewniająca minimalną konkurencyjność węgla wynosi 250 USD/1000 m³, a przy 30 EUR/tonę CO₂ cena gazu zapewniająca minimalną konkurencyjność węgla wynosi 350 USD/1000 m³ (dla elektrowni o sprawności 36%). Natomiast przy obecnych cenach uprawnień i cenach gazu ziemnego LNG (ceny w granicach 450-500 USD – spodziewane ceny dostaw gazu LNG do gazoportu w Świnoujściu) na rynku krajowym poziom

parytetu gazowego można szacować w granicach 21-24 zł/GJ, czyli dwukrotnie więcej niż obecna średnia cena węgla energetycznego w dostawach do elektrowni.

Na rys. 7 przedstawiono porównanie cen gazu ziemnego na najważniejszych rynkach międzynarodowych.

- 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 100-120 mld m³).

Jak można zauważyć, ceny gazu na rynku europejskim są ponaddwukrotnie 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 [1]. Dzięki temu ceny gazu kształtują się tam na poziomie około 100 USD/1000 m³ (okresowe ceny gazu na rynku amerykańskim w przeliczeniu na GJ są niższe od cen węgla energetycznego). Na początku roku 2014 ceny gazu w USA w wyniku ciężkiej zimy wzrosły nawet do poziomu 180 USD/1000m³ (ceny najwyższe od 2010 roku). Najwyżej w tym zestawieniu są ceny gazu LNG w dostawach do Japonii.



Rys. 7. Porównanie cen gazu na rynku amerykański, europejskim z cenami gazu LNG w dostawach do Japonii

Fig. 7. Comparison of gas prices on American and European markets with the prices of LNG gas in the supplies to Japan

Źródło: opracowanie własne na podstawie Bank Światowy

Tabela 4. Poziom cen węgla kamiennego konkurencyjny w stosunku do cen gazu ziemnego, zł/GJ
Table 4. Price of hard coal competitive with the prices of natura gas, zł/GJ

Cena gazu		Sprawność elektrowni 36%			Sprawność elektrowni 45%		
		ceny uprawnień do emisji CO ₂ , EUR/tonę					
USD/1000m ³	zł/m ³	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
350	1.12	18.5	16.1	12.5	23.8	21.8	18.7
400	1.28	21.4	19.0	15.4	27.4	25.4	22.4
450	1.44	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

6. Podsumowanie

W Polsce głównymi nośnikami w sektorze wytwarzania energii elektrycznej jest węgiel kamienny i brunatny. Z tych dwóch paliw produkuje się około 83% energii elektrycznej, ale udział ten obniżył się o 6,1% w stosunku do roku 2005. Z przedstawionych porównań wynika że ceny węgla brunatnego są około 40% niższe od cen węgla energetycznego, natomiast gaz ziemny jest około trzykrotnie droższy od węgla przeznaczonego do wytwarzania energii elektrycznej.

Ceny węgla energetycznego w latach 2011 - 2013 spadły o 5% w stosunku do roku 2011 i aż 12% w stosunku do roku 2012. Spadły także ceny energii elektrycznej w granicach 5 - 11% (w zależności od grupy odbiorców). Cen węgla brunatnego w tym zestawieniu wzrosły zarówno w porównaniu z rokiem 2011, jak i 2012. Największe wzrosty cen dotyczyły gazu ziemnego zużywanego przez elektrociepłownie – 24% w stosunku do roku 2011.

Także na rynku polskim w związku z coraz większym importem węgla, ceny w dostawach do dużych odbiorców są stymulowane zmianami cen z rynków międzynarodowych. Ceny w kontraktach są indywidualnie ustalane z każdym odbiorcą.

W wyniku obliczeń przedstawiono symulacje maksymalnych cen węgla u producenta (loco kopalnia), które są konkurencyjne (równe cenom węgla z importu) u użytkownika (elektrowni) w stosunku do cen węgla importowanego (w Polsce w przypadku zawieraniu kontraktu na dostawę węgla z kopalni do elektrowni, cena jest ustalana w większości kontraktów na bramie kopalni, gdyż koszty transportu węgla do elektrowni są na ogół po stronie odbiorcy).

Bazą dla przedstawionych obliczeń były ceny węgla na międzynarodowych rynkach. Przedstawiono procedurę wyznaczania zakresu zmienności cen w imporcie od najważniejszych eksporterów węgla na rynki europejskie. W okresie od I kw. 2012 roku ceny maksymalne węgla w imporcie do Europy spadły z poziomu 131 USD/tonę do poziomu 92 USD/tonę w I kw. 2014 roku. Natomiast ceny minimalne w imporcie na początku 2014 r. na warunkach CIF to tylko 74 USD/tonę. Obecne tendencje cenowe na rynku międzynarodowym są bardzo niekorzystne dla krajowych producentów węgla kamiennego.

W kolejnych 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 taka cena węgla energetycznego (wyrażona w zł/GJ loco odbiorca), która daje koszty wytworzenia energii z węgla na poziomie równym kosztem 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. Z obliczeń wynika, że przy cenach uprawnień na poziomie 5 EUR/tonę, cena gazu zapewniająca minimalną konkurencyjność węgla wynosi 250 USD/1000 m³, a przy 30 EUR/tonę CO₂ cena gazu zapewniająca minimalną konkurencyjność węgla wynosi 350 USD/1000 m³ (dla elektrowni o sprawności 36%). Obecnie można szacować, że przy cenach gazu na poziomie 400 USD/1000m³ cena węgla zapewniająca taką samą cenę

energii elektrycznej to poziom w granicach 21-24 zł/GJ przy cenach uprawnień do emisji w granicach 5-30 EUR/t CO₂.

Literatura

1. Gawlik L.: Gaz ziemny z łupków w Polsce – raport. Wydawnictwo IGSMiE PAN, Warszawa 2013.
2. Janusz P.: Aktualna sytuacja na rynku gazu ziemnego – perspektywy rozwoju. „Polityka Energetyczna” 2013, t. 16, z. 2.
3. Grudziński Z.: Konkurencyjność wytwarzania energii elektrycznej z węgla brunatnego i kamiennego. „Polityka Energetyczna” 2010, t. 13, z. 2.
4. Grudziński Z.: Ceny energii elektrycznej w kontekście wdrożenia obligatoryjnego handlu na giełdzie energii. „Polityka Energetyczna” 2011, t. 14, z. 2.
5. Grudziński Z.: Metody oceny konkurencyjności krajowego węgla kamiennego do produkcji energii elektrycznej. Studia Rozprawy Monografie Nr 180. Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków 2012.
6. Grudziński Z.: Konkurencyjność paliw w wytwarzaniu energii elektrycznej w Polsce. „Polityka Energetyczna” 2013, t. 16, z. 4.
7. Kaliski M., Szurlej A., Grudziński Z.: Węgiel i gaz ziemny w produkcji energii elektrycznej Polski i UE. „Polityka Energetyczna” 2012, t. 15, z. 4.
8. Kamiński J.: Wpływ kosztów paliwowych oraz cen pozwoleń na emisję CO₂ na ceny rynkowe energii elektrycznej: zastosowanie modelu WILMAR. „Polityka Energetyczna” 2010, t. 13, z. 1.
9. Lorenz U., Ozga-Blaschke U., Stala-Szlugaj K., Grudziński Z.: Węgiel kamienny w kraju i na świecie w latach 2005 – 2012. Studia Rozprawy Monografie Nr 183. Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków 2013.
10. Lorenz U.: Węgiel energetyczny na świecie – sytuacja w 2012 r. i perspektywy. „Polityka Energetyczna” 2013, t. 16, z. 4.
11. Rychlicki S., Siemek J.: Stan aktualny i prognozy wykorzystania gazu ziemnego do produkcji energii elektrycznej w Polsce. „Gospodarka Surowcami Mineralnymi” 2013, t. 29, z. 1.
12. Stala-Szlugaj K.: Import węgla do Polski - uwarunkowania logistyczne. „Polityka Energetyczna” 2013, t. 16, z. 4.
13. Stala-Szlugaj K.: Import węgla kolejną z za wschodniej granicy – uwarunkowania logistyczne. „Przeгляд Górnicy” 2010, nr 3-4.
14. Stala-Szlugaj K., 2012 – Polish imports of steam coal from the east (CIS) in the year 1990 – 2011. Studia Rozprawy Monografie Nr 179. Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków, 2012.
15. Stala-Szlugaj K., Klim A., Rosyjski i kazachski węgiel energetyczny na rynku polskim. „Polityka Energetyczna” t. 15, z. 4.
16. Szurlej A., Mirowski T., Kamiński J.: Analiza zmian struktury wytwarzania energii elektrycznej w kontekście założeń polityki energetycznej. „Rynek Energii” 2013, nr 1 (104).
17. Szurlej A., Kamiński J., Suwała W.: Liberalizacja rynku gazu ziemnego w Polsce – wybrane zagadnienia. „Rynek Energii” 2014, nr 2 (111).
18. ARE – Europejski Biuletyn Cenowy Nośników Energii (miesięcznik), numery z lat 2008 – 2013.
19. ARE – Informacja statystyczna o energii elektrycznej (miesięcznik), numery z lat 2008 – 2013.
20. ARE – Statystyka elektroenergetyki polskiej (rocznik), numery z lat 2007 – 2013.
21. ARE – Sytuacja techniczno – ekonomiczna sektora elektroenergetycznego (kwartalnik), numery z lat 2007 – 2013.
22. ARE – Sytuacja w elektroenergetyce (kwartalnik), numery z lat 2005 – 2011.
23. Argus Coal Daily International. Wyd Argus Media Ltd.
24. Coal Information 2013 – with 2012 data. Wyd. IEA Paryż 2013, 626 s.
25. Bank Światowy - Global Commodity Markets (www.worldbank.org).
26. Platts – CTI – Coal Trader International. Wyd. Platts - McGraw Hill Financial, England.
27. Platts – ICR Coal Statistics Monthly. Wyd. Platts - McGraw Hill Financial, England.