

INSTYTUT GOSPODARKI SUROWCAMI MINERALNYMI I ENERGIA
POLSKIEJ AKADEMII NAUK — KRAKÓW

STUDIA, ROZPRAWY, MONOGRAFIE **156**

Urszula Lorenz, Zbigniew Grudziński

MIĘDZYNARODOWE RYNKI WĘGLA KAMIENNEGO
ENERGETYCZNEGO

WYDAWNICTWO INSTYTUTU GOSPODARKI SUROWCAMI MINERALNYMI
I ENERGIA PAN • KRAKÓW • 2009

KOMITET REDAKCYJNY

prof. dr hab. inż. Eugeniusz Mokrzycki (redaktor naczelny serii)
dr inż. Lidia Gawlik (sekretarz redakcji)
doc. dr hab. inż. Zenon Pilecki
doc. dr hab. inż. Wojciech Suwała
dr inż. Alicja Uliasz-Bocheńczyk

RECENZENT

prof. dr hab. inż. Eugeniusz Mokrzycki

ADRES REDAKCJI

31-261 Kraków, ul. Józefa Wybickiego 7
tel. 632-33-00, fax 632-35-24

Redaktor Wydawnictwa: mgr Danuta Nikiel-Wroczyńska
Redaktor techniczny: Beata Stankiewicz

© *Copyright by Urszula Lorenz, Zbigniew Grudziński*

© *Copyright by Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN — Wydawnictwo*

Kraków 2009

Printed in Poland

ISSN 1895-6823

ISBN 978-83-60195-77-2

IGSMiE PAN — Wydawnictwo, Kraków 2009

Nakład 150 egz. Objętość ark. wyd. 10,28; ark. druk. 14,5 (× 8)
Druk i oprawa: Drukarnia „ROMA-POL” Stefan Pałka, Kraków, ul. Rydlówka 5

Spis treści

Wprowadzenie	5
1. Ogólna charakterystyka międzynarodowych rynków węgla kamiennego energetycznego	7
1.1. Zasoby	7
1.2. Produkcja, eksport i zużycie węgla na świecie	8
1.3. Importerzy węgla energetycznego	13
1.4. Produkcja, zużycie i import węgla energetycznego w krajach Unii Europejskiej (UE 27)	14
2. Międzynarodowy handel węglem kamiennym	19
2.1. Formuły w handlu międzynarodowym	19
2.2. Rodzaje kontraktów	21
2.3. Struktura rynku – stosowane podziały rynków węglowych	23
2.4. Wzorce jakości, wskaźniki cen	26
3. Czynniki kształtujące ceny węgla energetycznego na rynkach międzynarodowych	33
4. Analiza sytuacji i cen węgla energetycznego na międzynarodowych rynkach	42
4.1. Sytuacja rynkowa i ceny węgla energetycznego w ostatniej dekadzie lat dziewięćdziesiątych XX w.	44
4.2. Lata 2000–2007	45
4.3. Lata 2008–2009 (I półrocze)	46
4.4. Porównania cen <i>spot</i> węgla energetycznego na różnych rynkach	50
4.5. Ceny <i>spot</i> a ceny w kontraktach	52
4.6. Porównanie cen CIF ARA w dolarach, euro i złotych	55
5. Zagadnienia transportu węgla w handlu międzynarodowym	56
5.1. Rynek frachtów morskich	56
5.2. Sieć dróg żeglugi śródlądowej w Europie	66
6. Charakterystyka głównych eksporterów węgla energetycznego na rynki europejskie	70
6.1. Republika Południowej Afryki	70
6.2. Kolumbia	74
6.3. Indonezja	78
6.4. Rosja	82
7. Ceny węgla a ceny ropy naftowej i gazu ziemnego	88
Podsumowanie	95
Literatura	99
Międzynarodowe rynki węgla kamiennego energetycznego — Streszczenie	102
International markets of hard steam coal — Summary	103

Wprowadzenie

Węgiel kamienny energetyczny, będący przedmiotem handlu na rynkach międzynarodowych, to zaledwie około 14% produkcji tego surowca na świecie.

Wśród krajów produkujących i użytkujących węgiel można wyróżnić takie, w których produkcja znacząco przewyższa poziom wewnętrznego zapotrzebowania (np. Australia, Kolumbia, Indonezja), jak też takie, gdzie poziom produkcji zaspokaja popyt krajowy, a nadwyżki kierowane są na rynki międzynarodowe (np. USA, Kanada, Rosja, RPA). Te kraje są eksporterami węgla netto.

Do grona importerów (netto) zaliczają się kraje, w których produkcja własna węgla jest niższa niż zapotrzebowanie (jak Indie, czy niektóre kraje europejskie, np. Wlk. Brytania, Niemcy, a w ostatnim roku także Polska) lub też nie posiadają własnych zasobów węgla, lecz są jego użytkownikami (np. Japonia). Są też i tacy producenci, którzy nie uczestniczą w handlu międzynarodowym, gdyż poziom produkcji wystarcza tylko do zaspokojenia popytu krajowego.

Chociaż międzynarodowy rynek węgla to jedynie niewielka część produkcji tego surowca, to odgrywa on istotną rolę w kształtowaniu cen węgla, nawet w krajach wykorzystujących głównie własne zasoby. Zdecydowana większość światowej produkcji węgla jest zużywana w krajach, które ten węgiel wydobywają. Głównym sposobem wykorzystania węgla energetycznego jest jego spalanie w celu wytworzenia energii elektrycznej i ciepła. W wielu krajach produkujących węgiel energetyka w dużym stopniu bazuje na tym paliwie. Z tego względu zapotrzebowanie na węgiel energetyczny ściśle wiąże się z zapotrzebowaniem na energię, a szereg uwarunkowań, jakim podlega sektor wytwarzania energii (zwłaszcza wymagań ekologicznych), przenosi się na kondycję przemysłu węglowego.

Celem niniejszej monografii jest przedstawienie rozwoju i obecnego stanu międzynarodowych rynków węgla energetycznego. W rozdziale 1 podano ogólną charakterystykę rynków tego surowca, z uwzględnieniem informacji o zasobach, wielkości produkcji i zużycia oraz eksportu i importu.

Rozdział 2 zawiera zbiór istotnych informacji o formułach stosowanych w handlu międzynarodowym, rodzajach kontraktów w handlu węglem, jak też o wzorcach jakości i wskaźnikach cen.

W rozdziale 3 scharakteryzowano czynniki kształtujące ceny węgla energetycznego na rynkach międzynarodowych, natomiast rozdział 4 zawiera analizę sytuacji i cen na tych rynkach w ujęciu historycznym aż po najbardziej aktualne informacje, sięgające połowy 2009 roku.

Rozdział 5 omawia zagadnienia transportu węgla w handlu międzynarodowym, ze szczególnym uwzględnieniem transportu morskiego, gdyż blisko 90% węgla w tym handlu jest przewożone drogą morską.

Rozdział 6 poświęcono charakterystyce głównych eksporterów węgla energetycznego na rynki europejskie. Zaliczają się do nich: Republika Południowej Afryki, Rosja, Kolumbia i Indonezja. Najwięcej uwagi poświęcono Rosji, która ze względu na bliskie sąsiedztwo oraz potencjał w zasobach, produkcji i eksporcie jest najbardziej realnym źródłem zasilania polskiego rynku w węgiel energetyczny z importu.

Kończący pracę rozdział 7 zawiera analizę porównawczą cen węgla energetycznego z cenami ropy naftowej i gazu ziemnego w imporcie na rynki zachodnioeuropejskie.

Przygotowując niniejsze opracowanie autorzy korzystali z wielu źródeł informacji i danych, wymienionych w spisie literatury. Dane statystyczne, odnoszące się do rocznej produkcji, zużycia, eksportu i importu węgla w świecie ukazują się z pewnym opóźnieniem – minimum półrocznym, stąd w wielu przypadkach w opracowaniu ostatnie dane odnoszą się do 2007 roku.

Pierwotnym zamiarem autorów było zakończenie analiz bieżącej sytuacji rynkowej oraz cen węgla na rynkach międzynarodowych na roku 2008. Jednakże kryzys finansowy i ekonomiczny, jaki dotknął światową gospodarkę w 2008 roku doprowadził do tak znaczących zmian na międzynarodowych rynkach węgla energetycznego (jak też innych surowców), że koniecznym okazało się uzupełnienie analiz o możliwie najbardziej aktualne informacje rynkowe. Tak więc wszędzie tam, gdzie było to możliwe, zaktualizowano dane i podano najnowsze informacje (obejmujące I półrocze 2009 roku).

Autorzy wyrażają nadzieję, że zaprezentowane w monografii zagadnienia i analizy pozwolą Czytelnikom na lepsze zrozumienie specyfiki międzynarodowych rynków węgla energetycznego oraz związków, jakie zachodzą pomiędzy tymi rynkami a innymi segmentami gospodarki światowej.

1. Ogólna charakterystyka międzynarodowych rynków węgla kamiennego energetycznego

Do lat sześćdziesiątych XX wieku węgiel był głównym źródłem energii w Europie i na świecie. W następnych latach znaczenie węgla w bilansie surowców energetycznych stopniowo malało. Przyczynił się do tego najpierw wzrost wydobycia ropy naftowej, rozwój technologii jej przetwórstwa i możliwości różnorodnych zastosowań. Wejście gazu ziemnego i energetyki jądrowej na rynki energii na początku lat siedemdziesiątych dodatkowo osłabiły pozycję węgla, albowiem te nowe źródła energii były czystsze w użytkowaniu, a w niektórych przypadkach – również tańsze (Kavalov, Peteves 2007).

Stopniowo węgiel zaczął być postrzegany jako paliwo przestarzałe i „brudne”, użytkowane głównie przez biedniejsze kraje. W rezultacie, pomimo rosnącego zapotrzebowania na nośniki energii, węgiel tracił na znaczeniu w krajach zachodnioeuropejskich, zarówno w wielkościach rzeczywistych, jak i względnych: z 30% udziału w zużyciu energii pierwotnej w krajach UE-15 w roku 1970 do 15% w roku 2004. Tymczasem na świecie węgiel utrzymywał w tym okresie udział 25%.

Również obecnie węgiel pokrywa około 26% światowego zapotrzebowania na energię pierwotną, a wytwarza się z niego około 41% energii elektrycznej produkowanej na świecie (dane WCI 2006, www.worldcoal.org).

1.1. Zasoby

Zasoby węgla na świecie szacowane są na około 847,5 mld ton (stan na koniec 2007 roku, BP 2008), a ich wystarczalność – na 133 lata. W tabeli 1.1 zestawiono dane dla dziesięciu krajów najbardziej zasobnych w węgiel.

Wielkość zasobów – określanych jako możliwe do wydobycia ze względów technicznych i ekonomicznych – jest wielkością zmienną w czasie, zależną od postępu w technologiach górniczych, odkryć nowych złóż oraz rynkowych cen węgla. Jeśli ceny węgla rosną – poprawia się ekonomika jego wydobycia. Odwrotnie – jeśli ceny węgla są niskie zasoby mogą maleć (Kavalov, Peteves 2007).

Węgiel jako źródło energii jest paliwem o obfitych zasobach, relatywnie tanim i dość łatwo osiągalnym na rynkach. Ponadto na świecie jest znacznie więcej węgla niż ropy i gazu. Przy obecnym poziomie zużycia węgla stosunek zasobów udokumentowanych do produkcji

Tabela 1.1

Zasoby węgla na świecie – stan na koniec grudnia 2007 r.

Table 1.1

Proved coal reserves at end 2007

Lp.	Kraje	Antracyt i bitumiczny	Subbitumiczny i brunatny	Razem	Wystarczalność (R/P)	Udział w zasobach światowych
		mln ton			lata	%
1.	USA	112 261	130 460	242 721	234	28,6
2.	Federacja Rosyjska	49 088	107 922	157 010	500	18,5
3.	Chiny	62 200	52 300	114 500	45	13,5
4.	Australia	37 100	39 500	76 600	194	9,0
5.	Indie	52 240	4 258	56 498	118	6,7
6.	Ukraina	15 351	18 522	33 873	444	4,0
7.	Kazachstan	28 170	3 130	31 300	332	3,7
8.	RPA	48 000	-	48 000	178	5,7
9.	Polska	6 012	1 490	7 502	51	0,9
10.	Kolumbia	6 578	381	6 959	97	0,8
	Razem świat	430 896	416 592	847 448	133	100,0
	w tym: UE	8 427	21 143	29 570	50	3,5
	b. ZSRR	93 609	132 386	225 995	463	26,7

Źródło: BP 2008

(tzw. współczynnik R/P, traktowany jako miara wystarczalności zasobów) świadczy, że zasoby te mogą wystarczyć jeszcze na około 133 lata, natomiast dla ropy i gazu wskaźnik ten wynosi odpowiednio 42 i 60 lat (BP 2008).

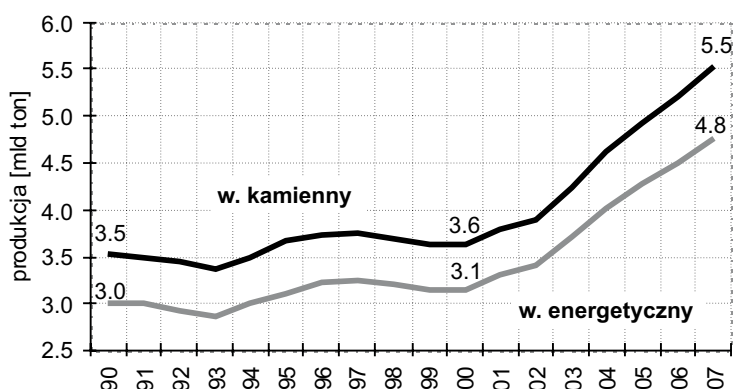
Zasoby węgla są również bardziej równomiernie rozprzestrzenione na świecie – węgiel występuje na wszystkich kontynentach i jest wydobywany w ponad 70 krajach.

1.2. Produkcja, eksport i zużycie węgla na świecie

W 1946 roku światowa produkcja węgla kamiennego wynosiła około 1,2 miliarda ton, z czego prawie 40% wydobywano w Stanach Zjednoczonych, a 29% – w krajach zachodnioeuropejskich. W roku 1964 produkcja węgla kamiennego na świecie przekroczyła 2 mld ton, a w 1984 roku – 3 mld ton.

W 2007 roku światowa produkcja węgla kamiennego wyniosła już ponad 5,5 mld ton (Coal Information 2008). W tej liczbie około 86% stanowiła produkcja węgla energetycznego (ok. 4,77 mld ton).

Rysunek 1.1 ilustruje zmiany w produkcji węgla kamiennego na świecie w latach 1990–2007. W okresie tym produkcja węgla energetycznego wzrosła o 60% (o 1,77 mld ton), a szczególnie dynamiczny jej wzrost nastąpił po roku 2000 (rzędu 7–9% rocznie).



Rys. 1.1. Światowa produkcja węgla kamiennego w latach 1990–2007

Źródło danych: Coal Information 2008

Fig. 1.1. Hard coal world production, 1990–2007

Obecnie największymi producentami węgla energetycznego na świecie są (w kolejności): Chiny, USA, Indie, RPA, Indonezja, Australia i Rosja. W pierwszej dziesiątce znajdują się jeszcze Polska, Kazachstan i Kolumbia. Pierwsza trójka producentów wydobywa prawie trzy czwarte światowej produkcji węgla energetycznego, a produkcja dziesięciu wymienionych krajów stanowi aż 96%.

W tabeli 1.2 zestawiono podstawowe informacje statystyczne o dziesięciu największych producentach węgla energetycznego na świecie w roku 2007. Kraje największych producentów węgla energetycznego są również jego największymi eksporterami, a także należą do najbardziej zasobnych w węgiel. Na ich terytorium znajduje się blisko 92% światowych zasobów węgla (kamiennego i brunatnego).

Kraje w tabeli uszeregowano według wielkości produkcji. Podano udziały procentowe oraz pozycję tych krajów w światowej produkcji i eksporcie węgla energetycznego, a także w zasobach. Podano również, jaki udział w wydobyciu węgla energetycznego w danym kraju stanowi eksport.

Wszystkie wymienione kraje – za wyjątkiem Indii – zaliczają się również do największych eksporterów węgla energetycznego. Niektóre kraje wydobywają więcej węgla niż zużywają, a nadwyżki kierują na eksport. Są też i tacy producenci, którzy na własne potrzeby zużywają niewielkie ilości węgla, a wydobycie prowadzą głównie z nastawieniem na eksport (do takich należą Kolumbia i Indonezja, a także Australia, eksportująca ponad 60% wydobycia).

Rysunek 1.2 pokazuje zmiany w wielkości eksportu wymienionych w tabeli 1.2 eksporterów, jakie zaszły w 2007 roku w porównaniu do roku 2000. Szczególną uwagę zwraca olbrzymia dynamika rozwoju eksportu węgla energetycznego z Indonezji i Rosji.

Tabela 1.2

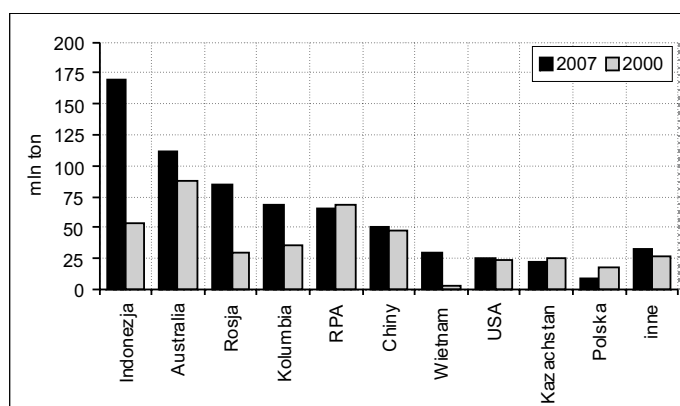
Produkcja, eksport i zasoby czołowych producentów węgla energetycznego na świecie w 2007 r.

Table 1.2

Production, export and coal reserves of the world top 10 producers of steam coal in 2007

Lp.	Kraje producentów	Produkcja		Eksport			Udział eksportu w produkcji [%]	Zasoby węgla ogółem	
		mln ton	%	mln ton	%	pozycja w świecie		udział [%]	pozycja w świecie
1.	Chiny	2 193,1	45,9	50,7	7,6	6	2,3	13,5	3
2.	USA	933,5	19,6	24,2	3,6	8	2,6	28,6	1
3.	Indie	426,9	8,9	—	—	—	—	6,7	5
4.	RPA	241,9	5,1	64,8	9,7	5	26,8	5,7	6
5.	Indonezja	199,7	4,2	170,7	25,5	1	85,5	0,5	15
6.	Australia	181,1	3,8	111,6	16,7	2	61,6	8,6	4
7.	Rosja	179,4	3,8	85,2	12,7	3	47,5	18,5	2
8.	Polska	76,6	1,6	9,5	1,4	10	12,4	0,9	9
9.	Kazachstan	72,1	1,5	22,4	3,3	9	31,1	3,7	8
10.	Kolumbia	71,1	1,5	67,2	10,0	4	94,5	0,8	11
Razem 10 krajów		4 575,4	95,9	606,3	90,5		13,2	91,9	
Razem świat		4 773,4	100,0	670,0	100,0		14,0	847 488 mln ton	

Źródło: dane o wielkości produkcji i eksportu (Coal Information 2008), dane o zasobach – (BP ... 2008)



Rys. 1.2. Najwięksi eksporterzy węgla energetycznego na świecie w 2007 i 2000 roku

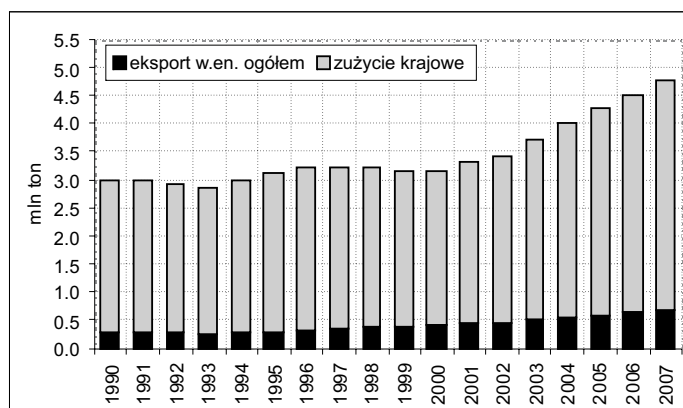
Źródło danych: Coal Information 2008

Fig. 1.2. Main steam coal exporters in 2007 and 2000

Na początku lat osiemdziesiątych wydobycie węgla w Indonezji wynosiło zaledwie kilkaset tysięcy ton rocznie. Eksport na większą skalę rozpoczął się w latach dziewięćdziesiątych, a od dwóch lat kraj ten jest największym eksporterem węgla energetycznego na świecie, wyprzedzwszy Australię, która zajmowała pierwsze miejsce przez wiele lat (Australia pozostaje największym eksporterem węgla koksowego, co sumarycznie daje jej pierwszą pozycję wśród eksporterów węgla kamiennego).

Rosja jest obecnie trzecim w świecie eksporterem węgla energetycznego, z prawie 13% udziałem w rynku i eksportem 85 mln ton, stanowiącym około 48% produkcji, podczas gdy jeszcze w 2000 roku zajmowała szóste miejsce w eksporcie z udziałem 7% w rynku światowym.

Zdecydowana większość światowej produkcji węgla jest zużywana w krajach, które ten węgiel wydobywają. Na początku lat dziewięćdziesiątych – w odniesieniu do węgla energetycznego – było to około 90%, a obecnie około 86%. Porównanie wielkości zużycia krajowego i eksportu węgla energetycznego w skali globalnej w latach 1990–2007 przedstawia rysunek 1.3.



Rys. 1.3. Zużycie krajowe i eksport węgla energetycznego na świecie w latach 1990–2007
Źródło danych: Coal Information 2008

Fig. 1.3. Steam coal domestic use and export, 1990–2007

W tabeli 1.3 zamieszczono dane o wielkości zużycia węgla energetycznego w krajach 10 największych konsumentów tego węgla na świecie w 2007 roku oraz o ich udziałach w zużyciu światowym. Dane te zestawiono z wielkością produkcji tego paliwa w wymienionych krajach. Jak łatwo stwierdzić, w gronie dziesięciu największych użytkowników węgla energetycznego znajduje się aż siedem krajów spośród dziesiątki czołowych producentów (tab. 1.2), a cztery pierwsze pozycje w obu zestawieniach są identyczne.

Wśród największych konsumentów tylko Japonia wcale nie produkuje węgla (Korea Płd. – minimalne ilości).

Głównym kierunkiem wykorzystania węgla energetycznego jest jego spalanie w celu wytworzenia energii elektrycznej i ciepła. Stąd też w wielu krajach produkujących węgiel

Tabela 1.3

Główni użytkownicy węgla energetycznego na świecie w 2007 r.

Table 1.3

World top 10 users of steam coal in 2007

Lp.	Kraje użytkowników	Zużycie		Produkcja		
		mln ton	%	mln ton	%	pozycja
1.	Chiny	2 183,8	45,5	2 193,1	45,9	1
2.	USA	936,4	19,5	933,5	19,6	2
3.	Indie	456,4	9,5	426,9	8,9	3
4.	RPA	176,1	3,7	241,9	5,1	4
5.	Japonia	128,3	2,7	–	–	–
6.	Rosja	105,4	2,2	179,4	3,8	7
7.	Polska	73,8	1,5	76,6	1,6	8
8.	Korea Płd.	70,4	1,5	2,8	0,1	
9.	Australia	69,5	1,4	181,1	3,8	6
10.	Wlk. Brytania	62,7	1,3	16,2	0,3	
Razem 10 krajów		4 262,6	88,8	4 251,5	89,1	
Razem świat		4 798,6	100,0	4 773,4	100,0	

Źródło danych: Coal Information 2008

energetyka w dużym stopniu bazuje na tym paliwie. Stosowne dane pokazuje tabela 1.4. Poza wymienionymi, wysoki udział węgla (rzędu 70%) w produkcji energii elektrycznej występuje jeszcze w Izraelu, Kazachstanie i Maroku.

Tabela 1.4

Kraje o największym udziale węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej

Table 1.4

Countries heavily dependent on coal for electricity generation

Kraj	Produkcja energii z węgla		Kraj	Produkcja energii z węgla	
	%	TW·h/rok		%	TW·h/rok
Polska	93	148	Czechy	59	50
RPA	93	236	Grecja	58	32
Australia	80	199	USA	50	2 128
Chiny	78	2 301	Niemcy	47	302
Indie	69	508			

Źródło: opracowanie własne na podstawie (www.worldcoal.org, EU energy ... 2009, Key world ... 2008)

1.3. Importerzy węgla energetycznego

Najważniejszymi odbiorcami (importerami) węgla energetycznego są kraje azjatyckie i największe kraje europejskie. Głównych importerów w świecie w 2007 roku zestawiono w tabeli 1.5, porównując dane o wielkości importu z danymi o wielkości zużycia. Wymienione 10 krajów importuje ponad połowę węgla energetycznego, a zużywa ponad 92% tego paliwa.

Tabela 1.5

Główni importerzy węgla energetycznego na świecie w 2007 r.

Table 1.5

World top 10 importers of steam coal in 2007

Lp.	Kraje importerów	Import		Zużycie		Pozycja w zużyciu światowym	Udział importu w zużyciu
		mln ton	%	mln ton	%		
1.	Japonia	128,3	18,7	128,3	2,7	5	100,0
2.	Korea	65,8	9,6	70,4	1,5	8	93,5
3.	Chiny – Tajwan	61,3	9,0	61,3	1,3		100,0
4.	Wlk. Brytania	43,5	6,4	62,7	1,3	10	69,4
5.	Chiny	41,4	6,0	2 183,8	45,5	1	1,9
6.	Niemcy	36,7	5,4	47,1	1,0		77,9
7.	USA	31,4	4,6	936,4	19,5	2	3,4
8.	Indie	30,7	4,5	456,4	9,5	3	6,7
9.	Rosja	23,4	3,4	105,4	2,2	6	22,2
10.	Hiszpania	20,8	3,0	29,4	0,6		70,7
Razem 10 krajów		343,3	50,1	4 444,3	92,6		7,7
Razem świat		684,9	100,0	4 798,6	100,0		14,3

Źródło danych: Coal Information 2008

Czołowym importerem od wielu lat jest Japonia, która jest także poważnym importerem innych surowców energetycznych, gdyż nie posiada własnych zasobów.

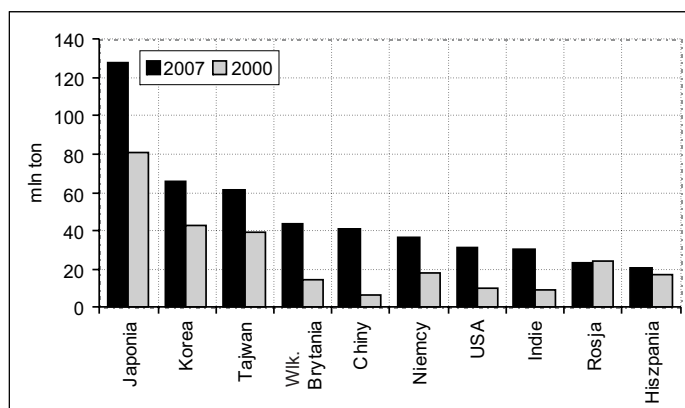
Warto zauważyć, że takie kraje jak Chiny, Stany Zjednoczone czy Rosja, należą zarówno do czołówki eksporterów jak i importerów węgla energetycznego. Wiąże się to z ogromnym terytorium tych krajów, gdzie często dostawy z importu są korzystniejsze pod względem logistycznym i kosztowym niż dostawy od krajowych producentów. Czasem wiąże się to z zapotrzebowaniem na paliwo o specyficznej jakości, niedostępnej na krajowym rynku. W przypadku Chin dodatkowo występuje dynamicznie rosnące zużycie węgla w energetyce krajowej, co prowadzi do systematycznego spadku eksportu. Według wstęp-

nych szacunkowych danych w 2008 roku Chiny pozostały jeszcze eksporterem węgla netto, lecz na następne lata przewiduje się, iż import przewyższy eksport.

W przypadku Rosji natomiast praktycznie cały import pochodzi z Kazachstanu. Po rozpadzie Związku Radzieckiego na terytorium Kazachstanu pozostały kopalnie, tradycyjnie powiązane z elektrowniami znajdującymi się na przygranicznych terenach rosyjskich. Do tych elektrowni kierowanych jest rocznie około 20–24 mln ton kazachskiego węgla.

Indie – choć są trzecim w świecie producentem węgla energetycznego są również jego importerem, gdyż produkcja krajowa nie pokrywa zapotrzebowania rozwijającej się energetyki, zarówno pod względem ilości, jak i jakości. Przedmiotem importu są przede wszystkim węgle o wysokiej wartości opałowej.

Rysunek 1.4 pokazuje wielkość importu węgla w 2007 roku przez dziesięciu największych importerów w porównaniu z poziomem tego importu w 2000 roku.



Rys. 1.4. Najwięksi importerzy węgla energetycznego w świecie w 2007 i 2000 roku
Źródło danych: Coal Information 2008

Fig. 1.4. Main steam coal importers in 2007 and 2000

1.4. Produkcja, zużycie i import węgla energetycznego w krajach Unii Europejskiej (UE 27)

Spośród krajów Unii Europejskiej węgiel kamienny energetyczny wydobywa się już tylko w Polsce, Wielkiej Brytanii, Niemczech i Hiszpanii oraz – w znikomych ilościach – we Francji (380 tys. ton).

Pomimo malejącej produkcji własnej zużycie węgla w krajach „piętnastki” wciąż wynosi ponad 200 mln ton rocznie, a dla UE 27 – ponad 290 mln ton. Niektóre z krajów wykorzystują również w dużym stopniu własne zasoby węgla brunatnego (Niemcy, Polska, Grecja).

Dane liczbowe o produkcji i zużyciu węgla energetycznego w krajach UE w latach 1990, 2000 i 2007 zawiera tabela 1.6. W krajach UE 15 pomiędzy rokiem 1990 i 2007 produkcja

Tabela 1.6

Produkcja i zużycie węgla energetycznego w krajach UE na tle świata

Table 1.6

Steam coal production and consumption in the EU countries against the background of world data

Wyszczególnienie	Lata		
	1990	2000	2007
Produkcja [mln ton/rok]			
Świat	2 918,8	3 120,3	4 773,4
UE15	149,6	65,0	37,0
UE25	297,3	151,1	113,6
UE27	300,4	151,4	113,6
UE15/świat [%]	5,1	2,1	0,8
UE25/świat [%]	10,2	4,8	2,4
UE27/świat [%]	10,3	4,9	2,4
Zużycie [mln ton/rok]			
Świat	2 923,1	3 236,3	4 798,6
UE15	240,8	190,6	209,3
UE25	366,5	263,1	287,3
UE27	374,9	265,6	292,7
UE15/świat [%]	8,2	5,9	4,4
UE25/świat [%]	12,5	8,1	6,0
UE27/świat [%]	12,8	8,2	6,1

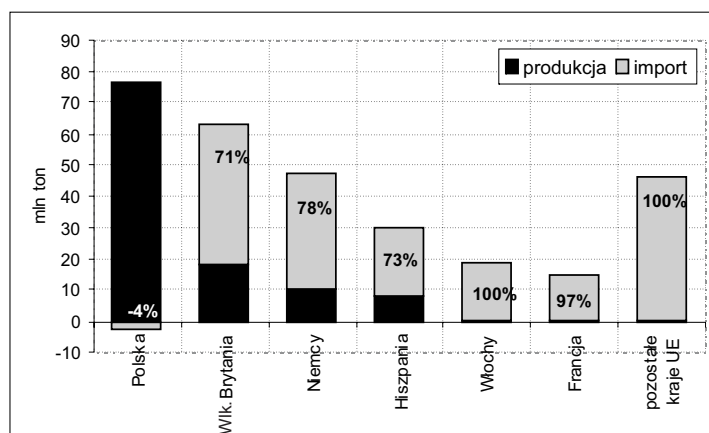
Źródło: opracowanie własne na podstawie Coal Information 2008

węgla energetycznego zmniejszyła się 4-krotnie. Spośród nowych krajów członkowskich jedynie Polska poprawiła sytuację podażową UE 25. Jednak spadek wydobycia również i w naszym kraju spowodował, że w 2007 roku sumaryczna produkcja we wszystkich unijnych krajach (UE 27) była o 1/3 niższa niż w roku 2000.

Poziom zużycia węgla energetycznego (w podziale na produkcję własną i import) w 2007 roku ilustruje rysunek 1.5. Wyróżniono na nim te kraje, w których zużycie to jest znaczące (powyżej 10 mln ton rocznie). Import pokrywa ponad 70% zapotrzebowania w Niemczech, Hiszpanii i Wielkiej Brytanii, 97% we Francji, a w pozostałych krajach 100%. W tym gronie jedynie Polska jest eksporterem węgla energetycznego – eksport netto w 2007 roku wyniósł 4%.

W wyszczególnionych krajach zużywa się prawie 85% węgla spalane go w energetyce wszystkich krajów unijnych. Udział Polski w produkcji węgla energetycznego UE27 w 2007 roku wynosił ponad 67%, Wlk. Brytanii – 16%, Niemiec – ponad 9%, a Hiszpanii – 6%.

Oczywiście, ranga węgla w wytwarzaniu energii jest różna w poszczególnych krajach: w Niemczech z węgla pochodzi około 47% energii elektrycznej, w Wlk. Brytanii – 38%,



Rys. 1.5. Zużycie węgla energetycznego w krajach UE 27 w roku 2007
Źródło: Lorenz 2008

Fig. 1.5. Steam coal consumption in the EU 27 in 2007

w Holandii 26%, w Hiszpanii 22%, we Włoszech 16%, a we Francji niespełna 5%, podczas gdy w Polsce jest to około 93% (Electricity Information 2007). W Polsce i w Niemczech podane liczby ujmują również produkcję z węgla brunatnego.

Całkowita produkcja energii elektrycznej w każdym z wymienionych krajów jest znacznie większa niż w Polsce. W elektrowniach węglowych w Niemczech wytwarza się dwukrotnie więcej energii niż w naszym kraju, w Wielkiej Brytanii – porównywalnie, a w pozostałych krajach 2,5–6-krotnie mniej.

Powyższe dane wskazują, że oprócz Polski jeszcze w pięciu krajach UE poziom zużycia węgla energetycznego jest znaczący. Dla tych krajów zbadano strukturę dostawców tego węgla z importu w trzech wybranych latach: 1990, 2000 i 2007. Struktura ta podlegała co prawda istotnym zmianom w czasie, tym niemniej grupę głównych eksporterów stanowiło zawsze 7 krajów, wymienionych w tabeli 1.7. Dostawy z innych kierunków systematycznie tracą na znaczeniu: w 1990 r. stanowiły niecałe 21% importu (do wyszczególnionych pięciu krajów), a w 2007 – około 10%.

Najważniejszym eksporterem węgla do krajów Unii Europejskiej jest Republika Południowej Afryki. Węgiel z tego kierunku stanowi obecnie około 28% wszystkich dostaw do pięciu pokazanych krajów. Choć udział procentowy tego producenta zmniejszył się w 2007 roku w stosunku do roku 2000, to jednak ilościowo dostawy z RPA były większe o prawie 10 mln ton.

Dostawy węgla z Rosji i Indonezji mają rosnące znaczenie również na rynku europejskim, a obserwuje się wyraźny spadek roli eksporterów amerykańskich i australijskich. Zazwyczaj węgiel amerykański był droższy niż z innych kierunków importu (ze względu na koszty producentów, ale też z uwagi na wysoką wartość opałową), miał jednak często zbyt wysoką – jak na europejskie wymagania – zawartość siarki. Powszechnie uważa się, że potencjał produkcyjny górnictwa amerykańskiego jest na tyle duży, że przy odpowiednio

Tabela 1.7

Struktura dostaw węgla energetycznego z importu do 5 wybranych krajów UE (1990, 2000, 2007) [%]

Table 1.7

Structure of steam coal imports to 5 selected EU countries (1990, 2000, 2007) [%]

Lp.	Eksporтеры	W. Brytania	Niemcy	Hiszpania	Włochy	Francja	Razem 5 krajów
Rok 1990 [%]							
1.	RPA	5,8	38,0	74,2	41,4	7,5	32,1
2.	Rosja	8,1	1,3	4,5	5,2	6,7	4,9
3.	Kolumbia	15,5	1,1	6,4	2,5	17,6	8,0
4.	Indonezja		0,3				0,1
5.	Australia	1,1	9,2	4,3		12,8	6,1
6.	USA	26,6	5,8	4,4	40,7	22,4	21,0
7.	Polska	4,1	21,8	0,3	4,3	1,2	7,3
	Inni	38,9	22,5	5,9	6,0	31,7	20,6
Razem dostawy [tys. ton/rok]		6 169	11 874	6 286	11 797	11 541	47 667
Rok 2000 [%]							
1.	RPA	31,7	19,6	51,3	30,0	45,8	34,5
2.	Rosja	3,2	4,0	8,4	8,4	3,1	5,3
3.	Kolumbia	37,7	11,6	6,2	14,9	8,4	15,3
4.	Indonezja	0,1	0,6	15,7	16,2		6,1
5.	Australia	8,2	1,3	9,1	9,7	8,2	6,6
6.	USA	5,6	1,9	3,3		3,4	2,8
7.	Polska	7,4	28,9	1,7	7,7	7,1	12,4
	Inni	6,2	32,1	4,3	13,0	24,0	17,0
Razem dostawy [tys. ton/rok]		14 984	23 340	17 894	11 817	12 437	80 472
Rok 2007 [%]							
1.	RPA	28,3	20,6	42,3	27,7	29,8	28,4
2.	Rosja	52,4	24,3	13,0	4,3	7,7	27,1
3.	Kolumbia	8,9	15,8	11,1	11,3	13,5	12,0
4.	Indonezja	4,4		22,2	42,2	0,3	10,9
5.	Australia	0,4	2,3	6,8	5,3	15,1	4,1
6.	USA	1,6	4,0	0,7	0,4	2,3	2,0
7.	Polska	2,1	15,4	0,2		2,8	5,2
	Inni	1,9	17,6	3,8	8,9	28,4	10,2
Razem dostawy [tys. ton/rok]		42 727	36 660	20 757	18 700	13 329	132 173

Źródło: opracowanie własne na podstawie Coal Information 2008

wysokich cenach rynkowych w krótkim czasie na rynki międzynarodowe mogłyby trafić duże ilości węgla z USA. W odniesieniu do Australii podstawową barierę w eksporcie węgla do Europy stanowią koszty transportu.

Przy malejącym eksporcie z Polski dostawy polskiego węgla energetycznego mają obecnie większe znaczenie jedynie na rynku niemieckim.

Zachodzące zmiany na międzynarodowych rynkach węgla energetycznego doprowadziły w roku 2007 do umocnienia pozycji czterech głównych dostawców na rynki europejskie: RPA, Rosji, Kolumbii i Indonezji. Charakterystykę tych eksporterów zamieszczono w rozdziale 6. Dane o rozwoju eksportu węgla energetycznego, zilustrowane na rysunku 1.2, potwierdzają rosnącą rolę Indonezji i Rosji na międzynarodowych rynkach.

2. Międzynarodowy handel węglem kamiennym

2.1. Formuły w handlu międzynarodowym

Prawidłowemu i bezpiecznemu zawieraniu kontraktów handlowych pomagają międzynarodowe reguły, opracowane przez Międzynarodową Izbę Handlową w Paryżu (*International Chamber of Commerce, ICC*). Zbiór tych zasad i formuł handlowych, najczęściej stosowanych w handlu międzynarodowym, nosi nazwę „Incoterms” i został po raz pierwszy opublikowany w roku 1936. Następne wersje, uaktualniane i rozszerzane, ukazywały się kolejno w latach: 1953, 1967, 1976, 1980 i 1990. Najnowsza edycja „Incoterms 2000” jest stosowana od 1 stycznia 2000 r. Wprowadzane kolejno zmiany miały na celu przede wszystkim uwzględnienie rozwoju współczesnego transportu oraz postęp w dziedzinie elektronicznego przekazu danych, informacji i dokumentów, a także wyjaśnienie problemów z interpretacją formuł w poprzednich wydaniach.

Formuły handlowe określają zakres obowiązków i wzajemnych zobowiązań umownych stron kontraktu, a tym samym podział kosztów, obowiązków i ryzyka związanego z dostawą towaru między stronami. Są też określane jako: warunki dostawy, baza ceny, baza dostawy, reguły handlowe, terminy handlowe (www.exporter.pl, Lorenz 2002).

Reguły Incoterms są powszechnie respektowane na świecie zarówno przez sądy, jak i przez władze we wszelkich sporach pomiędzy stronami umów handlowych (sprzedający, przewoźnicy, odbiorcy). Zawierają 13 podstawowych terminów – formuł handlowych – wprowadzonych i szczegółowo zdefiniowanych w „Incoterms 1990”. Podają one, za które z podstawowych elementów umowy odpowiada sprzedający, a obowiązek wypełnienia których spoczywa na kupującym. Formuły handlu międzynarodowego pogrupowane zostały w cztery kategorie, oznaczane literami E, F, C i D; litera oznaczająca daną grupę jest równocześnie pierwszym znakiem trzyliterowego skrótu nazwy danej formuły.

Przedmiotem regulacji w poszczególnych formułach Incoterms jest głównie tzw. baza dostawy, którą należy rozumieć najogólniej jako podział między stronami kontraktu kupna-sprzedaży w handlu międzynarodowym, obowiązków i ryzyka związanego z przemieszczeniem towaru i jego ubezpieczenia. Podanie samej tylko wartości liczbowej ceny bez jej powiązania z bazą dostawy niewiele oznacza, gdyż nie wiadomo, czy jest to cena jednostki towaru np. w magazynie sprzedającego, czy też zawiera w sobie koszty dostawy (www.exporter.pl).

Użycie określonej formuły handlowej ma charakter cenotwórczy, określa bowiem koszty związane z dostawą towaru (przewóz, odprawa celna, eksportowa i importowa, załadunek, wyładunek, ubezpieczenie, dostarczenie odpowiednich dokumentów). Im więcej obowiązków spoczywa na eksporterze, tym wyższa będzie cena jednostkowa towaru.

Wszystkie formuły Incoterms (za wyjątkiem jednej, najprostszej formuły EXW, która jest formułą typu „loco”) są formułami typu „franco”. Formuły franco nakładają na sprzedawcę obowiązek dostarczenia towaru do umówionego miejsca na swój koszt, w wyniku czego do ceny towaru dolicza się wydatki na jednostkę towaru z tytułu dostawy i często ubezpieczenia.

W tabeli 2.1 zebrano definicje kilku wybranych formuł, najczęściej używanych do określenia bazy ceny w międzynarodowym handlu węglem (informacje o pozostałych formułach można znaleźć np. na stronie www.exporter.pl).

Tabela 2.1

Wybrane formuły handlu międzynarodowego

Table 2.1

Selected international commercial terms

Formuła	Opis
FOB – <i>Free On Board franco statek w porcie załadowania</i>	Termin „franco statek” oznacza, że sprzedający wypełnia swe obowiązki związane z dostawą, gdy towar przeszedł nadburcie w oznaczonym porcie załadunku. Oznacza to, że kupujący musi ponieść wszystkie koszty i ryzyko utraty, uszkodzenia towaru od tego momentu. Formuła FOB wymaga od sprzedającego dokonania odprawy celnej towarów przeznaczonych na eksport. Formuła ta może być zastosowana tylko w transporcie morskim lub śródlądowym. Odmianą formuły FOB jest FOBT – <i>Free On Board Trimmed</i> – co wiąże się z dodatkowym obowiązkiem właściwego rozłożenia (trymowania) ładunku.
CIF – <i>Cost, Insurance and Freight koszt, ubezpieczenie i fracht do portu przeznaczenia</i>	W warunkach formuły „koszt, ubezpieczenie i fracht” sprzedający organizuje przewóz towaru do portu przeznaczenia, a zatem musi zawrzeć na własny koszt umowę przewozu na zwykłych warunkach i zwykłą trasą, statkiem normalnie używanym do transportu takiego towaru. Ponadto sprzedający zawiera umowę z ubezpieczycielem i płaci składkę ubezpieczeniową. Kupujący organizuje transport od nadbrzeża w porcie wyładunku. Formuła CIF wymaga od sprzedającego dokonania odprawy celnej towaru przeznaczonego na eksport. Formuła ta może być zastosowana tylko w transporcie morskim i śródlądowym. Kupujący powinien pamiętać, że zgodnie z formułą CIF, sprzedający jest zobowiązany uzyskać tylko ubezpieczenie o minimalnym zakresie pokrycia ryzyka. Jeśli formuła nie wiąże się z obowiązkiem zapłacenia stawki ubezpieczenia przez sprzedającego – to wtedy nosi nazwę CFR (ew. CAF lub C&F) – <i>COST AND FREIGHT</i>
DAF – <i>Delivered At Frontier dostarczone na granicę (w oznaczonym miejscu)</i>	Formuła DAF może być stosowana w każdej gałęzi transportu, także przy wykorzystywaniu transportu kombinowanego. Najczęściej wykorzystywana jest w transporcie kolejowym lub samochodowym. Podstawowym warunkiem przy posługiwaniu się tą formułą jest dokładne określenie granicy, na której ma nastąpić dostawa towaru oraz konkretnego przejścia granicznego. DAF jest formułą typu „franco” co oznacza, że sprzedający organizuje transport, ponosi jego koszt i ryzyko związane z towarem do określonego miejsca dostawy na granicy i stawia tam towar do dyspozycji kupującego. Obowiązkiem sprzedającego jest również dokonanie odprawy celnej wywozowej i ewentualne odprawy celne w krajach tranzytowych. Kupujący ponosi koszt i ryzyko dostawy od chwili przejścia towaru na granicy.

DES – <i>Delivered Ex Ship franco statek w porcie przeznaczenia</i>	<p>Formuła DES oznacza, że sprzedający wypełnia swoje obowiązki związane z dostawą, gdy towar bez dokonania odprawy celnej w imporcie postawiono do dyspozycji kupującego na statku, w oznaczonym porcie przeznaczenia. Sprzedający ponosi wszystkie koszty i ryzyko związane z dostarczeniem towaru do oznaczonego portu przeznaczenia.</p> <p>Formuła DES może być stosowana w transporcie morskim, śródlądowym lub kombinowanym.</p>
DDP – <i>Delivered Duty Paid dostarczone, cło opłacone (oznaczone miejsce przeznaczenia)</i>	<p>„Dostarczone, cło opłacone” oznacza, że sprzedający wypełnia swoje obowiązki związane z dostawą, gdy towar został postawiony do dyspozycji w oznaczonym miejscu w kraju importu. Sprzedający organizuje więc transport, pokrywa jego koszty i ponosi ryzyko na całej trasie dostawy, opłaca należności celne i inne opłaty w kraju przywozu, związane z dostarczeniem towaru (oclonę w imporcie) do dyspozycji kupującego w określonym miejscu przeznaczenia. Warunki formuły DDP nakładają maksymalne obowiązki na sprzedającego. W świetle interpretacji wprowadzonej w przepisach Incoterms 2000, towar ma się znaleźć na terenie posesji kupującego, lecz obowiązek (i koszty) rozładunku towaru ze środka transportu spoczywa na nabywcy (uprzednio, w wykładni Incoterms 1990 — sprzedający musiał również rozładować towar). Jeżeli zaś kupujący wyznaczy inne (niż własna posesja) miejsce dostarczenia towaru, obowiązkiem sprzedającego jest przeładować towar na środek transportu dostarczony przez kupującego. Warunki formuły DDP nie nakładają na sprzedającego obowiązku ubezpieczenia.</p> <p>Formuły DDP mogą być wykorzystywane niezależnie od środka transportu, w tym również dla transportu kombinowanego.</p>
FCA = <i>Free Carrier franco przewoźnik</i>	<p>Formuła FCA oznacza, że sprzedający zobowiązany jest dostarczyć towar przewoźnikowi (lub innej osobie, np. spedytorowi), wyznaczonemu przez kupującego. Koszty dostawy, na zasadniczej drodze przewozu, pokrywa kupujący. Po wydaniu towaru przewoźnikowi ryzyko przejmuje kupujący. Incoterms 2000 przewiduje dwa warianty dostawy, w zależności od miejsca, gdzie jest dokonywana:</p> <ul style="list-style-type: none"> – jeśli tym miejscem jest zakład lub magazyn sprzedającego, to dostawę uważa się za dokonaną, gdy towary zostały załadowane na środek transportu podstawiony przez przewoźnika, – jeśli jest to inne miejsce niż zakład lub magazyn sprzedającego (np. terminal, port) dostawę uważa się za dokonaną po przekazaniu towaru przewoźnikowi, na środku transportu wysłanym przez sprzedającego; wyładunek towaru ze środka transportu nie należy do obowiązków sprzedającego. <p>Jeżeli kupujący nie podał sprzedającemu nazwy miejsca przekazania towaru lub przewoźnika, któremu towar ma być dostarczony, albo terminu przekazania towaru lub gdy wyznaczony przez niego przewoźnik z jakichś względów towaru nie przyjął, spada na niego całe ryzyko utraty lub uszkodzenia towaru (pod warunkiem jednak, że towar został należycie wyodrębniony jako przedmiot umowy). Formuła FCA może być stosowana dla wszystkich środków transportu.</p>

Źródło: opracowanie własne na podstawie (www.exporter.pl, www.mk.infor.pl)

2.2. Rodzaje kontraktów

W międzynarodowym handlu węglem dostawy węgla od producentów do użytkowników realizowane są na podstawie kontraktów terminowych, zakupów *spot*, ofert przetargowych, a w ostatnich latach coraz popularniejsze stają się transakcje zawierane drogą elektroniczną (przez internet).

Handel ten początkowo bazował na kontraktach terminowych, w których określano tonaż, cenę oraz termin dostawy. Tego typu kontrakty terminowe w zasadzie przestały istnieć pod koniec lat osiemdziesiątych ubiegłego wieku, kiedy zostały zastąpione przez poro-

zumienia wieloletnie, w których określano ilość i okres dostaw, natomiast cenę negocjowano okresach rocznych w relacji do ofert konkurencyjnych eksporterów. W przeszłości kontrakty długoterminowe były zawierane bezpośrednio pomiędzy producentami i końcowymi użytkownikami na okresy do 10 lat. Określano roczną ilość dostaw oraz stałą cenę na dany rok.

Dzisiaj kontrakty długoterminowe – jeśli istnieją – ograniczają się do rynków krajowych, np. dla dostaw do pobliskiej elektrowni czy huty, lub też gdy istnieją wzajemne długotrwałe powiązania pomiędzy producentem i użytkownikiem (RWE 2007). W handlu międzynarodowym obecnie nie spotyka się już kontraktów terminowych dłuższych niż 5 lat.

Przez wiele lat bardzo istotnym wyznacznikiem cen dla rynków międzynarodowych były ceny uzgodnione w negocjacjach pomiędzy producentami węgla z Australii a elektrowniami japońskimi. W latach osiemdziesiątych przedmiotem negocjacji była cena wybranego węgla bazowego (z konkretnej kopalni australijskiej i o określonej jakości), dla którego ustalano cenę referencyjną (ang. *benchmark price*). Wszystkie węgle kontraktowe sprzedawane były po cenie *benchmark*, a w przypadku różnic jakościowych stosowano korektę cenową proporcjonalnie do wartości opałowej (Broadbent 1999).

W 1998 roku, w wyniku nadpodaży węgla na rynkach, stronie japońskiej udało się zmienić interpretację ceny *benchmark*, która od tego czasu oznaczała cenę maksymalną, ustaloną dla konkretnego tonażu. W warunkach systemu *benchmark* główni negocjatorzy reprezentujący Japonię i Australię ustalali cenę, która dotyczyła wszystkich eksporterów australijskich, oraz tonaż. Przejście do indywidualnych negocjacji cenowych pomiędzy każdą z japońskich elektrowni i ich dostawcami powodowało, że negocjacje stawały się coraz bardziej złożone i zajmowały dużo czasu. Coroczne negocjacje bezpośrednie stawały się kłopotliwe, nieefektywne i kosztowne, szczególnie dla mniejszych uczestników (Henderson 2002). Z czasem system rozwijał się i chociaż do dziś dla rynku japońskiego określa się corocznie cenę referencyjną, to już w zasadzie nie wiąże się jej z tonażem. Elektrownie stopniowo wprowadzały procedury przetargowe w miejsce negocjacji bezpośrednich. Chociaż na rynku azjatyckim kontrakty długoterminowe nadal przeważają, to ich dominacja została znacznie ograniczona.

Na rynku europejskim w tamtych latach negocjacje cen węgla energetycznego zazwyczaj były prowadzone przez eksporterów południowoafrykańskich, a poziom cen odzwierciedlał ceny uzyskiwane na rynkach azjatyckich z uwzględnieniem różnic w odległości transportowej (cen frachtów) od eksporterów do odbiorców na obu rynkach. W Europie jednak znacznie wcześniej odstąpiono od zawierania umów długoterminowych. W krajach UE w roku 1990 w kontraktach wieloletnich (powyżej 1 roku) realizowano około 67% importu węgla dla energetyki, podczas gdy w roku 2000 – już tylko 25%. W Australii natomiast eksport węgla w kontraktach terminowych w roku 1990 wynosił 83%, a w roku 2000 – 65%.

Tak więc w ciągu ostatnich kilkunastu lat zarówno na rynku europejskim, jak i azjatyckim zmieniła się filozofia i polityka zakupów węgla, przejawiająca się w przechodzeniu z kontraktów terminowych w kierunku większego udziału zakupów *spot* i przetargów. Stwierdzono, że ceny w przetargach były niższe niż w kontraktach wieloletnich, dla których

ustalano ceny referencyjne na drodze negocjacji. System rocznych negocjacji powodował także, że więksi użytkownicy płacili za węgiel drożej niż mniejsi, którzy zaopatrywali się na rynkach *spot*.

Transakcje *spot* są zawierane jednorazowo, z określeniem ilości i ceny węgla dla stosunkowo krótkich terminów dostaw i bez zobowiązań żadnej ze stron co do transakcji, jakie miałyby być zawierane w przyszłości. Ten typ transakcji jest preferowany przez kupujących w celu uzupełnienia ilości dostaw węgla zabezpieczonych w kontraktach terminowych, pokrycia niezaplanowanych pików konsumpcyjnych lub osiągnięcia korzyści z okresowo niższych cen. Ceny w kontraktach *spot* w dużej mierze zależą od stanu zapasów u sprzedających i chęci pozbycia się nadmiaru niesprzedanego węgla.

Pewna część zakupów węgla realizowana jest też w wyniku przetargów (ang. *tender*), które są jednym z wariantów zakupów *spot*. Zakupy dokonywane są na drodze licytacji, w trakcie której wygrywa najlepsza oferta. Przetargi ogłaszane są przez kupującego, który określa interesujący go tonaż, wielkość statku, jakość węgla i okres dostawy. Dostawy uzgodnione na takiej drodze przeważnie dotyczą większych ilości niż pojedyncza umowa, a ramy czasowe najczęściej obejmują kilka kolejnych kwartałów. Transakcje *spot* nie są już właściwie zawierane w tradycyjny sposób bezpośrednio przez producentów (lub sprzedawców) i konsumentów. Na rynku węgla energetycznego taką funkcję pełnią teraz wyspecjalizowane platformy handlowe, rynki towarowe i brokerzy pracujący wokół nich.

Choć przez określenie *spot* rozumie się tzw. transakcje natychmiastowe, to jednak – ze względów logistycznych i organizacyjnych – ich natychmiastowa realizacja nie jest oczywiście możliwa. Umownie przyjmuje się, że dostawa *spot* realizowana jest w terminie 90-dniowym. Czas pomiędzy zawarciem umowy a fizyczną dostawą węgla do elektrowni waha się pomiędzy 8 a 13 tygodni. Dla dostawców mniej odległych od lokalizacji odbiorców (np. z Rosji czy Polski do Niemiec) zorganizowanie dostawy i transport trwa około 8 tygodni. Jednak dla importu z Australii czy Indonezji do Europy czas dostawy wyniesie około 13 tygodni. Na te różnice wpływa przede wszystkim długość morskiej podróży, która w obrębie Bałtyku (przy wszelakich ograniczeniach logistycznych) nie potrwa dłużej niż 1 tydzień, natomiast dla dostaw z regionu Pacyfiku – nawet 6 tygodni (RWE 2007).

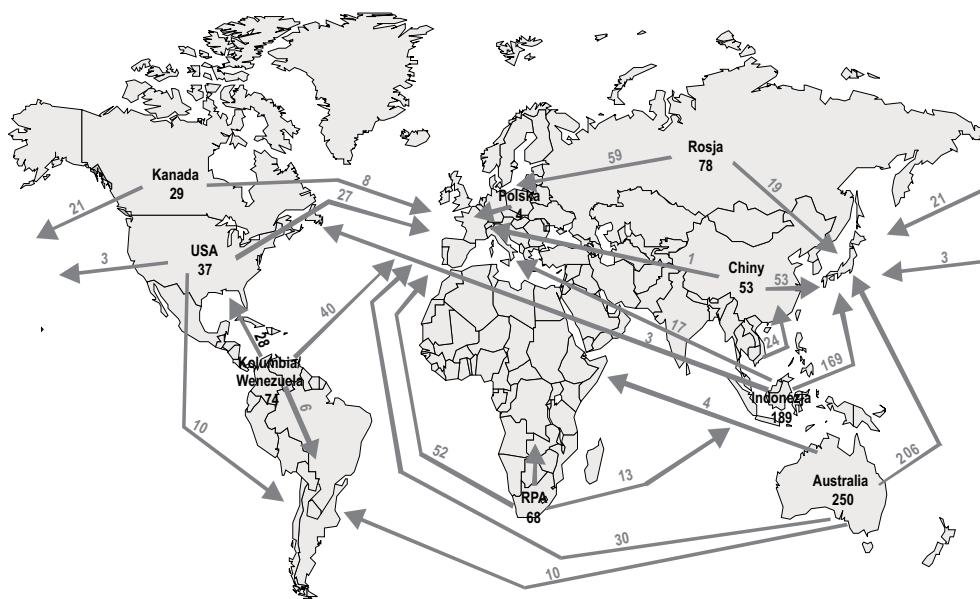
W zależności od przyjętych uzgodnień oraz rodzaju transportu, bazowa cena w kontrakcie może być ceną FOB na statku w określonym porcie załadowania albo ceną CIF w określonym porcie dostarczenia ładunku lub też np. ceną na warunkach DES czy DAF.

2.3. Struktura rynku – stosowane podziały rynków węglowych

W analizach i statystykach międzynarodowych rynków węgla kamiennego przyjmuje się zazwyczaj podział geograficzny i rodzajowy: dla dwóch wyodrębnionych geograficznie regionów, nazywanych rynkiem Atlantyku i rynkiem Pacyfiku, rozważa się oddzielnie przepływy węgla energetycznego i koksowego. Stosuje się też rozróżnienie ze względu na transport, realizowany drogą morską i lądową.

W międzynarodowym handlu węglem dominują przewozy drogą morską: od wielu lat stanowią one około 90% obrotów węglem na świecie.

Rysunek 2.1 przedstawia przepływy węgla kamiennego w handlu międzynarodowym realizowanym drogą morską. Liczby odnoszą się do całości transportowanego węgla (energetycznego i koksowego): w 2007 roku handel węglem drogą morską osiągnął 820 mln ton, z czego węgiel energetyczny stanowił 618 mln ton (ponad 75%).



Rys. 2.1. Międzynarodowy handel węglem kamiennym realizowany drogą morską w 2007 r.
Źródło: Annual report 2008 ... VDKI

Fig. 2.1. Seaborne hard coal trade in 2007

Dane w tabeli 2.2 ilustrują rozwój rynku węgla energetycznego w regionie Atlantyku i Pacyfiku w latach 2004–2007. Rynek Pacyfiku ma wyraźnie coraz większe znaczenie, a różnica w obrotach pomiędzy obu rynkami zwiększyła się w roku 2007 do 160 mln ton w porównaniu z 89 mln ton w roku 2004.

Rynek węgla energetycznego w regionie Atlantyku obejmuje: po stronie popytowej – kraje Unii Europejskiej, Europy Wschodniej oraz kraje rejonu Morza Śródziemnego, a po stronie podażowej – kraje Ameryki Północnej i Południowej, a także Rosję i Polskę. Popyt na rynku Pacyfiku kreuje zapotrzebowanie ze strony krajów azjatyckich (Japonia, Korea Południowa oraz Chiny z Tajwanem i Hong Kongiem, a także Indie). Zapotrzebowanie to jest zaspokajane przede wszystkim dostawami węgla z Australii i Indonezji, uzupełnianymi eksportem z Wietnamu, Chin i Rosji.

Tabela 2.2

Rozwój handlu węglem energetycznym na rynkach Atlantyku i Pacyfiku

Table 2.2

Steam coal trade development – Atlantic and Pacific markets

Region	2004		2005		2006		2007	
	mln ton	%	mln ton	%	mln ton	%	mln ton	%
Atlantyk	208	41	220	41	242	41	229	37
Pacyfik	297	59	314	59	353	59	389	63

Źródło: Annual report 2008... VDKI

Republika Południowej Afryki – dzięki swemu położeniu pomiędzy obydwooma centrami zapotrzebowania – jest dostawcą na oba rynki.

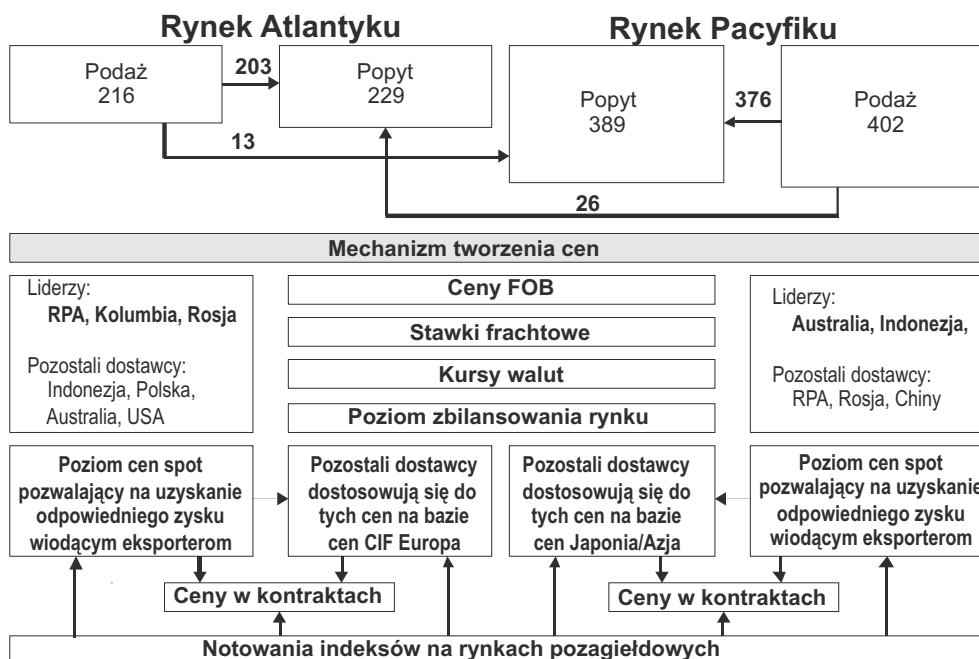
Dla zbilansowania potrzeb poszczególnych uczestników rynku, pewna część dostaw z rynku atlantyckiego trafia na rynek Pacyfiku i odwrotnie. Tutaj istotną rolę odgrywają bieżące relacje cen na rynkach węgla i frachtów morskich.

Rysunek 2.2 przedstawia schematycznie przepływy węgla energetycznego pomiędzy głównymi centrami zapotrzebowania i produkcji tego paliwa oraz uproszczony mechanizm tworzenia rynkowych cen węgla (dane liczbowe dla roku 2007 wg Annual Report 2008).

Eksporterzy konkurują między sobą na bazie cen CIF na rynku odbiorcy. Na tę cenę składają się koszty eksportera wyrażone w jego cenie FOB oraz koszty transportu – wyrażone w jednostkowej cenie frachtu morskiego. Najbardziej odległy dostawca oferuje (na danym rynku) najniższe ceny, gdyż finalna cena jego węgla musi uwzględnić koszty transportu. Korzysta na tym najmniej odległy eksporter, który może zaoferować wyższe ceny FOB. Transakcje na międzynarodowych rynkach węglowych zawiera się w dolarach amerykańskich, a więc kurs walut krajów eksporterów wobec USD wpływa na ekonomikę ich eksportu.

Na stopień zbilansowania rynku wpływa nie tylko poziom podaży i popytu w skali globalnej, ale też rozkład chwilowego zapotrzebowania na konkretnym rynku oraz możliwości dostarczenia węgla na ten rynek ze względu na dostępność surowca oraz możliwości transportowe. Na rynkach *spot* węgla i frachtów maksymalne ceny węgla niemal nigdy nie występują równocześnie z maksymalnymi cenami frachtów. Dzieje się tak dlatego, że przy rosnących cenach *spot* węgla spada zazwyczaj ilość zakupów. Z kolei mniejsza liczba przewozów powoduje obniżanie stawek frachtowych. Gdy sytuacja się zmienia następuje odwrócenie tendencji (Lorenz, Grudziński 2007).

Ceny *spot* wywierają wpływ na ceny kontraktowe w przyszłych dostawach, dla których pełnią funkcję wskaźnikową.



Rys. 2.2. Struktura rynku węgla energetycznego i mechanizm tworzenia cen
 Źródło: Opracowanie własne na podstawie: Broadbent 1999, Annual report 2008 VDKI, World market... 2007 RWE

Fig. 2.2. Market structure and mechanisms of price formation for steam coal

2.4. Wzorce jakości, wskaźniki cen

Węgiel jest takim produktem handlowym, dla którego przez wiele lat nie stosowano wzorca jakościowego, a kupujący poszukiwali na rynkach produktów o zdefiniowanej przez siebie jakości, określanej za pomocą kilku parametrów, jak wartość opałowa (lub ciepło spalania), zawartość siarki, popiołu i wilgoci oraz zawartość części lotnych.

Do porównań z innymi surowcami energetycznymi lub sporządzania bilansów energetycznych często występowała konieczność sprowadzenia jakości (i ceny) do porównywalnego poziomu. Za taki najczęściej uważano tzw. paliwo umowne (lub ekwiwalent węgla), czyli paliwo o wartości opałowej 7000 kcal/kg (29,3 MJ/kg) lub ekwiwalent ropy, czyli paliwo o kaloryczności 10 000 kcal/kg (41,9 MJ/kg). Ilości węgla przeliczano na tony paliwa umownego (tpu lub tce, ang. *ton of coal equivalent*) albo na tony równoważne ropy naftowej (toe, ang. *ton of oil equivalent*) proporcjonalnie do wartości opałowej.

Z czasem zaczęto ceny węgla odnosić do innej wartości opałowej, a mianowicie do 6000 kcal/kg (25,12 MJ/kg), jako wielkości bardziej zbliżonej do rzeczywistej kaloryczności węgla zużywanego w elektrowniach europejskich oraz do węgla będącego przedmiotem międzynarodowego handlu.

Historycznie rynek węglowy był uważany za bardzo konserwatywny, a węgiel był tradycyjnie sprzedawany od producenta do użytkownika (z pośrednictwem agenta lub bez). Teraz zaś zarówno transakcje *spot* jak i długoterminowe kontrakty mogą być zawierane drogą elektroniczną. Obecnie wiele firm węglowych handluje węglem za pośrednictwem internetu (za pomocą różnych platform *on-line*) wykorzystując nowe możliwości, jakie daje handel szybszy, tańszy i bardziej efektywny.

We współczesnym handlu węglem energetycznym na świecie operuje się w zasadzie tzw. wskaźnikami (indeksami) cen – czyli cenami odniesionymi do pewnej standaryzowanej jakości. Potrzeba stworzenia wskaźników cen wynikała zarówno z rozwoju handlu elektronicznego, jak też coraz powszechniejszego stosowania instrumentów finansowych zabezpieczających przed ryzykiem zmian cen (handel instrumentami pochodnymi na rynkach pozagiełdowych, OTC – *OverThe-Counter*). Transakcje OTC wymagały standaryzacji produktu (określenia podstawowych powtarzalnych cech). Przedmiotem tych transakcji – zarówno fizycznych, jak i finansowych (tzw. papierowych) – są wyspecyfikowane gatunki węgla, dla których cenę określa się za pomocą wskaźników (indeksów) cenowych.

Wskaźniki cen odnoszą się do transakcji *spot* (z dostawą w terminie 90-dniowym) i tylko do węgla energetycznych. Wskaźniki określane są dla podstawowych rynków: po stronie eksporterów są to wskaźniki FOB w najważniejszych portach wysyłkowych węgla energetycznego, a po stronie importerów – wskaźniki CIF dla najważniejszych punktów odbioru węgla: Europy Zachodniej (porty ARA) oraz Azji (Japonia i Korea) (np. Grudziński 2002; Lorenz, Grudziński 2005).

Wśród tych wskaźników można wyróżnić wskaźniki autorskie, opracowywane przez grupy ekspertów, pracujących dla grup medialnych – wydawców poważnych czasopism branżowych – oraz wskaźniki pochodne, tworzone na bazie wybranych wskaźników autorskich. Do pierwszej grupy należy zaliczyć wskaźniki Argus Media Group, McCloskey Group, Platts (The McGraw-Hill Companies) oraz indeksy platformy handlu internetowego globalCOAL, do drugiej zaś – tzw. wskaźniki API. Istnienie wielu wskaźników cen, określanych przez konkurencyjne grupy ekspertów, sprzyja wiarygodności wykonywanych przez te grupy ocen. Wartości liczbowe wskaźników podawanych przez różne źródła są całkowicie zbieżne.

Dla rynku europejskiego największe znaczenie mają wskaźniki określane na bazie CIF ARA oraz FOB RB (dla węgla z RPA w porcie Richards Bay). Poniżej omówiono te wskaźniki, przytaczając w skrócie metodologię ich wyznaczania.

Wymienione wskaźniki cen węgla odnoszą się do transakcji fizycznych, a oszacowania cen bazują na cenach rzeczywistych a nie ofertowych. Specyfikacja jakościowa jest w zasadzie identyczna dla wszystkich omawianych tu wskaźników: wartość opałowa – 6000 kcal/kg (min. 5800), zawartość siarki – maks. 1%, zawartość popiołu – maks. (15)16%. Parametry te odnoszą się do stanu roboczego (NAR – *Net As Received*), zaś ceny podawane są w dolarach amerykańskich (na tonę węgla o podanej wyżej jakości).

Wskaźniki Argus

Zespoły specjalistów i analityków do spraw rynków węglowych, pracujących w biurach Argus Media w Londynie, Waszyngtonie, Moskwie i Singapurze, analizują i weryfikują codziennie dane o transakcjach zawieranych na różnych rynkach na całym świecie. Korzystają przy tym z informacji od sprzedających i kupujących węgiel, firm pośredniczących w sprzedaży oraz firm brokerskich; uwzględniają również informacje o ogłaszanych przetargach i ofertach kupna/sprzedaży. Na tej podstawie szacowane są średnie ważone ceny węgla, spełniających kryteria jakościowe. W tych ocenach uwzględnia się tylko transakcje fizyczne (nawet dla kontraktów zawieranych na te same okresy stosowane jest wyraźne rozróżnienie cen na rynkach fizycznych i papierowych) (www.argusmediagroup.com). Publikowane przez Argus Media w dzienniku Argus Coal Daily International (CDI) wskaźniki cen obejmują kilkanaście pozycji (indeksy dla różnych węgla i rynków), najważniejsze są jednak dwa: CIF ARA i FOB RB.

CIF ARA

W szacowaniu tych cen uwzględnia się ważone ceny takich transakcji, dla których fracht był opłacony dla określonego miejsca rozładowania (w portach rejonu Rotterdamu), a więc z przeznaczeniem na rynki Europy północno-wschodniej. Z oceny wyklucza się informacje, co do których nie ma potwierdzenia finalnej ceny transakcji.

Zespoły analityków monitorują rynki codziennie (we wszystkie dni robocze), ale rezultaty oszacowań cen węgla w transakcjach *spot* publikowane są raz w tygodniu – w piątki, w Argus Coal Daily International. Ściślej mówiąc – ceny są publikowane codziennie, lecz nowe oszacowania dokonywane są w piątki. Każdorazowo w oszacowaniu uwzględnia się informacje od około 20 uczestników rynków węglowych, choć niekoniecznie są to te same firmy w każdym tygodniu.

FOB Richards Bay

W celu oszacowania cen w transakcjach fizycznych węgla z RPA, specjaliści Argusa współpracują ściśle z południowoafrykańskimi producentami i międzynarodowymi pośrednikami handlowymi. Obliczane są oddzielne średnie dla poszczególnych grup uczestników rynku oraz średnie ważone dla odnotowanych transakcji w danym tygodniu. Te średnie służą jako wyznacznik przeważających rynkowych poziomów cen. Stosowane są specyficzne procedury weryfikacji danych, aby uniknąć możliwości manipulowania indeksami.

Wskaźnik McCloskey Group

MCIS NWE steam coal marker

Wskaźnik cenowy opracowywany przez McCloskey Coal Informations Services (MCIS) dla rynku północnej i zachodniej Europy publikowany jest od stycznia 1991 roku pod nazwą *MCIS Steam Coal Marker Price (spot CIF price, NW Europe, USD/Mg basis 6000 kcal/kg NAR)*.

Do grudnia 2000 roku wskaźnik ten publikowany był w International Coal Report (ICR), a od stycznia 2001 roku publikowany jest w czasopiśmie McClockey's Coal Report.

W oszacowaniu ceny CIF bazuje się na cenach FOB oraz stawkach frachtowych. Uwzględnia się tylko węgiel o zawartości siarki do 1%, a ceny przelicza się na 6000 kcal/kg. Ceny są wazone odpowiednio wielkością zakupów dokonanych w analizowanym okresie (ceny odnoszą się do pojedynczego kontraktu niezależnie od tego, czy jest to pojedyncza barka, czy wiele transportów dużymi statkami).

Głównym źródłem informacji są dostawcy i odbiorcy węgla energetycznego, firmy pośredniczące w handlu węglem oraz firmy brokerskie zajmujące się frachtami morskimi (ogółem informacji dostarcza około 40 firm). Ceny te są publikowane jako średnie cen tygodniowych (na koniec każdego tygodnia) oraz są uśredniane do cen miesięcznych (www.mccloskeygroup.com).

Wskaźniki Platts

ICR steam coal marker price NWE

Autorski wskaźnik cenowy publikowany od stycznia 1991 roku przez Financial Times Energy w International Coal Report (ICR). Do grudnia 2000 roku wskaźnik tożsamy z opisanym wyżej wskaźnikiem McCloskey, a obecnie firmowany przez Platts – The McGraw Hill Companies – wydawcę ICR. Podawany jest zarówno tygodniowy (określany w każdy piątek), jak i miesięczny wskaźnik cenowy węgla energetycznego, sprowadzanego do krajów Europy północnej i zachodniej. Węgiel ten jest przeznaczony zarówno dla energetyki zawodowej, jak i dla mniejszych odbiorców, a ceny są cenami *spot* CIF w portach ARA. Algorytm obliczeń tego wskaźnika jest zbliżony do obliczeń wskaźnika McCloskey, choć dobór źródeł informacji, na których opierają się eksperci Plattsa może być nieco inny (www.platts.com).

CIM – Coal Industry Markers

Mianem CIM określane są indeksy, stworzone przez Plattsa i notowane od 2005 roku w Coal Trader International – codziennym wydawnictwie internetowym.

Indeksy CIM są obliczane co tydzień i uwzględniają średnie ceny na koniec tygodnia handlowego (najczęściej jest to piątek). Obecnie określanych jest pięć wskaźników, w tym również CIF ARA i FOB RB.

Cechą wyróżniającą wskaźniki CIM, która ma potwierdzać ich wysoką wiarygodność, jest jawność firm dostarczających danych o cenach: za każdym razem podawane są nazwy tych partnerów, choć oczywiście same dane objęte są gwarantowaną przez wydawcę poufnością. Podawana jest również liczba odrzuconych informacji (wejściowych danych o cenach) dla każdego ze wskaźników. Każdorazowo w ocenie uczestniczy co najmniej kilkanaście firm, reprezentujących producentów, użytkowników, pośredników, brokerów i innych uczestników rynków węglowych.

Indeksy cen platformy handlu internetowego globalCOAL

Utworzona w połowie 2001 roku platforma internetowa globalCOAL uzyskała z czasem wysoką renomę i popularność, zastępując tradycyjny handel węglem; operuje na obu głównych segmentach rynku węglowego (Atlantyk i Pacyfik). Konsorcjum globalCOAL zajmuje

się rynkiem węgla energetycznego. Jest to przykład rynku elektronicznego związanego z przemysłem: ma związanych z przemysłem węglowym udziałowców, a uczestnicy rynku (sprzedający–kupujący, zarejestrowani członkowie) zawierają transakcje bezpośrednio ze sobą. Liczba członków konsorcjum przekroczyła już 80; są wśród nich również firmy rosyjskie.

Przedmiotem transakcji jest kilka wyspecyfikowanych produktów, z których najważniejsze są indeksy CIF ARA, FOB RB oraz NEWC, odpowiadający cenie FOB węgla australijskiego w porcie Newcastle. Wartości indeksów podawane są w internecie, dostępne dla zarejestrowanych użytkowników (www.globalcoal.com).

Za pośrednictwem globalCOAL dokonywane są zarówno transakcje fizyczne, jak i finansowe (handel spekulacyjny, hedging oraz różne instrumenty zabezpieczające: opcje, swap, futures).

Indeksy API

Indeksy tygodniowe API są przykładem indeksów pochodnych, stworzonych na bazie autorskich wskaźników Argus i McCloskey; wcześniej znane były pod nazwą TFS API.

Indeksy te wprowadziła w roku 1997 firma brokerska Tradition Financial Services (TFS), która jest właścicielem ich oznaczeń handlowych (trade marks™). TFS jest jedną z pierwszych w świecie firm brokerskich, która zaczęła specjalizować się w metodach zarządzania ryzykiem na rynkach węglowych i w transakcjach pozagiełdowych (OTC), zarówno fizycznych jak i na rynku instrumentów pochodnych.

Indeks API 2 odpowiada cenie CIF ARA – jest średnią arytmetyczną dwóch wskaźników: Argus CIF ARA (publikowanego w każdy piątek w Argus Coal Daily International) oraz McCloskey's NWE steam coal marker (który publikowany jest w McCloskey'Fax, również w piątki oraz w McCloskey's Coal Report).

Indeks API 4 odpowiada cenie FOB Richards Bay – jest średnią z trzech oszacowań: Argus FOB Richards Bay (publikowanego w każdy piątek w Argus CDI), McCloskey's FOB RB marker (źródło publikacji – j.w.) oraz SACR Europe Spot Price Indicator publikowanego w miesięczniku South African Coal Report (SACR) oraz w tygodniku From The Coal Face (w poniedziałki).

Od stycznia 2007 roku indeksy API, publikowane (w wydawnictwach Argus i McCloskey) pod nazwą API 2 i API 4, odnoszą się do transakcji fizycznych. Natomiast oznaczenia TFS API#2 oraz TFS API#4 zostały zachowane dla transakcji prowadzonych na rynkach finansowych przez Tradition Financial Services Ltd.

Indeksy API odnoszą się do standaryzowanych partii towaru (transza wynosi 5000 ton węgla $\pm 5\%$). Specyfikację jakościową (według standardów ISO, w stanie roboczym) dla tych indeksów przedstawia tabela 2.3.

Od marca 2009 r. indeksy API publikowane są wyłącznie w raporcie Argus McCloskey' Coal Price Index Report.

Indeksy cen węgla notowane na rynku pozagiełdowym (tzw. rynek papierowy) wywierają coraz większy wpływ na kształtowanie się cen węgla w transakcjach *spot* oraz w kontraktach (schematycznie ilustruje to rys. 2.2). Handel ten rozwija się niezwykle

Tabela 2.3

Specyfikacja jakościowa indeksów API

Table 2.3

API specifications

Parametr	Wartość typowa	Wartości graniczne
Wartość opałowa (NCV)	6 000 kcal/kg	nie mniej niż 5800 kcal/kg
Całkowita zawartość wilgoci	13%	nie więcej niż 15%
Zawartość popiołu	8–16%	nie więcej niż 16%
Zawartość siarki	0,3–1%	nie więcej niż 1%
Zawartość części lotnych	24–38%	nie mniej niż 24% lub nie więcej niż 38%
Zdolność przemiałowa (indeks Hardgrove)	45–56	nie mniej niż 44
Klasa ziarnowa	0–50 mm	—

Źródło: www.argusmediagroup.com

dynamicznie od 2000 roku i obecnie szacuje się, że wolumen obrotów na rynku papierowym jest 2,5–3-krotnie większy niż całkowity fizyczny handel węglem energetycznym na świecie (Annual report 2008 VDKI).

Wartości notowanych indeksów są często wykorzystywane jako ceny wskaźnikowe w kontraktach na fizyczne dostawy węgla. Dotyczy to zarówno zakupów na rynkach *spot*, jak i kontraktów terminowych. Jeśli na przykład w umowie zapisano, iż cena węgla w dostawie odpowiada indeksowi API 2 plus 2 USD to oznacza, iż w dniu realizacji dostawy kupujący zapłaci za ten węgiel cenę wynikającą z bieżącej wartości indeksu powiększoną o uzgodnioną premię (2 dolary za tonę).

Niewątpliwie największą renomę zyskał sobie indeks API 2. Jego poziom stanowi cenę bazową (referencyjną, tzw. cenę *benchmark*) na rynku finansowych instrumentów pochodnych (*forward* i *swap* na rynku OTC, *futures* na giełdzie). Te rodzaje transakcji mają coraz większe znaczenie, angażują się w nie bowiem zarówno producenci węgla, jego użytkownicy, pośrednicy handlowi, banki i inne instytucje finansowe. Jest to oczywiście wskaźnik charakterystyczny dla rynku europejskiego (reprezentuje cenę CIF ARA). Rynek amerykański nie dysponuje tak uniwersalnym wskaźnikiem, choć np. w Stanach Zjednoczonych coraz większe uznanie zdobywają sobie indeksy Plattsa (Hiemstra 2004).

Ważną rolą wskaźników cen węgla energetycznego jest ich funkcja informacyjna: przedstawiają zobiektywizowany obraz rynków węglowych, zarówno od strony producentów/eksporterów (indeksy na bazie cen FOB), jak i użytkowników/importerów (indeksy na bazie cen CIF). Nawet jeśli producenci węgla (lub jego użytkownicy) nie są eksporterami (lub importerami), to na podstawie poziomu wskaźników cen rynkowych mogą analizować tendencje cenowe na rynkach międzynarodowych.

Notowania licznych wskaźników cen są również niezwykle cennym źródłem informacji dla analityków rynków węglowych, albowiem dostarczają niemal na bieżąco informacji o zmianach cen *spot* na wielu rynkach we wszystkich liczących się w międzynarodowym handlu węglem krajach. Takie analizy są również pomocne w pracach badawczych nad rynkami węglowymi.

3. Czynniki kształtujące ceny węgla energetycznego na rynkach międzynarodowych

Pod względem cen węgiel kamienny uważany jest za najbardziej stabilny surowiec energetyczny. Sprzyjają temu obfite zasoby i w miarę równomierne ich rozprzestrzenienie na świecie – węgiel występuje na wszystkich kontynentach i jest wydobywany w kilkadziesiąt krajach, w odróżnieniu od ropy naftowej i gazu ziemnego, dla których występuje koncentracja zasobów, a miejsca ich występowania i liczba wytwórców jest zdecydowanie ograniczona.

Chociaż międzynarodowy rynek węgla to jedynie niewielka część produkcji tego surowca, to odgrywa on wiodącą rolę w kształtowaniu cen węgla, nawet w krajach wykorzystujących głównie własne zasoby.

W długim horyzoncie czasowym za czynniki najbardziej istotne, kształtujące ceny węgla na rynkach międzynarodowych można uznać:

- poziom zapotrzebowania i tendencje jego zmian,
- koszty pozyskania węgla, ilość zasobów i ich rozmieszczenie geograficzne,
- koszty transportu oraz infrastruktura transportowa (morska i lądowa),
- konkurencyjność kosztowo-cenowa innych surowców (nośników) energii,
- uwarunkowania ekologiczne (regulacje zarówno po stronie wydobycia, jak i użytkowania węgla).

Doraźny wpływ na rynkowe ceny *spot* węgla energetycznego wywierają również:

- warunki pogodowe (temperatura – wpływ na zapotrzebowanie na energię do ogrzewania/chłodzenia u końcowych użytkowników; opady – wpływ na stan wód i poziom wytwarzania w hydroenergetyce i energetyce jądrowej) – oddziaływanie na rynek węgla poprzez sektor wytwarzania energii,
- zdarzenia określane mianem siły wyższej (klęski żywiołowe, katastrofy, ale też np. długotrwałe strajki w dużych kopalniach eksportujących węgiel).

Zapotrzebowanie

Dostępne informacje o stanie zasobów węgla na świecie (np. BP) wskazują, że przy obecnym poziomie wydobycia węgla powinno wystarczyć jeszcze na około 130 lat.

Najistotniejszym czynnikiem wpływającym na wielkość podaży i popytu węgla energetycznego jest zachowanie rynków energii, albowiem największa część zużycia tego paliwa przypada właśnie na sektor energetyczny.

Kluczowymi elementami w przyszłym zapotrzebowaniu i podaży węgla będą osiągnięcia w poprawie produktywności w górnictwie oraz efektywności spalania w energetyce.

Wzrost produktywności w górnictwie (wydobycie na górnika na rok) jest kontynuowanym procesem. Sprawność spalania w energetyce średnio w skali globalnej wynosi około 32%. Nowoczesne elektrownie osiągają już sprawności 42–45%, a nowoczesne technologie zapewniają sprawności 50–53%. Gdy nowe technologie będą wchodzić na rynek poprawi się średnia sprawność wytwarzania energii, co może wpłynąć na zmniejszenie zużycia węgla.

Światowa Rada Energetyczna (WEC – *World Energy Council*) przewiduje, że do roku 2030 72% elektrowni węglowych na świecie będzie wykorzystywać nowoczesne technologie o sprawnościach 49–50%. Teoretycznie mogłoby to sugerować, że zapotrzebowanie na węgiel spadnie, jednakże prawdopodobne jest również, iż dzięki postępowi w użytkowaniu węgla wzrośnie jego konkurencyjność (ze względu na koszt paliwa i stabilną podaż w porównaniu z np. gazem) i popyt nie będzie malał (Energy Edge 2007).

Koszty produkcji i transportu węgla

Koszty wydobycia w starych zagłębiach węglowych rosną, gdyż lepsze – pod względem jakości i warunków zalegania – pokłady czy złoża zostały już wyeksploatowane. Na międzynarodowych rynkach liczą się więc tacy producenci, którzy mają dostęp do złóż o korzystnych warunkach geologicznych i w rezultacie – o niskich kosztach, a takie znajdują się np. w Kolumbii czy Indonezji oraz w Australii.

W krajach wiodących producentów (i eksporterów) węgla spodziewane jest, że dalsza poprawa produktywności powinna prowadzić do obniżki kosztów jednostkowych i utrzymania konkurencyjności węgla.

Jak wspomniano w rozdziale 2, na współczesnych rynkach węglowych od szeregu już lat obserwowana jest tendencja zastępowania kontraktów długoterminowych zakupami w transakcjach *spot*. Ta tendencja dotyczy zresztą nie tylko rynków węgla. Jednak w przemyśle wydobywczym jest to kolejny przyczynek do wzrostu niepewności, albowiem w górnictwie konieczne jest ponoszenie znacznych nakładów inwestycyjnych zanim eksploatacja zacznie przynosić dochody. Podejmowanie takich inwestycji przy niepewnych (tzw. płynnych) cenach jest niezwykle ryzykowne.

W przypadku konieczności podejmowania decyzji o rozpoczęciu inwestycji w wydobycie, ta charakterystyczna dla rynku *spot* płynność (zmiennosc) cen jest niekorzystna. Jest to zresztą prawidłowość ekonomiczna, że wysoka płynność cen redukuje fizyczne inwestycje, co i w potocznym rozumieniu tego zjawiska jest logiczne, albowiem odnosi się do właściwej człowiekowi niechęci do wystawiania się na nadmierne ryzyko (Banks 2005).

Na ceny węgla u użytkowników wpływają koszty transportu. Poprawa systemów transportowych będzie skutkowałą obniżaniem kosztów. Ten problem jest istotny dla wszystkich producentów, gdyż wymaga znacznych inwestycji. W eksporcie – dodatkowe koszty będą związane z koniecznością poprawy infrastruktury portowej i rozbudowy zdolności przeładunkowych, a także infrastruktury transportu lądowego.

W skali globalnej przewozy węgla odbywają się przede wszystkim drogą morską. Natomiast położenie kopalń w stosunku do portów morskich w krajach eksporterów dodatkowo wpływa na konkurencyjność ceny finalnej węgla w imporcie poprzez koszty transportu lądowego.

Tabela 3.1 ilustruje to zagadnienie na przykładzie łańcucha reprezentatywnych kosztów eksportu z wiodących krajów eksportujących węgiel energetyczny do Europy.

Tabela 3.1

Łańcuch kosztów w eksporcie węgla energetycznego z krajów eksporterów do ARA; poziom cen: 2006/2007

Table 3.1

Representative costs of coal chain (2006/2007), CIF ARA

Kraj	Rodzaj wydobycia	Cena loco kopalnia	Transport lądowy	Koszty portowe	Fracht morski	Razem (ARA)
		USD/tonę				
Australia	odkrywka (QLS)	14–42	6–14	2–3	22	44–81
	odkrywka (NSW)	22–38	3–10	2–3	26	53–77
	podziemna (NSW)	25–40	3–10	2–3	26	56–79
RPA	odkrywka	16–28	6–10	1,5–2	16	38–56
Kolumbia	odkrywka	22–26	2–3	3–5	15	42–49
Rosja	odkrywka	16–20	24–26	2–3	14	56–63
Indonezja	odkrywka	16–33	2–7	14,5	17	37–61

QLS – stan Queensland, NSW – stan New South Wales

Źródło: RWE 2007

Największe firmy węglowe na świecie

W latach dziewięćdziesiątych ubiegłego wieku w przemyśle węglowym na świecie doszło do szeregu konsolidacji międzynarodowych kompanii węglowych, w wyniku których ukształtowała się wyraźna czołówka firm, które przez ostatnie lata przodowały w eksporcie węgla.

Najbardziej spektakularnym jednak zdarzeniem było utworzenie w 2000 r. spółki BHP-Billiton. Powstała ona poprzez połączenie uzupełniających się wzajemnie międzynarodowych korporacji działających na rynkach surowców mineralnych i metali: australijskiego koncernu BHP z posiadającym centralę w Wielkiej Brytanii koncernem górniczym Billiton. Na to połączenie musiały wyrazić zgodę urzędy regulacyjne w Australii oraz w Unii Europejskiej.

Nazywane „wielką czwórka” firmy: BHP-Billiton, Xstrata, Anglo Coal i Rio Tinto, dominują w światowym przemyśle wydobywczym (nie tylko węglowym). Posiadając zasoby na całym świecie mogą lepiej oceniać możliwości i racjonalność rozwoju (budowy nowych kopalń). Co więcej – mogą sterować wielkością produkcji, reagując na sygnały z rynku,

wyłączając wydobycie z kopalń o najwyższych kosztach w momentach obniżonego zapotrzebowania, a nawet czerpać korzyści poprzez wysoki poziom cen z innych kopalń. Mniejsi producenci natomiast muszą zazwyczaj utrzymywać wysoki poziom produkcji, nawet przy mniejszym zapotrzebowaniu, aby – przy wysokich kosztach stałych – osiągnąć wystarczająco konkurencyjne jednostkowe koszty produkcji węgla.

Tradycyjnie, rynki węglowe zawsze były w stanie nadpodaży lub bliskim nadpodaży. Kiedy następował wzrost cen rynkowych, producenci starali się zwiększać produkcję aby maksymalizować zyski, co z kolei wprawiało rynki w stan nadpodaży. Tak było np. w połowie lat dziewięćdziesiątych, kiedy nadmierny wzrost produkcji węgla na świecie spowodował dramatyczny spadek jego cen na prawie 5 lat. Dlatego główni dostawcy węgla na rynkach międzynarodowych dążą do utrzymania stanu bliskiego równowagi pomiędzy podażą i popytem, aby utrzymać ceny korzystne dla producentów.

Do największych na świecie kompanii węglowych – pod względem wielkości produkcji – należą jednak firmy działające na rynkach krajowych: Coal India, Peabody w Stanach Zjednoczonych, czy Shenhua w Chinach.

W tabeli 3.2 zestawiono czołową dziesiątkę firm o największej produkcji węgla. Podano w niej także jaką część produkcji danej firmy jest sprzedawana w eksporcie, a także pozycję tej firmy wśród światowych eksporterów.

Tabela 3.2

Największe kompanie węglowe świata

Table 3.2

Top 10 coal mining companies in the world

Lp.	Firma	Obszar głównej działalności górniczej	Produkcja 2007 r.	Produkcja 2008 r.r	Udział eksportu w produkcji	Pozycja w eksporcie
			mln ton	mln ton	%	
1.	Coal India	Indie	322	403	0	
2.	Peabody	USA	238	224	10	11
3.	Shenhua	Chiny	158	186	9	12
4.	Rio Tinto	Australia, Indonezja, Stany Zjednoczone	156	161	20	7
5.	Arch Coal	USA	132	138	12	17
6.	BHP - Billiton	RPA, Australia, Indonezja, USA, Kolumbia	86	116	66	1
7.	Anglo Coal	RPA, Australia, Wenezuela, Kolumbia	95	100	51	3
8.	China Coal	Chiny	91	100	16	15
9.	SUEK	Rosja	90	96	29	8
10.	Xstrata	Australia, RPA, Kolumbia	83	86	87	2

Źródło: Annual report ... 2008, 2009; The Impact ... 2009

W ostatnim roku (2008) do grona największych eksporterów dołączyły kolejne firmy: indonezyjski PT Bumi Resources i amerykański Drummond, eksploatujący kopalnie w Kolumbii, a także drugi eksporter rosyjski – KRU (Kuzbassrazrezugol). Polska Kompania Węglowa SA – największy producent węgla kamiennego w UE – plasuje się pod koniec drugiej dziesiątki światowych producentów i eksporterów (The Impact ... 2009).

Uwarunkowania ekologiczne

Ponieważ węgiel kamienny jest najbardziej uwęglonym surowcem spośród paliw kopalnych, jego zastosowanie w energetyce będzie w przyszłości bardzo silnie zależęć od polityki redukcji emisji gazów cieplarnianych. Im bardziej restrykcyjna będzie ta polityka, tym większych ograniczeń dla zużycia węgla należy się spodziewać.

Jeśli chodzi o konkurencyjność w stosunku do innych paliw, udział węgla w puli paliw dla energetyki będzie zależał od relacji jego cen w stosunku do gazu ziemnego. Im tańszy będzie węgiel (w stosunku do gazu) tym lepsza będzie jego konkurencyjność, gdyż różnica pomoże zniwelować wyższe koszty inwestycyjne elektrowni węglowych.

Na konkurencyjność węgla jako surowca do wytwarzania energii elektrycznej negatywnie (osłabiająco) wpływają uwarunkowania ekologiczne, przede wszystkim związane z wysoką ceną emisji (wyrażonej w postaci ceny instrumentu rynkowego, jakim jest kredyt emisyjny lub pozwolenie na emisję). W Stanach Zjednoczonych takimi instrumentami są kredyty emisyjne SO₂ i NO_x, natomiast w Europie – pozwolenia na emisję CO₂. Węgiel emituje podczas spalania prawie dwukrotnie więcej dwutlenku węgla niż gaz, więc wysokie ceny pozwoleń emisyjnych mogą ograniczyć zużycie węgla w Europie. Nie będzie to miało większego wpływu na światowy rynek węgla w długim horyzoncie czasowym (25–30 lat), gdyż zakłada się, że dostępne będą już wtedy techniki sekwestracji dwutlenku węgla i wysoka emisyjność węgla w odniesieniu do CO₂ nie będzie ograniczać zużycia węgla w energetyce.

Natomiast w perspektywie krótkoterminowej polityka redukcji emisji CO₂ ma i będzie miała największy wpływ na wykorzystanie węgla.

Emisje gazów cieplarnianych i łączone z tym zjawisko zmian klimatu są przedmiotem rosnącej uwagi na całym świecie. Wśród wszystkich gałęzi przemysłu sektor wytwarzania energii jest największym emitentem tych gazów. Sygnatariusze Protokołu Kioto (do Ramowej Konwencji ds. Zmian Klimatu Narodów Zjednoczonych) – w tym Unia Europejska – szczególnie analizują te emisje w swoich krajach, zwłaszcza w energetyce (Kavalov, Peteves 2007).

Od wielu lat prowadzone są na świecie badania nad efektywnością ekonomiczną i technologiczną procesów wykorzystania węgla. Dokonał się ogromny postęp w tych technologiach, począwszy od górnictwa, poprzez wzbogacanie, aż do przemysłowego wykorzystania węgla i jego produktów. Dokonania, redukujące wpływ węgla na emisje gazów cieplarnianych można w skrócie podsumować następująco (www.worldcoal.com):

- na etapie wydobywania — odzysk i wykorzystanie metanu, co ogranicza pierwotną emisję tego gazu, zaliczanego również do gazów cieplarnianych, oraz poprawia sprawność energetyczną procesu górniczego,

- na etapie przeróbki — zmniejszenie zawartości popiołu, siarki, wilgoci, substancji mineralnej i pierwiastków śladowych w produktach handlowych, co wpływa korzystnie na sprawność procesu spalania,
- na etapie wykorzystania węgla:
 - w procesach spalania — postęp w technologii spalania poprawia sprawność wytwarzania energii, ograniczenie emisji poprzez stosowanie wzbogaconych węgla i technik oczyszczania spalin, możliwość spalania węgla razem z paliwami odnawialnymi (biomasa, odpady itp.), wykorzystanie produktów spalania węgla (gips z procesów odsiarczania spalin w budownictwie, popioły i żużle do budowy dróg itp.) – poprawa sprawności procesu wytwarzania energii elektrycznej z 35 do 40% zmniejsza emisję CO₂ o około 10%,
 - w procesach produkcji stali — wykorzystanie żużli wielkopieczowych, odzysk i wykorzystanie gazów koksowniczych, odzysk ciepła i energii z procesów produkcji stali,
 - w procesach zgazowania węgla — rozwój metod wychwytywania, magazynowania i utylizacji CO₂.

Rozwój tych nowoczesnych, przyjaznych dla środowiska tzw. czystych technologii węglowych (CCT – *Clean Coal Technologies*) jest czynnikiem sprzyjającym powrotowi zainteresowania węglem w Unii Europejskiej. Technologie te nakierowane są na poprawę efektywności i ochronę środowiska od pozyskania węgla aż do końcowego wykorzystania. Problemy „środowiskowe” związane z węglem wynikają ze sposobu, w jaki węgiel jest wykorzystywany, a nie z węglem jako takim.

Deregulacja sektora wytwarzania energii elektrycznej

Procesy liberalizacji (deregulacji) rynków energii elektrycznej wywierają duży wpływ na rynki węgla. Wytwórcy energii, poddani silnej konkurencji, muszą obniżyć ceny lub chociaż nie mogą ich swobodnie podnosić. Aby zapewnić sobie zysk starają się redukować koszty. Koszty paliwa są niemal zawsze jedną z największych pozycji, a więc nacisk na obniżenie cen paliw jest najprostszą formą redukcji kosztów generacji. Zbyt wysokie koszty (a więc w konsekwencji i ceny oferowanej do sprzedaży energii) uniemożliwiają sprzedaż produktu, a przynajmniej bardzo ją ograniczają. Gdy energia z węgla jest zbyt droga to następuje spadek zapotrzebowania na węgiel. Im mniej węgla dany producent może sprzedać (przy swojej określonej zdolności wydobywczej) tym droższy staje się jego węgiel (rosną koszty jednostkowe).

W wyniku deregulacji w przemyśle energetycznym Europa Zachodnia jest obecnie w zasadzie jednym rynkiem energii, a granice państw stanowią niewielką przeszkodę w handlu energią. W Japonii efektem deregulacji były narodziny niezależnych producentów energii (IPP – *Independent Power Producers*), którzy dostarczają energię elektryczną na podstawie kontraktów do głównych odbiorców, konkurując z tradycyjnymi dystrybutorami w regionach (Henderson 2002).

Bezpieczeństwo dostaw paliw oczywiście pozostaje bardzo ważne dla wytwórców energii, ale konkurencyjność kosztowa jest obecnie znacznie silniejsza niż w epoce przed deregulacją.

Podobnie jak po stronie producentów węgla, również i dla wytwórców energii przejście na krótsze terminy kontraktów – choć korzystne w bieżących warunkach rynkowych – w dłuższym horyzoncie może prowadzić do większego ryzyka cenowego. Kontrakty długoterminowe pozwalały bowiem wytwórcom energii na finansowanie budowy nowych jednostek produkcyjnych przy umiarkowanym ryzyku.

Z rozwojem deregulacji rynków energii coraz więcej wytwórców decydowało się na zakupy *spot*. Trzeba podkreślić, że użytkownicy czerpią większe korzyści ze zmiany systemu zakupów węgla niż producenci.

Deregulacja spowodowała również, że wytwórcy energii coraz chętniej kupowali inne niż tradycyjnie gatunki węgla, aby tylko obniżyć koszty paliwowe. Przykładem jest rosnące zużycie indonezyjskiego węgla sub-bitumicznego. Użytkowanie niskojakościowych (lecz tanich) węgla okazało się efektywne na rynku konkurencyjnym wytwarzania energii przy spełnieniu wysokich standardów ochrony środowiska.

Postępująca liberalizacja rynków energii elektrycznej i gazu w UE i innych rozwiniętych gospodarkach faworyzuje gaz jako paliwo dla energetyki, ponieważ elektrownie gazowe są łatwiejsze i bardziej elastyczne w eksploatacji (szybciej można dostosować poziom produkcji do chwilowego zapotrzebowania).

Jednakże większe wykorzystanie gazu ziemnego w energetyce pogłębia zależność UE od importu gazu – głównie z Rosji. Ponadto – przejęcia firm gazowych przez kompanie elektryczne może tworzyć ryzyko monopoli lub oligopoli (Kavalov, Peteves 2007).

Instrumenty zabezpieczające przed ryzykiem zmian cen węgla

Powyżej wymieniono szereg czynników, które oddziałują na rynkowe ceny węgla. Wspomniano też o dość powszechnej tendencji odchodzenia nabywców od kontraktów terminowych na rzecz zakupów na rynkach *spot*. Taka skłonność narasta oczywiście w okresie spadających cen węgla na rynkach, co miało np. miejsce w drugiej połowie lat dziewięćdziesiątych, a następnie w latach 2000–2002 (patrz rozdział 4). Natomiast w okresie rosnących cen rynkowych węgla oraz innych nośników energii odbiorcy skłonni są do zwiększania ilości dostaw w kontraktach terminowych o ustalonych cenach.

Ceny *spot* i ceny w kontraktach terminowych wpływają na siebie wzajemnie. W czasie negocjacji zarówno kupujący jak i sprzedający wiedzą, jakie ceny *spot* przeważają na rynkach. Sprzedający starają się uniknąć ustalenia ceny kontraktowej na niskim poziomie, jeśli w danym czasie takie są akurat warunki rynkowe; odwrotny cel przyświeca kupującemu.

Sposobem zabezpieczenia przed ryzykiem niestabilności rynków węglowych stał się tzw. rynek pozagiełdowy, czyli transakcje *Over-The-Counter* (OTC), które mają na celu ograniczenie ryzyka zmienności cen oraz zabezpieczenie przed gwałtownym ich wzrostem (bądź spadkiem) dla wszystkich stron transakcji.

Pozagiełdowy handel węglem wprowadzono pod koniec 1997 r. w USA, a w Europie niewiele później, choć tutaj szybki rozwój tego sposobu handlu obserwuje się od 2002 roku. Oba te rynki od momentu powstania wybrały różne drogi rozwoju. W Stanach Zjednoczonych

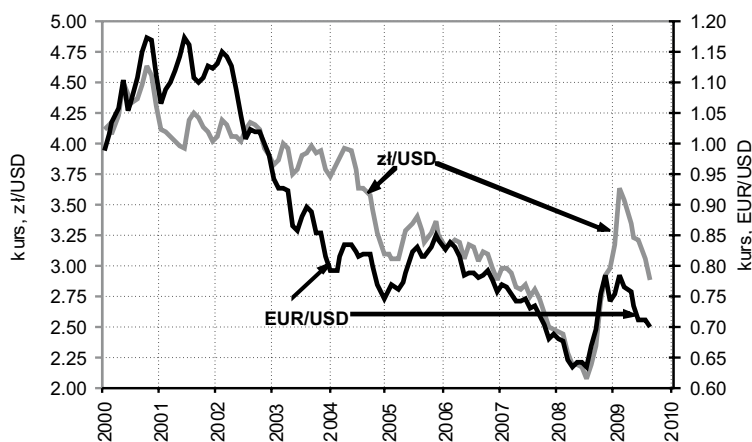
rynek OTC koncentruje się głównie na transakcjach fizycznych, pozwalając użytkownikom wybrać węgiel o korzystnej cenie spośród ofert różnych producentów amerykańskich. W Europie natomiast rynek OTC jest prawdziwie międzynarodowy, gdyż dostawy węgla pochodzą z różnych krajów i kontynentów. Na rynku europejskim przeważają transakcje finansowe (jak opcje, transakcje typu *forward*, *swap* czy *futures*) (Lorenz 2006).

W przypadku obu rynków (amerykańskiego i europejskiego) dodatkowym impulsem zwiększającym atrakcyjność transakcji zabezpieczających i udziału w rynkach OTC były procesy liberalizacji rynków energii elektrycznej. Prowadzenie transakcji OTC wymagało także standaryzacji produktu (określenia podstawowych powtarzalnych cech). Przedmiotem tych transakcji – zarówno fizycznych jak i finansowych (tzw. papierowych) – są wyspecyfikowane gatunki węgla, dla których cenę określa się za pomocą tzw. wskaźników (indeksów) cenowych (opisanych w rozdz. 2).

Kursy walut

Transakcje na międzynarodowych rynkach węglowych zawiera się w dolarach amerykańskich. Zmiany wartości tej waluty wobec walut krajów eksporterów i importerów węgla powoduje, że skala opłacalności eksportu czy importu zmienia się w czasie.

Zmienność relacji wartości złotego i euro do dolara w latach 2000–2009 (I półrocze) zilustrowano na rysunku 3.1.



Rys. 3.1. Zmiany kursu złotego i euro do dolara amerykańskiego w latach 2000–2009 (I półrocze)
Źródło: opracowanie własne na podstawie (www.x-rates.com i www.nbp.pl)

Fig. 3.1. Exchange rates of Polish zloty and Euro to American dollar, 2000–2009 (1stH)

Euro zastąpiło lokalne waluty w krajach Unii Europejskiej (w 12 spośród 15 ówczesnych krajów członkowskich UE) w 2002 roku, jednak już wcześniej (od 1999 r.) euro zaczęło być stosowane przez banki i giełdy jako waluta elektroniczna.

Do jesieni 2003 roku dolar był mocniejszy od euro. Potem – aż do połowy 2008 roku – następował systematyczny spadek jego wartości. Na rynkach węglowych w tym czasie obserwowano wzrosty cen, niekiedy bardzo gwałtowne (szerzej to zagadnienie omówiono w rozdziale 4).

Wyniki analizy wpływu zmian kursów walut eksporterów na ceny węgla zamieszczono np. w pracach (Lorenz 2008, 2009). Przykładowo, pomiędzy styczniem 2007 r. a styczniem 2008 r. ceny węgla FOB w eksporcie z Kolumbii, wyrażone w USD/tonę, wzrosły o 99%, jednak ze względu na spadek kursu kolumbijskiego peso (COP) w stosunku do dolara (o 9%) wzrost cen węgla w COP/tonę wyniósł tylko 81%. W tym samym czasie ceny węgla w imporcie do Europy (CIF ARA) wzrosły o 91% w USD/tonę, lecz w przeliczeniu na euro/tonę wzrost ten wyniósł tylko 69%, gdyż wystąpił 12% spadek kursu dolara wobec euro. Tak więc eksporterzy węgla często nie osiągają za swój węgiel aż tak korzystnych cen w przeliczeniu na walutę krajową, a importerzy nie ponoszą aż tak wysokich kosztów, jak sugerowałyby wysokie ceny rynkowe wyrażane w USD/tonę.

4. Analiza sytuacji i cen węgla energetycznego na międzynarodowych rynkach

Obraz współczesnych rynków węgla energetycznego ukształtował się pod wpływem szeregu zdarzeń natury ekonomicznej i politycznej, zapoczątkowanych jeszcze pod koniec XX wieku.

Szczególnie znaczący wpływ na światowy przemysł węglowy wywarły dwa wydarzenia natury politycznej z lat dziewięćdziesiątych (Stagg 1999):

- załamanie gospodarki centralnie sterowanej w krajach Europy Wschodniej i w ZSRR,
- zmniejszenie dotacji państwowych i/lub prywatyzacja wybranych sektorów gospodarki w krajach Europy Zachodniej.

W krajach Europy Wschodniej i w Związku Radzieckim węgiel był zasobnym źródłem energii pierwotnej, wpływającym zasadniczo na niezależność energetyczną tych krajów. Rozwijano tam szeroko kompleks wydobywczy zatrudniający ogromną siłę roboczą, a węgiel używany był zarówno w różnych gałęziach przemysłu, jak i w gospodarstwach domowych. Technika i technologia górnicza pozostawały w tyle za stosowanymi w krajach o gospodarce rynkowej, produktywność była niska i prawie cała produkcja konsumowana była w kraju.

Zmiana systemu polityczno-gospodarczego w tych krajach na przełomie lat osiemdziesiątych i dziewięćdziesiątych spowodowała znaczący spadek produkcji przemysłu węglowego (podobnie jak i innych gałęzi przemysłu). Niemożliwość łagodnego i szybkiego przejścia od gospodarki centralnie sterowanej do gospodarki opartej na systemie rynkowym spowodowała załamanie wielu jej sektorów, co pociągnęło za sobą spadek zapotrzebowania na energię. Ten stan gospodarki z kolei był powodem, dla którego nie udało się pozyskać kapitału (z zagranicy) niezbędnego do nabycia nowych technologii i wprowadzenia koniecznych zmian, umożliwiających produkcję węgla po konkurencyjnych kosztach.

Zmniejszenie subwencji państwowych i prywatyzacja sektorów przemysłowych miały wpływ na kondycję górnictwa węglowego w Niemczech i Wielkiej Brytanii, które jeszcze w latach osiemdziesiątych były dużymi producentami węgla.

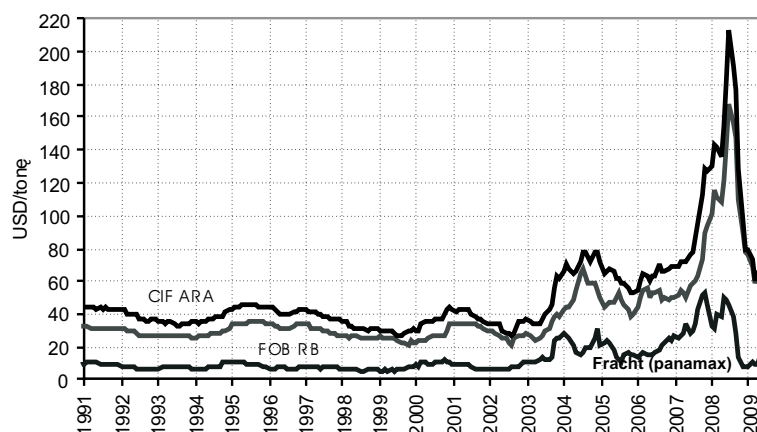
Przed zjednoczeniem w 1990 r. zarówno Wschodnie jak i Zachodnie Niemcy dotowały swoje górnictwo węgla kamiennego i brunatnego. Faktycznie cała produkcja była zużywana wewnątrz kraju. W 1998 r. podjęto w Niemczech działania restrukturyzacyjne, których celem było zmniejszenie zatrudnienia o ponad połowę oraz zdecydowana redukcja dotacji do

górnictwa. Na skutek tych działań wydobycie węgla zmniejszyło się tam o ponad połowę (z 76,5 mln ton w 1990 do około 37 mln ton w roku 2000; w 2007 – około 24 mln ton).

Celem reformy górnictwa w Wielkiej Brytanii również było zmniejszenie zatrudnienia oraz osiągnięcie rentowności kopalń i ich konkurencyjności na rynku. Uwieńczeniem tych działań była prywatyzacja sektora w roku 1994. Wpływ prywatyzacji górnictwa został dodatkowo wzmocniony poprzez prywatyzację sektora wytwarzania energii, co z kolei zmusiło górnictwo brytyjskie do konkurencji z węglem z importu. W wyniku tych działań produkcja węgla pomiędzy rokiem 1990 a 2000 zmniejszyła się z 92 do 31 mln ton (Coal Information 2008).

Uwarunkowania polityczne i ekonomiczne spowodowały duże zróżnicowanie w osiąganym poziomie technologii wśród krajów produkujących węgiel. Dawne kraje o gospodarce centralnie sterowanej – z Europy Wschodniej, kraje b. ZSRR, czy Chiny – pozostały daleko w tyle pod względem stosowanych technologii za większością innych krajów – producentów węgla. Odwrotnie przedstawiała się sytuacja w krajach nowych (tzw. „wschodzących”) producentów: Kolumbia, Wenezuela i Indonezja szybko zaczęły osiągać korzyści z podjętych inwestycji (głównie z udziałem zagranicznego kapitału) wykorzystując nowoczesne technologie, nowoczesne techniki zarządzania i prowadzenia procesów, a osiągnięty wzrost w przemyśle górnym tych krajów dowodzi roli i znaczenia technologii w rozwoju.

Na rysunku 4.1 przedstawiono zmiany cen węgla energetycznego w imporcie do Europy (na bazie cen CIF ARA) w latach 1991–2009 (I półrocze), a także średnie ceny eksportowe głównego eksportera do krajów zachodnioeuropejskich, czyli RPA (FOB Richards Bay) oraz ceny frachtów morskich na trasie RB – ARA w tym okresie. Ilustracja ta ułatwi analizy



Rys. 4.1. Średnie miesięczne ceny *spot* węgla energetycznego (na bazie CIF ARA i FOB RB) oraz stawki frachtowe (RB – ARA) w latach 1991–2009 (I półrocze)

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Platts, Argus, globalCOAL

Fig. 4.1. Steam coal spot prices (CIF ARA and FOB RB basis) and freight rates from RB to ARA ports; monthly averages 1991–2009 (1st semester)

sytuacji na międzynarodowych rynkach węgla energetycznego, zaprezentowane w dalszej części rozdziału.

Prezentowane tutaj dane o rynkowych cenach węgla są wielkościami uśrednionymi (obliczonymi na podstawie wartości podawanych w cytowanych źródłach).

4.1. Sytuacja rynkowa i ceny węgla energetycznego w ostatniej dekadzie lat dziewięćdziesiątych XX w.

W skali globalnej na kondycji przemysłu węglowego pod koniec XX wieku zaważyła światowa recesja gospodarcza z początku lat osiemdziesiątych, recesja w przemyśle stalowym w latach dziewięćdziesiątych i azjatycki kryzys finansowy w 1997 r. Wpływ ogólnoświatowej recesji gospodarczej z początku lat osiemdziesiątych odczuły wszystkie kraje o gospodarce rynkowej, co spowodowało spadek zapotrzebowania na wszystkie wytwarzane dobra i stworzyło znaczące problemy w przemyśle węglowym. Chociaż reakcje na kryzys były różne w poszczególnych krajach, produkujących węgiel (jak Australia, USA czy Kanada), jednakże wszędzie przejawiały się one w zamykaniu kopalń, opóźnieniu inwestycji i ograniczaniu zatrudnienia.

Przyznać jednak również należy, że właśnie recesja nadała kształt współczesnemu górnictwu w tych krajach (szczególnie w USA): wzrost produktywności, który wydawał się nieosiągalny w latach siedemdziesiątych, stał się powszechny w całej branży. Nacisk na wzrost produktywności przejawiał się w całym ciągu działań i procesów: od technik górniczych, poprzez nowe technologie, procesy przeróbki, transport, aż po metody zarządzania, organizację pracy i wykorzystanie siły roboczej (Stagg 1999).

Słaba kondycja gospodarki światowej na początku lat dziewięćdziesiątych skutkowałą spadkiem produkcji węgla energetycznego (por. rys. 1.1). Przy zmniejszającym się popycie ceny węgla również miały tendencję spadkową. Gdy w połowie tamtej dekady nastąpiło ożywienie gospodarcze i wzrosło zapotrzebowanie na energię to ceny węgla zaczęły rosnać. W odpowiedzi na to szybko zaczęła rosnać produkcja i eksport, szczególnie z Indonezji, Rosji i Chin. Te przyrosty w ciągu niedługiego czasu doprowadziły do stanu nadpodaży węgla energetycznego na świecie i ceny musiały spaść ponownie. Kryzys azjatycki zaostrzył jeszcze istniejący stan nadpodaży, gdyż w uprzemysłowionych krajach tamtego regionu wyraźnie spadło zapotrzebowanie na energię (w Japonii – rzędu 10–15%).

Ówczesna recesja w przemyśle stalowym spowodowała przede wszystkim spadek zapotrzebowania na węgiel koksowy w Europie i Stanach Zjednoczonych. Na skutek tego producenci wysokojakościowych węgla koksowych skierowali sprzedaż tego węgla na rynki węgla energetycznego, zaburzając utrwalone na tych rynkach powiązania.

4.2. Lata 2000–2007

Początek nowego stulecia to okres odbudowy rynków węglowych, ale też całej gospodarki. Wyraźnie rosną ceny ropy naftowej na rynkach – wzrost ten przerwany został na krótko z chwilą ataku terrorystycznego na Stany Zjednoczone 11 września 2001 r., kiedy producenci ropy w geście solidarności międzynarodowej powstrzymali tę tendencję (wzrostową), zapewniając odpowiednią podaż. Już jednak od 2002 r. ceny ropy ponownie rozpoczęły wieloletni okres wzrostu.

Natomiast stan nadpodaży węgla na rynkach, wywołany rosnącym wydobyciem i eksportem – zwłaszcza w regionie Pacyfiku (Chiny, Australia, Indonezja), ale też w Kolumbii i Rosji – przerwał trwającą niespełna dwa lata tendencję wzrostową cen tego surowca i doprowadził do kolejnego spadku cen węgla energetycznego. Innym powodem tego spadku była nadmierna aprecjacja wartości waluty amerykańskiej: w połowie 2002 roku ceny węgla na bazie FOB z RPA i Kolumbii okresowo spadły nawet poniżej 20 dolarów za tonę, a w imporcie do Europy – do poziomu 24–25 USD/tonę.

W Unii Europejskiej tamten okres to czas wprowadzania szeregu dyrektyw ekologicznych, jak też dyrektyw deregulujących rynek gazu i energii elektrycznej. To również wywierało presję na ceny węgla w imporcie. Zaczął się także okres intensywnego rozwoju handlu elektronicznego na świecie, przez co ceny stały się bardziej płynne (zmiennie).

Zapoczątkowany w III kwartale 2003 r. wzrost cen węgla na rynkach międzynarodowych osiągnął niespotykaną wcześniej skalę. Jego podstawową przyczyną było znacznie zwiększone zapotrzebowanie w Chinach, spowodowane wysokim wzrostem gospodarczym i związanym z nim zapotrzebowaniem na surowce i energię. Wzrost popytu wystąpił wtedy również w USA oraz Japonii, Korei Płd. i w Indiach. Zwiększone zapotrzebowanie wewnętrzne wpłynęło na redukcję eksportu węgla chińskiego, natomiast popyt w Stanach Zjednoczonych nie tylko ograniczył i tak już niewielki eksport, ale wchłonął też część węgla kolumbijskiego, kierowanego zwyczajowo na rynki europejskie.

Dodatkowo wzrost zapotrzebowania na stal (głównie w Chinach) spowodował nie tylko wzrost cen węgla koksowego i koksu metalurgicznego, ale również zaangażował znaczną część światowej floty w tym rejonie globu (do transportu rudy żelaza z Brazylii i węgla koksowego z Australii). Niedostosowanie zdolności przeładunkowych chińskich portów do tak wielkiej ilości ładunków spowodowało wielotygodniowe przestoje statków, niedostępnych wówczas dla innych towarów i relacji. Ów stan dużego zapotrzebowania na towary i przewozy zderzył się z brakiem odpowiedniej podaży statków (ponieważ na skutek słabej koniunktury w latach poprzednich wiele statków poddano złomowaniu, a armatorzy nie zamawiali nowych masowców, inwestując raczej w tankowce, przynoszące w dłuższej perspektywie większe zyski). Wystąpił więc skumulowany efekt wzrostu cen węgla FOB (przy popycie przekraczającym podaż węgla) oraz wysokiego wzrostu stawek frachtowych, skutkujący niezwykle wysokim poziomem cen węgla w imporcie (CIF).

W odpowiedzi na wysoki popyt stosunkowo szybko nastąpił wzrost podaży węgla energetycznego na rynkach (głównie za sprawą Indonezji, ale też Rosji). Znacząco poprawił

się również stan floty masowców oraz przystosowanie portów. Te fakty przyczyniły się do stabilizacji sytuacji i spadku cen węgla w kolejnych miesiącach.

Pod koniec 2005 roku, kiedy ceny CIF w Europie znacząco spadły, dostawcy rosyjscy ograniczyli sprzedaż. Za graniczną wartość ceny CIF dla węgla rosyjskiego uważano 55 USD/t ze względu na koszty tamtejszych producentów, które zawierają się w zakresie 48–50 USD/t. Dla rosyjskich producentów węgla niezwykle istotne są koszty transportu kolejowego, gdyż złoża węgla występują w bardzo dużej odległości od portów morskich, zwłaszcza europejskich.

Na rynki węgla energetycznego oraz ceny tego węgla w Europie na początku 2006 roku wpływ miały trzy główne czynniki: niski stan zapasów, mroźna zima (zwłaszcza w lutym i marcu) oraz wyraźne braki w podaży węgla południowoafrykańskiego (niezwykle ulewne deszcze doprowadziły do przerwania na kilka tygodni wydobywania w licznych kopalniach odkrywkowych, miały też miejsce strajki górników). Podobne zdarzenia zaistniały w Kolumbii. Na rynkach nie było też węgla z Polski. Dało to skumulowany efekt zmniejszenia podaży, ale zwłaszcza dużego zaniepokojenia wśród kupujących, skutkiem czego ceny zaczęły rosnąć.

W lecie 2006 roku wysokie zapotrzebowanie, niewielka ilość węgla dostępnego na rynkach *spot* oraz bardzo wysokie ceny frachtów doprowadziły do wzrostu cen CIF ARA powyżej 70 USD/tonę. Wysoki poziom popytu na węgiel energetyczny w Europie wynikał z bardzo wysokich temperatur. Brak opadów spowodował znaczne obniżenie poziomu wód w rzekach, ograniczając wytwarzanie w hydroenergetyce. Temperatura wód była często zbyt wysoka dla efektywnego chłodzenia elektrowni jądrowych, które też musiały ograniczyć produkcję. Ponieważ ceny węgla były i tak niższe od cen innych paliw do wytwarzania energii, spowodowało to większe niż tradycyjnie w lecie zainteresowanie zakupami węgla.

Natomiast powody wysokiego wzrostu frachtów były w zasadzie podobne jak trzy lata wcześniej: wysokie zapotrzebowanie na rudę żelaza i węgiel koksowy w Chinach. Ponieważ w rejonie Pacyfiku nie było dostępnej odpowiednio dużej liczby statków *cape* do przewozu tych surowców, częściowo rynek ten przejął jednostki obsługujące rejonu Atlantyku.

Rok 2007 to okres dalszych wzrostów cen na rynkach węgla i frachtów morskich, które osiągnęły szczytowe wartości w listopadzie. Najbardziej spektakularne zmiany cen w historii rynków węglowych miały jednak miejsce w roku 2008.

4.3. Lata 2008–2009 (I półrocze)

Rok 2008 był z pewnością najbardziej nietypowym rokiem dla międzynarodowych rynków węgla energetycznego, które doświadczyły wówczas największego wzrostu i największego spadku cen. Od stycznia do lipca ceny węgla w imporcie do zachodnioeuropejskich portów ARA (CIF ARA) wzrosły o ponad 82 USD/tonę (z około 130 do 212 USD/tonę dla średnich miesięcznych), a dla cen *spot* w notowaniach tygodniowych różnica pomiędzy najwyższym a najniższym notowaniem tygodniowym wyniosła aż 90 dolarów.

Spadek cen, jaki po tym szczycie wystąpił, był bardzo dotkliwy: od lipca do grudnia 2008 roku średnie miesięczne ceny CIF ARA spadły o ponad 133 dolary (do około 80 USD/tonę).

Pierwszą połowę 2008 roku na międzynarodowych rynkach węgla energetycznego charakteryzował bardzo wysoki popyt na rynkach *spot*, a szereg zdarzeń, jakie miały w tym czasie miejsce w krajach głównych eksporterów i producentów tego surowca, wpłynęło na zaburzenia w jego regularnej podaży.

Najpierw (na przełomie roku 2007/2008) wyjątkowo intensywne opady deszczu i sztormy nawiedziły Australię i Indonezję – kraje największych eksporterów węgla energetycznego na świecie – uniemożliwiając zarówno wydobycie, jak i transport węgla. Skutki tych zdarzeń i niedoborów węgla były odczuwalne na rynkach przez wiele miesięcy.

W podaży węgla z Republiki Południowej Afryki – głównego dostawcy węgla na rynki Zachodniej Europy – również wystąpiły ograniczenia: ze względu na zwiększone potrzeby rynku krajowego, jak również problemy z transportem kolejowym, a także awarie sieci energetycznych i przerwy w dostawach prądu dla kopalń.

Dostawy węgla z Rosji – drugiego najważniejszego eksportera na rynki europejskie – także były ograniczone, głównie z powodu problemów z transportem (opóźnienia w przeładunkach, brak wagonów, remonty linii kolejowych), jak też w związku z koniecznością odbudowania obowiązkowych zapasów w krajowej energetyce.

Stan niedoboru węgla na rynkach *spot* pogorszyły dodatkowo Chiny, które ograniczyły własny eksport i zwiększyły import, gromadząc wielkie zapasy węgla w elektrowniach przed letnim szczytem zużycia energii i przed Olimpiadą.

Wzrostom cen węgla w eksporcie towarzyszyły przez wiele miesięcy wysokie ceny frachtów, spowodowane zbyt małą dostępnością statków z powodu opóźnień w przeładunkach w wielu portach. Na skutek tego kilka do kilkunastu procent stanu światowej floty masowców było wyłączone z ruchu, gdyż statki oczekiwały przez wiele dni w kolejkach w różnych portach.

Utrzymaniu się wzrostowej tendencji cen węgla w I połowie 2008 roku sprzyjały również następujące czynniki (Lorenz 2009):

- wysokie i rosnące ceny ropy i gazu,
- słaba pozycja dolara amerykańskiego w stosunku do większości walut,
- wzmożone zapotrzebowanie na surowce (w tym energetyczne) w Chinach, Indiach czy Brazylii, co potęgowało niedobór węgla na rynkach oraz floty do jego transportu, a więc wspomagało wzrost stawek frachtowych.

Istotny wpływ na podaż węgla w Europie wywarło też wyraźne zmniejszenie eksportu polskiego węgla.

Dramatyczny wręcz spadek cen węgla, jaki nastąpił w drugiej połowie 2008 roku, wiąże się z ogólnym załamaniem światowej gospodarki. Kryzys finansowy, który w swej początkowej fazie dotyczył rynku kredytów hipotecyjnych w Stanach Zjednoczonych, rozprzestrzenił się szybko na giełdy i rynki finansowe, powodując widoczne już we wrześniu perturbacje we wszystkich dziedzinach gospodarki na całym świecie. Wielkich spadków doświadczyły światowe ceny ropy i gazu w USA – ceny obu tych surowców na koniec 2008 roku były

najniższe od ponad dwóch lat. Spadki nie dotyczyły tylko cen gazu w Europie, które uzależnione są od polityki Rosji i sposobu ich powiązania z produktami ropopochodnymi.

Również i w okresie spadkowym cen węgla energetycznego istotną rolę odegrały Chiny. Po Igrzyskach Olimpijskich nastąpiło tam wyraźne zmniejszenie zapotrzebowania na surowce z importu (węgiel, ruda), co w szybkim czasie przełożyło się na spadki stawek frachtowych, gdyż brak zapotrzebowania na surowce odbił się brakiem zapotrzebowania na przewozy.

Warto też podkreślić znaczenie „elementu spekulacyjnego”: w pierwszej połowie 2008 roku, przy rosnących cenach, część uczestników rynku (użytkowników i/lub pośredników) zamówiła więcej węgla niż miała na niego zapotrzebowanie (lub zbyt) licząc, że pod koniec roku – gdy popyt tradycyjnie sezonowo rośnie – sprzeda go po lepszych cenach. Gdy okazało się, że z powodu spowolnienia gospodarki światowej zużycie węgla będzie mniejsze od spodziewanego, zaczęli pozbywać się nadmiaru surowca po znacznie niższych cenach. To samo odnosiło się też do rynku frachtowego: część tonażu została zamówiona „na zapas” z nadzieją na odsprzedanie pod koniec roku po korzystniejszych cenach.

Stawki frachtowe podlegały w ostatnim czasie bardzo dużym fluktuacjom: na najważniejszej trasie przewozów węgla z południowoafrykańskiego portu Richards Bay do Europy Zachodniej (RB-ARA) w czerwcu 2008 r. stawki wynosiły ponad 50 USD/tonę, a na koniec grudnia tylko około 7 dolarów, co było najniższym ich poziomem od 10 lat (maksimum wystąpiło w listopadzie 2007 roku – ponad 60 USD/tonę).

Obserwowany trend spadkowy cen na rynku fizycznym ma raczej niewielki związek z samym rynkiem węgla, ale łączyć go należy z ogólnym stanem światowej gospodarki. Dodatkowo oddziałują tu: spadek produkcji przemysłowej w świecie oraz niższe rynkowe ceny energii.

W Europie w I połowie 2009 roku szczególnie widoczne jest, że zmniejszone – w związku z kryzysem – zapotrzebowanie na energię nie generuje dodatkowego popytu na węgiel w zakupach *spot*, gdyż elektrownie mają wystarczające ilości węgla zgromadzonego na składowiskach oraz zapewnionego w dostawach na mocy zawartych wcześniej kontraktów.

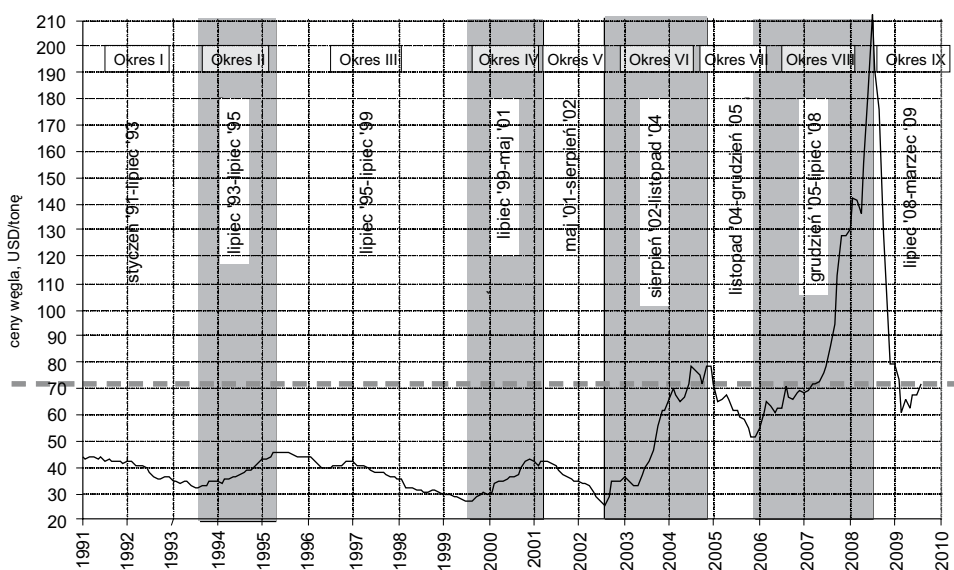
Odmienna sytuacja panuje na rynkach azjatyckich. Na przykład w Indiach elektrownie zmagają się z krytycznie niskimi stanami zapasów, wystarczającymi na zaledwie kilka-kilkanaście dni normalnej pracy elektrowni. Chiny, choć są największym producentem węgla na świecie, stają się coraz poważniejszym jego importerem. Od stycznia do maja 2009 Chiny zaimportowały ponad 32 mln ton (w większości z Australii) – jest to aż o 73% więcej w stosunku do importu w analogicznym okresie ubiegłego roku. Z kolei eksport węgla z Chin osiągnął najniższą od 11 lat wielkość (Argus, ICR).

Zapotrzebowanie na węgiel energetyczny w Chinach i Indiach od dłuższego już czasu jest czynnikiem wspomagającym ceny węgla w Azji. Taka sytuacja utrzyma się prawdopodobnie również w 2010 roku, nawet jeśli import do Japonii i Korei Płd. będzie ograniczony tylko do dostaw w kontraktach terminowych, bez dodatkowych zakupów na rynku *spot* (ABARE 2009).

W Europie, w pierwszej połowie 2009 roku utrzymywała się spadkowa tendencja cen *spot* w imporcie: pomiędzy styczniem a lipcem 2009 roku średnie miesięczne ceny CIF ARA zmniejszyły się o 15% (z około 79,5 do około 67 USD/tonę), chociaż od marca zaczęły rosnąć i do czerwca wzrost ten wyniósł około 11%.

W połowie 2009 roku z wielu segmentów rynków na świecie zaczęły napływać bardziej optymistyczne sygnały. Na ich podstawie trudno jest jednak wyrokować, czy oznaczają one już koniec kryzysu, albowiem równowaga rynkowa została zachwiana w bardzo wielu obszarach i musi upłynąć jeszcze pewien czas dla odbudowania właściwych relacji podaży, popytu i cen, a także zaufania uczestników rynków co do trwałości wykształcających się tendencji.

Na rysunku 4.2 przedstawiono zmiany średnich miesięcznych cen CIF ARA z wyróżnieniem okresów spadków i wzrostów tych cen, a w tabeli 4.1 podano dane liczbowe o skali tych zmian. Od początku 1991 roku do połowy 2009 roku (222 miesiące) można zidentyfikować 5 okresów spadkowych i 4 okresy wzrostowe. Sumarycznie w tym czasie wzrosty cen trwały 105 miesięcy, a spadki – 117 miesięcy (wliczając czerwiec 2009 r.). Jak dotąd najdłużej trwał okres III (48 miesięcy spadku cen), a największe zmiany cen miały miejsce w okresie VIII: w ciągu 32 miesięcy ceny wzrosły o ponad 160 USD/tonę (o 311%).



Rys. 4.2. Okresy wzrostów i spadków cen *spot* węgla energetycznego w imporcie do Europy (CIF ARA) w latach 1991–2009 (I półrocze)

Źródło: opracowanie własne (dane jak dla rys. 4.1)

Fig. 4.2. Periods of price increase and decline (steam coal spot import prices, CIF ARA basis), 1991–2009 (1st semester)

Tabela 4.1

Skala zmian średnich miesięcznych cen CIF ARA w latach 1991–2009 (I półrocze)

Tabela 4.1Scale of coal price changes (steam coal spot import prices, CIF ARA basis), 1991–2009 (1st semester)

Numer okresu	Okres	Liczba miesięcy zmian	Cena na końcu okresu	Tendencja	Zmiana ceny	
			USD/Mg		USD/Mg	%
	styczeń '91	–	43,5	–	–	–
I	styczeń '91–lipiec '93	30	32,4	↓	–11,2	–26
II	lipiec '93–lipiec '95	24	45,4	↑	13,0	40
III	lipiec '95–lipiec '99	48	26,7	↓	–18,7	–41
IV	lipiec '99–maj '01	22	42,1	↑	15,5	58
V	maj '01–sierpień '02	15	25,9	↓	–16,2	–38
VI	sierpień '02–listopad '04	27	77,9	↑	52,0	200
VII	listopad '04–grudzień '05	13	51,7	↓	–26,2	–34
VIII	grudzień '05–lipiec '08	32	212,6	↑	160,9	311
IX	lipiec '08–czerwiec '09	11	67,4	↓	–145,2	–68

Źródło: opracowanie własne (dane jak dla rys. 4.1)

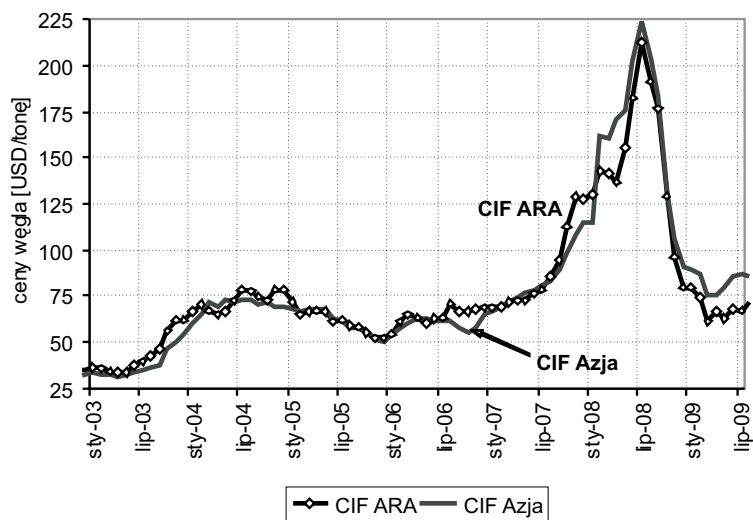
4.4. Porównania cen *spot* węgla energetycznego na różnych rynkach

W powyższych analizach sytuacji na międzynarodowych rynkach węgla energetycznego odnoszono się głównie do cen na bazie CIF ARA. Na rysunkach 4.3–4.5 dokonano porównań najważniejszych wskaźników cen węgla na różnych rynkach. Porównania dotyczą okresu od 2003 do 2009 roku (I półrocze).

Rysunek 4.3 ilustruje porównanie cen *spot* w imporcie na rynki europejskie i azjatyckie. Do roku 2007 ceny w imporcie na rynki europejskie (CIF ARA) były zazwyczaj wyższe od cen na rynku azjatyckim – przeciętnie o około 3–10 dolarów. Od 2008 roku sytuacja się zmieniła i obecnie ceny CIF Japonia są wyższe od europejskich o kilkanaście do nawet 20 dolarów za tonę. Ta sytuacja jest potwierdzeniem, że rynek azjatycki – mimo trwającej recesji – jest zdecydowanie bardziej aktywny.

Rysunki 4.4 i 4.5 pokazują porównania cen FOB głównych eksporterów na rynki europejskie i azjatyckie. Na obu wykresach pokazano ceny FOB węgla z RPA, gdyż ten węgiel trafia na oba rynki.

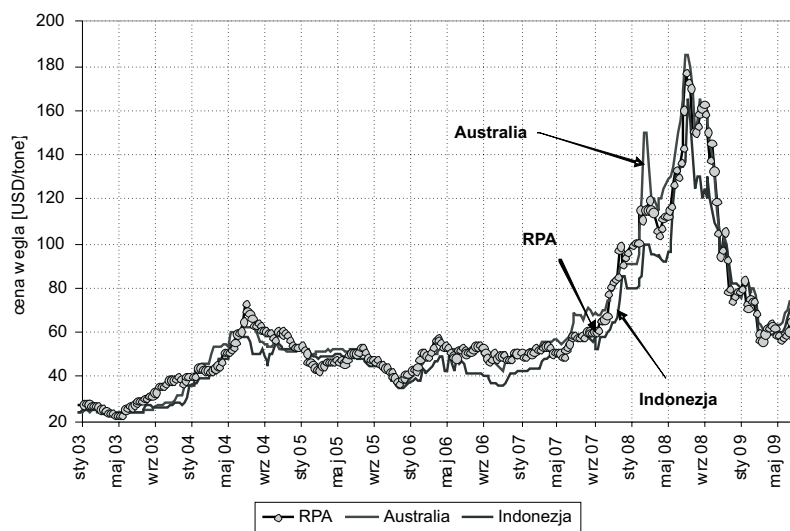
Śledząc zmiany podstawowych wskaźników cen węgla energetycznego łatwo zauważyć bardzo dużą zbieżność tendencji ich zmian. Ceny FOB w ofercie eksportowej z Kolumbii i RPA (rys. 4.4) są niemal identyczne już od połowy 2005 roku. Eksporterzy z Rosji – jako



Rys. 4.3. Porównanie cen *spot* węgla energetycznego w imporcie na rynki europejskie i azjatyckie w latach 2003–2009 (I półrocze)

Źródło: opracowanie własne (dane Platts, Argus, globalCOAL)

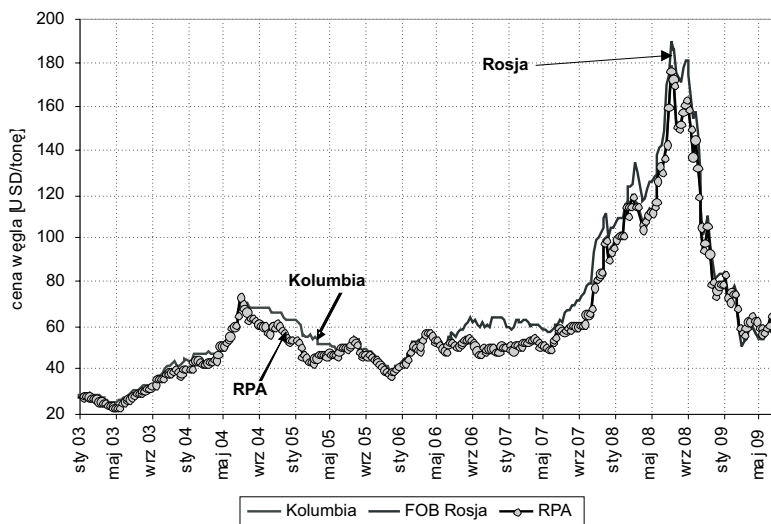
Fig. 4.3. Comparison of steam coal spot prices imported to the European and Asian markets, CIF basis, 2003–2009 (1st semester)



Rys. 4.4. Porównanie cen *spot* węgla energetycznego głównych eksporterów na rynki europejskie w latach 2003–2009 (I półrocze)

Źródło: opracowanie własne (dane Platts, Argus, globalCOAL)

Fig. 4.4. Comparison of spot FOB prices of main steam coal exporters to the European market, 2003–2009 (1st semester)



Rys. 4.5. Porównanie cen *spot* węgla energetycznego głównych eksporterów na rynki azjatyckie w latach 2003–2009 (I półrocze)

Źródło: opracowanie własne (dane Platts, Argus, globalCOAL)

Fig. 4.5. Comparison of spot FOB prices of main steam coal exporters to the Asian market, 2003–2009 (1st semester)

najmniej odległy dostawca – mogli sobie pozwolić na wyższe ceny FOB, wykorzystując rentę geograficzną.

Podobieństwa stały się szczególnie wyraźne w ostatnich miesiącach 2008 roku, kiedy zrównały się także ceny FOB węgla australijskiego i południowoafrykańskiego (rys. 4.5). Co więcej – ceny CIF ARA były wówczas prawie równe cenom FOB eksporterów, a niekiedy nawet niższe. Całkowity zastój w handlu węglem w Europie powodował, że w sytuacji nadmiaru węgla na rynkach sprzedający (pośrednicy) i przewoźnicy godzili się na wyraźne obniżenie marży, aby tylko znaleźć zbytni dla swojego towaru.

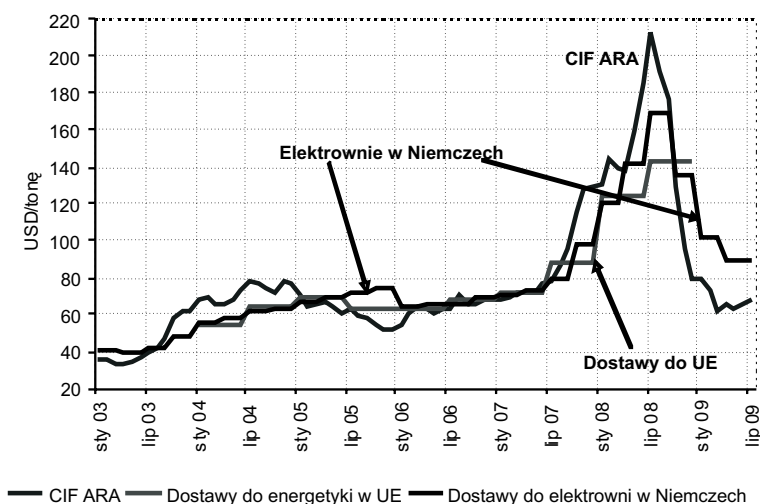
4.5. Ceny *spot* a ceny w kontraktach

Ceny *spot* są bardzo wrażliwe na bieżące sygnały rynkowe. Brak jest obecnie wiarygodnych źródeł informacji na temat udziału zakupów węgla w transakcjach *spot* (lub w przetargach) w całkowitej puli węgla w handlu międzynarodowym. Przed rokiem 2002 dla krajów Unii Europejskiej takim źródłem były np. statystyki Komisji Europejskiej, dotyczące monitorowania importu węgla do Wspólnoty. Jak już wspomniano (rozdz. 2.2) w 2000 roku elektrownie w UE kupiły tylko $\frac{1}{4}$ węgla z importu w kontraktach trwających ponad 1 rok, natomiast na rynkach azjatyckich wciąż przeważają kontrakty zawierane na dłuższe terminy (Henderson 2002).

Zgodnie z mechanizmem tworzenia cen (rys. 2.2) – ceny na rynku *spot* wpływają na ceny w kontraktach. Poniżej dokonano porównania – oddzielnie dla rynku europejskiego i azjatyckiego – średnich cen *spot* CIF w imporcie na te rynki z dostępnymi danymi o cenach za dłuższe okresy.

Rynek europejski

Na rysunku 4.6 porównano średnie miesięczne ceny *spot* CIF ARA z kwartalnymi cenami dostaw węgla z importu do energetyki w Niemczech (średnie ceny na granicy według statystyki BAFA) oraz ze średnimi semestralnymi (półrocznymi) cenami węgla w imporcie do energetyki UE według statystyk publikowanych przez Komisję Europejską (Community hard coal...).



Rys. 4.6. Porównanie średnich kwartalnych cen węgla importowanego do elektrowni w Niemczech i średnich półrocznych cen w imporcie do UE z cenami *spot* (CIF ARA)
Źródło: opracowanie własne (dane: Argus, Platts, BAFA, KE)

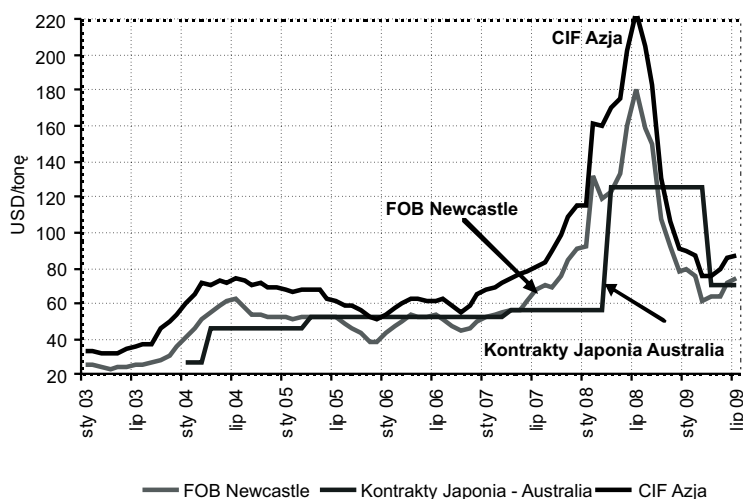
Fig. 4.6. Comparison of coal prices imported to the German power industry (quarterly av.) with prices imported to the UE power industry (biannual av.) with spot CIF ARA

Średnie ceny w imporcie węgla do energetyki UE z tzw. krajów trzecich (nie należących do UE) są najmniej wrażliwe na zmiany bieżących cen rynkowych, albowiem wartości uśredniane są do średniej za pół roku. Tak więc ostatnie dostępne dane za II półrocze 2008 r. odzwierciedlają jeszcze wysokie ceny z III kwartału. Podawane w komunikatach Komisji Europejskiej (KE) średnie ceny semestralne wyrażane są w euro/tce (czyli za tonę węgla o kaloryczności 7000 kcal/kg). W przeliczeniu na dolary oraz węgiel o kaloryczności 6000 kcal/kg (czyli na jednostki odpowiadające rynkom *spot*) cena za II półrocze 2008 r. wyniosła blisko 143 USD/tonę. Jest to wielkość zbliżona do średniej ceny *spot* CIF ARA obliczonej za te 6 miesięcy. Dowodzi to, że rzeczywiście użytkownicy węgla w Europie Zachodniej w większości zaopatrują się na rynkach *spot*.

Ceny węgla w imporcie do elektrowni niemieckich, monitorowane przez BAFA (niemieckie federalne biuro statystyki gospodarczej i handlu zagranicznego), podawane są kwartalnie, również w euro/tce. Jednakże w przypadku rynku niemieckiego średnia cena – w przeliczeniu na USD i węgiel 6000 kcal/kg – wyniosła za I kwartał 2009 r. blisko 102 USD/tonę, a za II kwartał – około 89 dolarów. Jest to znacznie więcej niż wynosiły odpowiednie średnie ceny na rynku spot (CIF ARA). To mogłoby świadczyć, że elektrownie w Niemczech realizowały wówczas zakupy na mocy kontraktów zawartych wcześniej po wyższych cenach.

Rynek azjatycki

Podobne porównanie dla rynku azjatyckiego pokazuje rysunek 4.7. Wskaźnikową ceną *spot* dla tego rynku jest cena FOB Newcastle, a ceną kontraktową – cena w kontraktach węgla z Australii wynegocjowana z głównymi elektrowniami japońskimi. Dla porównania na wykresie pokazano jeszcze zmiany cen spot CIF Azja.



Rys. 4.7. Porównanie cen w kontraktach Australia – Japonia (na bazie FOB) z cenami *spot* FOB Newcastle i CIF Azja

Źródło: opracowanie własne (dane: Argus, Platts, BAFA, KE)

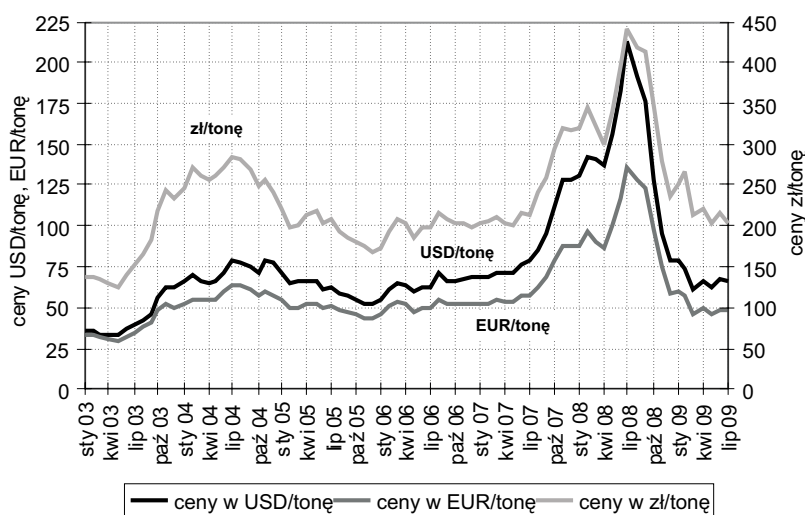
Fig. 4.7. Comparison of coal prices in Australia – Japan contracts with spot prices FOB NEWC and CIF Asia basis

Ceny dostaw w kontraktach negocjowane są na japoński rok finansowy (JFY), który zaczyna się w kwietniu i trwa do marca następnego roku. Szybko rosnące ceny *spot* w roku 2007 umożliwiły eksporterom australijskim ustalenie ceny w kontraktach na JFY 2008/2009 na bardzo wysokim poziomie 125 USD/tonę (FOB Newcastle). Spadające od lipca 2008 roku ceny na rynkach *spot* postawiły importerów (elektrownie japońskie) w bardzo niekorzystnej sytuacji, gdyż musieli płacić za węgiel niemal dwukrotnie więcej niż gdyby kupowali

wówczas węgiel na rynku *spot*. Na kolejny rok finansowy, który zaczął się w kwietniu 2009 r., ceny w większości kontraktów z odbiorcami w Japonii i Korei Płd. zawierały się w przedziale 70–72 USD/tonę. Taka wartość odpowiada w przybliżeniu obecnym warunkom rynków *spot* w regionie Pacyfiku.

4.6. Porównanie cen CIF ARA w dolarach, euro i złotych

W rozdziale 3 omówiono wpływ kursów walut na ceny węgla w eksporcie i imporcie. Na rysunku 4.8 pokazano, w jaki sposób zmiany relacji wartości Euro i złotego do dolara wpływały na dynamikę zmian cen węgla w przeliczeniu z dolarów na te waluty.



Rys. 4.8. Porównanie cen CIF ARA w USD, euro i złotych za tonę

Źródło: opracowanie własne

Fig. 4.8. Comparison of CIF ARA prices in USD, Euro and Polish zloty per ton of coal

W lipcu 2008 roku, kiedy rozpoczął się spadek cen węgla na wielką skalę, towarzyszył mu również bardzo wyraźny wzrost wartości dolara. Ze względu na różnice kursowe te same ceny CIF ARA pomiędzy lipcem 2008 r. a styczniem 2009 r. doznały spadku ponad 62%, gdy w euro był to spadek o około 55%, a w złotych – niecałe 43%. Pomiedzy styczniem a czerwcem 2009 r. dalsze spadki wyniosły odpowiednio: 15%, 20% i 14%. W lutym 2009 r., gdy ceny rynkowe w dolarach wciąż spadały, w złotych wzrosły. Od marca 2009 r. ceny w dolarach wykazują niewielką tendencję wzrostową, w euro jest raczej stabilizacja, a w złotych – dalszy spadek.

W czerwcu średnie ceny w dolarach spadły do poziomu z listopada 2006 roku, a w euro – do poziomu z lipca 2006, natomiast w złotych osiągnęły poziom z lipca 2007 roku.

5. Zagadnienia transportu węgla w handlu międzynarodowym

5.1. Rynek frachtów morskich

Koszty transportu węgla – szczególnie w przypadku importu z krajów zamorskich – stanowią znaczący udział w kosztach dostawy do końcowego odbiorcy. Mogą stanowić nawet ponad połowę tych kosztów, jeśli dostawca jest odległy.

Sytuacja na rynku żeglugowym jest odzwierciedleniem sytuacji w gospodarce światowej, a więc w głównej mierze zależy od zapotrzebowania na surowce. Koniunktura w transporcie morskim jest uważana za wskaźnik ogólnoświatowej sytuacji ekonomicznej.

Cechą charakterystyczną rynku frachtowego jest ciągła zmienność popytu na usługi przewozowe i dostępnej podaży floty masowców (w odpowiednich grupach tonażowych). Najaktywniejszym czynnikiem decydującym o poziomie rynku są zmiany popytu na przewozy. Istotny wpływ mają również decyzje armatorów dotyczące złomowania starych i budowy nowych statków.

Transport morski odgrywa bardzo ważną rolę w międzynarodowym handlu węglem, gdyż około 95% obrotów węglem realizowanych jest drogą morską. Węgiel jest jednym z pięciu głównych suchych ładunków masowych transportowanych drogą morską. Do grupy tej w kolejności zalicza się: węgiel, rudę żelaza, zboże, boksyty i fosforyty. Od 1991 roku, kiedy ilość węgla transportowanego drogą morską przewyższyła ilość transportowanej rudy żelaza, stał się on dominującym ładunkiem, mającym znaczący wpływ na kształtowanie się rynku frachtowego. Obecnie przewozy rudy żelaza nieznacznie przewyższają przewozy węgla.

Zestawienie pokazujące zmiany w strukturze przewozów suchych ładunków masowych pomiędzy rokiem 2000 i 2007 przedstawiono w tabeli 5.1. W tym czasie przewozy węgla drogą morską zwiększyły się o 50%, a przewozy ogółem o 44%.

Rodzaje statków, flota masowców

W transporcie morskim węgiel przewozi się statkami o nazwie masowce. Służą one do przewozu luzem takich towarów jak węgiel, ziarno, cement, rudy metali, sól, boksyty oraz innych o gęstości 0,4–3,2 tony/m³. Cechą charakterystyczną masowców jest duża stabilność i zróżnicowane wykorzystanie objętości ładowni. Obok klasycznych masowców do przewozu ładunków suchych istnieją odmiany OBO (Oil-Bulk-Oil), O/O (Oil-Ore) czy OBC (Oil-Bulk-Container) (Kicińska i inni 2007).

Tabela 5.1

Przewozy suchych ładunków masowych drogą morską w latach 2000 i 2007

Table 5.1

Seaborne transport of dry bulk commodities in 2000 and 2007

Towar	2000		2007		Wzrost 2007 / 2000	
	mln ton	%	mln ton	%	mln ton	%
Ruda żelaza	448	21	788	26	340	76
Węgiel	520	25	778	26	258	50
Zboża	264	13	295	10	31	12
Razem	1 232	59	1 861	62	629	51
Inne towary masowe	862	41	1 145	38	283	33
Ogółem	2 094	100	3 006	100	912	44

Źródło: Annual report ... VDKI 2008

Masowce nie są statkami szybkimi: ich prędkość zwykle wynosi około 14 węzłów (w przybliżeniu 26 km/h).

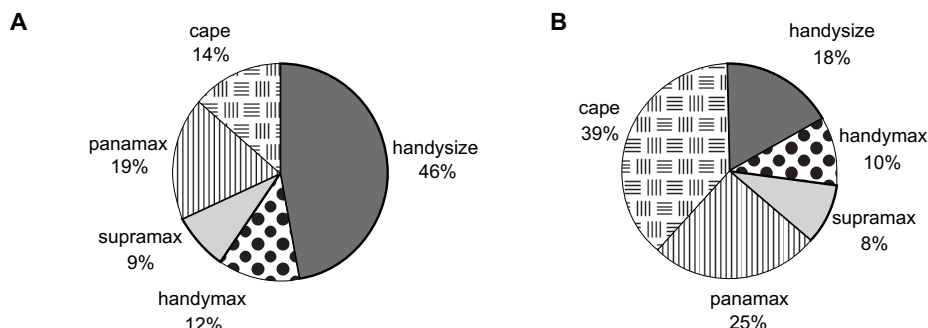
Masowce ze względu na wielkość (nośność) dzielą się na następujące klasy:

Nazwa	Nośność (tys. DWT*)
– handysize:	10 do 30
– handymax:	30 do 50
– supramax:	50 do 60
– panamax:	60 do 80
– capesize:	powyżej 100 (z dominacją statków powyżej 150 tys. DWT)

*DWT (deadweight) – nośność czyli różnica pomiędzy wyporem statku (mierzonym w określonych standardowych warunkach) a masą statku pustego, podawana w tonach.

Ilościowo w światowej flocie masowców przeważają statki mniejsze (handysize i handymax), używane do przewożenia stosunkowo niewielkich partii towarów masowych, transportowanych na nieduże odległości oraz pomiędzy portami o wodach płytkich. Natomiast tonażowo największy udział mają jednostki największe, typu cape i panamax. Porównanie struktury floty masowców według liczby statków w danej grupie tonażowej (A) oraz nośności (B) prezentuje rysunek 5.1.

Ten podział nie jest oczywiście bardzo ścisły. Na przykład dopiero kilka lat temu pojawiła się klasa wielkościowa supramax – przeciętny wiek jednostek w tej grupie wynosi zaledwie 6–8 lat (SSMR 2008). Do lokalnej żeglugi (w obrębie jednego morza czy kontynentu) stosuje się małe masowce o nośności do 10 tys. DWT (tzw. *coasters*). W niektórych klasyfikacjach wyodrębnia się też klasę „suezmax” (od 65 do 150 tys. DWT) – klasa ta pojawiła się po roku 1975 z chwilą modernizacji Kanału Sueskiego.



Rys. 5.1. Struktura ilościowa (A) i wielkościowa (B) światowej floty masowców
Źródło: opracowanie własne na podstawie (SSMR 2008)

Fig. 5.1. World bulk carrier fleet – breakdown according to ships number (A) and tonnage (B)

W przewozach węgla na świecie używane są jednak przede wszystkim statki o wielkości capesize i panamax. Nazwa panamax określa statek, którego maksymalna wielkość pozwala na przejście przez Kanał Panamski (z powodu ograniczeń wynikających z szerokości śluz), natomiast statki typu *cape* są masowcami, których rozmiary uniemożliwiają przejście przez kanał Panamski i w związku z tym są zmuszone do pływania wokół Przylądka Horn.

Gdy zakończy się trwająca obecnie rozbudowa i modernizacja Kanału Panamskiego (planowane podwojenie przepustowości w 2015 r.) możliwe będzie stosowanie w tym regionie jednostek większych niż współczesne panamaxy, o nośności ponad 100 tys. ton (tzw. mini-cape). Przyczyni się to do zmniejszenia liczby podróży, a przez to do poprawienia ekonomiki transportu morskiego i zmniejszenia jednostkowego zużycia paliwa. Jednostki tej wielkości będą również niezwykle przydatne do transportu węgla.

W żegludze światowej w ciągu ostatnich kilkudziesięciu lat notuje się bardzo szybki wzrost floty masowców (Review of maritime ...2008), w mln DWT:

1970 r.	1980 r.	1990 r.	2000 r.	2006 r.	2007 r.
72	186	235	276	346	348

Na początku 2008 roku statystyki podawały (SSMR 2008), że światowa flota masowców liczy ponad 7100 jednostek, z czego 966 typu *cape* (w tym 626 statków o nośności powyżej 150 tys. DWT). Przewidywano, że w przeciągu najbliższych czterech lat ta liczba statków *cape* może się niemal podwoić, albowiem w stocznich zamówionych było ponad 700 takich jednostek.

W związku z światowym kryzysem ekonomicznym jest mało prawdopodobne, aby te plany zostały w pełni zrealizowane, gdyż wielu armatorów wycofuje się z kontraktów, decydując się nawet na wypłacenie stoczniom tzw. „opłat unieważniających”, w zamian za polubowne odstąpienie od kontraktu (www.portalmorski.pl). Rzeczywisty rezultat będzie jednak znany za parę lat, gdyż portfele zamówień w światowych stocznich sięgają do 2012–2013 roku.

Największymi producentami statków na świecie są w kolejności: Korea Płd., Japonia i Chiny. W stocznicach tych trzech krajów w 2006 r. złożonych było aż 87% wszystkich zamówień na nowe statki, z czego na Koreę przypadało 36%, a na kolejne dwa kraje – 32,5% i 18,5%. Konkurencja pomiędzy tymi producentami jest silna: mocną stroną Chin jest tania i fachowa siła robocza, natomiast Korea i Japonia dysponują większym doświadczeniem oraz wysokimi zdolnościami produkcyjnymi. Przewiduje się, że w ciągu dekady Chiny i w tej dziedzinie wysuną się na pierwszą pozycję.

Odległości najważniejszych węglowych portów świata od rynków odbiorców

Na świecie jest ponad 100 portów (o sumarycznej zdolności załadunkowej rzędu 1200–1300 mln ton/rok), przez które eksportuje się węgiel. Natomiast w krajach importerów węgiel rozładowywany jest w około 220 portach (RWE ... 2007).

Zestawienie odległości ważniejszych portów, przez które realizowany jest eksport węgla do Europy przedstawia tabela 5.2. Odległości określono za pomocą internetowych portali morskich, przeliczono z mil morskich i podano w zaokrągleniu. W tabeli podano także orientacyjny czas (w dniach), jaki jest potrzebny do przebycia danej trasy masowcem, który płynie z prędkością 14 węzłów.

Podobne zestawienie odnoszące się do rynków azjatyckich zamieszczono w tabeli 5.3, a w tabeli 5.4 podano odległości pomiędzy wybranymi portami bałtyckimi i zachodnioeuropejskimi.

Porty na Bałtyku, zarówno te leżące na terytorium Rosji, jak i porty sąsiednich krajów bałtyckich, będących w przeszłości republikami b. ZSRR, są wykorzystywane przez rosyjskich eksporterów w eksporcie węgla na rynki zachodnioeuropejskie.

Z porównania odległości podanych w tabelach można stwierdzić, że w transporcie węgla drogą morską na najważniejszych rynkach nie występują tak (relatywnie) niewielkie odległości, jak w obrębie Bałtyku (do 2 tys. km). Jedynie odległość z portów chińskich do Japonii i Korei mieści się w takim zakresie (1,2–1,6 tys. km).

Sytuacja na rynku frachtowym, ceny frachtów

Poziom stawek frachtowych uzależniony jest od szeregu czynników, takich jak (m.in.):

- wielkość statku (z reguły im większy statek tym niższa stawka),
- poziom opłat w portach (tzw. raty załadownicze i wyładownicze),
- możliwość zapewnienia ładunku powrotnego w porcie wyładowniczym,
- długość podróży (odległości pomiędzy portami załadunku i wyładunku).

Jednak najważniejszym czynnikiem – decydującym o wysokości bieżącej stawki frachtowej – jest relacja podaży i popytu w poszczególnych grupach tonażowych i w poszczególnych akwenach (Lorenz, Grzelak 2005).

Rysunek 5.2 przedstawia średnie stawki frachtowe spot w transporcie węgla z południowoafrykańskiego portu Richards Bay do zachodnioeuropejskich portów ARA. Jest to najważniejsza droga transportu węgla do Europy, na rynkach frachtowych określana jako trasa nr 4 (*Route 4*).

Tabela 5.2

Szacunkowe odległości pomiędzy ważniejszymi portami węglowymi świata a Rotterdamem [tys. km]

Table 5.2Approximate distances between coal export sea ports and Rotterdam [¹000 km]

Kraj	Port	Odległość do Rotterdamu		Kraj	Port	Odległość do Rotterdamu	
		tys. km	dni			tys. km	dni
Kanada	Vancouver	16,4	26,4	Indonezja	Pulau Laut	17,0	27,4
USA	Baltimore	6,8	10,9		Banjarmasin	16,7	26,9
	Hampton Roads	6,6	10,5	Rosja	Kaliningrad	1,68	2,9
	Mobile (Zat. Meksykańska)	8,9	14,2		Kandalaksha	3,9	6,2
Kolumbia	Barranquilla	8,4	13,4		Murmańsk	3,0	4,8
	Buenaventura	9,6	15,5		St. Petersburg	2,4	3,9
	Cienaga	8,3	13,3		Taganrog	7,0	11,2
	Puerto Bolivar, Santa Marta	8,3	13,3		Tuapse	6,8	10,9
Wenezuela	Maracaibo	8,2	13,2		Vyborg	2,3	3,8
RPA	Richards Bay Coal Terminal	13,0	20,9		Władywostok	20,9	33,6
Australia	Abbot Point	21,4	34,3		Wostocznyj	20,8	33,5
	Brisbane	22,3	35,8		Yeysk	6,9	11,1
	Dalrymple Bay	20,7	33,3	Polska	Gdańsk	1,6	2,6
	Gladstone	21,8	35,0		Gdynia	1,6	2,6
	Hay Point	21,4	34,3		Szczecin	1,4	2,3
	Newcastle	21,5	34,6		Świnoujście	1,4	2,2
	Port Kembla	21,3	34,3		z Gdańska do St. Petersburga	1,05	1,7

Źródła: www.e-ships.net; www.searates.com; www.distances.com; www.export911.com

Przedstawione na wykresie wielkości (średnie ważone) obliczono na podstawie dostępnych danych źródłowych o stawkach frachtowych dla jednostek cape i panamax (Platts, Argus) zakładając, że udział jednostek cape w przewozach wynosi 70%.

Lata dziewięćdziesiąte XX wieku, a także początek nowego stulecia były trudnym okresem dla armatorów i przewoźników na rynkach frachtowych ładunków suchych. Przed rokiem 2000 średnie stawki nie przekraczały 10 USD/tonę. Minimum wystąpiło w połowie

Tabela 5.3

Szacunkowe odległości pomiędzy ważniejszymi portami eksporterów i importerów węgla na rynku azjatyckim [tys. km]

Table 5.3

Approximate distances between coal export and import sea ports in the Asian market [⁴000 km]

Eksporterzy	Japonia		Korea Płd.		Tajwan		Indie	
	tys. km	dni	tys. km	dni	tys. km	dni	tys. km	dni
Australia	7,5–8,4	12,1–13,4	7,5–8,6	12,1–13,7	6,2–8,0	10,0–12,9	9,2–11,1	14,7–18,1
Chiny	1,7	2,7	1,2	1,9	2,1	3,4	8,0–9,6	12,8–15,4
Indonezja	4,9	7,9	4,9	7,9	3,1	5,0	4,7–6,2	7,5–10,0
RPA	13,6	21,9	13,4	21,5	11,8	18,9	6,5–7,4	10,0–12,0
Rosja (Azja)	1,9	3,1	1,0	1,5	2,6	4,3	8,5–10	14,4–16,1

Źródło: jak w tabeli 5.2

Tabela 5.4

Szacunkowe odległości pomiędzy wybranymi portami Bałtyku oraz Europy Zachodniej [km]

Table 5.4

Approximate distances between selected Baltic ports and Western European ports [km]

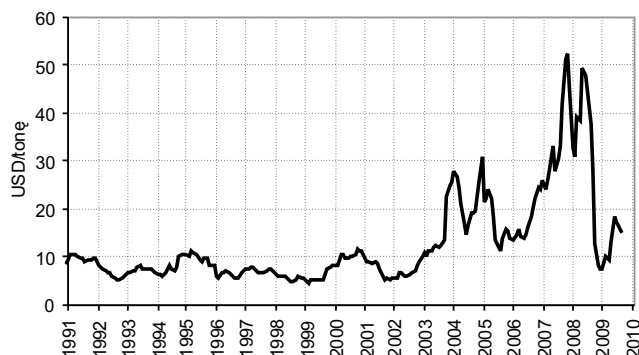
Port	St. Petersburg	Tallin	Ryga	Kłajpeda	Kaliningrad
Kraj	Rosja	Estonia	Łotwa	Litwa	Rosja
Gdynia	1 040	740	610	240	120
Rostok	1 340	1 030	930	640	580
Hamburg	1 610	1 300	1 190	900	840
Brema	2 230	1 930	1 640	1 540	1 510
Rotterdam	2 410	2 110	1 990	1 710	1 680
Antwerpia	2 580	2 280	2 150	1 890	1 860

Źródło: strona internetowa portu Kaliningrad (<http://scport.net>)

1998 roku: stawki frachtowe RB – ARA dla statków *capsize* spadły do około 4 dolarów, a dla panamaxów do około 6 USD/tonę.

Ten poziom cen to wynik ówczesnej recesji gospodarczej: spadł popyt na stal, a w związku z tym mniejsze były przewozy rudy żelaza i węgla koksowego; mniejszy był również eksport zboża na rynek amerykański (w związku z wprowadzeniem przez prezydenta Busha zwiększonych dotacji dla farmerów).

Pierwszy bardzo wyraźny wzrost cen frachtów rozpoczął się – podobnie jak dla węgla – w drugiej połowie 2003 roku. Jego główną przyczyną (w odniesieniu do rynku frachtowego)



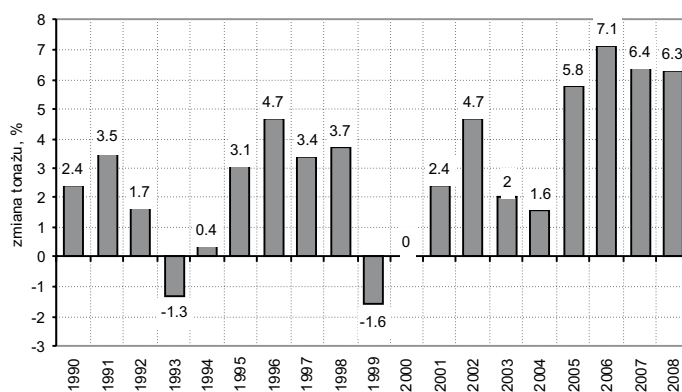
Rys. 5.2. Średnie stawki frachtowe w transporcie węgla na trasie RB – ARA w latach 1991 – 2009 (I półrocze)
[USD/tonę]

Źródło: opracowanie własne (na podstawie danych Platts, Argus)

Fig. 5.2. Average freight rates RB – ARA, 1991 – 2009 (1st semester) [USD/t]

była zbyt mała liczba statków. Rysunek 5.3 ilustruje roczne zmiany procentowe tonażu światowej floty masowców w latach 1990–2008.

Rozwijająca się dynamicznie już wtedy (początek obecnej dekady) gospodarka chińska wykazywała rosnące zapotrzebowanie na stal. Silny wzrost popytu na rudę żelaza w Chinach (o 40%), importowaną głównie z Brazylii, był podstawowym czynnikiem, który wpłynął wówczas na rynek frachtowy. Ten fakt nie tylko spowodował wzrost cen węgla koksowego i koks metalurgicznego, ale również zaangażował znaczną część światowej floty w tym rejonie globu (do transportu rudy żelaza z Brazylii i węgla koksowego z Australii). Niedostosowanie zdolności przeładunkowych chińskich portów do tak wielkiej ilości ładunków spowodowało wielotygodniowe przestoje statków, niedostępnych wówczas dla innych to-



Rys. 5.3. Zmiany tonażu (nośności) światowej floty masowców, stan na 1 stycznia w latach 1990–2008
[% DWT]

Źródło: SSMR 2008

Fig. 5.3. World bulk carrier fleet – annual tonnage changes as of Jan. 1st, 1990–2008 [dwt per cent]

warów i relacji. Ów stan dużego zapotrzebowania na towary i przewozy zderzył się z brakiem odpowiedniej podaży statków, ponieważ na skutek słabej koniunktury w latach poprzednich wiele statków poddano złomowaniu, a armatorzy nie zamawiali nowych masowców, inwestując raczej w tankowce, przynoszące większe zyski w dłuższej perspektywie. Ta sytuacja musiała doprowadzić do wysokiego wzrostu stawek frachtowych.

Oddziaływanie mechanizmów rynkowych powoduje, że po okresie wysokich frachtów następuje wprowadzanie nowego tonażu i redukcja stawek frachtowych. To jednak nie dzieje się równocześnie. Nowy statek, ze względu na niezbędny czas cyklu produkcyjnego, może wejść do eksploatacji po około trzech latach. Już rok 2006 był okresem, w którym stocznie światowe odnotowały rekordowe zamówienia, a to z kolei wywoływało silny bodziec w postaci wzrostu popytu na stal i wyroby stalowe (zwłaszcza grube blachy).

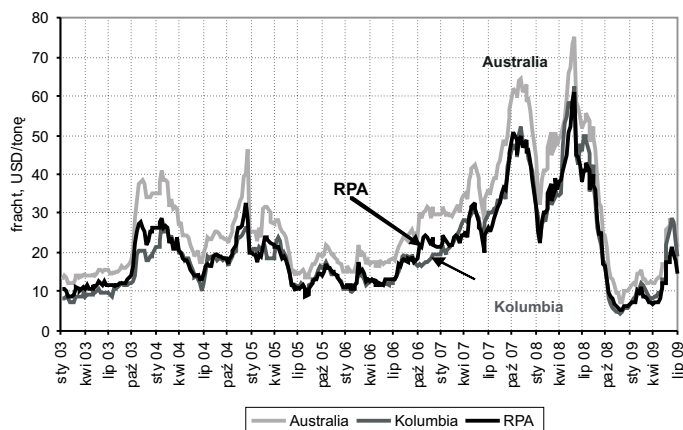
Spadek stawek frachtowych w pierwszych miesiącach 2005 roku wiązał się z mniejszą ilością przewożonego węgla (koniec zimy na półkuli północnej), a w kolejnych miesiącach z mniejszym importem rudy żelaza do Chin. Ponadto zaczęła się zwiększać dostępność statków na rynkach (por. rys. 5.3), zarówno dzięki pojawieniu się nowych jednostek, odroczeniu złomowania wielu starych jednostek, jak i znacznemu ograniczeniu przestojów w portach australijskich. Te fakty wpłynęły na spadek stawek oraz uspokojenie rynku.

Kolejny widoczny wzrost stawek rozpoczął się ponownie w połowie 2006 roku. I znów powodem było zaburzenie równowagi pomiędzy rosnącym zapotrzebowaniem na przewozy a dostępną ilością statków. Jednym z głównych powodów utrzymujących się przez wiele miesięcy wysokich stawek było w tamtym czasie zatłoczenie portów australijskich (zwłaszcza Newcastle, gdzie kolejki statków oczekujących na przeładunki liczyły niekiedy ponad 60 jednostek), ale także opóźnienia w przeładunkach w portach brazylijskich (przez które eksportuje się rudę żelaza do Chin). Ze względu na zatłoczenie portów okresowo kilka do nawet kilkunastu procent stanu światowej floty bywało wyłączone z ruchu, gdyż statki oczekiwały w kolejkach na przeładunki.

Rysunek 5.4 przedstawia porównanie stawek frachtowych w transporcie węgla z RPA, Kolumbii i Australii do Europy (ARA) dla jednostek *cape* w okresie od stycznia 2003 do czerwca 2009 r.

Jak łatwo zauważyć tendencje zmian tych stawek były takie same na wszystkich trasach, lecz fracht z Australii jest znacząco wyższy (ze względu na znacznie większą odległość transportową). Wysokie stawki frachtowe z Australii (zwłaszcza przy wysokich cenach węgla – patrz rozdz. 4) oraz wysoki poziom zapotrzebowania na węgiel w Azji w zasadzie zupełnie eliminują węgiel australijski na rynku europejskim (pewne ilości dostarczane są tylko na podstawie kontraktów zawieranych z tradycyjnymi odbiorcami). Gwałtowne wzrosty i spadki cen frachtów w 2008 roku były wynikiem najpierw nieuzasadnionego optymizmu, a potem nasilającej się na wszystkich rynkach sytuacji kryzysowej.

Maksymalne notowania stawek frachtowych na rynku *spot* nie występowały w tym samym czasie dla wszystkich tras transportowych i wielkości statków: na przykład dla panamaxów z RPA i Australii do ARA maksimum wystąpiło w listopadzie 2007 r., a dla jednostek *capsize* –



Rys. 5.4. Porównanie stawek frachtowych dla statków wielkości *cape* z RPA, Kolumbii i Australii do ARA w okresie od stycznia 2003 do czerwca 2009

Źródło: opracowanie własne (na podstawie danych Platts, Argus)

Fig. 5.4. Freight rates comparison – cape vessel from South Africa, Colombia and Australia (January 2003 – June 2009)

w maju/czerwcu 2008. W tym też okresie (V/VI'08) maksymalne wartości odnotowały frachty na pozostałych trasach dla obu grup tonażowych, co pokazuje tabela 5.5. Ostatnia kolumna przedstawia dla porównania poziom średnich stawek frachtowych w czerwcu 2009 r.

Tabela 5.5

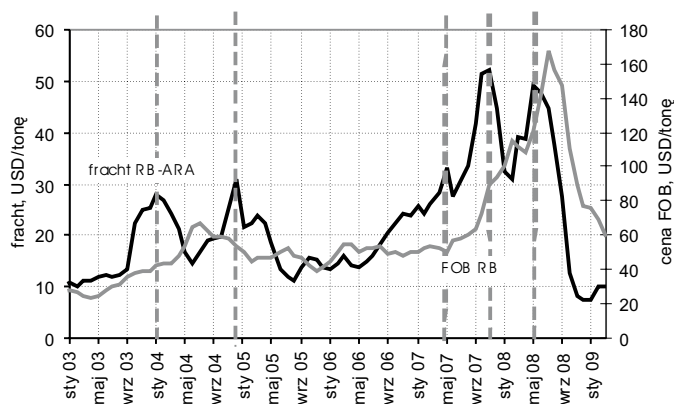
Maksymalne notowania stawek frachtowych na wybranych trasach przewozu węgla

Table 5.5

Maximal freight rates on selected coal transportation routes

Trasa	Statek	Miesiąc	USD/tonę	Uwagi	Średnio VI'09 [USD/tonę]
RPA – ARA	cape	VI'08	61	panamax: 52 USD/tonę (V'08)	18
	panamax	XI'07	63	cape: 51 USD/tonę	19
Kolumbia – ARA	cape	V/VI'08	62	w listopadzie 2007 – 52 USD/tonę dla cape i panamax	20
	panamax				27
Australia – ARA	cape	V/VI'08	75	panamax: 71 USD/tonę	24
	panamax	XI'07	92	cape: 65 USD/tonę	30
Australia – Japonia	cape	V/VI'08	57	–	20
	panamax	VI'08	46	–	17
Australia – Korea Płd.	cape	V/VI'08	73	–	21
	panamax	VI'08	48	–	18

Źródło: opracowanie własne (na podstawie danych Platts, Argus)



Rys. 5.5. Porównanie cen *spot* węgla FOB RB i frachtów z RB do ARA (dla panamaxów) od stycznia 2003 do czerwca 2009

Źródło: opracowanie własne (na podstawie danych Platts, Argus)

Fig. 5.5. Comparison of coal spot price FOB RB with freight rate RB-ARA (panamax vessel) (January 2003–June 2009)

Ze względu na odległości transportowe frachty z Kolumbii do Europy zazwyczaj są niższe niż z RPA. Przez wiele lat za „normalny” poziom stawek frachtowych w przewożeniu węgla panamaxem z Richards Bay do ARA uważano 15–20 dolarów za tonę, a z portów kolumbijskich – poniżej 15 USD. W sytuacji popytu niezrównoważonego z zapotrzebowaniem na przewozy, jaka nasiliła się od 2007 roku, często frachty Kolumbia – Europa były wyższe. Co więcej, na tej trasie stawki dla jednostek *cape* i panamax często były niemal równe, a niekiedy nawet wyższe dla *capesize*.

Jak już wspomniano (w rozdziale 2), na rynkach *spot* maksymalne stawki frachtowe nie występują równocześnie z maksymalnymi cenami FOB węgla w eksporcie, gdyż eksporterzy konkurują ze sobą na rynkach odbiorców (poziom cen CIF). W zależności, który rynek jest w danym momencie silniejszy, albo dostawcy, albo przewoźnicy muszą obniżyć ceny. Przesunięcia w maksymalnych notowaniach stawek frachtowych *spot* oraz cen węgla FOB ilustruje rysunek 5.5 na przykładzie węgla z RPA i frachtu RB-ARA.

ARA – kluczowy węzeł przeładunkowy w Europie Zachodniej

Porty ARA to dwa porty leżące na terytorium Holandii: Amsterdam i Rotterdam oraz Antwerpia, leżąca w Belgii.

Region ARA jest czołowym elementem sieci kanałów transportowych, które – wraz z rzekami Ren, Moza i Mozela – rozszerzają dostęp do portów aż na obszar Europy Centralnej.

Rotterdam jest jednym z największych portów na świecie. Jest również największym na świecie portem rozładunkowym dla węgla. Przez port ten przechodzi prawie połowa całości importu węgla do Europy.

Zalety portu to jego głębokość, dzięki czemu jest on dostępny dla statków o głębokości zanurzenia do 75 stóp (prawie 23 m), a także bardzo duża szybkość załadunku i wyładunku towarów. Port dysponuje trzema dużymi terminalami węglowymi (EMO, EBS i EECV). EMO jest największym na świecie pojedynczym terminalem służącym do rozładunku węgla. Trafia tam 40% całego węgla importowanego do rejonu Le Havre/ Hamburg. Większość tego węgla pochodzi z Richards Bay. Terminal ten ma również połączenie z siecią kolejową Niemiec.

Port Amsterdam, podobnie jak jego południowy sąsiad Rotterdam, ma korzystne położenie w stosunku do usytuowania niemieckich elektrowni i przemysłu stalowego w zagłębiu Ruhry. Dzięki temu około 80% węgla przybywającego do tego portu jest transportowana dalej do Niemiec. Port ten obsługuje jedną czwartą wszystkich przeładunków węgla w Europie, poprzez dwa główne terminale węglowe: OBA i Rietlanden/ACP.

Antwerpia wraz z portem Gent obsługuje ekspedycję towarów do centrów przemysłowych Belgii oraz do północnej Francji, Alzacji i Lotaryngii. Antwerpia ma wyjątkowo dogodną i dobrze rozwiniętą sieć połączeń kolejowych z Europą. Jest to szczególnie istotne w okresach suszy, gdy wody w kanałach mają zbyt niski poziom i ta droga transportowa może być wykorzystywana w sposób ograniczony.

5.2. Sieć dróg żeglugi śródlądowej w Europie

Jedną z form przewożenia towarów w Europie jest transport wodny śródlądowy. W krajach Unii Europejskiej transport ten obsługuje 5% ogólnych potrzeb przewozowych, transport kolejowy – 7%, a samochodowy aż 88%.

W transporcie wodnym śródlądowym dominują przewozy na dystansie od 50 do 500 km (40%), w transporcie kolejowym – od 150 do 500 km (40%), a w samochodowym – na dystansach do 50 km (54%). W Europie w latach 2003–2005 transportem wodnym śródlądowym każdego roku przewożono około 5 mln ton węgla i jego produktów.

Transport wykorzystujący flotę żeglugi śródlądowej posiada wiele zalet. Jest bezpieczny, przyjazny dla środowiska, energooszczędny oraz relatywnie tani.

Europejska sieć dróg wodnych śródlądowych w Unii Europejskiej składa się z 29,5 tys. km kanałów, rzek i jezior, z czego około 20 tys. km skoncentrowanych jest w strefie obejmującej Holandię, Francję, Niemcy, Belgię i Austrię.

Na świecie w ponad 50 państwach długość żeglownych dróg śródlądowych przekracza 1000 km, z czego w Europie znajduje się 13 takich krajów; pokazano je w tabeli 5.6.

Według standardów ECMT (*European Conference of Ministers of Transport*) wyróżnia się kilkanaście klas dróg wodnych (numerowanych od 0 do VII, z dodatkowymi wyróżnikami literowymi). Przyporządkowanie do danej klasy uzależnione jest od tonażu ładunku, wymiarów jednostek pływających oraz dopuszczalnego zanurzenia.

Najwyższą klasę dróg wodnych (VII) posiada częściowo Dunaj (od ujścia po Belgrad) oraz rzeka Ems w swym końcowym odcinku (od ujścia do Morza Północnego po Leer). Po rzekach tych mogą pływać jednostki (np. konwoje pchane składające się z 9 barek) o tonażu

Tabela 5.6

Długość żeglownych dróg śródlądowych w wybranych państwach w Europie

Table 5.6

Total length of navigable waterways in selected Europe's countries

Państwo	Długość [tys. km]	Państwo	Długość [tys. km]
Rosja	95,9	Anglia	3,2
Francja	14,9	Włochy	2,4
Niemcy	7,5	Szwecja	2,1
Finlandia	6,7	Rumunia	1,7
Holandia	5,0	Belgia	1,6
Ukraina	4,5	Węgry	1,4
Polska	3,8		

Źródło: Stala-Szlugaj 2008

od 14 500 do 27 000 ton. Klasę VI posiada m.in. Ren – prawie na całej swej długości (po Bazyleę), częściowo Dunaj (od Belgradu po Regensburg) i Łaba (po Wittenbergę). Po rzekach tych mogą pływać jednostki z ładunkiem od 3 200 do 18 000 ton (Stala-Szlugaj 2008).

W europejskiej sieci dróg żeglugi śródlądowej wyróżnia się cztery korytarze transportowe:

- korytarz Renu,
- Północno-Południowy – składający się z rzek i kanałów występujących w Holandii, Belgii i Francji,
- Wschodni – składający się z dróg żeglugi śródlądowej z Niemiec do Polski i Czech,
- Południowo-Wschodni – składający się z Dunaju, Menu i kanałów: Men-Dunaj oraz Dunaj-Morze Czarne.

Najważniejszymi arteriami wodnymi w Europie są Ren i Dunaj, połączone kanałami: Men oraz Men-Dunaj. Dzięki temu siecią dróg śródlądowych możliwy jest transport towarów pomiędzy portami położonymi nad Morzem Północnym (np. Rotterdam w Holandii) a portami położonymi nad Morzem Czarnym (np. Konstanca w Rumunii).

W tabeli 5.7 zestawiono odległości oraz czas transportu towarów z Rotterdamu do wybranych portów rzecznych. Na przykład przewóz węgla transportem żeglugi śródlądowej z portu w Rotterdamie do Zagłębia Ruhry w Niemczech może trwać 1 dzień. Port w Rotterdamie posiada przy tym możliwość przetransportowania za granicę przy użyciu żeglugi śródlądowej około 2/3 wszystkich towarów.

Całkowita wschodnio- i zachodnioeuropejska flota śródlądowa składa się z około 20 tys. statków i mniejszych jednostek pływających. Flota środkowoeuropejska jest skoncentrowana wokół Dunaju, zaś flota zachodnioeuropejska – wokół Renu.

Tabela 5.7

Czas transportu towarów z Rotterdamu do wybranych portów rzecznych

Table 5.7

Time of inland waterways transport of goods from Rotterdam to selected river-ports

Port rzeczny	Odległość od Rotterdamu [km]	W górę rzeki [dni]	W dół rzeki [dni]
Duisburg	225	1,0	1,0
Bonn	230	1,0	1,0
Kolonia	305	2,0	1,0
Frankfurt	522	3,0	2,0
Karlsruhe	641	4,0	2,0
Strassburg	711	3,0	2,0
Wiedeń	1 524	10,0	9,0
Bratysława	1 556	10,5	9,5
Budapeszt	1 805	11,5	10,5

Źródło: www.portofrotterdam.com

Dla krajów zachodnioeuropejskich żegluga śródlądowa jest ważną drogą transportu węgla, szczególnie w przypadku Niemiec, które barkami przewożą węgiel z portów Zachodniej Europy (głównie Rotterdamu) do swych elektrowni i koksowni położonych wzdłuż Renu.

Dla sprawnego przewozu i kosztów transportu ważny jest poziom wód w Renie. Kiedy poziom wody spada poniżej zdefiniowanych wielkości, stosowane są dopłaty, które mają zrekompensować operatorom koszty transportu jednostkami tylko częściowo załadowanymi. Dopłata 10% przysługuje za każde 10 cm, o które poziom wód jest niższy od wielkości granicznych. Poziom mierzony jest w kilku punktach pomiarowych, z których najważniejsze to: Kaub (graniczny poziom 1,4 m), Kolonia (2,1 m) i Ruhrort (2,4 m).

Poziom wód w Ruhrort jest istotny dla licznych odbiorców towarów i surowców w uprzemysłowionym regionie Ruhry.

W marcu 2009 r., gdy poziom wód był na tyle wysoki, że pozwalał płynąć barkom w pełni załadowanym do Karlsruhe, a nawet Frankfurtu, stawki na trasie z Rotterdamu do Karlsruhe szacowano na 12–13 euro za tonę, podczas gdy w lutym było to około 26 euro, a na początku stycznia 2009 r. – 32 euro/tonę.

Jednakże w II kwartale słaby popyt na węgiel w Europie odbił się również na przewozach barkami. Większość firm zajmujących się tymi przewozami wręcz nie posiadała zamówień na przewozy węgla, ani też innych ładunków suchych. W kwietniu stawki za przewozy węgla barkami utrzymywały się na poziomie 9 euro za tonę. Niskim cenom sprzyjał też wysoki poziom wód w Renie.

W maju sytuacja przewoźników stała się jeszcze bardziej dramatyczna: zapotrzebowanie na przewozy barkami nigdy nie było tak niskie, a taryfy na trasie Rotterdam-Karlsruhe

spadły do bezprecedensowo niskiego poziomu 2 euro/tonę. Stało się to pomimo obniżonego w maju poziomu wód, przy którym zazwyczaj następuje zwiększenie stawek frachtowych.

Do połowy czerwca nie nastąpiła poprawa sytuacji, a przeładunki węgla na barki zmniejszyły się do ekstremalnie niskich poziomów.

6. Charakterystyka głównych eksporterów węgla energetycznego na rynki europejskie

Z informacji przedstawionych w rozdziale 1 wynika, że w ostatnich latach ścisłą czołówkę eksporterów, którzy dostarczają największe ilości węgla energetycznego na rynki europejskie, stanowią cztery kraje: Republika Południowej Afryki, Rosja, Kolumbia i Indonezja. Poniżej przedstawiono krótkie charakterystyki tych eksporterów, z uwzględnieniem uwarunkowań mogących wpływać na rozwój eksportu z tych krajów.

Najwięcej uwagi poświęcono Rosji. Kraj ten, ze względu na swe położenie geograficzne oraz potencjał w zasobach, produkcji i eksporcie może być uważany za najbardziej realne źródło zasilania polskiego rynku w węgiel energetyczny z importu. Ze względu na obfitość materiału prezentację tego kraju zamieszczono na końcu rozdziału.

Dane o produkcji, zużyciu i eksporcie węgla energetycznego w omawianych krajach podano za Coal Information 2008. W publikacji tej ostatnie dostępne statystyki dotyczyły roku 2007. Tam gdzie było to możliwe, w ostatnim etapie prac nad niniejszą publikacją uzupełniono informacje o wstępne dane za rok 2008.

6.1. Republika Południowej Afryki

RPA zajmuje czwarte miejsce w świecie pod względem wielkości produkcji węgla energetycznego. Spośród omawianych tu krajów jest największym producentem oraz największym użytkownikiem tego surowca. Raport BP z 2008 roku (BP Statistical review... 2008) szacuje zasoby węgla w RPA na 48 mld ton (5,7% udziału w zasobach światowych), a ich wystarczalność – na 178 lat.

W tabeli 6.1 przytoczono dane o produkcji węgla energetycznego, jego eksporcie i cenach w okresie pięciu lat (2003–2007). Przedstawiono także informacje o cenach węgla w portach na warunkach FOB. Produkcja węgla w RPA kształtuje się w ostatnich latach na poziomie niewiele powyżej 240 mln ton rocznie (z lekką tendencją malejącą). Spada również eksport. Eksport w ostatnich latach obniżył się o 5,1 mln ton tj. o 7,2%, przy wzroście produkcji tylko o 1,8%. W zużyciu krajowym dominuje energetyka (blisko 110 mln ton); około 40–45 mln ton zużywa się również do produkcji paliw syntetycznych (w zakładach Sasol).

Problemy z rozwojem produkcji mają swe korzenie w zmienionym w 2002 roku prawie górniczym. Wcześniej obowiązywała zasada, że surowce należą do właściciela gruntu, który

Tabela 6.1

RPA – produkcja, eksport oraz ceny węgla energetycznego w latach 2003–2007

Table 6.1

South Africa – steam coal production, export and prices, 2003–2007

RPA	2003	2004	2005	2006	2007	Przyrost 2003–2007	
							%
Produkcja [tys. ton]	237,5	241,5	243,5	243,1	241,9	4,4	1,8
roczna zmiana produkcji [%]		1,7	0,7	-0,1	-0,5		
Eksport [tys. ton]	70,9	67,0	70,9	68,9	65,8	-5,1	-7,2
roczna zmiana eksportu [%]		-5,5%	5,8	-2,9	-4,4		
Udział eksportu w produkcji [%]	29,9	27,7	29,1	28,3	27,2		
Średnie ceny FOB [USD/tona]	30,4	55,0	46,1	50,7	62,7	32,3	106

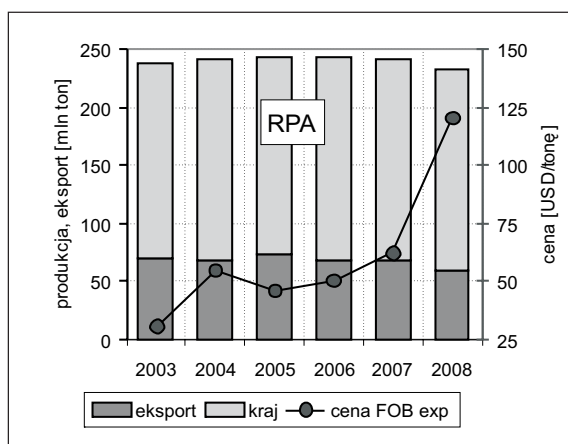
Źródło: opracowanie własne (produkcja i eksport: Coal Information 2008; ceny – Platts, Argus)

ma prawo do ich eksploatacji. Państwo nie pobierało z tego tytułu opłat. Wielkie obszary kraju – wraz ze złożami – należały do dużych spółek górniczych. Nowe prawo górnicze przeniosło prawo własności zasobów na państwo. Dotychczasowi właściciele (oraz nowe podmioty) muszą zwracać się do państwa o przyznanie prawa do eksploatacji obszarów górniczych. Złóża, które nie są eksploatowane lub dla których nie zwrócono się o stosowne uprawnienia, przechodzą w gestię państwa, które może je przyznać innym zainteresowanym stronom. Rozwiązanie to miało uwolnić nieeksploatowane przez lata zasoby (przez dawnych wielkich właścicieli) i umożliwić ich przekazanie mniejszemu biznesowi, aby ożywić działalność górniczą i stworzyć nowe miejsca pracy. Miało też umożliwić miejscowej społeczności afrykańskiej silniejsze zaangażowanie i uczestnictwo w przedsięwzięciach górniczych (w ramach tzw. polityki BEE – *Black Economic Empowerment*). Liczne nowe spółki górnicze mogły więc uzyskać prawa do eksploatacji, a wielkie przedsiębiorstwa zrzekały się części swoich udziałów na rzecz spółek BEE lub oferowały im współpracę na zasadach holdingu z oddziałami tych przedsiębiorstw.

Nowe małe spółki BEE nie mają jednak ani odpowiedniej wiedzy i doświadczenia w dziedzinie prowadzenia takiej działalności, ani też stosownych zasobów finansowych do jej rozwoju. Jak dotąd jedynym skutkiem zmian tego prawa jest przejęcie części istniejących kopalń przez spółki BEE od wielkich korporacji górniczych, nie uzyskano natomiast spodziewanego wzrostu produkcji węgla.

Produkcja i eksport węgla w dalszym ciągu skupiona jest przede wszystkim w rękach wielkich spółek o międzynarodowych powiązaniach, jak: BHP-Billiton, Xstrata czy Anglo Coal, a także Sasol i Exxaro – razem kontrolują one około 82% wydobycia i 86% eksportu (RWE 2007).

Rysunek 6.1 ilustruje zmiany w produkcji na rynek krajowy i eksport. Pokazano na nim również poziom cen FOB w eksporcie. Według wstępnych danych za rok 2008, wielkość



Rys. 6.1. Zużycie krajowe i eksport oraz średnie ceny eksportowe węgla energetycznego z RPA

Fig. 6.1. Domestic consumption, export and average export prices of South African steam coal

eksportu szacuje się na 60–61 mln ton (ABARE, Argus), a więc o około 5 mln ton mniej niż w 2007 roku, natomiast poziom zużycia krajowego na niecałe 173 mln ton (Coal Information 2009).

Eksport węgla z RPA przez ostatnie lata kształtuje się na zbliżonym poziomie około 70 do 65 mln ton rocznie, z czego ponad 80% trafia na rynek europejski. Barię wzrostu eksportu jest przepustowość największego terminalu węglowego – portu Richards Bay (RBCT) – jedynego dużego portu w RPA, przez który eksportuje się węgiel. Planowane od wielu lat powiększenie tej przepustowości do 91 mln ton/rok napotyka jednak na rozliczne przeszkody (głównie finansowe). Kolejnym ograniczeniem jest zdolność przewozowa linii kolejowych, należących do państwowej firmy Transnet.

Odległości z kopalń w różnych zagłębiach kraju do portu RBCT wynoszą 420–590 km. Kolej jest podstawowym środkiem transportu węgla. Nowoczesna linia kolejowa – tzw. COALink – łącząca kopalnie z terminalem węglowym w Richards Bay została zbudowana specjalnie do transportu węgla na eksport (oddana do użytku w 1996 r.). Składy pociągów są bardzo duże: liczą nawet 200 wagonów, mają 2,5 km długości i wiozą nawet 17 tys. ton węgla. Na trasie tej często mają miejsce wykołnienia pociągów, które zaburzają regularność dostaw.

Zapasy węgla na składowiskach w Richards Bay utrzymywane są zazwyczaj na poziomie około 3 mln ton. Taka ilość węgla pozwala operatorowi portu na bezpieczną obsługę klientów na wypadek wystąpienia czasowych problemów logistycznych z dostawami węgla od różnych producentów oraz zapewnia dostępność do różnych gatunków (pod względem klas jakościowych i sortymentowych). Jeśli stan tych zapasów spada wyraźnie poniżej 2 mln ton jest to zawsze sygnał wzbudzający zaniepokojenie na rynkach *spot*.

Niższy od optymalnego stan zapasów występuje każdego roku pod koniec grudnia, gdyż wszyscy producenci węgla chcą wówczas wykorzystać do maksimum przysługujące im roczne kwoty eksportowe w RBCT i wyeksportować jak najwięcej węgla ze składowisk.

W tabeli 6.2 zestawiono głównych odbiorców węgla z RPA w latach 2003–2007. Wśród odbiorców tych wydzielono kraje UE oraz inne i uszeregowano według wielkości dostaw w 2007 r. Eksport węgla z RPA do UE wykazuje tendencję spadkową, a w ostatnim roku tylko dostawy do Francji i Włoch były nieco wyższe.

Choć Europa pozostaje najważniejszym rynkiem zbytu dla węgla z RPA, to coraz ważniejszą rolę odgrywa eksport do Indii. Węgiel południowoafrykański jest tańszy od węgla z Australii i Rosji (na bazie cen FOB), a odległości w transporcie morskim są mniejsze.

Tabela 6.2

Główni importerzy węgla z RPA w latach 2003–2007

Table 6.2

South Africa's coal main importers, 2003–2007

Kraj	2003	2004	2005	2006	2007	Zmiana 2003–2007	
	mln ton					%	
Kraje UE							
Holandia	11,4	3,1	7,7	13,7	10,6	-0,9	-7,5
Hiszpania	8,9	9,7	8,8	7,6	6,7	-2,2	-24,3
Niemcy	9,0	9,9	9,5	8,2	6,5	-2,5	-27,4
Francja	4,1	8,8	5,5	4,3	4,8	0,7	15,9
Włochy	4,5	4,8	5,3	4,6	4,8	0,3	6,1
Wlk. Brytania	8,4	10,2	11,8	8,4	4,6	-3,9	-45,8
Dania	2,6	1,4	1,7	2,3	2,1	-0,5	-17,8
Portugalia	2,3	1,8	1,6	1,0	2,0	-0,4	-15,8
Belgia/Luksemburg	2,2	2,4	1,7	1,5	1,1	-1,1	-49,6
Irlandia	0,6	0,5	0,8	0,4	0,5	-0,1	-15,5
Inne kraje							
Indie	3,0	0,7	3,9	2,5	8,5	5,5	183,1
Izrael	5,2	6,9	5,1	4,8	4,5	-0,7	-13,4
Turcja	1,6	1,6	1,3	1,9	1,3	-0,3	-18,1
Maroko	2,1	1,8	2,8	2,9	1,3	-0,9	-40,5
Brazylia	0,8	0,8	0,7	1,5	0,8	0,0	-2,7
Japonia	0,3	–	0,1	–	0,4	0,1	37,5
Tajwan	1,6	1,4	0,4	0,1	0,4	-1,2	-74,0
Korea Północna	0,1	–	0,1	–	0,3	0,2	141,7

Źródło: Annual report 2008 ... VDKI

Szacuje się, że import węgla południowoafrykańskiego do Indii w 2008 roku mógł wynieść nawet 10 mln ton, a w 2012 może przekroczyć 16 mln ton. Przy wspomnianych ograniczeniach podaźowych importerzy indyjscy będą więc konkurować z użytkownikami w Europie.

W tabeli 6.3 zestawiono przeciętne parametry jakościowe charakteryzujące węgiel z RPA w eksporcie.

Tabela 6.3

Przeciętne parametry jakościowe węgla eksportowego z RPA

Table 6.3

Average quality parameters of South African export coal

Parametr	Jednostka	Zakres	Parametr	Jednostka	Zakres
Wartość opałowa	MJ/kg	22,6–28,1	wilgotność	%	6–10
	kcal/kg	5 400–6 700	części lotne	%	16–31
Popiół	%	8–15	zawartość węgla stałego	%	51–61
Siarka	%	0,5–1,7	indeks HGI	–	43–65

Źródło: Annual report 2008 ... VDKI

6.2. Kolumbia

Kolumbia wyprodukowała ponad 71 mln ton węgla energetycznego w 2007 roku, z czego wyeksportowała blisko 95% (ponad 67 mln ton). W ciągu ostatnich pięciu lat nastąpił (tab. 6.4) ponad 40% wzrost produkcji węgla i jeszcze większy wzrost eksportu (47%).

Według oceny zawartej w raporcie (BP 2008) zasoby węgla w Kolumbii wynoszą około 7 mld ton, a ich wystarczalność wynosi 97 lat (stan na koniec 2007 roku).

Energetyka w Kolumbii nie zużywa znaczących ilości węgla, gdyż bazuje przede wszystkim na elektrowniach wodnych, ale dużym miejscowym konsumentem węgla są cementownie. Sumarycznie jednak tylko około 5% produkcji węgla jest zużywana przez odbiorców krajowych. Dzięki udostępnianiu nowych złóż, Kolumbia staje się też powoli producentem węgla do koksowania.

Najwięcej węgla pochodzi ze stanów Cesar, Guajira i Boyaca. W stanie Cesar (wydobycie ponad 33 mln ton) wiodącymi spółkami są międzynarodowe kompanie Drummond i Glencore. W stanie Guajira, gdzie działa największa kolumbijska spółka węglowa Cerrejon Coal, produkcja wynosi około 30 mln ton. W przemyśle węglowym zaangażowane są tam również największe w świecie międzynarodowe firmy górnicze: Anglo American Coal, BHP – Billiton i Xstrata. Potencjał tych firm umożliwia inwestycje w rozwój wydobycia.

Rysunek 6.2 pokazuje zmiany w eksporcie i zużyciu krajowym węgla energetycznego, a także średni poziom cen FOB w eksporcie. Wielkość eksportu w 2008 r. szacuje się wstępnie na około 66–68 mln ton (ABARE), a zużycie krajowe na niecałe 4 mln ton (Coal

Tabela 6.4

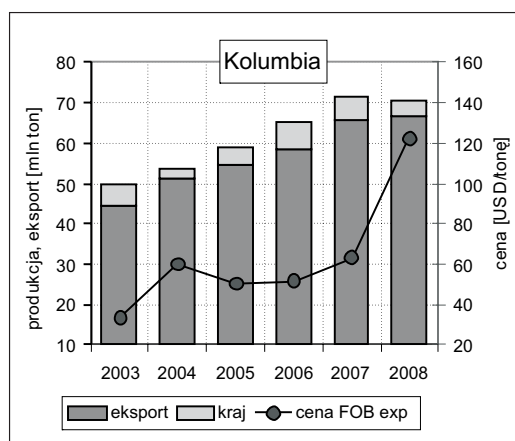
Kolumbia – produkcja, eksport oraz ceny węgla energetycznego w latach 2003–2007

Table 6.4

Colombia – steam coal production, export and prices, 2003–2007

Kolumbia	2003	2004	2005	2006	2007	Zmiana 2003–2007	
							%
Produkcja [tys. ton]	50,0	53,7	58,6	65,1	71,1	21,1	42,3
roczna zmiana produkcji [%]	7,4		9,1	11,2	9,2		
Eksport [tys. ton]	45,6	50,9	53,6	62,0	67,2	21,5	47,1
roczna zmiana eksportu [%]	11,5		5,3	15,6	8,4		
Udział eksportu w produkcji [%]	91,3	94,9	91,6%	95,2	94,5		
Średnie ceny FOB [USD/tona]	33,2	60,2	50,3	51,9	63,4	30,2	91

Źródło: opracowanie własne (produkcja i eksport: Coal Information 2008; ceny – Platts, Argus)



Rys. 6.2. Zużycie krajowe i eksport oraz średnie ceny eksportowe węgla energetycznego z Kolumbii

Fig. 6.2. Domestic consumption, export and average export prices of Colombian steam coal

Information 2009). Kolumbia – spośród prezentowanych tu krajów – jest najmniejszym producentem węgla energetycznego (10 miejsce w świecie), lecz jest czwartym światowym eksporterem tego paliwa.

Największym odbiorcą węgla z Kolumbii są Stany Zjednoczone (33% w 2007). W ciągu ostatnich pięciu lat eksport do tego kraju zwiększył się o 82%. W Europie główni odbiorcy to Niemcy i Holandia. Import do Wielkiej Brytanii, Francji, Portugalii, Danii i Hiszpanii wynosi około 2 do 3 mln ton. Najważniejszych odbiorców węgla z Kolumbii w latach 2003–2007 zestawiono w tabeli 6.5, a średnią jakość węgla eksportowego – w tabeli 6.6.

Tabela 6.5

Główni importerzy węgla z Kolumbii w latach 2003–2007

Table 6.5

Colombia's coal main importers, 2003–2007

Kraj	2003	2004	2005	2006	2007	Zmiana 2003–2007	
	mln ton						%
Kraje UE							
Niemcy	5,9	4,7	4,3	3,7	6,9	1,0	17,1
Holandia	1,4	3,8	4,6	6,0	5,6	4,1	287,0
Wlk. Brytania	2,3	2,9	2,1	2,5	3,0	0,7	28,1
Francja	2,7	4,3	2,2	3,3	2,7	0,0	1,3
Portugalia	1,8	2,6	2,5	2,9	2,6	0,8	42,9
Dania	2,7	1,4	1,3	2,0	2,3	-0,5	-16,8
Hiszpania	1,7	1,3	2,0	1,5	2,2	0,6	33,5
Włochy	2,1	2,4	2,6	2,0	1,9	-0,2	-9,0
Irlandia	0,3	1,2	0,9	1,1	0,5	0,2	75,3
Słowenia	—	0,8	0,4	0,2	0,2	-0,5	-69,6
Inne kraje							
USA	12,0	13,3	17,6	20,2	21,8	9,8	82,1
Izrael	2,7	2,8	4,7	3,4	3,5	0,8	31,1
Kanada	1,5	1,7	2,1	1,9	1,5	-0,1	-4,2
Brazylia	0,2	0,4	0,3	0,3	0,2	0,0	-14,8

Źródło: Annual report 2008 ... VDKI

Tabela 6.6

Przeciętne parametry jakościowe węgla eksportowego z Kolumbii

Table 6.6

Average quality parameters of Colombian export coal

Parametr	Jednostka	Zakres	Parametr	Jednostka	Zakres
Wartość opałowa	MJ/kg	20,9–27,2	wilgotność	%	7–16
	kcal/kg	5 000–6 500	części lotne	%	30–39
Popiół	%	4–15	zawartość węgla stałego	%	36–55
Siarka	%	0,5–1,0	indeks HGI		43–60

Źródło: Annual report 2008... VDKI

W Kolumbii największym problemem w rozwoju eksportu węgla jest transport, zarówno lądowy jak i morski. Odległości z kopalń do portów są relatywnie niewielkie: 45–210 km, ale nie wszędzie istnieją połączenia kolejowe (lub są one niewystarczające). W takich przypadkach węgiel wozi się ciężarówkami. W Kolumbii średnia odległość dla takiego transportu wynosi około 300 km.

Nierzadkie są zatory w portach, spowodowane przez stojące na bocznicach nie rozładowane wagony z węglem, zdarzają się też ataki grup terrorystycznych (partyzantów *guerillas*) na linii kolejowe. Dla poprawienia sytuacji transportowej czynione są znaczne inwestycje: budowa linii kolejowych i łącznikowych, a także dróg i tuneli oraz rozbudowa portów znacząco poprawią infrastrukturę eksportu węgla kolumbijskiego na rynki międzynarodowe. Zakończenie tych inwestycji (ok. roku 2012) mogłoby zwiększyć zdolność eksportową kraju o ponad 20 mln ton.

Rząd kolumbijski przychylnie traktuje zagranicznych inwestorów i wspiera rozwój infrastruktury. Planuje jednak zaostrzyć prawo ochrony środowiska w stosunku do nowych kopalń i linii kolejowych.

W Kolumbii wdrażane jest nowe prawo górnicze (tzw. kodeks), które ma zastąpić obecne przepisy, zbyt liberalnie traktujące zasady udzielania licencji górniczej. Według nowego kodeksu firmy będą musiały dostarczyć odpowiednią dokumentację potwierdzającą ich potencjał techniczny i ekonomiczny, nawet dla obszarów o powierzchni poniżej 100 hektarów (1 km²); będą też musiały wykazać swoją zdolność do prowadzenia działalności górniczej na tym obszarze. Koncesje na wydobywanie węgla będą udzielane na 30 lat – czyli tyle co obecnie, ale z możliwością przedłużenia na dalsze 30 lat. Zmienione też zostaną opłaty za koncesję. Obecnie kompanie płacą 8 USD/ha/rok, jeśli obszar wynosi od 1 do 2000 ha. Jeśli zaś przekracza 5000 ha – wtedy opłata wynosi 24 USD/ha/rok. Nowy kodeks redukuje opłaty: do 8 dolarów bez względu na powierzchnię, ale kompanie są zmuszone wносить te opłaty z rocznym wyprzedzeniem. Ten zapis ma przeciwdziałać dosyć częstym praktykom posiadania obszarów górniczych bez ich eksploatacji.

Dodatkowo rząd przyzna prawa na preferencyjnych warunkach tym firmom, które posiadają najstarsze tytuły do eksploatacji. Rozróżnione będą jednak rodzaje surowców mineralnych (dwie grupy), nawet jeśli występują one na tym samych obszarze.

Posiadacze koncesji na eksploatację węgla będą zobowiązani do składania raportów o istnieniu nielegalnej działalności górniczej na terenie objętym koncesją.

Rząd ma zamiar faworyzować małe spółki węglowe, które dotychczas działają bez uprawnień. Będą one jednak zmuszone – w ciągu dwóch lat po wejściu w życie nowego prawa – do uzyskania wszelkich pozwoleń. Te działania rządu mają na celu powstrzymanie wielkich koncernów węglowych przed przejmowaniem obszarów, eksploatowanych obecnie przez te małe spółki (choć bez prawnych zezwoleń).

Można więc zauważyć sporo podobieństw wśród proponowanych zmian w kolumbijskim prawie górniczym w stosunku do rozwiązań zastosowanych w RPA. W ciągu najbliższych lat okaże się, czy te nowe małe przedsiębiorstwa będą w stanie efektywnie działać w tej niełatwej branży.

Innym ważnym aspektem wprowadzenie nowego kodeksu górniczego ma być zakaz zatrudniania dzieci w kopalniach. Firma, która złamie ten zakaz zostanie pozbawiona koncesji. Ma być też zakazana działalność górnicza na torfowiskach i terenach podmokłych.

6.3. Indonezja

Indonezja zajmuje piąte miejsce w świecie pod względem produkcji węgla energetycznego, lecz od 2–3 lat umacnia swą pozycję lidera wśród eksporterów (tab. 6.7). Tylko w ostatnim roku (2007) produkcja zwiększyła się prawie o 31 mln ton, a w latach 2003–2007 aż o 118 mln ton tj. o blisko 145%.

Tabela 6.7

Indonezja – produkcja, eksport oraz ceny węgla energetycznego w latach 2003–2007

Table 6.7

Indonesia – steam coal production, export and prices, 2003–2007

Indonezja	2003	2004	2005	2006	2007	Zmiana 2003–2007	
							%
Produkcja [tys. ton]	81,6	109,9	134,6	168,9	199,7	118,1	144,7
roczna zmiana produkcji [%]		34,7	22,5	25,4	18,2		
Eksport [tys. ton]	75,0	96,2	118,4	147,0	170,7	95,7	127,6
roczna zmiana eksportu [%]		28,3	23,1	24,1	16,2		
Udział eksportu w produkcji [%]	91,9	87,5	87,9	87,0	85,5		
Średnie ceny FOB [USD/tonę]	24,2	44,3	43,1	37,3	49,0	24,8	103

Źródło: opracowanie własne (produkcja i eksport: Coal Information 2008; ceny – Platts, Argus)

Eksport w 2007 roku przekroczył 170 mln ton, a w 2008 r. powinien wzrosnąć do 179 mln ton. Na rok 2009 planowane jest nawet 190 mln ton – aby wykorzystać koniunkturę i zaspokoić ogromne zapotrzebowanie ze strony Chin i Indii. W 2007 roku największym odbiorcą węgla z Indonezji była Japonia, która zaimportowała 34 mln ton, a w ciągu ostatnich pięciu lat zwiększyła import o 13 mln ton. Innymi wielkimi odbiorcami (z importem około 20 mln ton rocznie) są Korea Płd., Tajwan i Indie. Najdynamiczniej rozwija się eksport węgla do Chin (tab. 6.8).

Import węgla indonezyjskiego do Europy zmniejszył się w 2007 roku o ponad 23%, stanowiąc niecałe 11% w puli eksportu węgla z Indonezji. Największymi odbiorcami węgla indonezyjskiego w UE są Włochy i Hiszpania: w 2007 r. trafiło do tych krajów prawie 60% eksportu.

Podobnie jak wcześniej dla RPA i Kolumbii, na rysunku 6.3 pokazano zmiany w eksporcie i zużyciu krajowym węgla energetycznego w Indonezji, jak również poziom średnich

Tabela 6.8

Główni importerzy węgla z Indonezji w latach 2003–2007

Table 6.8

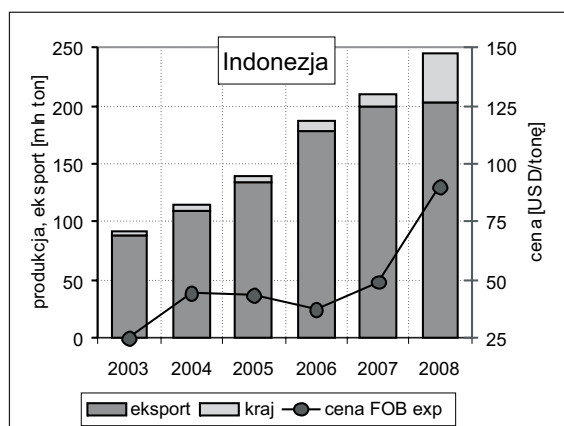
Indonesia's coal main importers, 2003–2007

Kraj	2003	2004	2005	2006	2007	Zmiana 2003–2007	
	mln ton						%
Kraje UE							
Włochy	4,6	5,2	6,3	8,6	6,3	1,7	37,3
Hiszpania	3,0	2,8	3,3	4,0	4,2	1,2	40,7
Holandia	1,9	1,1	2,1	3,7	1,8	-0,1	-3,1
Słowenia	–	0,6	0,6	1,6	1,2	0,6	99,4
Niemcy	0,4	0,5	0,1	1,5	1,2	0,8	188,4
Wlk. Brytania	0,5	1,1	1,3	1,8	1,1	0,6	114,9
Irlandia	–	–	0,6	0,6	0,2	-0,5	-74,8
Inne kraje							
Japonia	20,5	22,7	27,3	32,8	34,1	13,6	66,6
Korea Połud.	7,9	11,7	14,4	20,8	26,5	18,7	237,5
Tajwan	15,8	17,8	17,9	24,4	25,8	10,0	63,0
Indie	7,8	10,7	16,3	19,8	24,8	17,0	216,6
Chiny	0,5	1,5	2,5	6,2	14,9	14,4	2 689,1
Hongkong	6,8	7,4	9,4	10,5	11,6	4,7	69,5
Tajlandia	4,3	4,8	6,4	7,8	9,4	5,1	117,0
Malezja	5,2	6,1	7,4	7,3	7,8	2,6	50,3
Filipiny	3,1	3,6	3,9	4,1	4,3	1,2	38,8
USA	1,9	2,0	2,1	2,6	3,0	1,0	54,8
Chile	0,3	0,8	1,4	1,7	1,6	1,3	490,4

Źródło: Annual report 2008 ... VDKI

cen FOB w eksporcie. Według wstępnych danych IEA (Coal Information 2009) zużycie krajowe w 2008 r. wyniosło blisko 42 mln ton, a eksport – 173 mln ton. Natomiast inne źródła szacują ten eksport na ponad 200 mln ton (ABARE, Argus).

Zasoby węgla w Indonezji – według stopnia udostępnienia na koniec 2007 roku – oceniane są w raporcie BP 2008 zaledwie na 4,3 mld ton (25 lat). Natomiast oficjalne dane indonezyjskie mówią o 58 mld ton zasobów potencjalnych (z czego udostępnione – 7 mld ton). Połowę zasobów stanowi węgiel kamienny. Zaletą węgla indonezyjskiego jest jego jakość (niska zawartość siarki: poniżej 1% a nawet około 0,1%; zawartość popiołu: 1–10%). Generalnie węgiel ten nie wymaga wzbogacania (stosuje się tylko kruszenie i przesiewanie).



Rys. 6.3. Zużycie krajowe i eksport oraz średnie ceny eksportowe węgla energetycznego z Indonezji

Fig. 6.3. Domestic consumption, export and average export prices of Indonesian steam coal

Ze względu na relatywnie wysoką wilgotność węgle indonezyjskie mają dość niską wartość opałową (często poniżej 6000 kcal/kg). Te parametry powodują, że węgle indonezyjskie są na rynkach międzynarodowych znacznie tańsze od węgla z innych regionów.

Zakresy parametrów jakościowych węgla indonezyjskich w eksporcie przedstawiono w tabeli 6.9.

Tabela 6.9

Przeciętne parametry jakościowe węgla eksportowego z Indonezji

Table 6.9

Average quality parameters of Indonesian export coal

Parametr	Jednostka	Zakres	Parametr	Jednostka	Zakres
Wartość opałowa	MJ/kg	15,5–27,2	wilgotność	%	9–22
	kcal/kg	3 700–6 500	części lotne	%	37–47
Popiół	%	1–16	zawartość węgla stałego	%	30–50
Siarka	%	0,1–0,9	indeks HGI		44–53

Źródło: Annual report 2008 ... VDKI

Indonezja, będąc największym eksporterem węgla energetycznego na świecie, wytwarza z tego paliwa tylko 37% energii elektrycznej, a wskaźnik elektryfikacji kraju wynosi zaledwie 54%. Dlatego podjęto obszerny program zdecydowanego zwiększenia udziału węgla w krajowej energetyce. Problemem jest nie tylko budowa elektrowni, ale także sieci przesyłowych.

W Indonezji buduje się obecnie 15 tys. MW nowych mocy w elektrowniach węglowych, co do 2012 wygeneruje zapotrzebowanie na około 50–60 mln ton dodatkowego węgla w kraju. Program budowy 10 tys. MW realizuje państwowa spółka energetyczna PLN (Perusahaan Listrik Negara).

W sytuacji bezprecedensowego wzrostu cen paliw, jaki miał miejsce na świecie w pierwszej połowie 2008 roku, władze indonezyjskie za największe wyzwanie uznały konieczność ochrony rodzimych wytwórców (a przez to i konsumentów energii). Jednym ze sposobów tej ochrony ma być zapewnienie krajowym wytwórcom energii (a zwłaszcza państwowej PLN) dostaw węgla na odpowiednim poziomie i po odpowiednio niskiej cenie.

Projekt rządowego dekretu w tej sprawie stanowi, iż najwyższa cena za węgiel kierowany do krajowej energetyki powinna być równa najniższej cenie węgla w eksporcie.

Kopalnie w Indonezji są prywatne i w sporej części należą do zagranicznych inwestorów. Producenci węgla są zobowiązani do uiszczania opłaty eksploatacyjnej w wysokości 13,5% (od wartości sprzedanego węgla) i każdy z nich ma ten obowiązek wpisany do umowy o warunkach działalności w tym kraju. Producenci respektują prawo rządu indonezyjskiego do limitowania eksportu – poprzez wyznaczanie kwot eksportowych – ze względu na konieczność zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju. Protestują jednak przeciwko zmuszaniu prywatnych przedsiębiorców do sprzedawania węgla na rynek krajowy po kontrolowanych cenach.

W działaniach władz indonezyjskich w tej kwestii widoczna jest dwoistość i sprzeczność:

- z jednej strony wymaga się, aby ceny w kontraktach dla odbiorców krajowych były jak najniższe,
- z drugiej zaś – władze w Dżakarcie są zainteresowane jak najwyższymi cenami w kontraktach, albowiem wartość sprzedanego węgla stanowi podstawę do naliczenia wspomnianej opłaty eksploatacyjnej.

Odkąd podjęto realizację programu budowy nowych elektrowni węglowych rząd zapewniał, że eksport węgla będzie kontynuowany, nawet jeśli wzrośnie krajowe zużycie. Ostatnie działania władz co do możliwości limitowania eksportu przeczą tym zapewnieniom.

Jednak bardziej realnym powodem niemożności zwiększenia eksportu węgla mogą być – podobnie jak we wcześniej omawianych krajach – ograniczenia w infrastrukturze transportowej, zwłaszcza kolejowej. Na Sumatrze od czterech już lat trwają prace przygotowawcze nad rządową inwestycją rozbudowy linii kolejowych. Na Kalimantanie (Borneo) – czyli w regionie najbardziej zasobnym w węgiel i z którego pochodzi niemal cały eksport – rząd w ogóle nie planuje inwestycji w infrastrukturę kolejową (pozostawiając prawdopodobnie ten problem prywatnym właścicielom firm węglowych).

W Indonezji odległość z kopalń do portów jest stosunkowo niewielka, porównywalna jak w Kolumbii: 50–200 km. Powszechnie stosowanym rozwiązaniem w transporcie węgla jest wykorzystywanie sieci dróg wodnych w żegludze śródlądowej. W Indonezji rozbudowana sieć kanałów i rzek jest – przy braku połączeń kolejowych – praktycznie jedynym sposobem transportu węgla z kopalń do portów morskich, gdzie węgiel z barek jest przeładowywany na duże statki.

6.4. Rosja

Produkcja węgla energetycznego w Rosji w 2007 roku wyniosła 179,4 mln ton, natomiast eksport wyniósł około 85 mln ton (tab. 6.10). W 2003 roku było to odpowiednio: 120 mln i 45 mln ton, co świadczy o większej dynamice wzrostu eksportu niż produkcji: produkcja zwiększyła się 48%, a eksport aż o blisko 89%.

Tabela 6.10

Rosja – produkcja, eksport oraz ceny węgla energetycznego w latach 2003–2007

Table 6.10

Russia – steam coal production, export and prices, 2003–2007

Rosja	2003	2004	2005	2006	2007	Zmiana 2003–2007	
							%
Produkcja [tys. ton]	120,9	128,6	153,7	156,4	179,4	58,5	48,4
roczna zmiana produkcji [%]	6,4		19,5	1,7	14,7		
Eksport [tys. ton]	45,2	56,7	76,0	81,4	85,2	40,1	88,8
roczna zmiana eksportu [%]	25,5		34,1	7,1	4,7		
Udział eksportu w produkcji [%]	37,4	44,1	49,5	52,0	47,5		
Średnie ceny FOB [USD/tonę]	35,5	57,5	51,9	57,0	72,8	37,3	105

Źródło: opracowanie własne (produkcja i eksport: Coal Information 2008; ceny – Platts, Argus)

W krajach UE głównymi importerami węgla z Rosji są: Wielka Brytania, Niemcy, Finlandia oraz Polska. Na ten rynek Rosja kieruje około 65% swojego eksportu. Na rynku azjatyckim najwięksi odbiorcy węgla to Japonia i Korea Południowa. Importerów węgla rosyjskiego zestawiono w tabeli 6.11, a w tabeli 6.12 pokazano przeciętny poziom parametrów jakościowych węgla w eksporcie na oba rynki.

Rosja jest trzecim w świecie eksporterem węgla energetycznego i drugim krajem – po Stanach Zjednoczonych – co do wielkości zasobów węgla. BP (2008) ocenia te zasoby na 157 mld ton (wystarczalność: 500 lat), z czego 49 mld ton – węgiel bitumiczny i antracyt. Rosja należy nie tylko do krajów najbardziej zasobnych w węgiel, ale też posiada największe w świecie zasoby gazu ziemnego i znajduje się na siódmym miejscu w zasobności złóż ropy naftowej.

Spośród krajów wywodzących się z dawnego Związku Radzieckiego (poza Rosją) jeszcze Ukraina i Kazachstan posiadają bardzo duże zasoby węgla, jednakże w światowym eksporcie tego surowca liczy się tylko Rosja. Ukraina (produkcja 75–80 mln ton rocznie) zużywa prawie cały swój węgiel na pokrycie krajowego zapotrzebowania (eksport rzędu 2–3 mln ton węgla energetycznego i antracytu oraz 2–3 mln ton węgla koksowego). Kazachstan natomiast, produkujący około 94–96 mln ton/rok (w tym 72 mln ton węgla

Tabela 6.11

Główni importerzy węgla z Rosji w latach 2003–2007

Table 6.11

Russia's coal main importers, 2003–2007

Kraj	2003	2004	2005	2006	2007	Zmiana 2003–2007	
							%
Kraje UE							
Wlk. Brytania	5,2	9,8	18,0	22,7	19,8	14,6	281,3
Niemcy	2,6	5,5	6,6	9,1	8,4	5,8	221,8
Finlandia	5,9	5,4	2,4	4,4	5,1	-0,8	-13,9
Polska	–	2,3	2,5	3,3	5,0	2,7	117,4
Belgia/Luksemburg	0,4	0,9	1,0	1,7	1,3	0,9	231,8
Hiszpania	2,0	3,1	4,2	2,8	0,9	-1,1	-53,8
Włochy	1,7	2,4	1,8	1,5	0,8	-0,8	-50,7
Inne kraje							
Japonia	7,6	9,3	10,7	9,2	11,5	3,9	51,2
Korea Południowa	3,5	5,1	3,3	1,1	6,4	2,9	81,7
Turcja	5,0	6,5	7,0	6,5	4,0	-1,0	-19,7
Tajwan	2,0	1,4	1,2	1,3	1,3	-0,7	-33,6

Źródło: Annual report 2008 ... VDKI

Tabela 6.12

Przeciętne parametry jakościowe węgla eksportowego z Rosji

Table 6.12

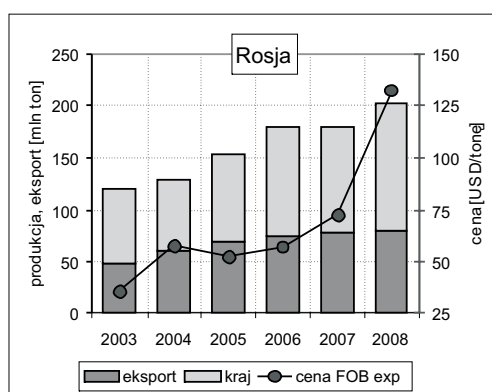
Average quality parameters of Russian export coal

Parametr	Jednostka	Zakres	Parametr	Jednostka	Zakres
Rejon Atalantyku					
Wartość opałowa	MJ/kg	25,1–26,0	wilgotność	%	8–12
	kcal/kg	6 000–6 200	części lotne	%	27–34
Popiół	%	11–15	zawartość węgla st.	%	47–58
Siarka	%	0,3–0,6	indeks HGI		55–67
Rejon Pacyfiku					
Wartość opałowa	MJ/kg	23,0–28,5	wilgotność	%	8–10
	kcal/kg	5 500–6 800	części lotne	%	17–33
Popiół	%	11–20	zawartość węgla stałego	%	47–64
Siarka	%	0,3–0,5	indeks HGI		70–80

Źródło: Annual report 2008 ... VDKI

energetycznego) eksportuje rocznie 20–25 mln ton węgla do znajdujących się w pobliżu granicy elektrowni rosyjskich w Jekaterinburgu i Czelabińsku. Powiązania kopalń z elektrowniami datują się z czasów istnienia ZSRR.

Zmiany w zużyciu krajowym i w eksporcie zobrazowano na rysunku 6.4. Przedstawiono też poziomy średnich cen w eksporcie. Wstępne dane za rok 2008 określają poziom eksportu z Rosji na około 80–85 mln ton (ABARE, Coal Information 2009), a zużycie krajowe na około 122 mln ton.



Rys. 6.4. Zużycie krajowe i eksport oraz średnie ceny eksportowe węgla energetycznego z Rosji

Fig. 6.4. Domestic consumption, export and average export prices of Russian steam coal

W Rosji tylko około 25% produkowanej energii elektrycznej pochodzi z węgla; większość (ok. 68%) wytwarzana jest z gazu.

W krajowym programie rozwoju sektora energetycznego w Rosji zakładano, że udział elektrowni węglowych powinien w 2015 roku wzrosnąć do 30–35%. Większy udział węgla miałyby się wiązać ze zmniejszeniem udziału gazu do 60%. Działania te miałyby się przyczynić do lepszego zrównoważenia krajowego bilansu energii pierwotnej, a także do poprawy ekonomiki wytwarzania energii (w założeniach przyjęto, że ceny węgla na rynku krajowym będą rosły wolniej niż ceny gazu).

Jednak dopóki nie zostaną zbudowane nowe elektrownie węglowe, to gaz pozostanie dominującym paliwem w rosyjskim sektorze energetycznym. Jak na razie klimat do ich powstawania nie jest sprzyjający. Perspektywy energetyki opartej na węglu w Rosji mogą się poprawić przy wysokich cenach gazu oraz przy braku dyskryminujących węgiel opłat ekologicznych, a także wówczas, gdy bogate firmy energetyczne zechcą się zaangażować w projekty i inwestycje w górnictwie węglowym (Lorenz 2008).

Zagłębia węglowe w Rosji

W Rosji wyróżnia się około dwadzieścia zagłębi węglowych, z których sześć–siedem odgrywa podstawową rolę. Trzy z nich leżą w części europejskiej (na zachód od Uralu: Wschodniodonieckie, Moskiewskie i Peczerskie).

Położoną za Uralem azjatycką część Rosji zazwyczaj dzieli się na dwa obszary: Zachodnią Syberię i rosyjski Daleki Wschód. Zachodnia Syberia rozciąga się od Uralu do rejonu Irkucka (Jakucja). Mianem rosyjskiego Dalekiego Wschodu określane jest obszar od Irkucka do wschodniego wybrzeża Rosji nad Pacyfikiem.

Zagłębie Kuźnieckie – tzw. Kuzbas – położone w Zachodniej Syberii (obwód Kemerowo) na wschód od Nowosybirsk, jest obecnie największym rosyjskim producentem węgla. Węgiel energetyczny oraz koksowy wydobywany jest zarówno metodą odkrywkową (ok. 40%), jak i podziemną; w zagłębiu budowane są również nowe kopalnie. Węgiel charakteryzuje się bardzo dobrą jakością, co czyni go atrakcyjnym w eksporcie tak na rynki europejskie, jak i azjatyckie. Odległości od rejonu wydobywania do portów bałtyckich i dalekowschodnich (nad Pacyfikiem) są porównywalne (rzędu 4500 km), a więc kierunek eksportu w dużej części zależy od bieżących warunków popytowych i cenowych na międzynarodowych rynkach węglowych. Produkcja węgla w Kuzbasie przekroczyła 180 mln ton w 2007 roku (55% produkcji krajowej), a na 2008 planowano nawet 190 mln.

Północno-wschodnia część Kuzbasu sąsiaduje z Zagłębiem Kańsko–Aczyńskim, gdzie występują najważniejsze w południowej Syberii zasoby węgla brunatnego wydobywanego metodą odkrywkową. Warunki geologiczne są bardzo korzystne: płytko zalegające pokłady o dużej miąższości.

Eksploatacja złóż położonych bardziej na wschód jest ograniczona jak dotąd tylko do tych sąsiadujących z magistralą kolejową BAM (Bajkalsko–Amurska Magistrala).

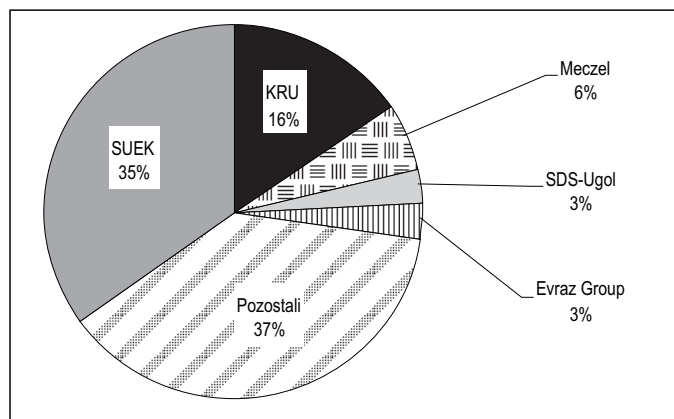
Główni producenci

W Rosji funkcjonuje około stu kopalń podziemnych i 150 kopalń odkrywkowych. Praktycznie prawie cały węgiel wydobywany jest w prywatnych przedsiębiorstwach. Natomiast państwo jest właścicielem jednej kopalni podziemnej wchodzącej w skład FGUP Arktikugol (Taranzov 2008).

Reformy górnictwa węglowego w Rosji rozpoczęto w roku 1993 i obecnie można uznać ten proces za praktycznie zakończony. W ciągu 10 lat zlikwidowano kopalnie nierentowne, a pozostałe poddano prywatyzacji. W 1999 roku udział spółek prywatnych wynosił około 1/3, a obecnie szacowany jest na 95%. Po raz pierwszy sektor węglowy osiągnął rentowność w 2001 r. (Mikhailov 2004).

W Rosji najważniejszą firmą produkującą węgiel kamienny energetyczny jest SUEK (*Sibirskaja Ugolnaja Energetičeskaja Kompania*) z udziałem 35% w produkcji krajowej. W 2007 roku SUEK wydobył 90,9 mln ton węgla, z czego węgla kamiennego – 48,7 mln ton (SUEK – Raport roczny za 2007). Rysunek 6.5 pokazuje pozycję tej firmy na tle innych rosyjskich producentów węgla energetycznego.

Firmy te produkują nie tylko węgiel energetyczny. SUEK posiada udziały we wszystkich ważniejszych rejonach wydobywania. Do KRU (*Kuzbassrazrezugol*) należy 11 kopalń. Trzeci z kolei Meczel posiada 7 kopalń w Jużnym Kuzbasie, a SDS (*Sibirsky Delovoy Soyuz*) ma w swych strukturach 5 kopalń. Do grupy Evraz należy spółka Jużkuzbassugol (12 kopalń) oraz kopalnia Rospadkaja (największa kopalnia podziemna) (Argus Russian Coal, 2006).



Rys. 6.5. Najważniejsi producenci węgla energetycznego w Rosji
Źródło: Mazniewa, Denisowa (2008)

Fig. 6.5. Main steam coal producers in Russia

Do innych ważnych eksporterów należą firmy: Russkij Ugol, Mir-Trade (firma handlowa, nie prowadząca wydobywania), czy Taltek. Wśród mniejszych firm, które m.in. dostarczają węgiel odbiorcom w Polsce można wymienić Kenotek z Kuzbasu czy Belon z Nowosybirsk.

Russkij Ugol specjalizuje się w eksporcie antracytu i węgla koksowego, ale również eksportuje węgiel energetyczny do państw Europy Wschodniej, także do Polski.

Mir-Trade eksportuje węgiel do ponad 20 państw świata, wśród których – oprócz Polski – są m. in.: Wlk. Brytania, Włochy, Turcja, Francja, Finlandia, Dania, Szwecja, USA, Ukraina, Hiszpania, Maroko, Rumunia, Bułgaria, Łotwa, Litwa, Słowacja, Grecja, Serbia.

Uwarunkowania logistyczne – porty, koleje

Rosja jest bardzo rozległym krajem, leżącym na dwóch kontynentach. Odległości z głównych zagłębi do portów, przez które eksportuje się węgiel są bardzo duże: z Kuzbasu do portów bałtyckich – około 4500 km, a z Jakucji do portów dalekowschodnich – około 2450 km. Problemem jest także niedostateczna sieć połączeń kolejowych.

Nie posiadając wystarczających zdolności przeładunkowych we własnych portach w Europie rosyjscy eksporterzy zmuszeni są korzystać również z portów znajdujących się na terytorium dawnych Republiki Radzieckich: w krajach bałtyckich (Litwa, Łotwa, Estonia) oraz na Ukrainie (tab. 6.13). Największe zdolności przeładunkowe węgla mają porty: na Bałtyku – Ust-Ługa, na Morzu Północnym – Murmańsk, na Morzu Czarnym – port Jużnyj, a na Morzu Japońskim – Wostocznyj.

Dostęp do portów, przez które eksportowany jest węgiel z Rosji jest w dużym stopniu zdominowany przez kilku głównych graczy. Należą do nich przede wszystkim Kru-Trade i SUEK, które dysponują większością zdolności przeładunkowych w portach bałtyckich i w Murmańsku.

Tabela 6.13

Porty morskie eksportujące węgiel rosyjski

Table 6.13

Sea-ports exporting Russian coal

Kraj	Port	Kraj	Port	Kraj	Port
Bałtyk i M. Północne		M. Czarne i Azowskie		M. Japońskie	
Rosja	Murmańsk	Ukraina	Jużnyj	Rosja	Wostocznyj
	Vysotsk		Mariupol		Vanino
	St. Petersburg	Rosja	Tuapse		
	Ust-Ługa				
Łotwa	Ryga				
	Ventspils				
Estonia	Tallin (Muuga)				

Źródło: RWE, 2007

Przez wiele miesięcy (w 2007 i 2008 roku) podstawowym utrudnieniem w realizacji dostaw z Rosji były permanentne problemy transportowe, wynikające głównie z braku odpowiedniej liczby wagonów. Wagony wyekspediowane z towarami często nie wracają w terminie. Zdarzało się na przykład, że pociągi z węglem wysyłane do portów ukraińskich były przetrzymywane i wykorzystywane do lokalnych przewozów innych towarów (nawozów, cementu, a nawet zbóż). Okresowo zdarzało się, że zaledwie 25% taboru znajdowało się w dyspozycji operatora kolejowego RЖД (*Rossijskije Żeleznyje Dorogi*).

Rosyjskie władze nalegają, aby wagony będące w posiadaniu państwowego przewoźnika RЖД wykorzystywane były do zaopatrywania krajowych odbiorców węgla. W połowie roku 2008 takim priorytetem było odbudowanie zapasów w elektrowniach wewnątrz kraju. Z tego powodu firmy eksportujące węgiel nie mogły fizycznie zrealizować zamówionych wcześniej dostaw, gdyż nie miały czym przewozić węgla z rosyjskich kopalń do portów. Alternatywą było wynajęcie wagonów od prywatnych przewoźników, co wiąże się jednak z dodatkowymi kosztami.

Problemy z brakiem wagonów w Rosji zmniejszyły się jesienią 2008 r. Dostępność wagonów uległa znaczącej poprawie, przede wszystkim na skutek spowolnienia aktywności we wszystkich segmentach rynku przewozów kolejowych w związku z kryzysem gospodarczym. Ponadto w październiku rosyjskie elektrownie ostatecznie osiągnęły wymagany przez rząd stan zapasów węgla, a nawet zgromadziły więcej o około 20 mln ton (o 30%) od obowiązkowego poziomu.

W 2008 roku państwowa firma RЖД posiadała 223 tys. otwartych wagonów, firma PGK (będąca jednostką kontrolowaną przez RЖД) – 48 tys. wagonów, natomiast sektor prywatny dysponuje 92 tys. wagonów. PGK planowała zakupić w następnym roku 22 tys. nowych wagonów, w tym 17 tys. wagonów do transportu węgla. Firma ta transportuje ponad połowę rosyjskiego węgla przeznaczonego na eksport.

7. Ceny węgla a ceny ropy naftowej i gazu ziemnego

W latach 2007–2008 na rynkach światowych obserwowano wyraźne wzrosty cen nie tylko węgla, ale przede wszystkim ropy naftowej.

Ropa naftowa

Blisko 45% światowej produkcji ropy wydobywane jest w krajach skupionych w OPEC – międzyrządowej organizacji krajów eksportujących ropę naftową. Kraje te posiadają około 76% światowych zasobów tego surowca (BP... 2009).

Stwierdzone zasoby ropy na świecie wynoszą około 170 mld ton (1258 mld baryłek), z czego ponad 10% znajduje się w krajach b. ZSRR (w Rosji – 6,3%), a 5,6% w krajach Ameryki Północnej.

W tabeli 7.1 zestawiono produkcję ropy naftowej na świecie dla 10 czołowych producentów. Kraje uszeregowano według wielkości produkcji w 2008 r. Udział wymienionych producentów stanowi 68,8% w światowych zasobach ropy i blisko 62% w jej produkcji; pierwsze trzy kraje produkują ponad jedną trzecią ropy.

W gronie 10 największych producentów pięć krajów to członkowie OPEC. Organizacja ta została założona w 1960 r. przez pięć krajów, a obecnie należy do niej trzynastu krajów. Kalendarium członkostwa w OPEC przedstawia tabela 7.2. W ostatniej kolumnie podano nazwy gatunków ropy, jakie z poszczególnych krajów wchodzi do tzw. koszyka OPEC. Na ich podstawie wyznacza się średnią cenę – tzw. OPEC *Reference Basket* (ORB). Kraje OPEC wyznaczają kwoty wydobycia i za pomocą kontrolowanej sprzedaży wpływają na ceny na rynkach światowych. Fakt, na ile kraje członkowskie poddają się tej dyscyplinie, powoduje większe lub mniejsze perturbacje na tych rynkach.

Na sytuację rynkową oddziałują oczywiście również ceny ropy produkowanej w krajach nie należących do OPEC. W handlu ropą naftową na świecie przyjęto kilka rodzajów ropy, których ceny stanowią punkt odniesienia dla pozostałych. Za wzorcową odmianę na świecie uważa się brytyjską ropę Brent (z Morza Północnego). W rejonie Zatoki Perskiej wyznacznikiem cen dla ropy eksportowanej do Azji jest ropa Dubai (produkowana w Zjednoczonych Emiratach Arabskich). Z kolei w Stanach Zjednoczonych wzorcem jest ropa *West Texas Intermediate* (WTI) i zazwyczaj inne odmiany amerykańskie są wyceniane w stosunku do niej.

Ceny ropy uzależnione są też od jej jakości, której popularną miarą jest gęstość, wyrażana w stopniach API (*American Petroleum Institute*). Im lżejsza jest ropa, tym więcej i taniej

Tabela 7.1

Czołowi producenci ropy naftowej na świecie

Table 7.1

Crude oil top world producers

	Kraj	1990	2000	2005	2008	Udział w zasobach
		mln ton/rok				%
1.	Arabia Saudyjska	342,6	456,3	526,8	515,3	21,0
2.	Rosja	515,9	323,3	470,0	488,5	6,3
3.	USA	416,6	352,6	313,3	305,1	2,4
4.	Iran	162,8	189,4	206,2	209,8	10,9
5.	Chiny	138,3	162,6	180,8	189,7	1,2
6.	Meksyk	146,3	171,2	187,1	157,4	0,9
7.	Kanada	92,6	126,9	144,9	156,7	2,3
8.	ZEA	107,5	123,1	129,0	139,5	7,8
9.	Kuwejt	46,8	109,1	129,3	137,3	8,1
10.	Wenezuela	117,8	167,3	151,0	131,6	7,9
Świat		3 171,7	3 612,1	3 891,6	3 928,8	100,0
Udział 10 producentów [%]		65,8	60,4	62,7	61,9	68,8

Źródło: BP 2009

można z niej uzyskać lekkie frakcje paliwowe (benzyny) bez angażowania procesów destrukcyjnych w rafineriach.

Ropa WTI jest ropą lekką (gęstość rzędu 40°API) o niskiej zawartości siarki i jest najczęściej droższa od średniej ropy koszyka OPEC. Ropa Dubai jest ropą ciężką, o gęstości około 32°API oraz o wysokiej zawartości siarki. Gęstość ropy Brent ma wartość pośrednią (38°API), a jej ceny – w warunkach równowagi rynkowej – zazwyczaj plasują się na poziomie pośrednim pomiędzy WTI a Dubai.

Rysunek 7.1 pokazuje zmiany cen wymienionych gatunków wskaźnikowych ropy naftowej w latach 2003–2009 (I półrocze).

Porównanie to pokazuje, że ceny ropy na świecie reagują identycznie na sygnały rynkowe. Nie zawsze jednak relacje cen odpowiadają podanym relacjom jakości (np. od lipca 2006 do sierpnia 2007 najwyższe ceny osiągała ropa Brent). Od lipca 2008 r., gdy w związku z kryzysem gospodarczym zaczął się wielki spadek cen, ceny wszystkich gatunków zrównały się.

W latach 2003–2008 ceny ropy na świecie rosły w sposób wykładniczy (rys. 7.2) odzwierciedlając globalny wysoki wzrost gospodarczy. W tym czasie ceny średnioroczne wzrosły z 29 do 97 dolarów za baryłkę (USD/bbl).

Gwałtowny wzrost cen ropy (oraz pozostałych surowców) zaczął się pod koniec lata 2007 roku, kiedy ciągle słabnący dolar wywołał na giełdach „ucieczkę w surowce”. Jednak

Tabela 7.2

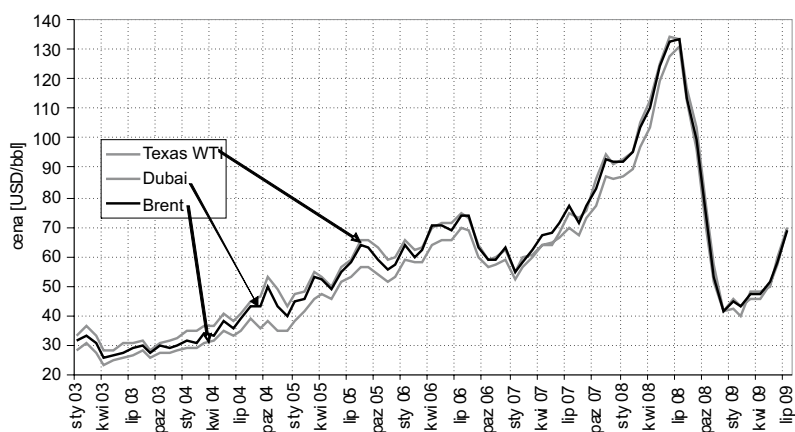
Kraje członkowskie OPEC

Table 7.2

OPEC members countries

Lp.	Rok	Kraje OPEC	Ropa
1.	1960	Iran	Iran Heavy
2.		Irak	Basra Light
3.		Kuwejt	Kuwait Export
4.		Arabia Saudyjska	Arab Light
5.		Wenezuela	BCF-17
6.	1961	Katar	Qatar Marine
7.	1962	Indonezja	Minas
8.		Libia	Es Sider
9.	1967	Zjednoczone Emiraty Arabskie (ZEA)	Murban
10.	1969	Algieria	Saharan Blend
11.	1971	Nigeria	Bonny Light
12.	1973	Ekwador (zawieszenie członkostwa 1992–2007)	Oriente
13.	2007	Angola	Girasol
		Gabon (1975–1994)	

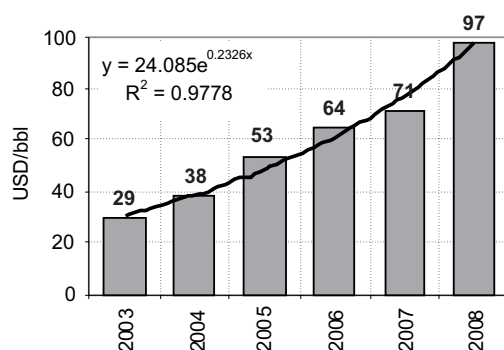
Źródło: (www.opec.org)



Rys. 7.1. Porównanie cen ropy naftowej WTI, Brent i Dubai w latach 2003–2009 (I półrocze)

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Banku Światowego

Fig. 7.1. Crude oil price comparison: WTI, Brent and Dubai, 2003–2009 (1st semester)



Rys. 7.2. Średnie ceny ropy naftowej w latach 2003–2008
 Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Banku Światowego

Fig. 7.2. Average annual crude oil price

szybko okazało się, że ceny nie mogą tylko rosnąć: naturalną rzeczą są następujące po sobie okresy spadków i wzrostów cen.

Ten wzrost został przerwany nie tylko z powodu niedoszacowania ryzyka, zbyt wielkiej płynności i przesadnej pewności siebie inwestorów, ale także przez fakt, że utrzymanie dłużej takiego boom'u surowcowego stało się niemożliwe. Kiedy świat pogrążył się w recesji, ceny ropy gwałtownie spadły.

Z powodu recesji drastycznie spadło zapotrzebowanie na ropę, a indeksy cen tego surowca pod koniec roku 2008 spadły do około 40 dolarów za baryłkę – wartości nie notowanych od czterech lat. Przypomnieć należy, że jeszcze w I połowie 2008 r. przewidywano, iż ceny ropy mogą osiągnąć 200 dolarów, a nawet więcej.

Gaz ziemny

Zasoby gazu ziemnego na świecie szacowane są na 185 bilionów m³. Są one jeszcze bardziej skoncentrowane geograficznie niż zasoby ropy naftowej: w krajach Środkowego Wschodu znajduje się aż 41% stwierdzonych zasobów gazu, a w krajach b. ZSRR – blisko 31%. W ujęciu poszczególnych państw, krajami najbardziej zasobnymi w gaz są: Rosja (23,4%, Iran (16%) i Katar (13,8%).

Rosja jest także największym producentem gazu na świecie. Kraje dziesięciu największych producentów gazu zestawiono w tabeli 7.3. Ich produkcja stanowi 64% wydobycia światowego, a trzy pierwsze kraje produkują obecnie ponad 44% tego surowca (dla porównania – w 1990 r. ich produkcja stanowiła 65%).

Największymi eksporterami gazu ziemnego na świecie są: Rosja (154 mld m³ w 2008 r., 26% światowego eksportu), Kanada (103 mld m³, 18%) i Norwegia (93 mld m³, 16%). Z krajów czołowych producentów gazu pochodzi 75,6% gazu w eksporcie.

Rynki gazu ziemnego na świecie, poprzez swoją specyfikę związaną z transportem za pomocą gazociągów, mają charakter regionalny, a więc ceny gazu w poszczególnych regionach reagują nieco inaczej na bodźce rynkowe.

Tabela 7.3

Czołowi producenci gazu ziemnego na świecie

Table 7.3

Natural gas top world producers

Lp.	Kraje	1990	2000	2005	2008	Udział w zasobach	Udział w eksporcie
		mld m ³ /rok				%	
1.	Rosja	580,1	528,7	580,1	601,7	23,4	26,3
2.	USA	504,3	543,2	511,1	582,2	3,6	4,5
3.	Kanada	108,6	182,2	187,4	175,2	0,9	17,6
4.	Iran	23,2	60,2	103,5	116,3	16,0	1,0
5.	Norwegia	25,5	49,7	85,0	99,2	1,6	15,8
6.	Algieria	49,3	84,4	88,2	86,5	2,4	6,4
7.	Arabia Saudyjska	33,5	49,8	71,2	78,1	4,1	
8.	Katar	6,3	23,7	45,8	76,6	13,8	2,6
9.	Chiny	15,3	27,2	49,3	76,1	1,3	
10.	Indonezja	43,9	65,2	71,2	69,7	1,7	1,1
Świat		1 970,4	2 412,4	2 777,8	3 065,6	100,0	
Udział 10 producentów [%]		70,5	66,9	64,5	64,0	68,8	75,6

Źródło: BP 2009

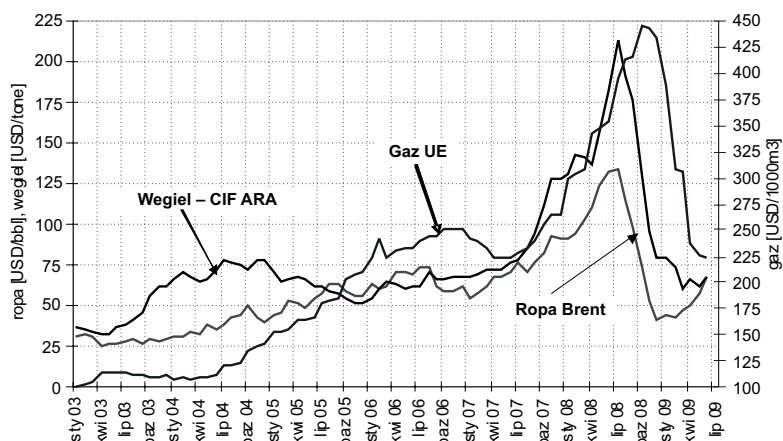
Analizy cen gazu na świecie dotyczą zazwyczaj dwóch regionów o znaczącym zużyciu gazu, a mianowicie rynku północnoamerykańskiego i europejskiego. Rynki te mają kilka odróżniających je cech. Rynek północnoamerykański jest od dawna rynkiem konkurencyjnym, o dużym stopniu deregulacji, opierającym się ponadto na znaczącej własnej produkcji. Rynek europejski natomiast w dużym stopniu jest uzależniony od importu. Kraje Unii Europejskiej produkują około 190 mld m³ gazu rocznie, a importują około 300 mld m³, z czego ponad połowa pochodzi z Rosji.

Rynki gazu ziemnego w Europie i Ameryce Północnej, ze względu na ich zupełną izolację geograficzną, nie oddziałują na siebie bezpośrednio. Pewne związki mogą występować poprzez reakcje cen gazu na zmiany cen ropy. W związku z rozwojem handlu gazem w postaci skroplonej (LNG) można się spodziewać, że w przyszłości te relacje mogą być wyraźniejsze.

W Europie ceny gazu są w dużej części uzależnione od systemu ustalania cen w kontraktach z Gazpromem – rosyjskim monopolistą w eksporcie gazu. Większość dostaw gazu do UE realizowana jest w kontraktach długoletnich. Ceny w tych kontraktach są indeksowane wartością koszyka podstawowych produktów ropopochodnych. Bierze się pod uwagę średnie ceny tych produktów z 6–9 poprzednich miesięcy, stąd też występuje przesunięcie czasowe w zmianach cen ropy i gazu.

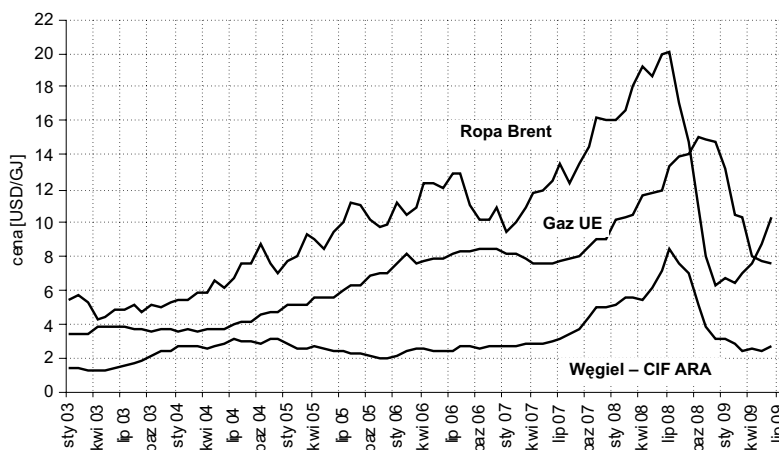
Porównanie cen węgla, ropy naftowej i gazu ziemnego w imporcie na rynki zachodnioeuropejskie

Na rysunkach 7.3 i 7.4 dokonano graficznego porównania cen głównych surowców energetycznych importowanych na rynki europejskie w latach 2003–2009 (I półrocze). Wszystkie wartości przedstawiają średnie miesięczne.



Rys. 7.3. Porównanie cen ropy Brent z cenami gazu ziemnego oraz z cenami węgla energetycznego w imporcie do Europy – w jednostkach naturalnych

Źródło: obliczenia własne na podstawie Global Commodity Markets, Platts, Argus, globalCOAL



Rys. 7.4. Porównanie cen ropy Brent z cenami gazu ziemnego oraz węgla energetycznego w imporcie do Europy [USD/GJ]

Źródło: jak dla rys. 7.3

Fig. 7.4. Comparison of Brent crude oil price with price of natural gas and steam coal imported to Europe [USD/GJ]

Ceny węgla w tym porównaniu są średnimi cenami *spot* na bazie CIF ARA, obliczonymi na podstawie wskaźników cen według źródeł (Platts, Argus, globalCOAL) i odnoszą się do węgla o kaloryczności 25,12 MJ/kg (6000 kcal/kg).

Ceny ropy naftowej przedstawiają ceny *spot* ropy Brent (FOB porty brytyjskie), a ceny gazu ziemnego są średnimi cenami w imporcie do Europy (cena na granicy) i nie uwzględniają cen gazu brytyjskiego. Te dane zaczerpnięto ze statystyk Banku Światowego (www.worldbank.org).

Na rysunku 7.3 przedstawiono ceny w jednostkach naturalnych: węgiel – w USD/tonę, ropa – w USD/bbl, a gaz – w USD/1000 m³. Ceny gazu na tym wykresie odniesiono do prawej osi Y; wartości przeliczono z jednostek oryginalnych (USD/mln Btu), stosowanych w statystykach anglosaskich (*Btu: British thermal unit*, 1 Btu=1,0548 kJ).

Rysunek 7.4 przedstawia to samo porównanie, lecz dla cen sprowadzonych do jednostek porównywalnych (USD/GJ).

Na wykresach zauważalne jest, że od początku 2007 r. tendencje zmian cen ropy i węgla są bardzo zbliżone. Widoczne jest też przesunięcie – o 2–3 kwartały – zmian cen gazu wobec ropy.

W tabeli 7.4 zestawiono porównywane ceny węgla energetycznego, ropy naftowej i gazu ziemnego w przeliczeniu na średnie roczne w USD/GJ i w zł/GJ. Dwie ostatnie kolumny podają, o ile procent ceny ropy i gazu były w danym roku wyższe od cen węgla.

Tabela 7.4

Średnie roczne ceny węgla, ropy Brent i gazu ziemnego [USD/GJ i zł/GJ]

Table 7.4

Annual average prices of steam coal, Brent crude oil and natural gas [USD/GJ and Polish zloty/GJ]

Rok	Węgiel CIF ARA	Ropa Brent	Gaz Europa	Węgiel CIF ARA	Ropa Brent	Gaz Europa	Nadwyżka nad ceną węgla	
							ropa	gaz
							USD/GJ	
2003	1,7	4,3	3,7	6,7	16,8	14,4	153	116
2004	2,9	5,8	4,1	10,5	21,0	14,8	100	41
2005	2,4	8,2	6,0	7,9	26,4	19,4	236	147
2006	2,6	9,8	8,0	7,9	30,4	24,9	285	215
2007	3,5	10,9	8,1	9,7	30,2	22,4	211	132
2008	5,9	14,7	12,7	14,2	35,3	30,6	149	116
2009*	2,7	7,8	9,5	9,1	26,2	32,0	188	251

* I półrocze

Źródło: obliczenia własne (kurs zł/USD wg NBP)

Podsumowanie

Dostęp do energii jest kluczowym elementem rozwoju gospodarczego i społecznego. Wzrost gospodarczy oraz ciągły wzrost liczby ludności powodują rosnący popyt na energię. Zużycie energii w świecie będzie rosnąć przede wszystkim w związku z potrzebami i rozwojem krajów rozwijających się. Tego wzrostu nie zrekompensują nawet najszerzej rozpowszechnione środki i sposoby poszanowania i oszczędzania energii w krajach rozwiniętych, o największym obecnie zużyciu energii.

W zaspokajaniu potrzeb energetycznych świata węgiel będzie nadal odgrywał bardzo istotną rolę. W zależności od podaży węgla, kosztów producentów, rozwoju technologii wytwarzania energii oraz technologii prowadzących do zmniejszania emisji ze spalania, a także konkurencji cenowej i możliwej podaży innych nośników energii (konwencjonalnych i odnawialnych) pozycja węgla może się zmieniać. Nie przewiduje się jednak – przy obecnym stanie wiedzy – odejścia od węgla.

Kilkadziesiąt lat temu węgiel był głównym źródłem energii na świecie. Z czasem jego udział w bilansie energetycznym malał, lecz i tak wciąż stanowi około 25% w zużyciu energii pierwotnej na świecie. Po latach deprecjacji znaczenia węgla w krajach wysoko przemysłowych obserwuje się powrót zainteresowania jego użytkowaniem. Czynnikiem sprzyjającym jest rozwój nowoczesnych, przyjaznych dla środowiska tzw. czystych technologii węglowych. Technologie te nakierowane są na poprawę efektywności i ochronę środowiska na wszystkich etapach użytkowania węgla: od pozyskania, poprzez procesy przeróbki i wzbogacania, aż do spalania w energetyce i oczyszczania spalin. Rośnie świadomość, że istotnym zagadnieniem jest nie sam fakt wykorzystywania węgla, ale to w jaki sposób jest on wykorzystywany.

Historycznie rynek węglowy był uważany za bardzo konserwatywny, a węgiel był tradycyjnie sprzedawany od producenta do użytkownika (z pośrednictwem agenta lub bez). Teraz coraz powszechniejszy staje się handel węglem za pośrednictwem internetu, z wykorzystaniem różnych platform on-line. We współczesnym handlu węglem energetycznym na świecie operuje się w zasadzie tzw. wskaźnikami (indeksami) cen – czyli cenami odniesionymi do pewnej standaryzowanej jakości. Potrzeba stworzenia wskaźników cen wynikała zarówno z rozwoju handlu elektronicznego, jak też coraz powszechniejszego stosowania instrumentów finansowych zabezpieczających przed ryzykiem zmian cen.

Rynki energii elektrycznej w Europie, Stanach Zjednoczonych i na Dalekim Wschodzie, przeszły w ostatnich czasach radykalne zmiany. Liberalizacja i deregulacja doprowadziły do

zniesienia monopolu w regionach dostaw energii i tradycyjnych struktur rynku, wprowadzając wolną konkurencję pomiędzy producentami energii.

Konkurencja pomiędzy wytwórcami energii wymusza nowe praktyki zakupów węgla. Obserwuje się odejście od wymagań ścisłego dostosowania jakościowego węgla do urządzeń wytwórczych, a kupujący poszukują przede wszystkim węgla taniego. To prowadzi do niższego stanu zapasów węgla, zwiększonych zakupów na rynkach *spot* i krótszych terminów kontraktów, co równocześnie zwiększa prawdopodobieństwo zmienności cen.

Operatorzy elektrowni, optymalizując koszty wytwarzania, dążą do obniżenia kosztów zakupu paliw, które stanowią z reguły największą pozycję w kosztach. W przypadku elektrowni węglowych bazujących na węglu importowanym presja na redukcję kosztów przenoszona jest na dostawców węgla – z uwzględnieniem ceny eksportera i kosztów transportu.

Decyzja o budowie nowej elektrowni węglowej jest zdecydowanie bardziej ryzykowna w warunkach zliberalizowanego – a przez to krótkoterminowego – rynku energii elektrycznej. Elektrownie węglowe są inwestycjami o bardzo długim terminie zwrotu kapitału (ponad 20 lat), chociaż okres eksploatacji takich obiektów wynosi 35–40 lat. Dla elektrowni gazowych czas od podjęcia inwestycji do uruchomienia jest znacznie krótszy, przy kosztach nawet o połowę niższych. Elektrownie węglowe mogą być więc konkurencyjne tylko jeśli koszty zakupu węgla będą niskie (RWE 2007). Do tego dochodzą koszty emisji CO₂, większe dla węgla niż dla gazu, ponieważ węgiel emituje znacznie więcej dwutlenku węgla podczas spalania niż gaz. W długim horyzoncie czasowym (25–30 lat) nie będzie to miało jednak większego wpływu na światowy rynek węgla, albowiem zakłada się, że dostępne będą już techniki sekwestracji dwutlenku węgla i wysoka emisyjność węgla (w odniesieniu do CO₂) nie będzie ograniczać zużycia węgla w energetyce.

Decyzje o budowie elektrowni węglowych w krajach azjatyckich napotykają na mniej komplikacji. Nawet w najbardziej uprzemysłowionych krajach tego regionu świata (jak Japonia, Tajwan czy Korea Płd.) węgiel jest i pozostanie najbardziej konkurencyjnym paliwem dla energetyki, ponieważ jedyną dla węgla alternatywą (spośród paliw kopalnych) może być tylko skroplony importowany gaz ziemny (LNG). Kraje te (nie mając własnych zasobów) w przewidywalnej przyszłości nie będą mieć dostępu do innych surowców energetycznych.

Na międzynarodowych rynkach węgla energetycznego w ostatnich latach zmienił się charakter kontraktów: coraz mniej jest kontraktów długoterminowych, a przeważają transakcje *spot*. Dzisiaj umowy długoterminowe rzadko przekraczają 5 lat i są stosowane jedynie, aby podbudować długoletnią współpracę pomiędzy stronami kontraktu. Określa się w nich prawo do kupna (lub sprzedaży) określonej ilości węgla po uzgodnionej cenie.

Kontrakty *spot* lub kontrakty krótkoterminowe (zawierane na okres do jednego roku) mają zazwyczaj ustaloną cenę, natomiast w kontraktach długoterminowych generalnie renegotjuje się ceny w ustalonych przedziałach czasowych (np. raz w roku) lub przyjmuje się mechanizm progresywnego dostosowywania cen do pewnych indeksów zewnętrznych.

Mechanizm indeksacji cen w kontraktach długoterminowych stanowi zabezpieczenie dla stron kontraktu w przypadkach nieprzewidywalnych zmian takich czynników jak: inflacja, kursy wymiany walut, zmiany kosztów surowców i materiałów, zasadniczych przełomów w technologii czy produktywności.

Ceny węgla w ujęciu historycznym są znacznie bardziej stabilne niż ceny paliw węglowodorowych. Zasoby węglowodorów są skupione przede wszystkim w rejonie Bliskiego i Środkowego Wschodu oraz w krajach byłego Związku Radzieckiego, przez co ich ceny (i ograniczenia podaży) w zdecydowanie większym stopniu narażone są na manipulacje i naciski polityczne. Zasoby węgla natomiast są bardziej rozproszone w świecie niż zasoby ropy naftowej i gazu ziemnego, jakkolwiek naprawdę duże zasoby występują w zaledwie kilku krajach.

Na współczesnych rynkach węglowych zmiany cen *spot* w coraz mniejszym stopniu wynikają z klasycznej relacji podaży i popytu, ale są uzależnione od gry rynkowej na rynkach finansowych. Handel indeksami węglowymi kilkakrotnie przewyższa obroty na fizycznym rynku węgla. Uczestniczą w nim różnego rodzaju instytucje finansowe, banki i fundusze, dla których węgiel nigdy wcześniej nie był towarem objętym ich podstawową działalnością. To zjawisko ma miejsce szczególnie w Europie (w Azji wciąż w znacząco mniejszym stopniu). Transakcje finansowe (handel indeksami) nie wiążą się z koniecznością fizycznego zakupu czy dostawy węgla. Uczestnicy transakcji na rynkach finansowych (papierowych) najczęściej inwestują również w inne surowce, a zwłaszcza w ropę. Stąd coraz wyraźniejsze związki w tendencjach zmienności cen tych surowców.

Zapoczątkowany w 2008 roku kryzys finansowy i ekonomiczny dotknął wszystkie dziedziny światowej gospodarki. W połowie 2009 roku z wielu segmentów rynków na świecie zaczęły napływać bardziej optymistyczne sygnały. Niektórzy analitycy i politycy chcieliby w nich już upatrywać końca kryzysu. Wydaje się, że w tej ocenie należy jednak zachowywać daleko idącą ostrożność, albowiem równowaga rynkowa została zachwiana w bardzo wielu obszarach i musi upłynąć jeszcze pewien czas dla odbudowania właściwych relacji podaży, popytu i cen, a także zaufania uczestników rynków co do trwałości wykształcających się tendencji.

Poziom bieżących rynkowych cen węgla wpływa na ekonomikę projektów rozwoju wydobycia tego surowca. Uruchomienie dostaw z nowych źródeł, które zaczęto rozwijać w warunkach wzrostu cen, może się znacząco opóźnić z powodu kryzysu. W warunkach recesji ograniczane są inwestycje i wstrzymywane nowe projekty nie tylko w górnictwie, ale też w energetyce. Skutki tych ograniczeń odczuwalne będą w nowej fazie cyklu koniunkturalnego, kiedy gospodarka światowa ponownie zacznie rosnać.

O tym, jak będzie się rozwijała sytuacja na międzynarodowych rynkach węgla energetycznego w następnych kilku latach, w dużym stopniu zadecydują kraje regionu Pacyfiku, gdzie skupieni są zarówno najwięksi użytkownicy, jak i producenci węgla.

W świetle obecnego stanu wiedzy wydaje się, że podaż węgla energetycznego ze źródeł istniejących oraz projektowanych nowych powinna być wystarczająca, aby zaspokoić zapotrzebowanie rynków międzynarodowych aż do roku 2025 (a może nawet do 2030).

Ekspert węgla energetycznego z niektórych tradycyjnych kierunków (jak RPA, Polska, Indonezja, czy Chiny) będzie się zmniejszać. Te ubytki powinny być wyrównane wzrostem podaży z innych tradycyjnych kierunków oraz z nowych źródeł, co pozwoli zaspokoić zwiększone światowe zapotrzebowanie. Jednakże te przyszłościowe nowe źródła dostaw ograniczają się w zasadzie do Nigerii, Botswany, Mozambiku, Madagaskaru, Alaski, Bangladeszu i Pakistanu (Energy Edge 2007).

Literatura

- Banks F., 2005 – Some further aspects of the world coal market (www.energypulse.net).
- Broadbent G., 1999 – Competitiveness of coal – the evolution of price. Wyd. IEA Coal Research CS/05.
- Ekawan R., Duchene M., 2006 – The evolution of hard coal trade in the Atlantic market. *Energy Policy*, Volume 34, Issue 13, September 2006, s. 1487–1498, Elsevier.
- Grudziński Z., 2002 – Wskaźnik cen węgla energetycznego dla rynku europejskiego. Sympozja i Konferencje nr 57. Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków, s. 267–277.
- Grudziński Z., 2004 – Produkcja i ceny węgla energetycznego w świecie. *Polityka Energetyczna* t. 7, z. spec., s. 421–433.
- Grudziński Z., Lorenz U. (red.), 2008 – Opracowanie metodyki tworzenia systemu cen węgla brunatnego. (autorzy: Grudziński Z., Lorenz U., Blaschke S., Ozga-Blaschke U.). Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków, s. 255.
- Henderson C., 2002 – New directions in coal markets. 4th APEC Coal TILF Workshop (March).
- Hiemstra T., 2004 – Trading: the European way. *World Coal*, February 2004, s. 29–31.
- Kavalov B., Peteves S.D., 2007 – The future of coal. DG JRC, Institute for Energy, February 2007.
- Kicińska M., Pleszko J., Wolski A., 2007 – Transport morski węgla kamiennego w gospodarce światowej. Proceedings of the XII International Scientific and Technical Conference on Marine Traffic Engineering, Szczecin, str. 421–428.
- Lorenz U., 2002 – Import węgla energetycznego do wybranych użytkowników. *Polityka Energetyczna* t. 5, z. 2, s. 47–59.
- Lorenz U., 2004 – Rosyjski węgiel energetyczny na rynkach międzynarodowych. *Polityka Energetyczna* t. 7, z. spec., s. 435–449.
- Lorenz U., 2006 – Rola wskaźników cen w międzynarodowym handlu węglem energetycznym. *Polityka Energetyczna* t. 9, z. spec., s. 583–596.
- Lorenz U., 2008 – Główni światowi eksporterzy węgla energetycznego na rynek europejski – wybrane aspekty podaży i cen. *Polityka Energetyczna* t. 11, z. 1, s. 255–272.
- Lorenz U., 2009 – Wzrosty i spadki cen węgla energetycznego na świecie w 2008 roku. *Przegląd Górniczy* Nr 3–4 (1036–37), s. 1–8.
- Lorenz U., Grudziński Z., 2004 – Węgiel energetyczny – tendencje cen na międzynarodowych rynkach. *Przegląd Górniczy* nr 5 (979), s. 6–9.
- Lorenz U., Grudziński Z., 2005 – Sytuacja na międzynarodowych rynkach węgla energetycznego. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi* t. 21, z. 2, s. 5–16.

- Lorenz U., Grudziński Z., 2007 – Perspektywy dla międzynarodowych rynków węgla energetycznego. *Polityka Energetyczna* t. 10, z. spec. 2, s. 497–514.
- Lorenz U., Grzelak M., 2005 – Transport morski jako ważny element międzynarodowego handlu węglem. *Polityka Energetyczna* t. 8, z. spec., s. 283–296.
- Mazniewa E., Denisowa A., 2008 – Duchi iz uglja i drugije plany SUEK. *Vedomosti* nr 179 (www.vedomosti.ru).
- Mikhailov N., 2004 – Restructuring Russia's Coal Industry – 10 years of reforms (<http://strategis.ic.gc.ca/>).
- Stagg A., 1999 – End of a century. *World Coal* vol. 8 Nr 12.
- Stala-Szluga J. K., 2008 – Żegluga śródlądowa jako jedna z form transportu węgla w Europie. *Polityka Energetyczna* t. 11, z. 1, s. 477–487.
- Tarazanow I.G., 2008 – Results of work of the coal mining industry of Russia for January-September 2008. *Ugoł*, nr 12, 39–47.
- ABARE – Australian commodities, vol. 16 nr 1 – March quarter 2009; vol. 16 nr 2 – June quarter 2009 (www.abareconomics.com).
- Annual report 2008. Facts and Trends 2007/2008. Wyd. VDKI – Verein der Kohlenimporteuren e.V. Hamburg, s. 97.
- Annual report 2009. Facts and Trends 2008/2009. Wyd. VDKI, s. 106.
- Argus Coal Daily International. Wyd. Argus Media Ltd (wybrane numery z lat 2006–2009).
- Argus Russian Coal, 2006.
- BAFA (Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle), www.bafa.de.
- Bank Światowy – Global Commodity Markets (www.worldbank.org).
- BELON – Raport Roczny za 2007 – <http://www.belon.ru>.
- BP Statistical review of world energy, 2008 i 2009.
- Coal Information 2008 (with 2007 data). Wyd. IEA, Paryż.
- Coal Information 2009 (with 2008 data). Wyd. IEA, Paryż.
- Community hard coal imports from third countries for power stations (<http://ec.europa.eu/energy/coal/>).
- CTI – Coal Trader International (codzienne wydawnictwo internetowe). Wyd. Platts.
- Electricity Information 2007. Wyd. IEA, Paryż.
- Energy Edge Ltd., 2007 – Coal of the future (supply prospects for thermal coal by 2030–2050). Prepared for the European Commission – DG JRC Institute for Energy by Energy Edge Limited (the UK). February 2007.
- ICR – International Coal Report (tygodnik). Wyd. Platts – The McGraw Hill Companies, England.
- ICR Coal Statistics Monthly. Wyd. Platts – McGraw Hill Companies, England.
- Incoterms 2000 (www.exporter.pl, www.mk.infor.pl).
- Key world energy statistics 2008. Wyd. IEA, Paryż.
- Review of maritime transport 2007, 2008. United Nations Conference on Trade and Development (Report by the UNCTAD secretariat). New York and Geneva.
- RWE 2007 – World Market for Hard Coal. 2007 Edition. Wyd. RWE Power, s. 102.

SSMR April 2008 – Shipping Statistics and Market Review. ISL (Institute of Shipping Economics and Logistics) (www.isl.org).

SUEK – Raport roczny 2007 (www.suek.ru).

The Impact of the Financial and Economic Crisis on Global Energy Investment – OECD/IEA, May 2009.

Źródła internetowe

www.argusmediagroup.com

www.distances.com

www.e-ships.net

www.export911.com

www.globalcoal.com

www.mccloskeygroup.com

www.opec.org

www.platts.com

www.portalmorski.pl

www.portofrotterdam.com

www.searates.com

www.x_rate.com

<http://scport.net>

Międzynarodowe rynki węgla kamiennego energetycznego

Streszczenie

Światowa produkcja węgla kamiennego przekracza już 5,5 mld ton/rok, z czego 86% stanowi węgiel energetyczny. Głównym sposobem wykorzystania węgla energetycznego jest jego spalanie w celu wytworzenia energii elektrycznej i ciepła. Węgiel jako źródło energii jest paliwem o obfitych zasobach, relatywnie tanim i dość łatwo osiągalnym na rynkach.

Zdecydowana większość węgla wydobywanego na świecie jest zużywana w krajach producentów. Przedmiotem handlu na rynkach międzynarodowych jest zaledwie około 14% produkcji tego surowca na świecie.

Chociaż międzynarodowy rynek węgla to jedynie niewielka część produkcji tego surowca, to odgrywa on istotną rolę w kształtowaniu cen węgla, nawet w krajach wykorzystujących głównie własne zasoby.

Niniejsza monografia ma na celu przedstawienie rozwoju i stanu obecnego międzynarodowych rynków węgla energetycznego. Scharakteryzowano główne rynki węgla, z uwzględnieniem informacji o zasobach, wielkości produkcji i zużycia oraz eksportu i importu. Opiszano rodzaje kontraktów w handlu węglem oraz wzorce jakości i najważniejsze wskaźniki cen rynkowych. Podano też definicje najbardziej popularnych formuł stosowanych w handlu międzynarodowym.

Scharakteryzowano czynniki kształtujące ceny węgla i przedstawiono analizę sytuacji i cen na rynkach międzynarodowych w ujęciu historycznym aż po najbardziej aktualne informacje, sięgające połowy 2009 roku.

Omówiono zagadnienia transportu węgla, ze szczególnym uwzględnieniem transportu morskiego, gdyż blisko 90% węgla w tym handlu jest przewożona drogą morską.

Przedstawiono charakterystykę głównych eksporterów węgla energetycznego na rynki europejskie: Republiki Południowej Afryki, Kolumbii, Indonezji oraz Rosji, która jest najbardziej realnym źródłem zasilania polskiego rynku w węgiel energetyczny z importu.

Na koniec przedstawiono analizę porównawczą cen węgla energetycznego z cenami ropy naftowej i gazu ziemnego w imporcie na rynki zachodnioeuropejskie.

Zagadnienia i analizy zaprezentowane w monografii powinny ułatwić lepsze zrozumienie specyfiki międzynarodowych rynków węgla energetycznego oraz związków, jakie zachodzą pomiędzy tymi rynkami a innymi segmentami gospodarki światowej.

International markets of hard steam coal

Summary

Global hard coal production exceeds some 5.5 billion tons annually, out of which 86% is steam (or power) coal. Main method of steam coal utilization is its burning to produce electricity and heat. Coal as an energy source is a fuel with abundant resources, relatively cheap and commercially available.

Majority of coal mined in the world is used in the producing countries. Only some 14% of coal is the subject of international trade.

Although international coal market comprises only small part of global production, it plays significant role in coal price creation, even in countries using their own resources.

This monograph is aimed to present the development and current state of international coal markets. There have been characterized the main coal markets, including information on coal reserves, production and consumption, imports and exports. Types of contracts in coal trade have been described as well as coal quality standards and most important coal price indices. Definitions of the most popular international commercial terms being used in international coal trade.

Factors impacting coal prices have been characterized and analyses of coal prices and situation on international coal markets have been presented, from historical data until most recent information of the first half of 2009.

Problems of coal transport have been also discussed, with the special attention put on maritime transportation, as 90% of traded coal is transported by sea.

Characteristics of main steam coal exporters to the west European markets have been presented, including South Africa, Colombia, Indonesia and Russia, which is also the most real source of coal import to the Polish market.

At the end, comparative analysis of prices of steam coal, crude oil and natural gas imported to the west European markets has been presented.

Problems and analyses presented in the monograph should facilitate better comprehension of international coal markets specificity and relations between these markets and other segments of global economy.